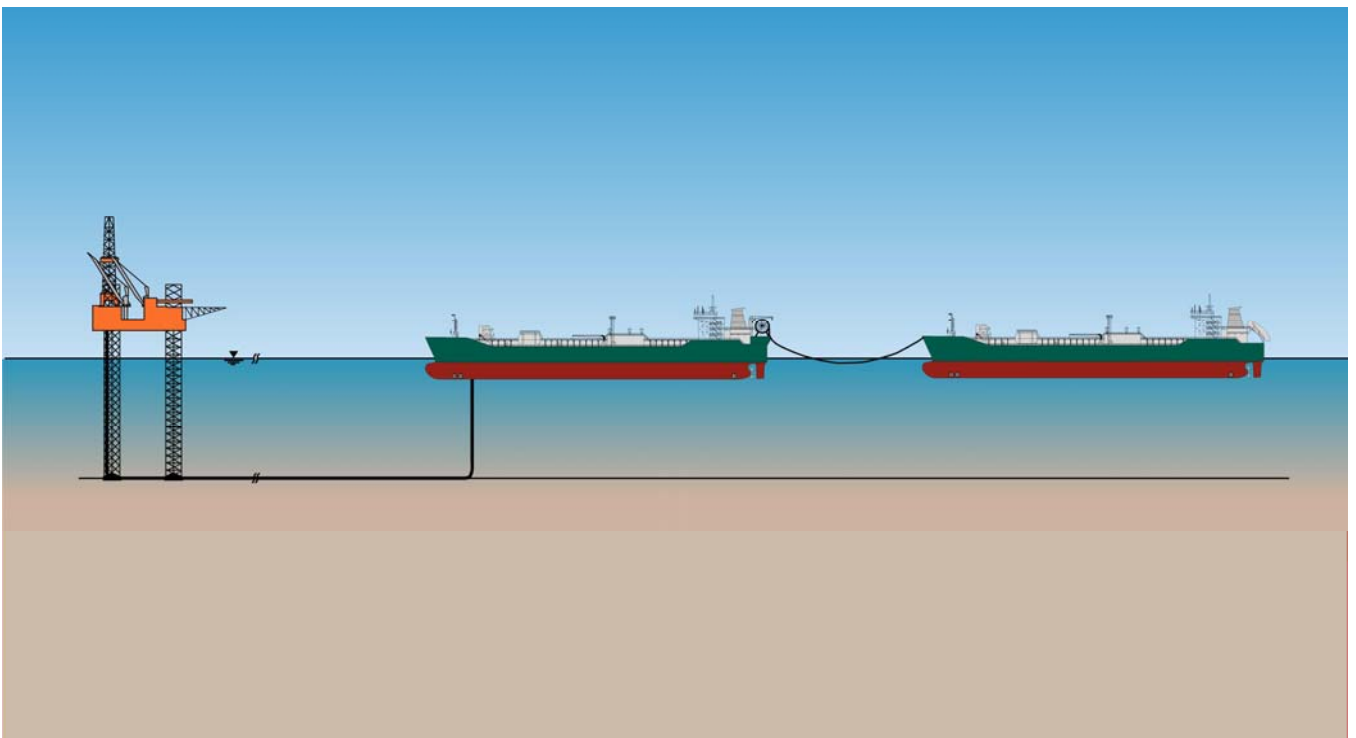


PLAN FOR UTBYGGING OG DRIFT AV VOLVE

Utvinningsstillatelse PL046



Del 2 KONSEKVENsutREDNING

Desember 2004

ExxonMobil



 **STATOIL**

Plan for utbygging og drift av Volve

Utvinningsstillatelse PL046

Del 2 Konsekvensutredning

Utarbeidet av Statoil

Desember 2004

Forord

Denne konsekvensutredningen omhandler utbygging og drift av oljefeltet Volve i Nordsjøen.

Plan for utbygging og drift (PUD) for virksomheten planlegges presentert for myndighetsbehandling i løpet av 1. kvartal 2005.

Foreliggende konsekvensutredning inngår som en del av PUD for virksomheten. Konsekvensutredning for Volve er utarbeidet i henhold til Petroleumsloven. Olje- og energidepartementet (OED) er ansvarlig myndighet for koordinering og gjennomføring av høringsprosessen.

Melding med forslag til utredningsprogram ble oversendt OED i mars 2002. Departementet fastsatte utredningsprogrammet i juni 2004. Foreliggende konsekvensutredning er utarbeidet i henhold til det fastsatte programmet og de høringsuttalelser som er mottatt.

Rettighetshaverne til Volve er ExxonMobil, Total E&P Norge, Norsk Hydro og Statoil. Statoil er operatør for feltet.

Stavanger 8. desember 2004

INNHOLDSFORTEGNELSE

1	SAMMENDRAG	5
2	INNLEDNING	7
2.1	FORMÅLET MED KONSEKVENSTREDNINGEN	7
2.2	FORHOLDET TIL DEN REGIONALE KONSEKVENSTREDNINGEN	7
2.3	LOVVERKETS KRAV	8
2.4	SAKSBEHANDLING OG TIDSPLAN FOR KONSEKVENSTREDNINGEN.....	8
2.5	UTREDNINGSPROGRAMMET	9
2.6	NØDVENDIGE SØKNADER OG TILLATELSER	10
2.7	MYNDIGHETENES STYRINGSSIGNALER FOR MILJØARBEID	10
3	BESKRIVELSE AV PROSJEKTET	12
3.1	RETTIGHETSHAVERE	12
3.2	ALTERNATIVE UTBYGGINGSLØSNINGER	12
3.3	RESSURSER OG PRODUKSJONSPLANER.....	13
3.4	RESERVOARFORHOLD.....	14
3.5	TIDSPLAN FOR GJENNOMFØRING AV UTBYGGINGEN	15
3.6	HELSE, MILJØ OG SIKKERHET.....	15
3.7	VALGT UTBYGGINGSLØSNING	16
3.8	TRASÉ- OG BUNNUNDERSØKELSER	21
3.9	AVFALLSHÅNDTERING	21
3.10	ØKONOMI	22
3.11	AVSLUTNING	22
4	NATURRESSURSER OG MILJØFORHOLD.....	23
4.1	FORHOLDET TIL DEN REGIONALE KONSEKVENSTREDNINGEN	23
4.2	INFLUENSOMRÅDE FOR UTSLIPP TIL SJØ.....	23
4.3	INFLUENSOMRÅDE FOR UTSLIPP TIL LUFT	23
4.4	SPESIELT MILJØFØLSOMME OMRÅDER	23
4.5	FISK OG FISKERIER	24
4.6	AKVAKULTUR	24
4.7	KORALLER	24
4.8	KULTURMINNER	25
5	UTSLIPP TIL LUFT	26
5.1	UTSLIPP TIL LUFT KNYTTET TIL BORING	26
5.2	UTSLIPP TIL LUFT KNYTTET TIL ORDINÆR DRIFT.....	27
5.3	PROGNOSE FOR UTSLIPP TIL LUFT	28
5.4	KONSEKVENSER AV UTSLIPP TIL LUFT	29
5.5	TILTAK FOR Å REDUSERE UTSLIPP TIL LUFT	29
6	UTSLIPP TIL SJØ.....	30
6.1	UTSLIPP TIL SJØ KNYTTET TIL BORING	30
6.2	UTSLIPP TIL SJØ KNYTTET TIL KLARGJØRING AV RØRLEDNINGER	32
6.3	UTSLIPP TIL SJØ KNYTTET TIL ORDINÆR DRIFT	32
6.4	PROGNOSE FOR UTSLIPP TIL SJØ.....	37

6.5	KONSEKVENSER AV UTSLIPP TIL SJØ	38
6.6	TILTAK FOR Å REDUSERE UTSLIPP TIL SJØ	39
7	AKUTTE UTSLIPP OG BEREDSKAP	40
7.1	MILJØRISIKOANALYSE – FORMÅL OG KRAV	40
7.2	AKSEPTKRITERIER FOR MILJØRISIKO	40
7.3	FORUTSETNINGER	40
7.4	OLJEDRIFTSBEREGNINGER	41
7.5	VURDERING AV MILJØRISIKO	41
7.6	OLJEVERNBEREDSKAP.....	42
7.7	VIDERE ARBEID.....	43
8	KONSEKVENSER VED AREALBESLAG OG FYSISKE INNGREP.....	44
8.1	KONSEKVENSER FOR FISKERI	44
8.2	KONSEKVENSER FOR AKVAKULTUR	46
8.3	KONSEKVENSER FOR KORALLER	47
8.4	KONSEKVENSER FOR KULTURMINNER.....	47
9	SAMFUNNSMESSIGE KONSEKVENSER.....	48
9.1	VIRKNINGER PÅ INVESTERINGSNIVÅET I NORSK PETROLEUMSVIRKSOMHET.....	48
9.2	SAMFUNNSMESSIG LØNNSOMHET	49
9.3	VARE- OG TJENESTELEVERANSER	50
9.4	VIRKNINGER FOR SYSSELSETTING	51
10	LITTERATUR.....	53
	VEDLEGG 1 UTREDNINGSPROGRAMMET.....	53
	VEDLEGG 2 MYNDIGHETENES STYRINGSSIGNALER.....	60

1 Sammendrag

Foreliggende konsekvensutredning er utarbeidet av Statoil på vegne av ExxonMobil, Total E&P, Norsk Hydro og Statoil, og omhandler utbygging og drift av Volve. Feltet ligger i Sleipner-området.

Utbyggingen planlegges å skje gjennom installasjon av en oppjekkbar plattform med prosess- og borefasiliteter tilknyttet et lagerskip (FSU). Det planlegges totalt for boring av åtte brønner, fordelt på 3 produksjonsbrønner, 3 injeksjonsbrønner og 2 produksjonsbrønner for vann fra Utsira-formasjonen. Oljen fra Volve prosesseres på plattformen og vil deretter ledes i ny rørledning til lagerskipet og transporteres videre herfra via skytteltankere. Rikgass fra feltet vil eksporteres til Sleipner A-plattformen via eksisterende havbunnsramme SLD på Sleipner Øst for prosessering og videre transport.

Produksjonsstart var ved utarbeidelse av konsekvensutredningen satt til november 2006. Ved innsendelse av konsekvensutredningen er produksjonsstart foreløpig forskjøvet til mars 2007. Produksjonsperioden er anslått til omlag 3 til 4 år.

Utvinnbare mengder tilknyttet utbyggingen er anslått til 10 millioner m³ olje samt 1,5 milliarder Sm³ gass. Det er identifisert et potensial for tilleggsreserver i området. Tilleggsreservene vil så langt som mulig bli beskrevet i Plan for utbygging og drift (PUD), men er ikke inkludert i de prognoser som er lagt til grunn for konsekvensutredningen.

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 å beskrive de muligheter som finnes for å redusere eller unngå negative effekter.

Konsekvensutredningen legger til grunn den beskrivelse av naturressurser og ressurs-

utnyttelse 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.

De totale utslippene til luft i boreperioden er beregnet til om lag 20.500 tonn CO₂, 450 tonn NO_x og 32 tonn VOC.

I driftsperioden er planlagte utslipp av CO₂ på det høyeste beregnet til 93.600 tonn årlig. Tilsvarende utslipp av NO_x er beregnet til 375 tonn. Størsteparten av NO_x-utslippene kommer fra lagerskipet. Det vil bli installert gassturbiner med lav-NO_x teknologi for kraftgenerering på plattformen. Utslipp fra plattformen er på det høyeste beregnet til 111 tonn. Planlagte utslipp av VOC er på det meste beregnet til 990 tonn. Det vil bli installert anlegg for reduksjon av VOC på lagerskipet med en gjenvinningsgrad på minimum 78%.

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

I forbindelse med driftsklargjøring av rørledningene vil de bli fylt med ferskvann tilsatt oksygenfjerner. Ved tømning av rørledningene før oppstart vil det bli tilsatt glykol. Vannet vil bli transportert til Sleipner A-plattformen og behandlet sammen med det produserte vannet før det slippes ut til sjø. Alternativt kan rørledningene bli lagt tørre. Ved tilkopling vil det sive inn noe sjøvann og gassrørledningen vil derfor bli tilsatt glykol for å skåne rørledningen fra havbunnsrammen SLD på Sleipner Øst til Sleipner A-plattformen mot korrosjon.

Produsert vann vil bli reinjisert i reservoaret for trykkstøtte sammen med vann fra Utsiraformasjonen. Injeksjonsanlegget har en forventet regularitet på 95%. Det vil si et gjennomsnittlig utslipp på 5% av totalt produsert vann. Størst utslippsmengde fra Volve er beregnet til 300 m³ per døgn, tilsvarende 110.000 m³ i år 2010. Dette tilsvarer en økning i totalt utslipp av produsert vann i Sleipner-området på 19%. Utslipp av produsert vann vil bli rensert i henhold til gitte krav (30 ppm).

Total utblåsningsfrekvens for Volve er beregnet til $1,01 \times 10^{-3}$. Oljedriftsberegninger for oljefeltet Varg, som ligger i samme området som Volve, er benyttet som utgangspunkt for å vurdere miljørisiko for Volve. Resultatene fra disse beregningene viser at det kun er utslipp til overflaten som forventes å kunne nå land, og sannsynligheten for stranding er størst i vintersesongen med en treffsannsynlighet på 10-20%. Resultatene fra vurdering av miljørisiko viser at risikoen knyttet til utbygging og drift av Volve er neglisjérbar. Den regionale beredskapen som eksisterer i området i dag er vurdert som dekkende for Volve.

Installasjonene på feltet vil på grunn av sikkerhetssonene medføre en kilometerbred hindring for fisket rundt plattformen og halvannen kilometerbred hindring rundt lagerskipet. I tillegg er det sannsynlig at området mellom de to sikkerhetssonene ikke vil bli benyttet. Vurdert i forhold til begrenset fiskeriaktivitet i det berørte området ventes ikke utbyggingen å medføre nevneverdige operasjonelle eller merkbare fangstreduksjoner. Rørledningene vil bli nedgravde og vil ikke medføre operasjonelle ulemper for fiskeflåten etter at anleggsarbeidet er avsluttet. Konsekvensene av arealbeslag og fysiske inngrep for fiskeflåten er dermed vurdert som små i driftsperioden.

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 driftsfase. Regulær drift av Volve vil ikke medføre konsekvenser for akvakultur.

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

Dybdeforholdene i Sleipner-området tilsier at det kan finnes steinalderspor i området og at det eksisterer et potensiale for funn av skipsvrak i utbyggingsområdet. Utbyggingen av Volve medfører kun et meget begrenset arealbeslag, og det er ikke kjent eksempler på konflikter med kulturminneinteresser i forbindelse med offshore utbyggingsprosjekter.

De totale investeringskostnadene for utbyggingen er anslått til omlag 1,8-1,9 milliarder kroner. De totale leie- og driftskostnader er anslått til 4,2 milliarder kroner.

De samlede inntekter utgjør 9,1 milliarder kroner. Neddiskontert til år 2004 utgjør de 6,8 milliarder (7% neddiskonteringsrente). Den samlede samfunnsmessige netto kontantstrøm er beregnet til 3,1 milliarder kroner. Neddiskontert med 7% rente er netto kontantstrøm beregnet til 2,2 milliarder kroner.

I utbyggingsfasen for Volve er det forventet god kapasitet innenfor petroleumbasert industri og ingeniørfirma. Volve vil bidra positivt til aktiviteten i norsk offshorerettet virksomhet.

I utbyggingsfasen anslås det at Volve gir norske leveranser i størrelsesorden 1,7 til 2,7 milliarder kroner. De samlede nasjonale sysselsettingsvirkningene som følge av utbyggingen er anslått til om lag 3.400 årsverk, fordelt over perioden 2005 til 2012. Virkningene vil være høyest i 2006 med nær 1.200 årsverk.

2 Innledning

På vegne av partnerne i utvinningstillatelse PL046 utarbeider Statoil plan for utbygging og drift (PUD) med tilhørende konsekvensutredning for Volve.

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

Volve er et oljefelt beliggende innenfor utvinningstillatelse PL046 blokk 15/9 omlag 8 km nord for Sleipner A-plattformen. Feltet ble påvist ved brønn 15/9-19SR i 1993 og senere avgrenset med to sidesteg fra funnbrønnen i 1997 og 1998.

Utbyggingen planlegges å skje gjennom installasjon av en oppjekkbare plattform med bore- og prosessfasiliteter, knyttet opp mot et flytende lagerskip, FSU (Floating Storage Unit). Oljen vil etter prosessering bli transportert til lagerskipet gjennom en 2,5 km 8" fleksibel rørledning for lasting og transport via skytteltankere herfra. Gassen planlegges transportert gjennom en 5,5 km 6,5" rørledning til eksisterende havbunnsramme SLD på Sleipner Øst og videre derfra i eksisterende rørledning til Sleipner A-plattformen for videre prosessering og transport.

Utbyggingsplanene for den valgte løsningen er nærmere beskrevet i kapittel 3.

2.1 Formålet med konsekvensutredningen

Formålet med konsekvensutredningen er å gi en beskrivelse av planene for utbygging 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.

2.2 Forholdet til den regionale konsekvensutredningen

Den regionale konsekvensutredning for Nordsjøen (heretter omtalt som RKU) behandler de samlede konsekvenser av petroleumsvirksomheten på norsk sokkel sør for 62 °N.

