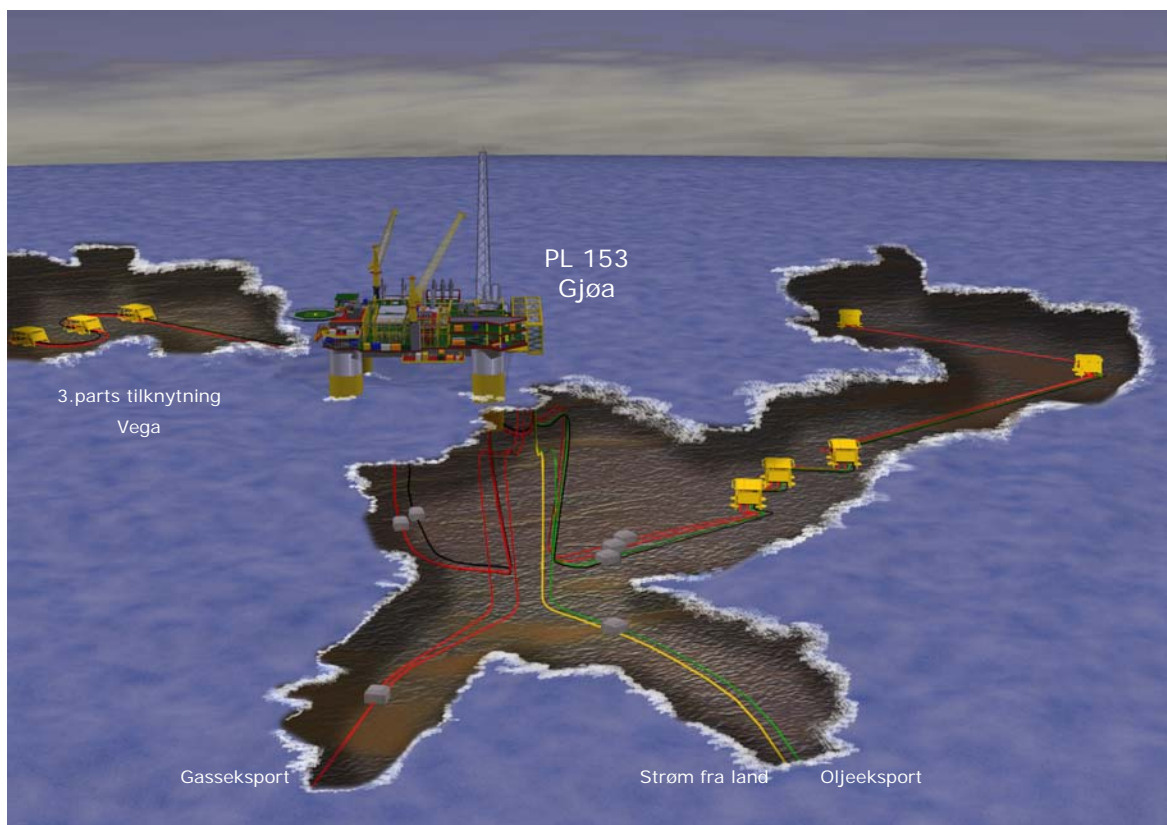


Plan for utbygging, anlegg og drift av Gjøafeltet

Utvinningsstillatelse PL 153



Del 2 Konsekvensutredning



Plan for utbygging, anlegg og drift av Gjøafeltet

Utvinningsstillatelse PL 153

Del 2 Konsekvensutredning

Utarbeidet av Statoil

Oktober 2006

Forord

Denne konsekvensutredningen omhandler utbygging, anlegg og drift av olje- og gassfeltet Gjøa i Nordsjøen.

Plan for utbygging og drift (PUD) og Plan for anlegg og drift (PAD) for virksomheten planlegges presentert for Stortingsbehandling i løpet av vårsesjonen 2007.

Foreliggende konsekvensutredning inngår som en del av PUD og PAD for virksomheten. Konsekvensutredning for Gjøafeltet er utarbeidet i henhold til Petroleumsloven. Rettighetshaver er ansvarlig for koordinering og gjennomføring av høringsprosessen.

Melding med forslag til utredningsprogram ble oversendt høringsinstansene i april 2006. Olje- og energidepartementet fastsatte utredningsprogrammet i juni 2006. Foreliggende konsekvensutredning er utarbeidet i henhold til det fastsatte programmet og de høringsuttalelser som er mottatt.

Rettighetshaverne til Gjøa er RWE Dea Norge AS, AS Norske Shell, Statoil ASA, Petoro AS og Gaz de France Norge AS. Statoil er operatør for feltet i planleggings- og utbyggingsfasen. Gaz de France er operatør i driftsfasen.

Stavanger 1. oktober 2006

Innholdsfortegnelse

1	SAMMENDRAG	11
2	INNLEDNING	15
2.1	FELTBESKRIVELSE	15
2.2	UTVINNINGSTILLATELSENS HISTORIE	15
2.3	RETTIGHETSHAVERE OG EIERFORHOLD.....	16
2.4	FORMÅLET MED KONSEKVENSTREDNINGEN	16
2.5	LOVVERKETS KRAV TIL KONSEKVENSTREDNING.....	16
2.5.1	<i>Krav i internasjonalt lovverk</i>	<i>16</i>
2.5.2	<i>Krav i norsk lovverk</i>	<i>16</i>
2.5.3	<i>Krav i britisk lovverk.....</i>	<i>17</i>
2.5.4	<i>Forholdet mellom norsk og britisk lovverk og krav til dokumentasjon.....</i>	<i>17</i>
2.5.5	<i>Forholdet til den regionale konsekvensutredningen for Nordsjøen.....</i>	<i>17</i>
2.6	UTREDNINGSPROESSEN	18
2.6.1	<i>Prosess mot norske myndigheter.....</i>	<i>18</i>
2.6.2	<i>Prosess mot britiske myndigheter.....</i>	<i>18</i>
2.6.3	<i>Tidsplan for konsekvensutredningen</i>	<i>19</i>
2.6.4	<i>Utredningsprogrammet</i>	<i>19</i>
2.6.5	<i>Underlagsdokumentasjon for konsekvensutredningen.....</i>	<i>20</i>
2.7	NØDVENDIGE SØKNADER OG TILLATELSER	20
3	PROSJEKTBEKRIVELSE	21
3.1	HELSE, MILJØ OG SIKKERHET	21
3.1.1	<i>Program for HMS.....</i>	<i>21</i>
3.1.2	<i>Mål og strategi for HMS.....</i>	<i>21</i>
3.2	RESERVOARBEKRIVELSE	22
3.3	RESSURSER OG PRODUKSJONSPLANER	23
3.4	BEKRIVELSE AV VALGT UTBYGGINGSLØSNING	24
3.4.1	<i>Produksjonsplattform.....</i>	<i>24</i>
3.4.2	<i>Prosessanlegg og hjelpesystemer.....</i>	<i>25</i>
3.4.3	<i>Undervannsanlegg</i>	<i>25</i>
3.4.4	<i>Eksport av olje</i>	<i>27</i>
3.4.5	<i>Eksport av gass.....</i>	<i>28</i>
3.4.6	<i>Boring og brønn.....</i>	<i>29</i>
3.5	3. PARTS TILKNYTNING	30
3.6	BAT-VURDERING	30
3.6.1	<i>Valg av metode for håndtering av produsert vann</i>	<i>30</i>
3.6.2	<i>Valg av løsning for generering av kraft</i>	<i>31</i>
3.7	GRUNN- OG TRASEUNDERSØKELSER	33
3.8	MILJØOVERVÅKING	34
3.9	AVFALLSHÅNDTERING	34
3.10	DRIFTSTRATEGI OG LOGISTIKK.....	34
3.10.1	<i>Logistikkstudie.....</i>	<i>34</i>
3.11	TIDSPAN FOR UTBYGGINGEN	35
3.12	ØKONOMIEN I PROSJEKTET.....	35
3.13	AVSLUTNING	36
3.14	TIDLIGERE VURDERTE UTBYGGINGSLØSNINGER	36
4	NATURRESSURSER OG MILJØFORHOLD	37
4.1	FORHOLDET TIL DEN REGIONALE KONSEKVENSTREDNINGEN.....	37
4.2	INFLUENSOMRÅDE FOR UTSLIPP TIL LUFT.....	37
4.3	INFLUENSOMRÅDE FOR UTSLIPP TIL SJØ.....	37
4.4	DEN NORSKE KYSTSTRØMMEN	37

4.5	SPESIELT MILJØFØLSOMME OMRÅDER	38
4.6	FISK OG FISKERI.....	38
4.6.1	<i>Fiskeressurser</i>	38
4.6.2	<i>Fiskeri</i>	39
4.7	AKVAKULTUR.....	40
4.8	KORALLER.....	40
4.9	KULTURMINNER	40
4.10	MILJØTILSTANDEN I NORDSJØEN.....	41
4.10.1	<i>Utslippsmengder og trender</i>	41
4.10.2	<i>Tilstandsbeskrivelse</i>	42
5	UTSLIPP TIL LUFT.....	45
5.1	MILJØMYNDIGHETENES RAMMEBETINGELSER FOR UTSLIPP TIL LUFT	45
5.2	IMPLEMENTERTE TILTAK FOR Å REDUSERE UTSLIPP TIL LUFT.....	45
5.3	UTSLIPP TIL LUFT KNYTTET TIL UTBYGGINGSFASE.....	46
5.3.1	<i>Utslipp til luft knyttet til boring og brønnoperasjoner</i>	46
5.3.2	<i>Utslipp til luft knyttet til installasjonsaktiviteter</i>	46
5.3.3	<i>Utslipp knyttet til nødvendig transportvirksomhet i utbyggingsfase</i>	46
5.4	UTSLIPP TIL LUFT KNYTTET TIL DRIFTSFASE	47
5.4.1	<i>Utslipp knyttet til ordinær drift av plattform</i>	47
5.4.2	<i>Utslipp knyttet til nødvendig transportvirksomhet i driftsfase</i>	48
5.5	PROGNOSE FOR UTSLIPP TIL LUFT	48
5.6	BESKRIVELSE AV KONSEKVENSER AV UTSLIPP TIL LUFT.....	50
6	UTSLIPP TIL SJØ	53
6.1	MILJØMYNDIGHETENES RAMMEBETINGELSER FOR UTSLIPP TIL SJØ.....	53
6.2	IMPLEMENTERTE TILTAK FOR Å REDUSERE UTSLIPP TIL SJØ.....	53
6.3	UTSLIPP TIL SJØ KNYTTET TIL UTBYGGINGSFASE.....	54
6.3.1	<i>Utslipp til sjø knyttet til boring og brønnoperasjoner</i>	54
6.3.2	<i>Utslipp til sjø knyttet til klargjøring av rørledninger</i>	56
6.4	UTSLIPP TIL SJØ KNYTTET TIL DRIFTSFASE	56
6.4.1	<i>Utslipp av produsert vann</i>	56
6.4.2	<i>Utslipp av drenasjevann</i>	60
6.4.3	<i>Utslipp av kjølevann</i>	60
6.4.4	<i>Utslipp av radioaktive komponenter</i>	60
6.4.5	<i>Utslipp av hydraulikkolje</i>	61
6.5	PROGNOSE FOR UTSLIPP TIL SJØ	61
6.6	KONSEKVENSER AV UTSLIPP TIL SJØ.....	62
6.6.1	<i>Konsekvenser i forbindelse med boreoperasjonene</i>	62
6.6.2	<i>Konsekvenser i forbindelse med klargjøring av rørledninger</i>	62
6.6.3	<i>Konsekvenser i forbindelse med ordinær drift</i>	62
7	AKUTTE UTSLIPP OG OLJEVERNBEREDSKAP	65
7.1	MILJØRISIKOANALYSE – FORMÅL OG KRAV	65
7.2	AKSEPTKRITERIER FOR MILJØRISIKO	65
7.3	FORUTSETNINGER.....	65
7.4	OLJE- OG FORVITRINGSEGENSKAPER	66
7.5	OLJEDRIFTSBEREGNINGER.....	66
7.6	VURDERING AV MILJØRISIKO.....	68
7.7	OLJEVERNBEREDSKAP.....	69
7.8	VIDERE ARBEID.....	70
8	AREALBESLAG OG FYSISKE INNGREP	73
8.1	KONSEKVENSER FOR FISKERIENE	73
8.1.1	<i>Konsekvenser i utbyggingsfase</i>	73

8.1.2	<i>Konsekvenser i driftsfase</i>	74
8.1.3	<i>Avbøtende tiltak - fiskeri</i>	75
8.2	KONSEKVENSER FOR AKVAKULTUR	75
8.2.1	<i>Avbøtende tiltak - akvakultur</i>	76
8.3	KONSEKVENSER FOR KORALLER.....	76
8.3.1	<i>Avbøtende tiltak - koraller</i>	76
8.4	KONSEKVENSER FOR KULTURMINNER	76
8.4.1	<i>Avbøtende tiltak - kulturminner</i>	76
9	ØKONOMISKE FORHOLD, LEVERANSER OG SYSSELSETTING	77
9.1	INVESTERINGSKOSTNADER	77
9.2	VIRKNINGER FOR INVESTERINGSNIVÅET PÅ NORSK KONTINENTALSOKKEL.....	77
9.3	SAMFUNNSMESSIG LØNNSOMHET	78
9.3.1	<i>Investerings- og driftskostnader</i>	78
9.3.2	<i>Salgsinntekter</i>	78
9.3.3	<i>Samfunnsmessig lønnsomhet</i>	79
9.4	NASJONALE OG REGIONALE VARE- OG TJENESTELEVERANSER.....	79
9.4.1	<i>Nasjonale og regionale vare – og tjenesteleveranser i utbyggings-fasen</i>	80
9.4.2	<i>Nasjonale og regionale vare – og tjenesteleveranser i driftsfasen</i>	81
9.5	NASJONAL OG REGIONAL SYSSELSETTING	82
9.5.1	<i>Nasjonal og regional sysselsetting i utbyggingsfasen</i>	82
9.5.2	<i>Nasjonal og regional sysselsetting i driftsfasen</i>	83
	VEDLEGG A FASTSATT UTREDNINGSPROGRAM	85
	VEDLEGG B OPPSUMMERING AV OFFENTLIG HØRING	89
	VEDLEGG C TIDLIGERE VURDERTE UTBYGGINGSLØSNINGER	95
	VEDLEGG D METODE FOR HÅNDTERING AV PRODUSERT VANN	101
	VEDLEGG E VALG AV LØSNING FOR KRAFTGENERERING	107
	VEDLEGG F ENVIRONMENTAL STATEMENT	117

Oversikt over figurer

FIGUR 2-1 OVERSIKT OVER UTVINNINGSLISENS PL 153 GJØA.....	15
FIGUR 2-2 BELIGGENHET AV GJØAFELTET I FORHOLD TIL ANDRE FELT I OMRÅDET.....	15
FIGUR 3-1 UTBYGGINGSOPERATØRENS OVERORDNEDE MÅL FOR HMS.....	21
FIGUR 3-2 HOVEDRESERVOARENE PÅ FELTET.....	22
FIGUR 3-3 RESERVOARENE I BRENT GROUP PÅ FELTET.....	22
FIGUR 3-4 TVERRSNITT GJENNOM FELTET, VEST - ØST.....	23
FIGUR 3-5 PROFILER FOR GASS, OLJE OG KONDENSAT VED PRODUKSJON AV GJØAFELTET.....	23
FIGUR 3-6 PROFIL FOR PRODUSERT VANN VED PRODUKSJON AV GJØAFELTET.....	23
FIGUR 3-7 SKISSE OVER VALGT UTBYGGINGSLØSNING.....	24
FIGUR 3-8 SKISSE OVER PRODUKSJONSPLATTFORMEN PÅ FELTET.....	25
FIGUR 3-9 OVERSIKT OVER UNDERVANNS PRODUKSJONSANLEGG PÅ GJØAFELTET.....	26
FIGUR 3-10 TRASÉ FOR SJØKABEL FOR KRAFTFORSYNING.....	26
FIGUR 3-11 TRASÉ FOR OLJEKSPORTRØRLEDNING.....	27
FIGUR 3-12 TRASÉ FOR GASSEKSPORTRØRLEDNING.....	28
FIGUR 3-13 LASTEPROFIL.....	33
FIGUR 3-14 PROSJEKTETS FRAMDRIFTSPLAN.....	36
FIGUR 4-1 MIDLERE STRØMFORHOLD I OVERFLATELAGET UTENFOR SØR-NORGE.....	38
FIGUR 4-2 GYTEOMRÅDE FOR KOMMERSIELT VIKTIGE FISKESLAG I NORDSJØEN (MRDB®2004).....	39
FIGUR 4-3 UTBREDELSE AV <i>LOPHELIA PERTUSA</i>	40
FIGUR 5-1 UTSLIPP AV CO ₂ , NO _x OG VOC KNYTTET TIL BORE- OG BRØNNOPERASJONER.....	46
FIGUR 5-2 UTSLIPP AV CO ₂ , NO _x OG VOC KNYTTET TIL INSTALLASJONSAKTIVITETER.....	46
FIGUR 5-3 UTSLIPP AV CO ₂ , NO _x OG VOC KNYTTET TIL TRANSPORTVIRKSOMHET UNDER UTBYGGING.....	47
FIGUR 5-4 FORVENTEDE UTSLIPP AV CO ₂ FRA PRODUKSJONSPLATTFORMEN PÅ GJØAFELTET I DRIFTSFASEN.....	48
FIGUR 5-5 FORVENTEDE UTSLIPP AV NO _x FRA PRODUKSJONSPLATTFORMEN PÅ GJØAFELTET I DRIFTSFASEN.....	48
FIGUR 5-6 FORVENTEDE UTSLIPP AV VOC FRA PRODUKSJONSPLATTFORMEN PÅ GJØAFELTET I DRIFTSFASEN.....	48
FIGUR 5-7 UTSLIPP AV CO ₂ , NO _x OG VOC KNYTTET TIL TRANSPORTVIRKSOMHET OG BEREDSKAPSFARTØY UNDER DRIFT AV GJØAFELTET.....	48
FIGUR 5-8 PROGNOSE FOR UTSLIPP AV CO ₂	49
FIGUR 5-9 PROGNOSE FOR UTSLIPP AV NO _x	49
FIGUR 5-10 PROGNOSE FOR UTSLIPP AV VOC.....	49
FIGUR 6-1 FORVENTET PROFIL FOR PRODUSERT VANN.....	56
FIGUR 6-2 KOMPONENTENES BIDRAG TIL EIF, VIST FOR EPCON 15 PPM OG EPCON 5 PPM.....	59
FIGUR 6-3 EIF PER ÅR FOR EPCON 15 PPM OG EPCON 5 PPM.....	60
FIGUR 6-4 EIF AKKUMULERT OVER FELTETS LEVETID FOR EPCON 15 PPM OG EPCON 5 PPM.....	60
FIGUR 6-5 PROGNOSE FOR UTSLIPP AV PRODUSERT VANN.....	61
FIGUR 6-6 DE VIKTIGSTE TREKKENE VED SIRKULASJONSMØNSTRE OG DYBDEFORHOLD I NORDSJØEN OG SKAGERRAK.....	63
FIGUR 6-7 KONSENTRASJONSFELT FOR PRODUSERT VANN FRA GJØAFELTET.....	63
FIGUR 6-8 MILJØRISIKO FOR UTSLIPP AV PRODUSERT VANN FRA GJØAFELTET.....	63
FIGUR 7-1 OLJEDRIFTSSTATISTIKK FOR 3600 SIMULERINGER GJENNOM HELE ÅRET, OVERFLATE.....	67
FIGUR 7-2 OLJEDRIFTSSTATISTIKK FOR 3600 SIMULERINGER GJENNOM HELE ÅRET, SJØBUNN.....	67
FIGUR 7-3 ENKELTSCEENARIER FOR VEKTET RATE OG VARIGHET.....	68
FIGUR 7-4 SUMMEN AV MILJØRISIKO FOR UTBYGGINGSÅRET 2010.....	69
FIGUR 7-5 SUMMEN AV MILJØRISIKO FOR ET VILKÅRLIG DRIFTSÅR.....	69
FIGUR 7-6 MINSTE DRIVTID TIL LAND.....	70
FIGUR 7-7 STRANDET MENGDE OLJEEMULSJON.....	70
FIGUR 9-1 PROSENTVIS FORDELING AV INVESTERINGSKOSTNADER OVER TID.....	77
FIGUR 9-2 FORVENTEDE INVESTERINGER PÅ NORSK SOKKEL.....	77
FIGUR 9-3 INVESTERINGS- OG DRIFTSKOSTNADER FORDELT OVER TID.....	78
FIGUR 9-4 SALGSINNTEKTER FORDELT OVER TID.....	79
FIGUR 9-5 NETTO KONTANTSTRØM OVER FELTETS LEVETID.....	79
FIGUR 9-6 FORDELING AV NÅVERDI AV NETTO KONTANTSTRØM PÅ AKTØRER.....	79
FIGUR 9-7 BEREGNEDE NASJONALE VARE- OG TJENESTELEVERANSER I UTBYGGINGSFASEN.....	81
FIGUR 9-8 BEREGNEDE REGIONALE VARE- OG TJENESTELEVERANSER I UTBYGGINGSFASEN.....	81
FIGUR 9-9 NASJONALE SYSSSELSETTINGSVIRKNINGER I UTBYGGINGSFASEN, FORDELT PÅ TYPE VIRKNING.....	82
FIGUR 9-10 NASJONALE SYSSSELSETTINGSVIRKNINGER I UTBYGGINGSFASEN, FORDELT PÅ NÆRING.....	83
FIGUR 9-11 REGIONALE SYSSSELSETTINGSVIRKNINGER I UTBYGGINGSFASEN, FORDELT PÅ TYPE VIRKNING.....	83
FIGUR 9-12 REGIONALE SYSSSELSETTINGSVIRKNINGER I UTBYGGINGSFASEN, FORDELT PÅ NÆRING.....	83

FIGUR 9-13 ÅRLIGE NASJONALE OG REGIONALE SYSSELSETTINGSVIRKNINGER FORDELT PÅ TYPE VIRKNING. 83

Oversikt over tabeller

TABELL 2-1 RETTIGHETSHAVERE TIL PRODUKSJONSLISENS PL 153 GJØA.	16
TABELL 3-1 LENGDE OG DIMENSJON PÅ FELTINTERNE RØRLEDNINGER OG KABLER.	26
TABELL 3-2 OVERSIKT OVER KRYSSINGER VED LEGGING AV GASSEKSPORTRØRLEDNING.	28
TABELL 3-3 OVERSIKT OVER SEKSJONER OG LENGDER FOR GASS- OG OLJEBRØNNENE PÅ FELTET.	29
TABELL 3-4 FORELØPIG PLAN FOR BORING AV OLJEBRØNNER (OP) OG GASSBRØNNER (GP) PÅ GJØAFELTET.	30
TABELL 4-1 SMO I ANALYSEOMRÅDET FOR GJØAFELTET.	38
TABELL 4-2 GYTEPERIODE FOR ARTER SOM GYTER I OMRÅDER SOM KAN BERØRES AV UTBYGGINGEN AV GJØAFELTET.	39
TABELL 5-1 ESTIMERT TID FOR BORE- OG BRØNNOPERASJONER SAMT FORBRUK AV DIESEL UNDER BOREAKTIVITETER.	46
TABELL 6-1 OVERSIKT OVER DE VIKTIGSTE KOMPONENTENE I HENHOLDSVIS VANNBASERT OG OLJEBASERT BOREVÆSKE.	55
TABELL 6-2 FORVENTET FORBRUK AV BOREVÆSKE OG ESTIMERTE VOLUM BOREKAKS.	55
TABELL 6-3 FORVENTET FORBRUK AV BOREVÆSKE OG ESTIMERT VOLUM AV SEMENT.	55
TABELL 6-4 ANTATT ÅRLIG FORBRUK OG UTSLIPP AV KJEMIKALIER I PRODUSERT VANN.	57
TABELL 6-5 UTSLIPP AV OLJE MED PRODUSERT VANN.	57
TABELL 6-6 RENSEEFFEKT FOR ULIKE KOMPONENTER I DET PRODUSERTE VANNET.	59
TABELL 6-7 OVERSIKT OVER UTSLIPP AV NATURLIG FOREKOMMENDE KOMPONENTER I PRODUSERT VANN.	59
TABELL 7-1 INSTALLASJONSSPESIFIKKE AKSEPTKRITERIER FOR MILJØRISIKO.	65
TABELL 7-2 RATEFORDELING FOR OVERFLATE- OG SJØBUNNSUTSLIPP.	66
TABELL 7-3 VARIGHETSFORDELING FOR OVERFLATE- OG SJØBUNNSUTSLIPP.	67

Forkortelser og begreper

AID	Arbeids- og inkluderingsdepartementet
BAT	Best Available Techniques (Beste tilgjengelige teknikker)
BoG	Beslutning om gjennomføring (Statoil-intern prosjektmilepæl)
BoV	Beslutning om videreføring (Statoil-intern prosjektmilepæl)
BREF	Best Reference (Beste referanse)
BTEX	Bensen Toulén Etylen Xylen
CAPEX	Capital expenditure (investeringskostnader)
CH ₄	Metan
CO ₂	Karbondioksid
DN	Direktoratet for naturforvaltning
DLE turbin	Dry Low Emission Turbine (lav-NO _x turbin)
DP	Dynamically Positioned
DREAM	Dose related risk and effect assessment model (dose-respons modell for risikoberegning)
DTI	Department of Trade and Industry (Departementet for Handel og Industri)
EIA	Environmental Impact Assessment
EIF	Environmental Impact Factor
ES	Environmental Statement
EU	European Union
FD	Fiskeridirektoratet
FDP	Field Development Plan
FLAGS	Far northern liquids and associated gas system
GSm ³	Giga standard kubikkmeter
HFK	Hordaland Fylkeskommune
HI	Havforskningsinstituttet
HMS	Helse, miljø og sikkerhet
Hot-tap	Sveiset tilkopling, sikrer tilgang til rør uten tap av væske eller trykk
Hz	Hertz
IPPC	Integrated Pollution Prevention Control
Km	Kilometer
KP	Kilometer Punkt
KSm ³	Tusen standard kubikkmeter
KU	Konsekvensutredning
M	Meter
m/s	Metres Per Second
Manifold	Innløpsrør
MD	Miljøverndepartementet
MSm ³	Millioner standard kubikkmeter
NGL	Natural Gas Liquid
nmVOC	Flyktige organiske forbindelser
NOK	Norske Kroner
NO _x	Nitrogenoksider
OD	Oljedirektoratet
OD	Overall Diameter
oe	Oljeekvivalenter
OED	Olje- og energidepartementet
OPEX	Operating expenditure (driftskostnader)
OSPAR	Oslo and Paris Convention for the Protection of the Marine Environment of the North-East Atlantic
PAD	Plan for Anlegg og Drift
PAH	Polisykliske Aromatiske Hydrokarboner
PEC	Predicted Environmental Concentration (forventet konsentrasjon)
PLEM	Pipeline End Module
PNEC	Predicted No-effect Concentration (forventet konsentrasjon for ikke-påvisbare effekter)
PON	Petroleum Operation Notice (melding om petroleumaktivitet)
ppm	Part Per Million
Ptil	Petroleumstilsynet
PUD	Plan for Utbygging og Drift
PWA	Pipeline Work Authorization (britisk plan for anlegg og drift av rørdning)
RFO	Ready For Operation (klargjøring for drift)
RKU	Regional konsekvensutredning
RNB	Revidert nasjonalbudsjett
ROV	Remotely Operated Vehicle
SFFK	Sogn og Fjordane Fylkeskommune
SFT	Statens forurensningstilsyn
SMO	Spesielt miljøfølsomme områder
SoS	Secretary of State (Statssekretær)
St.prp	Stortingsproposisjon
UKCS	United Kingdom Continental Shelf
UKOOA	United Kingdom Offshore Operators Association
VOC	Volatile Organic Compounds
WHRU	Waste Heat Recovery Unit (varmegjenvinningsenhet)

1 Sammendrag

Foreliggende konsekvensutredning er utarbeidet av Statoil ASA på vegne av RWE Dea Norge AS, A/S Norske Shell, Petoro AS, Gaz de France Norge AS og Statoil ASA. Konsekvens-utredningen omhandler utbygging, anlegg og drift av Gjøafeltet. Feltet ligger i Trollområdet, i nordlig region av Nordsjøen, lokalisert nært land.

Konsekvensutredningsprosess

Som fastsatt i Petroleumsloven skal det, før utbygging kan finne sted, utarbeides en konsekvensutredning. Formålet med konsekvensutredningen er å legge et best mulig grunnlag for å vurdere hvordan utbyggingen vil påvirke miljø- og samfunnsinteresser, samt beskrive de muligheter som finnes for å redusere eller unngå negative effekter.

Planlagt rørledning for gasseksport fra Gjøafeltet vil krysse britisk sektorlinje. Lengden på den del av rørledningen som er underlagt britisk regelverk for konsekvensutredning vil være 8,5 kilometer. Det er utarbeidet en separat konsekvensutredning, environmental statement (ES), for å dekke krav til utredning i forhold til britiske myndigheter. Et sammendrag av denne er gitt i Vedlegg F til foreliggende konsekvensutredning. Offentlig konsultering av britisk konsekvensutredning vil foregå parallelt med offentlig høring av konsekvensutredning for Gjøafeltet i Norge.

I parallell med konsekvensutredning for Gjøafeltet utarbeider Hydro en separat konsekvensutredning for 3. parts tilknytning til Gjøafeltet; Vega (tidligere Camilla, Belinda og Fram B). De to konsekvens-utredningene går til offentlig høring samtidig og bør ses i sammenheng for å få et totalt bilde av de to utbyggingsprosjektene.

Reservoarbeskrivelse

Hovedreservoarene på Gjøafeltet består av sandsteiner av øvre Jura alder tilhørende Viking gruppen. I tillegg er det påvist olje og gass i midtre Jura sandstein tilhørende Brent gruppen i nordlige deler av feltet.

Trykket i reservoaret er hydrostatisk og ligger på om lag 230 bar. Reservoartemperaturen ligger på om lag 80 °C.

Ressurser og produksjonsplaner

De økonomisk utvinnbare mengdene for Gjøafeltet er foreløpig anslått til om lag 10 millioner Sm³ væske (olje og kondensat) og 40,4 milliarder Sm³ gass.

Tallene er gitt slik de forelå ved beslutning om videreføring av prosjektet og vil etter all sannsynlighet bli oppdaterte ved innsendelse av PUD/PAD Del 1 Utbygging og anlegg.

Oljen vil bli produsert gjennom til sammen ni horisontale oljebrønner, hvorav fire har to laterale grener, tilsvarende til sammen tretten dreneringspunkt i oljesonen. Gassen vil bli produsert gjennom fire vertikale gassbrønner. Disse vil bli plassert i de strukturelt høyeste punktene på feltet.

Produksjonsstart er foreløpig anslått til oktober 2010. Produksjonsperioden er anslått til om lag 15 år.

Valgt utbyggingsløsning

Feltet planlegges bygget ut med brønnrammer knyttet opp til en halvt nedsenkbar produksjonsplattform. Det vil totalt bli boret tretten brønner, fordelt på ni oljebrønner og fire gassbrønner. Brønnene vil fordeles på fire brønnrammer, tre i sør og en i øst. I tillegg vil det bli boret en satellittbrønn i nord.

Oljen fra feltet vil bli eksportert i en ny oljerørledning tilknyttet den eksisterende Troll oljerørledning II (TOR II) og videre til Mongstad.

Gassen fra feltet vil bli eksportert i ny rørledning som knyttes direkte til det eksisterende rørledningssystemet FLAGS (Far North Liquid and Associated Gas System) på britisk sektor.

3. parts tilknytning

Vegafeltet vil bli tilknyttet Gjøafeltet. Gass og kondensat fra feltet vil bli prosessert og eksportert sammen med gass, kondensat og olje fra Gjøafeltet.

Implementering av utslippsreducerende tiltak og vurdering av BAT

Følgende utslippsreducerende tiltak er besluttet implementert i forbindelse med utbygging, anlegg og drift av Gjøafeltet:

- Bruk av lav-NO_x brennere ved installasjon av ny gassturbin for eksportkompressor

- Import av kraft fra land
- Bruk av lukket høytrykksfakkel
- Installering av gjenvinningsanlegg for spillvarme
- Produsert vann vil bli rensset ved bruk av EPCON renseteknologi og deretter sluppet ut til sjø
- I forbindelse med boringen av de øverste seksjonene vil det bli benyttet vannbasert borevæske
- Kaks fra boring med oljebasert borevæske planlegges sendt til land for videre håndtering
- Det vil bli lagt til rette for gjenbruk av vann- og oljebaserte borevæsker

Rensing er valgt som hovedløsning for håndtering av produsert vann. Valget for håndtering av det produserte vannet er vurdert som BAT. Valget er basert på vurderinger av miljømessige konsekvenser, tekniske muligheter og økonomiske forhold.

Det er for kraftforsyningen på Gjøafeltet valgt en løsning som er en kombinert løsning med installasjon av en vekselstrømskabel for import av strøm fra land for å dekke hoveddelen av kraftbehovet og installasjon av en gassturbin offshore for drift av eksportkompressor. Gassturbinen vil bli utstyrt med lav-NO_x teknologi. Løsning for generering av kraft er vurdert som BAT. Valget er basert på vurderinger av miljømessige konsekvenser, tekniske muligheter og økonomiske forhold.

Beslutning i forbindelse med valg av metode for håndtering av produsert vann og valg av løsning for generering av kraft er dokumentert i henholdsvis Vedlegg D og Vedlegg E i konsekvensutredningen.

Kostnader, inntekter og samfunnsmessig lønnsomhet

Samlede kostnader til investering og drift er foreløpig beregnet til nær 36 milliarder kroner. Av dette er godt og vel 23 milliarder kroner investeringskostnader, 8 milliarder kroner er kostnader til drift av feltinstallasjoner og rørledninger, mens resten, 5 milliarder kroner, er tariffkostnader til transport av petroleum.

De samlede inntekter av produksjonen på Gjøafeltet utgjør vel 53 milliarder kroner fordelt over produksjonsperioden. Inntektene er fordelt med 12,5 milliarder kroner på olje, 30,5 milliarder kroner på gass og 10,5 milliarder kroner på kondensat.

Den samlede netto kontantstrøm er beregnet til 18 milliarder kroner i produksjonsperioden. Netto kontantstrøm fordeler seg med 0,6

milliarder kroner i avgifter til staten, 17,7 milliarder kroner i selskapsskatt til staten, og omtrent 6,7 milliarder 2006 kroner til oljeselskapene som har andeler i Gjøaprojektet.

Tallene er gitt slik de forelå ved beslutning om videreføring av prosjektet og vil bli oppdaterte ved innsendelse av PUD/PAD Del 1 Utbygging og anlegg.

Nasjonale og regionale leveranser

De samlede nasjonale vare- og tjenesteleveransene til utbygging og drift av Gjøafeltet gjennom hele feltets levetid, er beregnet til om lag 24 milliarder kroner. Leveransene er fordelt med 14,5 milliarder kroner i utbyggingsfasen og 9,5 milliarder kroner i driftsfasen. Nasjonale vare- og tjenesteleveranser i utbyggingsfasen utgjør rundt 62 % av de totale investeringene. Samlet ventes nasjonal andel av driftsleveransene å bli på rundt 87 %.

Det er antatt at de regionale leveransene vil komme fra Hordaland og Sogn og Fjordane. De samlede regionale vare- og tjenesteleveransene til Gjøafeltet er beregnet til om lag 5,2 milliarder kroner. Leveransene er fordelt med om lag 2,7 milliarder kroner i utbyggingsfasen og om lag 2,5 milliarder kroner i driftsfasen. Regionale vare- og tjenesteleveranser i utbyggingsfasen utgjør rundt 19 % av de nasjonale leveransene. Samlet ventes regional andel av driftsleveransene å bli på rundt 26 % av de nasjonale leveransene.

Nasjonal og regional sysselsetting

Samlet får man en sysselsettingseffekt på nasjonalt nivå på omlag 35.600 årsverk, fordelt over vel 20 år i perioden 2007 til 2026. Sysselsettingen fordeler seg med rundt 23.000 årsverk i utbyggingsfasen og 12.600 årsverk i driftsfasen. På regionalt nivå finner en tilsvarende en beregnet sysselsettingseffekt på 6.200 årsverk fordelt over 20 år, herav 3.400 årsverk i utbyggingsfasen og 2.800 årsverk i driftsfasen.

Avslutning

I tråd med gjeldende bestemmelser vil det i god tid før nedstengning av produksjonen bli lagt fram en avslutningsplan med forslag til disponering av installasjoner og rørledninger. I avslutningsplanen vil det bli tatt stilling til hvordan de ulike installasjonene skal håndteres.

Tidligere vurderte utbyggingsløsninger

En rekke ulike utbyggingsløsninger har vært vurdert gjennom tidligere faser av prosjektutviklingen for Gjøafeltet. Løsningene har omfattet ulike typer flytende produksjonsplattformer, løsninger med ren havbunnsutbygging, flere prosesseringsløsninger samt flere løsninger for eksport av olje og gass. De ulike løsningene som har vært vurdert er skissert i Vedlegg C i konsekvensutredningen.

Naturressurser og miljøforhold

Konsekvensutredningen legger til grunn den beskrivelse av naturressurser og ressursutnyttelse i influensområdet som er gitt i den regionale konsekvensutredningen for Nordsjøen (RKU). Utslipp til luft og sjø samt faren for akuttutslipp er her nærmere beskrevet sammen med eventuelle konsekvenser i forhold til eventuelle arealmessige konflikter for fiskeri, akvakultur, koraller og kulturminner.

Utslipp til luft i utbyggingsfasen

Utslippene til luft i utbyggingsfasen stammer fra boreoperasjoner, installasjonsaktiviteter og nødvendig transportvirksomhet i forbindelse med utbyggingen.

De totale utslipp i forbindelse med boreoperasjonene estimert til om lag 70.000 tonn CO₂, 1.500 tonn NO_x og 110 tonn VOC.

Tilsvarende er de totale utslipp i forbindelse med installasjon av felthanlegg og rørledninger estimert til om lag 23.000 tonn CO₂, 500 tonn NO_x og 35 tonn VOC.

I tillegg til utslipp fra borerigg og installasjonsaktiviteter vil det være utslipp knyttet til anløp av forsyningsfartøy, transport av personell med helikopter til feltet og dedikert beredskapsfartøy på feltet under utbyggingen. De totale årlige utslipp i forbindelse med transportvirksomhet under utbyggingen estimert til om lag 10.000 tonn CO₂, 210 tonn NO_x og 15 tonn VOC.

Utslipp til luft i driftsfasen

I driftsfasen vil det forekomme utslipp til luft i forbindelse med produksjon og prosessering av olje og gass, nødvendig fakling, eksport av olje og gass samt nødvendig transportvirksomhet i forbindelse med drift av feltet.

De maksimale utslippene (år 2013) fra produksjonsplattformen vil være i størrelsesorden 142.000 tonn CO₂, 150 tonn NO_x og 70 tonn VOC.

De totale årlige utslipp i forbindelse med transportvirksomhet under driften av feltet er estimert til om lag 5.000 tonn CO₂, 110 tonn NO_x og 8 tonn VOC.

Konsekvenser av utslipp til luft

Miljøeffektene av CO₂ er blant annet bidrag til drivhuseffekt og global oppvarming.

Miljøeffektene av NO_x og VOC er forsurening, overgjødning og dannelse av bakkenært ozon.

Det er for utbyggingen av Gjøafeltet valgt løsninger som minimaliserer utslippene av CO₂, NO_x og VOC. Utslippene fra feltet utgjør maksimalt henholdsvis 1,5, 0,4 og 0,2 % av de totale utslippene av CO₂, NO_x og VOC i Nordsjøen. Konsekvensene knyttet til utbygging og drift av Gjøafeltet og 3. parts tilknyttede felter vil således være marginale sett i forhold til dagens situasjon.

Utslipp til sjø i utbyggingsfasen

Utslipp til sjø vil i utbyggingsfase stamme fra boreoperasjoner og klargjøring av rørledninger for drift.

Det vil bli stilt strenge krav til boreoperasjonene, og det planlegges for en gjenbruksordning for borevæske. I forbindelse med boring av de øverste og midtre brønnseksjonene, der det brukes vannbasert borevæske, vil borekaks med rester av borevæske bli sluppet ut til sjø. Operasjonelle forhold krever bruk av oljebasert borevæske i de nederste brønnseksjonene (i reservoaret) og borekaks med rester av oljebasert borevæske vil bli transportert til land for behandling.

Valg av borevæsker og håndtering av avfall fra boreoperasjonene vil bli basert på bruk av beste tilgjengelige teknikker.

Feltinterne rørledninger og eksportørledninger vil bli fylt med henholdsvis fersk- og sjøvann tilsatt oksygenfjerner. I forbindelse med klargjøring og tilkobling av rørledningene vil det bli utslipp av kjemikalier som benyttes for å hindre korrosjon og begroing samt utslipp av fargestoffer som benyttes for trykktesting og lekkasjesøk. Utslippsvannet vil bli sluppet til sjø ved Gjøafeltet.

Utslipp til sjø i driftsfasen

Produsert vann vil bli renset ved hjelp av EPCON renseteknologi.

Størst utslippsmengde fra Gjøafeltet og 3. parts tilknyttede felter er beregnet til vel 12.000 m³ per døgn, tilsvarende om lag 4 millioner m³ i maksåret 2013. Dette tilsvarer

2,6 % av utslipp av produsert vann i Nordsjøen og 3,4 % av utslippene i region nord i dette året.

Konsekvenser av utslipp til sjØ

Konsekvenser i forbindelse med boreoperasjoner er hovedsakelig knyttet til avgrenset effekt på bunndyr som følge av fysisk overdekning av bunnsedimenter. De største effektene kan forventes i nØrområdet og representerer et svært lite areal, i størrelsesorden 100 til 200 meter radius av boringen.

Utslipp ved klargjøring av rØrledninger er vurdert å kun gi lokale effekter i et begrenset tidsrom.

Den raske fortyningen av produsert vann gir for korte eksponeringstider til å gi signifikante akutte effekter i organismer. FeltovervØking har vist at produsert vann komponenter forekommer i de sjØområdene med mest utslipp av produsert vann, men negative miljøeffekter er ikke påvist.

Akutte utslipp og oljevernberedskap

I forbindelse med den planlagte utbyggingen er det gjennomført en miljørettet risikoanalyse av aktivitetens risikonivØ, uttrykt ved miljørisiko knyttet til en ukontrollert utblØsning av olje.

I tillegg er det gjennomført en vurdering av Øvrige miljørisikomessige aspekter som utslipp fra stigerØr og rØrledninger.

Resultatene viser gjennomgØende en lav miljørisiko bØde for utbygging og drift av GjØafeltet. HØyest utslag er beregnet for toppskarv, med i overkant av 3 % av akseptkriteriet i konsekvenskategori "moderat" i utbyggingsØret. Den relativt lave miljørisikoen gjenspeiler en lav utslippsfrekvens for aktiviteten, lav miljørisiko forbundet med sjØbunnsutblØsninger, samt at det er begrensede andeler av nasjonale bestander av sjØfugl innenfor influensområdet.

Analyse av beredskapsbehov er gjennomført som en GAP-analyse i forhold til den eksisterende beredskap i region 3 hvor GjØafeltet er lokalisert. Det er foretatt en verifikasjon av gapet mellom behov og eksisterende beredskap samt en foreløpig

vurdering over muligheter for å dekke beredskapsbehovet. Resultatene tilsier at det vil vØre behov for ytterligere systemer i barriere 1 samt at det er sannsynliggjØrt Økte systembehov i kyst- og strandsoner. Drivtid og strandingsmengder tilsier at feltet vil kunne bli dimensjonerende for regional beredskap for NOFO region 3.

Fiskeri og akvakultur

Installasjonen pØ feltet vil pØ grunn av sikkerhetssonen medfØre et arealbeslag pØ om lag 1 km². Vurdert i forhold til begrenset fiskeriaktivitet i det berØrte området ventes ikke feltinstallasjonen å medfØre nevneverdige operasjonelle ulemper i driftsfasen. Det er ikke ventet merkbare fangstreduksjoner.

Undervannsinstallasjoner og feltinterne rØrledninger vil bli gjØrt overtrØlbare og vil ikke medfØre operasjonelle ulemper for fiskeflØten etter at anleggsarbeidet er avsluttet. EksportrØrledninger vil bli grusdumpet ved behov. Grusdumpingene vil bli utformet slik at overtrØling er fullt ut mulig. Totalt sett er konsekvensene av arealbeslag og fysiske inngrep i forbindelse med installasjon av undervannsanlegg og rØrledninger for fiskeflØten vurdert som smØ i driftsperioden.

AkvakulturnØringen er generelt svært viktig for bosetting og sysselsetting langs kysten av Vestlandet. NØringen kan berØres ved eventuelle akuttutslipp av olje knyttet til bore- eller driftsfasen. RegulØr drift av GjØafeltet vil ikke medfØre konsekvenser for akvakultur.

Koraller

Det er hittil ikke registrert forekomster av koraller i utbyggingsområdet. Potensialet for konflikter med korallrev er derfor vurdert som lavt.

Kulturminner

Dybdeforholdene i ulike områder som berØres av utbyggingen tilsier at det kan finnes steinalderspor i området og at det eksisterer et potensial for funn av skipsvrak. Utbyggingen av GjØafeltet medfØrer kun et meget begrenset arealbeslag, og sØ langt er det heller ikke kjent eksempler pØ konflikter med kulturminneinteresser i forbindelse med offshore utbyggingsprosjekter.

2 Innledning

På vegne av partnerne i utvinningstillatelse PL 153 utarbeider Statoil felles plan for utbygging og drift (PUD) og plan for anlegg og drift (PAD) med tilhørende konsekvensutredning for Gjøa.

Den foreliggende konsekvensutredning redegjør for konsekvensene for miljø, naturressurser og samfunn ved utbygging og drift av Gjøafeltet.

Gjøa er et olje- og gassfelt beliggende innenfor utvinningstillatelse PL 153 i nordlige del av Nordsjøen.

2.1 Feltbeskrivelse

Gjøafeltet er lokalisert i Nordsjøen, om lag 70 km nord for Troll B-plattformen, 80 km nordøst for Kvitebjørn, 95 km nordøst for Gullfaks C-plattformen og 125 km nordøst for Brent.

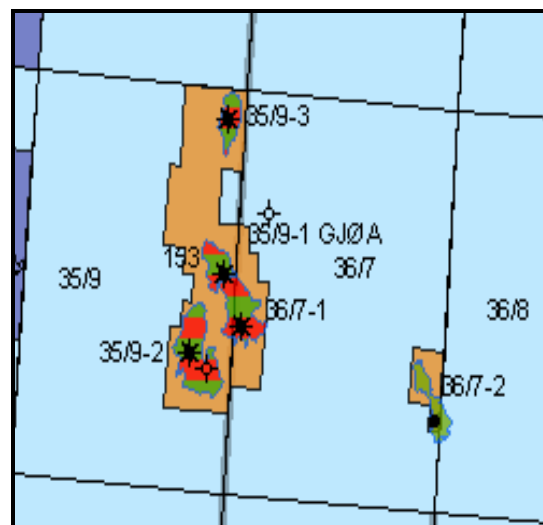
Avstanden til nærmeste kystlinje er om lag 45 km. Vanddypet i området er om lag 360 meter. Havbunnen i området er relativt flat.

Feltet planlegges bygget ut med brønnrammer på havbunnen knyttet opp til en halv nedsenkbar produksjonsplattform. Løsningen er teknisk kjent og bekreftet gjennomførbar. Valgt utbyggingsløsning er nærmere beskrevet i kapittel 3.4.

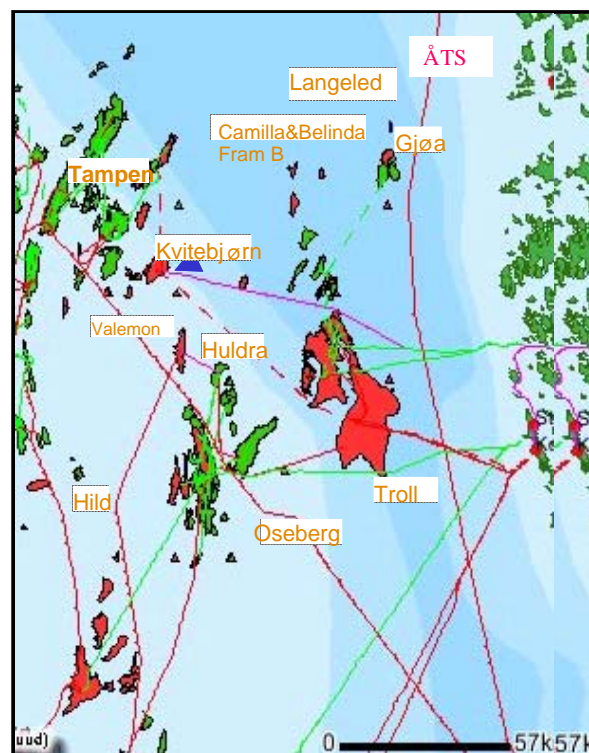
Oljen fra feltet vil bli eksportert i en ny oljerørledning tilknyttet den eksisterende Troll oljerørledning II (TOR II) og videre til Mongstad.

Gassen fra feltet vil bli eksportert i ny rørledning som knyttes direkte til det eksisterende rørledningssystemet Far North Liquid and Associated Gas System (FLAGS) på britisk sektor.

Figur 2-1 viser en oversikt over utvinningstillatelse PL 153 Gjøa, mens figur 2-2 viser Gjøafeltets beliggenhet i forhold til andre felt i dette området i Nordsjøen.



Figur 2-1 Oversikt over utvinningstillatelse PL 153 Gjøa.



Figur 2-2 Beliggenhet av Gjøafeltet i forhold til andre felt i området.

2.2 Utvinningstillatelsens historie

Gjøafeltet ble påvist i 1989 ved boring av letebrønn 35/9-1. I ettertid er det boret 2

segmentbrønner i reservoaret, brønn 35/9-2 i 1991 og brønn 36/7-1 i 1996. I 1998 ble det gjort forsøk på å bore en fjerde brønn, 25/9-4S, sør på feltet, men på grunn av problemer med vanninnstrømning fra grunne sander måtte denne brønnen forlates på om lag 1.200 meters dyp.

2.3 Rettighetshavere og eierforhold

Rettighetshaverne som omfattes av planene for utbygging, anlegg og drift av produksjonslisens PL 153 Gjøa framgår av tabell 2-1 sammen med de respektive eierandelene i lisensen.

Tabell 2-1 Rettighetshavere til produksjonslisens PL 153 Gjøa.

Selskap	Prosentandel
RWE Dea Norge AS	8
A/S Norske Shell	12
Statoil ASA	20
Petoro AS	30
Gaz de France Norge AS	30

Statoil er operatør for produksjonslisens PL 153 i prosjekterings- og byggefasen. Gaz de France Norge vil overta operatørskapet når feltet er satt i drift.

2.4 Formålet med konsekvensutredningen

Formålet med konsekvensutredningen er å gi en beskrivelse av planene for utbygging, anlegg og drift, de forventede konsekvensene dette vil ha for miljø, naturressurser og samfunn, samt å beskrive de muligheter som finnes for å redusere eller unngå negative effekter og utnytte de positive effektene.

Konsekvensutredningsprosessen er en integrert del av planleggingen av større prosjekter, og skal sikre at forhold knyttet til samfunn, miljø og naturressurser blir inkludert i planarbeidet på lik linje med tekniske, økonomiske og sikkerhetsmessige forhold. Prosessen skal bidra til å etablere et grunnlag for å belyse spørsmål som er relevante for den interne og eksterne beslutningsprosessen. Samtidig skal den sikre offentligheten informasjon om prosjektet.

Saksbehandlingen knyttet til program for konsekvensutredning og konsekvensutredning gir de instanser som kan bli berørt av planene

anledning til å komme med innspill som kan bidra til å påvirke utformingen av prosjektet.

2.5 Lovverkets krav til konsekvensutredning

2.5.1 Krav i internasjonalt lovverk

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

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

2.5.2 Krav i norsk lovverk

Det planlagte prosjektet er konsekvensutredningspliktig i henhold til bestemmelsene i Petroleumsloven, § 4.2 og 4.3 samt forskrift til lov om Petroleumsvirksomhet, § 22. En konsekvensutredning skal i henhold til disse bestemmelsene baseres på et utredningsprogram. Utredningsprogrammet blir fastsatt av ansvarlig myndighet etter en forutgående offentlig høring.

§ 22a i Forskrift til Petroleumsloven inneholder følgende bestemmelser om konsekvensutredning:

"En konsekvensutredning i en plan for utbygging og drift av en petroleumsforekomst skal redegjøre for virkningene utbyggingen kan ha for næringsmessige forhold og miljømessige forhold, herunder forebyggende og avbøtende tiltak."

"Konsekvensutredningen skal utarbeides på grunnlag av utredningsprogrammet som er fastsatt i medhold av § 22 og tilpasses utbyggingens omfang og i hvilken grad utbyggingen anses omfattet av en konsekvensutredning for et større samlet område. Konsekvensutredningen skal sendes departementet senest samtidig med en beskrivelse av utbyggingen. I områder der flere felt skal bygges ut, vil rettighetshaver i samsvar med loven § 4-2 tredje ledd kunne utarbeide en konsekvensutredning for et større samlet område. For utbygginger som også skal

konsekvensutredes etter annen lovgivning, kan det utarbeides en felles konsekvensutredning.

Dersom rettighetshaver godtgjør at utbyggingen omfattes av eksisterende relevant konsekvensutredning for et felt eller for et større samlet område, jf. loven § 4-2 tredje ledd, vil det kun kreves konsekvensutredning dersom departementet finner dette nødvendig.

Rettighetshaver sender konsekvensutredningen til uttalelse til berørte myndigheter og interesseorganisasjoner og det kunngjøres samtidig i Norsk Lysingsblad at konsekvensutredningen er sendt på høring. Konsekvensutredningen, og så langt som mulig eventuelle relevante bakgrunnsdokumenter, skal gjøres tilgjengelig på Internett. Det skal settes en rimelig frist for uttalelser til konsekvensutredningen. Fristen bør ikke være kortere enn seks uker. Departementet kan i særlige tilfeller bestemme at departementet sender konsekvensutredningen på høring.

Departementet skal, på bakgrunn av høringen, ta stilling til om det er behov for tilleggsutredninger eller dokumentasjon om bestemte forhold. Eventuelle tilleggsutredninger skal forelegges berørte myndigheter og dem som har avgitt uttalelse til konsekvensutredningen til uttalelse før det fattes vedtak i saken. Fristen for uttalelse bør ikke være kortere enn to uker.

I departementets saksframlegg skal det fremgå hvordan virkningene av utbyggingen og innkomne uttalelser er vurdert, og hvilken betydning disse er tillagt. Det skal vurderes i saksframlegget om vilkår med sikte på å begrense og avbøte negative virkninger av vesentlig betydning skal settes. Departementet kan bestemme at det skal utarbeides et miljøoppfølgingsprogram med sikte på å overvåke og avbøte negative virkninger av vesentlig betydning.

Departementets avgjørelser etter paragrafen her er ikke enkeltvedtak etter forvaltningsloven."

Forurensingslovens § 13 har bestemmelser om melding og konsekvensutredning ved planlegging av virksomhet som kan medføre forurensing.

Foreliggende konsekvensutredning er utarbeidet med sikte på å dekke kravene i begge lovverk.

2.5.3 Krav i britisk lovverk

Krav til konsekvensutredning er regulert av Petroleum Production and Pipeline Assessment of Environmental Effects Regulations (1999).

DTI (Department of Trade and Industry) er regulerende myndighet for olje- og gassutbygginger i Storbritannia. Saksbehandling og krav til dokumentasjon i forbindelse med utredningsprosess for gassseksportørledningen fra Gjøafeltet til britisk sektor er diskutert med britiske myndigheter.

Saksbehandling av konsekvensutredning mot norske og britiske myndigheter er nærmere beskrevet i kapittel 2.6.

2.5.4 Forholdet mellom norsk og britisk lovverk og krav til dokumentasjon

I motsetning til britisk lovverk krever norsk lovverk et relativt omfattende utredningsprogram med gitte krav til innhold og offentlig høringsprosess.

For Gjøafeltet ble det funnet hensiktsmessig å benytte en engelskspråklig versjon av utredningsprogrammet som grunnlag for konsulteringen i forkant av konsekvensutredningen. Dette for å få et omforent innhold i den videre utredningsprosessen samt sikre at begge lands høringsinstanser fikk en god oversikt over sammenhengene i prosjektet.

Det foreligger retningslinjer som generelt beskriver innholdet i konsekvensutredningen i både Norge og Storbritannia. I Norge er det som nevnt utredningsprogrammet som fastlegger omfanget av konsekvensutredningen.

2.5.5 Forholdet til den regionale konsekvensutredningen for Nordsjøen

Regional konsekvensutredning for petroleumsvirksomheten i Nordsjøen (RKU Nordsjøen) behandler de samlede konsekvensene av petroleumsvirksomheten på norsk sokkel sør for 62 °N.

RKU Nordsjøen ble sluttbehandlet 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.

RKU Nordsjøen legger til grunn utslippsprognoser innrapportert til OD/OED i forbindelse med revidert nasjonalbudsjett for 1998.

RKU Nordsjøen er for tiden under oppdatering, og GjØafeltet inngår i denne. Denne legger til grunn utslippsprognoser innrapportert til OD/OED i forbindelse med revidert nasjonalbudsjett for 2006. Underlagsrapporter utarbeidet i forbindelse med den oppdaterte RKU Nordsjøen foreligger på nåværende tidspunkt. Disse er benyttet som grunnlag i konsekvensutredning for GjØafeltet i tillegg til RKU Nordsjøen fra 1999. Der nye rapporter er lagt til grunn for beskrivelsene er dette angitt og det er referert til rapportens tittel.

Underlagsrapportene for RKU Nordsjøen 2006 er tilgjengelige på OLFs hjemmeside under "Miljørapporter".

2.6 Utredningsprosessen

2.6.1 *Prosess mot norske myndigheter*

En forenklet beskrivelse av den norske konsekvensutredningsprosessen er gitt i det følgende.

Prosessen starter med at rettighetshaver oversender forslag til konsekvensutredningsprogram til berørte myndigheter og interesseorganisasjoner, og innhenter uttalelser fra disse. Departementet fastsetter det endelige utredningsprogrammet for konsekvensutredningen på bakgrunn av forslaget sammen med en redegjørelse for innkomne uttalelser og hvordan disse er vurdert og ivarettatt.

På grunnlag av det fastsatte utredningsprogrammet vil operatøren utarbeide konsekvensutredningen som en del av PUD (Plan for utbygging og drift) og/eller PAD (Plan for anlegg og drift).

Rettighetshaver vil, på tilsvarende måte som for forslaget til utredningsprogram, distribuere konsekvensutredningen på høring til berørte myndigheter og interesseorganisasjoner og innhente uttalelser fra disse. Samtidig tinglyses

det i Norsk Lysingsblad at konsekvensutredningen er sendt på offentlig høring. Konsekvensutredning, og underlagsdokumentasjon i den grad det er mulig, legges i tillegg ut på internett. OED vil forestå den videre behandling av konsekvensutredningen og til slutt ta stilling til hvorvidt utredningsplikten er oppfylt.

GjØafeltet vil, på grunnlag av en investeringsramme på mer enn 10 milliarder kroner, måtte godkjennes i Stortinget. Olje- og energidepartementet lager derfor en anbefaling i form av en Stortingsproposisjon som behandles i Stortingets komitéer før endelig godkjenning i Stortinget. Stortingsproposisjonen oppsummerer prosjektet i sin helhet, og inkluderer eventuelle forutsetninger og tiltak som ligger til grunn for godkjenningen.

Foreliggende konsekvensutredning omhandler feltinstallasjoner og rørledninger i norsk sektor av Nordsjøen. Sammendrag av engelsk konsekvensutredning for den del av gasssektorørledningen som krysser britisk sektor er gitt i Vedlegg F til konsekvensutredningen.

2.6.2 *Prosess mot britiske myndigheter*

En forenklet beskrivelse av den britiske konsekvensutredningsprosessen er gitt i det følgende.

Departement of Trade and Industry (DTI) blir gjort oppmerksom på prosjektet og anbefaler å konsultere publikum generelt, fiskeriorganisasjoner, miljømyndigheter og andre relevante myndigheter og interessenter i forkant av den offentlige høringen av konsekvensutredningen.

Rettighetshaver er ansvarlig for denne kommunikasjonen. DTI skal konsulteres på lik linje med høringsinstansene. Det er som nevnt ikke noe formelt krav til dokumentasjonsformat til en slik tidlig høring (for eksempel informasjonsbrev, konsekvensutredningsprogram eller liknende).

Selve konsekvensutredningen skal beskrive konsekvenser for miljø og avbøtende tiltak. Det stilles ingen detaljerte krav til innhold, men noen anbefalinger om hovedelementer er gitt i lovverkets retningslinjer. Dette sammen med eventuelle kommentarer fra den tidlige konsultasjonsrunden, gir rettighetshaver et grunnlag for videre utredninger.

PON 16 "Application for Consent" (Søknad om samtykke) blir levert sammen med konsekvensutredningen. PON 16 leveres alternativt sammen med en eventuelt godkjent dispensasjon fra å utarbeide konsekvensutredning.

Rettighetshaver må sende utredningen på høring i minimum 28 dager, og som et ledd i høringen må offentligheten underrettes i minst 2 nasjonale aviser. Rettighetshaver har på samme måte som i Norge ansvar for høringsprosessen, og kommentarene fra høringsrunden blir sendt til DTI for sammenstilling.

DTI vil videre, basert på utredningen og eventuelle høringsuttalelser, bestemme om utredningsplikten er oppfylt eller om ytterligere informasjon er påkrevd. Dersom ytterligere dokumentasjon kreves må rettighetshaver fremskaffe denne og sende den på høring til de samme høringsinstansene som tidligere har mottatt konsekvensutredningen.

Secretary of State (SoS) vil godkjenne/avvise konsekvensutredningen. SoS gir samtykke til utredningen basert på konsekvensutredningsdokumentet, eventuell tilleggsinformasjon og kommentarer fra høringsinstanser. Samtykket er en forutsetning for at prosjektet kan godkjennes. Vedtaket kan påklages innen 6 uker.

Når SoS har godkjent konsekvensutredningen må rettighetshaver levere søknad for godkjenning av kjemikalier som skal benyttes, en såkalt PON 15C. For Gjøa vil det være aktuelt å sende inn en slik søknad for gasseksportørledningen.

Feltutvikling på britisk sektor godkjennes basert på en feltutviklingsplan, Field Development Plan (FDP). FDP tilsvarer i korthet norsk PUD Del 1, teknisk og økonomisk del.

For godkjenning og legging av rørledninger mellom felt leveres en rørleggingsplan, Pipeline Work Authorisation (PWA). PWA tilsvarer i korthet norsk PAD del 1, teknisk og økonomisk del, samt norsk søknad om rørleggingstillatelse.

Det er utarbeidet retningslinjer for krav til dokumentasjon for henholdsvis FDP og PWA. Det er ikke aktuelt å utarbeide en FDP for Gjøa da feltet ligger på norsk sektor.

Retningslinjer for dokumentasjonskrav og tillatelser for gasseksportørledningen som krysser norsk og britisk sektor er beskrevet i

Rammeavtale mellom Regjeringen i Det Forente Kongerike Storbritannia og Nord-Irland og Regjeringen i Kongeriket Norge om legging, drift og jurisdiksjon av forbindelse rørledninger av 1998.

Det er utarbeidet separat konsekvensutredning, Environmental Statement (ES), for den del av gasseksportørledningen som krysser britisk sektor. Innholdet i denne er i samsvar med britisk regelverk. Et sammendrag av ES er gitt i Vedlegg F. Det er i ES gitt et sammendrag av konsekvensutredning som er dekkende for feltinstallasjoner og rørledning i norsk sektor.

2.6.3 Tidsplan for konsekvensutredningen

Konsekvensutredningsprosess i Norge og i Storbritannia har foregått i parallell. Plan for konsekvensutredningsprosess er skissert nedenfor.

Følgende tidsplan er lagt til grunn for konsekvensutredningsprosessen for Gjøafeltet i Norge:

- Oversendelse av forslag til program for konsekvensutredning april 2006
- Godkjent program for konsekvensutredning juni 2006
- Oversendelse av PUD/PAD Del 2 Konsekvensutredning 9. oktober 2006
- Høring av konsekvensutredning oktober til desember 2006, 10 uker
- Oversendelse av PUD/PAD Del 1 Utbygging og anlegg 15. desember 2006
- Godkjenning av PUD/PAD i løpet av vårsesjon 2007
- Oppstart av produksjon oktober 2010

Konsekvensutredning for Vegafeltet sendes på høring i parallell med konsekvensutredning for Gjøafeltet.

Engelsk konsekvensutredning (ES) oversendes for høring i Storbritannia i samme periode som norsk konsekvensutredning sendes på høring i Norge.

Tidsplan for selve utbyggingsprosjektet er vist i kapittel 3.9.

2.6.4 Utredningsprogrammet

Endelig program for konsekvensutredning, fastsatt av OED i brev av 30. juni 2006, er gjengitt i Vedlegg A. Oppsummering av

uttalelser fra høringsrunden er gjengitt i Vedlegg B. Olje- og energidepartementet forutsetter at høringsuttalelsene til utredningsprogrammet tas hensyn til slik det framgår av operatørens kommentarer til disse.

2.6.5 Underlagsdokumentasjon for konsekvensutredningen

Nedenfor gis en oversikt over de underlagsrapporter som er utarbeidet som del av konsekvensutredningen.

Rapportene er tilgjengelige på www.statoil.com/gjoa.

- Miljørisikoanalyse valgt konsept /17/
- Vurdering av virkninger for fiskeriene /3/
- Beregninger av EIF og vurdering av miljørisiko for utslipp produsert vann /5/
- Samfunnmessige konsekvenser /6/

I tillegg er det benyttet annen relevant prosjektdokumentasjon og underlagsrapport for regional konsekvensutredning for Nordsjøen.

2.7 Nødvendige søknader og tillatelser

Nedenfor er det gitt en oversikt over de viktigste tillatelser som må innhentes fra norske myndigheter i løpet av planprosessen. Behovet for eventuelt å innhente andre tillatelser enn de som her er nevnt, vil bli avklart i den videre planprosessen og gjennom behandling av konsekvensutredningen.

Søknader og tillatelser

- Godkjenning av felles Plan for utbygging og drift og Plan for anlegg og drift med tilhørende konsekvensutredning.

Ansvarlig myndighet er Olje- og energidepartementet.

- Konesjonssøknad inkludert eventuell konsekvensutredning etter Energiloven for kraftkabel

Ansvarlig myndighet er Norges Vassdrags og Energiverk.

- Søknad om utslippstillatelse for borefasen og driftsfasen etter Forurensningsloven og søknad om tillatelse for utslipp knyttet til klargjøring av rørledninger.

Ansvarlig myndighet er Statens forurensningstilsyn.

- Konsekvensutredningsprogram og konsekvensutredning forutsettes å dekke kravene til melding og konsekvensutredning etter Forurensningslovens § 13.

Ansvarlig myndighet er Statens forurensningstilsyn.

- Forhåndsmelding i henhold til Arbeidsmiljøloven.

Ansvarlig myndighet er Arbeidstilsynet.

- Søknad om samtykke etter Petroleumsloven for boring av brønner.

Ansvarlig myndighet er Oljedirektoratet.

3 Prosjektbeskrivelse

3.1 Helse, miljø og sikkerhet

Hensynet til helse og arbeidsmiljø, ytre miljø og sikkerhet har stått sentralt i planleggingen av de tekniske løsningene for utbyggingen av Gjøafeltet gjennom alle fasene i prosjektutviklingen.

Alle aktiviteter som har vært og vil bli gjennomført har vært og vil bli underlagt operatørens overordnede retningslinjer for HMS. Utbyggingen av Gjøafeltet skal møte utbyggingsoperatørens målsetninger for HMS, jmf figur 3-1 nedenfor. Gaz de France Norge vil videreføre disse målsetningene under drift av feltet for å sikre null skade på mennesker og miljø. Dette vil bli utført gjennom systematisk HMS-arbeid i tråd med Gaz de France Norge sin visjon om å være en sikker og vel ansett operatør på norsk sokkel.



Figur 3-1 Utbyggingsoperatørens overordnede mål for HMS.

3.1.1 Program for HMS

Det er utarbeidet et eget program for helse og arbeidsmiljø, ytre miljø og sikkerhet for utbyggingen av Gjøafeltet. Programmet vil bli oppdatert for å dekke ulike prosjektfaser

ettersom prosjektgjennomføringen skrider fram.

Formålet med HMS programmet for innværende fase, mellom beslutning om videreføring og beslutning om gjennomføring, er å sikre følgende:

- Styring av HMS i planleggingen av prosjektet og sikre at alle HMS aspekt blir ivaretatt på en god måte
- Identifisering av utfordringer samt overordnede mål og strategi
- Definerings av spesielle prosjektkrav til arbeidsmiljø, ytre miljø og teknisk sikkerhet
- Identifisering av aktiviteter som skal gjennomføres

3.1.2 Mål og strategi for HMS

Planlegging og gjennomføring av Gjøaprojektet skal være basert på operatørens HMS målsetninger, jmf figur 3-1. Målsetningene skal være basis for alt HMS arbeid gjennom alle prosjektfaser, for å sikre null skade på mennesker og miljø, sammen med null ulykker og tap av verdier.

Det er identifisert tre hovedmål for HMS i prosjektet:

- Minimalisere konsekvensene for miljøet samtidig som olje- og gassproduksjonen optimaliseres
- Sikre at krav til HMS implementeres i design av de ulike anleggene
- Utvikle gode relasjoner med kontraktører for å sikre at operatørens forventninger til HMS standard blir kjent, forstått og implementert av kontraktørene

God forståelse for og forpliktelser innenfor HMS samt implementering av operatørens null skade målsetninger skal sikres gjennom følgende:

- Prosjektmedlemmer skal ha erfaring med og kvalifikasjoner innenfor HMS i henhold til krav og etter stillingens behov
- Usikkerheter og risiko innenfor HMS skal identifiseres, følges opp og behandles på en strukturert måte
- Skape gode samarbeidsforhold mellom alle involverte parter som har påvirkning på

HMS (utbyggingsoperatør, driftsoperatør, leverandører)

- Gjennomføre HMS evalueringer som en integrert prosess gjennom hele organisasjonen
- Sikre kontraktørers og underleverandørers forståelse av krav for effektiv styring av HMS
- Skape gode arbeidsprosesser og relasjoner innad i prosjektet som bidrar til en atmosfære hvor prosjektdeltakernes trivsel er i fokus
- Sikre god erfaringsoverføring innenfor prosjektet, fra driftsmiljø og fra liknende utbyggingsprosjekter
- Sikre at prosjektet forplikter seg til høyeste HMS standard gjennom planlegging og gjennomføring av prosjektet
- Design av anlegg som sikrer optimal kraftgenerering og minimalisering av utslipp
- Sikre operasjonell- og vedlikeholdsvennlig design

3.2 Reservoarbeskrivelse

Hovedreservoarene på GjØafeltet består av sandstein av øvre Jura alder tilhørende Viking gruppen, jmfør figur 3-2. Viking gruppen består av følgende formasjoner:

- Krossfjordformasjonen
- Fensfjordformasjonen
- Sognefjordformasjonen

I tillegg er det påvist olje og gass i midtre Jura sandsteiner tilhørende Brent gruppen i nordlige deler av feltet, jmfør figur 3-3.

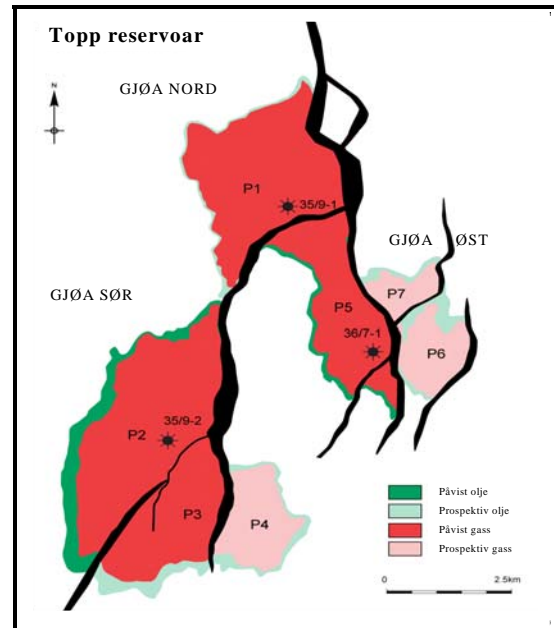
Toppen av strukturen ligger på om lag 2.000 meters dyp under havoverflaten, og den dypeste kontakten mellom hydrokarbon og vann er påvist på om lag 2.345 meters dyp.

Oljekolonnen er relativt tynn, og varierer fra 30 til 45 meter. Feltet er delt inn i 7 segmenter hvorav 3 er påvist ved letebrønner. Spranget på forkastningene mellom segmentene varierer fra noen titalls meter opp til flere hundre meter, jmfør figur 3-4. Forutsatt at det er kontakt mellom sand og sand over forkastningsplanet kan det være mulighet for kommunikasjon mellom segmentene.

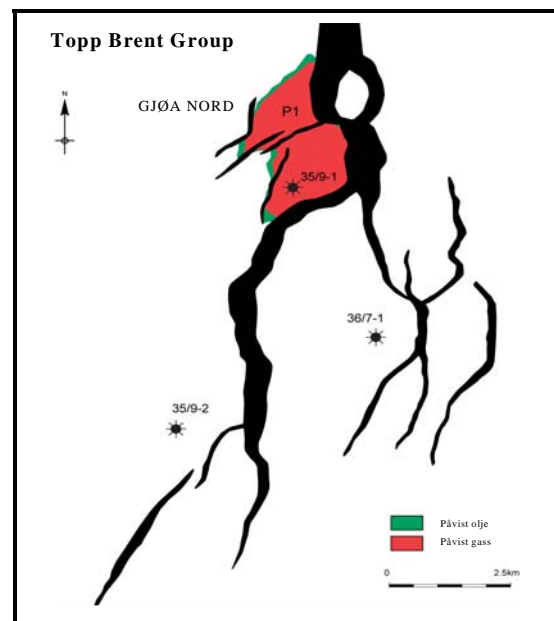
Trykket i reservoaret er hydrostatisk og ligger på om lag 230 bar i alle de påviste segmentene. Det forventes samme trykkforhold i de segmentene hvor boring ennå

ikke er foretatt. Reservoartemperaturen ligger på om lag 80 °C.

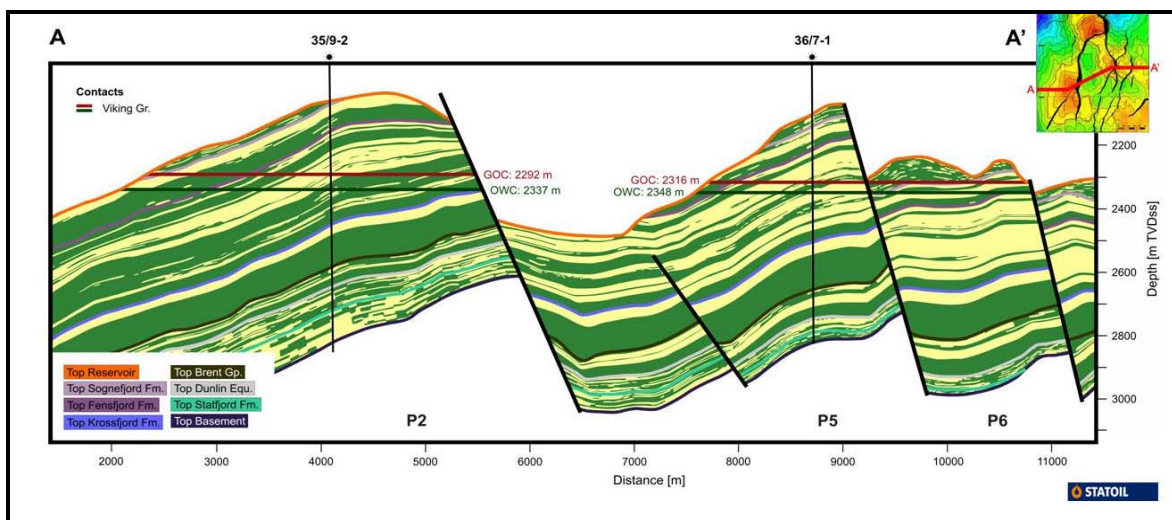
Reservoarsandene på GjØafeltet er lagdelte, og kvaliteten på sandene varierer fra moderat til meget god. Det forekommer interne skiferlag mellom de lagdelte sandene. Lagene heller 7 til 10° mot vest, og sammen vanskeliggjør disse faktorer dreneringen av den tynne oljesonen på feltet. Figur 3-3 viser ett tverrsnitt gjennom feltet.



Figur 3-2 Hovedreservoarene på feltet.



Figur 3-3 Reservoarene i Brent Group på feltet.



Figur 3-4 Tverrsnitt gjennom feltet, vest - øst. Figuren viser sand- (gul) og skifer- (grønn) lagene og hydrokarbon kontaktene (GOC = Gass-oljekontakt, OWC = Olje-vann kontakt).

3.3 Ressurser og produksjonsplaner

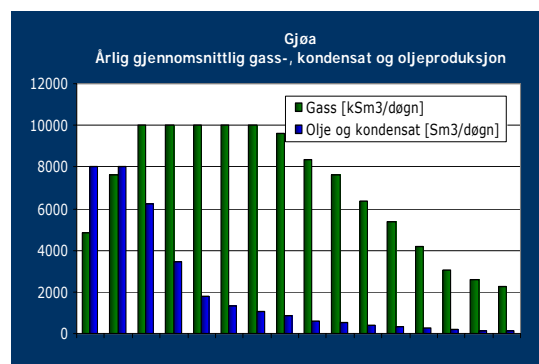
Dreneringsstrategien for feltet er basert på ren trykkavlastning. Tidlig gassproduksjon vil senke trykket i reservoaret raskere, og redusere mulighetene for økt oljeutvinning. Studier viser at man ved å opprettholde trykket i reservoaret, ved å holde tilbake gassproduksjonen de første årene, vil kunne øke oljeutvinningen. Et slikt produksjonsforløp vil utsette inntekter fra gasseksporten og derved ha en negativ effekt på prosjektets økonomi. Verdien av å øke oljeutvinningen ved å opprettholde reservoartrykket, må derfor veies mot utsatte gassinntekter.

Profilene er basert på simuleringer av mulige produksjonsforløp i en detaljert reservoar modell og forutsetter oppstart av olje- og gassproduksjon 1. oktober 2010. Det understrekes at profilene er gjengitt slik de forelå våren 2006 ved beslutning om videreføring av prosjektet. Eventuelle endringer vil bli reflektert i PUD/PAD Del 1 Utbygging og anlegg.

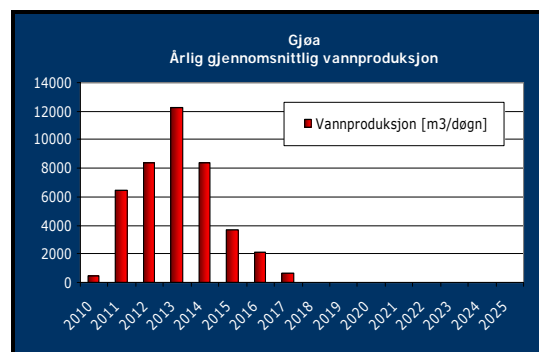
De økonomisk utvinnbare mengdene for Gjòafeltet er anslått til om lag 10 millioner Sm³ væske (olje og kondensat) og 40,4 milliarder Sm³ gass, jamfør figur 3-5. Produerte vannmengder vil på det høyeste ligge på om lag 12.000 m³ per døgn, jamfør figur 3-6.

Produksjonsperioden for feltet er anslått til om lag 15 år, basert på dagens produksjonsforutsetninger og tilknytning av 3.

parts tilknytning av Camilla, Belinda og Fram B.



Figur 3-5 Profiler for gass, olje og kondensat ved produksjon av Gjòafeltet.



Figur 3-6 Profil for produsert vann ved produksjon av Gjòafeltet.

3. parts tilknytning

Produerte mengder fra 3. parts tilknyttet felt er ikke inkludert i de profiler som er vist i figur

3-5 og figur 3-6. Kondensatproduksjon fra Vegafeltet igger i størrelsesorden 7.000 Sm³ per døgn det første året og avtar deretter til om lag 500 Sm³ per døgn mot slutten av produksjonsperioden. Gassproduksjonen fra feltet ligger i størrelsesorden 2 til 3 millioner Sm³ per døgn de første produksjonsårene og avtar deretter til om lag 0,5 millioner Sm³ per døgn mot slutten av produksjonsperioden. Det henvises til separat konsekvensutredning for de Vegafeltet for ytterligere informasjon.

Det understrekes at produserte volum fra feltet er inkludert ved vurdering av utslipp til luft og sjø fra Gjøafeltet.

3.4 Beskrivelse av valgt utbyggingsløsning

Løsningen for utbyggingen av Gjøafeltet er basert på installasjon av brønnrammer på havbunnen som knyttes opp mot en halvt nedsenkbar produksjonsplattform, Semi Submersible Installation (SEMI), jmfør skissen i figur 3-7.

I det følgende er det gitt en beskrivelse av de enkelte systemene som inngår i utbygging, anlegg og drift av Gjøafeltet.

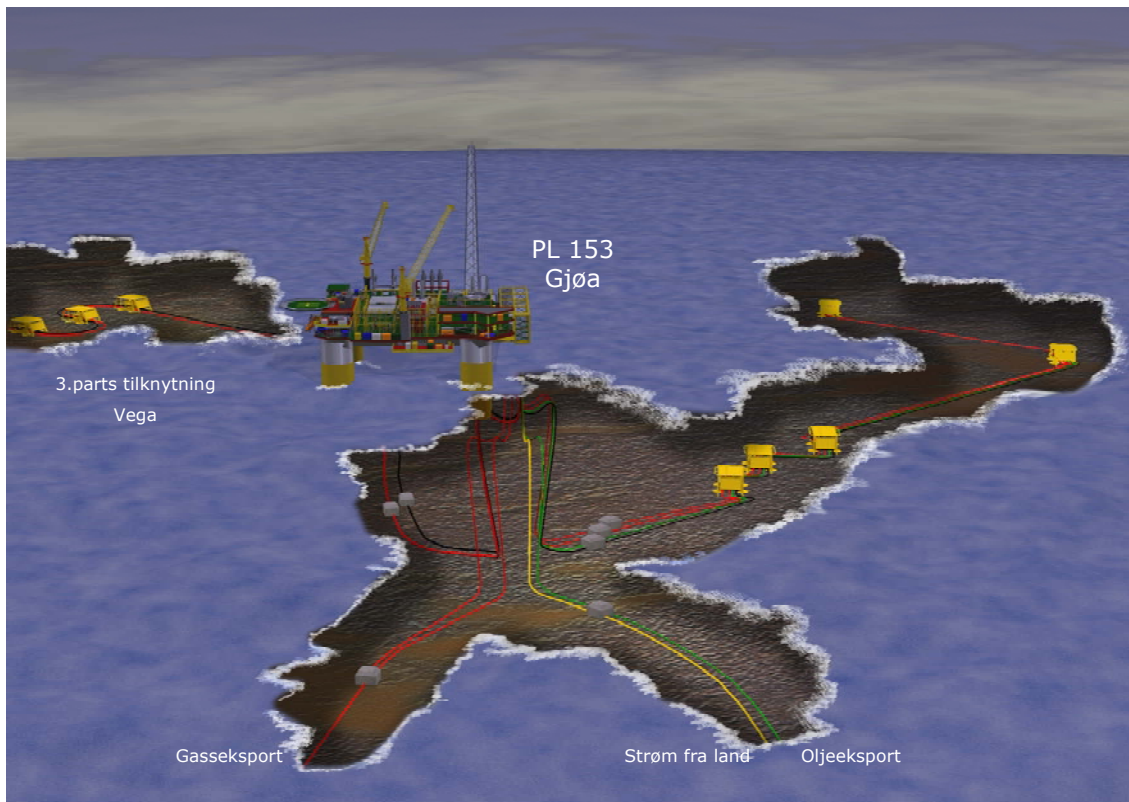
3.4.1 Produksjonsplattform

Produksjonsplattformen vil ha anlegg for mottak, fullprosessering og eksport av stabilisert olje og rikgass.

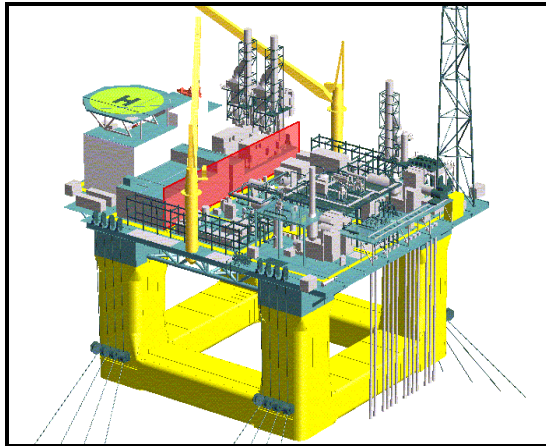
Kondensat og gass fra 3. parts tilknyttet felt vil bli behandlet på plattformen sammen med olje, kondensat og gass fra Gjøafeltet. Kondensat fra feltet vil bli eksportert sammen med olje og kondensat fra Gjøafeltet, mens gass fra feltet vil bli eksportert sammen med gass fra Gjøafeltet.

Olje- og gasseksport er nærmere beskrevet i henholdsvis kapittel 3.4.4 og 3.4.5.

En skisse over plattformen er vist i figur 3-8.



Figur 3-7 Skisse over valgt utbyggingsløsning.



Figur 3-8 Skisse over produksjonsplattformen pa feltet.

Hoveddekket pa plattformen er inndelt i folgende omrader:

- Omrade for hjelpesystemer
- Omrade for prosessanlegg
- Omrade for stigeror
- Omrade for fakkeltarn

Prosessanlegg og hjelpesystemer er nermere beskrevet i kapittel 3.4.2.

Produksjonsplattformen skal ivareta folgende hovedfunksjoner og spesifikasjoner:

- Prosessering av brønnstrom til stabil olje og rikgass i henhold til gitt spesifikasjon
- Eksportkapasitet olje og kondensat totalt 13.800 Sm³ per dogn (Gjoa 10.000 Sm³ og 3. part 3.800 Sm³)
- Eksportkapasitet gass 17 MSm³ per dogn (Gjoa 10 MSm³ og 3. part 7 MSm³)
- Kapasitet produsert vann 15.000 m³ per dogn
- Eksport av stabilisert olje
- Eksport av rikgass
- Behandling av produsert vann
- Injeksjon av gass for gassloft
- Innkvartering av personell som normalt trengs for a operere og vedlikeholde produksjonssystemer, hjelpesystemer og maritime funksjoner
- Sengeplasser for 100 personer
- Gjennomsnittlig bemanning under normal drift pa omlag 40 personer

Anleggsarbeid knyttet til utbyggingen av Gjoafeltet vil omfatte folgende aktiviteter:

- Bygging av plattform og tilhørende anlegg
- Installasjon av produksjonsplattform og undervannsanlegg
- Boring og komplettering av brønner
- Legging og stabilisering av rorledninger og kabler

- Klargjoring for drift
- Sammenkopling av ulike systemer

3.4.2 *Prosessanlegg og hjelpesystemer*

Prosessanlegget pa plattformen vil inneholde folgende hovedsystemer:

- Header og manifold (samleror)
- Separasjon
- Oljeeksport
- Gass rekompresjon
- Gass dehydrering, TEG regenerering
- Gassloft
- Gasseksport

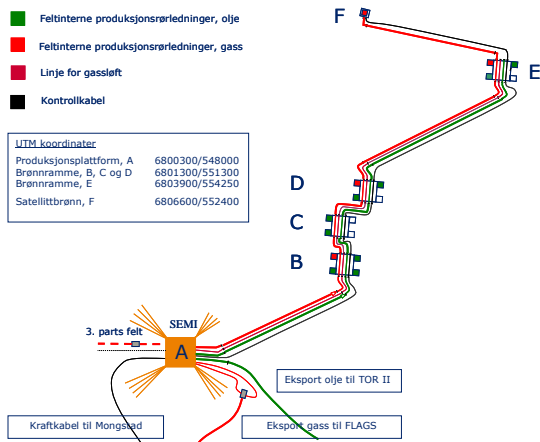
vrige stotte- og hjelpesystemer pa plattformen inkluderer folgende:

- MEG regenerering, injeksjon, lagring
- Slangelastingsystem for ferskvann, diesel og MEG
- Kjole- og varmesystem
- Kjemikalieinjeksjon
- Fakling og ventilering
- Produsert vann
- Klorineringsystem
- Vannsystemer
- Dreneringssystem
- Drivstoffsystem
- Brenngasssystem
- Luftkompresjon til prosess
- Nøytralgass
- Hydraulisk kraft
- Undervanns hydraulikkraft
- System for avlopsvann fra boligkvarter
- Lagring og drenering av TEG

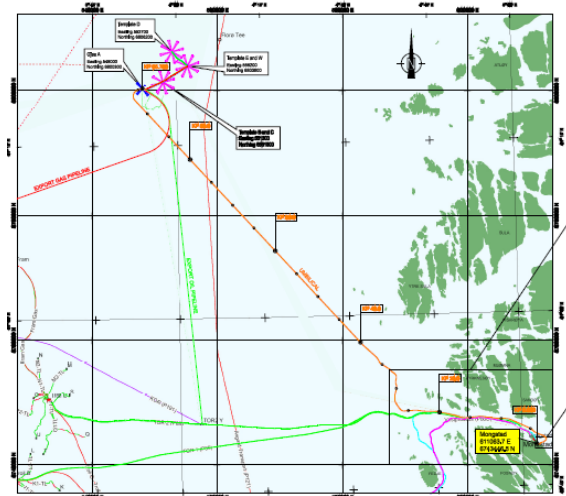
3.4.3 *Undervannsanlegg*

Figur 3-9 viser skisse over undervannsproduksjonsanleggene som vil bli installert i forbindelse med utbyggingen av Gjoafeltet. Koordinater for de ulike anleggene er angitt i figuren.

Figur 3-10 skisserer trase for kraftkabel i sjo fra Mongstad til Gjoafeltet.



Figur 3-9 Oversikt over undervannsproduksjonsanlegg på GjØafeltet.



Figur 3-10 Trasé for sjøkabel for kraftforsyning.

Det vil bli installert fire havbunnsrammer med plass til fire brønner i hver ramme. I tillegg vil det bli installert en satellitt for en enkeltbr nn i nord (lokasjon F). Br nnstr m fra hver havbunnsramme vil bli ledet inn i

feltr rledninger som går til produksjonsplattformen (lokasjon A). I utgangspunktet vil det bli installert separate feltr rledninger for olje og gass. Det vil imidlertid være mulig å transportere brønnstrøm med hovedsakelig gass i oljerøret og omvendt. I tillegg vil det bli installert en rørledning for gassløft i enkelte oljebrønner. En kabel for signaloverføring og transport av hydraulikkvæske og kjemikalier vil bli installert fra produksjonsplattformen til alle havbunnsrammene. Videre vil det bli installert en sjøkabel for overføring av elektrisk kraft fra Mongstad til produksjonsplattformen. Grensesnitt for kraftkabel er ved landfall på Mongstad. Mongstad raffineriet vil være ansvarlig for tilknytning av sjøkabelen til kraftnettet.

Lengde og dimensjon på olje- og gassproduksjonsr rledninger samt rørledning for gassløft, kontrollkabler og sjøkabel er vist i tabell 3-1 nedenfor.

Alternativ løsning for installasjon av feltinterne rørledninger og kabler

Alternativt til separat legging av feltinterne rørledninger og kabler, slik det skisseres i figur 3-9, vurderes det å samle de fleste av disse i et samlerør med stor diameter. Dette vil utgjøre en såkalt rørbunt som da vil bli bygget ferdig på land og slept ut til feltet i en lengde, om lag 7 kilometer lang. Løsningen vil ikke gi noen negative endringer miljømessig sett. Samler ret vil være fullt ut overtr lbart og kreve kortere installasjonstid enn hovedalternativet og dermed lavere utslipp. I driftsfasen vil rørledningen ikke medføre noe hinder for fisket i området. På denne bakgrunn er alternativ løsning med samlerør ikke nærmere omtalt i konsekvensutredningen.

Tabell 3-1 Lengde og dimensjon på feltinterne rørledninger og kabler, dimensjon oppgitt som indre nominell diameter.

Type	Br�nneramme Fra - Til	Dimensjon ["]	Lengde [km]
Oljeproduksjon	A - B/C/D	14	3,2
Oljeproduksjon	D-E	12	3,9
Gassproduksjon	A - B/C/D	14	3,2
Gassproduksjon	D-E	12	3,2
Gassproduksjon	E-F	12	3,3
Gassløft	A-E	6	7,1
Kontrollkabel	A-B	---	3,3
Kontrollkabel	B-C	---	0,2
Kontrollkabel	C-D	---	0,2
Kontrollkabel	D-E	---	4,0
Kontrollkabel	E-F	---	3,4
Kraftkabel i sjø	Mongstad - GjØa	---	100

3.4.4 Eksport av olje

Prosessert olje vil bli eksportert gjennom en ny 17" rørledning som vil bli tilknyttet Troll oljerørledning 2 (TOR 2), som bringer oljen videre til Mongstad.

Løsningen innebærer en direkte tilknytning ved Kvitebjørn Y-tilkopling. Lengden på den nye oljerørledningen vil være om lag 55 kilometer.

3.4.4.1 Trasévalg

Figur 3-11 skisserer trasé for gassseksportørledningen fra Gjøafeltet.

Langs den valgte traséen vil det forekomme én kryssing. Kabel for strømforsyning fra Mongstad til Gjøafeltet vil bli krysset av rørledning for oljeeksport om lag 8 kilometer fra produksjonsplattformen.

3.4.4.2 Installasjon

Rørledningen vil bli lagt ved bruk av konvensjonelt fartøy for S-legging

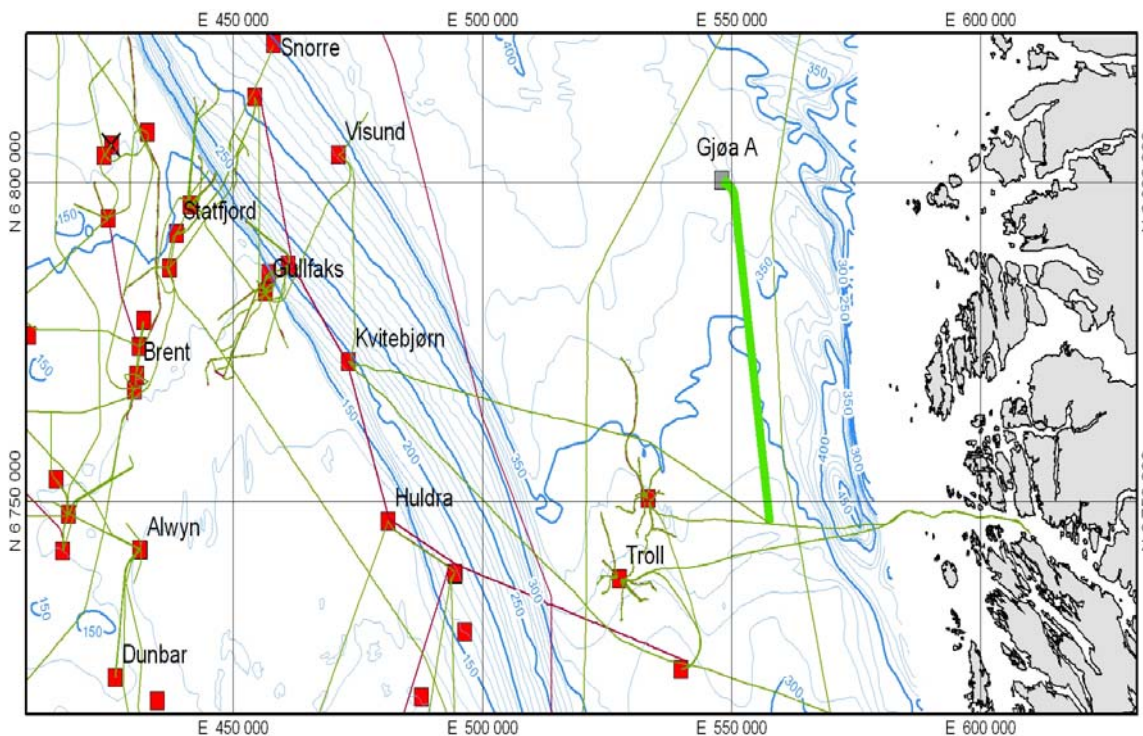
(rørledningen holdes i en tilnærmet S-form, svært langstrakt, fra fartøy til havbunn). Denne type fartøy trekker seg fram ved hjelp av ankere eller har framdriftsmaskineri som sørger for framdriften under legging. Valg av fartøy er på nåværende tidspunkt ikke foretatt.

Total tid for legging av rørledningen er estimert til to uker. Eventuell tid knyttet til venting på vær er ikke inkludert i estimeringen.

Rørledningen koples til et fleksibelt stigerør ved produksjonsplattformen og til en forhåndsinstallert flens ved TOR 2. Tilkoplingene vil gjøres fjernstyrt ved hjelp av ROV (Remotely Operated Vehicle).

3.4.4.3 Klargjøring av rørledning

Rørledningen vil bli vannfylt med inhibert sjøvann fra fartøy. Etter tilknytning trykktestes rørledningen med vann fra Gjøa produksjonsplattform. Deretter vanntømmes og produktfylles rørledningen samtidig med olje fra Kvitebjørn eksportørledning. Utslippvann vil tømmes til sjø ved Gjøafeltet.



Figur 3-11 Trasé for oljeeksportørledning.

3.4.5 Eksport av gass

Riksgass vil bli eksportert gjennom en ny 30" rørledning som tilknyttes det eksisterende britiske rørledningssystemet Far North Liquid and Associated Gas System (FLAGS) i britisk sektor.

Lengden på gasseksportørledningen vil være om lag 130 km, de siste 8,5 kilometer vil ligge i britisk sektor. Løsningen innebærer en direkte tilknytning til FLAGS gjennom en flens på en T-forbindelse som installeres i forbindelse med Tampen Link prosjektet i 2007.

Alternativ tilknytning for gasseksportørledning
 Som alternativ til direkte tilknytning til FLAGS foreligger det en løsning som innebærer tilknytning til FLAGS via Tampen Link ved Statfjord B PLEM i norsk sektor. Denne rørledningen vil være noe kortere enn direkte tilknytning til FLAGS, men krav til trykksikring av rørledningen fra Gjøafeltet som følge av høyere trykk i Tampen Link enn i FLAGS medfører at denne løsningen ikke anbefales. Den alternative traséen krysser gjennom områder med mindre fiske, og konsekvenser knyttet til valg av alternativ løsning vil således innebære marginalt mindre konsekvenser enn direkte tilknytning. På denne bakgrunn er

løsningen ikke nærmere omtalt i konsekvensutredningen.

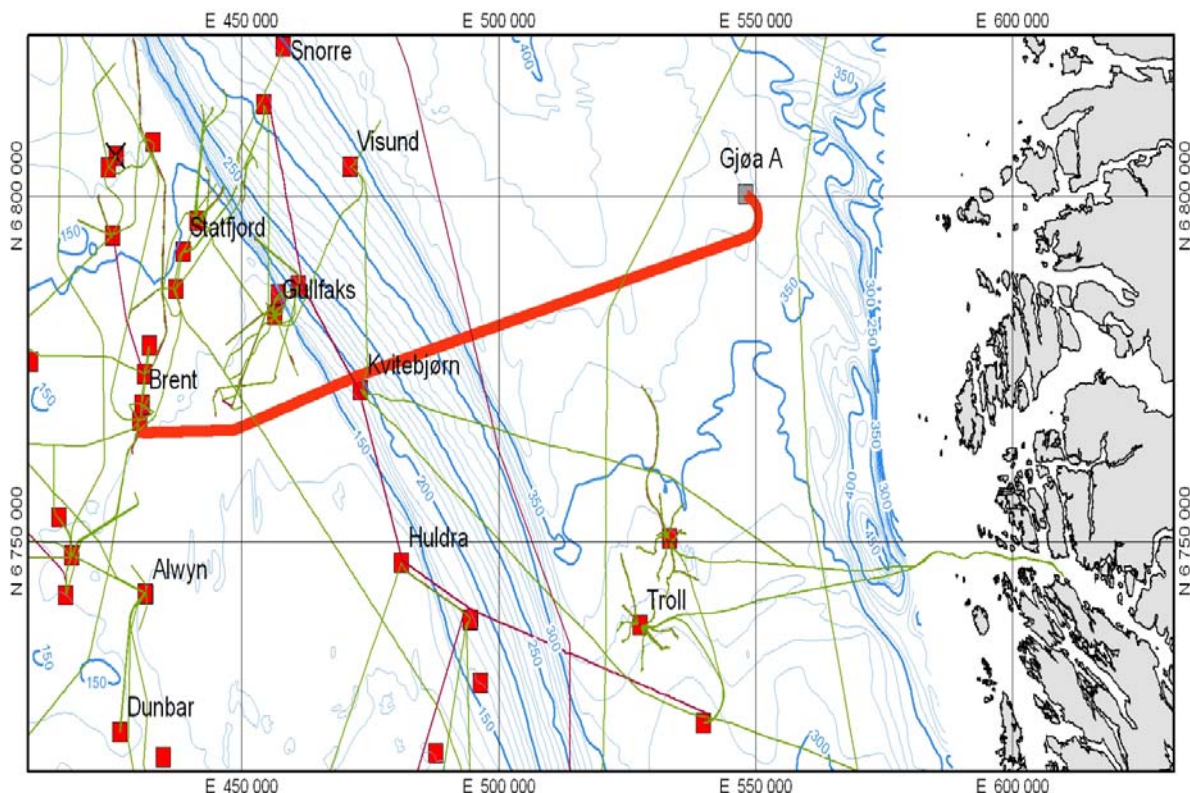
3.4.5.1 Trasévalg

Figur 3-12 skisserer trasé for gasseksportørledningen fra Gjøafeltet.

Langs den valgte traséen vil det forekomme åtte kryssinger, jmf tabell 3-2.

Tabell 3-2 Oversikt over kryssinger ved legging av gasseksportørledning.

Type	Beskrivelse	KP [m]
Kabel	Mongstad - Gjøa	6020
Rørledning	Langeded	32810
Rørledning	Belinda - Fram B	35661
Kabel	Cantat 3	62995
Rørledning	Visund - Kvitebjørn	84672
Rørledning	Statpipe	107294
Rørledning	Brent South - Brent A	130303
Kabel	Brent A - Brent South	130341



Figur 3-12 Trasé for gasseksportørledning.

3.4.5.2 Installasjon

Rørledningen vil bli lagt ved bruk av konvensjonelt fartøy for S-legging. Denne type fartøy trekker seg fram ved hjelp av ankere eller har framdriftsmaskineri som sørger for framdriften under legging. Valg av fartøy er på nåværende tidspunkt ikke foretatt.

Total tid for legging av rørledningen er estimert til 36 døgn. Eventuell tid knyttet til venting på vær er ikke inkludert i denne estimeringen.

Rørledningen koples til to fleksible stigerør ved produksjonsplattformen og til en forhåndsinstallert flens ved FLAGS. Tilkoplingen ved FLAGS vil være dykkerassistert, mens tikoplingene ved feltet vil gjøres fjernstyrt ved hjelp av ROV (Remotely Operated Vehicle).

3.4.5.3 Klargjøring av rørledning

Rørledningen vil bli vannfylt med inhibert sjøvann. Etter tilknytning trykktestes rørledningen med vann fra Gjòa produksjonsplattform. Deretter vanntømmes og produktfylles rørledningen samtidig med gass fra Tampen Link rørledning eller gass fra FLAGS rørledningsystem. Utslippvann vil tømmes til sjø ved Gjøafeltet.

3.4.6 Boring og brønn

Valgt utbyggingsløsning for Gjøafeltet innebærer at feltet planlegges utbygd med totalt tretten brønner. Brønnene fordeles på ni

oljeproducenter, fire av disse vil være flergrensbrønner (MLT - Multi Lateral Technology), og fire gassproducenter.

Løsningen innebærer installasjon av totalt fire brønnrammer, en i øst og 3 i sør. I tillegg vil det bli installert en enkeltbrønn i nord, jmf figur 3-9. Oljeproducenter er i figuren markert med grønt, mens gassproducenter er markert med rødt.

Det vil være behov for gassløft ved oppstart av brønnene. Under drift vil det videre være behov for gassløft i noen av oljebrønnene. Det vil bli lagt en 6" linje for dette formålet til brønnrammene i sør og i øst.

Total lengde for de ulike brønnene samt lengde per brønnseksjon er gitt i tabell 3-3.

Foreløpig boreplan innebærer å starte forboring omlag 21 måneder før produksjonsstart. 2 gass- og 4 oljebrønner vil bli klargjort for produksjon før produksjonsplattformen er på plass. Disse brønnene vil bli koplet opp til plattformen når den ankommer feltet sommeren 2010. De resterende 7 brønnene skal bores og klargjøres for produksjon og koples opp mot plattformen en etter en. Utbyggingsoperatøren vil være ansvarlig for alle boreoperasjonene.

Tabell 3-4 viser foreløpig boreplan for boring av brønnene for produksjon av Gjøafeltet. Boring og komplettering av olje- og gassbrønnene, inkludert mobilisering og demobilisering av boreriggen, vil foregå i en periode på om lag 2 ¾ år.

Tabell 3-3 Oversikt over seksjoner og lengder for gass- og oljebrønnene på feltet.

Brønntype og -navn		Seksjon 36" [m]	Seksjon 26" [m]	Seksjon 17 ½" [m]	Seksjon 12 ¼" [m]	Seksjon 8 ½" [m]	Total lengde (*) [m]
Gass	GP-P1	65	585	810	260	182	2262
	GP-P2	65	585	1200	270	194	2674
	GP-P3	65	585	1310	763	109	3192
	GP-P5	65	585	840	380	100	2330
Olje	OP-P2-1	65	595	1530	2243	2384	7177
	OP-P2-2 MLT	65	585	1000	979	1633	4622
	OP-P2-3 MLT	65	585	870	862	1766	4508
	OP-P2-4 MLT	65	585	840	840	1960	4650
	OP-P3-1	65	585	1480	1917	1946	6353
	OP-P3-2	65	585	930	884	2520	5344
	OP-P4-1	65	585	1200	1169	964	4343
	OP-P5-1 MLT	65	585	900	896	1311	4117
	OP-P6-1	65	585	890	911	2761	5572

Forklaringer til tabellen

Brønnlengdene er inklusive vanddyb på 360 meter

GP – Gas Produced

OP – Oil Producer

P1 til P6 refererer til de ulike reservoarene på Gjøafeltet, jmf figur 3-2 og figur 3-3

Tabell 3-4 Foreløpig plan for boring av oljebrønner (OP) og gassbrønner (GP) på Gjøafeltet (*).

Beskrivelse	Tidsperiode	Varighet [Døgn]
2009		
Mobilisering	1.12-10.12	10
Boring GP-P1	11.12-2.2	54
Flytting	3.2-17.2	15
GP-P5	18.2-2.4	44
OP-P5-1 MLT	3.4-14.7	103
OP-P6-1	15.7-26.9	74
Flytting	27.9-21.10	25
OP-P4-1	22.10-25.12	65
2010		
OP-P2-2 MLT	26.12-29.3	94
OP-P2-1	30.3-29.6	92
OP-P2-3 MLT	30.6-1.10	94
OP-P2-4 MLT	2.10-7.1	98
2011		
OP-P3-1	8.1-21.3	73
OP-P3-2	22.3-27.5	67
GP-P2	28.5-10.7	44
GP-P3	11.7-25.8	46
Demobilisering	26.8-4.9	10

(*) Planen er lagt til grunn for utslippsberegninger gjengitt i kapittel 5.