RKU legger til grunn utslippsprognoser innrapportert til Oljedirektoratet og Olje- og energidepartementet i forbindelse med revidert nasjonalbudsjett for 1998 (RNB 1998). Prognoser for alle utslipp som på det tidspunktet kunne relateres til gitte felt er inkludert, det vil si ressursklassene 1 til 4 (klasse 1 er reserver i produksjon, klasse 2 er reserver med godkjent utbyggingsplan, klasse 3 er ressurser i sen planleggingsfase og klasse 4 er ressurser i tidlig planleggingsfase).

Som en del av RKU foreligger det en temarapport som blant annet behandler infrastruktur, utslipp og utslippsreducerende tiltak i området der Volve ligger, temarapport 1e Sleipner-området. RKU-dokumentet finnes i sin helhet på følgende internettadresse:

<http://www.statoil.com/hms/nordsjoen/index.htm>

Innholdet i RKU er nærmere beskrevet i kapittel 4.1.

Volve ligger innenfor det området som er omfattet av RKU, og ved innlevering av RKU var Volve plassert i ressursklasse 4. Utslippene fra produksjonen av Volve er dermed inkludert i prognosegrunnlaget som ligger til grunn for RKU, og konsekvensene ved utbygging og drift er således behandlet i RKU.

Utslippene til luft fra Sleipner-området er lavere per dags dato i forhold til de prognoser som lå til grunn for RKU. Utslippene til sjø i området er høyere per dags dato i forhold til de prognoser som lå til grunn for RKU. Miljørisikoen knyttet til utslipp av produsert vann er imidlertid vesentlig redusert grunnet implementering av tiltak. Konsekvensene i Sleipner-området beskrevet i RKU anses av den grunn fremdeles som dekkende inkludert utbygging og drift av Volve.

Det er gjennomført en separat, forenklet miljørisikoanalyse, en ny vurdering av fiskeressursene og konsekvenser for fiskeriene samt en vurdering av de samfunnsmessige konsekvensene som følge av utbyggingen av Volve, jmfør tabell 2-1 i kapittel 2.5.

For øvrig vurderes følgende punkter som dekket av RKU:

- Generell beskrivelse av naturressurser og utnyttelse av disse, temarapport 3
- Miljømessige konsekvenser av utslipp til luft, temarapport 5 og RKU vedlegg 3 og 4
- Miljømessige konsekvenser av utslipp til sjø, temarapport 6
- Generelle beskrivelser av akutte utslipp, temarapport 4
- Beskrivelse av akvakultur i influensområdet, temarapport 3 og RKU vedlegg 2
- Generell omtale av konsekvenser av arealbeslag, temarapport 7

2.3 Lovverkets krav

Konsekvensutredninger er hjemlet i Petroleumslovens § 4-2. I Forskrift til Petroleumsloven § 20 heter det:

“Plan for utbygging og drift av en eller flere petroleumsforekomster, jfr. loven § 4-2, skal

inneholde en beskrivelse av utbyggingen og en konsekvensutredning”.

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

”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.”

Konsekvensutredningen er en integrert del av PUD, som består av en utbyggingsdel og en konsekvensutredningsdel. Forutsetningen for at PUD kan godkjennes er at den tilhørende konsekvensutredningen oppfyller utredningsplikten.

Utredningskravet kan oppfylles ved en regional konsekvensutredning, ved en feltspesifikk konsekvensutredning, eller ved en kombinasjon av disse to. For Volve har en valgt det siste, jmfør kapittel 2.2.

2.4 Saksbehandling og tidsplan for konsekvensutredningen

Konsekvensutredningen oversendes OED som sender denne på høring til relevante høringsinstanser og koordinerer den videre behandling av denne mot øvrige myndigheter og høringsinstanser.

Uttalelsene fra høringen av konsekvensutredningen legges fram for operatøren for kommentarer. Det samlede materialet legges til grunn for OEDs behandling av saken.

Da investeringskostnadene ved utbyggingen av Volve vil være under 10 milliarder kroner, er myndighet til å godkjenne denne delegert fra Stortinget til regjeringen. OED vil utarbeide en kongelig resolusjon hvor blant annet konklusjonene fra konsekvensutredningen og høringsuttalelsene gjennomgås.

PUD inklusive konsekvensutredning for Volve godkjennes av Kongen i Statsråd.

Produksjons-, utslipps- og kostnadsprofiler samt underlagsrapporter for konsekvensutredningen er basert på oppstart av produksjonen på Volve i desember 2006. Ved innsendelse av konsekvensutredningen har tidspunkt for oppstart foreløpig blitt endret fra november 2006 til mars 2007. Dette medfører ingen endringer i de konklusjoner som er gjengitt i konsekvensutredningen. Det er av den grunn valgt å oversende utredningen slik denne foreligger. Figurer og tabeller i konsekvensutredningen er basert på oppstart i november 2006. Dette er kommentert under hver enkelt figur og tabell der endring i tidspunkt for oppstart har betydning.

Følgende tidsplan legges til grunn for PUD for Volve:

- Innsending av KU desember 2004
- Høring av KU desember 2004- februar 2005
- Innsending av PUD februar 2004
- Godkjenning av PUD 2.kvartal 2005
- Oppstart av produksjon mars 2007

En mer detaljert tidsplan for utbyggingsprosjektet er vist i kapittel 3.5.

2.5 Utredningsprogrammet

Forslag til program for konsekvensutredning for Volve ble oversendt Olje- og energidepartementet 8. mars 2002. OED distribuerte deretter forslaget til aktuelle høringsparter. I dette kapitlet gis en oversikt over mottatte høringsuttalelser, sammen med operatørens kommentarer til disse.

Grunnet foreløpig stans i prosjektarbeidet sommeren 2002 ble ikke forslaget til program for konsekvensutredning fastsatt. Prosjektarbeidet ble gjenopptatt i 2004 med de samme alternative utbyggingsløsninger som forelå i 2002, og tidligere innkomne høringsuttalelser og operatørens kommentarer til disse ble diskutert i møte med OED den 13. mai 2004.

Endelig konsekvensutredningsprogram, fastsatt av OED i brev av 1. juni 2004, er gjengitt i vedlegg 1 sammen med oppsummering av uttalelser fra høringsrunden. OED forutsetter at høringsuttalelsene til utredningsprogrammet tas hensyn til slik det framgår av operatørens kommentarer til disse. Det bemerkes at boreplanen er endret siden utredningsprogrammet ble fastsatt. Forboring av brønner er ikke lenger aktuelt, se kapittel 3.7.2.

Tabell 2-1 gir en oversikt over de underlagsrapporter som er utarbeidet som del av konsekvensutredningen.

Rapportene kan ettersendes på forespørsel.

Tema	Utførende selskap	Tittel, Dokumenttype, Dato
Fiskeri	Acona Group	Konsekvensutredning for Volve - Virkninger for fiskeri, Notat, 21.04. 04
Miljørisiko Akutte utslipp	Statoil ASA	Miljørisiko- og beredskapsanalyse oljevern for utbygging og drift av Volve, Rapport VOLVE-RA 00008, 12.12. 03
Miljørisiko Produsert vann	Statoil ASA / Sintef	Resultater av EIF-beregninger for Volve, Notat, 27.04.04
Samfunnsmessige virkninger	Asplan Viak Stavanger AS	Samfunnsmessige konsekvenser av Volve Rapport 401901, 17.06.04

Tabell 2-1 Underlagsrapporter som er utarbeidet som del av konsekvensutredningen for Volve.

2.6 Nødvendige søknader og tillatelser

Nedenfor er det gitt en oversikt over de viktigste tillatelser som må innhentes fra myndighetene 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.

- Godkjenning av Plan for utbygging og drift med tilhørende konsekvensutredning. Ansvarlig myndighet er Olje- og energidepartementet.
- Søknad om utslippstillatelse for borefasen og driftsfasen etter Forurensningsloven og søknad om tillatelse for utslipp knyttet til klargjøring av rørledninger. Myndighet er Statens forurensningstilsyn (SFT). 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.

2.7 Myndighetenes styringssignaler for miljøarbeid

Følgende dokumenter gir sentrale føringer for arbeidet med miljøspørsmål innen olje- og energisektoren:

- Olje- og energidepartementet (1999) Miljøhandlingsplan for olje- og energisektoren
- Stortingsmelding nr. 42 (2000-2001) Biologisk mangfold, Sektoransvar og samordning
- Stortingsmelding nr. 54 (2000-2001) Norsk klimapolitikk
- Stortingsmelding nr. 12 (2001-2002) Rent og rikt hav

- Stortingsmelding nr. 15 (2001-2002) Tilleggsmelding til Stortingsmelding nr. 54 (2001-2002) Norsk klimapolitikk
- Stortingsmelding nr. 38 (2001-2002) Om olje- og gassvirksomheten
- Stortingsmelding nr. 25 (2002-2003) Regjeringens miljøvernpolitikk og rikets miljøtilstand
- Stortingsmelding nr. 38 (2003-2004) Om petroleumsvirksomheten

I vedlegg 2 er det gitt en kort oversikt over de viktigste styringssignaler i de nevnte dokumentene.

2.7.1 *Petroleumsindustriens oppfølging av myndighetenes styringssignaler*

Miljøsøk, rapport fase 1 og rapport fase 2

Miljøsøk er et samarbeidsforum mellom myndighetene og norsk olje- og gassindustri for å fremme miljøarbeidet på norsk sokkel. Gjennom dette arbeidet har en grundig analysert mulighetene for å oppnå redusert energiforbruk og reduserte utslipp til luft og vann i lys av de nasjonale målsetninger som er fastsatt av myndighetene. Rapportene inneholder statusbeskrivelser, utslippsprognoser og målsetninger om utslippsreduksjoner på kort og lang sikt.

Norsk Standard S-003 "Environmental Care"

Dokumentet omfatter design, konstruksjon, modifisering og fjerning av installasjoner for boring, produksjon og transport av petroleumprodukter. Dokumentet er utarbeidet av oljeindustrien for å sikre gjennomføring av teknologi som minimaliserer uheldige miljøeffekter og tar hensyn til myndighetskrav. Dokumentet oppdateres jevnlig.

Nullutslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten Status og anbefalinger 2003

Som en direkte oppfølging av Stortingsmelding nr. 58 er det utarbeidet en rapport som et resultat av samarbeid mellom industrien og myndighetene i Nullutslippsprosjektet som ble startet på initiativ fra SFT i 1998 og videreført i 2002-2003. Nullutslippsgruppen er en rådgivende samarbeidsgruppe mellom Statens forurensningstilsyn, Oljedirektoratet og Oljeindustriens Landsforening. Arbeidet ledes av SFT.

Med utgangspunkt i rapporten har selskapene gjennomgått alle felt og installasjoner for å vurdere hvordan nullutslipp kan gjennomføres.

Det foreligger en omfattende skriftlig dokumentasjon, med strategiplaner for hvert enkelt felt og installasjon.

3 Beskrivelse av prosjektet

Volve er et oljefelt lokalisert i Sleipner-området i Nordsjøen, omlag 8 km nord for Sleipner A-plattformen. Feltet er beliggende innenfor utvinningstillatelse PL046, blokk 15/9.

Feltet ble påvist ved brønn 15/9-19SR i 1993, og ble senere avgrenset med to sidesteg fra funnbrønnen i 1997 og 1998.

Vanndybden i området er omlag 90 meter.

Figur 4-1 viser en oversikt over feltene i Sleipner-området og lokalisering av Volve i området.

Utbyggingen planlegges å skje gjennom installasjon av en oppjekkbar plattform med bore- og prosessfasiliteter, knyttet opp mot et flytende lagerskip, FSU (Floating Storage Unit). Oljen vil etter prosessering bli transportert til lagerskipet gjennom en 8" 2,5 km fleksibel rørledning for lasting og transport via skytteltankere herfra. Gassen planlegges transportert gjennom en 6,5" 5,5 km rørledning til eksisterende havbunnsramme Sleipner Øst og videre derfra i eksisterende rørledning til Sleipner A-plattformen for videre prosessering og transport herfra.

En nærmere beskrivelse av valgt utbyggingsløsning for Volve er gitt i kapittel 4.7.

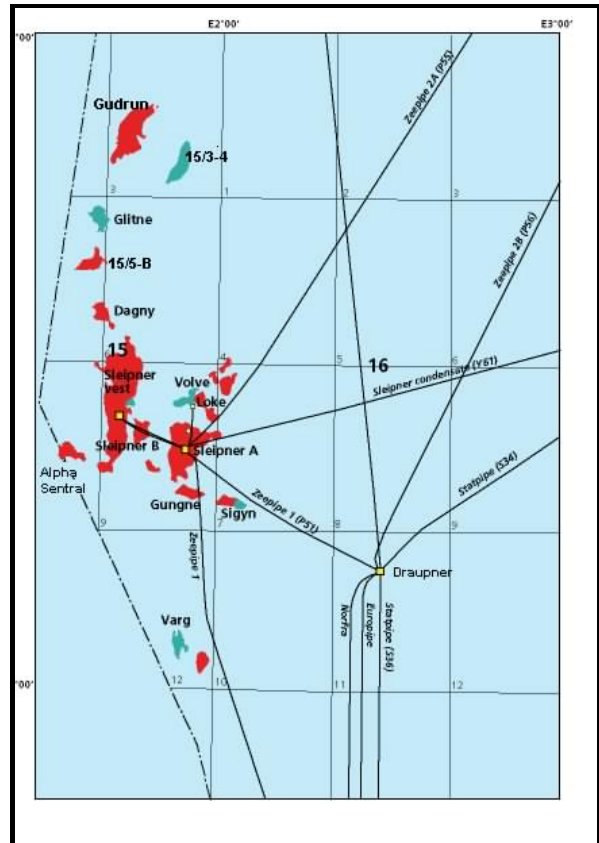
3.1 Rettighetshavere

Eierforholdene som omfattes av planene for utbygging for utvinningslisens PL046 Volve framgår av tabell 4-1.

Tabell 3-1 Rettighetshavere i lisens PL046.

Selskap	Eierandel [%]
Statoil ASA	49,6
ExxonMobil	30,4
TOTAL E&P NORGE AS	10,0
Norsk Hydro ASA	10,0

Statoil er operatør for utvinningslisens PL046.



Figur 3-1 Oversikt over feltene i Sleipner-området.

3.2 Alternative utbyggingsløsninger

Flere alternative utbyggingsløsninger har tidligere vært vurdert for Volve, både konsept basert på å eie og konsept basert på leie.

Følgende parametere har vært lagt til grunn for vurderingene av de ulike konseptene:

- Økonomi
- Fleksibilitet i forhold til å utnytte oppsidepotensialet på Volve
- Regularitet
- Tilgjengelighet
- HMS

Følgende alternative utbyggingsløsninger har vært vurdert i forbindelse med leiekonsept:

- Produksjonsskip med undervannsbrønner
- Produksjonsskip med brønnhodeplattform

Følgende alternative utbyggingsløsninger har vært vurdert med tanke på å eie produksjonsanlegget:

- Plattform på Volve lokasjon
- Plattform koblet til Sleipner A-plattformen med oppkobling av undervannsbrønner på Volve
- Plattform koblet til Sleipner A-plattformen med brønnhodeplattform på Volve
- Modifikasjon av Sleipner A-plattformen med undervannsbrønner på Volve
- Undervannsutbygging av Volve

Følgende muligheter har vært vurdert for eksport av gass fra Volve:

- Eksport av rikgass til Sleipner A-plattformen via Loke
- Eksport av rikgass til Sleipner T-plattformen via Alpha Nord
- Installasjon av CO₂-reduksjonsanlegg på Volve og eksport via Loke til Sleipner A-plattformen
- Utsatt gasseksport ved bruk av SWAG (Simultaneous Water and Gas injection)

Følgende muligheter har vært vurdert for eksport av olje fra Volve:

- Eksport til Sleipner
- Eksport via Forties rørledningssystem på britisk sektor

Leiebasert konsept med innleie av produksjonsskip med havbunnsbrønner eller oppjekkbare plattform med prosessmodul ble vurdert som mest gunstig med hensyn på feltets totaløkonomi. For disse to konseptene ble det innhentet tilbud fra markedet. Resultater fra evalueringer av tilbudene viser at den valgte utbyggingsløsning gir best total forventet nåverdi for Volve. De to konseptene er stort sett like med hensyn til miljøaspektene (utslipp til luft og sjø, akutte utslipp og fiskeri). Valg av utbyggingsløsning er gjort på bakgrunn av økonomi sammen med det faktum at en

plattform har boremodul. Dermed kan eventuelle ekstra brønner bli boret uten å måtte leie inn ny rigg.

Det er ikke identifisert vesentlige miljømessige forskjeller mellom de ulike utbyggingsløsninger som har vært vurdert. Konsekvensutredningen baseres av den grunn kun på den valgte utbyggingsløsning.