3.5 3. parts tilknytning

Vegafeltet vil bli bygget ut som en egen undervannsutbygging. Feltet vil bli tilknyttet til Gjøafeltet hvor kondensat og gass fra Vega vil bli prosessert og eksportert.

Det planlegges boring av totalt seks brønner. Det vil bli installert en brønnramme med mulighet for opptil fire brønner i hver av de tre seksjonene (tidligere Camilla, Belinda og Fram B). Det vil bli boret to brønner fra hver brønnramme. Fem av de seks brønnene vil ha lange horisontale seksjoner i reservoaret, 700 til 1200 meter, for mest mulig effektiv utvinning.

Brønnstrøm fra Vegafeltet planlegges ført i en 14" rørledning til Gjøafeltet, jmf figur 3-7.

Avstanden fra seksjon Fram B til seksjon Belinda er om lag 11 kilometer, fra seksjon Belinda til seksjon Camilla er det om lag 12 kilometer, og derfra til Gjøafeltet er det omlag 30 kilometer. Undervannsinstallasjonene på feltet vil være overtråkbare.

Det henvises til separat konsekvensutredning for Vegafeltet for ytterligere beskrivelse av utbyggingsløsning og konsekvenser.

3.6 BAT-vurdering

Det er gjort vurderinger angående bruk av beste tilgjengelige teknologi (BAT - Best Available Techniques) på ulike systemer på produksjonsplattformen på Gjøafeltet. I det følgende er gitt en kort beskrivelse av beslutningene angående valg av metode for håndtering av produsert vann og løsning for generering av kraft, sett i lys av bruk av BAT.

Det henvises til Vedlegg D og Vedlegg E for ytterligere beskrivelse og dokumentasjon for valg av løsning for håndtering av produsert vann og kraftgenerering.

3.6.1 Valg av metode for håndtering av produsert vann

Basert på mulighetsstudie for ulike metoder for håndtering av produsert vann er det vurdert at den beste løsningen er å rense og slippe produsert vann ut til sjø. Vannet vil bli renset ved bruk av EPCON renseteknologi /10/ /11/.

Følgende alternative løsninger har gjennom tidligere faser i prosjektutviklingen vært vurdert i forbindelse med metoder for håndtering av produsert vann på Gjøafeltet:

- Deponering i Utsira-formasjonen
- Deponering i passende reservoar i nærhet av feltlokasjonen
- Reinjeksjon i produserende reservoar
- Rensing ved bruk av ny renseteknologi

Utsira-formasjon er benyttet til deponering av produsert vann for ulike felter i Nordsjøen. Avstanden til Utsira fra Gjøafeltet er imidlertid stor. En løsning med bruk av Utsira for deponering av produsert vann fra Gjøafeltet ville innebære installasjon av meget lange rørledninger og høye kostnader for prosjektet. Samtidig ville en slik løsning medføre økte utslipp til luft grunnet økt kraftbehov for transport av produsert vann. Løsningen ble av den grunn lagt bort i tidlig fase av prosjektutviklingen.

Det er ingen kjente formasjoner i området der Gjøafeltet er lokalisert som muliggjør deponering av produsert vann i nærheten av feltlokasjonen. Løsningen ble av den grunn lagt bort i tidlig fase av prosjektutviklingen.

I beslutningsfasen ble det gjennomført en totalvurdering som inkluderte miljøvurderinger, tekniske muligheter og økonomiske forhold for henholdsvis reinjeksjon av produsert vann i

reservoaret samt rensing av produsert vann ved bruk av ny renseteknologi.

Miljøvurderingene omfattet både utslipp til sjø og utslipp til luft for de to alternative løsningene. Nedenfor er gitt en kort beskrivelse av de vurderinger som ble gjennomført. Tekniske forhold knyttet til reinjeksjon, utslipp til henholdsvis luft og sjø samt resultat av beregning av miljøtiltakskostnader gjennomført i forbindelse med beslutningen er gjengitt.

Reservoarsimuleringer som ble gjennomført viste at reinjeksjon av produsert vann i produserende formasjoner ville påvirke den totale utvinningen av reservene på feltet negativt. Oppsummert er resultatene av simuleringene som følger:

- Reinjeksjon av vann i produserende reservoar medfører lavere totale utvinnbare reserver
- Totale gassreserver reduseres i størrelsesorden 0,3 til 2,4 GSm³
- Mengde gass til eksport reduseres grunnet bruk av gass for drift av vanninjeksjonspumper
- Totale oljereserver reduseres med opptil 600.000 Sm³

Grunnen til reduksjon i produserte oljevolumer er at det injiserte vannet følger høypermeable soner mot lavere trykk og fortrenger olje fra oljebrønnene. Vann som trenger videre inn i gassonen vil her kunne fange gass som bli liggende igjen i porene i reservoaret og herved redusere den totale gassproduksjonen.

Det ble videre gjennomført foreløpige beregninger av EIF (Environmental Impact Factor) for ulike renseløsninger og utslipp av produsert vann i tillegg til en løsning med injeksjon av det produserte vannet. Løsningene ble vurdert opp mot konvensjonell rensing av produsert vann.

Resultater fra de foreløpige beregningene av EIF for hele levetiden viste at ved bruk av kun konvensjonell rensing fikk man en verdi for EIF på 227, mens man ved bruk av ny og forbedret renseteknologi fikk en verdi på 110. Ved injeksjon viste resultatene en EIF-verdi på 2.

Resultatene viste ikke uventet at injeksjon av produsert vann helt klart vil gi størst reduksjon av EIF for feltet. Imidlertid vil renseteknologier kunne redusere miljørisikoen, målt som EIF, med om lag 40 %. I tillegg innebærer vanligvis rensing av produsert vann en betydelig lavere kostnad enn injeksjon.

Operatøren har satt en veiledende grense for kostnadseffektivitet på 200.000 norske kroner per reduserte EIF-enhet dersom tiltaket reduserer EIF med mer enn 200 enheter. Det vil si at tiltak med bedre kostnadseffektivitet enn dette bør implementeres. For tiltak med dårligere kostnadseffektivitet vil andre forhold som utslippets størrelse, områdets sårbarhet, sikkerhet, arbeidsmiljøforhold, vekt- og plassreserver også måtte tillegges stor vekt.

Foreløpige beregninger viste at en løsning med injeksjon av produsert vann ville gi en nedgang i prosjektets nåverdi på nærmere 1,5 milliarder kroner. Derav ville injeksjon av produsert vann på Gjøafeltet gi en svært dårlig kostnadseffektivitet i forhold til de grenser som er satt. Beregnet miljøtiltakskostnad viste en verdi på 13 millioner kroner per redusert EIF. I tillegg viste utslippsberegninger at en slik løsning ville gi en økning i utslipp til luft som følge av drift av injeksjonspumper, i størrelsesorden 40.000 tonn CO₂ per år.

Valg av løsning for håndtering av produsert vann er nærmere beskrevet og dokumentert i Vedlegg D.

Bruk av renseteknologi er valgt som løsning for håndtering av produsert vann på Gjøafeltet med 3. parts tilknytning av feltene Camilla, Belinda og Fram B.

Løsningen er vurdert som BAT for håndtering av produsert vann på Gjøafeltet.

3.6.2 Valg av løsning for generering av kraft

I Stortingsmelding nr. 15 (2001-2002) Tilleggsmelding til Stortingsmelding nr. 54 (2000-2001) "Norsk klimapolitikk" står det i kapittel 5.3 Petroleumssektoren at Regjeringen vil "legge til rette for utslippsreduksjoner på norsk sokkel gjennom krafttilførsel fra og vil vurdere ulike ordninger for hvordan dette kan gjøres". Basert på mulighetsstudie for import av kraft fra land er det vurdert at den beste løsningen for generering av kraft til Gjøafeltet er en kombinert løsning. Løsningen innebærer installasjon av en vekselstrømskabel for å dekke størstedelen av kraftbehovet Videre innebærer løsningen installasjon av en gassturbin offshore for drift av kompressor for gassseksport. Den kombinerte løsningen er vurdert som BAT for utbyggingen av Gjøafeltet /12/ /13/.

Følgende alternative løsninger har gjennom tidligere faser i prosjektutviklingen vært vurdert i forbindelse med generering av kraft på Gjøafeltet:

- All kraft genereres onshore
- All kraft genereres offshore ved bruk av gassturbiner
- Kombinert løsning med generering av kraft onshore og installasjon av gassturbin for drift av eksportkompressor offshore

Ved en løsning der all kraft til prosessering, foruten varmebehov, og hoveddelen av mekanisk utstyr genereres onshore ville det være behov for leveranse av 65 MW til Gjøafeltet. Etter all sannsynlig vil det ikke være mulig med en slik overføringskapasitet for en vekselstrømskabel, slik at løsningen innebærer blant annet behov for to kraftkabler og økning i prosjektets kostnader. Dette kraftbehovet kan per i dag heller ikke forutsettes levert med 100 % redundans. Løsningen ble av den grunn lagt bort i tidlig fase av prosjektet.

En løsning der all kraft til prosessering, inkludert varmebehov, og mekanisk utstyr genereres onshore ville medføre behov for leveranse av 113 MW (65 MW + 48 MW til varme). Løsningen ville kreve en likestrømskabel som medfører vesentlig økning av vekt og plassbehov på plattform i tillegg til et mer komplekst system. Det er heller ikke tilgang på denne mengde kraft fra ett leveransepunkt på land. Løsningen ble av den grunn lagt bort i tidlig fase av prosjektutviklingen.

I beslutningsfasen ble det gjennomført en totalvurdering som inkluderte miljøvurderinger, tekniske muligheter og økonomiske forhold for henholdsvis all kraft generert offshore og den kombinerte løsningen for kraftgenerering. Nedenfor er gitt en kort beskrivelse av de vurderinger som ble gjennomført.

Strømmen som planlegges importert vil bli hentet fra Mongstad. Gassturbinen vil bli installert med en varmegjenvinningsenhet (WHRU – Waste Heat Recovery Unit). WHRUen vil framskaffe nødvendig varme til prosessen på plattformen. Gassturbinen vil være en ren gassdrevne turbin, utstyrt med lav-NO_x teknologi.

Følgende fordeler og ulemper er identifisert i forbindelse med import av kraft gjennom strømkabel fra land:

- Redusert støy og vibrasjon
- Redusert risiko relatert til distribusjon av gass og håndtering av turbin
- Reduserte utslipp av CO₂ og NO_x, nasjonalt og globalt
- Reduserte operasjonelle kostnader
- Redusert behov for vedlikehold
- Forenklet design av prosessanlegg topside
- Mer omfattende installasjonsoperasjoner

Ved bruk av strøm generert på land som hovedkraft til feltet vil utslippene av CO₂ og NO_x reduseres både nasjonalt og globalt. Nedenfor er gitt en kort beskrivelse av nasjonale og globale utslippsreduksjoner ved bruk av kraft generert på land versus en situasjon der all kraft blir generert offshore. Norges Vassdrag og Energiverk og Oljedirektoratet presenterte november 2002 rapporten "Kraftforsyning fra land til sokkelen, muligheter, kostnader og miljøvirkninger", der blant annet hvilke miljøkonsekvenser en elektrifisering av sokkelen ville medføre ble vurdert.

For kraftoppdekning gjennom import ble det i rapporten lagt til grunn at i startåret 2003 var all import basert på kullkraft, med en gjennomsnittlig virkningsgrad på 40 %. Dette gir utslipp av CO₂ på 0,788 kg CO₂ per kWh, og utslipp av NO_x på 1,25 gram per kWh.

Videre ble det lagt til grunn en forventet utvikling mot mer miljøvennlig kraftproduksjon, slik at importert kraft i år 2013 ville gi CO₂-utslipp på 0,333 kg per kWh og NO_x-utslipp på 0,05 gram per kWh. I rapporten har en forutsatt at fra og med 2013 vil utslippene fra marginal kraftproduksjon i Europa tilsvare utslippene fra et moderne gasskraftverk med katalytisk rensing. Dette er lagt til grunn for vurdering av utslipp i forbindelse med kraftgenerering på land for Gjøafeltet.

Utslipp av CO₂

Dersom all kraft genereres offshore representerer det årlige utslipp av CO₂ i en størrelsesorden på 350.000 tonn.

Dersom hoveddelen av kraftbehovet dekkes ved import av kraft generert på land representerer det henholdsvis 100.000 tonn og 140.000 onshore og offshore, totalt 240.000 tonn årlige utslipp av CO₂. Beregningene er basert på forutsetningene gitt ovenfor.

Den årlige reduksjonen av CO₂ for valgt løsning for generering av kraft er derav 210.000 tonn nasjonalt og 110.000 tonn globalt. Tar man hensyn til variasjoner i produksjonsprofil og kraftbehov over tid vil den årlige globale

reduksjonen av CO₂ variere mellom 50.000 og 110.000 tonn.

Utslipp av NO_x

Dersom all kraft genereres offshore er det årlige utslipp av NO_x i en størrelsesorden på 330 tonn.

Dersom hoveddelen av kraftbehovet dekkes ved import av kraft generert på land representerer det henholdsvis 100 tonn og 130 onshore og offshore, totalt 230 tonn årlige utslipp av NO_x. Beregningene er basert på forutsetningene gitt ovenfor.

Den årlige reduksjonen for valgt løsning for generering av kraft er derav 200 tonn nasjonalt og 100 tonn globalt. Tar man hensyn til variasjoner i produksjonsprofil og kraftbehov over tid vil den årlige globale reduksjonen variere mellom 50 og 100 tonn.

Det påpekes at utslipp knyttet til generering av strøm på land ikke vil inngå i feltets rapportering under drift og derav heller ikke behandles i feltets søknad om utslippstillatelse. Det henvises til kapittel 5 for utslippsprofiler knyttet til produksjon og drift av Gjøafeltet og 3. parts tilknyttede felter i driftsfasen.

Valg av løsning for kraftgenerering er nærmere beskrevet og dokumentert i Vedlegg E.

En kombinert løsning med import av strøm fra land og installasjon av gassturbin for drift av kompressor for gassseksport offshore er valgt som løsning for kraftgenerering på Gjøafeltet med 3. parts tilknytning av feltene Camilla, Belinda og Fram B.

Løsningen er vurdert som BAT for kraftgenerering på Gjøafeltet.

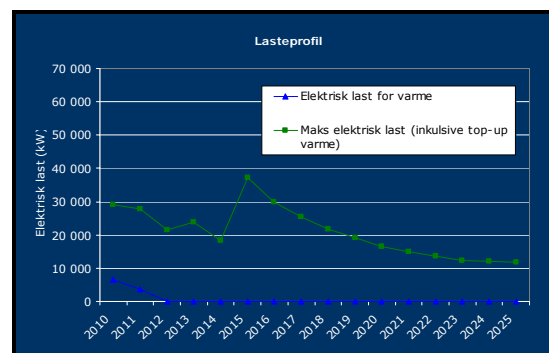
3.6.2.1 Energisituasjonen på land

Gjøafeltet planlegges tilknyttet strømmettet på Mongstad. Nettet i denne regionen eies og drives av Bergenhalvøens Kommunale kraftverk (BKK). BKK har utredet situasjonen i aktuelt kraftnett med hensyn på tilknytning av Gjøafeltet /13/ /14/. Følgende forutsetninger er lagt til grunn for de vurderinger som er gjort:

- Intet behov for linjeforsterkninger
- Ingen utbygging av Energiverk Mongstad

Konklusjonen, som baserer seg på eksisterende forsyningsnett, viser at tilknytningspunktet har god pålitelighet med tilstrekkelige effektreserver (mer enn 80 MW er tilgjengelig under normal drift).

Gjøafeltets kraftbehov under normal drift vil være på topp etter 3 til 4 års drift, om lag 40 MW, for deretter å avta etter 4 til 5 år. Uttaket av kraft på Gjøafeltet vil avta i takt med et eventuelt økende forbruk på land i årene 2014 til 2025, jamfør figur 3-13.



Figur 3-13 Lasteprofil.

3.7 Grunn- og traséundersøkelser

Det ble sommeren 2006 utført en grunnundersøkelse på Gjøafeltet for å skaffe underlagsdata for design av ankringssystem for produksjonsplattform samt for fundamentering av brønnrammer for undervannsproduksjon.

Grunnlagsundersøkelsen omfattet ikke trasé for feltinterne rørledninger, kraftkabel eller eksportørledninger for olje og gass.

Undersøkelser av traséer for rørledninger og kabler er planlagt gjennomført i løpet av første halvår 2007. Omfanget av disse kartleggingene vil være en kombinasjon av Fase 1 og Fase 2 som beskrevet nedenfor.

Traséundersøkelser omfatter kartlegging fra overflatefartøy samt detaljkartlegging og inspeksjon av utvalgte sentrale områder ved bruk av ROV.

Ulike faser av traséundersøkelser som generelt blir gjennomført i forkant av marine operasjoner er oppsummert som følger:

Fase 1 – Oversiktskartlegging av korridoren

- Kartlegging av en korridor på 1 km bredde
- Grunnundersøkelser rørledningstrasé

- Bruk av skrogmontert multistråle ekkolodd, tauet sidesøkende sonar og innhenting av lett seismikk

Denne kartleggingen utgjør grunnlag for prosjektering av rørledning, trasévurdering og lokalisering av optimal trasé. Eventuell forekomst av koraller i korridoren vil bli avdekket.

Fase 2 – Detaljkartlegging av traséen

- Dekning av en korridor på 80 til 200 meters bredde langs valgt trasé
- Bruk av multistråle ekkolodd og høy-oppløselig sidesøkende sonar samt bunnpenetrerende ekkolodd festet til enten en kabelstyrt eller kabelfri undervannsfarkost (ROV)

Denne kartleggingen utgjør grunnlag for detaljprosjektering og optimalisering av rørledning i forhold til frie spenn, steinfyllinger, nedgraving med mere. Geoteknisk prøvetaking og trykksonderinger utføres som eget tokt 3-4 uker etterpå.

Fase 3 – Leggeundersøkelse

- Dersom et ankerbasert leggefartøy velges, vil aktuell oppankringskorridor (bredde 3 til 4 km) måtte kartlegges med multistråle ekkolodd og sidesøkende sonar senest 6 måneder før legging
- Før legging vil traséen inspiseres med en kabelstyrt undervannsfarkost for å sjekke at ingen uidentifiserte forhold/objekter befinner seg i leggetraséen

3.8 Miljøovervåking

Grunnlagsundersøkelser av sedimenttilstanden (kjemi, biologi), som gjennomføres før borestart i på Gjøafeltet i desember 2008, vil i fortsettelsen bli fasert inn i den regionale overvåkingen av området. Dette innebærer at det gjennomføres regionale overvåkingsundersøkelser med tre års mellomrom. Neste regionale undersøkelser ved Gjøafeltet planlegges gjennomført sommeren 2007.

For nærmere beskrivelse av miljøtilstanden henvises det til kapittel 4.

3.9 Avfallshåndtering

Oljeindustriens Landsforening (OLF) har utarbeidet en veiledning for avfallsstyring som

vil bli benyttet i forbindelse med kontrakter for leveranser til Gjøa. Tiltak for å redusere avfallsmengdene vil bli prioritert, i tillegg til tiltak som øker gjenbruk og gjenvinning av næringsavfall og spesialavfall fra virksomheten.

Under drift vil det bli etablert en egen avfallsplan for feltet. Avfall fra Gjøa vil bli behandlet i henhold til gjeldende retningslinjer.

3.10 Driftstrategi og logistikk

Gaz de France Norge (GdGN) vil være operatør for Gjøafeltet i driftsfasen. Følgende strategi er foreløpig lagt for å klargjøre for driften av feltet:

- Bygge en kompetent landorganisasjon i Stavanger og utnytte den leverandørkompetanse som finnes i distriktet
- Offshore ledelse og driftsoperatører – GdFN ansettelse
- Anskaffe leverandører for vedlikehold, driftsstøtte og modifikasjoner
- Legge til grunn for utstrakt bruk av e-Drift og Integreerte Operasjoner
- Benytte eksisterende base- og transportsystemer
- Bemanning på om lag 30 på land og i gjennomsnitt 40 på feltet ved normal produksjon

Det vil være behov for driftstjenester innenfor følgende områder:

- Utflyging av personell
- Basetjenester; lager og materialhåndtering
- Fartøytjenester; transport og beredskap
- Oljevernberedskap
- Vedlikehold og modifikasjoner
- Lagring og vedlikehold av undervannsutstyr
- Forpleining

Anskaffelse av tjenestene vil bli foretatt i henhold til gjeldende EU regler og etter en god dialog med markedet i regionen.

3.10.1 Logistikkstudie

Det er gjennomført en logistikkstudie for Gjøafeltet med det formål å belyse eksisterende logistikksystemer og vurdere på hvilken måte Gjøafeltet kan tenkes å benytte disse i de ulike fasene av prosjektet. Gjennom tallfesting av volumer, kostnader og priser skal

studien kunne bidra til analyse og valg av gode løsninger for Gjøafeltet.

I det følgende er det gitt et kort sammendrag av de vurderinger og anbefalinger som er gjort.

3.10.1.1 Driftsorganisasjon

Gaz de France har i dag kontorlokaler på Forus utenfor Stavanger. Selskapet legger vekt på nødvendigheten av å ha et samlet fagmiljø som har nær tilgang til selskapets geografiske og administrative ressurser. Organisasjonen er liten, og en oppsplitting er derfor lite ønskelig. Stavanger er derfor valgt som hovedbase for driftsorganisasjonen. Det vurderes å lokalisere logistikkfunksjonen til forsyningsbasen for å få en god koordinering av arbeidsprosessene innenfor disse enhetene.

Gaz de France vil sommeren 2007 flytte inn i nye lokaler som vil bli forberedt med et driftssenter som vil støtte prinsippene om Integre Operasjoner mellom landorganisasjon og feltet.

3.10.1.2 Base- og forsyningstjenester

Tilgang på kapasitet på forsyningsfartøy og basetjenester vil være de viktigste faktorene for valg av en kostnadseffektiv logistikk-løsning for Gjøafeltet. Feltet ligger 38 nautiske mil (nm) vest for Florø og 65 nm nord for Bergen/Ågotnes (CCB). Seilingstiden er henholdsvis 3 timer og 5 til 6 timer fra disse basene. Statoil opererer i dag to fartøyer i rute fra Florø og to fra CCB til Tampen-området. Per i dag er det kapasitet kun på én av båtene fra Florø. Planen er å legge forsyningsbasen for Gjøa til Florø for alle faser av prosjektet.

3.10.1.3 Personelltransport

Statoil flyr i dag sitt offshore personell som skal ut i Nordsjøen både fra Flesland og fra Florø. Fire helikoptre er stasjonert på Flesland og ett i Florø. Utflyging fra Florø er knyttet til konsesjonsbetingelsene for Snorre og Visund. Gjøafeltet vil i borefasen ha behov for 7 til 8 avganger per uke; redusert til 2 til 3 per uke i driftsfasen. Kapasiteten på helikopteret i Florø er i dag nær fullt utnyttet. Denne kan imidlertid økes noe ved å tilføre ekstra flymannskap. Fleksibiliteten ved denne løsningen for andre brukere vil bli noe mindre ved behov for ekstra avganger og eventuelt stopp grunnet tekniske problemer på

maskinen. Planen for Gjøafeltet er å fly mannskaper fra Flesland i bore- og installasjonsfasen. Videre er planen å hovedsakelig fly mannskaper fra Florø i driftsfasen ved å nytte eksisterende kapasitet på den eksisterende maskinen. Flesland foreslås benyttet ved behov utover dette.

3.10.1.4 Beredskapsfartøy

Gjøafeltet vil på grunn av sin beliggenhet i et trafikkert område nær land høyst sannsynlig ha behov for et dedikert beredskapsfartøy. Behov for samt størrelse og funksjon på et slikt fartøy vil bli fastsatt med utgangspunkt i en oppdatert beredskapsanalyse som vil bli utført på et senere tidspunkt i prosjektet.

3.10.1.5 Redningshelikopter (SAR)

Det er identifisert alternative løsningsmuligheter for SAR-tjenester både fra Tampen, Oseberg og Florø. Endelig vurdering anbefales utført nærmere oppstart for boring på feltet.

3.11 Tidsplan for utbyggingen

Tidsplan som er lagt til grunn for utbygging av Gjøafeltet er vist i figur 3-14.

3.12 Økonomien i prosjektet

I det følgende er det gitt en kort beskrivelse av de økonomiske forholdene i prosjektet. Beskrivelsen er basert på investeringstall og forutsetninger slik de forelå våren 2006 ved beslutning om videreføring av prosjektet. Ved eventuelle endringer i produksjonsprofiler og forutsetninger kan utgifter og inntekter bli noe endret etter dette tidspunktet. Eventuelle oppdateringer vil bli reflektert i PUD/PAD Del 1 Utbygging og anlegg. Alle tall angitt i teksten nedenfor er oppgitt i norske 2006-kroner.

De samlede brutto investeringskostnader for utbyggingen av Gjøafeltet er foreløpig beregnet til om lag 23,6 milliarder kroner.

Investeringene fordeler seg hovedsakelig i årene 2007 til 2011. Hovedtyngden av investeringer vil komme i år 2009.

Driftskostnader for feltet er beregnet til om lag 625 millioner kroner per år. I tillegg kommer offentlige avgifter med nær 50 millioner kroner per år.

De samlede inntekter er beregnet til 53,5 milliarder kroner, fordelt med 12,5 milliarder kroner på olje, 30,5 milliarder kroner på gass og 10,5 milliarder kroner på NGL. Nåverdien av framtidige inntekter og kostnader utgjør 8 milliarder kroner, noe som indikerer at prosjektet helt klart er samfunnsmessig lønnsomt.

En mer detaljert beskrivelse av investeringer, driftskostnader, inntekter, leveranser og sysselsetting i forbindelse med utbygging, anlegg og drift av feltet er gitt i kapittel 9.

3.13 Avslutning

I tråd med gjeldende bestemmelser vil det i god tid før nedstengning av produksjonen bli lagt fram en avslutningsplan med forslag til disponering av feltinstallasjoner og rørledninger. I avslutningsplanen vil det bli tatt stilling til hvordan de ulike installasjonene skal håndteres.

Ved avslutning vil det bli lagt vekt på å finne disponeringsløsninger som er miljømessig akseptable og som ikke vil skape problemer for fiskeriene på kort eller lang sikt.

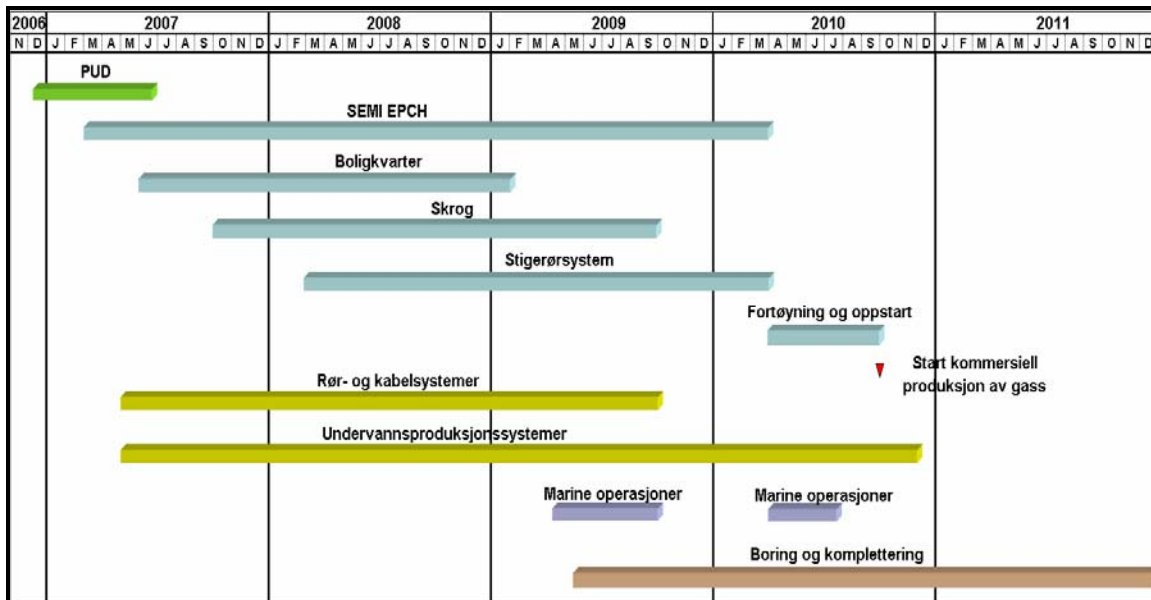
Alle rørledninger og koblingsenheter vil først bli stengt ned og sikret. Brønnene vil deretter bli

forseglet før beskyttelsesstrukturer, koblinger og brønnrammer blir fjernet. Det vil ikke bli etterlatt utstyr på havbunnen som kan utgjøre en sikkerhetsmessig risiko for noen virksomhet.

I Stortingsmelding nr. 47 (1999-2000) om disponering av utrangerte rørledninger og kabler på norsk kontinentalsokkel har Olje- og energidepartementet vurdert enkelte konkrete saker angående disponering. Rørledninger som ligger eksponert, og som utgjør en sikkerhetsmessig risiko for fastheking av trålutstyr ved fiske, blir anbefalt fjernet. Storparten av øvrige rørledninger og kabler som er stabilt nedgravd eller tildekket, blir anbefalt etterlatt på stedet.

3.14 Tidligere vurderte utbyggingsløsninger

Vedlegg C gir en oversikt over hvilke løsninger som har vært vurdert i tidligere faser av prosjektutviklingen. Det er her gitt en kort begrunnelse for hvorfor løsningene ble valgt bort. I tillegg er det i vedlegget gitt en gjengivelse av de miljøvurderinger som ble gjort i tidlig fase av prosjektet.



Figur 3-14 Prosjektets framdriftsplan.
 EPCH – Engineering Procurement Construction Hook up

4 Naturressurser og miljøforhold

4.1 Forholdet til den regionale konsekvensutredningen

Naturressurser og miljøforhold innenfor influensområdet for Gjøafeltet er utførlig beskrevet i den regionale konsekvensutredningen for Nordsjøen (RKU Nordsjøen) med tilhørende fagrapporter.

RKU Nordsjøen ble utarbeidet i 1999, og det pågår nå et arbeid for å oppdatere denne. Dette arbeidet skal ferdigstilles i løpet av høsten 2006. Enkelte av underlagsrapportene for RKU Nordsjøen 2006 er allerede ferdigstilt og tilgjengelige på internett. I den grad disse inneholder ny informasjon av interesse for foreliggende konsekvensutredning, er dette nyttiggjort.

RKU Nordsjøen omfatter, på tilsvarende måte som de feltspesifikke konsekvensutredningene, vurderinger av miljø- og samfunnsmessige konsekvenser i forbindelse med petroleumsvirksomheten. RKU Nordsjøen er delt inn i ulike områder og gjengir områdenes infrastruktur, utslipp, overvåkingsundersøkelser og miljøtiltak.

4.2 Influensområde for utslipp til luft

Utslipp til luft knyttet til utbygging, anlegg og drift av Gjøafeltet er nærmere behandlet i kapittel 5.

Utslipp til luft er behandlet i underlagsrapport "Regulære utslipp til luft". I rapporten er det gjennomført beregninger av influensområdet for de samlede utslipp til luft fra petroleumsvirksomheten i Nordsjøen, inkludert utslipp fra Gjøafeltet. Beregningene viser at influensområdet kan defineres til kystområdene fra og med Vest-Agder til og med Nord-Trøndelag samt innenforliggende landområder/22/.

4.3 Influensområde for utslipp til sjø

Regulære utslipp til sjø knyttet til utbygging, anlegg og drift av Gjøafeltet er nærmere behandlet i kapittel 6.

Influensområdet for utslipp i forbindelse med produsert vann, boring og klargjøring av rørledninger vil være det umiddelbare nærområdet til utslippspunktene.

Utslipp til sjø er behandlet i underlagsrapport "Konsekvenser av regulære utslipp til sjø". I rapporten er det gjennomført vurdering av miljørisiko for feltene i Nordsjøen. Rapporten gir videre beskrivelser av miljøeffekter knyttet til utslipp ved boring og under drift /19/. For produsert vann fra Gjøafeltet vises det til gjennomførte beregninger av EIF, jmfør kapittel 6.

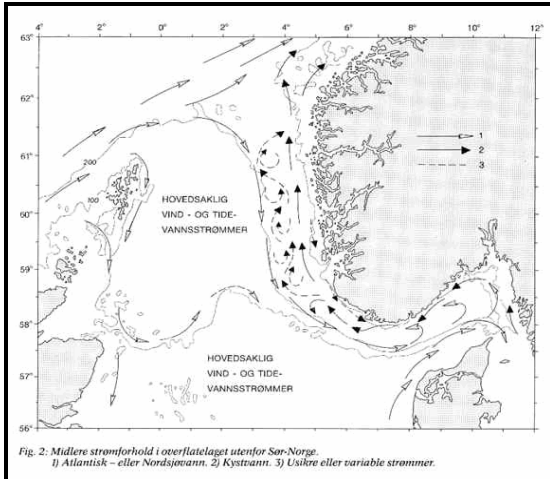
Akutte utslipp til sjø knyttet til utbygging, anlegg og drift av Gjøafeltet er nærmere behandlet i kapittel 7. Det henvises til dette kapittelet angående influensområdet for akutte utslipp.

4.4 Den norske kyststrømmen

Gjøafeltet er lokalisert i nærheten av den norske kyststrømmen. Produsert vann som slippes ut til sjø vil følge den norske kyststrømmen videre nordover. I det følgende er gitt en kort beskrivelse av de fysiske forhold knyttet til den norske kyststrømmen /32/.

Tilførselen av store mengder ferskvann til Østersjøen gir opphav til den norske kyststrømmen. Overskuddet av vann i Østersjøen føres ut i Kattegatt og videre ut i Skagerak. På grunn av tilførselen av ferskvann har dette vannet lav saltholdighet. Den norske kyststrømmen fortsetter vest- og nordover langs kysten av Norge, jmfør figur 4-1. Langs hele norskekysten får kyststrømmen tilført mengder av ferskvann samtidig som den også blander seg med saltene Atlanterhavsvann. Saltholdigheten i vannet øker nordover langs kysten av Norge.

Den norske kyststrømmen er mer forurenset enn de åpne havområdene lenger vest, og den fører med seg forurensning fra hele Atlanterhavskysten i Europa og Østersjøen. Disse forurensningene vil i betydelig grad avsettes i kystområdene eller tas opp i ulike organismer.



Figur 4-1 Midlere strømforhold i overflatelaget utenfor Sør-Norge, 1 – Atlantisk eller Nordsjøvann, 2 – Kystvann, 3 – Usikre eller variable strømmer.

Konsekvenser ved utslipp av produsert vann fra Gjòafeltet i forhold til den norske kyststrømmen er omtalt i kapittel 6.6.

4.5 Spesielt miljøfølsomme områder

Spesielt miljøfølsomme områder (SMO) er beskrevet i RKU 2006 underlagsrapport "Beskrivelse av miljøtilstanden offshore, økosystem og naturressurser i kystsonen samt sjøfugl". Det forekommer flere SMO, både nasjonale og regionale, innenfor influensområdet for Gjòafeltet, spesielt for sjøfugl og marine pattedyr. I tillegg er det identifisert ett SMO for fisk, jmfør tabell 4-1 /20/.

Tabellen viser en oversikt over ulike SMO innenfor analyseområdet og til hvilke ulike tider av året de ulike områdene er viktige.

Tabell 4-1 SMO i analyseområdet for Gjòafeltet ■ = nasjonal SMO ■ = regional SOM /20/.

Lokalitet	Sårbare grupper/arter	Sårbar periode			
		Høst	Vinter	Vår	Sommer
Kysten av Åfjord og Roan	Sjøfugl				
Munningen av Trondheimsfjorden	Sjøfugl				
Frøya og Froan	Sjøfugl				
Froan	Marine pattedyr				
Smøla	Sjøfugl				
Kysten utenfor Nordmøre	Sild				
Harøyfjorden og Nordøyane	Sjøfugl				
Harøyfjorden og Nordøyane	Marine pattedyr				
Runde	Sjøfugl				
Bremangerlandet og Vågsøy	Sjøfugl				
Værlandet	Sjøfugl				
Værlandet	Marine pattedyr				

For sjøfugl er det identifisert følgende nasjonale (N) og regionale (R) SMO:

- Kysten av Åfjord og Roan (N)
- Utløpet av Trondheimsfjorden (N)
- Frøya og Froan (N)
- Smøla (N)
- Harøyfjorden og Nordøyane (N)
- Runde (N)
- Værlandet (R)
- Bremangerlandet (R)
- Vågsøy (R)

Tilsvarende er det identifisert følgende nasjonale og regionale SMO for marine sjøpattedyr:

- Froan (N)
- Harøyfjorden og Nordøyane (N)
- Værlandet (R)

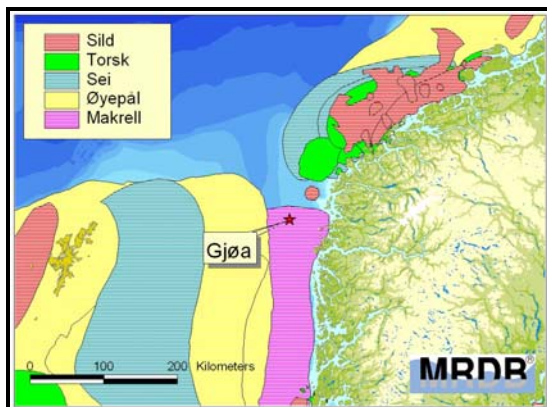
Silda gyter utenfor kysten av Nordmøre. Dette området har av den grunn blitt identifisert som et nasjonalt SMO for fisk.

4.6 Fisk og fiskeri

Fiskeressurser og fiskeri i området rundt Gjòafeltet og i områdene for eksportørledninger er behandlet i underlagsnotat "Virkinger for fiskeriene" /3/.

4.6.1 Fiskeressurser

Fleire kommersielt viktige fiskeslag har sine gyte- og oppvekstområder i Nordsjøen. Figur 4-2 viser gyteområder for arter som er viktige for det norske fisket.



Figur 4-2 Gyteområde for kommersielt viktige fiskeslag i Nordsjøen (MRDB©2004).

Den planlagte feltutbyggingen og traséer for rørledninger ligger innenfor gyteområdet for makrell, og rørledninger fra feltet kan i tillegg berøre gyteområder for øyepål og sei. Gyteperioden for disse artene framkommer av tabell 4-2 nedenfor. Gytingen i Nordsjøen foregår ikke så konsentrert verken i tid eller rom som i områdene lengre nord.

Tabell 4-2 Gyteperiode for arter som gyter i områder som kan berøres av utbyggingen av Gjøafeltet.

	Øyepål	Makrell	Sei
Januar			
Februar			
Mars			
April			
Mai			
Juni			
Juli			
August			
September			
Oktober			
November			
Desember			

Havforskningsinstituttet viser i sin bestandsrapport fra 2006 til at det fortsatt er behov for å utvise stor forsiktighet i høstingen av flere av våre viktige fiskebestander. De tre til fire siste årene har det vært dårlig rekruttering til bestandene av tobis, øyepål, torsk og til dels sild i Nordsjøen. Den dårlige rekrutteringen skyldes i hovedsak endringer i de fysiske og biologiske betingelsene, men overfiske spiller også inn for torske- og tobisbestandene. I tillegg er det vanskelig å beregne størrelsene på bestandene av makrell og torsk på grunn av illegale landinger og dumping av fisk.

4.6.2 Fiskeri

4.6.2.1 Industritrålfiske

Industritrålfisket er hovedsaklig basert på ressursene av tobis, øyepål og kolmule.

Tobis er den mest ettertraktede ressursen, men bestanden av tobis er på et svært lavt nivå. Fisket etter tobis er for tiden stengt og vil kun bli åpnet dersom et forsøksfiske viser en oppsving i bestanden. Tobis har videre en sentral økosystemfunksjon som næring for flere fiskearter samt hval. Bestandene av øyepål er også rekordlave og har stor risiko for dårlig rekruttering.

Fisket etter øyepål var stengt i 2005 og vil forbli stengt i 2006.

I perioden 2002 til 2005 er det fisket om lag tre ganger mer kolmule enn Det internasjonale råd for havforskning (ICES) har anbefalt. Likevel er bestanden antatt å være godt over føre-var-grensen grunnet stor økning i rekrutteringen til bestanden.

4.6.2.2 Ringnotfiske

De viktigste artene for ringnotfisket i Nordsjøen er sild og makrell.

Bestanden av nordsjø-sild høstes bærekraftig, men på grunn av tre svake årsklasser på rad er det behov for særskilt oppmerksomhet for å sikre bestanden framover.

Den nordøstatlantiske makrellbestanden har vist tilbakegang siden 1998. Dagens beskatningsnivå er for høyt. Fangstnivået er sannsynligvis langt høyere, kanskje det dobbelte av det fangststatistikken viser. Dette fører til stor usikkerhet om bestandsnivået.

4.6.2.3 Konsumtrålfiske

Bunntål- og snurrevadfisket til konsum beskatter torsk, hyse og hvitting i blanding. Dessuten påfører industritrålfisket og bunntålfisket etter flatfisk en betydelig dødelighet på de yngre årsklassene av disse artene. Gytebestanden av torsk er på et historisk lavmål, og beskatningen er ikke bærekraftig. ICES anbefaler ingen fangst av torsk. Gytebestanden av sei er i god forfatning, og fiskedødeligheten ligger innenfor føre-var-grensen.

En nærmere beskrivelse av konsekvensene for fisk og fiskeriene knyttet til utbygging og drift av Gjøafeltet er gitt i kapittel 8.

4.7 Akvakultur

Akvakultur er behandlet i RKU 2006 underlagsrapport "Konsekvenser for fiskeri og oppdrettsnæringen: Aktivitet 1 Beskrivelse av oppdrettsnæringen" /24/.

Kyststrekningen fra Vest-Agder til Nord-Trøndelag er viktige for den norske oppdrettsnæringen. Hordaland, Sogn og Fjordane og Møre og Romsdal har flest konsesjoner for oppdrett av laksefisk og marin fisk.

Strekningen fra Hordaland og nordover er relativt sett mer utsatt for eventuelle akutte utslipp fra petroleumsvirksomheten. Dette grunnet at den største andel, mer enn halvparten, av oppdrettsanleggene ligger i de ytre kyststrøkene.

Oppdrettsanleggene er sårbare i forhold til akutte oljeutslipp på grunn av at de er stedfaste og vanskelig lar seg flytte. En nærmere beskrivelse av oppdrettsanleggenes sårbarhet overfor påvirkninger fra petroleumsvirksomheten er gitt i RKU Nordsjøen 1999, temarapport 3. Det henvises til denne for ytterligere informasjon.

En nærmere beskrivelse av konsekvensene for akvakultur knyttet til utbygging og drift av Gjøafeltet er gitt i kapittel 8.

4.8 Koraller

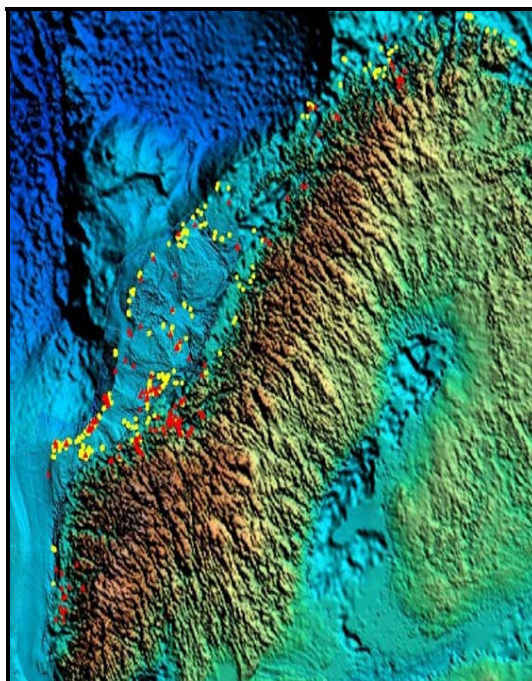
Koraller er behandlet i RKU 2006 underlagsrapport "Miljø og naturressursbeskrivelse for Nordsjøen" /23/.

Det er mange forekomster av korallrev av kaldtvannskorallen *Lophelia pertusa* på kontinentalskråningen langs store deler av norskekysten. *Lophelia pertusa* har en verdensomspennende utbredelse, og langs norskekysten forekommer den fra Tisler i Skagerak til Finnmarkskysten. Den høyeste tettheten, samt de største revene, finnes langs Eggakanten. Det er i dag ingen kjente korallrev i området for Gjøa-utbyggingen.

Figur 4-4 viser den foreløpig kjente utbredelsen av korallrev langs norskekysten. Korallrevene er viktige leveområder for en rekke andre dyrearter. I norske farvann er det hittil registrert rundt 700 ulike arter på *Lophelia*-revene.

Koraller er en naturtype som er sårbare overfor fysiske inngrep. I tillegg kan de være sårbare overfor nedslamming.

En nærmere beskrivelse av eventuelle konsekvenser for koraller knyttet til utbygging og drift av Gjøafeltet er gitt i kapittel 8.



Figur 4-3 Utbredelse av *Lophelia pertusa*. Gule sirkler representerer informasjon fra fiskere, mens røde trekantede representerer lokaliteter fra litteratur, fra Statoil, Fiskeridirektoratet og Havforskningsinstituttet.

4.9 Kulturminner

Kulturminner er behandlet i underlagsrapport "Beskrivelse av kulturminnefunn i Nordsjøen; vurdering av sannsynlighet for nye funn og eventuelle konsekvenser i forbindelse med petroleumsvirksomhet" /26/.

På norsk kontinentalsokkel foreligger generelt et potensial for funn av kulturminner, blant annet i form av steinalderfunn og skipsvrak.

Mot slutten av siste istid smeltet isen over det som nå er Storbritannia og Nordsjøen raskere enn isen over Skandinavia. Dette, sammen med at isen over Skandinavia fortsatt presset landet ned, medførte at store deler av norsk kontinentalsokkel ble tørr og isfri. Maksimal utstrekning på tørt landareal er beregnet til å ha funnet sted i perioden 16.000 til 14.000 år før nåtid. Den laveste indikatoren på tørt land er på mellom 180 og 190 m dybde fra

nordspissen av Vikingbanken mellom Shetlandsyene og Sognefjorden. I tillegg er det gjort funn av formasjoner som kan tolkes som strandvoller pa dyp ned mot 150 meter blant annet pa den smale sokkelen utenfor More og Romsdal.

Det eksisterer ingen sikre funn etter boplasser pa norsk sokkel, men det er gjort funn av flintredskap pa Vikingbanken og funn av store mengder dyrebein i den sorlige delen av Nordsjoen. Dette gir indikasjoner om at disse omradene ble benyttet av mennesker. Funn fra steinalder pa norsk sokkel vil typisk finnes i den aller overste delen (ovre 50 cm) av bunn-sedimentene. Typiske gjenstander vil vare ulike former for steinredskaper, selv om en heller ikke kan utelukke funn av organisk materiale.

Nordsjoen har vart beseilt siden steinalderen og er det mest trafikkerte havomradet i Nord-Europa. Undersokelser viser at det befinner seg store mengder skipsvrak spredt utover hele omradet. Pa bakgrunn av gjennomgatte tall for trafikken pa Nordsjoen er det beregnet at det finnes minimum 10.000 skipsvrak i norsk sektor av Nordsjoen alene. Et fatall av disse er kjent. Siden de fleste forlis har skjedd i darlig vær er det ikke mulig å benytte kunnskap om de mest trafikkerte seilingsrutene som lokaliseringsfaktor for skipsvrak pa dypt vann. Ut i fra dette kan det konkluderes med at det er potensial for funn av skipsvrak nær sagt hvor som helst pa sokkelen.

En nermere beskrivelse av eventuelle konsekvenser for kulturminner knyttet til utbygging og drift av Gjoafeltet er gitt i kapittel 8.

4.10 Miljo tilstanden i Nordsjoen

Status pa miljo tilstanden i Nordsjoen er beskrevet i RKU 2006 underlagsrapport "Kilder til forurensning". Nedenfor er gitt en kort beskrivelse av trender og tilstand for sediment og vannsoye i Nordsjoen /21/.

4.10.1 Utslippsmengder og trender

4.10.1.1 Utslipp av olje

Utslipp av olje inkluderer operasjonelle og akutte utslipp. Den storste kilden til tilførsel av olje til Nordsjoen er antatt å vare avrenning fra landomrader (elvetilførsler), som star for 50 til 60 %. Skipsfart og petroleums-

virksomheten er de nest storste utslippskildene, og bidrar med henholdsvis om lag 20 % og 15 % av oljeutslippene. Vrige kilder bidrar i liten grad. Operasjonelle utslipp er en storre kilde enn akutte utslipp bade for skipsfart og petroleumsvirksomhet.

Generelt sett okte de totale oljeutslippene fra petroleumsvirksomheten pa 90-tallet. Storbritannia og Norge star for det meste av petroleumsvirksomhetens oljeutslipp, og produsert vann er den storste utslippskilden i begge land. Utslippene fra britisk sektor var om lag 3 ganger storre enn pa norsk sektor i 2003. Utslippene fra britisk sektor viser imidlertid en reduksjon pa om lag 30 % fra 2001 til 2003. De norske oljeutslippene har ogsa vist en nedadgaende trend siden 2001. Årsaken til dette er tiltak som er satt i verk for å redusere oljeutslipp via produsert vann. Det forventes at utslippene vil bli ytterligere redusert i framtiden.

Det er gjort flere sammenstillinger av ulike kilders bidrag til oljeforurensning av havomrader, bade globalt og for Nordsjoen. Globalt sett er det estimert at petroleumsvirksomheten star for 2 til 14 % av de totale oljeutslippene, avhengig om akutte utslipp inkluderes i vurderingene eller ikke. Vurderinger av petroleumsvirksomhetens bidrag til oljeutslipp i Nordsjoen ligger i storrelsesorden 13 til 28 %. Det store omfanget av petroleumsaktiviteten i Nordsjoen i kombinasjon med dette havomradets storrelse taler for at petroleumsvirksomheten vil sta for en storre andel av totale oljeutslipp her sammenlignet med globale estimater.

4.10.1.2 Utslipp av fenoler

Vurderingene av utslipp av fenoler er avgrenset til utslipp av alkylfenoler (som ogsa inkluderer nonyl- og oktylfenoler og deres etoksilater), det vil si til forbindelser som har, eller mistenkes for å ha, hormonhermende effekter.

Produkter som inneholder nonyl- og oktylfenoler/-etoksilater er forbudt i Norge og er faset ut eller pa vei å bli faset ut i flere andre land. Det foreligger fa utslippsdata for disse stoffene, men miljoundersokelser i Europa har vist at konsentrasjonene i vann og organismer har blitt signifikant redusert i lopet av de siste 15 til 20 årene.

Alkylfenoler forekommer i produsert vann, men kun 5 % av alkylfenoler som slippes ut med produsert vann tilhorer fraksjoner som mistenkes for å kunne gi hormonelle effekter.

Grove estimater indikerer at de norske utslippene av potensielt skadelige alkylfenoler utgjør i størrelsesorden 20 % av utslippene fra petroleumsindustrien. Resterende antas stort sett å slippes ut via produsert vann fra britisk sektor.

4.10.1.3 Utslipp av PAH

Atmosfæriske avsetninger er den viktigste kilden til PAH-tilførsel til Nordsjøen, og står for om lag 61 % av de totale tilførslene. Skipstrafikken er den største kilden til direkte PAH-utslipp til vann (17 % av de totale utslippene til vann). Datagrunnlaget for vurderingene er imidlertid varierende og til dels dårlig. Det finnes for eksempel lite data om PAH-tilførsler via elver, og estimatene fra denne kilden er begrenset til vurderinger av utslipp via Rhinen og Mosel.

4.10.1.4 Utslipp av kadmium og kvikksølv

Estimert andel av kadmium og kvikksølv fra petroleumsvirksomheten var henholdsvis 15 % og 1 % av de totale tilførslene.

De største kildene til kadmiumtilførsler var atmosfæren (35 %), dumping av mudret materiale (25 %) og direkte tilførsler og elvetilførsler (26 %). Den største utslippskilden for kvikksølv i 2003 var dumping av mudret materiale (60 %) og atmosfæren (20 %). Mudring tilfører ingen nye utslipp til Nordsjøen, men flytting av forurensede masser fører til at forurensningen i mindre forurensede områder øker. Til tross for at mudringsaktiviteten har økt i senere år, har ikke dette ført til økte "utslipp" fra mudring.

4.10.2 Tilstandsbeskrivelse

Det er gjennomført en rekke overvåkingsundersøkelser i Nordsjøen, både i kystnære områder og i de sentrale delene. Undersøkelsene dekker både vannkvalitet, sedimentforhold og biologiske effekter. Analysemetoder og omfang av undersøkelsene har variert over tid, og på grunn av dette kan det for enkelte parametere mangle sammenligningsgrunnlag.

4.10.2.1 Oljeforurensning, PAH og fenoler

Norsk del av Nordsjøen

De norske regionale sedimentovervåkingsundersøkelsene indikerer at totalt areal som er

påvirket av utslipp av hydrokarboner er mindre 0,5 % av den norske delen av Nordsjøen. Størst er påvirkningen i Nordsjøen sørvest og Nordsjøen nord. Videre viser undersøkelsene at PAH-innholdet i sedimenter er lavt, og med få unntak ligger disse innenfor det som tilsvarer SFTs grense for ubetydelig/lite forurenset.

Overvåkingsundersøkelser i vannsøylen har fokusert på å undersøke om hydrokarboner, PAH eller alkylfenoler akkumuleres i fisk og evertebrater. I undersøkelser utført i 2002 og 2003 ble det ikke påvist noen signifikant økologisk risiko med tanke på effekter knyttet til utslipp av produsert vann. Undersøkelser på Statfjordfeltet i 2004 viste imidlertid at blåskjell akkumulerte PAH-komponenter, og at akkumuleringen var størst nærmest plattformen.