3.3 Ressurser og produksjonsplaner

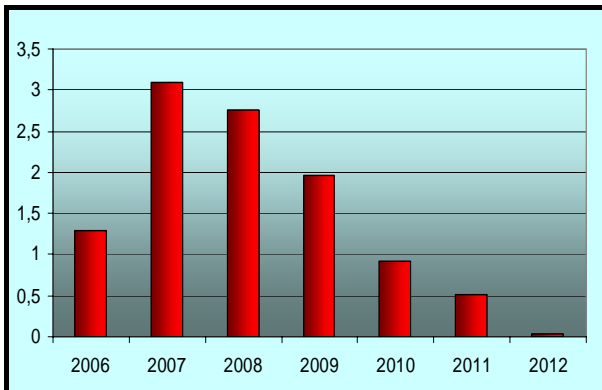
De samlede økonomisk utvinnbare mengder for utbyggingen av Volve er anslått til omlag 10 millioner Sm³ olje, samt omlag 1,5 milliarder Sm³ assosiert gass. Det er identifisert et potensial for tilleggsreserver i området. Mulige tilleggsreserver vil bli nærmere beskrevet i PUD, men er ikke inkludert i de profiler som er lagt til grunn for konsekvensutredningen.

Produksjonsperioden for Volve er anslått til 3 til 4 år. Feltet antas å produsere olje på platå etter om lag 6 måneder, med forventet platåproduksjon på omlag 9.000 m³ olje per døgn og 1,3 millioner Sm³ gass per døgn. Platåraten er forventet å vare omlag 20 måneder.

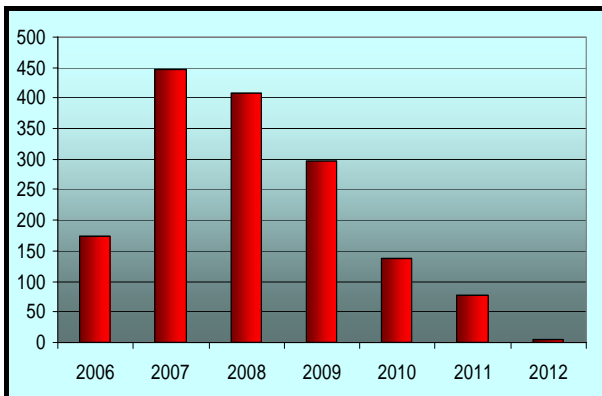
Vannproduksjonen kommer først og fremst fra injeksjonsvannet som bryter gjennom i brønnene etter omlag 2 års produksjon. Behovet for vann fra Utsira-formasjonen er størst inntil vanngjennombrudd. Før vanngjennombrudd er behovet beregnet til omlag 12.000 Sm³ per døgn. Etter denne tiden vil behovet avta grunnet at vannraten fra reservoaret er sterkt økende etter dette tidspunkt.

Gjennom hele produksjonsperioden forventes at reservoartrykket vil være høyere enn oljens kokepunkt. Dette betyr at gassproduksjonen kommer fra oppløst gass og ingen fri gass blir etablert.

Forventet produksjonsprofil for olje og gass for utbyggingen av Volve er basert på oppstart i november 2006 og er vist i henholdsvis figur 3-2 og figur 3-3. Produksjonsstart er foreløpig forskjøvet til mars 2007.



Figur 3-2 Forventet produksjonsprofil olje [MSm³/år]. Basert på produksjonsstart november 2006.



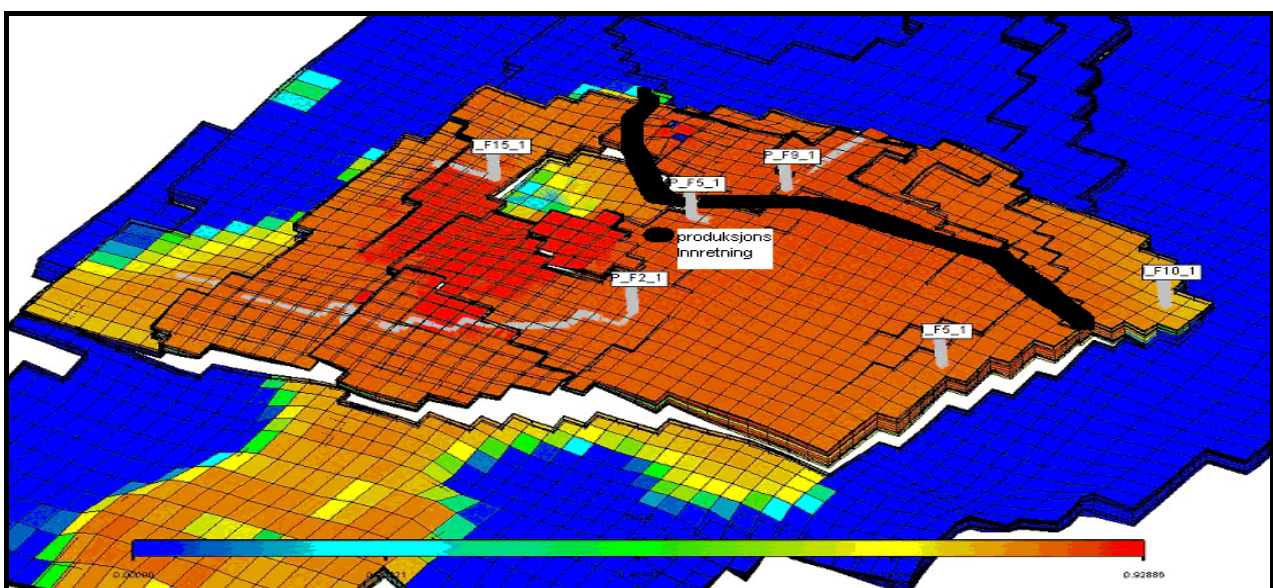
Figur 3-3 Forventet produksjonsprofil gass [MSm³/år]. Basert på produksjonsstart november 2006.

3.4 Reservoarforhold

Det er benyttet en dynamisk reservoarsimuleringsmodell basert på den geologiske og seismiske kartleggingen som er gjennomført i 2002 og 2003. Modellen er basert på petrofysisk analyse av tre brønner. Toppen av reservoaret ligger på 2.745 meter under midlere havnivå (MHN). Reservoartrykket er 340 bar ved 3.060 meter MHN og reservoar temperaturen øker med dyppet fra 106 til 110 °C.

Olje-vannkontakten ligger på 3.120 meter MHN. Oljen har et varierende gass-oljeforhold med verdier fra 111 til 156 Sm³/Sm³. Basert på væskeegenskaper og testresultater er reservoaret delt inn i to ikke-kommuniserende segmenter, med en nordlig og en sørlig del, jmfør figur 3-4.

Volve planlegges produsert fra tre produsenter høyt på strukturen sammen med tre vanninjektorer som plasseres på flankene. Gjennom hele produksjonsperioden forventes det at reservoartrykket vil være høyere enn oljens kokepunkt fordi trykkstøtte tilføres gjennom vanninjeksjon. De to ikke-kommuniserende segmentene vil bli utviklet med dedikerte produksjons- og injeksjonsbrønner. Vanninjeksjon bidrar med, foruten trykkstøtte, også til en effektiv fortrengning av oljen.



Figur 3-4 Reservoar med brønnmål for Volve.

3.5 Tidsplan for gjennomføring av utbyggingen

En foreløpig tidsplan for utbyggingsprosjektet framgår av tabell 3-2.

Oppstart av produksjonen er foreløpig satt til mars 2007, basert på en godkjennelse av PUD i løpet av april 2005.

Tabell 3-2 Overordnet tidsplan for prosjektet.

Aktivitet	Dato
Innsendelse av KU	Desember 2004
Innsendelse av PUD	Februar 2004
Godkjennelse av PUD/KU	April 2005
Kontrakttildeling med forbehold	Desember 2004
Fabrikasjon og modifikasjon	2004-2006
Installering av rørledninger	2-3. kvartal 2006
Installasjon av plattform og lagerskip	Desember 2006 Februar 2007
Produksjonsstart	Mars 2007
Boring og komplettering	Jan 2007 – Apr 2008

3.6 Helse, miljø og sikkerhet

Det er utarbeidet et program for helse og arbeidsmiljø, ytre miljø og sikkerhet for Volve. Programmet omfatter mål og strategi, akseptkriterier og planlagte evalueringer. Programmet oppdateres ved starten av hver prosjektfase og forøvrig ved behov.

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

Alle aktiviteter er underlagt operatørens overordnede retningslinjer for HMS. Figur 3-5 viser operatørens overordnede mål for HMS. Utbyggingen av Volve skal møte disse målsetningene.



Figur 3-5 Operatørens overordnede mål for HMS.

Alt bore- og brønnutstyr skal være tilpasset formålet og skal oppfylle Statoils og myndighetenes spesifikasjoner, regulativ og krav. Utstyr og fasiliteter skal gjennomgå systematisk vedlikehold. Erfaringer fra operasjoner skal journalføres og behandles systematisk for å oppnå forbedringer av utstyr og operasjoner med hensyn på sikkerhet og effektivitet. Personell involvert i planlegging, implementering og verifisering av bore- og brønnoperasjonene skal inneha nødvendige kvalifikasjoner.

Det settes krav til alle kontraktører og leverandører om å etablere et eget program for HMS. I tillegg settes det krav til at kontraktørene skal kunne dokumentere et eget styringssystem for HMS.

Ved tildeling av kontrakter legger Statoil til grunn en vurdering av selskapsresultat, mål og holdninger vedrørende HMS hos aktuelle kontraktører og leverandører.

3.7 Valgt utbyggingsløsning

Den valgte utbyggingsløsning innebærer installasjon av en eksisterende oppjekkbar plattform som vil bli utstyrt med et prosessanlegg for å prosessere brønnstrømmen til stabilisert olje og riggass for eksport.

Plattformen er designet for et maksimum havdyp på 150 meter og vil ferdig installert på Volve være jekket opp med en høyde på 26 meter over havet. Plattformen er utformet som en likesidet trekant med et oppjekkbar ben i hvert hjørne. Avstanden mellom hvert ben er på omlag 70 meter.

Prosessanlegg og hjelpesystemer er nærmere beskrevet i kapittel 3.7.1.

Det planlegges for boring av totalt 8 brønner, fordelt på 3 produksjonsbrønner, 3 brønner for injeksjon av produsert vann og vann fra Utsira-formasjonen for trykkstøtte i reservoaret samt 2 vannproduksjonsbrønner fra Utsira-formasjonen. En nærmere beskrivelse av boring og brønn er gitt i kapittel 3.7.2.

Produsert olje vil etter prosessering bli eksportert til et permanent fortøyd lagerskip (FSU), beliggende i en avstand på 2,5 km fra plattformen. Det vil bli installert en 2,5 km 8" nedgravd fleksibel rørledning for dette formålet. Lagerskipet vil ha anlegg for lagring og lasting av olje til skytteltankere. Det vil, for å møte gjeldende myndighetskrav, bli installert et anlegg for gjenvinning av VOC på lagerskipet.

Gassen vil bli eksportert til Sleipner A-plattformen for prosessering og videre transport. Det vil bli installert en ny 6,5" 5,5 km fleksibel nedgravd rørledning mellom plattform og havbunnsrammen SLD på Sleipner Øst for dette formålet. Fra SLD vil gassen bli transportert gjennom eksisterende rørledning. Det vil ikke være noe behov for modifikasjoner på Sleipner A-plattformen som følge av innfasing av gass fra Volve.

En nærmere beskrivelse av eksport av olje og gass er gitt i henholdsvis kapittel 3.7.3 og 3.7.4.

Plattformen skal ivareta følgende funksjoner:

- Boring og komplettering av produksjons- og vanninjeksjonsbrønner i reservoaret og vannprodusenter fra Utsira-formasjonen
- Prosessering av brønnstrøm til stabil olje i henhold til spesifikasjon
- Eksport av gass til Sleipner A-plattformen via eksisterende bunnramme SLD på Sleipner Øst
- Behandling av produsert vann til spesifikasjon for reinjeksjon
- Injeksjon av Utsira-vann og produsert vann i reservoaret for å opprettholde reservoartrykket
- Eksport av stabilisert olje til lagerskip
- Innkvartering av personell som normalt trengs for å operere og vedlikeholde produksjonssystemer, hjelpesystemer og maritime funksjoner

Følgende designkapasiteter er lagt til grunn for utbyggingen av Volve:

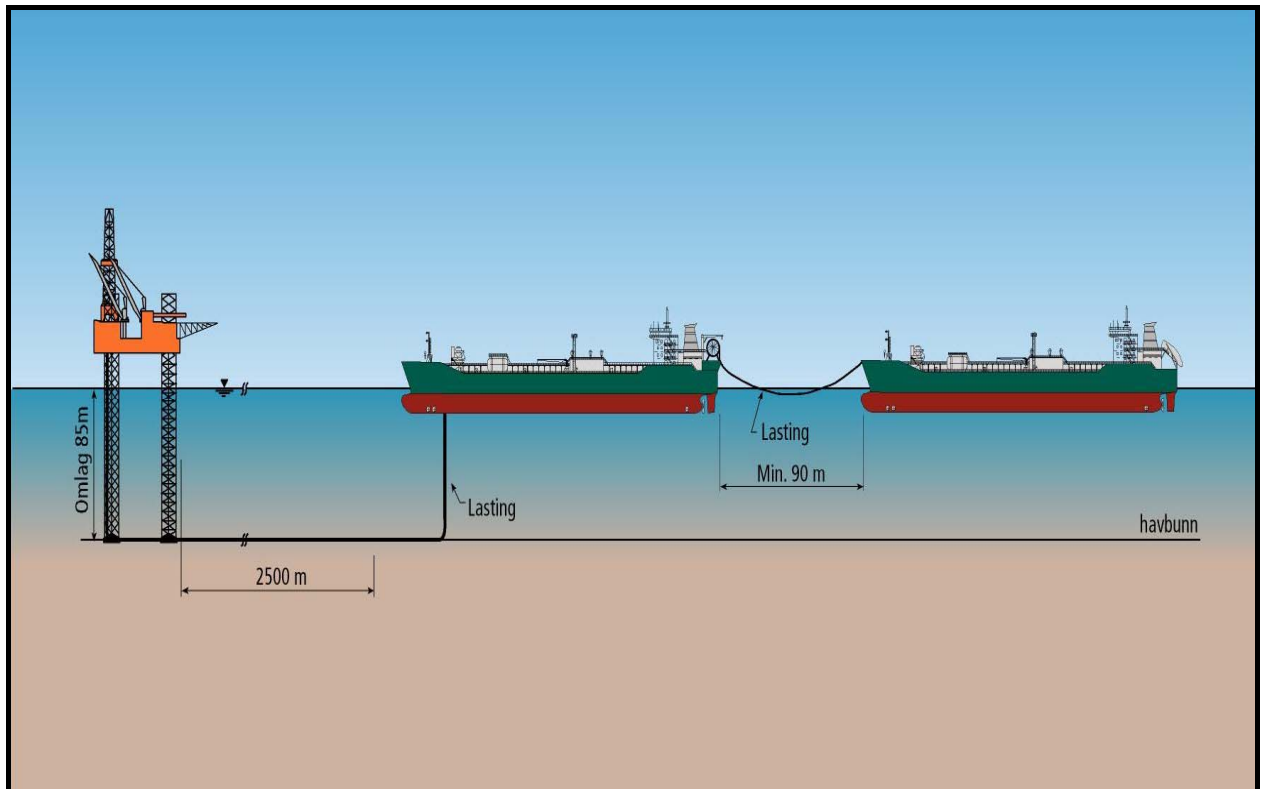
- Total væskebehandling 13.000 m³ per døgn
- Oljerate 9.000 m³ per døgn
- Vannkutt opp til 90%
- Gasskompresjonsrate 1.5 MSm³ per døgn
- Gasseksporttrykk 165 bar
- Vanninjeksjonsrate 5.000 - 16.000 Sm³ per døgn
- Vanninjeksjonstrykk 300 bara
- Sengeplasser for 120 personer
- Bemanning under normal drift på omlag 38 personer

Anleggsarbeid knyttet til utbyggingen av Volve vil omfatte følgende:

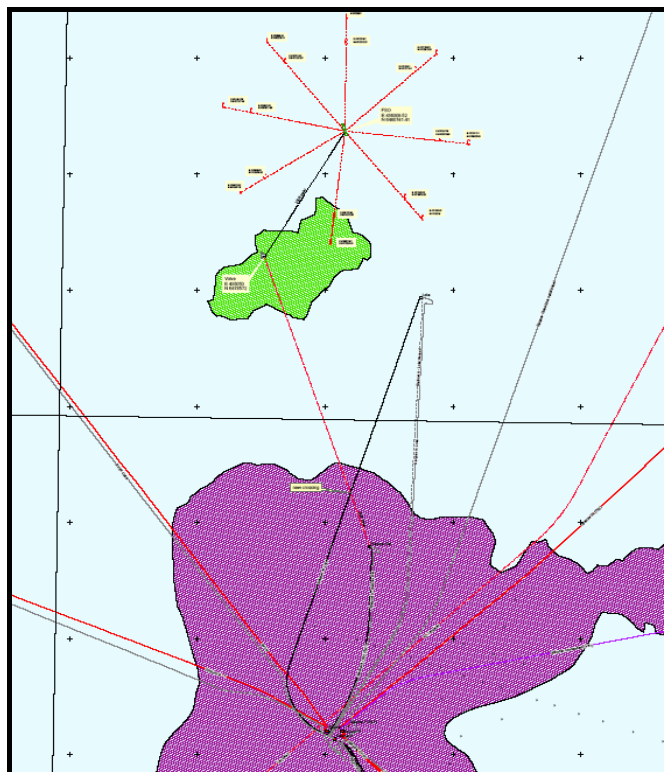
- Bygging av prosessanlegg
- Utplassering av plattform og lagerskip
- Boring og komplettering av brønner
- Legging av rørledninger
- Nedgraving av rørledninger
- Klargjøring
- Sammenkøpling

Figur 3-6 og figur 3-7 viser henholdsvis en oversikt over valgt utbyggingsløsning og trasé for oljetransport og gasstransport for Volve.