Det er utført en miljørisikovurdering for å vurdere om utslipp av alkylfenoler kan føre til skadelige effekter på fisk i Nordsjøen. Analysen tok utgangspunkt i resultater fra tidligere studier om dose/respons nivåer og effekter av alkylfenoler, faktiske utslippkonsentrasjoner og utslippsmengder i produsert vann samt spredningsberegninger av alkylfenoler i havet. Resultatene fra analysen viste at det ikke var noen signifikant risiko for reproduktive effekter på populasjonsnivå for torsk, sei eller hyse i Nordsjøen som følge av utslipp av produsert vann.

Nordsjøen totalt

Nivået av totale hydrokarboner (THC) i vannsøylen varierer med en faktor på 100, høyest i Kattegat og lavest i den nordlige delen av Nordsjøen. Lokalt rundt produksjonsplattformene i Nordsjøen, og spesielt de eldste, er det forhøyede nivåer av THC i bunnsedimentet.

PAH-nivåer i sjøvann i Nordsjøen varierer mye, og de høyeste nivåene finner en i kystnære områder og estuarier. De høyeste PAH-nivåene finnes også i sedimenter i estuariene. Totale PAH-konsentrasjoner i marine sedimenter i sentrale deler av Nordsjøen (også i nærheten av oljeinstallasjoner) er i størrelsesordenen 10 til 30 ganger lavere av det som er registrert i estuarier og kystnære områder. Data fra kystnære områder i Nederland og Vadehavet viser ingen signifikant nedgang i PAH-nivåene i sedimenter i perioden 1986–1996.

Høye konsentrasjoner av oktyl- and nonylfenol-etoksilater er registrert i sedimenter i Scheldt og i Elbe. Konsentrasjonene av oktyl- og nonylfenol-etoksilater i miljøet viser imidlertid en signifikant nedgang.

4.10.2.2 Akutte oljeutslipp

Til tross for at lastebåttrafikken har økt med 120 % de siste 10 årene har akutte utslipp fra skip vist en nedadgående trend siden 1970-tallet.

Overvåking av strandet sjøfugl langs Nordsjøkysten viser at andelen oljeskadd fugl har blitt signifikant redusert fra 70-tallet til midten på 90-tallet.

4.10.2.3 Tungmetaller

Utover nittitallet har det vært en nedadgående trend i nivået av tungmetaller i planter og dyr i Nordsjøen. Dette har vært særlig tydelig i områder med dynamiske sedimenter, som for eksempel estuarier og grunne kystområder.

Innholdet av tungmetaller i sedimenter i kystområdene i Nordsjøen er imidlertid omtrent dobbelt så høyt som i åpne havområder i Atlanterhavet. I Norskerenna, som er et område med høye sedimenteringshastigheter, er det også registrert høyere konsentrasjoner enn i Atlanterhavet.

Norsk del av Nordsjøen

Generelt viser sedimentovervåkingen lave konsentrasjoner av tungmetaller i nærheten av offshore-installasjonene.

Nordsjøen totalt

Generelt sett ligger kadmiumkonsentrasjonene i sjøvann i Nordsjøen innenfor det som regnes som bakgrunnsnivåer, og godt under grensene for det som betraktes som miljøskadelig. Områder hvor det er registrert overskridelser av miljøskadelige nivåer i sedimenter er i Vadehavet og estuariene til de store elvene i Tyskland. Overskridelse av kadmium i organsimer (blåskjell) er blant annet registrert i estuarier ved store elver i Storbritannia. Spesielt høye verdier er registrert i norske fjorder (Sørfjorden og Hardangerfjorden), hvor det har vært langvarige utslipp fra smelteverk.

Kvikksølvtilførslene til Nordsjøen har blitt signifikant redusert siden det ble satt i gang tiltak i industrien på midten av 80-tallet. På 90-tallet har de største tilførslene kommet via Rhinen, Mosel og Elbe.

Generelt sett overstiger konsentrasjonene av kvikksølv i sjøvann og i estuariene sjelden miljøskadelige konsentrasjoner. Målinger på offshorestasjoner viser at kvikksølvkonsentrasjonene er sammenlignbare med forventede bakgrunnsverdier. I kystnære områder kan konsentrasjonene overstige forventet bakgrunnsnivå med en faktor på 2 til 10.

Målinger i organsimer viser at høye verdier stort sett finnes i områder nær industri, som i noen av de norske fjordene og i Elbes estuarium. Høyeste verdier for bioakkumulering er registrert i Sørfjorden.

5 Utslipp til luft

Utbyggingen av Gjøafeltet vil føre til utslipp til luft under følgende operasjoner:

- Boring og brønnoperasjoner
- Marine operasjoner
- Drift og prosessering
- Transport av olje og gass

I driftsfasen vil alle utslipp til luft skje fra produksjonsplattformen på Gjøafeltet samt fra nødvendig transportvirksomhet knyttet til driften. Gassen vil eksporteres til det eksisterende gasstransportsystemet FLAGS i britisk sektor og videre til St.Fergus terminalen i Skottland. Utslipp knyttet til prosessering av rikgass på mottaksterminalen er ikke en del av verdikjeden til feltet og inngår derav ikke i de beskrivelsene som er gitt.

3. parts tilknytning

Vegafeltet vil bli tilknyttet produksjonsplattformen på Gjøafeltet. Utslipp knyttet til prosessering og eksport av 3. parts tilknyttet gass og kondensat inngår i de beskrivelser som er gitt.

Utslipp knyttet til utbyggingsfasen for Vegafeltet samt eventuell nødvendig transportvirksomhet utover transporten til Gjøafeltet i driften av feltet inngår imidlertid ikke. Dette er behandlet i separat konsekvensutredning for Vegafeltet. Det henvises til denne for ytterligere informasjon.

5.1 Miljømyndighetenes rammebetingelser for utslipp til luft

Miljømyndighetenes rammebetingelser for utslipp til luft er først og fremst bestemt ut fra målsetninger om å oppfylle internasjonale forpliktelser og direktiver.

Følgende internasjonale avtaler og reguleringer er av spesiell relevans:

- Gøteborg-protokollen
- Kyoto-protokollen
- IPPC-direktivet

De internasjonale forpliktelsene er implementert i nasjonal miljøvernpolitikk, og har resultert i følgende målsetninger:

Nitrogenoksider

Norge skal i henhold til Gøteborg-protokollen

oppnå 30 % reduksjon i utslippene av NO_x innen 2010, basert på utslippsnivået i 1990.

Karbondioksid

Norge skal oppfylle Kyoto-protokollen og dermed ikke øke utslipp av klimagasser med mer enn 1 % i perioden 2008 til 2012, basert på utslippsnivået i 2001.

I tillegg må krav i IPPC-direktivet oppfylles. Direktivet omfatter alle nye installasjoner fra og med 1999 og alle eksisterende installasjoner innen 2007.

IPPC-direktivet krever følgende:

- Integrert vurdering av miljøkonsekvenser
- Bruk av Beste tilgjengelige teknikker (Best Available Techniques (BAT))

Definisjon av BAT er basert på en evaluering av tiltakets effekt på ulike miljøaspekt, en evaluering av kostnader versus miljønytte og tiltakets egnethet i forhold til tekniske og operasjonelle forhold som plass, vekt, teknologiens modenhet, tilgjengelighet og så videre. IPPC-direktivet er implementert i forvaltningen av Forurensingslovens bestemmelser.

I forbindelse med direktivet er det utarbeidet såkalte BREF-dokumenter (BAT REFERENCE Documents) som lister mulig teknologi som kan defineres som BAT. Utbyggingen av Gjøafeltet omfattes av BREF-dokumentet for store forbrenningsanlegg.

IPPC-direktivet er en målbasert regulering som krever spesifikk vurdering i hvert enkelt tilfelle, og hvor kost/nytte for miljøet av tiltak i forhold til andre hensyn blir vektlagt. En integrert vurdering av tiltak versus miljønytte står også sentralt i øvrig norsk forurensningslovgivning.

5.2 Implementerte tiltak for å redusere utslipp til luft

Utslippsreducerende tiltak er vurdert med bakgrunn i potensial for utslippsreduksjoner og miljømyndighetenes rammebetingelser.

Følgende tiltak er besluttet implementert i forbindelse med utbyggingen av Gjøafeltet:

- Bruk av lav-NO_x brennere ved installasjon av ny gassturbin for eksportkompressor

- Import av kraft fra land
- Bruk av lukket høytrykksfakkel
- Installering av gjenvinningsystem for spillvarme fra gassturbin

5.3 Utslipp til luft knyttet til utbyggingsfase

I utbyggingsfasen vil det forekomme utslipp til luft i forbindelse med bore- og brønnoperasjoner, installasjonsaktiviteter og nødvendig transportvirksomhet.

I det følgende er det gitt en oversikt over utslipp til luft i forbindelse med disse aktivitetene under utbyggingen av Gjøafeltet.

5.3.1 Utslipp til luft knyttet til boring og brønnoperasjoner

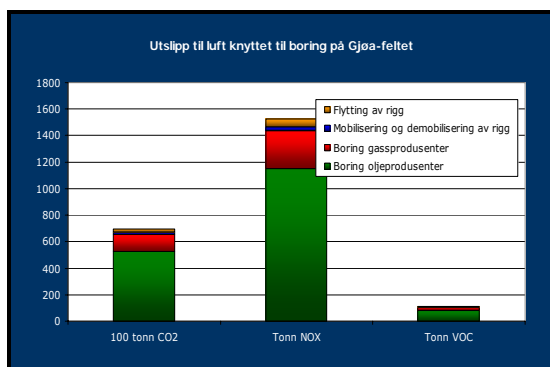
Total tid for boring og komplettering av olje- og gassbrønnene samt mobilisering, demobilisering og flytting av boreriggen mellom brønnlokasjonene på Gjøafeltet vil være omtrent som vist i tabell 5-1 nedenfor.

Tabell 5-1 Estimert tid for bore- og brønnoperasjoner samt forbruk av diesel under boreaktiviteter.

Boreaktivitet	Antall døgn	Forbruk diesel [Tonn]
Boring oljeproducenter	765	16.545
Boring gassproducenter	181	3.915
Mobilisering og demobilisering	20	435
Flytting av rigg	40	865
Totalt	1006	21.760

Egenvekt diesel 0,865 tonn/m³

Totalt utslipp til luft, fordelt på ulike boreaktiviteter, for hele borefasen er angitt i figur 5-1.



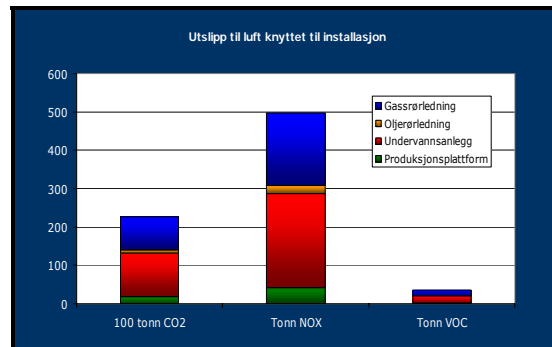
Figur 5-1 Utslipp av CO₂, NO_x og VOC knyttet til bore- og brønnoperasjoner.

Totalt utslipp i forbindelse med boreoperasjonene er estimert til 70.000 tonn CO₂, 1.500 tonn NO_x og 110 tonn VOC.

5.3.2 Utslipp til luft knyttet til installasjonsaktiviteter

Det er estimert total tid for installering av produksjonsplattform, undervannsanlegg (brønnrammer, feltinterne rørledninger og kraftkabel) samt eksportørledninger for olje og gass på Gjøafeltet. Totalt forbruk av diesel i forbindelse med installasjonsoperasjonene på feltet vil være om lag 7.100 tonn.

Totalt utslipp til luft, fordelt på de ulike installasjonsaktiviteter, er angitt i figur 5-2.



Figur 5-2 Utslipp av CO₂, NO_x og VOC knyttet til installasjonsaktiviteter.

Totalt utslipp i forbindelse med installasjon av feltanlegg og rørledninger er estimert til 23.000 tonn CO₂, 500 tonn NO_x og 35 tonn VOC.

5.3.3 Utslipp knyttet til nødvendig transportvirksomhet i utbyggingsfase

I tillegg til utslipp fra borerigg og installasjonsaktiviteter vil det være utslipp knyttet til anløp av forsyningsfartøy, transport av personell med helikopter til feltet og dedikert beredskapsfartøy på feltet under utbyggingen.

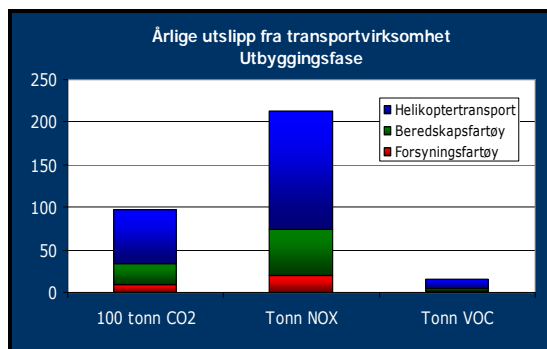
Det er forventet anløp av forsyningsfartøy to ganger ukentlig. I tillegg er det antatt anløp av et ekstra fartøy hver fjerde uke, totalt 116 forsyningsanløp til feltet per år. Forsyningsfartøyet vil ha flere kunder fram og tilbake. Drivstofforbruk og utslipp knyttet til fartstid til Gjøafeltet vil være marginale i forhold til forbruk og utslipp i Tampen-

området. Drivstofforbruk og utslipp vil hovedsakelig være knyttet til liggetid på feltet.

Antall årlige turer med helikoptertransport under utbygging er forventet å bli om lag 400.

Beredskapsfartøyet vil ligge på feltet på permanent basis fra dag 1.

Totale utslipp til luft, fordelt på beredskaps- og forsyningsfartøy samt helikoptertransport, er angitt i figur 5-3.



Figur 5-3 Utslipp av CO₂, NO_x og VOC knyttet til transportvirksomhet under utbygging, oppgitt som årlige utslipp.

Årlige utslipp i forbindelse med transportvirksomhet under utbyggingen er estimert til 10.000 tonn CO₂, 210 tonn NO_x og 15 tonn VOC.

5.4 Utslipp til luft knyttet til driftsfase

I driftsfasen vil det være utslipp til luft i forbindelse med prosessering av olje- og gass, nødvendig fakling, eksport av olje og gass samt nødvendig transportvirksomhet i forbindelse med drift av feltet.

I det følgende er det gitt en oversikt over utslipp til luft i forbindelse med disse aktivitetene. Forsynings- og beredskapsfartøy samt helikopter antas å benytte dieselmotorer for kraftgenerering.

Generering av strøm på land er omtalt i kapittel 3 og utslipp knyttet til genereringen av denne kraften er beskrevet i Vedlegg E. Dette er utslipp som ikke vil inngå i feltets rapportering under drift og dermed heller ikke behandles i feltets søknad om utslippstillatelse. Klimavirkninger knyttet til import av kraft generert på land er kort beskrevet i kapittel 5.6

5.4.1 Utslipp knyttet til ordinær drift av plattform

Produksjon og prosessering av olje, kondensat og gass fra Gjøafeltet og 3. parts tilknyttede felter vil medføre utslipp av CO₂, NO_x og VOC til luft. I driftsfasen vil disse utslippene fra produksjonsplattformen i all hovedsak stamme fra følgende kilder:

- Gassturbin for kraftgenerering
- Prosessering av olje og gass

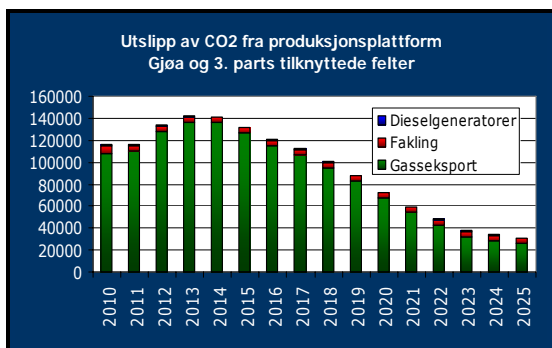
Under normal drift vil det ikke forekomme fakling på feltet. Høytrykksfakkelen vil være lukket, mens lavtrykksfakkelen vil være åpen. Basert på operasjonelle erfaringsdata har operatøren estimert at om lag 2 millioner Sm³ gass vil bli faklet per år. Det vil ikke være bruk av pilotflamme. I oppstartsåret er det estimert fakling av om lag 3 millioner Sm³ gass fra høytrykksfakkelen. Lavtrykksfakkelen vil motta bidrag fra flere kilder, og bidra til utslipp av om lag 17 tonn gass per år.

Det vil bli installert en dieseldreven nødgenerator (2 MW) på plattformen. Det er antatt at behov for bruk av nødkraft vil oppstå om lag 4 døgn i året. I tillegg vil nødgeneratoren testes totalt 3 døgn per år. Videre vil det bli installert en essensiell generator som er større enn nødgeneratoren (4 MW) og som prinsipielt skal kunne holde plattformen i sjødyktig stand uten at prosessen er i gang eller ved midlertidige kraftbehov over 40 MW. Det er antatt at behov for bruk av denne 12 til 14 døgn per år i snitt.

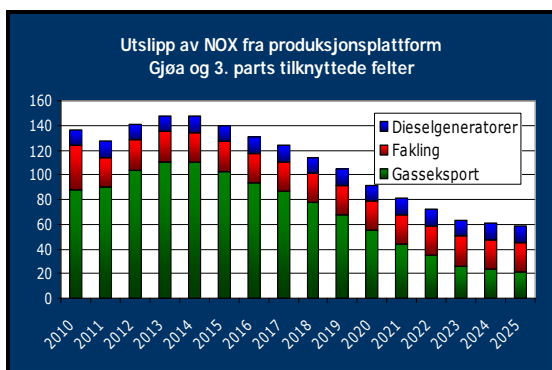
Figur 5-4, 5-5 og 5-6 viser forventede utslipp av henholdsvis CO₂, NO_x og VOC.

Utslppsprofilene er basert på produksjonsprofiler slik de forelå våren 2006. Profilene inkluderer utslipp knyttet til prosessering og eksport av kondensat og gass fra 3. parts tilknyttet felt Vega.

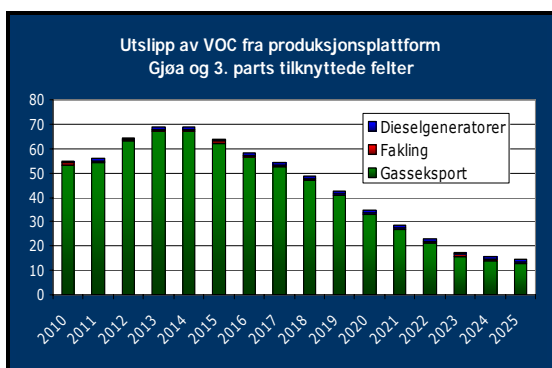
Oppdaterte produksjonsprofiler for Gjøafeltet er vist i kapittel 3. Totale mengder utslipp vil være i samme størrelsesorden og endringer i konsekvensbildet som er beskrevet nedenfor vil være marginale.



Figur 5-4 Forventede utslipp av CO₂ fra produksjonsplattformen på Gjøafeltet i driftsfasen, oppgitt i tonn per år.



Figur 5-5 Forventede utslipp av NO_x fra produksjonsplattformen på Gjøafeltet i driftsfasen, oppgitt i tonn per år.



Figur 5-6 Forventede utslipp av VOC fra produksjonsplattformen på Gjøafeltet i driftsfasen, oppgitt i tonn per år.

Maksimale utslipp av CO₂, NO_x og VOC fra plattformen vil inntreffe i år 2013 og vil da ligge på henholdsvis 142.000 tonn, 150 tonn og 70 tonn.

5.4.2 Utslipp knyttet til nødvendig transportvirksomhet i driftsfasen

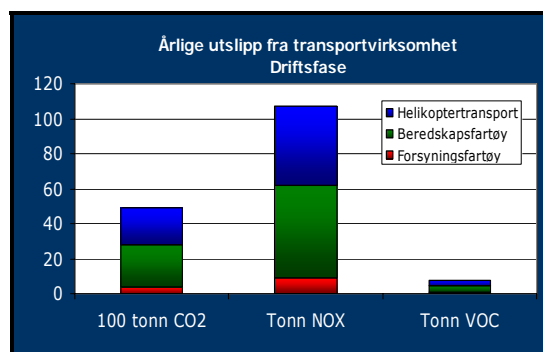
I tillegg til utslipp knyttet til ordinær drift av plattformen vil det være utslipp knyttet til

anløp av forsyningsfartøy, transport av personell med helikopter til feltet og dedikert beredskapsfartøy på feltet. Beredskapsfartøyet vil ligge på feltet på permanent basis.

Det er forventet anløp av forsyningsfartøy to ganger ukentlig også i driftsfasen. I tillegg er det antatt anløp av et ekstra fartøy hver fjerde uke, totalt 116 forsyningsanløp til feltet per år. Forsyningsfartøyet vil ha flere kunder fram og tilbake. Trafikktettheten vil ikke endres som følge av utbyggingen. Drivstofforbruk og utslipp knyttet til fartstid til Gjøafeltet vil være marginale i forhold til forbruk og utslipp i Tampen-området. Drivstofforbruk og utslipp vil hovedsakelig være knyttet til liggetid på feltet.

Antall årlige turer med helikoptertransport under drift er forventet å bli om lag 130.

Totale utslipp til luft, fordelt på beredskaps- og forsyningsfartøy samt helikoptertransport, er angitt i figur 5-7.



Figur 5-7 Utslipp av CO₂, NO_x og VOC knyttet til transportvirksomhet og beredskapsfartøy under drift av Gjøafeltet, oppgitt som årlige utslipp.

Totale årlige utslipp i forbindelse med transportvirksomhet under driften av feltet er estimert til om lag 5.000 tonn CO₂, 110 tonn NO_x og 8 tonn VOC.

5.5 Prognoser for utslipp til luft

I forbindelse med oppdatering av den regionale konsekvensutredningen for Nordsjøen er det utarbeidet nye utslippsprognoser for CO₂, NO_x og VOC. De oppdaterte prognosene er basert på innrapportering til revidert nasjonalbudsjett for 2006, heretter omtalt som RNB 2006. Gjøafeltet er inkludert i disse prognosene som felt på planstadiet.

I dette kapittel vises prognoser for Nordsjøen totalt sett, region nord i Nordsjøen og

Gjøafeltet. Region nord i Nordsjøen består av følgende felter:

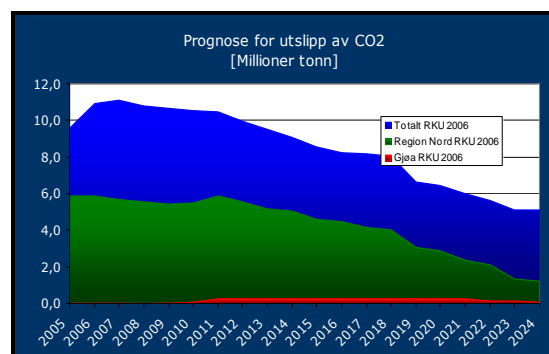
Felt i drift

- Oseberg, inklusive alle satellitter
- Tune
- Brage
- Veslefrikk
- Huldra
- Troll
- Fram
- Gullfaks, inklusive alle satellitter
- Tordis
- Vigdis
- Kvitebjørn
- Visund
- Snorre
- Stafjord, inklusive alle satellitter

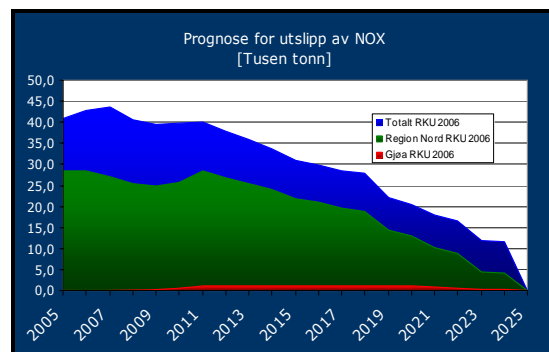
Felt på planstadiet

- Gjøa
- Skinfaks og Rimfaks
- Hild

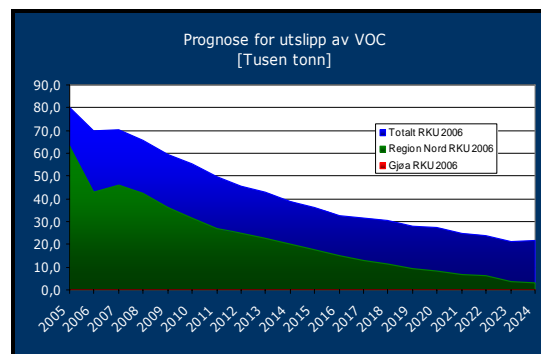
Figur 5-8 til figur 5-10 gir et bilde av prognose for utslipp fra Gjøafeltet sammenliknet med Nordsjøen totalt og region nord.



Figur 5-8 Prognose for utslipp av CO₂, oppgitt i millioner tonn gjennom prognoseperioden.



Figur 5-9 Prognose for utslipp av NO_x, oppgitt i tusen tonn gjennom prognoseperioden.



Figur 5-10 Prognose for utslipp av VOC, oppgitt i tusen tonn gjennom prognoseperioden.

De forventede utslippene fra Gjøafeltet vil bidra helt marginalt til utslippsnivået i petroleumsvirksomheten i Nordsjøen.

Utslippene av henholdsvis CO₂, NO_x og VOC vil i maksåret 2013 utgjøre om lag 1,5 %, 0,4 % og 0,2 % av de totale utslippene i Nordsjøen dette året. Tilsvarende vil utslippene utgjøre om lag 2,7 %, 0,6 % og 0,3 % av utslippene i region nord dette året.

Utslippene til luft fra region nord vil i år 2013 ligge på et nivå rundt 5,2 millioner tonn CO₂, 25.000 tonn NO_x og 23.000 tonn VOC.

Til sammenlikning vil de totale utslippene fra norsk petroleumsvirksomhet i år 2013 ligge på et nivå rundt 12 millioner tonn CO₂, 45.000 tonn NO_x og 40.000 tonn VOC (Miljø 2005, OED)

I nasjonal sammenheng per i dag utgjør utslipp av CO₂ fra petroleumsvirksomheten i Norge omtrent 30 % av de nasjonale utslippene. Denne andelen er forventet å avta i årene framover grunnet generelle teknologiforbedringer og utslippsreducerende tiltak. Tilsvarende utgjør utslipp av NO_x omtrent 22 % av de nasjonale utslippene. Utslippene av NO_x har økt fram til år 2005, men i årene framover antas det at disse vil avta grunnet innfasing av utslippsreducerende teknologi. Utslipp av VOC fra norsk petroleumsvirksomhet utgjør omtrent 58 % av de nasjonale utslippene. Trenden her er sterkt avtagende som følge av innfasing av utslippsreducerende teknologi (Miljø 2005, OED).

De totale utslippene i Norge i år 2005 lå på et nivå rundt 43,3 millioner tonn CO₂, 220.000 tonn NO_x og 220.000 tonn nmVOC (Miljøstatus i Norge).

5.6 Beskrivelse av konsekvenser av utslipp til luft

Utslipp av CO₂ og NO_x knyttet til norsk petroleumsvirksomhet på sokkelen stammer i all hovedsak fra følgende kilder:

- Forbrenning av gass i turbiner
- Fakling av gass
- Forbrenning av diesel

Utslipp av VOC knyttet til norsk petroleumsvirksomhet på sokkelen stammer i all hovedsak fra lagring og lasting av olje.

Miljøeffektene av CO₂ er hovedsakelig knyttet til bidrag til drivhuseffekt og global oppvarming.

Miljøeffektene av NO_x og VOC er blant annet som følger:

- Forsuring av vassdrag og jordsmonn
- Overgjødning som kan gi endringer i økosystemets sammensetning av arter
- Dannelse av bakkenært ozon som kan gi endret luftkvalitet

Utslipp til luft i forbindelse med utbygging og drift av Gjøafeltet inngår i tallgrunnlag for konsekvensvurderinger i oppdatert regional konsekvensutredning for Nordsjøen. Konsekvensbeskrivelser gitt i denne er således dekkende for utbyggingen av Gjøafeltet. Nedenfor følger en kort konsekvensbeskrivelse i forbindelse med utslipp til luft fra petroleumsvirksomheten i Nordsjøen /23/.

Bidrag til belastningsnivået

Observasjonene viser at totalavsetningen av nitrogen har en klar nord-syd gradient, med maksimalbelastninger lengst syd, noe som gjenspeiler nærheten til det europeiske kontinentet. Bidraget fra Nordsjøen viser derimot maksimalverdier i Sogn og Fjordane med opptil 40 mg per m². Dette gjenspeiler de dominerende utslippene fra Tampen-området som ligger oppvind for Sogn. Relativt sett bidrar utslippene fra petroleumsvirksomheten med 7 til 9 % av total avsetningen i kystområdene fra Sogn til Sør Trøndelag. Lenger syd, i det mest belastede området, er Nordsjøens bidrag mindre.

Beregningene av AOT40-verdier (kritisk nivå for ozon) gir maksimalverdier på over 10 000 ppb timer lengst sydøst. Dette gjenspeiler kildeområdene for ozondannelsen på kontinentet. Bidraget fra utslippene i Nordsjøen blir størst i Sogn og Fjordane og Møre og Romsdal.

Miljøkonsekvenser knyttet til bidraget fra petroleumsvirksomheten i Nordsjøen for forsuring

Totalt areal med overskridelse av tålegrensen for forsuring av overflatevann er beregnet å øke med 2,6 % som følge av utslippene fra Nordsjøen. Områdene som får tålegrenseoverskridelser finnes på strekningen Nordfjord til Nord-Trøndelag. Det er vanskelig å gi et sikkert tallmessig anslag for effekten av et område som Nordsjøen separat. Utslippene av NO_x fra petroleumsaktiviteten i Nordsjøen er en stor NO_x-kilde sett under ett og har sannsynligvis innvirkning på forsuringssituasjonen i deler av det undersøkte området. Generelt kan man si at for områder som i dag har overskridelser av tålegrensen for forsuring, eller ligger på grensen til overskridelse, vil et hvert bidrag til økning av N-avsetningen være med på å bidra til å motvirke den positive utviklingen i vannkvalitet som vi ser i Norge i dag som en følge av reduksjoner i svovel- og nitrogenutslipp i Europa. På samme måte vil enhver reduksjon være positiv.

Miljøkonsekvenser knyttet til bidraget fra petroleumsvirksomheten i Nordsjøen for overgjødning

Hovedkonklusjonen er at bidraget fra petroleumsvirksomheten i Nordsjøen isolert sett ikke vil gi målbare gjødslingeffekter i Vest-Agder, størstedelen av Møre og Romsdal eller i Trøndelagsfylkene. Imidlertid vil bidraget kunne påvirke vegetasjonstyper både i Rogaland, Hordaland, Sogn og Fjordane og de aller sørligste delene av Møre og Romsdal ved at vegetasjonstyper som er tilpasset et lavt nitrogennivå kan få økt innslag av mer nitrogenkrevende arter som gras og urter, og en endret mose- og lavflora. På grunn av et høyere bakgrunnsnivå i Rogaland og Vest Agder er den generelle gjødslingseffekten størst i disse fylkene. Det relative bidraget fra Nordsjøen til overskridelser av tålegrenser er imidlertid høyere i Hordaland og Sogn og Fjordane. Også for dyreliv vil antakelig effektene av utslippene fra Nordsjøen relativt være størst i Hordaland og Sogn og Fjordane. Eventuelle endringer i innhold av lyng og gras er sannsynligvis av størst betydning for dyrelivet.

Nitrogen tilførsel til Nordsjøen fra utslippene til luft

Tilførselen av nitrogen til Nordsjøen som følge av utslipp til luft fra oljevirksomheten er ubetydelige (2.800 tonn) i forhold til tilførselen av nitrogen generelt fra luft. Dette utgjør kun 1 til 2 % av denne tilførselen. Den totale tilførselen av nitrogen til Nordsjøen er

dominert av havstrømmer og disse er 4 til 7 millioner tonn per år.

Miljøkonsekvenser knyttet til bidraget fra petroleumsvirksomheten i Nordsjøen for ozoneksponering

Beregningene indikerer at utslippene i Nordsjøen kan bidra med omlag 5 til 12 % av AOT40-verdien i ytre kyststrøk av influensområdet med opptil 12 % i ytre deler av Sognefjorden. Ut fra dagens kunnskapsnivå er det omtrent umulig å si hvor mye Nordsjøens bidrag til ozoneksponeringen påvirker vegetasjonen. Siden tålegrensen for planter stort sett er overskredet de fleste steder, er sannsynligheten for eventuelle effekter på planter størst der bidragene er størst, det vil si i kyststrøkene, særlig fra Stadlandet og sørover. Mulige effekter er redusert vekst og akutte skader som nekrose (utdøing av vev, gjerne i form av svarte flekker på bladene) og klorose (grønne plantedeler som blir bleke/fargeløse fordi klorofyllet mistes). Bidraget fra Nordsjøen vil øke antall timer med ozonkonsentrasjoner over luftkvalitetskriteriet på 100 µg/m³. Beregningene indikerer et bidrag fra Nordsjøen på 12 % i ytre deler av Sognefjorden og 4 til 7 % i øvrige kyststrøk. Det er høyst usikkert hvilken betydning dette har for dyreorganismer, men da effektene av ozon er betennelsesreaksjoner i luftveiene, lavere oksygenopptak, nedsatt lungefunksjon og økt mottakelighet for infeksjoner, vil sannsynligvis dyrenes motstandskraft mot alle typer påvirkninger bli redusert. Det er høyst tenkelig at eksponeringen for høye ozonverdier vil ha negativ effekt på dyrenes toleranse mot alle former for stress, inkludert dyrenes evne til å tilpasse seg endringer i sine habitater. Imidlertid vet man ikke ved hvilken belastning man vil få målbare effekter, heller ikke om enkelte organismer er mer utsatte for ozonbelastning, verken for ulike arter eller om noen grupper av dyr (for eksempel bestemte aldersgrupper) er mer utsatte enn andre.

De forventede utslippene fra feltet vil bidra marginalt til utslippsnivået i petroleumsvirksomheten i Nordsjøen. Utslippene av henholdsvis CO₂, NO_x og VOC vil i 2013 utgjøre om lag 1,5 %, 0,4 % og 0,2 % av de totale utslippene i Nordsjøen.

Konsekvensene knyttet til utbygging, anlegg og drift av Gjøafeltet vil således tilsvare et helt marginalt bidrag i forhold til dagens situasjon.

Det henvises til oppdatert regional konsekvensutredning, underlagsrapport "Regulære utslipp til luft - konsekvenser" /23/ for ytterligere beskrivelse av konsekvenser i forbindelse med utslipp til luft.

Klimavirkninger knyttet til import av kraft generert på land

I en situasjon der Norge importerer kraft, vil CO₂-utslipp på sokkelen bli erstattet med CO₂-utslipp fra kraftverk i Europa, og disse utslippene er forutsatt lavere enn om tilsvarende kraft skulle vært produsert offshore /30/.

Utslipp av NO_x på sokkelen vil bli erstattet med utslipp av NO_x fra kraftverk i Europa, og disse utslippene vil være vesentlig lavere enn om kraften skulle vært produsert offshore.

Bidraget til forsurings- og overgjødslingsvirkninger i Norge vil bli vesentlig mindre grunnet reduserte utslipp og større avstand til landarealene i Norge.

Utslipp knyttet til kraft fra land vil ikke være belagt med avgifter, utslippsbegrensninger eller inngå i nasjonale utslippsregnskaper.

6 Utslipp til sjø

Utbyggingen og drift av Gjøafeltet vil føre til utslipp til sjø under følgende operasjoner:

- Boring og brønnoperasjoner
 - Vannbasert borevæske
 - Borekaks
- Marine operasjoner
 - Klargjøring av rørledninger
- Drift og prosessering
 - Produsert vann
 - Kjølevann
 - Drenasjevann
 - Sanitæravløpsvann
- Transportvirksomhet

I det etterfølgende er omtalen konsentrert om avfall fra boring og produsert vann, som utgjør hoveddelen av utslippene i henholdsvis utbyggings- og driftsfase.

Sanitæravløpsvann og utslipp fra transportvirksomhet vil bli behandlet i samsvar med gjeldende forskrifter, og omtales ikke nærmere i konsekvensutredningen.

3. parts tilknytning

Vegafeltet vil bli tilknyttet produksjonsplattformen på Gjøafeltet. Utslipp og konsekvenser av produsert vann knyttet til produksjon av feltet inngår i de beskrivelser som er gitt i dette kapittelet. Andel av produsert vann fra feltet er ikke oppgitt. Dette er behandlet i separat konsekvensutredning for Vegafeltet. Det henvises til denne for ytterligere informasjon.

Utslipp og konsekvenser knyttet til boring og brønnoperasjoner samt marine operasjoner tilknyttet feltet i utbyggings- og driftsfase inngår imidlertid ikke. Dette er behandlet i separat konsekvensutredning for Vegafeltet. Det henvises til denne for ytterligere informasjon.

6.1 Miljømyndighetenes rammebetingelser for utslipp til sjø

Myndighetenes overordnede rammebetingelser for behandling av utslipp til sjø, produsert vann, er bestemt av reguleringer gitt av OSPAR samt norske myndigheters målsetning om null miljøfarlige utslipp til sjø innen 2005.

OSPAR

OSPARs mål kan oppsummeres som følger:

- Redusere innhold av total hydrokarbon med 15 % innen 2006, basert på utslippsnivået i 2000
- Redusere innhold av dispergert olje fra 40 til 30 mg per liter innen utgangen av 2006

Null miljøfarlige utslipp til sjø innen 2005

Norske myndighetenes mål slik de er oppsummert i Storingmelding nr. 21 (2004-2005) er:

Miljøfarlige stoffer:

- Ingen utslipp, eller minimering av utslipp, av naturlig forekommende miljøgifter omfattet av resultatmål 1 for helse- og miljøfarlige kjemikalier
- Ingen utslipp av tilsatte kjemikalier innen SFTs svarte kategori (i utgangspunktet forbudt å bruke og slippe ut) og SFTs røde kategori (høyt prioritert for utfasing ved substitusjon)

Andre kjemiske stoffer:

Ingen utslipp eller minimering av utslipp som kan føre til miljøskade av:

- Olje (komponenter som ikke er miljøfarlige)
- Stoffer innen SFTs gule og grønne kategori
- Borekaks
- Andre stoffer som kan føre til miljøskade

For å kvantifisere potensiell skade, miljørisiko, benyttes EIF (Environmental Impact Factor). Ved beregning av EIF spiller utslippsmengde, sammensetning av utslippet samt tid og sted for utslippet en rolle.

6.2 Implementerte tiltak for å redusere utslipp til sjø

Utslippsreducerende tiltak er vurdert med bakgrunn i potensial for utslippsreduksjoner og miljømyndighetenes rammebetingelser.

Følgende tiltak er besluttet implementert i forbindelse med utbyggingen av Gjøafeltet:

- Produsert vann vil bli renset ved bruk av EPCON renseteknologi og deretter sluppet ut til sjø
- I forbindelse med boringen av de øverste og midtre seksjonene vil det bli benyttet vannbasert borevæske

- Kaks fra boring med oljebasert borevæske planlegges sendt til land for videre håndtering
- Det vil bli lagt til rette for gjenbruk av vann- og oljebaserte borevæsker
- Bruk av 13 % kromstål i feltinterne rørledninger

6.3 Utslipp til sjø knyttet til utbyggingsfase

6.3.1 Utslipp til sjø knyttet til boring og brønnoperasjoner

Det vil bli stilt strenge krav til boreoperasjonene. Det er et overordnet mål at prosjektet ikke skal medføre utslipp av miljøfarlig boreavfall. Det legges til rette for å benytte en gjenbruksordning for borevæske som vil minimalisere forbruk og utslipp.

De fire øverste hullseksjonene planlegges boret med vannbaserte borevæsker. Den nederste hullseksjonen planlegges boret med oljebasert borevæske.

Nederste hullseksjon består av lange seksjoner med vekslende sand og skifer soner. For å oppnå hullstabilitet er det derfor påkrevd med oljebasert borevæske.

Ved bruk av vannbasert borevæske planlegges kaks sluppet ut i sjøen. Ved boring av 36" seksjonen vil kaks bli sluppet ut ved sjøbunnen og avleire seg i nærområdet til brønnen. Ved boring av 26" seksjonen og 17 1/2" seksjonen vil kaks bli sluppet ut ved havoverflaten.

Det vil ikke bli utslipp av borekaks med rester av oljebasert borevæske. Oljebasert borekaks vil bli transportert til land for videre behandling. All oljebasert borevæske vil bli sendt i land fortrinnsvis for gjenbruk, eller eventuelt for destruksjon.

Testing og opprensning av produksjonsbrønner vil bli gjort på en slik måte at det ikke skjer utslipp til vann av uforbrente hydrokarboner. Brønnene planlegges renses opp til rigg ved å produsere ut bore- og kompletteringsvæsker som står i reservoar og produksjonsrør. Det vil være en opprensningspakke om bord med tanker for å samle opp væsker som ikke kan brennes over brennerbom.

Drenasjevann fra boreoperasjonene kan være forurenset med olje og inneholde boreslam, noe som gjør at vannet er vanskelig å rense.

Dersom drenasjevann ikke tilfredsstillende krav til rensing, vil vannet bli samlet opp og transportert til land for videre behandling.

Tabell 6-1 gir en oversikt over de viktigste komponenter som inngår i henholdsvis en typisk vannbasert og oljebasert borevæske.

Barytt eller ilmenitt vil bli brukt som vektmateriale. Både barytt og ilmenitt er grønne kjemikalier, selv om barytt har mer element av tungmetaller i seg enn ilmenitt. Ilmenitt gir imidlertid mer magnetiske forstyrrelser på magnetisk loggeutstyr. En samlet evaluering av HMS-messige, tekniske, logistikk-messige og økonomiske forhold vil bli foretatt i forkant av valg av vektmateriale.

Anslag over forventet forbruk av borevæske i de ulike brønnseksjonene for en gjennomsnittlig brønn er beregnet, jmf tabell 6-2. Anslag over forventet forbruk av sement er vist i tabell 6-3. Tabellene viser grove estimat. Det er en usikkerhet i estimatet siden brønnbanene ikke er planlagt i detalj på nåværende tidspunkt.

I forbindelse med sementering forventes mindre utslipp til sjø av sement og tilsetningsstoffer. Disse stoffene er stoffer som påskynder eller forsinkes herding og forhindrer væsketap, samt dispergeringsmidler og skillevæsker.

I forbindelse med komplettering og gruspakking brukes en rekke kjemikalier. Hovedkomponenter i kompletteringsvæske som slippes ut er natriumklorid og kaliumklorid.

Valg av borevæsker og løsning for håndtering av avfall vil bli basert på bruk av beste tilgjengelige teknologi, beste miljømessige praksis og kostnadsevalueringer.

Følgende er besluttet eller vil bli vurdert i den videre planleggingen:

- Bruk av oljebasert slam skal reduseres til et absolutt minimum (besluttet)
- Bruk av kompletteringsvæske bestående av kun miljømessige akseptable produkter (SFTs fargekategori, fortrinnsvis grønn, eventuelt gule kjemikalier) (besluttet)
- Alternativ til oljebasert borevæske vil bli evaluert med tanke på operasjonelle og miljømessige forhold (vurderes)

- BAT teknologi for behandling av borekaks (besluttet)
- Bruk av skumsement (besluttet)

Tabell 6-1 Oversikt over de viktigste komponentene i henholdsvis vannbasert og oljebasert borevæske.

Vannbasert borevæske			
Handelsnavn	Hovedkomponent	Funksjon	Fargekode
Glydril MC	Polyalkylenglykol	Leiresvellingsinhibitor	■
Barytt	Bariumsulfat	Vektmateriale	■
CMC EHV	Cellulose	Filtertap og viskositet	■
Duotec NS	Xanthan gummi	Viskositet	■
Kaliumklorid	Kaliumklorid	Inhibering	■
Polypac/celpol R/UL/ELV	Cellulose	Filtertap og viskositet	■
Soda ash	Natriumkarbonat	pH-reg og kalsiumbuffer	■
Lime	Kalsiumhydroksyd	pH-regulering	■
Bentonitt	Leire	Filtertap og viskositet	■
Oljebasert borevæske			
Handelsnavn	Hovedkomponent	Funksjon	Fargekode
Versavert PE	Tallbasert polyamid	Primær emulgator	■
Versavert SE	Imidoamin	Sekundær emulgator	■
Versavert F	Rosin maleated	Kontroll av væsketap	■
Versatrol	Gilsonitt	Kontroll av væsketap	■
Safe Solve 148	Petroleum distillates	Brønnvask	■
Emul HT	Polyamid	Emulgator	■
Ecotrol	Akryl kopolymer	Kontroll av filtertap	■
Bentone 128	Leire	Viskositet	■
EDC 95/11	Base olje	Base olje	■
Safe Surf E	Alkyl etanol	Brønnvask	■
VG-Plus	Organisk leire	Regulering av viskositet	■
Barytt	Bariumsulfat	Vektmateriale	■
Kalsiumklorid	Kalsiumklorid	Kontroll av osmose	■
Lime	Kalsiumhydroksyd	pH-regulering	■

Tabell 6-2 Forventet forbruk av borevæske og estimerte volum borekaks, oppgitt for en gjennomsnittlig brønn på GjØafeltet.

Brønnseksjon	Lengde [m]	Kaks [tonn]	Håndtering	Væskevolum [m ³]				
				Totalt	Gjenbruk	I brønn	Til land	Utslipp til sjø
36"	65	187	Til sjø	408	0	0	0	408
26"	585	876	Til sjø	1662	0	0	0	1662
17 1/2"	1060	719	Til sjø	854	0	100	426	328
12 1/4"	955	317	Til sjø	1338	444	100	327	467
8 1/2"	1370	219	Til land	878	400	67	411	0
Kompletteringsvæske	-		Til land	250	0	0	250	0
Totalt	4035	2318		5390	844	267	1414	2865

Tabell 6-3 Forventet forbruk av borevæske og estimert volum av sement, oppgitt for en gjennomsnittlig brønn på GjØafeltet.

Brønnseksjon	Sement slam [m ³]	Volum Spacer Per brønn	Håndtering	Væskevolum [m ³]				
				Totalt	Gjenbruk	I brønn	Til land	Utslipp til sjø
36"	36	Sjøvann	Til sjø	36	0	18	---	18
26"	133	Sjøvann	Til sjø	133	0	115	---	18
17 1/2"	28	20	I brønn	48	0	48	---	---
12 1/4"	13	20	I brønn	33	0	33	---	---
8 1/2"	38	20	I brønn	58	0	58	---	---
Totalt	248	60		308	0	272	---	36

6.3.2 **Utslipp til sjø knyttet til klargjøring av rørledninger**

Etter legging vannfylles de feltinterne rørledningene og eksportørledningene. Rørledningene vil bli liggende med vann frem til produksjonsstart.

Eksportørledningene fylles med sjøvann, og de feltinterne rørledningene fylles med ferskvann. Alt vann vil bli tilsatt oksygenfjerner. Det vil antakeligvis bli valgt bruk av natriumbisulfitt med en konsentrasjon på 65 ppm til dette formålet.

I forbindelse med klargjøring og tilkobling av rørledningene vil det bli utslipp av kjemikalier som benyttes for å hindre korrosjon og begroing, samt av fargestoffer som benyttes for trykktesting og lekkasjesøk. På nåværende tidspunkt er det ikke vurdert hvilke kjemikalier og fargestoff som vil bli benyttet til dette formålet. Dette vil bli nærmere beskrevet i utslippsøknad for klargjøring av rørledninger.

Utslippsvann i forbindelse med klargjøring av rørledninger går til sjø ved Gjøafeltet.

6.4 **Utslipp til sjø knyttet til driftsfase**

6.4.1 **Utslipp av produsert vann**

6.4.1.1 *Mengde og sammensetning*

Produsert vann – Mengde

Profil for produsert vann som ligger til grunn for de konsekvensvurderinger som er gitt i dette kapittel er vist i figur 6-1. Profilen inkluderer produsert vann fra 3. parts tilknyttede felt.

Profilen er basert på produksjonsprofiler for Gjøafeltet slik de forelå våren 2006. Oppdatert profil for produsert vann fra Gjøafeltet er vist i kapittel 3. Totale mengder utslipp av produsert vann vil være i samme størrelsesorden og endringer i konsekvensbildet som er beskrevet nedenfor vil være marginale.

Bruk av kjemikalier

Oversikt over type kjemikalier og årlig forbruk gjennom produksjonsperioden er gitt i tabell 6-4. I tillegg er det gitt informasjon om til hvilken produksjonsstrøm kjemikalie går og hvilken fargekode det antas hver type kjemikaliegruppe vil ha.

Det antas at det ikke vil være behov for H₂S fjerner i driften av feltene.

Videre påpekes det at det er noe usikkerhet knyttet til bruk av korrosjonshemmer. Denne usikkerheten er knyttet til valg av materiale for brønnstrømsrørledning fra 3. parts tilknyttet felt.

Rørledning fra 3. parts tilknyttet felt planlegges per i dag med bruk av isolert rørledning, noe som vil redusere behovet for MEG. I tillegg har bruk av elektrisk oppvarming vært vurdert. De vurderinger som er gjennomført har konkludert med at sistnevnte ikke er teknisk gjennomførbart grunnet lengden på rørledningen.

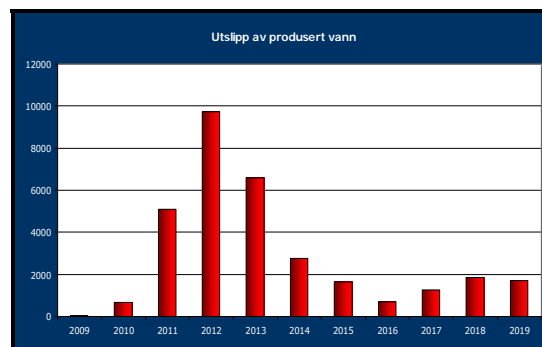
Det vil bli bruk av MEG for å hindre dannelse av hydrat under nedstegning og oppstart på Gjøafeltet. Det antas 5 slike hendelser i løpet av et år med et forbruk på 10 til 15 m³ MEG per hendelse. Totalt forbruk av MEG på Gjøafeltet vil da være på om lag 75 m³ per år.

For produksjons av 3. parts tilknyttet felt vil MEG injiseres kontinuerlig ved brønnhodene. Gjennomsnittlig forbruk er estimert til 4 m³ per time.

Injisert MEG fra Gjøafeltet og 3. parts tilknyttede felter vil bli regenerert på produksjonsplattformen. Avdamping fra MEG regenerering vil gå til høytrykksfakkelen. Noe MEG vil følge produsert vann til sjø. MEG er et grønt kjemikalie i henhold til SFTs liste.

Utslipp av dispergert olje

Basert på gitt profil for produsert vann og antatt konsentrasjon av dispergert olje på 10 ppm er årlig utslipp av dispergert olje sammen med det produserte vannet som slippes ut til sjø beregnet, jamfør tabell 6-5.



Figur 6-1 Forventet profil for produsert vann, oppgitt i m³ per døgnet. Profil slik den forelå våren 2006.

Tabell 6-4 Antatt årlig forbruk og utslipp av kjemikalier i produsert vann, oppgitt i m³ per år.

År	Avleirings hemmer	Flokkulant	Korrosjons hemmer ²⁾	MEG		Voks hemmer	Skum demper	Emulsjons bryter
				Gjøa	3. part [m ³ /t]			
Forventet Fargekode	■	■	■	■	■	■	■	■
2009	0,3	0,2	0,5	75	4			
2010	7	5	11	75	4	490	27	27
2011	51	34	85	75	4	1295	82	82
2012	97	65	162	75	4	970	68	68
2013	66	44	110	75	4	646	54	54
201	27	18	46	75	4	525	40	40
2015	17	11	28	75	4	404	26	26
2016	7	5	12	75	4			
2017	13	8	21	75	4			
2018	19	1	31	75	4			
2019	17	1	28	75	4			
Strøm	Til sjø	Til sjø og oljeeksport ¹⁾	Til sjø	Regenereres, noe til sjø		Følger oljeeksport	Til sjø og oljeeksport	Til sjø og oljeeksport

- 1) Uten overdosering vil trolig mesteparten følge oljeeksport.
2) Knyttet til behov for 3. parts tilknyttet felt.

Tabell 6-5 Utslipp av olje med produsert vann, oppgitt i m³ per år.

År	Utslipp av olje
2009	0,09
2010	2,11
2011	15,80
2012	30,20
2013	20,47
201	8,53
2015	5,13
2016	2,15
2017	3,93
2018	5,76
2019	5,27
Snitt	9,04

6.4.1.2 Metode for vurdering av miljørisiko

DREAM var et samarbeid mellom oljeselskapene Statoil, Hydro, TotalFinaElf og Agip, samt forskningsinstituttene Sintef, TNO og Akva-miljø. Det overordnede målet med DREAM prosjektet har vært å utvikle et miljørisikoverktøy for å kvantifisere og prediktere miljøeffekter av utslipp av produsert vann offshore. Studier av miljøeffekter basert på biologisk opptak (body burden) og kroniske effekter hos et begrenset antall arter (krepser og fisk) ble gjennomført for en rekke komponenter i produsertvann gjennom omfattende laboratorieforsøk. Kroniske effektparametre som eggproduksjon, klekkesuksess, vekst, samt overlevelse og deformiteter hos avkom ble undersøkt. Gjennom DREAM-prosjektet har en fremskaffet opptaksrelaterte kroniske effektdata for de miljømessig viktigste komponentgrupper i produsert vann (aromatiske hydrokarboner og alkylfenoler), studert både enkeltvis og i blanding.

Parallelt, på grunn av behov hos oljeindustrien, ble det utviklet et styringsverktøy for å kunne

forutsi miljørisiko ved utslipp av produsert vann, der en tar hensyn til innholdet av både naturlige komponenter og kjemikalierester.