Tabell 3-3 viser en oversikt over posisjoner for plattform og lagerskip inkludert skytteltanker.



Figur 3-6 Valgt utbyggingsløsning– Oppjekkbar plattform med prosessmodul tilknyttet et flytende lagerskip.



Figur 3-7 Rørledninger for oljetransport og gasstransport fra Volve.

Tabell 3-3 Posisjoner for plattform og lagerskip.

Installasjon	Posisjon
Oppjekkbar plattform	E 435050 N 6478572
Lager- og lasteskip	E 436309 N 6480741

3.7.1 Prosessanlegg og hjelpesystemer

Prosessanlegget på plattformen vil inneholde følgende systemer:

- Separasjon av brønnstrøm
- Stabilisering av olje
- Behandling av gass til brenselgass
- Kompresjonsmodul for gassesksport
- Behandling av produsert vann

Separasjonsanlegget består av tre separatortrinn, 1. og 2. trinns trefase-separator og en koalescer på 3. trinn. Brenselgass tas fra første separasjonstrinn. Brenselgass-systemet har muligheter for kjøling, væskeutfelling og oppvarming før distribusjon til konsumenter. Gassen fra 2. trinn komprimeres til førstetrinns separatortrykk og sendes til eksportkompressorene sammen med gassen fra førstetrinnsseparatoren. En sentrifugal-kompressor har kapasitet til å komprimere 1.5 millioner Sm³ gass per døgn fra et sugetrykk på 40 bar til et utløpstrykk på 100 bar. I tillegg installeres gassløftkompressor som gir et trykk på 165 bar.

Behandlingen av produsert vann vil bestå av dedikerte hydrosykloner og degassing-tanker for vannstrømmene fra hver separator. Produsert vann vil i lag med vann fra Utsira-formasjonen normalt reinjiseres i reservoaret for trykkstøtte. Regularitet på injeksjonsanlegget er antatt å være på 95%. Dersom vanninjeksjonsanlegget er ute av drift kan vannet slippes ut til sjø etter rensing til spesifisering (30 ppm) og gassfjerning. Gass fra degassere sendes i slike tilfeller til fakkell. Det vil under normal drift ikke være behov for fakkell på feltet.

Kraftgenerering på feltet vil skje gjennom to 50% gassturbiner som driver hver sin generator. Hver generator har kapasitet til å forsyne alle prosesskonsumenter foruten nedihulls løftepumper (ESP) og injeksjonspumpene.

Dersom en av generatorene er ute av funksjon kan vanninjeksjonssystemet drives av generatorene i boremodulen. Eventuell boreaktivitet som pågår må i slike tilfeller stanses.

En nærmere beskrivelse av vurderinger som er gjennomført i forbindelse med kraftgenerering på Volve er gitt i kapittel 3.7.5.

Øvrige hjelpesystemer på plattformen inkluderer følgende:

- To sirkulasjonspumper og to enheter for spillvarmegjenvinning
- Ferskvannsanlegg, kapasitet 20 m³/t
- Sjøvannsanlegg, kapasitet 347 m³/t
- Brannvann, kapasitet 1.000 m³/t
- Trykkluft, kontinuerlig kapasitet 350 m³/t
- Dieselsystem
- Hydraulikksystem
- Nitrogensystem
- Oversvømmelse-, skum- og halonsystem for brannbeskyttelse

3.7.2 Boring og brønn

Volve planlegges utbygd med totalt åtte brønner, fordelt på tre produksjonsbrønner, tre vanninjeksjonsbrønner og to vannproduksjonsbrønner fra Utsira-formasjonen. De to vannproduksjonsbrønnene fra Utsira-formasjonen skal produsere injeksjonsvann til vanninjeksjonsbrønnene. Utsira-vannet vil bli løftet opp ved hjelp av nedihulls løftepumper (ESP) og reinjisert i reservoaret sammen med produsert vann.

Produksjonsbrønnene vil bli utstyrt for gassløft. Gassløftraten er beregnet til 450.000 Sm³ per døgn.

Vannprodusentene fra Utsira-formasjonen vil bli utstyrt med sandskjermer, mens de andre brønnene vil bli komplettert med foringsrør gjennom reservoaret.

Plattformen vil være utstyrt med både bore- og prosesseringsenheter. Brønnhodene vil bli plassert på dekket, og de fleksible brønnrørene vil bli opphengt i disse. Plattformen muliggjør

boring eller brønnintervensjon samtidig med olje- og gassproduksjon.

Boreplanen er blitt endret siden utredningsprogrammet ble fastsatt. Det er ikke lenger aktuelt med forboring av brønner.

Tabell 4-5 viser foreløpig boreplan for boring av brønnene for produksjon av Volve. Boreplanen forutsetter først boring av en produksjonsbrønn slik at produksjon på feltet kan starte opp. Det er ikke forventet produksjon av produsert vann fra denne brønnen. Vann fra Utsira-formasjonen injiseres fra det tidspunkt injektor og vannprodusent er ferdig boret, omlag 3-4 måneder etter oppstart av produksjonen.

Tabell 3-4 Plan for boring av produksjonsbrønner (p), vanninjeksjonsbrønner (wi) og vannproduksjonsbrønner (wp) for Volve.

År	Volve-brønner
2007	2p + 2wi + 2wp
2008	1p + 1wi

3.7.3 Eksport av olje

Oljen eksporteres til et permanent fortøyd lagerskip (FSU) via en 2,5 km 8" nedgravd fleksibel eksportørledning.

Lastekapasiteten på lagerskipet tilsvarer produksjonskapasiteten på 9.000 Sm³ per døgn. Lagerskipet er forankret til en STL-bøye (Submerged Turret Loading) 2.500 meter fra produksjonsplattformen. Lagerskipet har en kapasitet på 1.000.000 fat olje. Oljen fiskalmåles ved overførsel fra lagerskipet til skytteltankere og har en lossekapasitet på 6.000 Sm³ per time. Lagerskipet vil bli utstyrt med et anlegg for å redusere utslipp av VOC i henhold til gitt myndighetskrav.

Produksjonen av Volve tilsier anløp av skytteltankere for lastning av olje omlag hvert 10. døgn, tilsvarende omlag 36 laster per år.

3.7.4 Eksport av gass

Gassen eksporteres til Sleipner A-plattformen via eksisterende havbunnsramme SLD på

Sleipner Øst. Det vil bli installert en 5,5 km 6,5" nedgravd fleksibel rørledning fra Volve til SLD for dette formålet.

Maksimum transportrate i rørledningen er 1,5 MSm³ per døgn, mens største forventede produksjonsrate er 1,2 MSm³ per døgn.

Gassen som eksporteres er våt rikgass fra 1. og 2. trinn separator på Volve. Gasseksportlinjen vil bli isolert for å unngå at gassen kjøles ned og dermed når temperatur for hydratdannelse. For å hindre hydratproblemer ved lave gasseksportrate mot slutten av feltets levetid er det mulig at gassen, ved behov, vil bli inhibert med MEG.

Ved planlagte nedstengninger på feltet vil gassen bli reinjisert. Ved uplanlagte nedstengninger vil gassen bli sendt til fakling. Det vil under normal drift ikke være behov for fakling på feltet.

3.7.5 Kraftforsyning

Følgende løsninger for kraftgenerering har vært vurdert for produksjon av Volve:

- Kraftgenerering på Volve ved bruk av gassturbiner
- Bruk av elektrisk kraft importert fra Sleipner A-plattformen gjennom kraftkabel plassert på havbunnen

Kraftgenerering på Volve ved bruk av to gassturbiner er valgt som løsning for produksjon av feltet. De vurderinger som er gjort rundt bruk av kraft fra Sleipner A-plattformen er kort gjengitt i kapittel 3.7.5.1.

Kombikraft med bruk av kraft både fra Sleipner og Volve er ikke vurdert grunnet økonomiske forhold. Elektrisk kraftforsyning fra land har ikke vært nærmere vurdert for Volve på bakgrunn av konklusjoner fra studie, utført av Oljedirektoratet og Norges vassdrags- og energidirektorat, om kraftforsyning fra land til sokkelen. Konklusjoner fra studien er kort gjengitt i kapittel 3.7.5.2.

3.7.5.1 Kraftforsyning fra Sleipner

Det er gjennomført vurderinger rundt bruk av kraft fra Sleipner A-plattformen. Resultater fra de vurderingene som er utført er kort gjengitt i det følgende.

Resultater fra de vurderinger som er gjennomført viser at det er store begrensninger på kraft tilgjengelig på Sleipner A-plattformen sett i forhold til kraftbehovet for Volve.

Følgende usikkerhet er identifisert i forbindelse med import av kraft fra Sleipner A-plattformen:

- Økt usikkerhet i forbindelse med drift av feltet
- Begrenset tilgang på kraft
- Mulig installasjon av nye kompressorer for gass eksport på Sleipner
- Tekniske utfordringer grunnet behov for J-tube eller oppheng for dynamisk kraftkabel, noe som vil føre til større krefter på strukturen
- Brudd på kabel med påfølgende nedstengning på Volve

Det er i tillegg ikke identifisert noen miljømessig fordel ved å importere kraft fra Sleipner A-plattformen til Volve. Utslipp av NO_x vil bli lavere ved å generere kraft på Volve, grunnet installasjon av lav-NO_x gassturbiner i nytt prosessanlegg.

Beregninger av kostnader viser en liten kostnadsfordel ved å importere kraft. Imidlertid vil regulariteten bli redusert og derav medføre reduksjon i nåverdi på omtrent 50 millioner norske kroner.

Grunnet begrenset tilgang på kraft fra Sleipner A-plattformen sett i forhold til feltets behov og tilhørende usikkerheter, sammen med det faktum at importen ikke gir noen miljøfordeler, er det ikke anbefalt å importere kraft fra Sleipner A-plattformen til Volve.

3.7.5.2 Kraftforsyning fra land

Oljedirektoratet og Norges vassdrag- og energidirektorat gjennomførte i 2002 en studie angående elektrifisering fra land. Rapporten fra studien forelå høsten 2002.

Studien har vurdert mulighetene for å erstatte turbiner og generatorer som produserer elektrisk kraft på innretningene i Sørlege Nordsjø, Oseberg-området og Norskehavet med kraft fra land.

Hensikten med studien var å identifisere effektene av og tiltakskostnadene ved å ta kraft fra land til drift av innretninger i de nevnte områdene. Mulige positive effekter av tiltaket ville være som følger:

- Reduserte utslipp av CO₂ og NO_x
- Økt sikkerhet og bedre arbeidsmiljø på innretningene
- Høyere regularitet
- Reduserte driftskostnader

Norge er per dags dato i underskuddssituasjon når det gjelder kraftbalansen. Da det i utgangspunktet ikke er noe innenlandsk kraftoverskudd å hente til forsyning av sokkelen, må kraften skaffes til veie enten ved økt import eller ny innenlandsk kraftutbygging.

Med realistiske alternativ for kraftoppdekning, vil utslipp av CO₂ fra elektrisitetsproduksjonen innenlands eller i utlandet spise opp en stor del av, eller hele, utslippsreduksjonen til havs. Om sokkelen elektrifiseres uten at det bygges ny produksjonskapasitet for elektrisitet i Norge, er det usikkert om det blir noen netto utslippsreduksjon av CO₂ totalt sett. Dette skyldes tap av energi ved overføring til sokkelen og det faktum at produksjonsøkning i Europa i flere år til vil dekkes fra eksisterende kullkraftverk med store utslipp av CO₂ per produsert energienhet.

Studien konkluderer med at å forsyne sokkelen med kraft fra land vil representere et meget kostbart bidrag til å nå Norges forpliktelser i henhold til Kyoto- og Gøteborg-protokollene.

Beregninger indikerer at tiltakskostnadene for elektrifisering av sokkelen vil være høye i forhold til dagens CO₂-avgift, forventet internasjonal kvotepris og andre tiltak i SFTs tiltaksanalyser for CO₂ og NO_x, gjennomført i 2000.

3.7.6 *Marine operasjoner*

På bakgrunn av valg av leiebasert konsept for utbyggingen av Volve, vil kontraktørene ha ansvaret for alle marine operasjoner knyttet til plattformen og lagerskipet. Statoil vil være ansvarlig for installasjon av rørledninger og STL-bøye..

Utbyggingen baserer seg på at flest mulig marine operasjoner er fullført når plattformen og lagerskipet ankommer feltet. Rørledning for gasseskjort vil være ferdig installert og koblet opp til havbunnsrammen SLD. STL-bøye med forankring og tilkoling til rørledning for oljeeksport vil være ferdig installert. STL-bøyen vil være ferdig nedsenket og klar for inntrekking og oppkobling til lagerskipet.

3.8 **Trasé- og bunnundersøkelser**

Det ble sommeren 2002 utført grunnundersøkelse på feltet med hensyn på forankring og fundamentering av brønnhoder.

Det er på nåværende tidspunkt ikke gjennomført grunnundersøkelser for trasé for rørledning for gasseskjort. Undersøkelser er planlagt gjennomført våren 2005. Omfanget av en slik kartlegging er relativt lite.

Traséundersøkelser og bunnundersøkelser omfatter kartlegging fra overflatefartøy samt detaljkartlegging og inspeksjon av utvalgte sentrale områder ved bruk av ROV. Bunnforholdene forventes å være tilsvarende som for det nærliggende området Loke til Sleipner som er kartlagt tidligere.

Ulike faser av de planlagte traséundersøkelsene 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
- 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. Eventuelle 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

3.9 **Avfallshåndtering**

Oljeindustriens Landsforening (OLF) har utarbeidet en veiledning for avfallsstyring som vil bli benyttet i forbindelse med kontrakter for leveranser til Volve. 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 Volve vil bli behandlet i henhold til gjeldende retningslinjer.

3.10 Økonomi

De samlede brutto investeringer for utbyggingen av Volve er foreløpig beregnet til omlag 1,8-1,9 milliarder kroner, hovedsakelig knyttet til boreaktivitetene. Investeringer i prosessmodul gjøres av kontraktør og betales gjennom en tariff som en driftskostnad. Investeringene vil øke ved eventuell boring av tilleggsbrønner.

Hovedtyngden av investeringene vil skje i år 2006.

Operatørens egne driftskostnader for feltet er beregnet til om lag 170 millioner kroner per år.

De samlede inntekter er beregnet til 9,1 milliarder kroner i tiden 2006 til 2012. Nåverdien av framtidige inntekter og kostnader utgjør 2,2 milliarder kroner.

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

3.11 Avslutning

I tråd med gjeldende bestemmelser vil det i god tid før nedstenging 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.

Plattformen har en levetid som er mye lengre enn produksjonstiden på Volve, og vil bli benyttet som borerigg. Dersom nytt felt finnes, kan også prosessutstyret benyttes i etterkant av produksjonen av Volve.

Ved avslutning vil det bli lagt vekt på å finne disponeringsløsninger som er miljømessig akseptable, og som ikke vil skape problemer for utøvelse av fiske 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 OED vurdert enkelte konkrete saker angående disponering. Rørledninger som ligger eksponert, og som utgjør en sikkerhetsmessig risiko for fasthektning av trålutstyr ved fiske, blir anbefalt fjernet. Størparten av øvrige rørledninger og kabler som er stabilt nedgravd eller tildekket, blir anbefalt etterlatt på stedet.

4 Naturressurser og miljøforhold

Naturressurser og miljøforhold innen et mulig influensområde for Volve er utførlig beskrevet i RKU Nordsjøen, temarapport 3. Det henvises til denne for en generell beskrivelse.

4.1 Forholdet til den regionale konsekvensutredningen

RKU omfatter, på tilsvarende måte som feltspesifikke konsekvensutredninger, miljø- og samfunnsmessige konsekvenser. RKU er delt inn i ulike områder og gjengir områdenes infrastruktur, utslipp, overvåkningsundersøkelser og miljøtiltak.

Tabell 4-1 viser en oversikt over de ulike temarapporter som inngår i RKU.

Tabell 4-1 Temarapporter i RKU.

Rapport	Tittel
1 a	Infrastruktur, utslipp, overvåkningsundersøkelser og miljøtiltak i Tampen-området
1 b	Infrastruktur, utslipp, overvåkningsundersøkelser og miljøtiltak i Troll-området
1 c	Infrastruktur, utslipp, overvåkningsundersøkelser og miljøtiltak i Oseberg-området
1 d	Infrastruktur, utslipp, overvåkningsundersøkelser og miljøtiltak i Frigg-Heimdal-området
1 e	Infrastruktur, utslipp, overvåkningsundersøkelser og miljøtiltak i Sleipner-området
2	Utslipp til luft og sjø - prognoser
3	Beskrivelse av influensområdet til havs og på land
4	Uhellsutslipp - sannsynlighet, miljørisiko og konsekvenser
5	Regulære utslipp til luft - konsekvenser
6	Regulære utslipp til sjø - konsekvenser
7	Fiskerier og akvakultur - konsekvenser området 58° N- 62° N
8 a	Samfunnsøkonomiske konsekvenser Tampen-området
8 b	Samfunnsøkonomiske konsekvenser Tampen-området

4.2 Influensområde for utslipp til sjø

Utslipp til sjø i forbindelse med utbygging og drift av Volve vil hovedsakelig være utslipp av borekaks og borevæske i forbindelse med boring, samt mindre utslipp av produsert vann i korte perioder der injeksjonssystemet for vann ikke er tilgjengelig.

Influensområdet for boreutslippene vil være det umiddelbare nærområdet omkring borelokalitetene. For produsert vann vises det til gjennomførte beregninger av EIF, jamfør kapittel 6.

For akutte utslipp til sjø vises det til gjennomført miljørisikoanalyse. Influensområdet for akutte utslipp er nærmere beskrevet i kapittel 7.

4.3 Influensområde for utslipp til luft

Utslipp til luft knyttet til utbygging og drift av Volve er nærmere behandlet i kapittel 5. I RKU, temarapport 5, er det gjort beregninger av influensområdet for de samlede utslipp til luft fra petroleumsvirksomheten i Nordsjøen, inkludert utslipp fra Volve. Disse beregningene viser at influensområdet kan defineres til kystområdene fra og med Vest-Agder til og med Nord-Trøndelag.

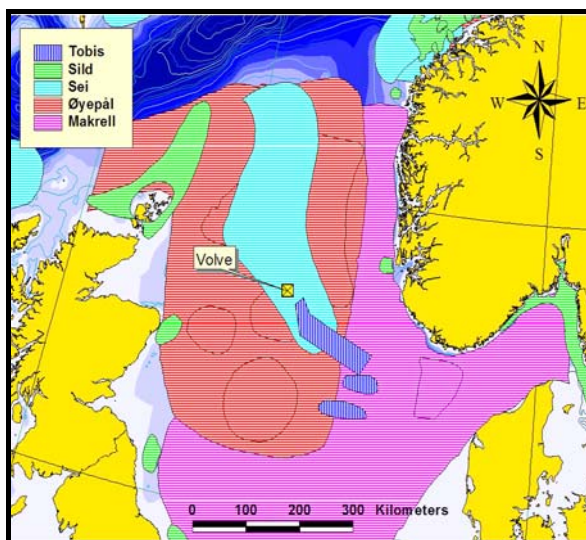
4.4 Spesielt miljøfølsomme områder

Innenfor influensområdet forekommer det områder som er definert som SMO (Spesielt Miljøfølsomme Områder). Dette gjelder i hovedsak hekke- og oppholdsområder for sjøfugl. Det er gitt en oversikt over disse områdene i RKU, temarapport 3. Det henvises til denne for en generell beskrivelse.

De åpne havområdene som faller innenfor det definerte influensområdet i RKU huser årlig store bestander av sjøfugl. Særlig gjelder dette den sørlige delen av influensområdet. Også dette er nærmere beskrevet i RKU Nordsjøen, temarapport 3.

4.5 Fisk og fiskerier

Flere kommersielt viktige fiskeslag har sine gyte- og oppvekstområder i Nordsjøen. Figur 4-1 viser gyteområder for arter som er viktige for det norske fisket. Volve ligger innenfor gyteområdet for øyepål, makrell og sei. Øyepål gyter i perioden mars til april, makrell fra midten av mai og ut juli og sei i perioden januar til mars. Gytingen i Nordsjøen foregår ikke så konsentrert verken i tid eller rom som i områdene lengre nord.



Figur 4-1 Gyteområde for kommersielt viktige fiskeslag i Nordsjøen.

I sin bestandsrapport for 2004 viser Havforskningsinstituttet til at det fortsatt er behov for å utvise stor forsiktighet i høstingen av flere av våre viktige fiskebestander. Flere bestander av bunnfisk i Nordsjøen er på et historisk lavt nivå, og den rådgivende komité (ACFM) i Det internasjonale råd for havforskning (ICES) tilrår for 2004 full stopp i de fiskeriene i Nordsjøen der torsk inngår som en del av fangsten.

Sei er den viktigste arten for det norske konsumfisket i Nordsjøen. Seibestanden ligger innenfor biologisk sikre grenser slik at fangsten ventes å kunne fortsette på omlag dagens nivå de nærmeste årene.

De viktigste artene for ringnotfisket i Nordsjøen er sild og makrell. For Nordsjøens silda er gytebestanden økende, og det er gode utsikter til

fortsatt positiv utvikling av bestanden og i fisket på grunn av de sterke årsklassene som kommer nå. Makrellbestanden vurderes å være innenfor sikre biologiske grenser, men beskattes for hardt.

Øyepål og tobis utgjør det viktigste driftsgrunnlaget for industritrålerflåten. Bestanden av øyepål er i god forfatning, mens bestanden av tobis er utenfor sikre biologiske grenser. Utsiktene for tobisfisket i de nærmeste årene er derfor ikke gode, men det må understrekes at det er vanlig med meget store variasjoner fra år til år i dette fisket. Tobisfisket har de siste årene vært drevet innen ganske avgrensede fangstfelt i sørvestre del av norsk økonomisk sone, og det har bare vært et ubetydelig fiske på Vikingbanken, som i perioder kan være et viktig fiskefelt.

En nærmere beskrivelse av konsekvenser for fiskeriene knyttet til en utbygging av Volve er gitt i kapittel 8.

4.6 Akvakultur

Kystområdene på Vestlandet er viktige for oppdrettsnæringen. Særlig er det stor oppdrettsaktivitet i de ytre kyststrøkene. En nærmere beskrivelse av viktige områder for akvakultur og deres sårbarhet overfor påvirkninger fra petroleumsvirksomheten, er gitt i RKU, temarapport 3, kapittel 8. Det henvises til denne for mer informasjon.

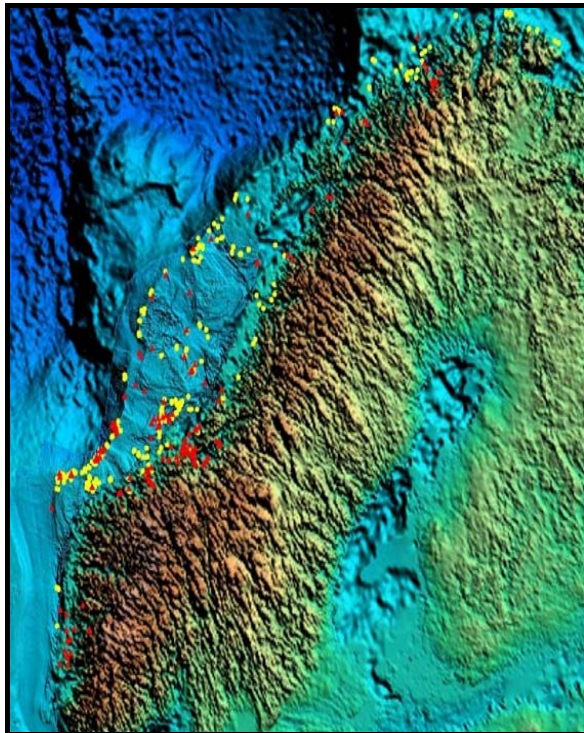
En nærmere beskrivelse av konsekvenser for akvakultur knyttet til en utbygging av Volve er gitt i kapittel 8.

4.7 Koraller

Det har lenge vært kjente forekomster av dypvanns korallrev i norske farvann, men det er først nylig at det er utført mer omfattende kartlegging og undersøkelser av disse. Revene er dannet av arten *Lophelia pertusa*, som langs norskekysten forekommer fra Tisler i Skagerrak til Finnmarkskysten. Den høyeste tettheten, samt de største revene, finnes langs Eggakanten. Figur 4-2 viser den foreløpig kjente utbredelsen av rev langs norskekysten.

En nærmere beskrivelse av korallrev og deres sårbarhet overfor påvirkninger fra petroleumsvirksomheten er gitt i RKU, temarapport 3, samt i den regionale konsekvensutredningen for Norskehavet, kapittel 7.2 og kapittel 13. Det henvises til disse for mer informasjon.

En nærmere beskrivelse av eventuelle konsekvenser for koraller knyttet til en utbygging av Volve er gitt i kapittel 8.



Figur 4-2 Utbredelse av *Lophelia pertusa*. Gule sirkler representerer informasjon fra fiskere, mens røde trekanter representerer lokaliteter fra litteratur, fra Statoil, Fiskeridirektoratet og Havforsknings-instituttet.

4.8 Kulturminner

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

Isen ved siste istids maksimum nådde omtrent helt ut til kanten av kontinentalsokkelen. Sokkelen ble tidlig isfri under avsmeltingen etter siste istid, og det relative havnivået i perioden 13.000 – 11.000 år før nåtid var betydelig lavere enn i dag. Seismiske profiler og andre bunnprøver viser formasjoner som kan tolkes som strandvoller på dyp ned mot 150 meter under dagens havnivå blant annet på den smale sokkelen utenfor Møre og Romsdal. Det er videre også påvist spor etter senglacial menneskelig aktivitet på Nordsjøbunnen og langs Norskekysten. Funn fra steinalder på norsk sokkel vil typisk finnes i den aller øverste delen (øvre 50 cm) av bunnsedimentene. Typiske gjenstander vil være ulike former for steinredskaper, selv om en heller ikke kan utelukke funn av organisk materiale.

Forlis utenfor grunnlinja, på dypt vann i åpen sjø, har nesten utelukkende skjedd i dårlig vær. Det er således ikke mulig å bruke kunnskap om de mest trafikkerte seilingsrutene som lokaliseringfaktor for skipsvrak på dypt vann. Potensielt kan derfor slike vrak finnes seg nær sagt hvor som helst på sokkelen.

En nærmere beskrivelse av konsekvenser for kulturminner knyttet til en utbygging av Volve er gitt i kapittel 8.

5 Utslipp til luft

Utbyggingen av Volve vil føre til økte utslipp til luft som følge av:

- Boring og brønnoperasjoner
- Marine operasjoner
- Drift/prosessering
- Injeksjon av vann
- Transport av olje og gass
- Lagring og lasting av olje fra lagerskip

I driftfasen vil alle utslipp til luft skje fra plattformen og lagerskipet samt fra oppankrede tankskip under lasting av olje fra lagerskipet. Gassen vil transporteres til Sleipner A-plattformen. Utslippene fra prosessering av gassen vil håndteres av Sleipner A-plattformen og inngår dermed ikke i beregningsgrunnlaget som ligger til grunn for konsekvensutredningen for Volve. Mengdemessig vil utslippene som følge av prosessering av gass fra Volve på det meste bidra til en økning av utslippene på Sleipner A-plattformen på 7,9%.

Ved planlagte nedstengninger på feltet vil gassen bli reinjisert. Ved uplanlagte nedstengninger vil gassen bli sendt til fakling. Det vil under normal drift ikke være behov for fakling på feltet. I oppstartsfasen av feltet vil det imidlertid kunne bli noe fakling dersom uforutsette problemer skulle oppstå med kompressorene.

5.1 Utslipp til luft knyttet til boring

Total tid for boring og komplettering vil være omtrent som vist i tabell 5-1.

Borestart er foreløpig satt til desember 2006 og i henhold til foreløpig boreplan vil det pågå bore- og kompletteringsarbeid for Volve i 2007 og deler av 2008 som vist i tabell 3-4 i kapittel 3.

Utslipp til luft i borefasen vil i hovedsak bestå av følgende:

- Avgasser i forbindelse med kraftgenerering
- Forbrenningsgasser ved brønnopprensning og brønntesting

I borefasen vil dieselmotorer benyttes til kraftgenerering. Forventet dieselbruk er beregnet til 13 tonn per døgn. Dette medfører et totalt forbruk av om lag 1030 tonn, 865 tonn og 360 tonn for boring og komplettering av henholdsvis én produksjonsbrønn, én injeksjonsbrønn og én vannproduksjonsbrønn.

Produksjonsbrønnene vil bli rensket opp, testet og klargjort. Brønnene vil bli rensket opp via testseparator og produksjonsanlegg og ikke via brennerbom. Dermed vil utslippene knyttet til brønnopprensning bli minimalisert.

Totale utslipp til luft for hele borefasen er angitt i tabell 5-2.

Tabell 5-1 Estimert tid for boring og komplettering av brønnene på Volve.

Type brønn	Boring [Dager]	Komplettering [Dager]	Totalt [Dager]
3 produksjonsbrønner	161	77	238
3 vanninjeksjonsbrønner	132	68	200
2 vannproduksjonsbrønner fra Utsira	30	25	55

Tabell 5-2 Totale utslipp til luft i borefasen for Volve.

Type brønn	Dieselforbruk [Tonn]	CO ₂ [Tonn]	NO _x [Tonn]	VOC [Tonn]
3 produksjonsbrønner	3.095	9.900	217	15,5
3 vanninjeksjonsbrønner	2.600	8.320	182	13,0
2 vannproduksjonsbrønner	715	2.288	50	3,6
Totalt 8 brønner	6.410	20.508	449	32,1

Utslippsfaktorer CO₂ 3,2 tonn/tonn, NO_x 70x10⁻³ tonn/tonn, VOC 5x10⁻³ tonn/tonn, SO₂ 2,8x10⁻³ tonn/tonn., egenvekt diesel 0,865 tonn/m³.

5.2 Utslipp til luft knyttet til ordinær drift

Produksjonen av olje og gass fra Volve vil medføre utslipp til luft av CO₂, NO_x og VOC. I driftsfasen vil utslipp til luft i hovedsak stamme fra følgende kilder:

- Gassturbiner for kraftgenerering
- Prosessering av olje
- Lagring og lasting av olje

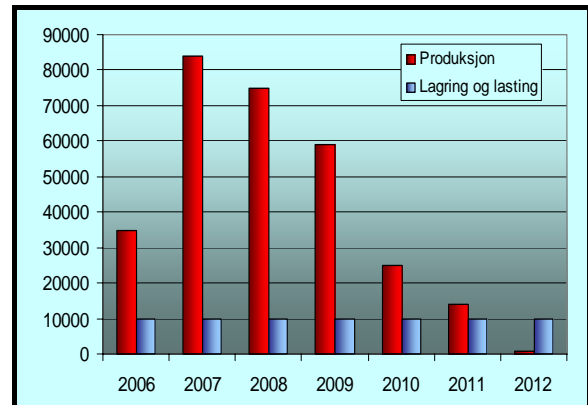
I tillegg vil transport av olje med dieselmotordrevne skytteltankere medføre utslipp av VOC, NO_x, CO₂ og SO₂. Det samme gjelder forsyningsskip, helikoptre og andre mindre kilder. Det vil ikke være behov for faking under normal drift. Det vil være en pilotflamme for fakkelen.

EU's IPPC (Integrated Pollution Prevention and Control)-direktiv fra 1996 legger til grunn at "beste tilgjengelige teknikker" (BAT) skal benyttes. Bruk av lav-NO_x teknologi er lagt til grunn for byggingen av prosessmodulen på plattformen og utslippene av NO_x fra plattformen er på det høyeste beregnet til 111 tonn per år.. Det eksisterende lagerskipet som skal leies har dieselmotorer uten lav-NO_x teknologi. Utslipp under normal drift av lagerskipet sammen med utslipp ved lossing vil generere utslipp av NO_x som vist i figur 5-2.

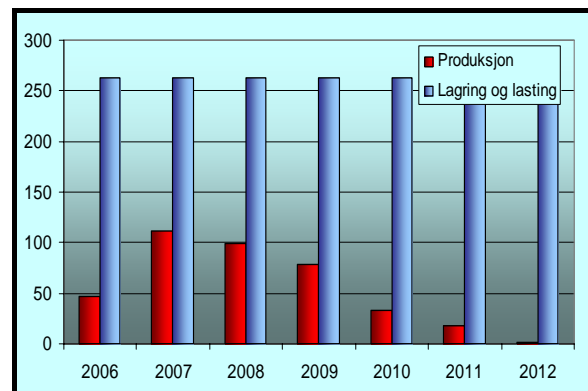
All olje som prosesseres på Volve går videre til lagertanker før den lastes om bord i skytteltankere. Dette medfører avdamping av lettere hydrokarboner til luft. For å oppfylle myndighetenes krav om lagring og lasting av olje og kondensat med VOC-reduserende teknologi, vil det bli installert et gjenvinningsanlegg for VOC på lagerskipet. Det er forventet en gjenvinningsgrad på over 90%,

noe som ligger klart over myndighetskravet på 78% reduksjon av VOC.

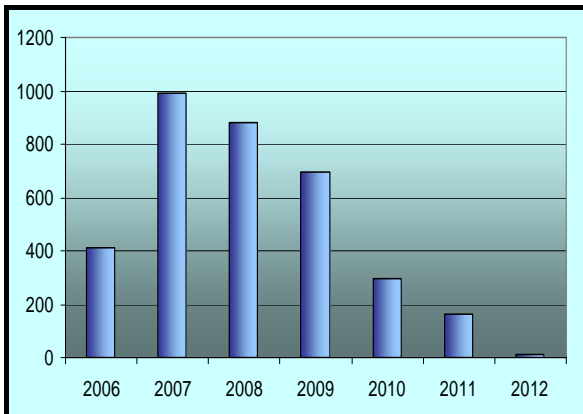
Figur 5-1, figur 5-2 og figur 5-3 viser forventede utslipp av henholdsvis CO₂, NO_x og VOC fra Volve i driftsfasen fra produksjon på plattformen og fra lagring og lasting på lagerskipet.