Dette styringsverktøyet har fått navnet "Environmental Impact Factor", forkortet til EIF, og anvendes i dag av offshore operatører på norsk sektor som miljøstyringsverktøy for produsert vann.

EIF gir et tallmessig uttrykk for miljørisiko, og brukes først og fremst for å sammenligne effekten og miljøgevinsten av ulike utslippsreducerende tiltak, men også for beregning av miljørisiko eller potensial for skade på marine organismer fra et utslipp av produsert vann.

Metoden for beregning av EIF er utviklet i henhold til EUs retningslinjer (Technical Guidance Document - TGD) for miljørisikovurderinger, som omfatter alle kjemikalier med utslipp over ett tonn per år.

Beregningen av EIF inkluderer følgende trinn:

- Beregning av forventede konsentrasjoner av naturlige komponenter og tilsatte kjemikalier eller sammensatte stoffer i miljøet, fordelt i tid og rom (PEC- Predicted Environmental Concentration)
- Sammenligning av beregnede konsentrasjoner og etablerte tålegrenseverdier (PNEC – Predicted No Effect Concentration) for de samme stoffene (PEC/PNEC forhold)
- Tilleggsvektning og fastsettelse av de enkelte komponentenes bidrag til total miljørisiko
- Summering av enkeltkomponentenes bidrag og fastsettelse av total miljørisiko

Modellen beregner konsentrasjoner i resipienten omkring utslippspunktet i tid og rom. Resipienten inndeles i et tredimensjonalt grid-system, der enheten vanligvis er vannvolumer på 100.000 m³ (100m x 100m x 10m). Størrelsen på enhetene kan variere noe etter hvilken oppløsning som ønskes på framstillingen av resultatene. Ved regionale beregninger er det i dagens DREAM-versjon begrensninger i forhold til ønsket oppløsning, og det opereres derfor med større vannvolumenheter.

For hver enkelt vannvolumenhet beregnes middelkonsentrasjonen av hver enkelt av de representative utslippskomponentene. Beregningene foretas med tidsintervaller på maks 60 minutter, og innenfor et tidsvindu på 30 dager. Det benyttes strømdata og meteorologiske data med mere for en typisk værsituasjon (mai).

For hvert enkelt beregningstidspunkt og hver enkelt vannvolumenhet (100.000 m³) beregner modellen forholdet mellom den forventede konsentrasjonen (PEC) og den fastsatte t legrenseverdien (PNEC) for hver enkelt komponent.

For hvert enkelt beregningstidspunkt og vannvolumenhet summeres PEC/PNEC-forholdet for alle komponenter. Er summen lavere enn 1, er tålegrensen pr. definisjon ikke overskredet, og EIF-verdien settes lik 0. Er summen større enn 1, settes EIF-verdien lik 1. Eventuell miljørisiko som måtte opptre i mindre volumenheter enn 100.000 m³ blir dermed ikke fanget opp.

EIF-verdiene for alle beregningstidspunkter og vannvolumenheter summeres, og dette gir et foreløpig EIF-tall.

De enkelte komponentenes gjennomsnittlige bidrag (prosenttall) til dette foreløpige EIF-tallet beregnes. Prosenttallet for komponenter som er lite nedbrytbare eller har høy grad av bioakkumulering, multipliseres med en faktor på 2 eller 4 (høyest faktor for de tyngst nedbrytbare og mest bioakkumulerbare komponentene).

Summen av de enkelte komponentenes prosentandeler vil etter denne vektingen overstige 100 %, og det endelige EIF-tallet framkommer ved at det foreløpig beregnede EIF-tallet økes tilsvarende.

Det beregnede EIF-tallet blir på denne måten et uttrykk for størrelsen på det vannvolumet der grensen for akseptabel miljørisiko er overskredet. Eksempelvis vil en EIF verdi lik 10 bety at et vannvolum på 10 ganger 100 000

m³ overskrider akseptabel grense for miljørisiko.

En nærmere beskrivelse av EIF og detaljene i metodikken for beregning av EIF er beskrevet i *Johnsen et al (2000)*. Det henvises også til RKU Norskehavet, kapittel 9.

6.4.1.3 Milj risikoberegning for valgt løsning

EIF er for Gj faltet benyttet som beslutningsverktøy ved valg av teknologi for håndtering av produsert vann.

I beslutningsfase ble følgende løsninger vurdert ved beregninger av EIF for Gj faltet, jamfør kapittel 3.6.1 og [Vedlegg D](#):

- Reinjeksjon i produserende reservoar
- Rensing ved bruk av CTour med 3. trinns EPCON
- Rensing ved bruk av CTour med 2. trinns EPCON

Rensing ble valgt som løsning for håndtering av produsert vann på Gj faltet. EPCON ble valgt som renseteknologi, og i det følgende er gitt resultater for beregninger av EIF for den valgte løsningen.

Det er forventet ingen eller minimal bruk av produksjonskjemikalier i Gjøa brønnene.

Renseteknologien som er valgt på Gjøa renser det produserte vannet for dispergert olje og til en viss grad andre naturlige petroleumsrelaterte komponenter. EPCON har imidlertid ingen effekt på rensing av tilsatte kjemikalier og disse inngår av den grunn ikke i EIF-beregningene. 3. parts tilknyttet felt vil bidra med marginale volum produsertvann. Bruk av korrosjonshemmer for 3. parts tilknyttet felt er estimert til å kunne bidra med en økning i akkumulert EIF på 7.

Følgende scenarier er vurdert i forbindelse med utarbeidelse av konsekvensutredningen:

- EPCON 15 ppm
- EPCON 5 ppm

EPCON 15 ppm innebærer bruk av EPCON med rensing av dispergert olje ned til 15 ppm og er et konservativt scenario som reflekterer den garanti som er gitt, forutsatt antatt sammensetning av det produserte vannet. EPCON 5 ppm innebærer bruk av EPCON med rensing av dispergert olje ned til 5 ppm og er det scenario som representerer utbyggingsoperatørens mål-konsentrasjon på

innhold av dispergert olje. 10 ppm anses som det mest realistiske scenario. I det følgende er vist resultater for konservativt scenario og scenario som representerer utbyggingsoperatørens målsetning.

Effektiviteten på rensing vil variere for de ulike komponentene. Tabell 6-6 gir en oversikt over prosentvis renseseffektivitet som er lagt til grunn for beregningene. EPCON har ingen effekt på rensing av metaller og disse er derfor ikke vist i tabellen.

Tabell 6-6 Renseeffekt for ulike komponenter i det produserte vannet.

Komponent	EPCON 15 ppm	EPCON 5 ppm
BTEX *)	---	---
Naftalener	25	45
2-3 ring PAH	45	70
4-ring+ PAH	50	75
Fenoler C0-C3	---	---
Fenoler C4-C5	10	15
Fenoler C6+	35	55
Dispergert olje	50	83

*) EPCON kan i henhold til nyere forsøk redusere BTEX med mellom 38 % og 84 %. Dette er ikke tatt inn i grunnlaget for EIF-beregningene.

I tabell 6-7 er det gitt en oversikt over forventet utslipp av de viktigste komponentene fra Gjøafeltet. Tallene gjelder år 2013, som er det året hvor samlede mengder produsert vann forventes å være høyest.

Tabell 6-7 Oversikt over utslipp av naturlig forekommende komponenter i produsert vann, oppgitt for år 2012.

	Kons. før rensing	EPCON 15 ppm		EPCON 5 ppm	
		[mg/l]	[mg/l]	[Tonn] 2012	[mg/l]
BTEX	15,1	15,1	51,39	15,1	51,39
Naftalener	1,28	0,96	3,27	0,53	1,80
2-3 ring PAH	0,11	0,06	0,21	0,02	0,06
4-ring+ PAH	0,0018	0,0009	0,0031	0,0002	0,00078
Fenoler C0-C3	6,71	6,71	22,83	6,71	22,83
Fenoler C4-C5	0,13	0,12	0,40	0,10	0,34
Fenoler C6+	0,0023	0,0015	0,00513	0,0007	0,00231
Dispergert olje	30	15	51,052	5	17,017
Pb	0,0025	0,0025	0,0086	0,0025	0,0086
Zn	0,0093	0,0093	0,0316	0,0093	0,0316
Ni	0,0017	0,0017	0,0058	0,0017	0,0058
Cd	0,0001	0,0001	0,00051	0,0001	0,00051
Cu	0,0029	0,0029	0,00989	0,0029	0,00989
Hg	0,0000	0,0000	0,00016	0,0000	0,00016

Gjennom simuleringer er bidraget til den totale miljørisikoen beregnet for hver enkelt komponentgruppe som er naturlig forekommende i det produserte vannet.

Komponentenes bidrag til EIF, i maksimalåret 2012, er vist i figur 6-2.

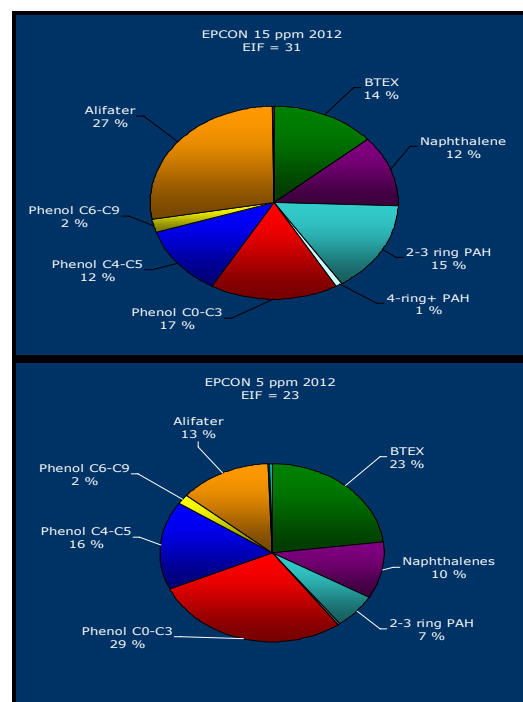
Som figuren viser vil fenol C0 – C3 bidra mest av de naturlig forekommende komponentene, for scenario med 5 ppm, med om lag 29 %. Etter fenoler følger BTEX med et bidrag på om lag 23 % og alifatiske hydrokarboner med 13 %. Tilsvarende, for scenario med 15 ppm, vil alifatiske hydrokarboner bidra mest med om lag 27 %, etterfulgt av fenol C0 – C3 og 2 – 3 ring PAH med henholdsvis 17 % og 15 %. De komponentgruppene som bidrar med mindre enn 1 % er ikke vist.

Utviklingen av EIF for de ulike vurderte løsningene utover i produksjonsperioden er vist i figur 6-3.

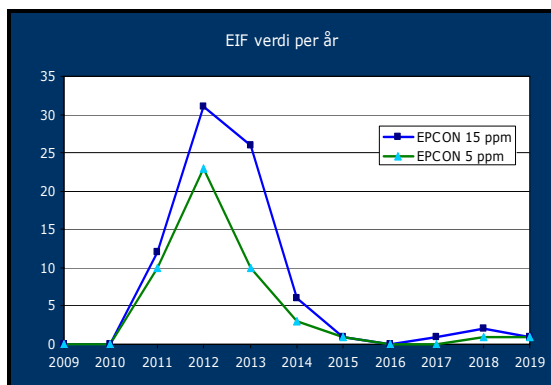
EIF for maksåret 2012 vil ha en verdi på 23 for løsning med bruk av EPCON og forutsatt en konsentrasjon på 5 ppm for dispergert olje i utslippsvannet.

Figur 6-4 viser akkumulert EIF over feltets levetid for de løsningene som er vurdert.

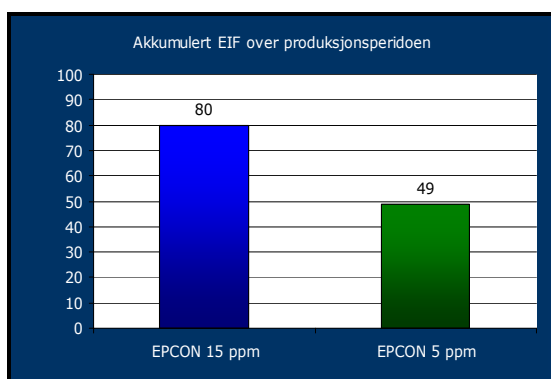
Resultatene viser at høyeste akkumulerte EIF over produksjonsperioden er 80 for løsning med bruk av EPCON 15 ppm. Ved bruk av en sannsynlig effektivitet ved rensingen, og i samsvar med operatørens mål, vil akkumulert EIF ligge på 49.



Figur 6-2 Komponentenes bidrag til EIF, vist for EPCON 15 ppm og EPCON 5 ppm.



Figur 6-3 EIF per år for EPCON 15 ppm og EPCON 5 ppm.



Figur 6-4 EIF akkumulert over feltets levetid for EPCON 15 ppm og EPCON 5 ppm.

6.4.1.4 Antakelser og usikkerheter

For å gjennomføre miljørisikovurderingene er det gjort en rekke antakelser. Nedenfor er noen av de viktigste usikkerhetene listet:

- Sammensetning av produsert vann
- Produksjonsprofil for produsert vann
- Bruk av kjemikalier
- Usikkerhet i datagrunnlaget for modellberegningene i EIF-verktøyet

Forutsetninger for miljørisikovurderingene er listet nedenfor:

- Konsentrasjon av naturlig forekommende komponenter basert på et gjennomsnitt av Visund, Snorre A, Snorre B og Norne året 2004
- Regularitet på vannpumper ved et eventuelt injeksjonsanlegg lik 90 %

Resultatene er således usikre og verdiene som er angitt bør på denne bakgrunn ikke betraktes som absolutte.

6.4.2 Utslipp av drenasjevann

Det vil være et åpent dreneringssystem på produksjonsplattformen. Drenasjevann fra både ikke-oljeforurensede områder og forurensede områder ledes til separate tanker. Fra tankene vil vannet bli renset ved hjelp av sentrifugering før det slippes ut til sjØ. Innholdet av olje vil ikke overstige gitte krav. Olje fra sentrifugeringsprosessen ledes til egen oppsamlingstank.

Det er antatt nedvasking to ganger per uke med bruk av 10 m³ vann per gang. Utslipp av olje grunnet nedvasking er derav estimert til om lag 35 liter per år.

6.4.3 Utslipp av kjølevann

Det vil bli brukt sjØvann som kjølevann. Kjølevann planlegges sluppet ut til sjØ. Mengden kjølevann vil være i størrelsesorden opptil om lag 6.000 m³ per time. Temperaturen på utslippsvannet vil ligge på 60 °C til 70 °C.

Kjølevannet vil inneholde kopper og klor.

6.4.4 Utslipp av radioaktive komponenter

Både uran og thorium finnes naturlig i varierende konsentrasjoner i berggrunnen. Disse gir opphav til radiumisotopene ²²⁶Ra og ²²⁸Ra. Radium er mer løselig enn både uran og thorium, og vil derfor lekke ut i formasjonsvannet.

Når sjØvann, som inneholder mye sulfat blandes med formasjonsvann som inneholder barium, strontium eller kalsium, dannes det tungt løselige sulfatavleiringer. Radium reagerer kjemisk på samme måte som barium, og dette fører til at bariumsulfatavleiringer som dannes i rør og prosessutstyr (scale) inneholder radium. Avleiringene kalles Lav Radioaktive Avleiringer (LRA).

For å hindre at slike avleiringer skaper problemer i form av tetting av blant annet ventiler og rørledninger, blir det benyttet kjemikalier som dels hindrer at avleiringer dannes, dels løser opp allerede dannede avleiringer. Det forventes imidlertid lite dannelse av avleiringer i produksjons- og prosessutstyr på plattformen siden det ikke skal injiseres sjØvann som trykkstØtte i reservoaret.

6.4.5 Utslipp av hydraulikkolje

I driftsfasen vil det for Gjøafeltet bli utslipp av vannbasert hydraulikkvæske ved brønnrammene når ventiler på brønnstrømmen skal opereres. Operatøren vil legge til grunn bruk av et åpent hydraulikksystem slik at hydraulikkvæsken vil gå til sjø etter bruk.

I et åpent hydraulikksystem benyttes hydraulikkvæsker som i hovedsak består av vann og glykol, samt noen komponenter som er klassifisert som gule i SFTs system for miljøklassifisering av kjemikalier.

Forventet utslipp til sjø av hydraulikkvæske er opp til 1 m³ per år per brønn.

Når alle de planlagte brønnene er i drift, kan utslippene av hydraulikkvæske fra operasjon av 13 brønner bli omlag 13 m³ per år, fordelt på de brønnrammene som er planlagt installert på feltet.

3. parts tilknytning

Foreløpig planlegges det å bruke et lukket system med oljebasert hydraulikkvæske for operasjon av Vegafeltet. Dette systemet vil benytte en væske som inneholder røde og svarte komponenter. Eventuelle utslipp grunnet lekkasjer vil skje ved brønnrammene på feltet. Beskrivelser av dette er ikke inkludert i konsekvensutredningen for Gjøafeltet. Det henvises til konsekvensutredning for Vegafeltet for ytterligere informasjon.

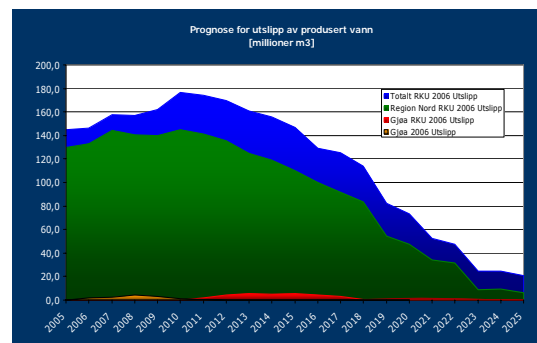
Det vurderes imidlertid å benytte samme hydraulikksystem som vil bli benyttet for produksjon på Gjøafeltet slik at man får et omforent hydraulikksystem med tanke på drift av feltene.

6.5 Prognoser for utslipp til sjø

I forbindelse med oppdatering av den regionale konsekvensutredningen for Nordsjøen er det utarbeidet nye utslippsprognoser for produsert vann. De oppdaterte prognosene er basert på innrapportering til revidert nasjonalbudsjett for 2006, heretter omtalt som RNB 2006. Gjøafeltet er inkludert i disse prognosene som felt på planstadiet.

I dette kapittel vises prognoser for Nordsjøen totalt sett, region nord i Nordsjøen og Gjøafeltet. Region nord i Nordsjøen består av flere felter i drift og på planstadiet, jmfør kapittel 5.4. Gjøafeltet inngår i region nord.

Figur 6-5 gir et bilde av prognose for utslipp fra Gjøafeltet sammenliknet med Nordsjøen totalt og region nord. I tillegg er det vist prognose justert med dagens utslippsprofil for Gjøafeltet og 3. parts tilknyttet felt.



Figur 6-5 Prognose for utslipp av produsert vann, oppgitt i millioner m³ gjennom prognoseperioden.

De forventede utslippene fra Gjøafeltet vil bidra marginalt til utslippsnivået for petroleumsvirksomheten i Nordsjøen.

Utslippene fra Gjøafeltet vil i maksåret 2012 utgjøre om lag 2,6 % av de totale utslippene i Nordsjøen dette året. Tilsvarende vil utslippene utgjøre om lag 3,4 % av utslippene i region nord.

Utslippene fra region nord vil i år 2012 ligge på et nivå rundt 120 millioner m³ produsert vann som slippes ut til sjø.

Til sammenlikning antas de totale utslippene fra norsk petroleumsvirksomhet i år 2012 å ligge på et nivå rundt 200 millioner m³ produsert vann som slippes ut til sjø (Miljø 2005, OED).

Mesteparten av vannet som produseres per i dag slippes til sjø etter rensing, noe injiseres for trykkstøtte og noe deponeres. Utslipp av produsert vann har økt de seneste årene. Denne trenden antas å vedvare i årene fram til 2012. Deretter er det forventet at de produserte volum og utslipp til sjø vil avta. Forbruk, utslipp og injeksjon av kjemikalier er imidlertid betydelig redusert og innhold av dispergert olje i det produserte vannet er avtagende, noe som medfører at konsekvensene knyttet til utslipp av produsert vann reduseres (Miljø 2005, OED).

6.6 Konsekvenser av utslipp til sjø

6.6.1 Konsekvenser i forbindelse med boreoperasjonene

Miljøkonsekvensene knyttet til utslipp av vannbasert borekaks med rester av borevæske vil i hovedsak avgrense seg til den direkte effekten på bunndyr som følge av den fysiske overdekningen av bunnsedimenter.

Fysisk nedslamming med påfølgende endringer av bunndyrsamfunn er en nærsone/lokal effekt, og har liten betydning på en regional skala.

Temaet er behandlet i RKU 2006 underlagsrapport "Regulære utslipp til sjø" /19/. Det henvises til disse for ytterligere informasjon.

6.6.2 Konsekvenser i forbindelse med klargjøring av rørledninger

Utslipp ved klargjøring av rørledninger er vurdert å kun gi lokale effekter i et begrenset tidsrom.

Temaet er utførlig beskrevet i regional konsekvensutredning for Norskehavet, kapittel 9.5.6. Det henvises til denne for ytterligere informasjon. I tillegg er temaet behandlet i RKU 2006 underlagsrapport "Regulære utslipp til sjø" /19/, samme konsekvensbilde er gjengitt her.

6.6.3 Konsekvenser i forbindelse med ordinær drift

6.6.3.1 Produsert vann

Produsert vann vil bli rensert ved bruk av EPCON renseteknologi og deretter sluppet ut til sjø. Innhold av dispergert olje vil ikke overstige gjeldende krav. Det er forventet et en konsentrasjon av dispergert olje på 5 ppm.

Utslipp til sjø i forbindelse med utbygging og drift av Gjøafeltet inngår i tallgrunnlag for konsekvensvurderinger i oppdatert regional konsekvensutredning for Nordsjøen. Konsekvensbeskrivelser gitt i denne er således dekkende for utbyggingen av Gjøafeltet. I det følgende er gitt en kort beskrivelse av effekter av utslipp av produsert vann /20/.

Utslipp av produsert vann

Den raske fortynningen av produsert vann gir for korte eksponeringstider til å gi signifikante akutte effekter i organismer (OGP-rapport nummer 364, 2005). Mange komponenter vil raskt felles ut eller, med hensyn til spormetaller og stormolekylære PAH, vil disse raskt adsorberes til partikulært materiale. Komponentene har veldig lav iverende eller reell toksisitet. Risikovurderinger av alkylfenoler i produsert vann indikerte at det er ubetydelig risiko for reproduksjonseffekter på populasjonsnivå for torsk, sei og hyse. Feltovervåking har vist at produsert vann komponenter forekommer i de sjøområdene med mest utslipp av produsert vann, men negative miljøeffekter er ikke påvist. I Nordsjøen er det ikke målt økede nivå av forurensning fra produsert vann i fiskevev.

Det har så langt ikke vært mulig å påvise effekter på fiskens kvalitet for menneskelig konsum som følge av norsk petroleumsaktivitet, inklusive produsert vann utslipp.

De forventede utslippene fra Gjøafeltet vil bidra i liten grad til utslippsnivået i petroleumsvirksomheten i Nordsjøen totalt sett.

Det henvises til oppdatert regional konsekvensutredning for Nordsjøen, underlagsrapport "Konsekvenser av regulære utslipp til sjø" /20/ for ytterligere beskrivelse av konsekvenser i forbindelse med utslipp til sjø.

6.6.3.2 Utslipp av produsert vann fra Gjøafeltet i forhold til den norske kyststrømmen

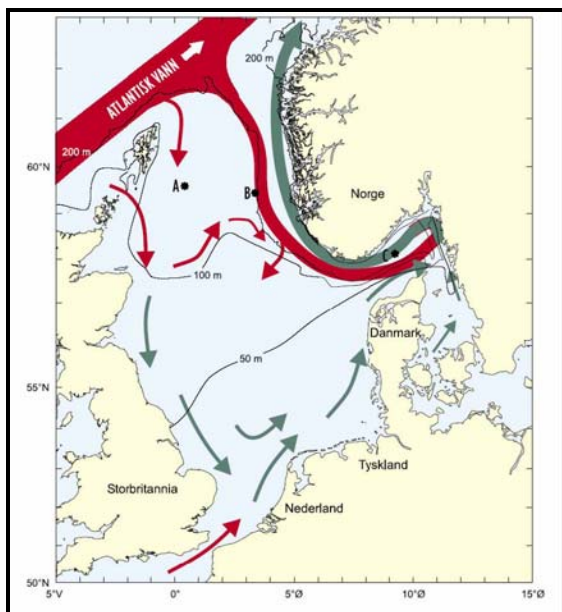
Gjøafeltet er lokalisert i nærhet av den norske kyststrømmen. Den norske kyststrømmen har en nordlig retning i dette området. Figur 6-6 viser de viktigste trekkene ved sikulasjonsmønstre og dybdeforhold i Nordsjøen og Skagerak. En mer detaljert beskrivelse av kyststrømmen er gitt i kapittel 4.

Den norske kyststrømmen er sterkt forurenset av næringsstoffer som følger strømmene fra Tyskebukta rundt Skagerak og videre til den norske kysten, jmfør figur 6-6. Næringsstoffene kommer fra urbane områder, avrenningsvann og elver. Drift av Gjøafeltet vil ikke medføre signifikante utslipp av næringsstoffer og vil derav ikke bidra til

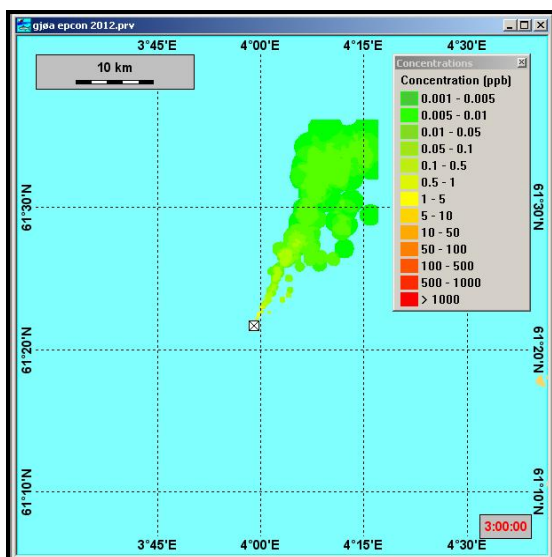
ytterligere eutrofisering av vannmassene i den norske kyststrømmen.

Figur 6-7 viser konsentrasjon av produsert vann i vannmassene i området rundt utslippspunktet.

Som figur 6-7 viser vil plumen fra det produserte vannet ha en retning mot nordøst.



Figur 6-6 De viktigste trekkene ved sirkulasjonsmønstre og dybdeforhold i Nordsjøen og Skagerrak. Røde piler: atlantisk vann. Grønne piler: kystvann.



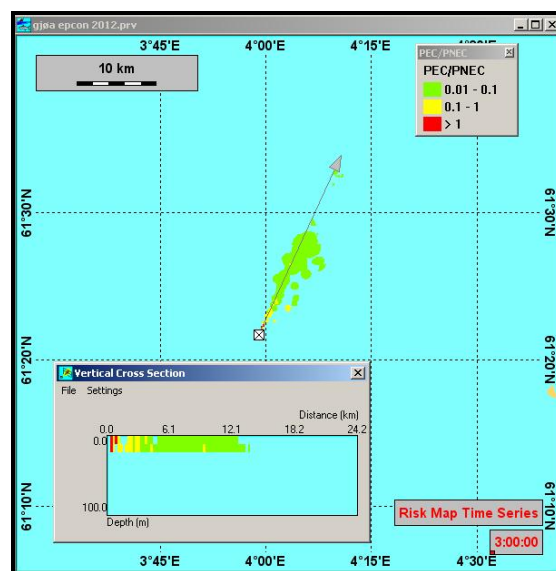
Figur 6-7 Konsentrasjonsfelt for produsert vann fra Gjøafeltet.

EIF-beregningene, basert på innhold av naturlige komponenter, viser at bidraget til

miljørisiko er målbart kun i nærhet til utslippspunktet, jmf figur 6-8.

Det har vært gjennomført litteratursøk for å finne fram til bakgrunnskonsentrasjoner i kyststrømmen for komponentene i det produserte vannet, uten resultat. Det vurderes at bakgrunnsverdier for komponenter som inngår i produsert vann i den norske kyststrømmen vil ligge under deteksjonsgrensen. Basert på en slik vurdering anses det som ikke nødvendig å legge til grunn bakgrunnsverdier ved simuleringer av EIF.

I regi av OLF er det planer om å igangsette et arbeid for å framskaffe data om bakgrunnskonsentrasjoner i vannsøylen. Slike data vil senere kunne benyttes som sammenlikningsgrunnlag.



Figur 6-8 Miljørisiko for utslipp av produsert vann fra Gjøafeltet. Røde områder gir bidrag til miljørisikoen. Gule og grønne områder bidrar ikke til miljørisikoen.

6.6.3.3 Radioaktive komponenter

Når avleiringshemmer tilsettes, vil bariumsulfatavleiringer (scale) på rørvegger og overflater hindres. Radioaktive komponenter vil være løst i det produserte vannet. Dermed vil krystaller av bariumsulfat og avleiringshemmer havne i sjøen sammen med det produserte vannet.

Når barium bundet til avleiringshemmer kommer ut i sjøen der sulfatinnholdet er betydelig høyere, brytes kompleksbindingen og det dannes nytt bariumsulfat. Når det produserte vannet havner i sjøen vil det

fortynnes i umiddelbar nærhet til utslippspunktet som følge av spredning og fortynning i sjøvann.

Løselighetsproduktet for bariumsulfat er meget lavt og enda lavere for radiumsulfat. Likevel vil det alltid være noe fritt barium og radium i sjøvann, både naturlig og ved tilførsel av produsert vann fra olje- og gassbrønnene. Det er dette radium som er tilstrekkelig mobilt til å vandre i næringskjeden. Løste radioaktive forbindelser i produsert vann fra Gjøafeltet anses imidlertid ikke å medføre målbare endringer i resipienten i forhold til bakgrunnsnivå.

6.6.3.4 *Hydraulikkvæske*

Hydraulikkvæsken vil fortynnes raskt med vannstrømmen etter at den er sluppet ut ved havbunnen. Det er ikke registrert negative effekter som kan relateres til utslipp av vannbaserte hydraulikkvæsker i Nordsjøen.

For øvrig vil spørsmålet om utslipp av hydraulikkvæske bli tatt endelig stilling til ved behandling av utslippssøknaden.

7 Akutte utslipp og oljevernberedskap

Akutte utslipp kan skje som uhell innen følgende kategorier:

- utblåsninger fra feltinstallasjoner i drift og i forbindelse med boring
- lekkasjer fra rør
- lekkasjer fra undervannsanlegg
- prosesslekkasjer
- lekkasjer fra lagerskip og skytteltankere

De største miljøkonsekvensene er i hovedsak knyttet til akutte utslipp av olje og påfølgende skade på sjøfugl.

Det er utarbeidet en separat miljørisikoanalyse gjeldende for akutte oljeutslipp som en del av konsekvensutredningen for Gjøafeltet.

3. parts tilknytning

Konsekvenser knyttet til eventuelle akutte utslipp fra Vegafeltet er behandlet i separat konsekvensutredning for feltet. Det henvises til denne for ytterligere informasjon.

7.1 Miljørisikoanalyse – formål og krav

Formålet med en miljørisikoanalyse er å vurdere hvorvidt utbygging og drift er akseptabel med hensyn til miljørisiko (akutte oljeutslipp), samt vurdere behovet for oljevernberedskap for en gitt utbygging.

Krav til miljørisikoanalyse er gitt i Styringsforskriften § 16. Styringsforskriften stiller krav om gjennomføring av miljørettede risikoanalyser og pålegger operatører å utarbeide akseptkriterier for risiko for skade på miljø. Akseptkriterier for akutte utslipp skal gi uttrykk for det risikonivået som operatøren beslutter er akseptabelt, vurdert med tanke på sannsynlighet for utslipp og de konsekvenser et utslipp vil ha for miljøet.

7.2 Akseptkriterier for miljørisiko

Basert på prinsippet om restitusjonstiden for den mest sårbare miljøressursen etter en miljøskade skal være ubetydelig i forhold til forventet hyppighet av miljøskaden, har operatøren utarbeidet akseptkriterier for felt-, installasjons- og operasjonsspesifikk risiko. Akseptkriteriene angir øvre akseptabel sannsynlighet i følgende fire miljøskadekategorier:

- Mindre miljøskade
- Moderat miljøskade
- Betydelig miljøskade
- Alvorlig miljøskade

Miljøskade er her uttrykt ved restitusjonstiden for "de mest sårbare ressursene". Akseptkriteriene skal være oppfylt for alle miljøskadekategoriene for at risikoen skal være akseptabel.

Tabell 7-1 viser operatørens installasjonsspesifikke akseptkriterier for miljørisiko, definert ut fra restitusjonstid for den mest sårbare ressursen.

Tabell 7-1 Installasjonsspesifikke akseptkriterier for miljørisiko.

Miljøskade Kategori	Restitusjonstid	Høyeste aksepterte sannsynlighet per år
Mindre	1 måned – 1 år	1×10^{-2}
Moderat	1 år – 3 år	$2,5 \times 10^{-3}$
Betydelig	3 år – 10 år	1×10^{-3}
Alvorlig	over 10 år	$2,5 \times 10^{-4}$

7.3 Forutsetninger

Følgende forutsetninger er lagt til grunn for beregning av miljørisiko for Gjøafeltet:

- Reservoaregenskapene gjør at de fleste av brønnene har en gasskappe over. Dersom en utblåsning skjer fra disse brønnene vil det utstrømning av gass etter kort tid. 5 av brønnene som er medregnet i utbyggingsåret har en gasskappe over oljen slik at utblåsningssannsynligheten for olje reduseres med 90 % fra basisfrekvensen.
- 2-grens brønner regnes som 2 brønner i miljørisikoberegningene
- Boring av brønnene representerer ingen spesielle forhold med hensyn til brønnskontroll
- Det antas konservativt at utslipp ikke vil antennes, dermed legges det ikke inn noen reduksjon i utslippsfrekvens for tennsannsynlighet
- Tid for boring av avlastingsbrønn er beregnet til 60 dager

For å identifisere aktivitetens risikonivå er miljørisiko beregnet for Dimensjonerende Fare- og Ulykkeshendelse (DFU) "Ukontrollert utblåsning av olje". I tillegg er det vurdert

frekvenser og konsekvenser for utslipp fra stigerørslekkasjer og rØrledningslekkasjer. Det er beregnet miljØrisiko for to ulike faser av prosjektet; utbyggingsfase og driftsfase.

Reservoaregenskapene til GjØafeltet er slik at det ved en eventuell utblåsning raskt vil forekomme inntrenging av gass i brØnnen. Dette medfØrer at utblåsningsraten av olje reduseres raskt og at mer gass slippes ut. Forholdet er ivarettatt i oljedriftsberegningene og videre i beregningen av miljØrisikoen, ved differensierte rater for de ulike varighetene. Fordelingen av de ulike utblåsningsratene er basert pÅ simuleringer av forhold ved olje- og gassutblåsning.

Forutsetningene og vurderingene som er beskrevet ovenfor medfØrer fremdeles en konservativ tilnærming, men gir samtidig et mest mulig realistisk bilde i forhold til de faktiske forholdene.

Oljeutslipp kan skje i forbindelse med utblåsning under boring og komplettering av brØnner i utbyggingsfasen, fra brØnner i produksjon eller i forbindelse med brØnnoverhalinger i driftsfasen.

Statoil har identifisert to representative År for beregning av miljØrisiko; ett i utbyggingsfasen og ett i driftsfasen. År 2010 er et År med hØy aktivitet i utbyggingsfasen med en utslippsfrekvens pÅ $2,76 \times 10^{-4}$ og $1,92 \times 10^{-4}$ for henholdsvis overflateutslipp og havbunnsutslipp. Tilsvarende vil utslippsfrekvens i et normalt driftsÅr vÆre $9,88 \times 10^{-5}$ og $9,42 \times 10^{-5}$ for henholdsvis overflateutslipp og havbunnsutslipp /16/.

7.4 Olje- og forvitringsegenskaper

GjØa er et olje- og gassfelt. Gassen representerer ingen miljØrisiko i denne sammenheng.

Som referanseolje for GjØafeltet har operatØren valgt Å bruke olje fra Snorre B. Det

antas at denne oljen har egenskaper som ligner pÅ oljen i GjØafeltet.

I tillegg til olje er det ogsÅ kondensat i reservoaret pÅ feltet. Det antas at kondensatet har omtrent tilsvarende egenskaper som kondensat fra Sleipner. Kondensat er ikke brukt i oljedriftsmodelleringene, og antas heller ikke Å vÆre dimensjonerende for miljØrisikoen. Ut fra vurderinger av egenskapene til oljen pÅ GjØafeltet, basert pÅ Snorre B-olje, kan man sammenligne oljens antatte egenskaper pÅ sjØ for sommer og vinter.

Under sommerforhold og vindhastighet pÅ 10 m/s danner Snorre B-oljen emulsjon med viskositet som overstiger 10.000 cP etter 2 dØgn. Vinterstid vil den samme oljen danne emulsjon med en viskositet pÅ 10.000 cP etter 9 til 10 timer pÅ sjØen, og viskositeten øker til opptil 20.000 cP etter 2 dØgn pÅ sjØen.

Fordampningen vil vÆre noe stØrre ved hØyere vindhastigheter. Ved en vindstyrke pÅ 5 m/s vil det vÆre liten nedblanding av olje i vannmassene før det har gÅtt ett dØgn. Ved hØyere vindhastigheter (10 m/s) starter nedblandingen allerede etter 2 timer pÅ sjØen, og etter ett dØgn vil omtrent 30 % av oljen vÆre nedblandet.

Både nedblanding og fordampning av olje vil vÆre stØrre vinterstid enn pÅ sommeren. HovedÅrsaken til dette er en gjennomsnittlig stØrre vindhastighet.

7.5 Oljedriftsberegninger

Det er utfØrt statistiske oljedriftsberegninger for GjØafeltet med utgangspunkt i rater og varigheter som angitt i henholdsvis tabell 7-2 og tabell 7-3. Det er pÅ denne bakgrunn gjennomfØrt modellering av overflateutslipp og sjØbunnsutslipp etter utblåsning for Årets tolv mÅneder.

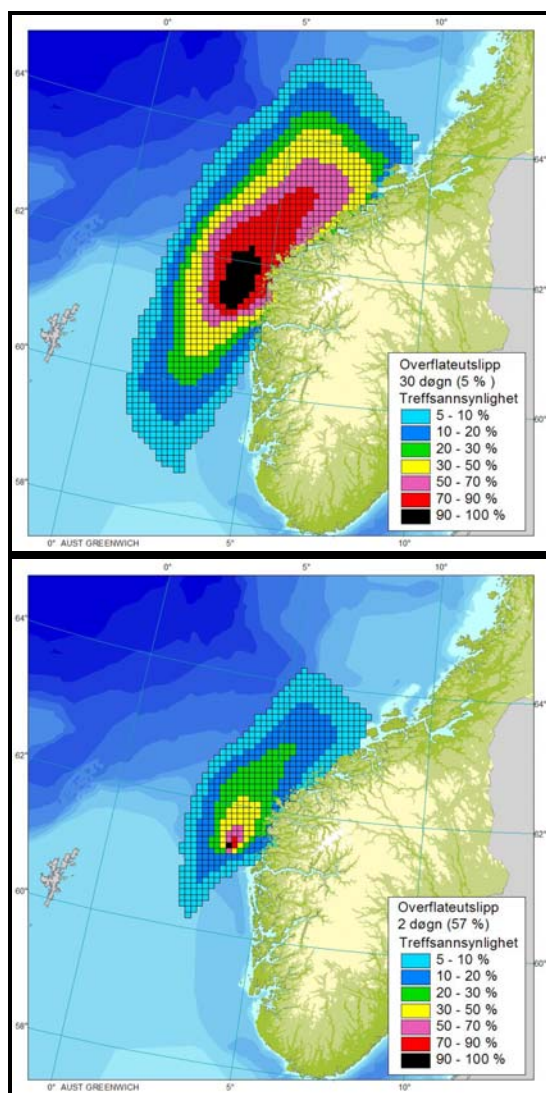
Tabell 7-2 Ratefordeling for overflate- og sjØbunnsutslipp.

Scenario	Varighet, oppgitt i antall dØgn					Prosentvis fordeling
	0-2	0-5	0-14	0-30	0-60	
Innboring, topp reservoar [m ³ /dØgn]	4600	3600	2600	2000	1600	0,15
Halvveis penetrert reservoar [m ³ /dØgn]	7200	6450	5350	4150	3050	0,45
Swabbing; Fullt penetrert reservoar [m ³ /dØgn *)	9800	9300	8100	6300	4500	0,40

*) Rater for produksjon, komplettering og brØnnoverhaling vil vÆre lik rate for swabbing.

Tabell 7-3 Varighetsfordeling for overflate- og sjøbunnsutslipp.

Fordeling	Varighet, oppgitt i antall døgn				
	0-2	0-5	0-14	0-30	0-60
Varighet overflate	0,57	0,20	0,15	0,05	0,03
Varighet sjøbunn	0,41	0,18	0,19	0,08	0,14

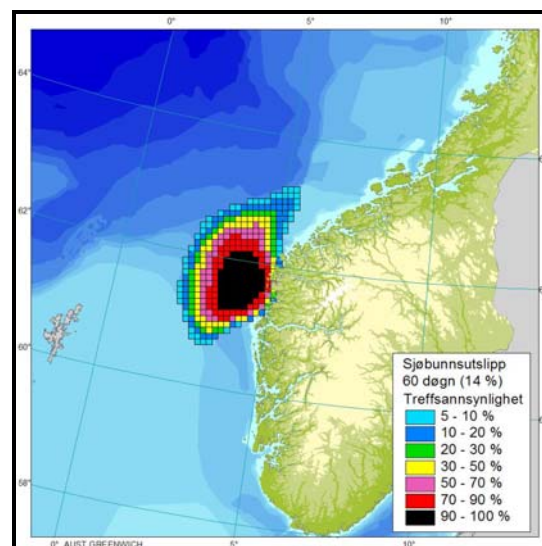


Figur 7-1 Oljedriftsstatistikk for 3600 simuleringer gjennom hele året. Treffsannsynligheter er presentert for overflateutblåsning med varighet på henholdsvis 2 og 60 døgn og vektet rate (7.149 m³ per døgn).

Hovedresultatene av modelleringen av sjøbunnsutslippet på 349 meters dyp er at det dannes et tynt flak på overflaten på 0,13 mm. Det er generert oljedriftsstatistikk gjennom året for fem varigheter (2, 5, 15, 30 og 60

døgn) på overflaten, forårsaket av både sjøbunns- og overflateutblåsning.

Resultatene fra oljedriftsberegningene er vist i figur 7-1 og figur 7-2. Figurene illustrerer hvilke områder som vil kunne bli berørt henholdsvis ved overflateutslipp og sjøbunnsutslipp.



Figur 7-2 Oljedriftsstatistikk for 3600 simuleringer gjennom hele året. Treffsannsynligheter er presentert for sjøbunnsutblåsninger med varigheter på 60 døgn og vektet rate.

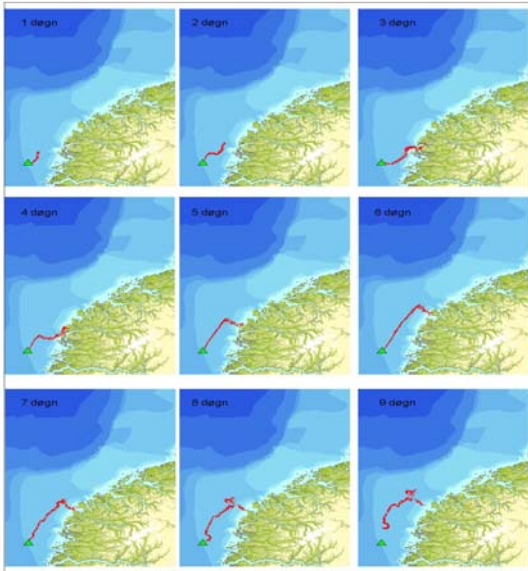
Influensområdet varierer i utstrekning i forhold til varigheten av utblåsningen. Størst utstrekning og høyest sannsynligheter for å treffe land viser statistikken for en overflateutblåsning med en varighet på 60 døgn. Det understrekes at en slik hendelse kun vil kunne forekomme i 3 % av tilfellene ved en overflateutblåsning fra Gjøafeltet, jmfør tabell 7-2. Influensområdet ved en utblåsning på 2 døgn (57 % sannsynlighet ved en overflateutblåsning fra Gjøafeltet) er mindre, og med lavere sannsynligheter for å nå land.

Oljedriftsstatistikken viser at influensområdet ved sjøbunnsutblåsninger generelt er mindre både på åpent hav og på land, enn influensområdet ved overflateutblåsninger.

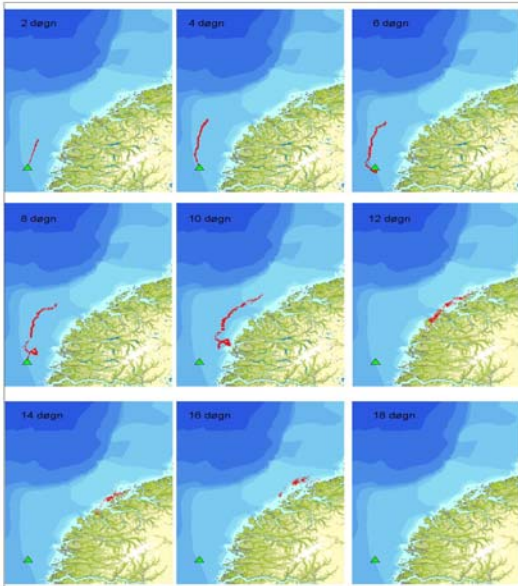
Sannsynligheten for å treffe land varierer med varigheten av utslippet.

Det understrekes at i en konkret utslippssituasjon vil det bare være et fåtall av de viste rutene som er berørt. Figur 7-3 viser to ulike simuleringer, henholdsvis korteste drivtid til land og største strandet mengde emulsjon. Disse to scenariene er ikke sammenfallende slik at det vil ikke være den største mengde emulsjon som treffer land raskest. Simuleringen for største strandet mengde viser at den vil nå land etter 12 døgn, mens korteste drivtid er 2,8 døgn.

Scenariet med kortest drivtid



Scenariet med størst strandet oljemengde



Figur 7-3 Enkeltscenarier for vektet rate og varighet.

7.6 Vurdering av miljørisiko

Gjøafeltets plassering nord i Nordsjøen medfører et influensområde som også strekker seg inn i Norskehavet.

Analysene av miljørisiko er basert på mulige utfall av en ukontrollert utblåsning av olje for både et høyaktivitetsår (utbyggingsår) og et gjennomsnittlig driftsår.

Dimensjonerende fare- og ulykkehendelse som miljørisikoen er beregnet for, er basert på et sett utblåsningsrater. Hele matrisen i tabell 7-2 og tabell 7-3 danner grunnlag for beregning av miljørisiko. Vektet rate for dette er 7.149 m³/d og vektet varighet er 7,7 døgn.

Som utgangspunkt for miljørisikoanalysene er det gjennomført en vurdering av hvilke naturressurser som har det største konfliktpotensialet innen influensområdet til feltet.

En Verdsatt Økosystem Komponent (VØK) er definert i veiledningen for gjennomføring av miljørisikoanalyser (OLF 2005). En VØK er en ressurs eller miljøegenskap som

- er viktig for lokalbefolkningen, ikke bare økonomisk
- har en nasjonal eller internasjonal interesse
- hvis den endres fra sin nåværende tilstand vil ha betydning for hvordan miljøvirkningene av et tiltak vurderes, og for hvilke avbøtende tiltak som velges

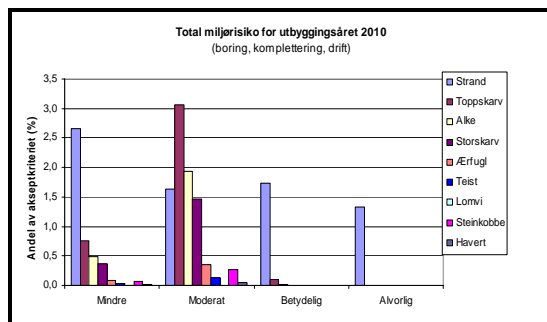
Følgende VØK'er er valgt for utarbeidelse av miljørisikoanalysen for Gjøafeltet:

- sildelarver
- alke
- lomvi
- teist
- storskarv
- toppskarv
- ærfugl
- havert
- steinkobbe
- strand

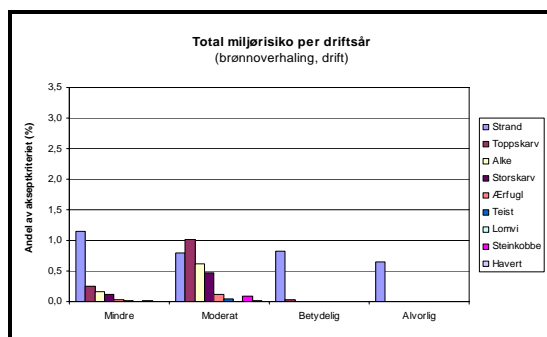
Resultatene er vist i figur 7-4 og figur 7-5 og viser at risikoen er høyere i utbyggingsåret enn i et gjennomsnittlig driftsår som følge av et høyere aktivitetsnivå i dette året. Resultatene viser gjennomgående en lav miljørisiko både for utbygging og drift av feltet.

Den totale miljørisikoen for utbyggingsåret, angitt som andel av operatørens spesifikke akseptkriterier, er vist i figur 7-4. Tilsvarende

er den totale miljørisikoen for et standard driftsår vist i figur 7-5.



Figur 7-4 Summen av miljørisiko for utbyggingsåret 2010 som følge av overflate- og sjøbunnsutslipp, vist som andel (%) av akseptkriteriet for hver konsekvenskategori.



Figur 7-5 Summen av miljørisiko for et vilkårlig driftsår som følge av overflate- og sjøbunnsutslipp, vist som andel (%) av akseptkriteriet for hver konsekvenskategori.

Det konkluderes med lav miljørisiko for aktiviteten på Gjøafeltet. Høyeste miljørisiko er funnet for toppskarv som i skadekategori moderat har en årlig miljørisiko i overkant av 3 % av akseptkriteriet i denne konsekvenskategori. Andre arter som gir utslag er alke, storskarv og ærfugl. Arter som har sin hovedutbredelse lenger nord slår ikke ut i analysen.

Miljørisikoen er lav til tross for høy utslippsrate ved både overflate- og sjøbunnsutslipp samt høy sannsynlighet for stranding av olje grunnet kystnær beliggenhet.

Det er flere faktorer som forklarer disse resultatene, blant annet lav utslippsfrekvens for aktiviteten og lav miljørisiko forbundet med sjøbunnsutblåsninger. Samtidig er det begrensede andeler av nasjonale bestander av sjøfugl innenfor influensområdet til feltet.

7.7 Oljevernberedskap

Operatørenes felles beredskap er dimensjonert for å håndtere en større oljeutblåsning med påfølgende stranding. Det understrekes at sannsynligheten for denne situasjonen er veldig lav, jamfør kapittel 7.3.

Gjennomføring av oljedriftsberegninger er beskrevet i kapittel 7.5. I tillegg til at et stort antall simuleringer gir et godt uttrykk for utfallsrom med hensyn til miljørisiko, gir de i tillegg viktig informasjon for planlegging av konsekvensreducerende tiltak i form av beredskap mot akutt forurensning. Viktige forhold i den forbindelse er drivtid til land og strandede oljemengder, samt behov for antall systemer i havgående beredskap. Disse faktorene påvirker responstid og omfang av innsats som er nødvendig.

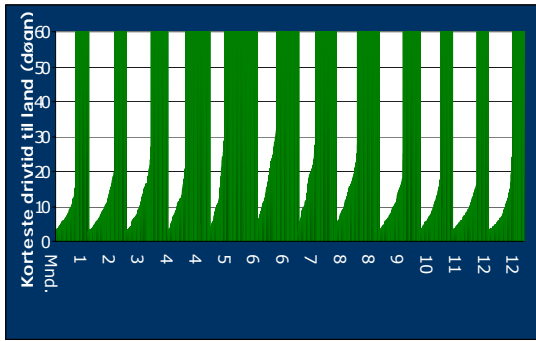
Hovedstrategien for beredskap mot akutt forurensning på norsk sokkel er mekanisk oppsamling nær kilden for utslippet ved hjelp av havgående systemer i barriere 1 og 2. I tillegg til de to første barrierene, er strategien å benytte ytterligere tre barrierer hvor den siste utgjør sanering av eventuelle strandområder som er påvirket av utslippet.

De fem barrierene er som følger:

- Barriere 1: Oppsamling på åpent hav nær kilden
- Barriere 2: Oppsamling på åpent hav og inn mot kystsonen
- Barriere 3: Oppsamling i kystsonen og beskyttelse av kystnære ressurser (miljøprioriterte lokaliteter)
- Barriere 4: Bekjempelse i fjordområder og strand/tidevannssonen
- Barriere 5: Strandsanering

Oljedriftsstatistikken som beredskapen for Gjøa er vurder opp mot er vekta rate og varighet beregnet ut i fra fullstendig rate/varighetsmatrise og er henholdsvis 7.149 m³ per døgn og 7,7 døgn.

Figur 7-6 viser minste drivtid til land fra et overflateutslipp for hver av årets måneder.

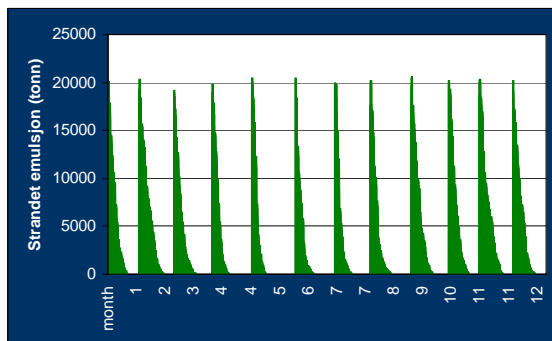


Figur 7-6 Minste drivtid til land, presentert månedsvis for simuleringer etter at utvalg er gjort i statistikken. Verdier over 60 døgn er simuleringer hvor olje ikke når land gjennom simuleringssperioden.