Figur 5-1 Forventede utslipp av CO₂ fra Volve i driftsfasen [Tonn/År]. Basert på produksjonsstart november 2006.



Figur 5-2 Forventede utslipp av NO_x fra Volve i driftsfasen [Tonn/År]. Basert på produksjonsstart november 2006.



Figur 5-3 Forventede utslipp av VOC fra Volve i driftsfasen [Tonn/År]. Basert på produksjonsstart november 2006.

5.3 Prognoser for utslipp til luft

RKU la til grunn utslippsprognoser innrapportert til OD/OED i forbindelse med revidert nasjonalbudsjett for 1998. ODs prognoser for alle utslipp som på det tidspunkt kunne relateres til felt er inkludert, det vil si ressursklassene 1-4.

5.3.1 Forholdet til den regionale konsekvensutredningen

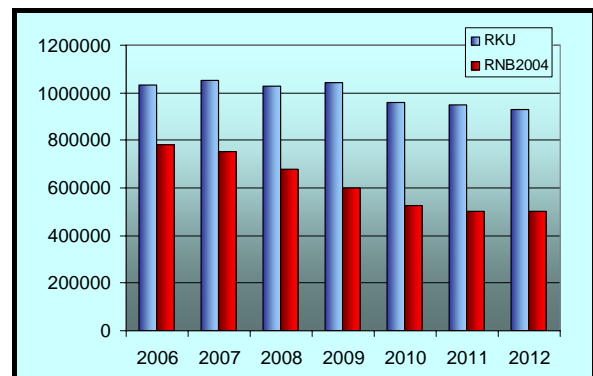
Utslipp til luft fra produksjonen av Volve er inkludert i de prognosene som ligger til grunn for den regionale konsekvensutredningen for Nordsjøen, jamfør kapittel 2.2. Konsekvensene for klima, forsuring, overgjødning og luftkvalitet kan dermed anses å være utredet i RKU. Det er derfor ikke blitt gjennomført separate utredninger av disse temaene i den feltspesifikke konsekvensutredningen. En kort oversikt over konsekvenser er gjengitt i kapittel 5.4.

Figur 5-4 til figur 5-6 gir en sammenlikning mellom de prognoser som var lagt til grunn for Sleipner-feltet i RKU, sammen med de prognoser for utslipp som er innrapportert i forbindelse med RNB 2004.

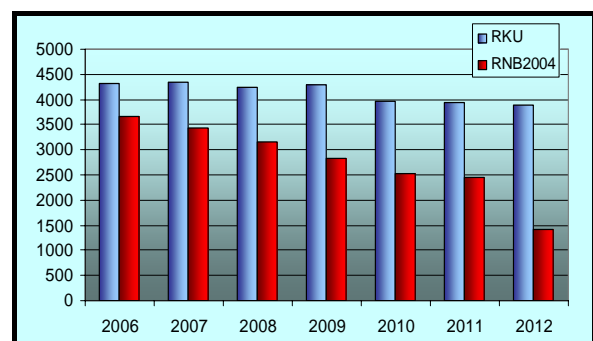
Det framgår av figurene at utslippene av CO₂ og NO_x fra Sleipner-området samlet sett forventes å være lavere i perioden enn prognosene som lå til grunn for RKU. Dette grunnet innføring av tiltak og lavere produksjon enn antatt. De forventede utslippene av CO₂ og NO_x fra Volve

utgjør på det meste henholdsvis 12,5% og 4% av de totale utslippene fra Sleipner-området. Prognosene som lå til grunn for RKU vil ikke overstiges som følge av utbygging og drift av Volve.

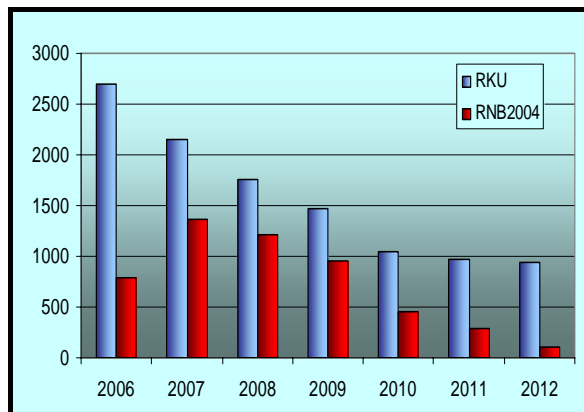
Utslippene av VOC fra Volve vil være vesentlig lavere enn hva som ble lagt til grunn i de prognoser som ble angitt i RKU grunnet installasjon av gjenvinningsanlegg for VOC på lagerskipet. Utslippene av VOC bidrar imidlertid over hele produksjonsperioden til en vesentlig mengde av totalutslippene fra Sleipner-området. Utslippene vil likevel ikke overstige de prognosene som lå til grunn for RKU. Dersom Glitne videreføres inn i produksjonsperioden for Volve, vil utslippene fra Sleipner-området øke. Prognosene som lå til grunn for RKU vil likevel ikke overstiges.



Figur 5-4 Forventede utslipp av CO₂ [Tonn/År] fra Sleipner-området, over produksjonsperioden for Volve. Data hentet fra henholdsvis RKU og RNB2004. Basert på produksjonsstart Volve november 2006.



Figur 5-5 Forventede utslipp av NO_x [Tonn/År] fra Sleipner-området, over produksjonsperioden for Volve. Data hentet fra henholdsvis RKU og RNB2004. Basert på produksjonsstart Volve november 2006.



Figur 5-6 Forventede utslipp av VOC [Tonn/År] fra Sleipner-området, over produksjonsperioden for Volve. Data hentet fra henholdsvis RKU og RNB2004. Basert på produksjonsstart Volve november 2006.

Utslippene til luft i Sleipner-området er i 2004 beregnet til 0,9 millioner tonn CO₂, 3,9 tusen tonn NO_x og 4 tusen tonn VOC (RNB 2004).

Til sammenlikning er de totale utslippene fra norsk sokkel i 2004 beregnet til 13 millioner tonn CO₂, 55 tusen tonn NO_x og 130 tusen tonn VOC (Miljø 2004, OED). Dette utgjør henholdsvis 28, 23 og 63% av de totale utslippene fra Norge.

5.4 Konsekvenser av utslipp til luft

Utslipp av NO_x og VOC vil kunne ha regionale miljømessige konsekvenser i form av:

- forsuring av jordsmonn og ferskvann

- gjødslingseffekt på vegetasjon
- endret luftkvalitet gjennom dannelse av bakkenært ozon eller endringer i konsentrasjonsnivået av NO₂

Utslipp til luft i forbindelse med utbygging og drift av Volve vil ligge klart innenfor de rammer som er lagt til grunn ved utarbeidelsen av RKU. Det henvises i den forbindelse til RKU, temarapport 3 og temarapport 5 for beskrivelse av konsekvenser.

5.5 Tiltak for å redusere utslipp til luft

Det er fokusert på tiltak for å redusere utslipp til luft fra kraftgenerering og av VOC fra lagring og transport av stabilisert olje.

Blant annet på grunn av en kort produksjonsperiode, vil totalutslippene fra feltet være små i en regional sammenheng, slik det framgår av kapittel 5.3.

Følgende utslippsreducerende tiltak er besluttet i forbindelse med utbyggingen av Volve:

- Brønnopprensning vil bli redusert til et minimum
- Bruk av lav-NO_x brennere ved installering av ny gassturbiner
- Installering av gjenvinningsanlegg for avdamping av VOC

6 Utslipp til sjø

Utslipp til sjø vil i både borefase og driftsfase skje fra plattformen. De regulære utslippene til sjø vil normalt bestå av følgende:

- Borevæske (vannbasert)
- Borekaks
- Vann fra klargjøring av rørledninger
- Produsert vann
- Ballastvann fra skytteltankere
- Kjølevann
- Drenasjevann
- Sanitæravløpsvann
- Kjemikalier i forbindelse med eventuell nedstengning

I det etterfølgende er omtalen konsentrert om produsert vann og avfall fra boring. Sanitæravløpsvann vil bli behandlet i samsvar med gjeldende forskrifter, og omtales derfor ikke nærmere i konsekvensutredningen.

6.1 Utslipp til sjø knyttet til boring

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

De tre øverste hullseksjonene planlegges boret med vannbaserte borevæsker. De to nederste hullseksjonene planlegges boret med oljebasert borevæske. Ved bruk av vannbasert borevæske planlegges all 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. Dersom det er teknisk og økonomisk gjennomførbart vil oljebasert borekaks bli injisert under Utsira-formasjonen. Dersom dette ikke er gjennomførbart vil oljebasert borekaks bli transportert til land for

videre behandling. All oljebasert borevæske vil bli sendt i land fortrinnsvis for gjenbruk, eller eventuelt for destruksjon.

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. Dette er nærmere beskrevet i RKU, temarapport 6.

Testing og opprensning av produksjonsbrønner vil bli gjort på en slik måte at det ikke skjer utslipp til vann av uforbrente hydrokarboner.

Drenasjevann fra boreoperasjonene kan være forurenset med olje og inneholde boreslam, noe som gjør at vannet er vanskelig å rense. Dersom drenasjevann fra plattformen ikke tilfredsstillende gjeldende krav til rensing, vil vannet bli samlet opp og transportert til land for videre behandling.

6.1.1 Utslipp ved boring

Tabell 6-1 og tabell 6-2 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 på Volve. 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. Dersom ilmenitt skal brukes på Volve bør dette samordnes med de andre feltene som ligger i Volves nærrområde. En samlet evaluering av HMS-messige, tekniske, logistikk-messige og økonomiske forhold vil bli foretatt i forkant av valg av vektmateriale for Volve.

Anslag over forventet forbruk av borevæske i de ulike brønnseksjonene for de ulike brønntypene og utslipp av borekaks er beregnet for en typisk produksjonsbrønn, injeksjonsbrønn og

vannprodusent, jamfør tabell 7-3. Tabellen viser et grovt estimat. Det er en betydelig usikkerhet i

estimatet siden brønnbanene ikke er planlagt i detalj på nåværende tidspunkt.

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

Handelsnavn	Hovedkomponent	Funksjon	Fargekode
Glydril MC	Polyalkylenglykol	Leiresvellingsinhibitor	■
Barytt	Bariumsulfat	Vektmateriale	■
CMC EHV	Cellulose	Filtretap og viskositet	■
Duotec NS	Xanthan gummi	Viskositet	■
Kaliumklorid	Kaliumklorid	Inhibering	■
Polypac/celpol R/UL/ELV	Cellulose	Filtretap og viskositet	■
Soda ash	Natriumkarbonat	pH-reg og kalsiumbuffer	■
Lime	Kalsiumhydroksyd	pH-regulering	■
Bentonitt	Leire	Filtretap og viskositet	■

Tabell 6-2 Oversikt over de viktigste komponentene i 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 filtretap	■
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 6-3 Forventet forbruk av borevæske og estimerte volum borekaks for de ulike brønntypene.

Seksjon	Volve produsent			Volve vanninjektor			Utsira vannprodusent		
	Lengde [m]	Borevæske [m ³]	Kaks [m ³]	Lengde [m]	Borevæske [m ³]	Kaks [m ³]	Lengde [m]	Borevæske [m ³]	Kaks [m ³]
36" *	110	63,8	72	110	46,2	72	110	105,6	72
26"	---	---	---	1100	462	377	750	720	257
17 ½"	1175	681,5	182	1300	546	202	---	---	---
12 ¼" **	1325	768,5	101	400	168	30	340	326,4	26
8 ½" **	650	377	24	650	273	24	---	---	---
Totalt	3650	1890,8	379	3350	1495,2	705	1290	1152	355
Utslipp	---	---	254	---	---	651	---	---	355

* Den øverste seksjonen planlegges boret uten stigerør med utslipp ved havbunnen

** Ved boring av disse seksjonene vil oljebasert slam brukes, og kaks vil bli injisert eller ilandført for destruksjon

6.1.2 *Utslipp ved sementering, komplettering og gruspakking*

I forbindelse med sementering forventes mindre utslipp til sjø av sement og tilsetningsstoffer. Disse stoffene er stoffer som påskynder eller

forsinker 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.

6.2 Utslipp til sjø knyttet til klargjøring av rørledninger

Etter legging vil rørledningene bli vannfylt fram til produksjonsstart. Rørledningene fylles med ferskvann tilsatt oksygenfjerner. For dette formålet vil det antakeligvis bli valgt å bruke natriumbisulfitt med en konsentrasjon på 65 ppm.

I forbindelse med klargjøring og ferdigstillelse tilsettes rørledningene glykol. Blandingen av glykol og ferskvann transporteres til Sleipner A-plattformen og vil her håndteres sammen med det produserte vannet og bli sluppet ut til sjø.

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.

Alternativt til vannfylling vurderes det å legge rørledningene tørre. Noe sjøvann vil da komme inn i rørledningen under klargjøring. Rørledning mellom SLD og SLA er utført i vanlig karbonstål. Det vil i så tilfelle være nødvendig å tilsette glykol for å skåne denne rørledningen.

Utslipp ved klargjøring av rørledninger er vurdert å kun gi lokale effekter i et begrenset tidsrom. Dette er utførlig beskrevet i RKU Norskehavet, kapittel 9.5.6. Det henvises til denne for mer informasjon.

6.3 Utslipp til sjø knyttet til ordinær drift

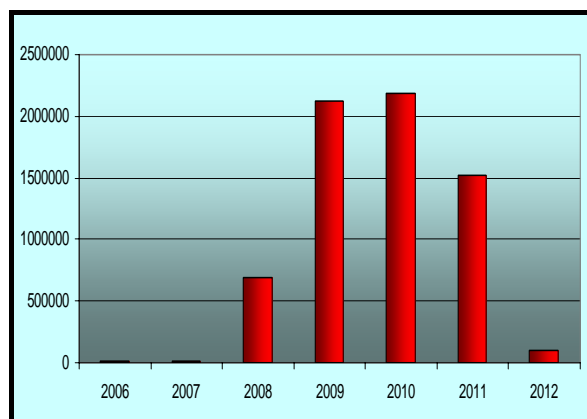
I det følgende redegjøres det for de totale utslipp som forventes ved ordinær drift av Volve. En sammenlikning med utslippsprognoser som lå til grunn for RKU og RNB 2004 er vist i kapittel 6.4. Tiltak for å redusere utslippene er gjengitt i kapittel 6.6.

6.3.1 Utslipp av produsert vann

6.3.1.1 Mengde og sammensetning av produsert vann

Det planlegges for at produsert vann reinjiseres i reservoaret for trykkstøtte sammen med vann fra Utsira-formasjonen. Regulariteten på injeksjonsanlegget forventes å ligge på omlag 95%, det vil si gjennomsnittlig utslipp på 5% av det produserte vannet. Ved periodevis nedstengning av anlegget vil produsert vann bli sluppet ut til sjø etter rensing i hydroykloner. I slike tilfeller vil krav til maksimum oljeinnhold i det produserte vannet bli oppfylt (30 ppm).

Forventet produksjonsprofil for produsert vann for Volve er gitt i figur 6-1. I 2010, som gir de største mengdene produsert vann fra feltet, er total mengde produsert vann beregnet til omlag 2,2 millioner m³, noe som tilsvarer 6000 m³ per døgn. Utslippsmengden er samme år, basert på 95% regularitet og dermed gjennomsnittlig utslipp av 5% av det produserte vannet, beregnet til om lag 110.000 m³, noe som tilsvarer 300 m³ per døgn. Denne mengden tilsvarer 19% av totalt utslipp av produsert vannvolum fra Sleipner-området for dette året (RNB2004).



Figur 6-1 Forventet profil for produsert vann for Volve [m³]. Basert på produksjonsstart november 2006.

Vannløselige kjemikalier som tilsettes i injeksjonsvannet eller i prosessen vil før eller senere havne i det produserte vannet. Produsert vann med rester av kjemikalier vil kun bli sluppet ut i perioder der injeksjonssystemet er ute av drift. Modifikasjoner som kan føre til

erstatning eller redusert forbruk av kjemikalier vil bli vurdert. I det følgende gis en kort beskrivelse av hvilke kjemikalier som planlegges benyttet i forbindelse med produksjon av Volve.

Brønnstrømmen fra Volve har potensiale for utfelling av asfalter og vokspartikler ved trykkavlastning og avkjøling. Oljen vil også inngå relativt stabile emulsjoner med formasjonsvann ved lave vannkutt. Det vil derfor bli lagt til rette for bruk av produksjonskjemikalier for å håndtere slike problemstillinger. Ved blanding av produsert vann og vann fra Utsira-formasjonen for injeksjon vil det være et potensial for avleiring. Dette vil kreve injeksjon av scaleinhibitor.

Det vil tilrettelegges for injeksjon av kjemikalier som emulsjonsbryter, asfalteninhibitor, voksinhibitor, skumdemper, MEG, korrosjonsinhibitor, biocid og flokkulant. Det vil ikke bli behov for å bruke H₂S-fjerner på Volve. Det vil mest sannsynlig ikke være behov for kontinuerlig injeksjon av alle disse kjemikaliene. Muligheten for injeksjon vil likevel være tilstede.

Tabell 6-4 viser forventet utslippkonsentrasjon av naturlig forekommende komponenter i produsert vann fra Volve. Grunnet manglende data for produsert vann fra Volve er erfaringsdata fra Varg lagt til grunn. Data fra Varg anses som mest representative for Volve grunnet geologisk likhet og høy saltholdighet i formasjonsvann. Konsentrasjonene som er

oppgitt er basert på tall fra kjemiske analyser av produsert vann fra Varg i 2002.

Tabell 6-5 viser en oversikt over konsentrasjonen av produksjonskjemikalier i produsert vann fra Volve.

Tabell 6-6 angir mengde utslipp av de viktigste komponentene som tilføres sjø sammen med det produserte vannet, basert på 95% injeksjon. Mengdene er oppgitt for år 2010 som er representert med den største mengden produsert vann i løpet av feltets levetid.

Tabell 6-4 Konsentrasjonsprofil for naturlige forekommende komponenter i produsert vann for Varg (2002). Data er lagt til grunn for Volve.

Komponent grupper	Konsentrasjon [mg/l]
BTEX	14,9
Naftalener	0,751
2-3 ring PAH	0,077
4+ ring PAH	0,0023
C0-C3 Alkyfenoler	6,73
C4-C5 Alkyfenoler	0,0039
C6-C9 Alkyfenoler	0,0006
Alifatiske hydrokarboner	17,2
Bly	0,0072
Kadmium	0,0017
Kobber	0,0025
Kvikksølv	0,00004
Nikkel	0,0025
Zink	1,85

Tabell 6-5 Oversikt over produksjonskjemikaliekomponenter, produktnavn og konsentrasjon for de ulike komponenter i produsert vann for Volve.

Komponent	Produktnavn	Fargekategori	PNEC [ppb]	Konsentrasjon [mg/l]
Asfalteninhibitor	Dyno PI 7173	■	383	22,5
Scaleinhibitor	Dyno SI 4471	■	1000	39,0
Emulsjonsbryter I	T 20030872 Butyldiglycoether	■	125	20,7
Emulsjonsbryter II	T 20030872 Polymeric ester	■	14	2,8
Emulsjonsbryter III	T 20030872 Alkylamine	■	45	4,9
Emulsjonsbryter IV	T 20030872 BDGA	■	22	0,3
Emulsjonsbryter V	T 20030872 Higher alcohol	■	30	0,3
Skumdemper	FOAM T 922 B	■	11,7	0,4
Vannrensere	TROS TD 260 W	■	1334	0,3
Hypokloritt	Hypokloritt MB 549	■	31	1,0
Korrosjonshemmer I	KI 350 Alkylaminsalt	■	1,1	1,6
Korrosjonshemmer II	KI 350 Sodium thiosulphate	■	100	0,1

Tabell 6-6 Oversikt over mengde utslipp av de viktigste komponentene som tilføres sjø sammen med det produserte vannet i 2010, basert på 95% injeksjon.

Komponent	Volve 2010 [Tonn]
BTEX	1,63
Naftalener	0,08
2-3 ring PAH	0,01
4+ ring PAH	0
C0-C3 Alkyfenoler	0,74
C4-C5 Alkyfenoler	0
C6-C9 Alkyfenoler	0
Alifatiske hydrokarboner	1,88
Bly	0
Kadmium	0
Kobber	0
Kvikksølv	0
Nikkel	0
Zink	0,2
Asfalteninhibitor	2,46
Scale inhibitor	4,27
Emulsjonsbryter	3,18
Skumdemper	0,04
Vannrenser	0,03
Hypokloritt	0,11
Korrosjonshemmer	0,19

6.3.1.2 Metode for vurdering av miljørisiko

Environmental Impact Factor (EIF) er en indeks som kvantifiserer risikoen for miljøskade ved utslipp av produsert vann offshore. EIF beregnes for alle utslippspunkter for produsert vann for bestemte år og over feltets levetid. EIF kan videre benyttes som hjelpemiddel for å bestemme miljøgevinst fra ett eller flere prosessiltak for spesifikke utslipp.

Miljørisiko uttrykt ved EIF er basert på en sammenlikning mellom forventet konsentrasjon i et aktuelt utslippsområde (PEC = Predicted Environmental Concentration) og teoretisk bestemt konsentrasjon som representerer konsentrasjonen som ikke gir effekt (PNEC = Predicted No Effect Concentration) for et representativt utvalg av komponenter i det produserte vannet, et såkalt PEC/PNEC forhold. Når konsentrasjonen i det aktuelle utslippsområdet (PEC) overskrider den nedre effektgrensen (PNEC) for en enkelt komponent

eller summen av komponentene som representerer utslippet, det vil si $PEC/PNEC > 1$, overskrider den akseptable grensen for miljørisiko. EIF beskriver det vannvolum som overskrider $PEC/PNEC = 1$, det vil si det vannvolum med en miljørisiko utover den akseptable grensen. En EIF-verdi lik 1 tilsvarer et vannvolum på 100.000 m^3 ($100\text{m} \times 100\text{m} \times 10\text{m}$) der $PEC/PNEC$ overskrider 1 for summen av komponentene i utslippet.

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.

6.3.1.3 Miljørisikoberegning for Volve

For beregning av EIF og miljørisiko for Volve er det tatt utgangspunkt i år 2009 og 2010 som er forventet å gi de største mengdene produsert vann over feltets levetid. Det er valgt å gjennomføre miljørisikovurderinger for følgende scenarier:

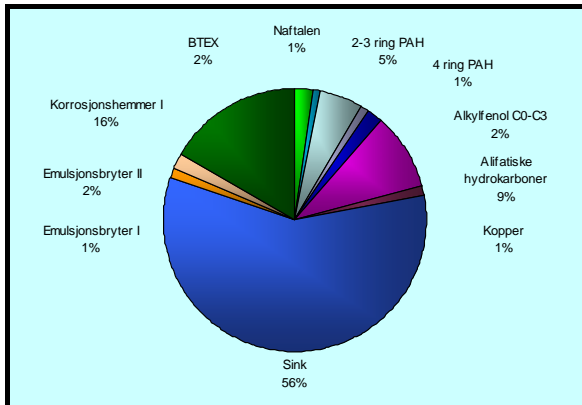
- Injeksjon av produsert vann fra Volve sammen med vann fra Utsira-formasjonen, regularitet 95% og utslipp 5%
- Utslipp av produsert vann, renset i henhold til gjeldende krav (30 ppm)

Profil for produsert vann fra Volve er endret etter gjennomføring av beregninger av miljørisiko. Mengden produsert vann var på det tidspunkt beregningene ble gjennomført noe høyere i 2010 enn per dags dato mens mengden i 2009 er tilsvarende på nåværende tidspunkt som ved beregning av EIF. De beregninger som er gjennomført er dermed dekkende for dagens situasjon.

Ved injeksjon av det produserte vannet, forutsatt 95% regularitet, er EIF for de to årene representert med størst vannmengde (2009 og 2010) beregnet å ligge på 1, det vil si en miljørisiko som overskrider akseptabel grense for miljørisiko ($PEC/PNEC > 1$). EIF for de andre årene er beregnet til lavere enn 1.

Gjennom simuleringer er bidraget til den totale miljørisikoen fra hver enkelt komponentgruppe i det produserte vannet beregnet. Komponentenes

bidrag til EIF, vist i figur 6-2, er lik for 2009 og 2010.



Figur 6-2 Komponentenes bidrag til EIF ved injeksjon av produsert vann, regularitet 95%.

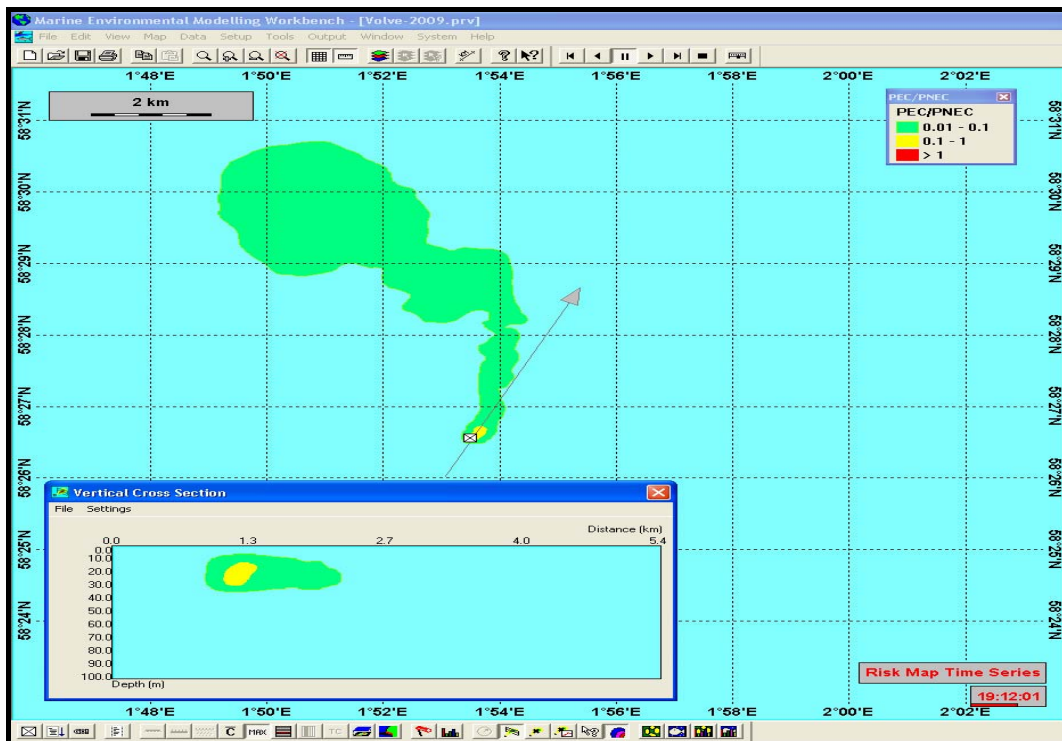
Som figuren viser dominerer bidraget fra sink med omlag 56%. Analyse av naturlig forekommende komponenter i produsert vann fra Varg, som ligger til grunn for vurdering av nivået for disse komponentene for Volve, viser en konsentrasjon for sink på 1,85 mg/l. Dette er

en unormal høy verdi. Det antas at konsentrasjon av sink for Volve vil ligge vesentlig lavere enn angitt verdi og derav bidra vesentlig mindre til miljørisikoen. Etter sink følger korrosjonshemmer med et bidrag til EIF på omlag 16%, og alifatiske hydrokarboner med 9%. De komponentgruppene som bidrar med mindre enn 1% er ikke vist.

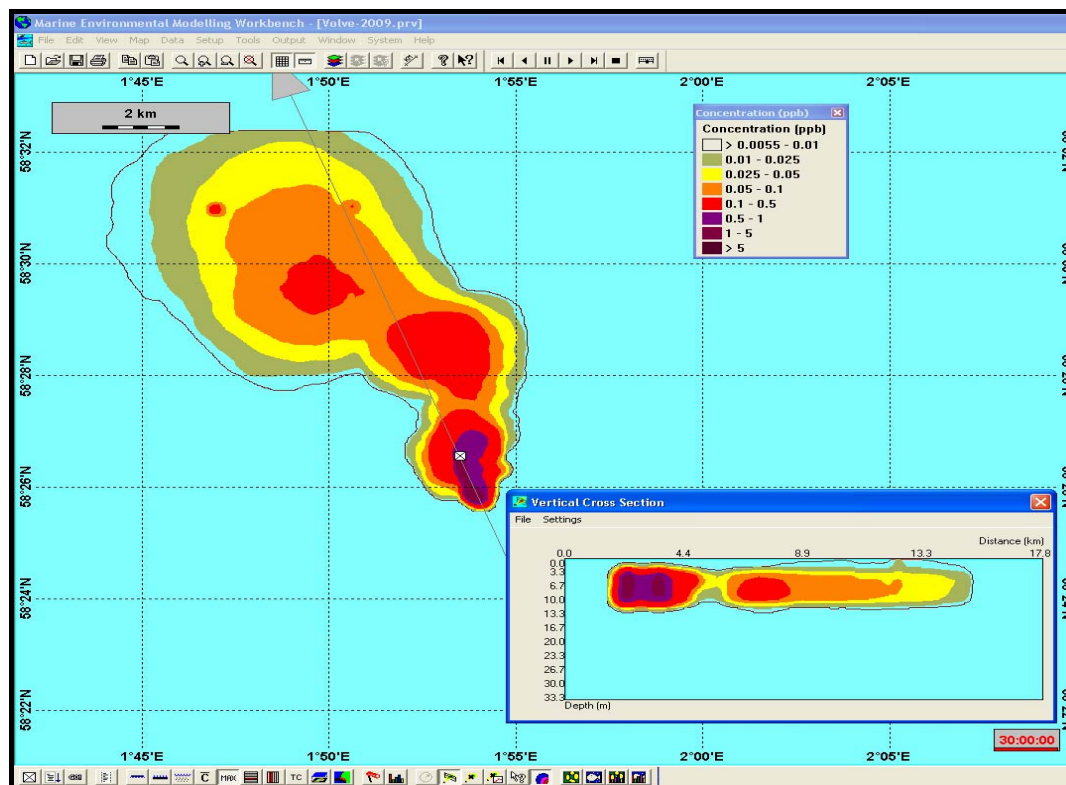
I figur 6-3 og figur 6-4 er miljørisikoen (PEC/PNEC>1) og konsentrasjonskart for det samlede utslippet presentert.

EIF summert over feltets levetid for Volve for injeksjon av produsert vann gir en total EIF verdi på 2. Tilsvarende gir et fiktivt utslipp av alt produsert vann på Volve en total EIF verdi på 1370.

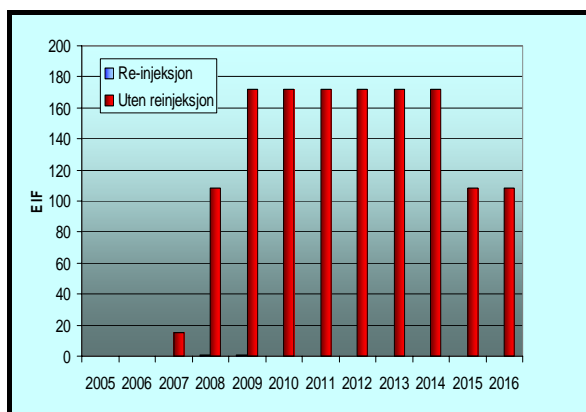
I figur 6-5 er forventet utvikling i EIF for det enkelte år over feltets levetid på Volve for begge scenariene vist.



Figur 6-3 Miljørisiko for utslipp av produsert vann i år 2010 ved 95% injeksjon.



Figur 6-4 Konsentrasjonsfelt for produsert vann i år 2010 ved 95% injeksjon.



Figur 6-5 EIF for det enkelte år for henholdsvis reinjeksjon og utslipp av produsert vann. Basert på produksjonsstart november 2006.

6.3.1.4 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
- Forbruk og utslipp av kjemikalier

- Produksjonsprofil for produsert vann
- Usikkerhet i datagrunnlaget for modellberegningene i EIF-verktøyet

Forutsetninger for miljørisikovurderingene er listet nedenfor:

- Konsentrasjon av naturlig forekommende komponenter basert på data fra analyser av formasjonsvann fra Varg gjennomført i 2002
- Regularitet på vannpumper i injeksjonsanlegg lik 95%

6.3.2 Utslipp av drenasjevann

Drenasjevann fra ikke-oljeforurensede områder vil bli ledet til sjø, mens drenasjevann fra forurensede områder ledes til en oppsamlingstank for reinjeksjon. Oljeholdig drenering fra høytrykks prosessutstyr vil bli samlet opp i et lukket drenasjesystem og videreført til separasjonsprosessen.

6.3.3 *Utslipp av kjølevann*

Oljeeksportstrømmen må kjøles før transport til lagerskipet grunnet tekniske begrensninger på lagerskipet samt for å unngå avgassing under lasting av olje. Det vil bli brukt sjøvann til dette formålet. Kjølevann planlegges sluppet ut til sjø. Mengden kjølevann vil være i størrelsesorden 10.000 til 15.000 m³ per døgn. Temperaturen på utslippsvannet vil ligge på 60°C til 70°C.

Rester av hypokloritt, som blir tilsatt for å hindre begroing, vil kunne være tilstede i kjølevannet som slippes ut.

6.3.4 *Utslipp av ballastvann*

Ballastvann er i utgangspunktet vann pumpet om bord for å ivareta skipets krav til stabilitet. Ballastvann tas om bord i lossehavn og vil ha egenskaper typiske for vannkvaliteten her. Ballastvann kan være fersk-, brakk- eller saltvann, ha et innslag av forurensede komponenter, høyt innhold av næringssalter og innslag av levende organismer. Innholdet av denne vannblandingen vil variere som funksjon av årstider samt tid på døgnet for ballastering og av lokale forhold som type bunn og havnens dybde.