Som det fremgår av figuren er det til dels store variasjoner i drivtid gjennom året. I månedene april til august er drivtidene generelt lengre, og det er også en betydelig andel av simuleringene i denne perioden hvor olje ikke når land. I høst- og vintermånedene er det en større andel av simuleringene som medfører stranding av olje, og drivtidene er generelt kortere.

Fra oljedriftstatistikken har man fjernet de 10 % av hendelsene med kortest drivtid til land, samt de 10 % av hendelsene med størst strandet oljemengde. Tallene for Gjøa gjengir verdier etter at et slikt utvalg er gjort. Dette får å gjøre en reel sammenligning med NOFOs planverk.

Når det gjelder strandete oljemengder er forskjellene mellom ulike måneder tilsvarende, som vist i figur 7-7. Høyeste strandingsmengder er beregnet for sommermånedene, noe som har sin årsak i mindre vind i disse periodene. Dette gir mindre nedblanding av oljen.



Figur 7-7 Strandet mengde oljeemulsjon, presentert månedsvis for simuleringer etter at utvalg er gjort i statistikken.

Analyse av beredskapsbehov er gjennomført som en GAP-analyse i forhold til eksisterende beredskap i Region 3 hvor Gjøafeltet er lokalisert. Det er foretatt en verifikasjon av gap mellom behov og eksisterende beredskap samt en foreløpig vurdering over mulighetene for å dekke beredskapsbehovet.

Ved å gjøre utvalg fra den totale oljedriftstatistikken for feltet på tilsvarende måte som er gjort for dimensjonering av regional beredskap, vil minste drivtid være 2,8 døgn, og maksimal mengde strandet emulsjon være 20.548 tonn. Den dimensjonerende hendelsene i Region 3 i NOFOs planverk er utblåsning fra Troll C. Tilsvarende data for den dimensjonerende hendelsen er minste drivtid på 3,4 døgn og største mengde stranda emulsjon 14.674 tonn. Antall havgående systemer i barriere 1 vil for den dimensjonerende hendelsen også være lavere enn det som vil være behovet for Gjøa. Utblåsningsraten fra Gjøa er om lag 50 % høyere enn det som er dimensjonerende i regionen i dag. Dette tilsier at det vil være behov for ytterligere systemer i barriere 1, samt at det er sannsynliggjort økte systembehov i kyst- og strandsone.

Drivtid og strandingsmengder, samt antall havgående systemer for olje tilsier at Gjøafeltet vil kunne bli dimensjonerende for regional beredskap for NOFO Region 3.

Input til oljedriftsberegningene er meldt inn til NOFO og vil bli inkludert i NOFOs planverk innen oppstart av produksjonsboringen på Gjøafeltet.

NOFOs regionale beredskapsplaner vil i løpet av den kommende tiden gjennomgå en større oppdatering. Statoil vil gjennom dialog med NOFO sikre at Gjøa vil bli dekkende av den forestående oppdateringen.

7.8 Videre arbeid

Det vil bli gjennomført en fullstendig beredskapsanalyse for akutte utslipp fra Gjøafeltet i forkant av boringen av brønnene. Denne beredskapsanalysen skal danne grunnlaget for plan for oljevern. Analysen skal avdekke hvorvidt den etablerte beredskapen er dekkende for den nye aktiviteten og eventuelt angi hvilke tiltak som må settes inn for at beredskapen skal være dekkende.

Det foreligger ikke forvitningsstudier for oljen på Gjøafeltet. Dette grunnet at det ikke har vært tilgjengelig tilstrekkelig mengde olje for å gjennomføre disse studiene. Ved første anledning skal det tas oljeprøver fra feltet for bruk til forvitningsstudier. På bakgrunn av forvitningsstudiet skal det videre vurderes om det er behov for å kjøre nye oljedriftsberegninger. Dersom et slik behov avdekkes vill det også gjennomføres en oppdatering av miljørisiko- og beredskapsanalysen.

Inkludert i et slikt forvitningsstudie gjennomføres det også en dispergeringstest av oljen. Resultatene av dispergeringstesten vil benyttes i en NEBA-analyse (Netto Environmental Benefit Analysis).

8 Arealbeslag og fysiske inngrep

Natur- og miljøressurser i nærområdet rundt Gjøafeltet er nærmere beskrevet i kapittel 4. I det følgende beskrives konsekvenser for fiskeri, akvakultur, koraller og kulturminner som følge av utbygging og drift av Gjøafeltet.

3. parts tilknytning

Konsekvenser knyttet til installasjon og tilstedeværelse av undervannsanlegg og rørledninger for Vegafeltet er behandlet i separat konsekvensutredning for feltet. Det henvises til denne for ytterligere informasjon.

8.1 Konsekvenser for fiskeriene

Virkningene av feltutbygging og nye rørledninger kan deles inn i følgende tre hovedkategorier:

- Konsekvenser i utbyggingsfase i forbindelse med feltutbygging og rørlegging
- Arealbeslag omkring nye feltinstallasjoner
- Tilstedeværelse av nye rørledninger i områder der det drives trålfiske, herunder virkninger av steinfillinger og eventuelle ankermerker etter leggefartøy

8.1.1 Konsekvenser i utbyggingsfase

8.1.1.1 Konsekvenser for gyting

Feltutbygging og rørlegging foregår over så lang tid at arbeidet overlapper med en til to gytesesonger for de kommersielle artene som gyter i berørt område. For selve feltutbyggingen gjelder dette makrell, mens rørleggingen kan berøre gytefelt for øyepål, makrell og sei. Gytingen i Nordsjøen foregår ganske spredt både i tid og rom, og boreaktiviteter og rørleggingsarbeider ventes derfor ikke å medføre noen forstyrrelser for gytingen som kan resultere i merkbare bestandsmessige konsekvenser.

8.1.1.2 Konsekvenser i forbindelse med boring og installasjon av undervannsanlegg

Feltaktiviteter i forbindelse med produksjonsboring, installasjon av feltanlegg og feltinterne rørledninger kan medføre noe større ulemper for fisket enn selve driftsfasen. Tatt hensyn til ankerbeltet omkring boreriggene tilsvarer arealet som berøres i utbyggingsfasen en sirkel med diameter på om lag 2 kilometer. Det er et svært begrenset fiske med trål og ringnot som foregår i området som berøres av feltutbyggingen. Den tidsbegrensede anleggsaktiviteten ventes ikke å medføre merkbare fangstreduksjoner.

8.1.1.3 Konsekvenser i forbindelse med installasjon av rørledninger

Etter at rørleggingsarbeidet er avsluttet planlegges deler av rørledningene grusdumpet. Omfanget av grusdumpingen er på nåværende tidspunkt ikke klarlagt. Både ved installering av rørledningene og ved grusdumpingen vil aktivitetene medføre et midlertidig arealbeslag for alt fiske i området. Disse aktivitetene medfører tidsbegrensede arealbeslag som forflytter seg med arbeidet. Det er imidlertid tale om en meget tidsbegrenset aktivitet som ikke ventes å resultere merkbare fangsttap, men som kan medføre operasjonelle ulemper for fiskefartøyer i det området som til enhver tid er berørt. Vurdert ut fra fordelingen av fisket vil operasjonelle ulemper i hovedsak kunne forekomme i eggskråningen og på bankområdene videre vestover.

Det ligger ikke spesielt viktige gyte- eller oppvekstområder innenfor de områder som kan bli berørt av selve feltutbyggingen.

Innenfor område for gasseksportørledning finnes det viktige områder for gyting og oppvekst. Det er imidlertid ikke forventet at rørleggingsarbeidet eller tilstedeværelse av rørledningen vil medføre merkbare negative virkninger. Prosjektet vil i størst mulig grad søke å unngå de viktigste gyte- og larveperiodene.

8.1.2 Konsekvenser i driftsfase

8.1.2.1 Konsekvenser av feltinstallasjoner

Omkring plattformen etableres det en sikkerhetssone med radius 500 meter regnet fra ytterpunktet på installasjonen. Brønnrammene vil bli konstruert for å være overtrålbare. Det samme gjelder feltinterne rørledninger og ankere fra plattformen. Storparten av trålerne velger likevel å tråle utenom slike brønnrammer av frykt for fastheking av tråldører eller trålvaier.

I driftsfasen vil feltinstallasjonene i første rekke kunne være til ulempe for fiske med bunntål. Feltutbyggingen planlegges imidlertid gjennomført i et område der det foregår et svært begrenset fiske både med trål og andre redskaper. Det foregår ikke konsumfiske eller kolmulefiske med bunntål i nærområdet til den planlagte utbyggingen. Vurdert ut fra den begrensede fiskeriaktiviteten i berørt område ventes utbyggingen ikke å medføre fangstreduksjoner. I praksis ventes feltutbyggingen bare å kunne medføre mindre operasjonelle ulemper for fiskeriene som følge av at det er nye installasjoner å ta hensyn til i området.

Det vil i driftsfasen bli etablert en sikkerhetssone rundt feltinstallasjonen, tilsvarende et arealbeslag på om lag 1 km².

Undervannsanlegg vil bli gjort overtrålbare, og således vil konsekvensene av feltanleggene for fiskeriene i driftsfasen være neglisjerbare.

8.1.2.2 Konsekvenser av oljerørledning

Det drives ikke konsumtrålfiske i områder som berøres av den foreslåtte trasé fra Gjøafeltet til Troll oljerørledning II. Rørledningen går også øst for områdene der det drives industritrålfiske etter kolmule. De lokale reketrålfeltene vest for Øygarden og Kollsnes ligger sør for Oseberg Gasstransport (OGT) og berøres heller ikke av traséen.

Rørledning for oljeeksport ventes ikke å medføre ulemper for fiskeriene i driftsfasen.

8.1.2.3 Konsekvenser av gassrørledning

Storparten av konsumtrålfisket i Nordsjøen drives i dag av større ferskfisk- og fabrikktrålere. Disse fartøyene krysser rørledninger, herunder steinfyllinger og ankermerker, uten nevneverdige operasjonelle problemer eller skade på trålredskapen. Den planlagte gassrørledningen ventes derfor ikke å medføre arealbeslag eller operasjonelle ulemper av noen betydning for denne fartøygruppen. Erfaringer har imidlertid vist at konsumtråling over nylagte steinfyllinger kan medføre at betydelige steinmengder dras utover havbunnen omkring fyllingene.

Den planlagte gassrørledningen vil i første rekke kunne ha konsekvenser for fartøyer som driver industritrålfiske. Mulige konsekvenser er relatert til følgende:

- Tilstedeværelse av rørledning; fysisk hindring som vanskeliggjør tråling
- Grusdumping; grus og stein kan ødelegge fangst og utstyr
- Frie spenn; mulig at trål settes fast, sikkerhetsrisiko for trålfartøy
- Ankermerker ved eventuell bruk av ankerfartøy; ankermerker kan medføre risiko for å sette fast eller ødelegge redskap

Gassrørledningen vil krysse områder i bunnen av Norskerenna og områder i eggaskråningen der det drives fiske etter kolmule og øyepål. Konsekvensene for fisket avhenger av hvordan rørledningen installeres og omfanget av steinfyllinger i kryssningspunkter. Industritrålerflåten velger fortsatt å tråle utenom steinfyllingene både for å unngå skader på redskapen og for å unngå stein i fangsten. Det samme gjelder for ankergroper. Det er ikke besluttet om det skal brukes ankerfartøy eller et dynamisk posisjonert fartøy under leggingen. Sistnevnte vil gi vesentlig mindre konsekvenser for fiskeriene.

Dersom rørledningen installeres uten frie spenn, større steinfyllinger og uten at det oppstår ankermerker etter leggefartøy (DP-fartøy) vil rørledningen kun medføre mindre operasjonelle ulemper for industritrålfisket. De operasjonelle ulempene vil i første rekke være i form av behov for økt årvåkenhet ved kryssing av rørledningen. Over tid vil sannsynligvis rørledningen synke noe ned i den bløte bunnen

som kjennetegner store deler av Norskerenna. Dette vil lette overtrålingen ytterligere.

Dersom rørlegging skjer ved hjelp av leggefartøy som trekker seg fram etter ankre kan det oppstå ankermerker på begge sider av traséen i eggskråningen. Avhengig av blant annet bunn- og strømforhold vil ankermerkene kunne jevnes ut over tid. Ankermerker kan for industritrålerflåtene representere ulemper i form av fastheking og eventuelt også ødelegging av trålredskapen. Når posisjonen for slike ankermerker er kjent vil de representere en hindring på havbunnen som fartøyene vil prøve å tråle utenom. I slike tilfeller vil ankerropene innebærer et arealbeslag for trålfiske. Omfanget av slike mulige ulemper kan ikke fastslås før leggearbeidet er gjennomført.

Rørledning for gasseksport vil krysse Norskerenna og områder i eggskråningen hvor trålaktiviteten i perioder kan være svært stor. Samtidig er områdene rundt traséen sterkt berørt av olje- og gassvirksomheten. Erfaringer fra tidligere prosjekter tilsier at det vil være behov for spesielt fokus på disse forholdene.

8.1.2.4 Konsekvenser av kraftkabel

Med hensyn til den del av kraftkabelen som ligger til havs gjelder samme beskrivelser som er gitt for oljerørledningen, jmfør kapittel 8.1.2.2. Det ligger ingen trålfelt i det området som vil bli berørt. For andre redskaper vil det kunne oppstå midlertidige operasjonelle ulemper i utbyggingsfasen /31/.

Den planlagte trasé for kraftkabelen gjennom Fensfjorden og inn til Mongstad går omtrent midtfjords i Fensfjorden før den føres i land. I utbyggingsfasen kan installasjonsarbeidet medføre midlertidige forstyrrelser i fisket. I driftsfasen ventes ikke kraftkabelen å medføre ulemper for det lokale fisket i fjorden. Det drives ikke trålfiske i området som berøres direkte av trasé for kraftkabel (Konsekvensutredning for oljerørledning Troll – Mongstad, 1993). Konklusjonen i konsekvensutredning for oljerørledning fra Troll til Mongstad var at, med unntak av midlertidige forstyrrelser i anleggsfasen, rørledningen ikke ville medføre vesentlige ulemper for det lokale fisket. Det har ikke skjedd noe på disse årene som tilsier at denne konklusjonen ikke kan videreføres til kraftkabel i Fensfjorden /31/.

Videre er konsekvensvurdering for fiskeriene beskrevet i "Energiverk Mongstad – Gassrørledning Kollsnes til Mongstad – Konesjonssøknad med konsekvensutredning". Det konkluderes her med at rørledningen ikke vil være til hinder for fiske med ringnot eller passive redskaper som garn eller line i driftsfasen. Selve leggearbeidene kan medføre kortvarige forstyrrelser for fisket langs traséen. Et lite, midlertidig arealbeslag i forbindelse med selve leggearbeidet forventes ikke å medføre ulemper for dette fisket. Fiskeriaktiviteten i det området som vil bli direkte berørt er av begrenset omfang /34/.

Med unntak av midlertidige forstyrrelser i anleggsfasen vil ikke installasjon av kraftkabel fra Mongstad til Gjøafeltet medføre vesentlige ulemper for det lokale fisket.

8.1.3 Avbøtende tiltak - fiskeri

Aktuelle avbøtende tiltak i forhold til fiskeriinteressene kan være som følger:

- Etablere tett dialog med fiskerimyndigheter og fiskeriorganisasjoner
- Sikre erfaringsoverføring fra tilsvarende prosjekter
- Optimalisering av trasé for rørledninger for å redusere grusdumpingsvolum
- Prosjektering av rørledninger for å tåle overtråling
- Redusere høyden på eventuelle frie spenn til akseptabel høyde for overtråling
- Vurdere muligheten for bruk av leggefartøy som bruker dynamisk posisjonering
- Gjøre vurdering av eventuelle ankermerker etter rørleggingsfartøy og i samarbeid med fiskeriorganisasjonene vurdere om utjevning av merkene vil være aktuelt

8.2 Konsekvenser for akvakultur

Akvakulturnæringen er generelt svært viktig for bosetting og sysselsetting langs kysten av Vestlandet. Næringen kan berøres ved eventuelle akuttutslipp av olje knyttet til bore- eller driftsfasen.

Ordinær drift av Gjøafeltet vil ikke medføre konsekvenser for akvakulturanlegg langs norskekysten.

Skader forårsaket av olje på oppdrettsfisk vil være en kombinasjon av akutte giftvirkninger og stress. Også i forbindelse med opprensning

kan stressreaksjoner føre til økt dødelighet. Hydrokarboner kan videre akkumuleres i ulike typer av fettholdig vev, og gi opphav til redusert kondisjon eller smaksetting. Selv om fisk ikke blir utsatt for oljesøl, kan oljeforurensning i et område medføre økonomiske tap som følge av negative reaksjoner i markedet. Også selve anlegget vil kunne rammes og medføre tidsforbruk og kostnader i forbindelse med skifting og rensing av utstyr.

Det henvises til regional konsekvensutredning for Nordsjøen 1999, temarapport 7, for en mer utfyllende omtale av konsekvenser som kan oppstå dersom olje rammer områder med akvakulturanlegg.

8.2.1 Avbøtende tiltak - akvakultur

Beredskapsmessige tiltak er de viktigste avbøtende tiltak i forhold til akutte utslipp av olje.

For det/de enkelte anlegg vil også lokale beredskapsmessige tiltak, for eksempel utlegging av lenser, kunne være mulig ved tilgjengelig kapasitet.

Alternativt vil nedslakting og flytting av fisk eller anlegg til mindre eksponerte områder kunne vurderes nærmere.

Det henvises til kapittel 7 for beskrivelse av miljørisiko og oljevern i forbindelse med et eventuelt akutt utslipp av olje under utbygging og drift av GjØafeltet.

8.3 Konsekvenser for koraller

Som vist i figur 4-2 i kapittel 4 er det ikke kjent forekomst av koraller i området for utbyggingen av GjØafeltet. Kartlegginger i området har hittil ikke identifisert forekomster av korallrev.

I utgangspunktet er det ikke kjente forekomster av koraller i områder som vil kunne berøres av verken feltutbygging eller rørledninger for olje- og gasseskjort.

Det er imidlertid mulig at det kan finnes forekomster i skråningen ned mot Norskerenna. Disse vil i så fall bli identifisert under kartlegging av trasé for rørledning.

8.3.1 Avbøtende tiltak - koraller

Siden det ikke er identifisert forekomster av koraller i forbindelse med de havbunnskartlegginger som er gjennomført i tilknytning til utbyggingen er avbøtende tiltak ikke vurdert.

Nye undersøkelser vil bli gjennomført for trasé for rørledninger. Ved eventuelle funn vil Havforskningsinstituttet bli kontaktet og avbøtende tiltak bli vurdert.

8.4 Konsekvenser for kulturminner

Alle tiltak som berører sjøbunnen kan medføre direkte eller indirekte inngrep i kulturminner. Plassering av installasjoner på sjøbunnen vil føre til umiddelbar og permanent skade på skipsvrak, men vil ikke nødvendigvis medføre skade på funn fra steinalder, såfremt installasjonene ikke presses ned i sjøbunnen. Rørledninger som graves ned i bunnen kan føre til skade på funn fra steinalder.

Selv om dybdeforholdene i ulike områder som berøres av utbyggingen er slik at det kan finnes steinalderspor i området, og at det derav eksisterer et potensial for funn av skipsvrak i området er det et svært begrenset areal som berøres av utbyggingen. En kjenner videre ikke til eksempler på konflikter med kulturminneinteresser i forbindelse med rene offshore utbyggingsprosjekter.

I utgangspunktet er det ikke kjente forekomster av kulturminner eller skipsvrak i områder som vil kunne berøres av verken feltutbygging eller rørledninger for olje- og gasseskjort.

8.4.1 Avbøtende tiltak - kulturminner

Før utbyggingen tar til vil de aktuelle områdene kartlegges både med sidesøkende sonar og ROV. Dette vil muliggjøre identifikasjon av eventuelle skipsvrak i området. Dersom slike vrak skulle bli påvist gjennom kartleggingen, vil videre håndtering avklares nærmere med kulturminnemyndighetene.

9 Økonomiske forhold, leveranser og sysselsetting

Analysene av samfunnsmessige virkninger av utbygging og drift av Gjøafeltet er basert på investerings tall og forutsetninger slik de forelå våren 2006 ved beslutning om videreføring av prosjektet. Alle tall gjengitt i dette kapitlet er oppgitt i norske 2006-kroner.

Ved eventuelle endringer i produksjonsprofiler og forutsetninger kan inntekter og utgifter bli noe endret. Relevante myndigheter vil bli orientert dersom det skulle bli betydelige endringer i forhold til det som er lagt til grunn for konsekvensutredningen.

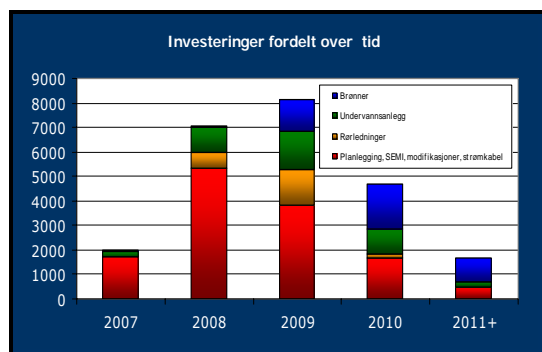
Ved vurdering av leveranser og sysselsettingsvirkninger nasjonalt og regionalt er det lagt til grunn en rekke forutsetninger og antakelser. Det påpekes at det vil kunne forekomme endringer i disse forutsetningene. Det endelige bildet kan derav komme til å avvike noe fra det som er vist.

3. parts tilknytning

Samfunnsmessige konsekvenser knyttet til utbygging og drift av Vegafeltet er behandlet i separat konsekvensutredning for feltet. Det henvises til denne for ytterligere informasjon.

9.1 Investeringskostnader

De totale investeringskostnadene er foreløpig anslått til 23,6 milliarder kroner. Figur 9-1 viser fordeling av investeringskostnader knyttet til utbyggingen av Gjøafeltet over tid.



Figur 9-1 Prosentvis fordeling av investeringskostnader over tid, oppgitt i millioner kroner. Fordelingen er basert på oppstart av produksjon i oktober 2010.

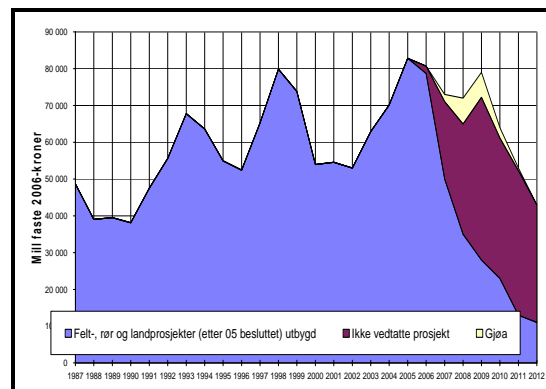
Investeringene fordeler seg hovedsaklig over fem år i perioden 2007 til 2011. Hovedtyngden av investeringer vil komme i år 2009.

Driftskostnadene er foreløpig beregnet til 625 millioner kroner per år. I tillegg kommer offentlige avgifter med nær 50 millioner kroner per år.

9.2 Virkninger for investeringsnivået på norsk kontinentalsokkel

Investeringer i feltinstallasjoner og rørledninger på norsk kontinentalsokkel har vist en økende tendens gjennom mesteparten av 1990-tallet. Fra et nivå på om lag 38 milliarder i 1990, økte investeringene til en topp på om lag 67 milliarder i 1993. Investeringsnivået gikk deretter ned til rundt 55 milliarder fram til 1996, før investeringsnivået igjen økte til et foreløpig toppnivå på om lag 80 milliarder i 1998. I perioden 2000 til 2002 sank investeringsnivået igjen til om lag 55 milliarder. Deretter økte investeringsnivået til ett nytt historisk toppnivå på drøye 80 milliarder i 2005. I tillegg til investeringene beskrevet ovenfor kommer kostnader knyttet til aktiviteter for leteboring. Investeringene for disse aktivitetene ligger på om lag 5 milliarder kroner per år.

Forventet utvikling i investeringsnivået i årene framover framgår av figur 9-2. Figuren er basert på Olje- og energidepartementets og Oljedirektoratets Faktahefte 2006 /28/.



Figur 9-2 Forventede investeringer på norsk sokkel, oppgitt i millioner kroner. Kostnader knyttet til aktiviteter for leteboring er ikke inkludert.

Figuren viser at investeringer i vedtatte felt og rørledninger faller raskt allerede fra år 2006, men særlig fra 2007, helt ned til et nivå på om lag 25 milliarder kroner per år i 2010. Investeringer i felt under vurdering hjelper en god del på denne nedgangen, særlig etter 2007, og opprettholder det forventede investeringsnivået på et nivå over 60 milliarder kroner per år fram til og med 2010.

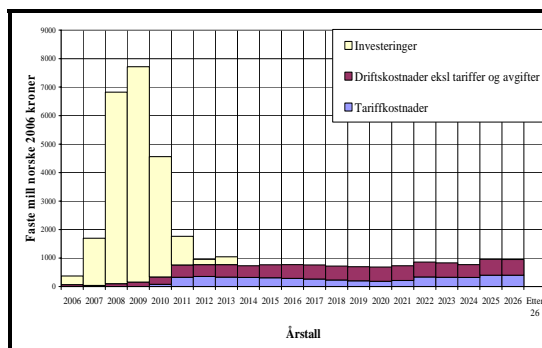
Kapasiteten i norsk offshorerettet næringsliv er ganske fleksibel, men har de senere år stort sett vært tilpasset et investeringsnivå på 60 til 70 milliarder kroner, med normale norske andeler av vare- og tjenesteleveransene på rundt 55 til 60 %. De to siste årene har kapasiteten, særlig i prosjektering, verkstedproduksjon og offshorerettet bygge- og anleggsvirksomhet, vært presset. Videre er riggmarkedet inne i en periode der etterspørselen etter riggtjenester er langt større enn tilbudet. Hvor lenge dette utbyggingspresset vil vare, er usikkert. Som det framgår av figuren, kan investeringsnivået på kontinentalsokkelen komme til å bli betydelig redusert allerede fra 2007, etter hvert som en del store utbyggingsprosjekter blir ferdigstilt. Det er ønskelig med nye større utbyggingsprosjekter som kan opprettholde investeringsnivået på et nivå rundt 70 milliarder kroner per år.

Investeringene i Gjøaprojektet starter opp for alvor i 2007, og pågår for fullt fram til 2011. Investeringsfasen til Gjøafeltet kommer dermed i en periode der norsk offshorerettet næringsliv, slik det ser ut i dag, begynner å få behov for nye oppdrag. Utbygging av feltet ventes dermed ikke å skape ytterligere pressproblemer i offshorerettet næringsliv. Prosjektet bidrar imidlertid vesentlig til å opprettholde en fortsatt høy aktivitet i norsk offshorerettet næringsliv.

9.3 Samfunnsmessig lønnsomhet

9.3.1 Investerings- og driftskostnader

Kostnadene består dels i investeringskostnader til produksjonsplattform, undervannsbrønner og rørledninger og dels av kostnader til drift av disse installasjonene. I tillegg vil det påløpe tariffkostnader for gass- og oljetransport. Et bilde av kostnadssiden av prosjektet framgår av figur 9-3.



Figur 9-3 Investerings- og driftskostnader fordelt over tid, oppgitt i millioner kroner.

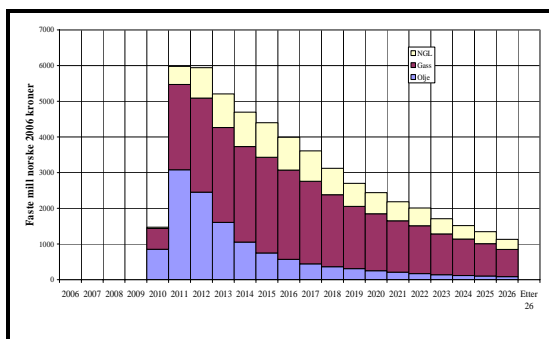
Som det framgår av figuren er investeringskostnadene det helt dominerende kostnadselementet de første årene. Fra år 2012 dominerer driftskostnadene inklusive tariff, med årlige kostnader på omlag 750 millioner kroner.

Samlede kostnader til investering og drift av feltet er beregnet til vel 36 milliarder kroner. Av dette er i overkant av 23 milliarder kroner investeringskostnader, 8 milliarder kroner er kostnader til drift av feltinstallasjoner og rør, mens resten, 5 milliarder kroner, er tariffkostnader til transport av petroleumprodukter.

Ved vurdering av samfunnsmessig lønnsomhet legges samfunnsmessige, ikke bedriftsøkonomiske kostnader til grunn.

9.3.2 Salgsinntekter

For det norske samfunn representerer petroleumressursene på Gjøafeltet betydelige verdier. For å beregne de samlede inntektene tas det utgangspunkt i planlagt produksjonsprofil for feltet, samtidig som det legges inn forutsetninger om framtidig dollarkurs og framtidige salgspriser for olje og gass. Basert på dette framgår samlede inntekter av produksjonen, jamfør figur 9-4. Det påpekes at det er usikkerheter knyttet til både produksjonsvolum og priser og at bildet kan bli noe endret på et senere tidspunkt.



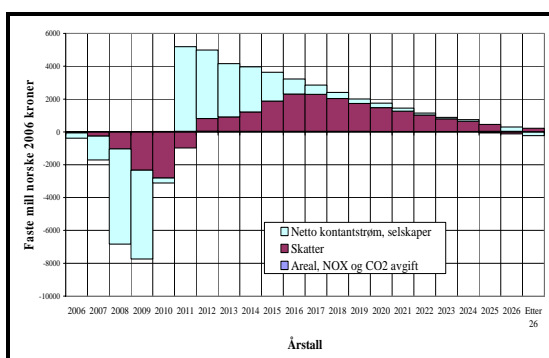
Figur 9-4 Salgsinntekter fordelt over tid, oppgitt i millioner kroner.

Som det framgår av figuren øker de forventede salgsinntektene raskt fra produksjonsstart i år 2010, til en topp på vel 6 milliarder kroner per år allerede i 2011. Deretter faller salgsinntektene gradvis fram til planlagt nedstengning av feltet. Samlet inntekt fra produksjonen er beregnet til omlag 53,5 milliarder kroner. Inntektene fordeles med 12,5 milliarder kroner på olje, 30,5 milliarder kroner på gass og 10,5 milliarder kroner på kondensat.

9.3.3 Samfunnsmessig lønnsomhet

Den samfunnsmessige lønnsomheten av prosjektet uttrykkes som nåverdi av framtidige inntekter fratrukket framtidige kostnader.

Figur 9-5 viser netto kontantstrøm gjennom feltets levetid.



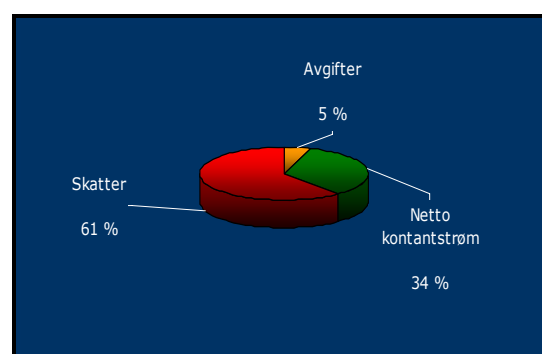
Figur 9-5 Netto kontantstrøm over feltets levetid, oppgitt i millioner kroner.

Som det framgår av figuren er netto kontantstrøm negativ i investeringsfasen 2006 til 2010. I 2011 snur dette til en positiv kontantstrøm før skatt på vel 4 milliarder kroner. Kontantstrømmen øker så raskt til et nivå på vel 5 milliarder i 2012. Deretter faller den langsomt mot null fram til planlagt nedstengning av feltet.

Samlet gir dette en netto kontantstrøm på omtrent 18 milliarder kroner i perioden 2007 til 2028. Også etter at alle kostnader er trukket fra er det dermed store inntekter for det norske samfunn av å investere i utbyggingen av Gjøafeltet.

Netto kontantstrøm fordeler seg med 0,6 milliarder kroner i avgifter til staten, 17,7 milliarder kroner i selskapsskatt til staten, og omtrent 6,7 milliarder kroner til oljeselskapene som deltar i prosjektet.

Figur 9-6 viser fordelingen av nåverdien av netto kontantstrøm på henholdsvis avgifter til staten, selskapsskatt til staten og på oljeselskapene.



Figur 9-6 Fordeling av nåverdi av netto kontantstrøm på aktører, oppgitt i millioner kroner.

Nåverdien er beregnet til omlag 8 milliarder kroner inklusive avgifter. Nåverdien av Gjøaprojektet er dermed betydelig. Etter vanlige beregningskriterier er utbygging av feltet helt klart samfunnsmessig lønnsomt.

En ser av figuren at størsteparten av den totale nåverdi i prosjektet vil tilfalle staten i en eller annen form. Selskapsskatt fra oljeselskapene utgjør alene 4,8 milliarder kroner eller 61 % av den samfunnsmessige nåverdien. I tillegg tar staten inn 0,4 milliarder kroner i avgifter, slik at statens samlede andel kommer opp i 5,2 milliarder kroner eller 66 % av total nåverdi i prosjektet. De øvrige 2,7 milliarder kroner, tilsvarende 34 %, tilfaller oljeselskapene som deltar i prosjektet.

9.4 Nasjonale og regionale vare- og tjenesteleveranser

Utbyggingen av Gjøaprojektet har en samlet kostnadsramme på nær 23,6 milliarder norske 2006-kroner hovedsakelig fordelt over 5 år i perioden 2007 til 2011. Et prosjekt i denne størrelsesorden er viktig for norsk næringsliv,

fordi prosjektet kan gi betydelige vare- og tjenesteleveranser og skape verdifulle sysselsettingseffekter i det norske samfunn.

For å kunne anslå disse virkningene er det nødvendig å gjøre forutsetninger om forventede nasjonale og regionale andeler av verdiskapningen i vare- og tjenesteleveransene til prosjektet både i utbyggingsfasen og i driftsfasen. En er her særlig opptatt av verdiskapningen fordi det er denne og ikke kontraktsverdiene som gir sysselsettingseffekter og virkninger for norsk og regionalt næringsliv.

Vurdering av leveranser er basert på erfaringer fra tidligere utbyggingsprosjekter av samme type. Norske og regionale leverandørers leveringsmuligheter, konkurranseevne og kompetanse er vurdert. På dette grunnlag er deretter nasjonale og regionale andeler av verdiskapningen i prosjektet anslått.

I RKU 2006 underlagsrapport "EtterprØving av fire utbyggingsprosjekter" er norsk andel av verdiskapningen i fire nylig utbygde prosjekter i Nordsjøen analysert /35/. De fire utbyggingsprosjektene er:

- Statoil KvitebjØrn, en separat feltutbygging med bunnfast feltinstallasjon med prosessanlegg, boligkvarter og boremodul
- Hydro Oseberg Vestflanken, en typisk satelittutbygging som benytter infrastrukturen pÅ Osebergfeltet
- ConocoPhillips Ekofisk 2/4 M, en ny prosess- og brØnnhodeplattform som skal effektivisere oljeproduksjonen pÅ Ekofiskfeltet
- Statoil Sygna, en typisk satelittutbygging tilknyttet Statfjord C

Prosjektene ble valgt ut fordi de nylig er avsluttet, og fordi de ansees typiske for framtidige utbyggingsprosjekter pÅ norsk kontinentalsokkel.

I det fØlgende er gitt et kort sammendrag av analysene som ble gjennomfØrt for Statoil KvitebjØrn.

Statoil KvitebjØrn

Feltinstallasjonen pÅ KvitebjØrn består av et stort plattformdekk med bunnfast stÅlunderstell og utstyr for boring og prosessering av gass og olje. Samlet utbyggingskostnad var rundt 10,2 milliarder kroner. Norsk næringsliv deltok aktivt i utbyggingen av plattformdekket med en

beregnet norsk andel av verdiskapningen pÅ 63 %.

HovedleverandØren til bygging av dekket var Vetco Aibel, med viktige delleveranser fra Heerema pÅ boremodulen og Leirvik Sveis pÅ boligkvarteret. Understellet til KvitebjØrn ble bygget av Aker Verdal med en norsk andel av verdiskapningen pÅ rundt 65 %. Boring av til sammen 11 produksjonsbrØnner er foretatt av KCA Deutag Drilling med norsk verdiskapningsandel pÅ 73 %, mens gassrØret til Kollsnes og oljerØret til Troll oljerØr II hadde en norsk verdiskapningsandel pÅ henholdsvis 39 % og 29 %. Til sammen ga dette en norsk andel av verdiskapningen i KvitebjØrnprosjektet pÅ 62 %, noe som viser seg å stemme forholdsvis godt med konsekvensutredningens forhÅndsanslag pÅ 57 %.

Utvikling av norsk andel av verdiskapningen i leverandØrmarkedet i Nordsjøen viser bÅde for utbyggingsprosjekter og for drift av bemerkelsesverdige stabilitet over tid. En årsak til dette er at Nordsjøen som fØlge av høye skatter, gode fradragmuligheter og strenge myndighetskrav, hele tiden har fungert som et teknologisk utviklingssted for internasjonal petroleumsvirksomhet. Dette drar norsk næringsliv stor nytte av når de nå satser pÅ oppdrag pÅ andre lands kontinentalsokkel. En viktig erfaring fra etterprØvingsstudien er ellers at norsk offshorerettet næringsliv er i rask endring. En etterprØvingsstudie som denne har derfor begrenset varighet, og må oppdateres jevnlig for å ha verdi for framtidige konsekvensutredninger av nye utbyggingsprosjekter.

Resultatene for GjØafeltet er basert pÅ de antakelser og forutsetninger som forelÅ vÅren 2006. Det understrekes at endringer i disse kan medfØre endringer i det bildet som er vist.

Det regionale nivÅ som er lagt til grunn er Hordaland og Sogn og Fjordane fylker. Det er dette omrÅdet som vil bli mest berØrt i bÅde utbyggings- og driftsfase av GjØafeltet.

9.4.1 Nasjonale og regionale vare – og tjenesteleveranser i utbyggingsfasen

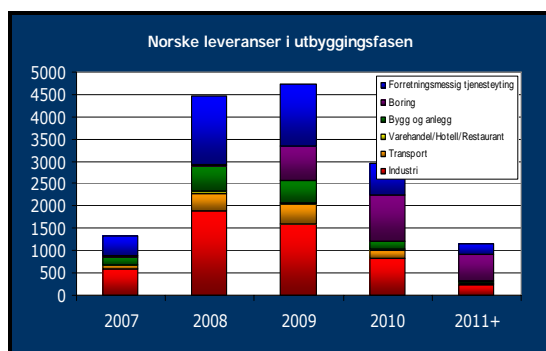
9.4.1.1 Nasjonale vare- og tjenesteleveranser

Beregnete nasjonale vare- og tjenesteleveranser til utbygging av GjØafeltet

er på vel 14,6 milliarder kroner. Dette tilsvarer omlag 62 % av de totale investeringene.

De nasjonale leveransene fordeler seg over fem år i perioden 2007 til 2011. Toppårene for de anslåtte nasjonale leveransene er 2008 og 2009, med beregnede vare- og tjenesteleveranser fra norsk næringsliv på om lag 4,5 milliarder kroner per år.

Fordeling av de nasjonale leveransene på næring og i tid er vist i figur 9-7.



Figur 9-7 Beregnede nasjonale vare- og tjenesteleveranser i utbyggingsfasen fordelt på næring og tid, oppgitt i millioner kroner.

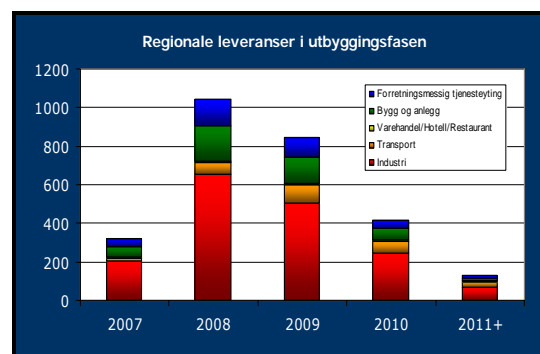
Valg av byggested for produksjonsplattformen er en svært viktig faktor i dette bildet. Dersom plattformen blir bygget og utrustet i utlandet i stedet for i Norge vil nasjonal andel av verdiskapningen for utbyggingen synke til omlag 43 %.

9.4.1.2 Regionale vare- og tjenesteleveranser

Beregnete regionale vare- og tjenesteleveranser til utbygging av Gjøafeltet fra næringslivet i Hordaland og Sogn og Fjordane er på vel 2,7 milliarder kroner. Dette tilsvarer omlag 19 % av de nasjonale leveransene.

De regionale leveransene fordeler seg også over fem år i perioden 2007 til 2011, men her med 2008 alene som toppår. Leveranser fra Hordaland og Sogn og Fjordanes næringsliv i toppåret er anslått til vel 1 milliard kroner.

Anslått fordeling av de regionale leveransene på næring og i tid er vist i figur 9-8.



Figur 9-8 Beregnede regionale vare- og tjenesteleveranser i utbyggingsfasen fordelt på næring og tid, oppgitt i millioner kroner.

Avgjørelsen om hvor plattformen bygges og utrustes vil naturlig nok være svært avgjørende for leveransene også her. Bygges plattformen i utlandet, blir de beregnede regionale leveransene i prosjektet mer enn halvert, og kommer ned på om lag 1,2 milliarder kroner, eller rundt 12 % av de justerte nasjonale leveransene.

Det er også viktig for regionen hvor i Norge plattformen bygges og utrustes. En har i beregningene ovenfor lagt inn 50 % sannsynlighet for at dette skjer i Hordaland. Bygges og utrustes plattformen i Hordaland, øker de regionale vare- og tjenesteleveransene i utbyggingen til vel 4,3 milliarder kroner. Bygges den i stedet i Rogaland synker de regionale leveransene til vel 1,2 milliarder kroner, det samme som om plattformen bygges i utlandet.

9.4.2 Nasjonale og regionale vare- og tjenesteleveranser i driftsfasen

Drift av Gjøafeltet er i et normalår beregnet til å koste om lag 625 millioner kroner, eksklusive areal-, NO_x- og CO₂-avgift samt transporttariffer for olje og gass.

Til grunn for beregnede driftskostnader er det forutsatt en driftsbemanning på feltet på 129 personer, fordelt på tre skift. I tillegg kommer den landbaserte driftsorganisasjonen, forutsatt med en bemanning på 32 personer. Offshorebemanningen vil bli rekruttert fra hele landet. Den landbaserte driftsstøtten vil i hovedsak være lokalisert i Stavanger.

9.4.2.1 Nasjonale vare- og tjenesteleveranser

Beregnete nasjonale leveranser til drift av feltet er på omlag 320 millioner kroner i et normalt driftsår. Inkludert personellkostnader blir de nasjonale leveransene på hele 543 millioner kroner. Dette utgjør hele 87 % av totalkostnadene, og viser at drift av petroleumsfelt på norsk kontinentalsokkel i all hovedsak er en nasjonal aktivitet.

9.4.2.2 Regionale vare- og tjenesteleveranser

Regionale vare- og tjenesteleveranser til driften av feltet er beregnet til vel 140 millioner kroner per år, eller 26 % av de totale nasjonale leveransene. Tatt i betraktning at den landbaserte driftsstøtten i hovedsak ligger i Stavanger, og dermed er utenfor regionen, er dette en ganske stor regional andel.

De regionale driftsleveransene vil fordele seg på det regionale næringslivet i både Sogn og Fjordane og Hordaland. Operatørene antar at om lag 80 % av forsyningstjenestene vil gå ut fra Fjordbase i Florø. Dette er den klart nærmeste forsyningsbasen i området. En stor del av forbruksvarene antas også levert fra Fjordbase. Resten antas levert fra CCB basen utenfor Bergen. Når det gjelder undervanns produksjonsanleggene er base ikke vurdert på nåværende tidspunkt. Når det gjelder personelltransport antas det på nåværende tidspunkt at opptil 40 % av helikoptertrafikken vil gå ut fra Flesland mens de resterende 60 % vil gå ut fra Florø.

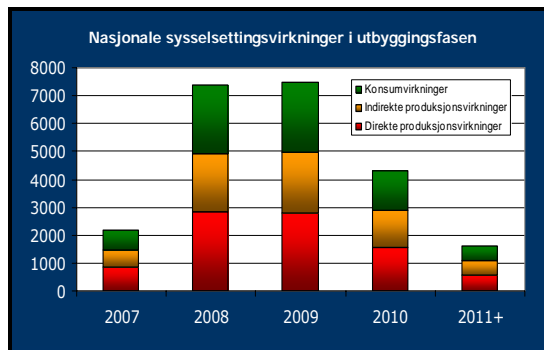
9.5 Nasjonal og regional sysselsetting

Resultatene som er gitt nedenfor er basert på de antakelser og forutsetninger som forelå våren 2006. Det påpekes at det er en viss grad av usikkerhet i tallene og at endringer i antakelser og forutsetninger kan medføre endringer i det bildet som er vist.

9.5.1 Nasjonal og regional sysselsetting i utbyggingsfasen

9.5.1.1 Nasjonale sysselsettingsvirkninger

Resultat av beregning av nasjonale sysselsettingsvirkninger i utbyggingsfasen er vist i figur 9-9.



Figur 9-9 Nasjonale sysselsettingsvirkninger i utbyggingsfasen, fordelt på type, oppgitt i antall årsverk.

Som det framgår av figuren vil de nasjonale sysselsettingsvirkningene av utbygging av Gjøafeltet samlet utgjøre vel 23.000 årsverk. Virkningene er fordelt over 5 år i perioden 2007 til 2011, på samme måte som de norske vare- og tjenesteleveransene, og med de største sysselsettingsvirkningene i 2008 og 2009.

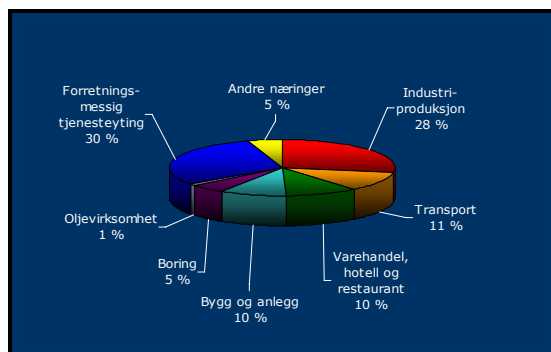
Det framgår videre at de nasjonale sysselsettingsvirkningene fordeler seg med om lag 8.500 årsverk i direkte produksjonsvirkninger hos leverandører til utbyggingsprosjektet, omlag 6.800 årsverk hos deres underleverandører og knappe 7.700 årsverk i konsumvirkninger.

Det understrekes at disse årsverkene ikke nødvendigvis er ny sysselsetting. De fleste av aktørene som vil bidra i utbyggingsfasen vil allerede være ansatt i verkstedsindustri, transportvirksomhet og forretningsmessig tjenesteyting. Gjøaprojektet bidrar hovedsaklig til å holde de ansatte i arbeid i utbyggingsfasen.

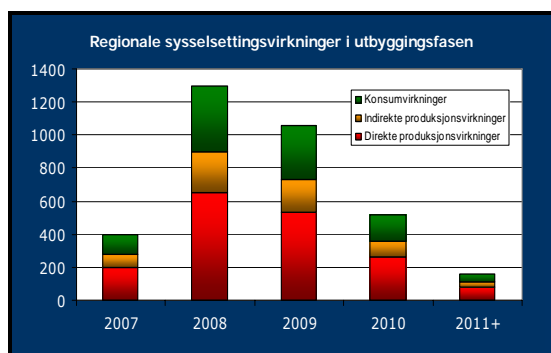
Nasjonale sysselsettingsvirkninger i utbyggingsfasen, fordelt på ulike næringer, er vist i figur 9-10.

9.5.1.2 Regionale sysselsettingsvirkninger

Resultat av beregning av regionale sysselsettingsvirkninger i utbyggingsfasen er vist i figur 9-11.



Figur 9-10 Nasjonale sysselsettingsvirkninger i utbyggingsfasen, fordelt på ulike næringer.



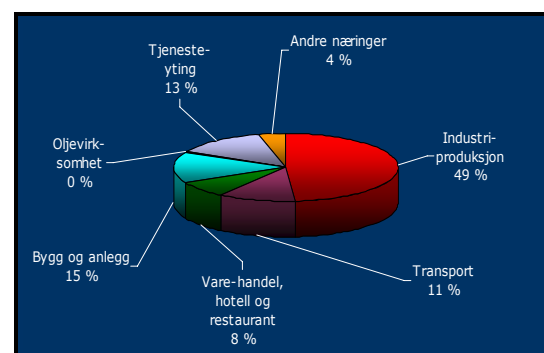
Figur 9-11 Regionale sysselsettingsvirkninger i utbyggingsfasen, fordelt på type virkning, oppgitt i antall årsverk.

Som det framgår figur 9-11 vil de regionale sysselsettingsvirkningene av utbyggingen av Gjøafeltet i utbyggingsfasen totalt utgjøre knappe 3.500 årsverk. De regionale sysselsettingsvirkningene fordeler seg med knapt 50 % på direkte produksjonsvirkninger hos lokale leverandører, omlag 20 % på indirekte produksjonsvirkninger hos lokale underleverandører og de resterende 30 % på konsumvirkninger.

Regionale sysselsettingsvirkninger i utbyggingsfasen, fordelt på ulike næringer, er vist i figur 9-12.

Som figur 9-13 viser er de årlige sysselsettingsvirkninger i driftsfasen på nasjonalt nivå beregnet til omlag 735 årsverk. Av dette vil om lag 345 årsverk være direkte produksjonsvirkninger hos leverandører. Indirekte sysselsettingsvirkninger hos underleverandører er beregnet til om lag 145 årsverk, mens rundt 245 årsverk er konsumvirkninger.

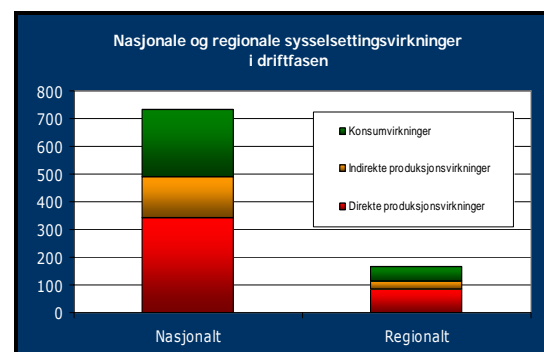
På regionalt nivå er tilsvarende årlige sysselsettingsvirkninger i driftsfasen beregnet til totalt 165 årsverk. Disse fordeler seg med 85 årsverk i direkte virkninger hos leverandører, 30 årsverk hos deres underleverandører og 50 årsverk i konsumvirkninger.



Figur 9-12 Regionale sysselsettingsvirkninger i utbyggingsfasen, fordelt på ulike næringer.

9.5.2 Nasjonal og regional sysselsetting i driftsfasen

Det er beregnet nasjonale og regionale sysselsettingsvirkninger av lønnskostnader og leveranser i driftsfasen, jamfør figur 9-13.



Figur 9-13 Årlige nasjonale og regionale sysselsettingsvirkninger fordelt på type virkning, oppgitt i antall årsverk.

Referanser

- 1 Statoil, PL 153 GjØa - Forberende konsekvensutredning, T&P ANT MST 05051
- 2 Statoil, PL 153 GjØa - Forslag til program for konsekvensutredning, 2006
- 3 Acona Group, Konsekvensutredning for GjØa - Virkninger for fiskeriene, 2006
- 4 Statoil, GjØa EIF produced water calculations, 2005
- 5 Statoil, GjØa EIF produced water calculations, 2006
- 6 Agenda Utredning & Utvikling AS, GjØa - Samfunnmessige konsekvenser, R 5206
- 7 Statoil, GjØa - Logistikkstudie, C097-GJO-O-RA 00003
- 8 Aker Kværner, GjØa Semi FEED - Environmental discharge, emission and technology assessment report, C097-AKE-S-RA-0009
- 9 Aker Kværner, GjØa Semi FEED - BAT evaluation summary report, C097-AKE-S-RA-0014
- 10 Statoil, GjØa DG2 - Produced Water Treatment, C097-GJO-Z-IP 00011
- 11 Statoil, GjØa DG2 - Power Generation Decision, C097-GJO-Z-IP 00010
- 12 Statoil, GjØa - Onshore Electrical Power
- 13 BKK, Nettberegninger - Kraftforsyning til GjØa, 18.5.2006
- 14 BMT Cordah, Environmental Statement for the GjØa to FLAGS pipeline, 2006
- 15 Det Norske Veritas, Miljørettet risikoanalyse - konseptalternativer GjØa, 12165
- 16 Det Norske Veritas, Miljørettet risikoanalyse for utbygging og drift av GjØa, 2006-1072
- 17 Statoil med flere, Regional konsekvensutredning Nordsjøen 1999
- 18 Statoil med flere, Regional konsekvensutredning Norskehavet 2003
- 19 IRIS, RKU Nordsjøen - Konsekvenser av regulære utslipp til sjØ, Rapport IRIS 2006/113
- 20 AMBIO, Regional konsekvensutredning for Nordsjøen - Beskrivelse av miljøtilstanden offshore, økosystem og naturressurser i kystsonen samt sjØfugl, AMBIO 20137-1
- 21 AMBIO, Regional konsekvensutredning for Nordsjøen - Kilder til forurensning i Nordsjøbassenet, AMBIO 20137-2
- 22 NILU, Oppdatering av regional konsekvensutredning for oljevirkomheten i Nordsjøen - Regulære utslipp til luft - konsekvenser, NILU OR 2006 O-105157
- 23 Havforskningsinstituttet, Miljø og naturressursbeskrivelse for Nordsjøen
- 24 Akvaplan niva, Oppdatering av regional konsekvensutredning for Nordsjøen - Konsekvenser for fiskeri og oppdrettsnæringen: Aktivitet 1 Beskrivelse av oppdrettsnæringen, APN-421.3484 2006
- 25 Akvaplan niva, Oppdatering av regional konsekvensutredning for Nordsjøen - Konsekvenser for fiskeri og oppdrettsnæringen: Aktivitet 2 og 3 Fiskerinæringen og konsekvenser av petroleumsvirkomhet, APN-421.3484.1 2006
- 26 Norsk Sjøfartsmuseum, Regional konsekvensutredning Nordsjøen - Beskrivelse av kulturminnefunn i Nordsjøen; vurdering av sannsynlighet for nye funn og eventuelle konsekvenser i forbindelse med petroleumsvirkomhet, Underlagsrapport 2006
- 27 Havforskningsinstituttet, Miljø og ressursbeskrivelse av området Lofoten - Barentshavet, Underlagsrapport ULB
- 28 Oljedirektoratet og Olje- og energidepartementet, Fakta norsk petroleumsvirksemnd 2006
- 29 Olje- og energidepartementet, Miljø norsk petroleumsvirkomhet 2005
- 30 Statoil, GjØa - Utslippsfaktorer for beregning av utslipp til luft ved kraftgenerering fra el-nettet på land, 2005
- 31 Personlig meddelelse, Acona Group ved Martin Ivar Aaserød, 14.9.2006
- 32 Internett, http://home.c2i.net/soma_ingebrigtsen/public_html/oseanografi/Strommer_klima/den_norske_kyststrommen.htm
- 33 Aker Kværner, GjØa Produced Water Treatment, C097-AKE-P-RA-0005
- 34 Statoil, Energiverk Mongstad - GassrØrledning Kollsnes - Mongstad - KonesjonssØknad med konsekvensutredning, 2005
- 35 OLF, Regional konsekvensutredning for Nordsjøen - EtterprØving av fire utbyggingsprosjekter, 2006

Vedlegg A Fastsatt utredningsprogram

Det vil bli utarbeidet to konsekvensutredningsdokument:

- en felles konsekvensutredning for feltutbyggingen og olje- og gasseksportørledningene på norsk sektor, norskspråklig
- en konsekvensutredning for den del av gasseksportørledningen som ligger i britisk sektor, engelskspråklig

I den engelske konsekvensutredningen vil det bli gitt et sammendrag av den norske konsekvensutredningen. Tilsvarende vil det i den norske bli gitt et sammendrag av den engelske konsekvensutredningen.

Det påpekes at utarbeidelse av engelsk konsekvensutredning forutsetter valg av referensløsning for gasseksport fra feltet.

Konsekvensutredningen på norsk sektor vil dekke norsk Plan for utbygging og drift (PUD) og Plan for anlegg og drift (PAD). Konsekvensutredningen på britisk sektor vil dekke britisk Pipeline Work Authorization (PWA).

En vil i utredningen på norsk sektor dra nytte av det utredningsarbeidet som er gjennomført i regional konsekvensutredning for Nordsjøen, RKU Nordsjøen, godkjent i 1999. Det betyr at det ikke vil bli gjennomført nye studier for tema som allerede er dekket gjennom RKU Nordsjøen, men at en i stedet vil benytte henvisninger til denne. Eventuell oppdatert informasjon om miljøet omkring Gjøa utarbeidet i forbindelse med oppdatering av RKU Nordsjøen våren 2006 vil bli benyttet i forbindelse med utarbeidning av konsekvensutredningen i den grad denne foreligger tidsnok.

Hydro planlegger en felles utbygging av feltene Camilla, Belinda og Fram B. Feltene vil knyttes til produksjonsinnretningen på Gjøa for prosessering og eksport. Utslipp knyttet til prosessering og eksport av volumer fra de tre feltene dekkes av konsekvensutredningen for Gjøa.

Det henvises til utredningsprogrammet for Camilla, Belinda og Fram B for beskrivelse av utredningsaktiviteter for disse feltene. Program for konsekvensutredning og konsekvensutredning for Camilla, Belinda og Fram B utarbeides på kun på norsk og sendes derav på offentlig høring kun i Norge.

A.1 Innhold i konsekvensutredningene på norsk og britisk sektor

Konsekvensutredningene på norsk og engelsk sektor vil bli basert på foreliggende utredningsprogram og inneholde en omtale av alternative utbyggings- og eksportløsninger som har vært vurdert samt begrunne valg av utbyggingsløsning. Det vil med andre ord bli gjort rede for de valg som er gjort med hensyn til teknisk gjennomførbarhet, sikkerhet, økonomi og miljøvirkninger, inkludert konsekvenser for fiskeri og annen næring. De norske samfunnsøkonomiske konsekvenser vil bli beskrevet i norsk konsekvensutredning.

Konsekvensutredningene vil gi en utfyllende beskrivelse av den utbyggings- og transportløsning som er valgt, og utrede hvilke konsekvenser denne har for miljø og norsk samfunn. Forebyggende og avbøtende tiltak ut fra selskapets null-skade filosofi og myndighetens rammebetingelser vil bli nærmere dokumentert.

Det vil bli redegjort for hvilke tillatelser, godkjennelser eller samtykker det skal søkes om i henhold til gjeldende lovgivning. Planer for avvikling og beredskap vil bli kort beskrevet.

Det vil bli gitt en kort oppsummering av innkomne høringsuttalelser samt operatørens kommentarer til disse.

Utredningsaktivitetene nedenfor er dekkende for feltutbyggingen, oljeeksportørledning og gasseksportørledningen både på norsk og britisk sektor.

De aktiviteter som vil inngå i konsekvensutredning dekkende for britisk sektor er markert i blå kursiv tekst. Øvrige aktiviteter anses ikke relevante for britisk sektor. Det vil imidlertid bli gitt et sammendrag av aktiviteter knyttet til gasseksportørledningen på norsk sektor.

A.2 Utredningsaktiviteter

A.2.1 *Beskrivelse av naturressurser og ressursutnyttelse i influensområdet*

Dette punktet anses å være dekket av RKU Nordsjøen. Det henvises til Temarapport 3.

Informasjon som er relevant for å beskrive mulig påvirkning av gasseksportørledningen på britisk sektor, 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.

A.2.2 Utslipp til luft

Konsekvensutredningen vil kvantifisere energibehov og utslipp til luft av CO₂ og NO_x, fordelt på de ulike utslippskilder. Det vil bli redegjort for de BAT-vurderinger som er lagt til grunn og aktuelle tiltak for å redusere utslipp til luft vil bli beskrevet. Det vil bli gitt en begrunnelse for de valg som er foretatt.

Det vil i konsekvensutredningen redegjøres for følgende forhold knyttet til strømforsyning fra land:

- HMS-vurderinger, inkludert utslippsberegninger
- Teknisk gjennomførbarehet, inkludert tilgang på kraft
- Økonomi

Utslippene knyttet til utbyggingen vil sammenliknes med utslippene fra:

- Trollområdet og Nordsjøen
- Samlede utslipp fra norsk sokkel
- Nasjonale utslipp

Følgende punkt anses dekket av RKU Nordsjøen:

- Miljømessige konsekvenser av utslipp til luft

A.2.3 Regulære utslipp til sjØ

Utbyggingen vil kunne føre til utslipp til sjØ i forbindelse med:

- Boring
- Opprensning/Brønntesting
- *Klargjøring for drift, rørledninger*
- Drift

Det vil gis en beskrivelse av de forventede utslipp fordelt på de ulike operasjonene ovenfor, deriblant også mengdefordeling på hovedtyper av kjemikalier.

Boring og brønnooperasjoner

Det vil bli gitt en oversikt over type og mengde boreslam og mengde borekaks samt en oversikt over hvilke kjemikalier som skal benyttes i forbindelse med boring og komplettering av brønner. Eventuelle utslipp og konsekvenser vil bli nærmere vurdert.

Klargjøring av rørledninger

Utslipp av kjemikalier i forbindelse med klargjØring av eksportørledninger fra GjØafeltet vil bli beskrevet. Dette inkluderer kjemikalier som vil benyttes for å hindre korrosjon og begroing, og eventuelle fargestoffer som benyttes for trykktesting og lekkasjesøk.

Produsert vann

Driftsutslipp vil inkludere produsertvann håndtering for GjØa inkludert 3. parts tilknytning av feltene Camilla, Belinda og Fram B.

Mengder av produsert vann og komponenter i vannet vil bli beskrevet.

Det vil bli gjennomført beregninger av Environmental Impact Factor (EIF) for ulike håndteringsmetoder for produsert vann (rensing og injeksjon).

Resultatene vil bli gjengitt i konsekvensutredningen og benyttet som grunnlag for miljørisikovurderinger og sammenlikning av kostnadseffektivitet.

Det vil bli gjort rede for hvordan ulike metoder for håndtering av produsert vann vil påvirke prosjektøkonomien.

Data om eksisterende belastning av kyststrømmen (konsentrasjonsverdier for aktuelle komponenter) vil bli søkt framskaffet gjennom litteratursøk, og sammenlignet med beregnede konsentrasjonsverdier som følge av utslipp fra GjØa.

Andre regulære utslipp

Andre utslipp som drenasjevann, sanitærvløpsvann, kjølevann og fortrenningsvann antas ikke å medføre nevneverdige konsekvenser. Utslippene vil imidlertid bli kort beskrevet i konsekvensutredningen.

Konsekvensutredningen vil videre synliggjØre operatØrens nullutslippsstrategi, og hvordan denne planlegges implementert i dette prosjektet. I den forbindelse vil det bli fokusert på:

- Bruk av borevæske
- Opprensning/brønntesting
- Produksjonskjemikalier
- Håndtering av produsert vann

Utslippene til sjø som følge av utbyggingen vil bli relatert til utslipp fra:

- Trollområdet og Nordsjøen
- Samlede utslipp fra norsk sokkel

De potensielle miljømessige konsekvenser av utslippene vil kvalitativt beskrives basert på RKU Nordsjøen og *relevante studier utarbeidet i forbindelse med konsekvensutredning på britisk sektor*.

Gjennomførte overvåkningsprogrammer i området vil beskrives.

Det vil bli redegjort for de BAT-vurderinger som er lagt til grunn sammen med aktuelle tiltak for å begrense utslipp til sjø. Det vil bli gitt en begrunnelse for de valg som er foretatt.

A.2.4 Akutte utslipp til sjø

Konsekvensutredningen vil beskrive sannsynligheten for akutte utslipp av olje knyttet til bore- og driftsfasen. Det vil bli gjennomført modellering av forvitringsegenskaper, oljedriftsberegninger og miljørisikoanalyse inkludert oljevernberedskap. Resultatene vil gjengis i konsekvensutredningen.

Konsekvensutredning for akutte utslipp vil baseres på følgende elementer:

- Konsekvensbeskrivelser for akutte utslipp
- Konsekvensbeskrivelsene suppleres med resultater fra RKU Nordsjøen
- Beskrivelse av eksisterende oljevernberedskap i området og kapasitet i forhold til Gjøa (NOFOs regionale planverk)

A.2.5 Konsekvenser ved arealbeslag og fysiske inngrep

Konsekvenser for fiskeri og akvakultur

Det vil bli gjennomført analyser av følgende elementer:

- *Eventuelle konsekvenser for fiskerier knyttet til bore- og anleggsfasen, og mulige tiltak for å redusere eventuelle skadevirkninger*

- *Eventuelle konsekvenser knyttet til tilstedeværelse av rørledningene og brønnramme i driftsfasen*

Følgende punkt anses for norsk konsekvensutredning dekket av RKU Nordsjøen:

- Beskrivelse av fiskeressursene og akvakultur i influensområdet (Beskrivelsene vil bli supplert med oppdatert informasjon)
- Beskrivelse av fiskeriaktivitet i området og generell omtale av konsekvenser av arealbeslag og akuttutslipp

Informasjon om fiskeriaktivitet vil bli innhentet og beskrevet i britisk konsekvensutredning for den del av gassseksportørledningen som ligger i britisk sektor.

Konsekvenser for koraller og habitater

Det vil gjøres en vurdering av potensialet for å berøre koraller i det aktuelle området basert på eksisterende kunnskap om forekomster i Nordsjøen.

I engelsk KU vil i tillegg eventuelle konsekvenser for verneverdige habitater eller arter, spesielt med hensyn til EUs habitat direktiv, for eksempel "pock marks" (karbonatstrukturer) vil også bli nærmere belyst..

Konsekvenser for kulturminner

Det vil gjøres en vurdering av potensialet for å berøre marine kulturminner i det aktuelle området basert på eksisterende kunnskap om forekomsten av slike objekter i Nordsjøen.

Undersøkelsesplikten etter § 10-1 i Petroelumsloven vil bli oppfylt gjennom havbunns- og trasékartlegginger. Dette vil bli skissert i konsekvensutredningen.

A.2.6 Samfunnmessige konsekvenser

Norsk konsekvensutredningen vil inneholde beregninger og analyser av:

- Forventede regionale og nasjonale vare- og tjenesteleveranser i utbyggings- og driftsfasen
- Arbeidskraftbehov og nasjonale sysselsettingseffekter i utbyggings- og driftsfasen
- Samfunnmessig lønnsomhet

Sysselsettingseffekter og muligheter for vare- og tjenesteleveranser vil bli 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.

A.2.7 Miljøovervåking

Norsk konsekvensutredning vil inneholde en nærmere beskrivelse og vurdering av resultatene fra den regionale og lokale miljøovervåking som i dag foregår. RKU Nordsjøen vil bli benyttet som et grunnlag sammen med resultater fra senere års tokt. Det vil bli gjort en sammenstilling av resultater som foreligger.

Konsekvensutredningen vil også vurdere i hvilken grad det er behov for spesifikke undersøkelser og overvåking.

Vedlegg B Oppsummering av offentlig høring

B.1 Helsetilsynet i Rogaland

Helsetilsynet i Rogaland ber Statoil så tidlig som mulig i prosjektet å knytte til seg personell som kan bidra med forslag til aktuelle løsninger omfattende helsemessige og hygieniske forhold.

Helsetilsynet i Rogaland har ingen innvendinger mot det oversendte forlag til program for konsekvensutredning.

Kommentarer:

Personell som kan bidra innenfor helsemessige og hygieniske forhold har vært tilknyttet prosjektet fra tidlig planleggingsfase og vil følge opp disse tema hos operatør og aktuell leverandør i den videre planlegging av prosjektet.

B.2 Hordaland Fylkeskommune (HFK)

HFK ved Fylkesutvalget ber om at de samfunnsmessige konsekvensene av alle de aktuelle utbyggingsløsningene for Gjøa må utredes like grundig og viser til at Fylkesutvalget gikk imot at rirkass fra Statfjord Senfase blir eksportert direkte til Storbritannia gjennom Tampen Link.

HFK ved Fylkesutvalget vil videre be om at energiforsyning og klimagassutslipp fra driften av Gjøa blir grundig belyst på bakgrunn av den prekære kraftsituasjonen som er i ferd med å nærme seg i Hordaland.

Kommentarer:

Utredning av samfunnsmessige konsekvenser i forbindelse med utbygging og drift av Gjøafeltet vil bli gjennomført for den valgte utbyggingsløsning. Utredningen vil synliggjøre regionale og nasjonale virkninger i utbyggings- og driftsfase.

Felt under utbygging og planlagte felt vil fylle all ledig kapasitet på Kårstø og Kollsnes frem til 2020. Gjøa prosjektet har vurdert ilandføring av gass både mot Kollnes, Kårstø og UK. I vurderingen av transportløsninger for gass fra Gjøa, ble det tidlig klart at det ikke er tilstrekkelig kapasitet i det eksisterende norske transport- og prosesseringssystemet og at ilandføring på Kollsnes eller Kårstø ville medføre store investeringer for en kortsiktig utnyttelse, mens det var rikelig med kapasitet i det britiske transportsystemet. Økonomiske vurderinger viser at bruk av FLAGS mot St. Fergus i Skottland er det klart beste alternativet for Gjøa partnerne. Gjøa prosjektet har derfor valgt å gå videre med denne løsningen.

Energiforsyning og klimagassutslipp fra driften av Gjøa vil bli belyst i konsekvensutredningen. Energiforsyning på regionalt nivå vil bli belyst i konsekvensutredningen, det henvises til kommentar under DN. Utslippene vil bli sammenliknet med utslippsnivået regionalt og nasjonalt.

B.3 Sogn- og Fjordane Fylkeskommune (SFFK)

SFFK mener at det er stor grunn til å legge vesentlig vekt på de samfunnsmessige forholdene i konsekvensutredningen for Gjøa, og at dette blir brutt ned på regionalt nivå. Utover utredningsaktiviteter oppgitt i utredningsprogrammet ber SFFK om en skikkelig utredning av ilandføring til Lutelandet og Florø som drifts- og base by i utbyggings- og driftsfase (forsyning av alt utstyr og materiell fra basen i Florø, utflygning av alt personell fra Florø Lufthavn, driftsorganisasjon for feltet i Florø og lagring og vedlikehold av utstyr og materiell for undervannsanlegg).

SFFK påpeker at områdene i Sogn og Fjordane er sterkt eksponert for utslipp og at en, i forhold til visse typer utslipp, er nær eller har overskredet tålegrensen i naturen. SFFK ber av den grunn om at utslippsnivå og kritiske grenseverdier blir tydeliggjort gjennom illustrative kart, og at en får fram hvordan utbygging og drift av Gjøafeltet vil spille inn, og hvilke alternativ en har for å avgrense skadevirkningene.

SFFK papeker at fangstmonster for fisk gar i sykluser og at det er forhopninger om at omradet igjen vil bli attraktivt med tanke pa fiske etter brosme og lange. SFFK ber om at installasjoner ma anlegges slik at de ikke hemmer fiske pa omradet og at de ellers er til minst mulig skade for fiskefeltene.

SFFK ber om at det, dersom aktuelt, tas hensyn til vandrende fiskestammer ved ny seismisk aktivitet i omradet. Videre peker SFFK pa at det er opprettet et seismisk utvalg i Sogn og Fjordane og at denne grupperingen kan vare en sentral samtalepart i videre utredning.

Kommentarer:

Gjoa ble pavist allerede i 1989 og ulike operatorer har vurdert en rekke ulike utbyggingslosninger, deriblant ilandforing av gass bade til Kollsnes, Karsto og mot UK.. Gjoa er et marginalt felt som ikke vil kunne finansiere utbygging av ny infrastruktur eller kostnadene ved utvidelse av behandlingsskapasiteten pa Kollsnes og Karsto.

Tilgjengelig kapasitet i det eksisterende norske transport- og prosesseringssystemet er ikke tilstrekkelig, og ilandforing pa Kollsnes eller Karsto vil medfore store investeringer for en kortsiktig utnyttelse, mens det er rikelig med kapasitet i det britiske transportsystemet. Bruk av FLAGS mot St. Fergus i Skottland er det klart beste konomiske alternativet for Gjoa, og prosjektet har derfor valgt  ga videre med denne losningen.

Gjoafeltet ligger vest for Floro, og det er ca 45 km til land. Ilandforing til Lutelandet vil imidlertid kreve etablering av fullstendig ny infrastruktur, noe Gjoa prosjektet ikke har konomisk bareevne til  finansiere. Lutelandet er derved ikke et aktuelt utredningalternativ for prosjektet.

De samfunnsmessige konsekvenser i forbindelse med utbygging og drift av Gjoafeltet vil bli utredet for den valgte utbyggingslosning. Utredningen vil synliggjore regionale og nasjonale virkninger i utbyggings- og driftsfase. Gjoa prosjektet vil utarbeide en rapport som vil gi grunnlag for beslutninger om lokalisering av driftsorganisasjon, helikopter- og forsyningsbase samt lager for undervannsutstyr. Lokale myndigheter vil bli invitert til en dialog rundt disse beslutningene, og hovedelementene i rapporten vil bli referert i konsekvensutredningen.

Konsekvensutredningen vil beskrive utslippene som folger av driften av feltet. Utslippene vil bli framstilt i figurer og sammenliknet med utslippsnivoet regionalt og nasjonalt. Det vil videre bli gitt en beskrivelse av miljokonsekvensene knyttet til utslipp til luft, herunder en kvalitativ beskrivelse av grenseverdier, basert pa tilgjengelig kunnskap. Avbotende tiltak i forbindelse med utslipp til luft vil bli beskrevet i konsekvensutredningen.

I installasjonsfasen vil det i perioder bli begrensninger pa fisket i omradet. Det er ikke forventet virkninger av betydning i forbindelse med disse kortvarige restriksjonene. I driftsfasen vil det vil bli opprettet en sikkerhetssone rundt installasjonen pa feltet. Det forventes ikke at en slik sikkerhetssone vil gi virkninger av betydning pa fisket i omradet. Alle havbunnsinstallasjoner vil bli gjort overtralbare, og saledes ikke vare til hinder for fisket under normal drift.

Dersom det skulle bli aktuelt med ny seismisk aktivitet i omradet, vil operatoren vurdere behovet for kontakt med det seismiske utvalget i Sogn og Fjordane.

B.4 Petroleumstilsynet (Ptil)

Ptil har identifisert folgende utfordringer i forbindelse med utbyggingsplanene:

Narhet til land, miljoutfordringer

- Valg av turbiner
- Strmkabel fra land
- Produsert vann rensing
- Varmegjenvinning og lukket fakkelsystem

Lokasjonsutfordringer

- Feltets plassering i forhold til dagens skipsled
- Ptil har gatt gjennom forslag til program for konsekvensutredning, og vil folge opp avklaringer i forhold til papekte utfordringer og andre avklaringssporsmal med Statoil nar PUD for virksomheten kommer. Det forelagte forslag til program for konsekvensutredning har Ptil ingen spesielle innsigelser til.

B.5 Arbeids- og inkluderingsdepartementet (AID)

AID viser til Ptils merknader og har ikke ytterligere kommentarer.

B.6 Oljedirektoratet (OD)

OD har gått gjennom forslag til program for konsekvensutredning og har ikke merknader til dette.

B.7 Miljøverndepartementet (MD)

MD påpeker at miljøutfordringene knyttet til petroleumsvirksomhet i de mer kystnære områdene er generelt større enn områdene lenger ute, og at utfordringene er spesielt knyttet til at aktiviteten vil foregå i den norske kyststrømmen som er betydelig mer forurenset enn vannet i de åpne havområdene utenfor, i tillegg til at kort drivtid til miljøfølsomme områder stiller særlig krav til beredskap. I denne forbindelse er det viktig at det i konsekvensutredningen gjøres rede for ulike utbyggingsløsninger i forhold til oppnåelse av nullutslippsmålet, herunder injeksjon/reinjeksjon av produsert vann.

Videre påpeker MD at det er særlig behov for oppdatert og relativt detaljert kunnskap om naturmiljøet i influensområdet på og langs kysten for å kunne planlegge å sette rammer for både undersøkelser, drift, beredskap og miljøovervåking.

For øvrig viser MD til høringsuttalelser fra SFT og DN. MD slutter seg til hovedtrekkene i disse.

Kommentarer:

Det er gjennomført en foreløpig miljørisikoanalyse for Gjøa, der drivtid til land er estimert. Denne analysen vil bli oppdatert med nyere informasjon og deretter inkluderes i NOFOs oppdatering av planverket. I beredskapsetableringen vil kystnær beredskap ha spesielt høy fokus.

Det vil i konsekvensutredningen gjøres rede for de ulike valg som er gjort for utbyggingsløsning og valg av løsning for kraftgenerering og håndtering av produsert vann. Redegjørelsen vil bli gitt sett i lys av målsetningen om null skadelige utslipp og BAT.

Beskrivelse av naturmiljøet i influensområdet vil bli basert på beskrivelser i den regionale konsekvensutredningen for Nordsjøen fra 1999 sammen med annen tilgjengelig kunnskap. RKU Nordsjøen er for tiden under oppdatering, og Gjøa vil inngå i denne. Gjennom den regionale utredningen vil det bli identifisert eventuelle kunnskapshull og behovet for nye kartlegginger vil i så fall bli vurdert ut fra disse.

B.8 Statens forurensningstilsyn (SFT)

Generelt

SFTs generelle inntrykk er at utredningsprogrammet inneholder de elementene de forventer skal bli behandlet i den kommende konsekvensutredningen.

Videre minner SFT om at all forurensning er uønsket og at operatøren plikter å redusere utslippene så langt dette er mulig uten urimelige kostnader og fare for sikkerheten. Det er vesentlig at programmet ivaretar målsetninger om nullutslipp, samt at kravet til BAT blir overholdt.

SFT mener operatøren bør inkludere en beskrivelse av hvordan selskapet skal nå målsetningen om null utslipp av miljøfarlige stoffer til sjø og ber i tillegg om en vurdering av forurensning/påvirkning fra transportvirksomhet som er nødvendig for utbygging og drift av feltene.

SFT forventer at operatøren tar kontakt med Havforskningsinstituttet for best mulig å kunne planlegge legging av gassespørtrørledningen på en slik måte at viktige gyte- og oppvekstområder for fisk blir minst mulig berørt.

SFT påpeker at de ulike utbyggingsløsningene som har vært vurdert og er beskrevet i programmet bør inkludere en beskrivelse av de miljøvurderinger som er gjort av løsningene. SFT ønsker videre at de miljøkriteriene operatøren har lagt til grunn for valg av løsning, blir presentert.

Utslipp til luft

SFT ser positivt pÅ at det planlegges lav NO_x teknologi pÅ gassturbinene for eksportkompressoren og at det vil bli lagt strØmkabel fra land for Å dekke kraftbehovet pÅ produksjonsplattformen, at varme gjenvinnes samt at det vil vÅre et lukket fakkelsystem pÅ feltet.

Utslipp til sjØ

SFT forventer at selskapet vil velge den produsertvann lØsningen som vil gi stØrst miljØgevinst, vurdert i forhold til kostnader, sikkerhet og tekniske muligheter, og at dette utredes nÅrmere i konsekvensutredningen.

SFT mener det bØr gjØres vurderinger av miljØbelastningen utbyggingen og driften vil utgjØre i forhold til den allerede eksisterende belastningen av kyststrØmmen.

SFT pÅpeker at konsekvensutredningen bØr inneholde en beskrivelse av planer for oppfØlgende miljØovervÅking.

Akutte utslipp

SFT pÅpeker at feltet ligger nÅr land og at dette stiller krav til effektiv beredskap spesielt med tanke pÅ faren for at et eventuelt akuttutslipp skal nÅ land.

Kommentarer:

Generelt

Det vil i konsekvensutredningen gjØres rede for de ulike valg som er gjort for utbyggingslØsning og valg av lØsning for kraftgenerering og hÅndtering av produsert vann. RedegjØrelsen vil bli gitt sett i lys av mÅlsetningen om null skadelige utslipp og BAT.

Transportvirksomhet som er nØdvendig for utbygging og drift av GjØa vil inngÅ i de vurderinger som vil bli gitt i konsekvensutredningen.

Under detaljprosjektering av rØrledninger vil operatØren vurdere behov for kontakt med HI for pÅ en best mulig mÅte minimalisere berØring av gyte- og oppvekstomrÅder for fisk.

Utslipp til sjØ

Det vil i konsekvensutredningen bli gitt en beskrivelse av de ulike lØsninger som er vurdert med hensyn til hÅndtering av produsert vann. Det vil bli gitt en begrunnelse for valg av lØsning, basert pÅ vurderinger av BAT, inkludert kostnader og tekniske muligheter.

I regi av OLF er det planer om Å igangsette et arbeid for Å framskaffe data om bakgrunnskonsentrasjoner i vannsØylen. Slike data vil senere kunne benyttes som input i EIF-beregninger ved hjelp av DREAM-modellen. Dette arbeidet vil trolig ikke vÅre avsluttet i tide for benyttelse i konsekvensutredningen for GjØa. Data om eksisterende belastning av kyststrØmmen (konsentrasjonsverdier for aktuelle komponenter) vil bli sØkt framskaffet gjennom litteratursØk, og sammenlignet med beregnede konsentrasjonsverdier som fØlge av utslipp fra GjØa.

GjØa vil under drift inngÅ i det regionale overvÅkingsprogrammet. Det vil i konsekvensutredningen bli gitt en kort beskrivelse av planer for miljØovervÅking i dette omrÅdet.

Akutte utslipp

Det henvises til kommentar til MD.

B.9 Direktoratet for naturforvaltning (DN)

Utslipp til luft i forhold til energisituasjonen pÅ land

DN viser til varsel om "strØmkrise" for Midt-Norge og ber om at fØlgende blir utredet:

- Hvor mye elektrisk energi som fØres fra land
- I hvilken grad dette energiuttaket har effekter pÅ den totale energisituasjonen pÅ land og pÅ markedet
- MiljØkonsekvenser og forhold knyttet til strØmforsyning fra land og for alternativ kraftforsyning, alternativt egenprodusert kraftgenerering basert pÅ BAT

Utslipp til sjø og miljøovervåking

DN påpeker feltets beliggenhet i forhold til land og til miljøfølsomme områder for oljesøl (SMO), blant annet fuglefjellet Runde og viser til sviktende bestander av sjøfugl langs Hordaland og Sogn og Fjordane. DN mener at økt miljørisiko fra nye olje- og gassfelt i leveområdet til sjøfuglbestander med sviktende bestandstatus forutsetter at konsekvensutredningen legger inn en forbedret overvåking som kan gi oppdaterte miljørisikovurderinger. På denne bakgrunn ber DN om at følgende blir utredet:

- Nye kartlegginger av sjøfugl, koraller og sårbare bunnhabitater, dersom det ikke foreligger relevante data
- Korteste drivtid av et uhellsutslipp fra feltene til nærmeste landområde og fuglefjellet Runde
- Forventede effekter (ulike årstider) av uhellsutslipp på bestandsnivå og viktige leveområder for sjøfugl og sårbare arter, basert på oppdaterte bestandsestimater og overvåking
- Forventede effekter på sel, oter, spekkhogger og sårbare strandmiljøer

Arealbeslag og fysiske inngrep

DN ber om at konflikt med korallrev blir utredet på bakgrunn av nødvendige undersøkelser i arealer som berøres og påpeker at konflikter skal unngås.

Videre mener DN at miljøkonsekvenser som følge av arealinngrep må utredes.

Økosystembasert tilnærming

I sammenheng med oppdatert RKU ber DN om at det blir redegjort for en økosystembasert tilnærming av aktiviteten.

Kommentarer:

Utslipp til luft i forhold til energisituasjonen på land

Hvor mye elektrisk energi som føres fra land utgjør grunnlag for beregning av utslippsnivå og vil bli synliggjort i konsekvensutredningen.

Gjøa planlegges tilknyttet på Mongstad. Nettet i denne regionen eies og drives av Bergenhalvøens Kommunale kraftverk (BKK). BKK har utredet situasjonen i aktuelt kraftnett med hensyn på tilknytning av Gjøl. Det er konkludert at tilknytningspunktet har god pålitelighet med tilstrekkelige effektreserver (>80 MW i normal drift). Gjøl sitt kraftbehov under normal drift vil være på topp etter 3-4 års drift, om lag 40 MW, for deretter å avta sterkt etter 4-5 år. Uttaket av kraft på Gjøl vil avta i takt med et eventuelt økende forbruk på land i årene 2014-2025. Eventuelle effekter på kraftsituasjonen på land som følge av energiuttaket til drift av Gjøl vil bli vurdert.

Miljøkonsekvenser knyttet til strømforsyning fra land og alternativ egen kraftgenerering vil bli kort beskrevet i konsekvensutredningen gjennom synliggjøring av utslippsnivå for de to løsningene. Valg av løsning med import av kraft fra land er basert på vurdering sett i forhold til BAT.

Utslipp til sjø og miljøovervåking

Henviser til kommentar til MD angående vurdering av kunnskap om naturmiljøet. Årstidsvariasjoner vil i denne sammenheng være et naturlig element. Videre vil det gjennomføres grunnlags- og borestedsundersøkelser samt kartlegging av trasé for rørledninger der eventuelle koraller og andre sårbare bunnhabitater vil bli kartlagt, se forøvrig kommentar under arealbeslag og fysiske inngrep.

Henviser videre til kommentar til MD angående korteste drivtid til land. Fuglefjellet Runde inngår i influensområdet til Gjøl, og inngår i de vurderinger som vil bli gjort i miljørisikoanalysen for feltet og som videre vil ligge til grunn for vurderinger knyttet behovet for oljevernberedskap.

Som utgangspunkt for miljørisikoanalysen gjennomføres det en vurdering av hvilke naturressurser som har det største konfliktpotensialet innen influensområdet. I dette inngår blant annet sel, oter, spekkhogger og strandmiljøer.

Det påpekes at når Gjøl kommer i drift vil feltet inngå i det regionale miljøovervåkingsprogrammet.

Arealbeslag og fysiske inngrep

Eventuelle koraller i området vil bli identifisert gjennom nødvendige kartlegginger. Eventuelle funn vil bli håndtert i henholdt til gitte retningslinjer og aktuelle myndigheter vil bli kontaktet for å diskutere videre håndtering.

Miljøkonsekvenser som følge av arealinngrep i området vil bli beskrevet i konsekvensutredningen.

Økosystembasert tilnærming

Med begrepet økosystembasert tilnærming forstår vi her at det legges til grunn en erkjennelse av at økosystemet i Nordsjøen og i det definerte influensområdet i strandsonen og på land er gjenstand for mange ytre påvirkninger. Dessuten er det viktige naturlige variasjoner i fysiske betingelser, som igjen har betydning for de ulike organismer som lever i økosystemene. Og ikke minst er det viktige gjensidige påvirkninger mellom de ulike organismegruppene i økosystemet. Summen av alt dette er bestemmende for hvordan utviklingen i økosystemet blir, og hvordan for eksempel utviklingen i viktige kommersielle fiskebestander og sårbare sjøfuglpopulasjoner blir. Det er ingen gitt å ha fullstendig oversikt over alle slike interaksjoner i et gitt økosystem. Like fullt er det viktig å ha som utgangspunkt en erkjennelse av at slike interaksjoner forekommer, og at en ny ytre påvirkning; f.eks fra utbyggingen av GjØa, ikke kan betraktes isolert. I konsekvensutredningen for GjØa vil en slik innfallsvinkel bli forsøkt lagt til grunn. Konkret betyr dette bl.a. at en vil bygge på en oppdatert beskrivelse av status for viktige bestander, en analyse av hvilke faktorer som har vært bestemmende for denne statusen, samt en vurdering av hvilke konsekvenser eventuelle nye påvirkninger fra GjØa-utbyggingen kan ha.

B.10 Fiskeridirektoratet (FD)

FD påpeker at nærheten til land og et område med stor skipstrafikk medfører at prosjektet må sette stor fokus på sikkerhet og beredskap, herunder også oljevernberedskap, enn det som blir gjort på det "åpne hav". FD mener konsekvensutredningen bør beskrive begge disse to forholdene, samt ha en beskrivelse av trafikktettheten i området.

FD mener forhold knyttet opp mot fiskeriaktiviteten ser ut til å være godt ivaretatt.

FD har ingen ytterligere merknader.

Kommentarer:

Det er i forbindelse med prosjektutviklingen for GjØa høy fokus på sikkerhet og beredskap, inkludert oljevernberedskap grunnet feltets nærhet til land.

Forholdene knyttet til sikkerhet, trafikktetthet og beredskap knyttet til dette vil bli beskrevet i Plan for utbygging og drift, del 1.

Angående oljevernberedskap, se kommentar om drivtid og beredskap under MD. Forholdene knyttet til oljevernberedskap vil bli beskrevet i konsekvensutredningen, basert på vurderinger i gjennomført miljørisikoanalyse.

B.11 Havforskningsinstituttet

HI påpeker at instituttet tidligere har påpekt enkelte mangler i RKU Nordsjøen fra 1999, og viser til at denne er under oppdatering. HI forventer og ber om at operatøren i størst mulig grad benytter oppdatert informasjon om miljøet omkring GjØa når konsekvensutredningen utarbeides.

HI har ingen ytterligere merknader til programmet for konsekvensutredning.

Kommentarer:

Eventuell oppdatert informasjon om miljøet omkring GjØa vil bli benyttet i forbindelse med utarbeiding av konsekvensutredningen i den grad denne foreligger tidsnok.

Vedlegg C Tidligere vurderte utbyggingsløsninger

C.1 Begrunnelse for bortvalg av vurderte utbyggingsløsninger

I det følgende er gitt en oversikt over de løsninger som har vært vurdert sammen med en begrunnelse for hvorfor løsningene ble valgt bort.

C.1.1 Feltutbygging

	Beskrivelse av løsning	Kommentar
Feltinstallasjoner og prosesseringsløsninger	Havbunnsutbygging tilknyttet SPAR	SPAR representerer en ny, usikker teknologi som ennå ikke er kvalifisert for Nordsjøen, samtidig som løsningen ikke gir bedre økonomi enn den anbefalte løsningen.
	Havbunnsutbygging tilknyttet et produksjonsskip (FPSO – Floating Production, Storage and Offloading), med anlegg for lagring og lasting	Bruk av produksjonsskip gir dårligere økonomi enn den anbefalte løsningen.
	Ren havbunnsutbygging tilknyttet eksisterende produksjonsinnretninger	Dårligere fleksibilitet til å håndtere usikkerheter i drenerings- og produksjonsstrategier og ingen vesentlige fordeler i forhold til løsninger basert på flytende produksjonsinnretninger. Avhengig av løsning vil de kreve kvalifisering av ny teknologi for våtgasskompresjon, undervannsprosessering og/eller direkte elektrisk oppvarming av rørledninger.
	Havbunnsutbygging tilknyttet SEMI med anlegg for boring	Dårlig økonomi kombinert med at en slik løsning vil gi kompliserte brønntekniske løsninger.
	Alternativer med leie av flytende produksjonsinnretninger	Leie av produksjonsinnretning er ikke lønnsomt for felt med så lang levetid som Gjøafeltet.
	Minimumsprosessering til eksport av rik gass og ikke stabilisert olje	Introducerer teknisk usikkerhet, økt kostnadsrisiko og avhengighet av andre installasjoner, sammen med at løsningen gir begrensning på gjenbruk av SEMI og i beste fall gir samme økonomi som anbefalt løsning.
	Minimumsprosessering med 3. parts tilknytning av feltene Camilla, Belinda og Fram B	Se begrunnelse over. Økte volumer svekker delvis prosessering ytterligere.
Full-/minimumsprosessering til eksport av tørr gass, stabilisert/ikke stabilisert olje og eventuelt NGL	Kapasitetsbegrensninger i tørrgasstransportssystemet kombinert med at løsningen gir dårligere økonomi enn alternativene med prosessering til og eksport av rikgass.	

C.1.2 Oljeeksport

Eksport av olje	Stabilisert olje til Gullfaks C-plattformen dersom valg av SEMI eller SPAR som ikke har anlegg for lagring	Oljeeksport via GFC gir dårligere lønnsomhet enn den anbefalte løsningen, i hovedsak grunnet høyere rørkostnader.
	Lagertanker og skytteltransport som alternativ til transport i rørledning dersom SEMI eller SPAR	Oljeeksport gjennom TOR II gir bedre lønnsomhet enn skytteltransport.
	Skytteltransport dersom valg av FPSO	Ikke aktuelt med FPSO utbyggingsløsning fordi SEMI og oljeeksport gjennom TOR II gir bedre lønnsomhet.
	Ikke stabilisert olje til Troll B-plattformen	Ref minimumsprosesseringsløsning, se over.
	Ikke stabilisert olje til Gullfaks C-plattformen	Ref minimumsprosesseringsløsning, se over.
	NGL til Vestprosess og videre inn til Mongstad dersom valg av prosessering til tørrgass, enten ved tilknytning til Vestprosess eller direkte til Mongstad	Ikke aktuelt med prosessering til tørrgass fordi det medfører økte kostnader, samt begrenset kapasitet i tørrgasssystemet.

C.1.3 Gasseksport

Eksport av gass	Gjøa til FUKA, tilknyttet TP1 via Oseberg A og Frostpipe	Krever trykkoppgradering som gir økte kostnader og økt kompleksitet, ikke tilstrekkelig kapasitet for den samlede gasseksport fra Gjøa.
	Gjøa til Huldra/Heimdal via Huldrapipe	Manglende kapasitet for den samlede gasseksport, dårligere lønnsomhet enn valgt løsning, begrenset kapasitet i tørrgasssystemet.
	Gjøa til Heimdal	Dårligere lønnsomhet enn valgt løsning, begrenset kapasitet i tørrgasssystemet.
	Gjøa tørrgass til Langeled eller Oseberg Gasstransport (OGT)	Disse løsningene ga dårligere lønnsomhet enn eksport av rikgass, i tillegg vil det være kapasitetsbegrensninger i tørrgass transportsystemet.
	Gjøa rikgass til Åsgard Transport	Prioriterer fremtidige volumer fra Halten-Nordland i denne rørledningen samt at løsningen gir dårligere lønnsomhet enn valgt løsning.
	Gjøa til Statpipe, tilknytning nær Statfjord B	Manglende kapasitet for den samlede gasseksport, dårligere lønnsomhet enn valgt løsning. Kårstøanleggene forventes å ha høy utnyttelse fram til 2020.
	Gjøa til FUKA, tilknyttet TP1 på britisk sektor	Dårligere lønnsomhet enn valgt løsning.
	Gjøa rikgass til Kollsnes	Ingen tilgjengelig kapasitet i 2010. Prosjektet avhengig av realisering av Troll Videre Utvikling som tidligst vil bli besluttet i desember 2007.
	Gjøa til FLAGS, tilknytning via Tampen Link ved Statfjord B Plem på norsk sektor	Komplisert teknisk løsning som krever kvalifisering av undervannstrykksikringssystem. Høye tariffer i Tampen Link gir dårligere lønnsomhet enn å gå direkte i FLAGS.

C.2 Miljøvurdering av bortvalgte løsninger

I det følgende er det gitt en oversikt over miljøvurderinger som er gjort i tidlig screeningsfase (forberedende konsekvensutredning) i prosjektet, hvordan de ulike løsningene er vurdert sett i forhold til miljømessige konsekvenser.

Det påpekes at på dette tidspunkt var base case for håndtering av produsert vann injeksjon. I konseptvalgfase ble dette endret til bruk av renseteknologi, jmfør kapittel 3.5 og vedlegg C.

C.2.1 Forberedende konsekvensutredning

Miljøvurderinger som ble gjennomført i screeningsfasen inngikk i en forberedende konsekvensutredning. Formålet med å utarbeide en forberedende konsekvensutredning er som følger:

- Karakterisere influensområdet basert på den regionale konsekvensutredningen for Nordsjøen
- Foreløpig vurdering av konsekvenser for de alternative utbyggingsløsninger
- Identifisere mulige avbøtende tiltak
- Identifisere viktige fokusområder på miljösidan
- Identifisere vesentlige miljømessige konsekvenser
- Framskaffe nødvendig informasjon for oppstart av formell konsekvensutredningsprosess
- Vurdere prosjektrisiko i forhold til
 - Kostnader
 - Tidsplan
 - Omdømme

C.2.2 Vurdering av konsekvenser for alternative utbyggingsløsninger

Det ble gjennomført en foreløpig vurdering av konsekvenser for de alternative utbyggingsløsningene. Vurderingene ble gjennomført separat for de aktuelle feltinstallasjonene og de aktuelle eksportløsningene. Det ble gjennom denne vurderingen ikke avdekket store forskjeller miljømessig sett mellom de ulike alternative løsningene.

Løsningene med fullprosessering kommer noe bedre ut enn løsningene med minimumsprosessering. Dette grunnet at sistnevnte løsninger er avhengig av systemer som finnes på eksisterende installasjoner som Troll B-plattformen og Gullfaks C-plattformen. Her slippes produsert vann til sjø og det er ikke installert turbiner med lav-NO_x teknologi. Løsninger med en ren havbunnsutbygging kommer bedre ut med tanke på konsekvenser for fiskeriene enn løsninger hvor en flyter installeres, da det for disse ikke vil bli etablert noen sikkerhetssone.

For de ulike gass- og oljeeksportløsningene er det gjort vurderinger i forhold til konsekvenser for fiskeri, koraller og kulturminner. I forhold til koraller og kulturminner kommer tilknytningsløsninger i Trollområdet noe dårligere ut enn tilknytningsløsninger i Tampenområdet og ved Oseberg/Frigg. Dette på grunn av at det her er noe større sannsynlighet for funn enn i de andre to områdene. Når det gjelder fiskeriene kommer tilknytning i Trollområdet noe bedre ut da det er mindre aktivitet her enn i de andre områdene.

C.2.3 Identifiserte fokusområder

Følgende fokusområder ble tidlig identifisert som viktige i det videre arbeidet med prosjektutviklingen for Gjøafeltet:

- Vurdering av miljørisiko og oljevern som følge av en utbygging av feltet, basert på resultater fra forvittringsanalyse og oljedriftsberegninger
- Vurderinger knyttet til eventuell bruk av elektrisk kraft fra land
- Implementering av Best Available Technology (BAT) prinsipper for de ulike utbyggingsløsningene
- Vurderinger knyttet til konsekvenser for fiskeressursene og fiskeriene
- Samkjøring av konsekvensutredningsprosess med norske og britiske myndigheter

C.2.4 Utslipp til luft

Ved fullprosessering vil alle utslipp til luft i driftsfasen skje fra Gjøafeltet. Det vil bli installert lav-NO_x gassturbiner for kraftgenerering. Det antas på nåværende tidspunkt å være ubetydelige forskjeller i utslippene til luft mellom de ulike fullprosesserings utbyggingsløsninger som er under vurdering.

Ved minimumsprosessering på feltet vil utslipp til luft i driftsfasen skje både på feltet og på Troll B- eller Gullfaks C-plattformen. Verken Troll B eller Gullfaks C har turbiner med lav-NO_x teknologi. De totale utslippene av NO_x vil dermed bli høyere ved minimumsprosessering enn ved fullprosessering. Videre vil tilknytning til Troll B gi noe lavere utslipp enn tilknytning til Gullfaks C på grunn av mindre avstand mellom installasjonene og derav mindre behov for kraft for transport gjennom rørledning. Det antas på nåværende tidspunkt å være noe lavere utslipp til luft for minimumsprosesserings utbyggingsløsning tilknyttet Troll B enn samme løsning tilknyttet Gullfaks C. Minimumsprosesserings utbyggingsløsninger antas å gi noe høyere utslipp til luft enn fullprosesserings utbyggingsløsninger.

C.2.5 Utslipp til sjø

Ved fullprosessering eller minimumsprosessering fra flyter eller ren havbunnsutbygging med 3-fase separasjon vil alle utslipp til sjø i driftsfasen skje fra feltet. Produsert vann vil bli injisert i egen dedikert brønn. Forventet regularitet på injeksjonsanlegget er 95 %. Som tidligere nevnt vil ikke injeksjonen fungere som trykkstøtte i reservoaret. Dersom anlegget er ute av drift vil det produserte vannet bli renset ved hjelp av hydrosykloner og deretter sluppet ut til sjø. Oljeinnholdet vil da ligge under grensen på 30 ppm.

Ved valg av ren havbunnsutbygging uten separasjon eller 2-fase separasjon vil utslipp til sjø i driftsfasen skje på Troll B- eller Gullfaks C-plattformen. Produsert vann vil på begge installasjonene gå sammen med det resterende produserte vannet, renses og deretter sluppet ut til sjø. I tillegg til at det produserte vannet for disse løsningene slippes ut til sjø i sin helhet, vil det være et noe større behov for tilsetning av kjemikalier enn for løsningene beskrevet ovenfor. Økningen i utslippene av produsert vann til sjø fra Troll B eller Gullfaks C som følge av innfasing av Gjøa vil imidlertid være marginal.

C.2.7 Konsekvensvurdering gyteområder

Mulige konsekvenser for gyteområder/-perioder kan forårsakes av marine operasjoner samt utslipp av kjemikalietilsatt vann knyttet til klargjøring av rørledninger (RFO).

Det ligger ikke spesielt viktige gyte- og oppvekstområder innenfor de områder som kan bli berørt, og det er således ikke grunnlag for å skille mellom de ulike løsningene. Imidlertid vil det være slik at de lengste rørledningsalternativene vil ha størst utslippsvolum knyttet til RFO.

Blant mulige avbøtende tiltak er å planlegge anleggsfasen samt utslipp av vann knyttet til RFO med hensyn til tid og sted slik at dette ikke kommer i konflikt med viktige gyteperioder. Det vil være behov for en separat utslippstillatelse knyttet til RFO-aktivitetene, og restriksjoner på utslippstidspunkt kan forventes.

C.2.8 Konsekvensvurdering fiskeri

Generelt er konsekvensene som følge av feltinstallasjoner og rørledninger knyttet til driftsfasen, selv om fiskeriene også midlertidig og kortvarig kan forstyrres i anleggsfasen.

Ved valg av en flyter for produksjon på feltet vil det bli etablert en sikkerhetssone rundt installasjonen. Det antas på nåværende tidspunkt at sikkerhetssonen vil være lik for de ulike flyterløsningene som er under vurdering og at det dermed ikke vil være noen forskjell i konsekvensene for fiskeriene mellom disse løsningene. Ved valg av en ren havbunnsutbygging vil det følgelig ikke bli noen sikkerhetssone som gir restriksjoner for fiskeriene. Havbunnsinstallasjonene vil bli gjort overtrålbare, og således vil konsekvensene for fiskeriene for disse løsningene være neglisjerbare i driftsfasen.

Etter installasjonsfasen representerer en rørledning ingen hindring for fiske med konvensjonelt redskap (garn, line mv.). Videre er derfor kun mulige konsekvenser for trållaktiviteter adressert. Erfaringer og utførte studier viser at en rørledning ikke gir en vesentlig hindring for trållaktiviteten, men det er fortsatt diskusjoner omkring dette. Mulige konsekvenser er relatert til:

- Tilstedeværelse av rørledningen - en rørledning kan representere en fysisk hindring som gjør trålling vanskelig. Det har vært hevdet at parallell legging av rør er fordelaktig sammenliknet med to separate rør. Parallell legging forutsetter en separasjonsavstand på maksimalt 50 meter. Forventet krysningsvinkel mellom trål og rørledning er også viktig. Erfaring viser at tråldørene passerer en rørledning uten hindringer dersom krysningsvinkelen er mer enn 30 til 40°. Er krysningsvinkelen mindre enn dette kan tråldørene legge seg, med en risiko for fastkjøring dersom havbunnen er bløt.
- Grusdumping - grus og stein kan ødelegge fangst og utstyr.
- Frie spenn - det er dokumentert tilfeller hvor tråler har satt seg fast i frie spenn, noe som er en sikkerhetsrisiko for trållfartøyene.
- Ankermerker - ankermerker fra leggefartøyet kan medføre en risiko for å sette fast eller ødelegge redskapen.

De ulike traséalternativene vil kunne ha noe ulike konsekvenser for fiskeriene.

Et større industritrållfelt for kolmule vil kunne bli berørt utenfor kysten av Hordaland. Tilknytninger i Trollområdet, enten til Troll B, Troll oljerørledning II eller Vestprosess, kan imidlertid antas å gi små negative konsekvenser for fiskeriene.

Øvrige tilknytningsløsninger vil alle krysse Norskerenna, hvor trållaktiviteten periodevis kan være svært stor. Samtidig er områdene etter hvert blitt sterkt berørt av olje- og gassvirksomheten. Erfaringer tilsier derfor en viss risiko for reaksjoner fra fiskeriorganisasjoner og -myndigheter, og et behov for spesielt fokus på disse forholdene. En tett dialog med berørte parter anses derfor som fornuftig for å unngå konflikt. Dersom tilknytning skal skje ved Oseberg/Frigg, så bør parallell legging med Langeled vurderes, forutsatt et minimum av separasjonsavstand.

Avbøtende tiltak i den videre prosessen kan være som følger:

- Etablere tett dialog med fiskerimyndigheter og -organisasjoner med tanke på å avklare traséløsninger
- Sikre erfaringsoverføring fra prosjekter som har krysset Norskerenna (blant annet Langeled)
- Optimalisering av trasé for å redusere grusdumpingsvolumer
- Vurdere muligheten for bruk av leggefartøy som bruker dynamisk posisjonering eller etablere prosedyrer for ankerhåndtering
- Vurdere tiltak for å minimalisere frie spenn

C.2.9 Konsekvensvurdering koraller

Koraller representerer en sjelden og verdifull naturtype som er sårbar overfor fysiske inngrep.

Direkte skader kan oppstå ved plassering og trekking av ankere for borerigg og rørleggingsfartøy, og ved legging av rørledning på havbunnen. Under leggeoperasjonene kan tiltak som steindumping og nedspyling/grøfting av rørledningen påvirke korallene negativt. I tillegg kan plassering av brønnrammer samt utslipp fra boreoperasjonene komme i konflikt med korallforekomster.

I utgangspunktet er det kjent svært få forekomster av korallrev i områder som vil kunne berøres av de ulike utbyggingsløsningene og rørledningstraséene. Det er imidlertid mulig at det kan finnes forekomster i skråningen ned mot Norskerenna eller eventuelt i områdene inn mot Fensfjorden. Basert på eksisterende kunnskap er det imidlertid ikke grunnlag for å skille mellom de ulike løsningene.

Avbøtende tiltak som kan være aktuelle er kartlegging av korallrev samtidig med annen havbunnskartlegging, kombinert eventuelt med traséjusteringer og valg av leggefartøy som bruker dynamisk posisjonering.

Undersøkelser av lokasjon for produksjonsinnretning samt trasé og oppankringskorridorer for brønnrammer og rørledninger vil avdekke eventuelle større korallforekomster. Dersom det avdekkes korallforekomster innenfor de områdene som forventes å bli påvirket av aktivitetene, vil eventuelle avbøtende tiltak bli vurdert.

C.2.10 Konsekvensvurdering kulturminner

Det er ikke kjent slike forekomster innenfor områder som kan berøres av feltinnretning eller de ulike rørledningstraséene. Potensialet for slike funn, spesielt når det gjelder skipsvrak, øker generelt etter hvert som man nærmer seg land. Således vil funnpotensialet kunne være størst for oljeeksportløsninger med tilknytning til TOR II eller Vestprosess, men basert på eksisterende kunnskap er det ikke grunnlag for å skille mellom de ulike løsningene.

Aktuelle avbøtende tiltak i forhold til kulturminneinteressene kan være:

- Dialog med relevante myndigheter
- Vurdere behov for undersøkelser, sammen med myndighetene, i spesielle områder
- Vurdere data fra havbunnskartlegging med fokus på dette tema, i samråd med aktuelle myndigheter

Undersøkelser av lokasjon for produksjonsinnretning samt trasé og oppankringskorridorer for brønnrammer og rørledninger vil avdekke eventuelle funn av kulturminner. Dersom funn innenfor de områdene som forventes å bli påvirket av aktivitetene, vil kulturminnemyndighetene bli kontaktet og videre håndtering avklares nærmere.

C.2.11 Konsekvensvurdering akutte utslipp

Det vil i den videre prosjekteringsfasen bli gjennomført forvittringsanalyser, oljedriftsberegninger og en vurdering av sannsynligheten for akuttutslipp knyttet til utbyggingen av Gjøa, hvilke miljøkonsekvenser eventuelle utslipp kan medføre samt hvordan utbyggingen kan fases inn og tilpasses eksisterende beredskapsplaner gjennom en fullstendig miljørisikoanalyse for ulike scenarier. Før disse vurderingene er gjennomført er det ikke mulig å skille de ulike løsningene med tanke på akutte utslipp.

C.2.11 Samfunnsmessige virkninger

Virkninger for sysselsetting og leveranser i utbyggings- og driftsfasen for Gjøafeltet vil bli utredet på et senere tidspunkt. Foreløpige vurderinger konkluderer med at det for en ren havbunnsutbygging vil være noe lavere sysselsetting enn ved havbunnsutbygging tilknyttet en flyter. Utover dette er det på nåværende tidspunkt ikke mulig å skille mellom de ulike utbyggingsløsningene.

C.3 Miljømessige vurderinger - Konklusjon

Løsningene med fullprosessering kommer noe bedre ut enn løsningene med minimumsprosessering. Dette grunnet at sistnevnte løsninger er avhengig av systemer som finnes på eksisterende installasjoner som Troll B-plattformen og Gullfaks C-plattformen. Her slippes produsert vann til sjø og det er ikke installert turbiner med lav-NO_x teknologi. Løsninger med en ren havbunnsutbygging kommer bedre ut med tanke på konsekvenser for fiskeriene enn løsninger hvor en flyter installeres, da det for disse ikke vil bli etablert noen sikkerhetssone.

For de ulike gass- og oljeeksportløsningene er det gjort vurderinger i forhold til konsekvenser for fiskeri, koraller og kulturminner. I forhold til koraller og kulturminner kommer tilknytningsløsninger i Trollområdet noe dårligere ut enn tilknytningsløsninger i Tampenområdet og ved Oseberg/Frigg. Dette på grunn av at det her er noe større sannsynlighet for funn enn i de andre to områdene. Når det gjelder fiskeriene kommer tilknytning i Trollområdet noe bedre ut da det er mindre aktivitet her enn i de andre områdene.

Vedlegg D Metode for håndtering av produsert vann

D.1 Beslutningsdokumentasjon

I det følgende er gitt et utdrag av beslutningsnotat angående valg av metode for håndtering av produsert vann. Det påpekes at beskrivelsene er ren gjengivelse av forholdene slik det var på den tiden beslutning ble tatt. Eventuelle endringer er ikke reflektert.

D.1.1 Sammendrag

Ulike løsninger for håndtering av produsert vann på Gjøafeltet har vært vurdert. Løsningene har vært vurdert med hensyn til bruk av beste tilgjengelig teknikker (BAT – Best Available Techniques). Miljøtiltakskostnad har i denne fasen blitt etablert for følgende løsninger:

- Injeksjon i reservoar
- Rensing ved bruk av ny renseteknologi (CTour med 3. trinns EPCON og CTour med 2. trinns EPCON)

Anbefalt løsning for håndtering av produsert vann fra Gjøafeltet ved DG2 er rensing og utslipp til sjø. Løsningen er vurdert som BAT for Gjøafeltet.

En videre optimalisering av konseptet vil bli gjennomført i neste planleggingsfase, og prosess og resultat vil bli belyst i konsekvensutredningen.

D.1.2 Bakgrunn

D.1.2.1 Miljøutfordring

Miljøutfordringen for Gjøa og tilsvarende prosjekter er å oppnå optimal ressursutnyttelse samtidig som man minimaliserer produksjon av produsert vann, kraftforbruk og bruk av kjemikalier. Det er derfor stilt strenge krav i prosjektet for å minimalisere den totale miljørisiko; så lav som mulig innenfor rammer for BAT, HMS-aspekt og andre prosjektspesifikke aspekt.

D.1.2.2 Mål

Basert på Statoils PB019 Environmental strategy UPN 2004 -2010 er ambisjonene knyttet til utslipp til sjø en Environmental Impact Factor (EIF) så lav som mulig; As Low As Reasonably Practical (ALARP). UPN har i den forbindelse etablert indikatorer for kost-nytte relatert til hva som vurderes som akseptabel kostnad for relevante miljøtiltak.

Mål knyttet til produsert vann håndtering for nye felt og områder er injeksjon, alternativt å planlegge for null miljøskadelige utslipp ved hjelp av rensemetoder.

D.1.3 Mulige løsninger for håndtering av produsert vann

Prioriterte alternativ for best mulig miljømessig håndtering av produsert vann inkluderer vanligvis

- Kontroll og begrensnig av produsert vann produksjon ved hjelp av brønnstyring
- Minimalisering av kjemikaliebruk
- Reinjeksjon av vann for trykkstøtte
- Injeksjon av vann i deponeringsbrønn
- Effektiv rensing av produsert vann før utslipp til sjø

D.1.3.1 Kontroll og begrensning av produsert vann produksjon fra reservoaret

Kontroll og begrensning av produsert vann produksjon er mulig ved bruk av DIACS. Imidlertid er det knyttet noe usikkerhet til effektivitet og resultat. I et globalt perspektiv er sammenheng mellom optimalisering av produksjon av olje og gass og null miljØskadelige utslipp en stor utfordring – produksjonsstrategi med mål om økt oljeproduksjon fører til økte volum av produsert vann.

På GjØafeltet er det planlagt implementering av DIACS.

D.1.3.2 Minimalisering av kjemikaliebruk

Reduksjon av produksjonskjemikalier bidrar til reduksjon av miljØrisiko. Reduksjon av produksjonskjemikalier er implementert i GjØa design basis; det planlegges ikke brukt H₂S-scavenger eller korrosjonshemmer kontinuerlig for produksjon av GjØa (Dette er de to kjemikaliegruppene som vanligvis bidrar mest til EIF).

I forhold til tilknytning av Camilla/Belinda/Fram B (CBB) til GjØafeltet vil det bli fokus på minimalisering av miljØrisiko knyttet til kjemikaliebruk. Det påpekes at produsert vann mengder fra CBB er minimale. Beregninger av EIF indikerer at tilknytning av CBB medfører en økning i akkumulert EIF på 7.

D.1.3.3 Reinjeksjon av vann for trykkstØtte

Ved produksjon av enkelte reservoar kan det være behov for gass-, sjØvann- eller produsert vann injeksjon for trykkstØtte for å oppnå akseptabel/forbedret produksjon.

For GjØafeltet vil ikke dette ha noen positive effekt. Basert på en rekke simuleringer hard et vist seg at trykkstØtte medfører umiddelbart vanngjennombrudd og lkt vannproduksjon, samtidig som det nedsetter olje- og gassproduksjonen.

D.1.3.4 Injeksjon av vann i dedikert brønn for deponering

Tidlig i mulighetsstudie for GjØafeltet inngikk injeksjon av vann i dedikert deponeringsbrønn i prosjektets referanselØsning. På det tidspunkt var det imidlertid ikke dokumentert tilgjengelighet på passende sander i reservoaret. I løpet av 2005 ble reservoar- og geologiske modeller modifisert og tolkning av reservoaret bar mer moden. Oppdatert kunnskap viste at antakelse om at grunne sander for deponering av produsert vann i nærheten av GjØa ikke holdt.

Videre ble simuleringer gjennomført for å undersøke konsekvensene for olje- og gassproduserende segmenter ved lokalisering av deponeringsbrønn i ytterkant av reservoarene. Resultatene viste at en slik lØsning ville være ugunstig for olje- og gassproduksjonen, i tillegg til betydelig økning i produsert vann mengder og økning i utslipp til luft.

LØsningen innebærer videre en signifikant økning i onshore og marine operasjoner. Etablering av deponeringsbrønn krever fabrikasjon av brønnutstyr, boring og komplettering av brønner, fabrikasjon og installasjon av brønnramme, undervannssystemer og rØrledning fra brønn til plattform, i tillegg til kontrollkabel og relevant kontrollutstyr topside.

Videre krever lØsningen at flyteren utstyres med injeksjonspumper med nØdvendig kapasitet og relatert utstyr. LØsningen innebærer økt kraftbehov. Basert på en forventet regularitet på 95 % for injeksjonssystemet, må anlegget utstyres med minst en 2. trinns rensesprosess, som back-up dersom injeksjon ikke er tilgjengelig.

D.1.3.5 Effektiv rensing av produsert vann og utslipp til sjø

Det er dokumentert at injeksjon av produsert vann for trykkstøtte eller deponering vil ha ugunstig effect på produksjonen på Gjøa. Alternative løsninger basert på forbedret produsert vann rensing og utslipp til sjø har på den bakgrunn blitt identifisert og evaluert gjennom konseptfase mot AP1 og DG2.

Rensesystemet for AP1 konseptet innebærer bruk av avgassings- og flotasjonsteknologi (Epcon CFU), for høy effektivitet på fjerning av olje. Videre er effekten av koalensensteknologi, VIEC, installert i 3. trinns separator, undersøkt med lovende resultateter.

Det vannrensesystem som er vurdert anses som BAT for Gjøaprojektet. Det er vist potensial for oppnåelse av akseptable renseresultater.

Gjennom videre utvikling av prosess design og endelig konsept i FEED, vil produsert vann håndteringssystem bli optimalisert.

D.1.4 Totalvurdering av miljømessige konsekvenser

Total miljømessig konsekvens for alternative løsninger for håndtering av produsert vann vil variere grunnet varierende konsekvenser i forhold til utslipp til luft og utslipp til sjø.

Evaluering av miljøkonsekvens ved utslipp til sjø er gjort gjennom beregning av EIF for alternative scenarier.

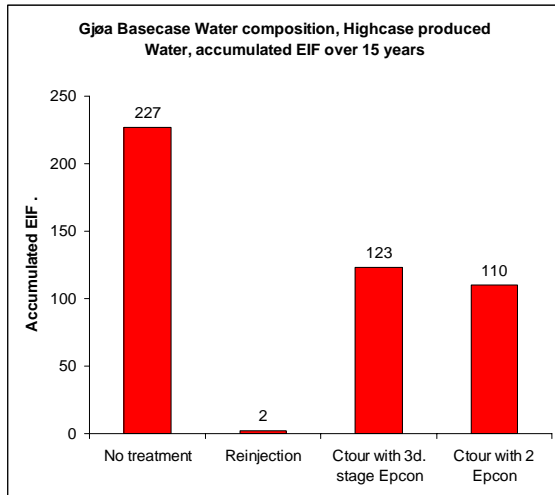
En tilsvarende factor som inkluderer utslipp til luft er på nåværende tidspunkt ikke tilgjengelig. På den bakgrunn er det gjort en separat sammenlikning av utslipp av CO₂, NO_x and VOC for ulike metoder for produsert vann håndtering.

D.1.4.1 Environmental Impact Factor

Environmental Impact Factor (EIF) er en indeks som kvantifiserer risiko for skade ved utslipp av produsert vann.

Alternative PWT (Produced Water Treatment) løsninger som er evaluert ved bruk av EIF metodikk inkluderer produsert vann (PW) rensesystem for Gjøa topside anlegg, bestående av en kombinasjon av kondensat overrisling (CTour) og avgassings- og floterings teknologi (Epcon CFU) for mer effektiv fjerning av olje, og produsert vann injeksjon for deponering. Beregninger presentert her er basert på en antakelse på 5 mg/l olje i vann.

Komposisjonen av produsert vann på Gjøa er ikke kjent. Det er etablert et "P50" case, omtalt som "Base case". Dette er en teoretisk sammensetning, et kalkulert gjennomsnitt av komposisjon på Visund, Snorre A, Snorre B and Norne, året 2004. Den reelle sammensetning av produsert vann på Gjøa kan være både bedre og verre enn "Base case".



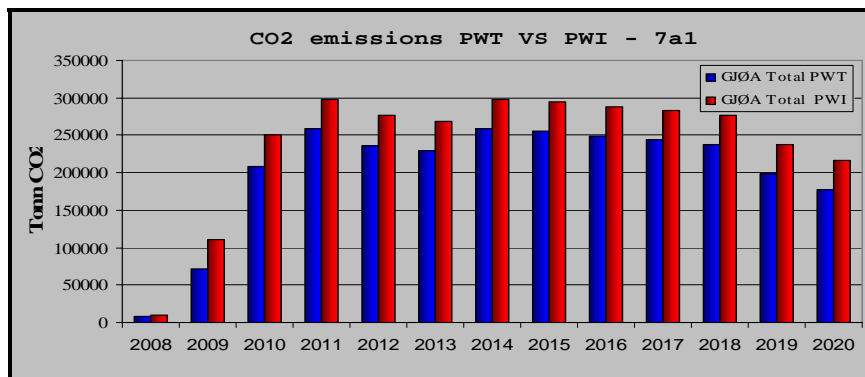
EIF akkumulert over feltets levetid.

Basert på de alternative konfigurasjoner som var under vurdering i denne fase; "BaseCase" vannkomposisjon og "HighCase" profil for produsert vann for henholdsvis "No treatment" (kun konvensjonell rensing), PWRI, Ctour with 2nd stage EPCON and Ctour with 3rd stage EPCON

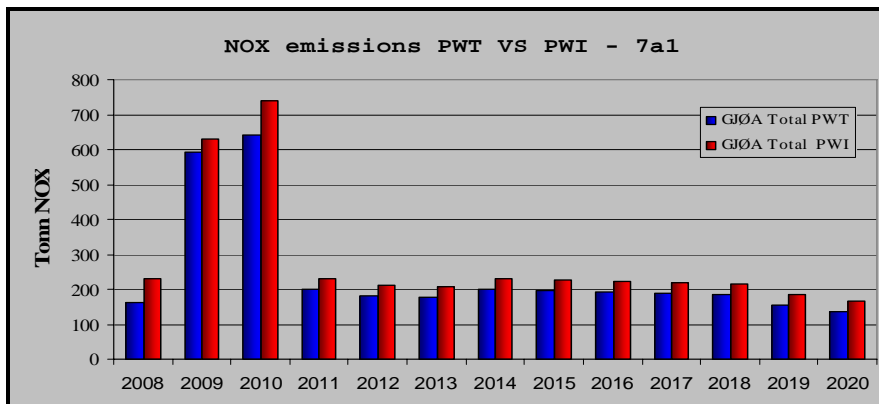
D.1.4.2 Injeksjon av produsert vann versus rensing av produsert vann – Utslipp til luft

Det er gjennomført beregninger av utslipp til luft for renseløsning (PWT) og injeksjonsløsning (PWI), for scenario 7a1 (Gjøa alene) og scenario 8a1 (inkludert 3. parts tilknytning). Resultat for 7a1 er vist i figurer nedenfor, gitt som økning i utslipp grunnet boring, rørlegging og produksjon for ineksjonsløsning sammenliknet med renseløsning. Utslipp knyttet til boring, rørlegging og produksjon vil økes med henholdsvis 10 %, 15 % og 15 %.

Scenario 7a1 – Sammenlikning utslipp PWT versus PWI:



Utslipp av CO₂, sammenlikning injeksjon (PWI) versus rensing (PWT)



Utslipp av NO_x, sammenlikning injeksjon (PWI) versus rensing (PWT)

D.1.5 Økonomi

D.1.5.1 Nåverdibetraktninger

Det er beregnet nåverdi før skatt for to hovedløsninger for håndtering av produsert vann. Resultatene viser en signifikant reduksjon – 1.461 millioner norske kroner – i prosjektets nåverdi for løsning med injeksjon. Reduksjonen skyldes høyere investeringer, høyere operasjonelle kostnader, tap av produksjon av olje og gass samt høyere CO₂ avgifter grunnet økte utslipp til luft.

Nåverdi før skatt [MNOK]	
PWRI	2.686
PWT (ref case)	4.147
Delta	1.461

Tap av produksjon	Produsert olje [MSm ³]	Produsert gass [GSm ³]
PWT	10,15	33,24
PWI	9,55	32,12
Delta	0,60	1,12

PWI – Produced Water Injection
 PWT – Produced Water Treatment

D.1.5.2 Miljøtiltakskostnad

Miljøtiltakskostnad er målt som NOK per Δ EIF. Tiltakskostnad per redusert EIF for Gjøa prosjektet – implementing av PWRI istedet for PWT - er presentert nedenfor:

Case	Akkumulert EIF	Δ EIF	Δ NPV (før skatt)	MNOK per Δ EIF
PWT	110			
PWI	2	108	1.461 MNOK	13

The MNOK per Δ EIF = 13 indikerer en reduksjon i prosjektets nåverdi på 13 millioner per redusert EIF, betydelig høyere enn etablerte kost nytte referanseverdier.

D.1.6 Oppsummering og anbefaling

D.1.6.1 Injeksjon i deponeringsbrønn i Gjøareservoar

A løsning basert på injeksjon av produsert vann i reservoaret på Gjøa har følgende konsekvenser:

- Tap av olje- og gassproduksjon grunnet effekt på reservoar
- Tap av gass grunnet økt kraftbehov for drift av injeksjonspumper
- Økt kraftforbruk, 5 MW
- Økte utslipp til luft; CO₂, NO_x and VOC om lag 15 % økning (40.000 tonn CO₂ per år)
- Utslipp til sjø når injeksjonssystem er ute av drift, 5-10 % av total produksjonsperiode
- Signifikant økning i aktivitet – gjennom installasjon og operasjon

Betydelige kostnader knyttet til PWI; Tiltakskostnad EIF Verdi fra 110 til 2; MNOK per Δ EIF = 13

D.1.6.2 Produsert vann rensing og utslipp

Alternativ løsning for håndtering av produsert vann innebærer minimalisering av produsert vann produksjon, implementering av DIACS og optimalisering av systemkonfigurasjon for rensing av produsert vann før utslipp til sjø.

Anbefalt løsning for Gjøa produsert vann håndtering er vurdert som BAT og er basert på hydroykloner, EPCON og VIEC.

Videre utvikling og potensiell forbedring av dette konsept vil bli vurdert gjennom FEED med tett dialog mellom Statoils prosessmiljø og kompetanseområde på PWT.

D.2 Bekreftelse av teknologivalg

I det følgende er gitt et kort beskrivelse av verifisering av miljøtiltakskostnad vist i D.1, med bakgrunn i oppdatert profil for produsert vann og EIF-beregninger gjennomført høsten 2006.

D.2.1 Vurdering av miljøtiltakskostnad, verifisering

I konseptfasen i prosjektet ble det beregnet miljøtiltakskostnader som del av underlaget for beslutning om valg av løsning for håndtering av produsert vann, jamfør D.1.

Valgt renseteknologi gir lavere EIF enn tidligere konfigurasjon; 80 for EPCON 15 ppm og 49 for EPCON 5 ppm versus 110 for en kombinasjon av CTour og EPCON, se over. Realistisk nivå på olje i vann vil ligge på 10 ppm, med en akkumulert EIF mellom de to gitte verdier.

Ved bruk av EPCON 15 ppm som løsning for rensing av det produserte vannet vil reduksjonen i prosjektets nåverdi ved overgang fra rensing til injeksjon være høyere enn de 13 millioner norske kroner per redusert EIF som lå til grunn for valget. Da er det forutsatt marginale endringer i nåverdi for valgt konfigurasjon av renseanlegget i forhold til tidligere konfigurasjon.

Vedlegg E Valg av løsning for kraftgenerering

I det følgende er gitt utdrag av beslutningsnotat angående valg av løsning for generering av kraft.

Beskrivelsene omfatter det scenario som er besluttet videreført; Produksjon av volum for Gjøa sammen med volum for 3. parts tilknyttede felter, Camilla, Belinda og Fram B.

E.1 Sammendrag

Følgende to konsept har vært under vurdering i forbindelse med valg av løsning for kraftgenerering på feltet:

- All kraft generert på produksjonsplattform offshore
- Hoveddel av kraft generert onshore og overført til Gjøa via en vekselstrømskabel. Alt mekanisk utstyr, foruten gass eksport kompressor, som forbruker kraft drives av elektriske motorer. Gass eksport kompressor drives av en single fuel lav NO_x gassturbin som er utstyrt med enhet for varmegjenvinning

Full elektrifisering av Gjøa ("All power from shore") er diskutert under punkt E.6. Løsningen er ikke anbefalt for videre arbeid.

Basert på redusert utslipp av CO₂ og NO_x, lavere kostnad og forbedret økonomi, redusert støynivå på plattform og redusert forbruk av diesel og brenngass, løsning med import av kraft fra land er anbefalt for Gjøa.

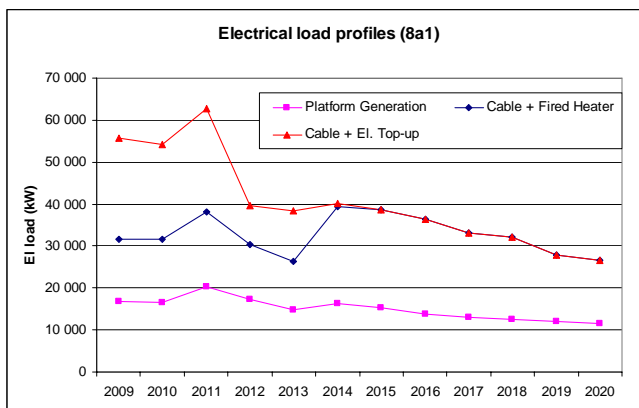
E.2 Design Basis

De viktigste design premisser for design av Gjøa SEMI for scenario med 3. parts tilknytning er gitt i tabellen nedenfor.

Designkapasiteter

Design kapasiteter	Gjøa + CBB (8A1)
Gassprosessering inkludert gassløft [MSm ³ /d]	18
Gasseksport [MSm ³ /d]	17
Gassløft [MSm ³ /d]	1
Oljetog [Sm ³ /d]	14.000
Produsert vann [Sm ³ /d]	15.000
Total væske [Sm ³ /d]	23.000

Lasteprofil for dette scenario er gitt i figuren nedenfor.

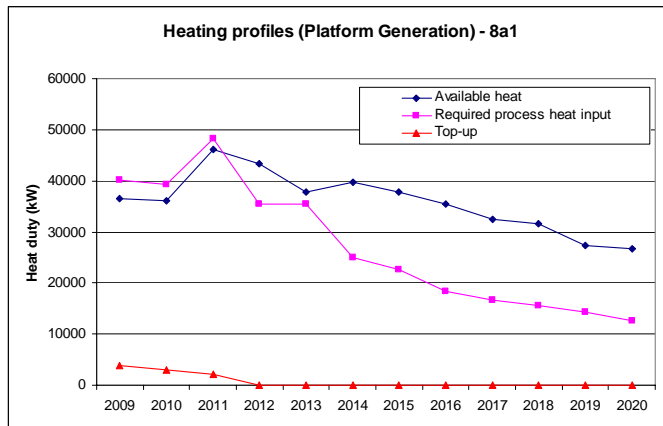


Lasteprofil, Gjøa + CBB (8A1).

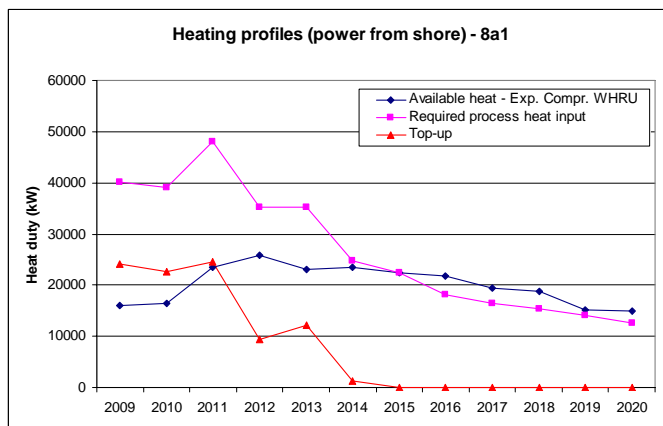
Gjøa prosessen krever mye varme for stabilisering av olje, spesielt når prosessering av 3. parts tilknyttede felter (CBB) inkluderes. Krav til prosessvarme er om lag 48 MW på topp for dette scenario.

Når kraften importeres fra land så vil gass eksport kompressor turbinen være den eneste turbinen på plattformen. Denne kan ikke levere hele varmebehovet i de første årene. Gassdrevne varmeinnretninger vil levere varme til prosessen i tillegg.

Figurene nedenfor viser varmebehovet ved kraftgenerering henholdsvis offshore og på land.



Varmeprofil, Gjøa + CBB (8A1), offshore kraftgenerering.



Varmeprofil, Gjøa + CBB (8A1), onshore kraftgenerering.

E.3 Offshore kraftgenerering – Teknisk beskrivelse

Offshore kraft generering har vært "referanseløsning" for Gjøa i mulighets- og konseptstudier.

E.3.1 Systembeskrivelse

Fire gassturbiner er inkludert på plattformen; To turbiner for generering av elektrisk kraft (2x100%), en turbin som driver for lavtrykkskompressor og en turbin som driver for eksportkompressor driver.

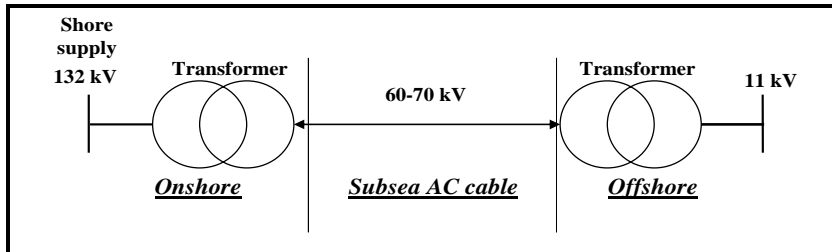
Turbiner for Gjøa + CBB er typisk LM 2500+ maskiner.

Nødvendig varme til prosessen hentes fra Waste Heat Recovery Units (WHRUs) på generatorturbiner og turbin for eksportkompressor.

E.4 Onshore kraftgenerering – Teknisk beskrivelse

E.4.1 Systembeskrivelse

En initiell screening av behov for elektrisk kraft, varmebehov, avstand til land og kraftoverføringsteknologi (AC/DC) resulterte i følgende systemdesign:



Systembeskrivelse.

Den valgte løsning er en kombinert løsning; Hoveddel av kraft generert onshore og overført til Gjøa via en vekselstrømskabel. Alt mekanisk utstyr, foruten gass eksport kompressor, som forbruker kraft drives av elektriske motorer. Gass eksport kompressor drives av en single fuel lav NOX gass turbin some er utstyrt med enhet for varmegjenvinning.

Konfigurasjonen har følgende fordeler:

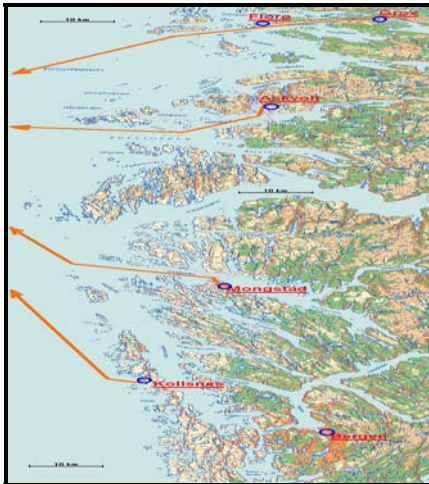
- Totalt elektrisk kraftforbruk ligger under effektnivå som kan overføres fra land gjennom vekselstrømskabel (én kabel)
- Totalt elektrisk kraftforbruk på Gjøa ligger under prospektert maksimum kraft tilgjengelig ved foretrukket tilknytningspunkt på land (Mongstad)
- Varmebehov kan delvis bli levert av WHRUen på turbin for gass eksportkompressor. Energieffektiviteten på turbinen vil være høy gjennom hele feltets levetid

I de første seks årene vil varme fra turbin for gass eksportkompressor ikke dekke behovet til prosessen. Gassdrevne varmeinnretninger vil supplere varme til prosessen i disse årene.

E.4.2 Lokasjoner

Mulige lokasjoner som har vært vurdert for tilknytning til strømmettet er som følger:

- Florø
- Askvoll
- Mongstad
- Kollsnes



Mulige tilknytningspunkt til strømmettet.

E.4.2.1 Florø

Nærmeste 132 kV stasjon er på Grov, om lag 20 km øst for Florø. Lokasjon med samme distanse som fra Gjøa til Mongstad. Total kabellengde vil være om lag 90 km. Leveransene fødes fra en "svak" del av det nasjonale nettsystem.

E.4.2.2 Askvoll

Ved denne lokasjonen er nettsystemet svakere enn for Florø. Noen linjer må oppgraderes fra 60 kV til 132 kV og om lag 20 km med nye linjer må prosjekteres. Området er nærmere Gjøa enn Florø. Total kabellengde fra Askvoll til Gjøa vil være om lag 70 km.

E.4.2.3 Mongstad

Det nasjonale nettsystem på Mongstad (2x132kV) er kraftig nok til å dekke Gjøa prosjektets behov for elektrisk kraft. Avstand til Gjøa er omtrent 95 km.

Mongstad vurderes som et svært pålitelig tilknytningspunkt for Gjøa grunnet to doble 132 kV leveranselinjer. Mongstad raffineriet krever høy pålitelighet og kvalitet på kraftleveransene og Gjøa ser dette som en fordel.

Dersom en av 132 kV linjene er ute av drift på varmeste sommerdager eller kaldeste vinterdager når kraftbehovet på Mongstad ligger på et maksimum, kan det oppstå begrensninger grunnet overbelastning på nettet. Løsninger for å overkomme slike situasjoner er ikke vurdert på nåværende tidspunkt. Nasjonalt nettsystem på 320/400KV har ikke vært inkludert i de vurderinger som er gjort.

BKK (Bergenshalvøens Kommunale Kraftselskap) har gjennomført en studie av det nasjonale nettsystem i denne regionen. BKK har bekreftet leveranser på 45 MW til Gjøa.

Onshore innretninger kan bli oppført på innsiden av eksisterende raffineri på Mongstad, lett integrerbart i det elektriske systemet på Mongstad. Krav til vedlikehold og inspeksjoner av systemet kan lett bli koordinert og tilpasset av Mongstad.

Statoil planlegger å etablere et nyttenergiverk på Mongstad ("Energiverk Mongstad"; EVM). Anlegget vil ha mulighet for å levere elektrisitet til Gjøa. Et slikt nytt anlegg vil redusere "nettkostnad" på den elektriske kraften og øke kvalitet og pålitelighet på kraft levert til Gjøa.

E.4.2.4 Kollsnes

Kollsnes synes per i dag ikke å ha nok elektrisk kraft for leveranser til Gjøa. Ekspansjon av Kollsnes anleggene er under planlegging og kraftbehov på Troll er økende.

Avstanden til Gjøa er om lag 110 km. Denne lengden er på grensen til overføring av kraft gjennom en vekselstrømskabel.

E.4.2.5 Evaluering av lokasjoner

Av de fire tilknytningspunktene som er nevnt her vurderes Mongstad som det beste alternativet.

Tilknytning ved Mongstad tilbyr:

- Et "sterkt" tilknytningspunkt med tilgang på minimum 45 MW
- God pålitelighet og høy kvalitet på kraftleveransene
- Enkel integrasjon og tilknytning
- Fordeler med hensyn til vedlikehold og inspeksjon under operasjon

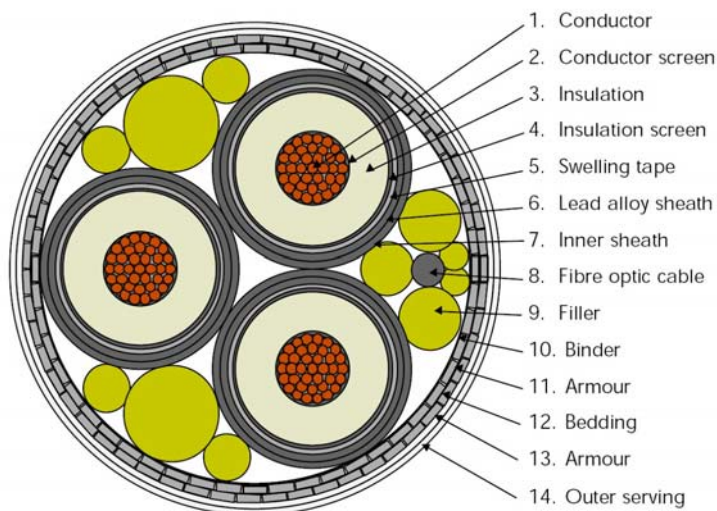
E.4.3 Kraftkabel i sjø

Kraftkabelen fra Mongstad vil ha følgende karakteristika:

- Vekselstrøm (AC)
- Spenning 72 kV
- Maks effect 50 MVA
- Konduktor 3 x 630 mm²
- Lead alloy sheathing to stop radial water ingress

Kabel med høyere spenning (opp til 132kV) vil bli evaluert i neste fase for å optimalisere spenningen i forhold til blant annet kraftoverføringskapaistet og tap av kraft.

Figuren nedenfor viser et tverrsnitt av en typisk vekselstrømskabel.



Typisk 3-kjernet vekselstrømskabel.

E.4.4 SEMI – Effekter

Effektene på plattformen ved import av kraft fra land er oppsummert som følger:

- All elektrisitet (unntatt nødkraft og essensiell kraft) leveres plattform gjennom kable fra land, inkludert Switchgear og Transformerer
- Hovedkraft Generatorer og respective WHRUer fjernes
- Eksport Kompressor drives av en gassturbin med WHRU (uendret). Driveren er en LM2500+ for scenario 8a1
- LP Kompressor drives av en elektrisk motor med varierende hastighetsdriver (VSD), istedet for en LM2500+ driver for scenario 8a1
- Rekompresorer drives av elektriske motorer (uendret)
- Varme genereres av en WHRU som tar varme fra eksport kompressor turbin. Varme antas gjenvunnet med et forhold 1:1
- Nødvendig tilleggsvarme genereres av en 2 x 12,5 MW for scenario 8a1
- Grunnet fjerning av hovedgeneratorer vil dieslutstyr reduseres i størrelse. Det antas at dieseltanker og brenngass-system halveres i kapasitet
- Reduksjon I hjelpesystemer og instumentering grunnet fjerning av gassturbiner

E.5 Evaluering av offshore versus onshore kraftgenerering

E.5.1 SEMI vektestimater

Vektestimater for offshore versus onshore kraftgenerering er vist i tabellen nedenfor.

Vektestimater

Scenario	Kraftgenerering offshore [Tonn]	Kraftgenerering onshore [Tonn]	Delta [Tonn]
Gjøa alene; 7A1			
Topside	15 142	14 582	560
Hull	12 972	12 972	-
Gjøa + CBB; 8A1			
Topside	18 845	18 212	633
Hull	14 601	14 601	-

Som tabellen viser vil bruk av kraft fra land gi en vektbesparelse på 500 til 600 tonn.

E.5.2 Utslipp av CO₂

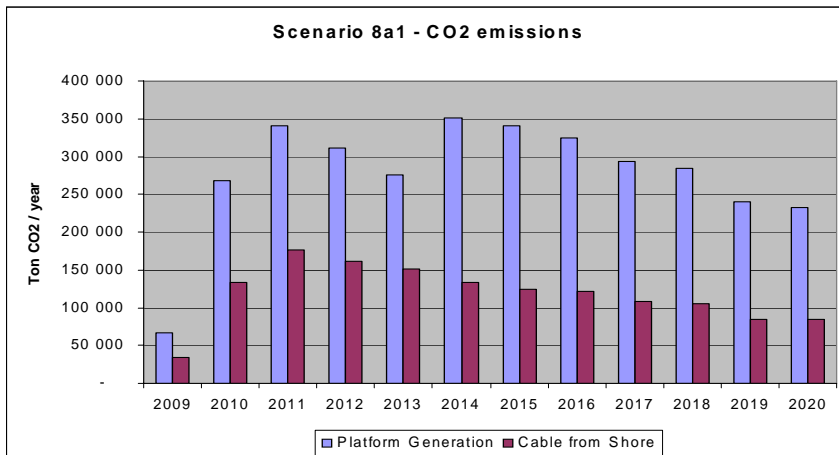
Figuren nedenfor viser utslipp av CO₂ for scenario 8a1. Figuren viser kun utslipp fra plattform. I et globalt perspektiv vil kraftgenerering onshore også medføre utslipp av CO₂.

Ved bruk av Statoils interne retningslinjer for estimering av utslipp fra onshore kraftgenerering kan følgende utslipp legges til "cable from shore" utslippene i figuren:

Gjøa + CBB (8A1): 100.000 tonnes CO₂ per år

Reduksjon i utslipp av CO₂ vil være i størrelsesorden 50 til 100.000 tonn mindre CO₂ årlig, sammenliknet med en løsning der all kraft genereres offshore.

Utslipp av NO_x vil bli redusert tilsvarende ved kraftgenerering onshore.



Utslipp av CO₂, kraftgenerering offshore versus onshore; Gjøa + CBB (8A1).

E.5.3 Regularitet

Import av kraft fra land antas å gi økt regularitet for Gjøa. På bakgrunn av at dette ikke er dokumentert, er det ikke tatt hensyn til i de økonomiske betraktninger som er gjennomført.

E.5.4 Andre aspekt for evaluering

E.5.4.1 Teknisk sikkerhet

Endringer som følge av import av kraft fra land antas kun å medføre minimale effekter på sikkerhetssystemer.

E.5.4.2 Risiko

Effekten av fjerning av tre gassturbiner og installasjon av varmeenhet på det totale risikonivået på plattformen er usikker. Sannsynligheten for selvantennning på turbin kan være høy dersom luftinntaket blir utsatt for gass. I tillegg vil det være andre komplekse evalueringer knyttet til varmeenhet som bør vurderes - overflatetemperatur, effekt på helikoptertrafikk, kontroll over enheten og lignende - og som kan nøytralisere den positive effekten av fjerning av turbiner.

Både diesel og brenngassvolum vil bli omtrentlig halvert. Selv om diesel og brenngass vanligvis ikke bidrar i stor grad til risikonivået, er det et faktum at det har forekommet flere ulykker knyttet til diesel (store branner) på installasjoner i Nordsjøen. Således vil en reduksjon i lagrede volum og forenklet distribusjon av disse substansene ha en positiv effekt på risikonivået.

E.5.4.3 Støy og vibrasjon

Utelatelse av tre turbiner og to generatorer innebærer et lavere støy- og vibrasjonsnivå. Støy og vibrasjon knyttet til varmeenheten er ikke kvantifisert på nåværende tidspunkt, men det er ikke forventet et dominerende bidrag fra denne kilden.

På nåværende tidspunkt har det ikke vært mulig å sette kostnad på tiltak knyttet til støy og vibrasjon som følger utelatelse og nytt utstyr.

E.5.4.4 Stråling og farlige substanser

Ved import av kraft gjennom kabel fra land må plattformen innrettes med store transformatorer som drives med variabel frekvens. Transformatorene og tilknytningspunkt for kraftkabelen er kilder til

elektromagnetisk stråling. I følge NORSOK skal høyspenningsutstyr unngås plassert nærliggende boligkvarteret og permanent bemannede områder.

Erfaringer viser imidlertid at strålingsfeltet rundt slikt utstyr er rakst minskende ved økning i avstand fra kilden.

På nåværende tidspunkt er tilknytningspunkt for kraftkabel lokalisert på nord-vestre side av boligkvarteret, og transformatorene er lokalisert i separate rom på 'Generator Dekket'. Arrangementet vurderes å være i tråd med NORSOK og representerer således ikke noen fare for personell.

Omfang av vedlikehold og reparasjoner er forventet å minke ved installasjon av elektrisk drift av 3-trinns rekompresjon/lavtrykkskompresjon og utelatelse av gass/diesel drevne kraftgeneratorer. Effektene av dette i forhold til varmeeheten som behøves har ikke vært vurdert på nåværende tidspunkt.

E.6 Full elektrifisering

Full elektrifisering eller "All kraft fra land" ble initielt vurdert i parallell med referanseløsningen. Gjennom denne screeningsfasen ble løsningen vurdert som ikke robust for scenario 7a1 og som ikke mulig for scenario 8a1.

Konsept med "All kraft fra land" er vurdert på ulike nivå, som følger:

- Alt mekanisk utstyr på kraft fra land
- Alt mekanisk utstyr og varme i prosess på kraft fra land

Bakgrunn for å legge bort "All kraft fra land" for Gjøa er gjengitt i det følgende.

E.6.1 Alt mekanisk utstyr på kraft fra land

I denne løsningen er eksportkompressoren for gass drevet av en elektrisk motor. Turbin driveren blir erstattet av en elektrisk motor, frekvensomformer og transformator. WHRUen erstattes av varme fra separate varmeinnretning. Nødvendig system for kraftleveranse må oppgraderes.

Nødvendig kraft fra land for scenario med 3. parts tilknytning vil være som følger:

Gjøa + CBB; 8A1: 65 MW (39 MW + 26 MW (eksportkompressor))

Modifikasjonene resulterer i at vekt på utstyr på plattform øker med om lag 80 tonn og gir en mindre kostnadsøkning.

Kraftbehovet på 65 MW er, i henhold til beregninger gjennomført hos BKK, ikke tilgjengelige på Mongstad. Det er urealistisk at dette kraftbehovet kan dekkes på Mongstad uten realisering av "Mongstad Energiverk". Beslutning vedrørende dette prosjektet vil komme tidligst sommeren 2006.

Videre er det sannsynligvis ikke mulig å øke overføringskapasiteten i en enkel vekselstrømskabel til 65 MW.

Påliteligheten med to tilknytningssystem på land vil reduseres i forhold til leveranse fra et punkt på Mongstad.

Miljømessig fordel ved å fjerne en gassturbin er vurdert som neglisjerbar da så å si all varme fra WHRUen kan brukes i prosessen gjennom hele feltets levetid, noe som gir gasseksportkompressoren veldig høy effekt.

På bakgrunn av dette og økt investeringskostnad ved økt import av kraft fra land (to kabler, to tilknytningspunkt) vurderes løsningen ikke å balansere fordel ved å fjerne en turbin for drift av gasseksportkompressor (til sammenlikning fjerner første kabel (referanseløsning) tre turbiner og to kompressorer).

E.6.2 Alt mekanisk utstyr og varme i prosess på kraft fra land

Nødvendig kraft fra land for scenario med 3. parts tilknytning når varme til prosess framskaffes ved kraft fra land I tillegg til drift av alt mekanisk utstyr vil være som følger:

Gjøa + CBB; 8A1: 113 MW (65 MW + 48 MW (varme))

Varme generert offshore av fyrte varmeinnretninger har høyere effektivitet (> 90 %) enn varme generert på land og transportert gjennom kabel til Gjøa.

Løsningen vurderes som ikke miljømessig akseptabel grunnet feltets store behov for varme gjennom hele levetiden.

- Scenario 8a1: Ikke realistisk å importere nødvendig kraft gjennom vekselstrømskabel, løsningen gir økt vekt og plassbehov i tillegg til at den innebærer et mye mer komplekst system
- Det er ikke realistisk at kraftbehovet kan leveres fra en kilde på land uten realisering av "Energiverk Mongstad". Dette prosjektet er ikke besluttet.






Vedlegg F Environmental Statement

I det følgende er gitt et kort sammendrag av Environmental Statement.

F.1 Det eksisterende miljøet og overordnet miljøkonsekvensvurdering

Oversikt over sårbare naturressurser – miljøsensitivitet - i området for den planlagte gassseksportrørledningen i britisk sektor er oppsummert i tabell F-1-1 nedenfor.

Tabell F-1-1 Miljøsensitiviteter – sammendrag.

Farge nøkkel		Veldig 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
Sannsynlig prosjektplan: Mai til august 2009											
Plankton											
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.											
Bunndyr											
Den bentiske faunaen er en viktig næringskilde for fisk og skalldyr, og den er sårbar 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.											
Fiskebestander											
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).											
Fiskeri											
Utbyggingsområdet har "høy" kommersiell verdi. Det foregår fiske hele året, med høyeste innsats (>40 dager) i april, mai, oktober og desember i 2004. Fiskeinnsatsen i området er moderat til lav sammenliknet med andre områder i Nordsjøen. 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. Fangstverdi i 2004 var høyest i oktober og desember.											
Sjøfuglbestander											
JNCC har beskrevet sjøfuglens sårbarhet overfor overflateforurensning i dette området som "lav" til "moderat" mesteparten av året, men "høy" i juli 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.											
Marine pattedyr											
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.											
Bevaringsområder											
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.											

F.2 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 F-2-1. Tabell F-2-2 oppsummerer påvirkningene og risikoene som ble vurdert som ikke-signifikante. Ingen miljøpåvirkninger ble vurdert som svært signifikante.

Tabell F-2-1 Signifikante miljøkonsekvenser og planlagte avbøtende tiltak.

Potensiell påvirkningskilde	Potensiell miljøpåvirkning eller miljørisiko	Planlagte avbøtende tiltak
Fysisk tilstedeværelse av leggefartøy	Midlertidige arealbeslag i utbyggingsperioden (0,8 - 12,6 km ²) i et område med moderat aktivitetsnivå med hensyn til fiske og skipstrafikk. Støy fra DP rørleggingsfartøy kan forstyrre mindre tettheter av hval i området.	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 varsle skip og fiskefartøyer som nærmer seg det aktuelle området Støy minimaliseres ved bruk av godt vedlikeholdt fartøy og utstyr.
Oppankring av fartøyer under legging av rørledningen	På leirholdige havbunnsedimenter kan det danne seg haugformede ankermerker som potensielt kan utgjøre en konflikt for fiske med bunntål.	Nøyaktig plassering av ankere vil bli planlagt. Det vil bli brukt et fjernstyrt undervannsfartøy for å kontrollere at ankerene blir riktig plassert i ettertid av operasjonen. Den ferdige rørledningstraseen vil bli kartlagt med sikte på å identifisere eventuelle obstruksjoner på havbunnen. Statoil vil gjennomføre utjevning av eventuelle betydelige ankermerker ved bruk av egnede metoder
Installasjon av rørledningen	Rørleggingsoperasjonen vil forstyrre havbunnsedimentene og bunndyrene som lever i eller på disse sedimentene. Virkningene er avgrenset til et lite område direkte under rørledning og steindumping. Rørledningen og steindumpingene vil skape et nytt habitat for bunndyr som lever på harde overflater, samt utgjøre et tilleggshabitat for fisk som lever i huler/sprekker. Potensielle hindringer for kommersielt fiske (se også Fysisk tilstedeværelse av rør og havbunnsinstallasjoner).	Kartlegging av trasé vil bli gjennomført i 2007 og vil bli brukt til å optimalisere traséen. Et dedikert fartøy vil være til stede under leggingen for å sikre rett plassering av rørledningen. Steindumpingene vil bli overvåket med sonar og etterkontrollert med fjernstyrt undervannsfartøy Det vil bli søkt om Pipeline Works Authorisation (PWA). Informasjon om lokalisering og utforming av steindumpingene vil bli gjort tilgjengelig for fiskere og fiskeriinteresser. Valg av steinstørrelse og steindumpingenes utforming vil bli gjort med tanke på å minimere risikoen for konflikt med fiskeriaktiviteten i området.
Fysisk tilstedeværelse av rør og havbunnsinstallasjoner	Tiltaket vil ikke medføre noen form for hindring for utøvelsen av militære øvelser siden området ikke benyttes til dette formål. Ubetydelig reduksjon av fiskbart areal siden alle havbunnsinstallasjoner vil være å betrakte som overtråkbare. Marginal fare for skade på eller tap av fiskeutstyr forårsaket av at utstyret henger seg opp i rørledningen, havbunnstrukturer eller steindumpingene.	Ingen spesielle avbøtende tiltak er planlagt. Sjøfarende vil bli underrettet om nøyaktig lokalisering og dimensjoner på alle havbunnsinstallasjoner. Alle havbunnsinstallasjoner, inkludert rørledninger, vil bli registrert på sjøkart. Rørledningen, beskyttelses-strukturer (PLEM) og steindumpingene vil bli konstruert slik at de ikke hindrer fiskeaktivitet. Alle strukturer vil være overtråkbare. Havbunnen vil bli kartlagt etter leggingen av rørledningen, og eventuelle hindringer vil bli fjernet eller jevnet ut.

Tabell F-2-1 (forts) Signifikante miljøkonsekvenser og planlagte avbøtende tiltak.

Potensiell påvirkningskilde	Potensiell miljøpåvirkning eller miljørisiko	Planlagte avbøtende tiltak
Utslipp fra anoder	<p>Utslipp av metallioner til vannsøylen og havbunnen.</p> <p>Anodemetaller vil forekomme i svært lave konsentrasjoner og vil være uten giftvirkninger.</p> <p>Rask spredning og fortykning i havområdet.</p>	<p>Standard industrianoder vil bli brukt.</p> <p>Rørledningen har en levetid på 30 år.</p> <p>Antall anoder minimaliseres.</p>
Utsiktet utslipp av diesel	<p>Diesel fordamper og dispergerer raskt. Det forventes ingen restpåvirkning på det lokale miljøet.</p>	<p>Statoil vil etablere en rekke avbøtende tiltak for å redusere risikoen for oljesøl fra involverte fartøyer:</p> <p>Leggefartøyet vil til en hver tid overvåke sikkerhetssonen rundt leggefartøyet.</p> <p>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> <p>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).</p> <p>Disse planene beskriver nærmere hvilke tiltak som skal iverksettes ved oljelekkasje på et skip.</p> <p>Fartøyer skal ha utstyr ombord som ved mindre forurensningshendelser, setter dem i stand til å samle opp og håndtere forurensende stoffer om bord.</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 til havs og som kan bistå på åstedet om nødvendig.</p> <p>Disse tredjeparts spesialiserte oljevernoperatører hentes evt. inn under fartøyoperatørens forsikringsavtaler.</p>

Tabell F-2-2 Ikke-signifikante miljøpåvirkninger og planlagte avbøtende tiltak.

Potensiell påvirkningskilde	Potensiell miljøpåvirkning eller miljørisiko	Planlagte avbøtende tiltak
Støy fra fartøyer under legging av rørledningen	Støy kan potensielt forstyrre marine pattedyr i området. Det forventes kun lave tettheter av marine pattedyr i området.	Støy minimeres ved bruk av godt vedlikehold utstyr.
Kraftproduksjon ombord i fartøyer under legging og avvikling	Kortsiktig, lokal forringelse av luftkvaliteten rundt eksosutløpene.	Utslippene vil bli holdt så lave som mulig gjennom godt vedlikehold av maskineri. Etterlevelse av IMO/MARPOL krav.
Utslipp av behandlet lensevann fra fartøyer under legging og avvikling	Lokalisert forringelse av sjøvannskvaliteten omkring utslippspunktet. Mulighet for dannelse av oljeflak. Lokale miljøbetingelser vil medføre rask spredning og fortykning av eventuelle hydrokarbonutslipp.	Behandling av lensevann før utslipp. Etterlevelse av IMO/MARPOL krav. Fartøyrevisjoner.
Spillvannsutslipp fra fartøyer under legging og avvikling av rørledningen	Lokal økning av biologisk oksygen forbruk (BOF) omkring utslippspunktet. Økt produktivitet for fisk og plankton. Strømforholdene til havs medfører rask spredning og fortykning av spillvannsutslippet.	Behandling av spillvann før det slippes ut eller oppsamling om bord for skipping til land. Etterlevelse av IMO/MARPOL krav. Fartøyrevisjoner.
Testing og ferdigstillelse av rørledning	Utslipp av kjemikalier knyttet til testing og ferdigstillelse kan gi effect på vannkvalitet i umiddelbar nærhet til utslippspunktet.	Det vil bli valgt kjemikalier som minimaliserer efekterne på miljøet, i henhold til Offshore Chemical Regulations 2002 .
Fallende gjenstander under produksjonsvirksomhet og avvikling	Mulig hindring for fiske. Utvikling av kunstige substrata som kan koloniseres av organismer.	Etterlevelse av prosedyrer og bruk av sertifisert utstyr. Opphenting av større skrapgjenstander fra havbunnen.
Fjerning av PLEM, HTT og andre former for intervensjoner på havbunnen	Midlertidig forstyrrelse av havbunnen og bunndyrsamfunn innenfor et meget lite område.	Sjøbunnsundersøkelse vil bli gjennomført dersom dette vurderes som nødvendig i det enkelte tilfelle.

F.3 Konklusjon

Statoil har i denne konsekvensutredningen, for britisk del av Gjøa til FLAGS gasseksportørledning, framlagt 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.

Kjemikaliene som skal brukes ved klargjøring av den planlagte rørledningen 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:

- Gjøa til FLAGS gasseksportørledning berører et mindre område i nordlig del av 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 (0,006 km²), 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 rørledningen omfatter ingen habitater som er listet i vedlegg I til **EUs habitatdirektiv**.
- Nise er den eneste arten i vedlegg II som opptrer regelmessig i området. Nise kan være tilstede gjennom hele året, høyest antall er observert i juli.

- Sjøfugl i det aktuelle området i nordlig del av Nordsjøen kan være sårbare overfor oljeforurensning i juli og november. Statoil har etablert prosedyrer som sikrer at alle nødvendige tiltak for å forebygge uhellsutslipp er iverksatt.
- Fiskeriinnsatsen i det berørte området er moderat sammenliknet med andre området i Nordsjøen. Den mest anvendte fangstmåten er bunntål. Konflikten med fiskeriinteressene i driftsfasen for gasseksportørledningen 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.

På bakgrunn av ovenforstående er det lite sannsynlig at prosjektet vil ha vesentlige konsekvenser for miljø eller fiskeri.