Det potensielt største miljøproblemet knyttet til ballastvann er eventuell introduksjon av arter til områder der de ikke naturlig hører hjemme.

Risikoen for slik introduksjon betinger at skipene trafikkerer havner som ligger i økologiske regioner som ikke har forbindelse via naturlige spredningsveier, eller at de trafikkerer havner som har anløp av skip fra andre økologiske regioner (sekundærspredning).

Skytteltankere som betjener oljefeltene i Nordsjøen lossere i hovedsak i havner som ligger lenger sør, i landene rundt Nordsjøbassenget. Ballastvannet tas inn i disse havnene og slippes ut ved de respektive offshore installasjonene. De økologiske betingelsene på utslippsstedene er vesentlig annerledes enn i lossehavnene, og risikoen for uønsket spredning av organismer vurderes som liten.

I 2004 vedtok IMO en global konvensjon for skip for kontroll og behandling av ballastvann og sedimenter. Utbygger vil møte alle krav i denne når konvensjonen trer i kraft.

Statoil har gjennomført en mulighetsstudie av aktuell teknologi for rensing av ballastvann basert på egne ideer. I tillegg overvåker Statoil annen teknologi for rensing av ballastvann og bidrar til utvikling av ny teknologi.

6.3.5 *Utslipp av MEG*

Nedstengninger på feltet medfører at trykket og temperaturen i gassrørledningen synker. Det er av den grunn behov for å tilsette MEG for å hindre hydrattdannelse i gassrørledningen fra Volve til Sleipner A-plattformen.

På slutten av produksjonsperioden vil gassrørledningen fra Volve til Sleipner kontinuerlig bli injisert MEG med en mengde på 1 m³ per døgn.

6.3.6 *Utslipp fra lagerskip*

Det vil fra lagerskipet bli utslipp av mindre mengder lensevann til sjø. Utslipet av lensevann vil inneholde olje i en konsentrasjon på under 15 ppm.

6.4 **Prognoser for utslipp til sjø**

Utslipp til sjø fra produksjonen av Volve var inkludert i ressursklasse 4 i de prognosene som lå til grunn for RKU.

Samlet sett ventes utslippene av produsert vann fra Sleipner-området å være høyere i perioden 2005 til 2016 enn hva som lå til grunn for RKU.

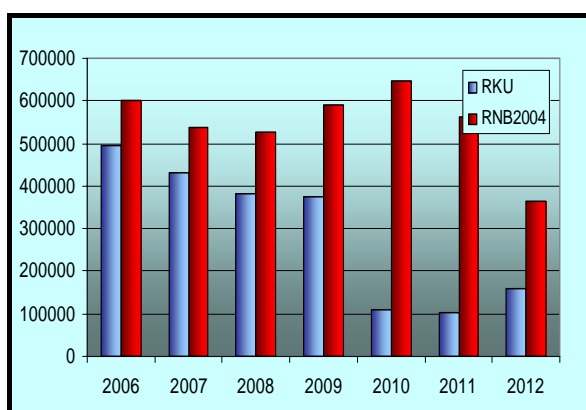
Figur 6-6 viser de prognoser som foreligger for totale utslipp av produsert vann fra Sleipner-området henholdsvis i RKU og RNB 2004. Volve vil ha maksimal vannproduksjon i 2009, og vil da bidra med 19% av den totale mengden produsert vann i området (RNB2004).

Selv om mengdene produsert vann er høyere enn hva som lå til grunn for RKU, er miljørisikoen i

området betraktelig redusert grunnet implementering av tiltak som rensing og kjemikaliesubstitusjon i forbindelse med feltenes nullutslippsarbeid. Dette er gjeldende for hele området. Konsekvensbeskrivelser for produsert vann i RKU vurderes derfor fremdeles som dekkende for produksjonen fra området, inkludert produksjon av Volve.

Utslipp av produsert vann i Sleipner-området er i 2004 beregnet til 0,6 millioner m³ (RNB 2004).

Til sammenlikning var utslippene av produsert vann fra norsk sokkel i 2003 på 135 millioner m³ (Utslipp fra olje- og gassvirksomheten 2003, OLF). Utslippene av produsert vann fra Sleipner-området inkludert Volve er marginale sett i sammenheng med norsk petroleumsindustri totalt.



Figur 6-6 Forventede utslipp av produsert vann [m³/år] fra Sleipner-området, gjennom produksjonsperioden for Volve. Data fra henholdsvis RKU og RNB 2004. Basert på produksjonsstart Volve november 2006.

6.5 Konsekvenser av utslipp til sjø

6.5.1 Konsekvenser i forbindelse med boreoperasjonene

Negative miljøkonsekvenser knyttet til boring vil bli lave i og med at kaks fra boring med oljebasert borevæske samles opp og tas til land for håndtering. Det vil ikke bli benyttet syntetisk borevæske.

Vannbasert borevæske planlegges i stor grad gjenbrukt og utslippene derfor minimalisert.

Konsekvensene av utslipp av kaks fra boring med vannbasert borevæske vil i første rekke være fysisk nedslamming. Påvisbare effekter på bunnfaunaen er vanligvis begrenset til et område mindre enn 200 til 500 m fra utslippsstedet.

Hovedingrediensene i vannbasert borevæske, bentonitt og barytt, regnes ikke som giftige, men vil kunne ha en viss fysisk effekt både på planktonorganismer og bunndyrsamfunn. Effekten vil være avhengig av tykkelsen på det sedimenterte laget og konsekvensene er høyst lokale.

For en nærmere beskrivelse av konsekvenser av utslipp knyttet til boring vises det til RKU Nordsjøen, temarapport 6, samt RKU Norskehavet, kapittel 9.

Det er ikke gjort funn av koraller i Sleipner-området, jmfør kapittel 4.7, og det forventes således ikke negative konsekvenser for slike forekomster. Dersom det i videre faser oppdages koraller vil avbøtende tiltak bli vurdert.

6.5.2 Konsekvenser i forbindelse med ordinær drift

Produsert vann vil bli reinjisert, og utslipp vil kun skje når injeksjonssystemet eventuelt er ute av drift. Vannet vil da bli rensert og innholdet av dispergert olje vil ikke overstige gjeldende krav. Totalmengdene som blir sluppet ut vil være svært små, og regnes ikke å ha noen miljømessig betydning.

RKU behandler konsekvensene av alle aktuelle typer utslipp til sjø. For en nærmere beskrivelse av konsekvenser av regulære utslipp vises det til RKU, temarapport 6, der miljøkonsekvensene av utslipp fra boring og utslipp av produsert vann er dokumentert. Utslippene fra Volve inngår i grunnlaget for de konsekvensvurderingene som er gjort i RKU, og utgjør et lite bidrag til den dokumenterte miljøpåvirkningen.

Tiltak for å begrense utslipp til sjø i alle faser i forbindelse med utbygging og drift av Volve er beskrevet i kapittel 6.6.

6.6 Tiltak for å redusere utslipp til sjø

Følgende utslippsreducerende tiltak er besluttet eller under vurdering i forbindelse med utbyggingen av Volve:

- Produsert vann vil reinjiseres som trykkstøtte sammen med vann fra Utsira-formasjonen
- Ved boring av de øverste seksjonene vil det bli benyttet vannbaserte slamsystemer
- Gjenbruk av borevæske for å redusere utslippsmengdene (under vurdering)
- Kaks fra boring med oljebasert borevæske vil bli reinjisert eller sendt til land for destruksjon
- Det vil ikke bli benyttet syntetiske borevæsker
- Minimalisering av utslipp av sementeringskjemikalier ved hjelp av doseringsutstyr

7 Akutte utslipp og beredskap

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 Volve, jmfør kapittel 2.5. Det er benyttet en eksponeringsbasert metode for miljørisikoanalyse basert på veiledning for miljørisikoanalyse gitt av Oljeindustriens landsforening. For nærmere detaljer angående metode og resultatberegninger henvises det til miljørisikoanalysen.

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	Installasjonsspesifikk risiko pr. år
Mindre	1 mnd – 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

Den totale utblåsningsfrekvensen for den valgte utbyggingsløsning for Volve er beregnet til $1,01 \times 10^{-3}$ (tilsvarende 1 per ca 1000 år).

Det er valgt å benytte eksisterende oljedriftsberegninger fra det nærliggende feltet Varg, som per i dag er dimensjonerende for oljevernberedskapen i området.

Det er lagt inn en sensitivitet i frekvensberegningene som omfatter tre nye produsentbrønner og en maksimal utblåsningsrate på 9.000 m³ for vurdering av miljørisiko.

Basisåret som er benyttet er året med antatt høyest miljørisiko, det vil si året med samtidig boring og produksjon. Følgende aktivitetsnivå er antatt:

- Boring og komplettering av brønner
- Helårlig drift av prosessutstyr inkludert rørledninger

Tabell 7-2 viser en oversikt over de parametere som er anvendt i vurdering av miljørisiko og oljedrift.

Tabell 7-2 Inngangsparametere for miljørisikoanalyse for Volve.

Parameter	Volve
Posisjon plattform	E 435050 N 6478572
Posisjon lager- og lasteskip	E 436309 N 6480741
Vannndyp [m]	85
Oljetetthet [kg/m ³]	885
Voksinnhold [vekt %]	9,4
Utblåsningsfrekvens	1,01 x 10 ⁻³
Utblåsningsfrekvens m/ sensitivitet	1,35 x 10 ⁻³
Utblåsningsrate [m ³ /d]	6.000
Utblåsningsrate m/ sensitivitet	9.000
Sesong	Hele året

7.4 Oljedriftsberegninger

Oljen fra Volve er sammenlignet med olje fra de nærliggende oljefeltene Glitne og Varg for å kunne gjøre en vurdering av oljedrift fra et eventuelt uhellsutslipp.

Tabell 7-3 viser en sammenlikning av oljene fra Volve, Glitne og Varg. Oljen fra Volve har høy tetthet, høyt svovelnivå, høy viskositet (ved en temperatur på 20°C) og høyt innhold av asfalten

i forhold til oljen fra disse feltene. Stivnepunktet for oljen fra Volve er imidlertid noe lavere enn for Glitne og Varg og det er forventet at oljen fra Volve ikke vil stivne på overflaten.

Tabell 7-3 Egenskaper til stabilisert olje fra Volve, Glitne og Varg.

Parameter	Volve	Glitne	Varg
Tetthet [kg/m ³]	885	866	845
Voks [vekt %]	9,4	10,3	8,5
Viskositet [Cst]	31,7	20,9	10,3
Asfalten [vekt %]	3	0,65	1,05
Svovel (vekt %)	1,7	0,5	0,25
Stivnepunkt [°C]	6	9	15

Statistiske resultater fra oljedriftsberegninger for en utblåsning fra Varg med utslipp fra henholdsvis sjøbunn og til overflate for sommer og vintersesongen viser at det kun er utslippene til overflaten som forventes å kunne nå land, og sannsynligheten for stranding er størst i vintersesongen med en treffsannsynlighet på 10 til 20%. I sommersesongen er treffsannsynligheten på 5 til 10% ved et overflateutslipp. Utslipp fra sjøbunnen ved Varg forventes å ha en stigetid til overflaten på omlag 1 minutt. Oljekonsentrasjoner i overflatesonen er i dette tilfellet beregnet til omlag 60 ppm og initiell flaktykkelse er beregnet til 0,1 mm.

For å tilpasse beregningene til den eksponeringsbaserte metoden for Volve, er utblåsningsraten økt fra 3.800 m³ per døgn (Varg) til 6.000 m³ per døgn (2/3 av maksimal utblåsningsrate på Volve). Det er i tillegg modellert en sensitivitet med maksimal utblåsningsrate på 9.000 m³ per døgn. Varighet av utblåsningen for Varg (6 døgn for overflateutslipp og 7,6 døgn for undervannsutslipp) er beholdt forvurderingen av miljørisiko for Volve.

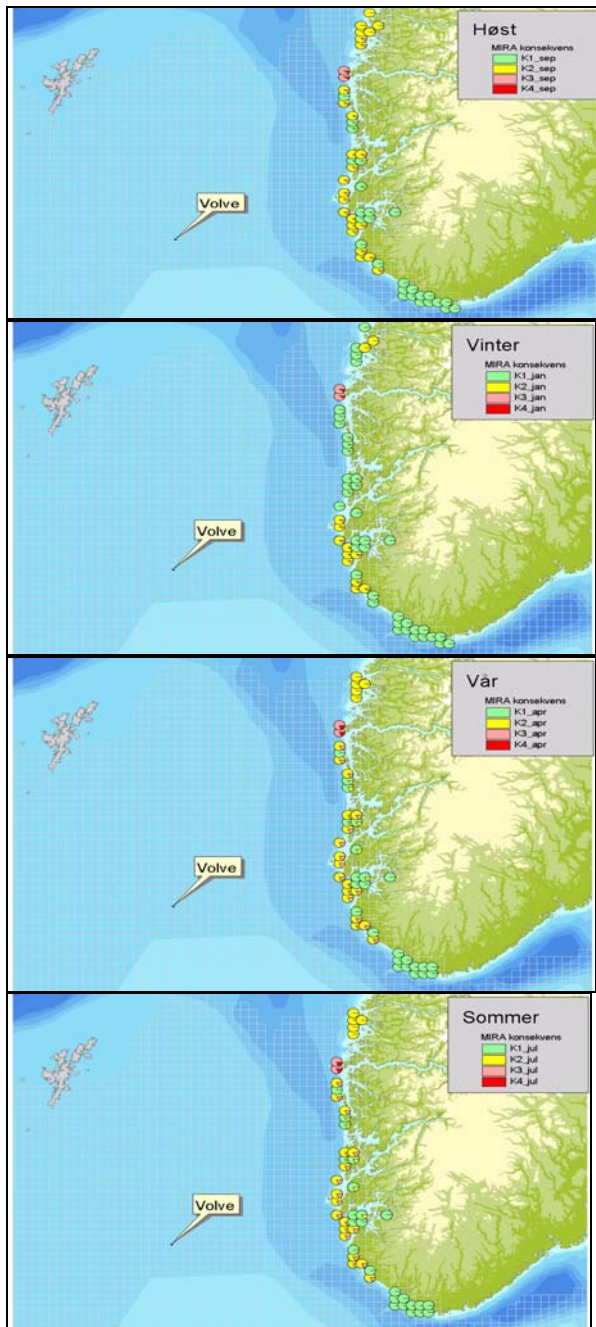
7.5 Vurdering av miljørisiko

Oljedriftsberegningene er kombinert med verdsette ressurser i et rutenett langs kysten. De rutene som blir truffet av olje får tildelt en konsekvenskategori 1 til 4 basert på blant annet mengde olje, sårbarhet for olje og verneverdi.

Konsekvenskategoriene er definert som følger:

- K1 Mindre miljøskade
- K2 Moderat miljøskade
- K3 Betydelig miljøskade
- K4 Alvorlig miljøskade

Figur 7-1 viser konsekvenskategorier for et overflateutslipp fra Volve.



Figur 7-1 Miljøkonsekvenser langs kysten gjennom året som følge av et overflateutslipp fra Volve.

Figuren viser at et større oljeutslipp fra Volve i verste fall kan gi alvorlige miljøskader på naturreservatene ved innløpet til Sognefjorden. Resultatene viser små variasjoner i konsekvensbildet gjennom året.

Gytefeltene i Nordsjøen har stor utstrekning, og det er ikke registrert konsentrerte gytefelt nær Volve, jmfør kapittel 4. Skadepotensialet for fisk med hensyn til restitusjonstid er derfor vurdert som lavt.

Sjøfugl på åpent hav er vurdert som mest sårbare i høst- og vintersesongen. Utbredelsen er imidlertid stor og skadepotensialet på havet av et enkelt utslipp fra Volve er vurdert som lavt.

Miljørisiko er beregnet for verdsatte ressurser langs kysten. Resultatene viser at miljørisikoen, inkludert sensitivitet, utgjør mindre enn 50% av akseptkriteriet. Resultatene er gyldige for en maksimal utblåsningsrate på 9.000 m³ per døgn.

Resultatene inkluderer ikke effektivitet av oljevernberedskap som vil redusere miljørisikoen ytterligere.

7.6 Oljevernberedskap

Det er gjort en grov vurdering av behovet for oljevernberedskap basert på de data som er tilgjengelige for Volve på nåværende tidspunkt og eksisterende beredskap i området.

Av nærliggende Statoilopererte felt finnes det per i dag 1.linje oljevernberedskapsutstyr på fartøy ved Glitne som ligger omlag 30 km nordvest for Volve. Sleipner har ikke oljevernberedskapsutstyr på grunn av at slikt utstyr har lav effektivitet på det lette kondensatet som produseres her. Andre oljefelt i nærheten er Varg (avstand 40 km) og Balder/Grane (avstand 90 km).

Oljen fra Volve har som tidligere nevnt et lavere stivnepunkt enn nærliggende felt som Varg og Glitne, og det er forventet at fersk olje fra Volve ikke vil stivne på overflaten. Tradisjonelle overløpsskimmere er forventet å fungere på oljen fra Volve.

I samarbeid med Troll og Sleipners beredskapsorganisasjon er det vurdert at et felles beredskapsfartøy kan brukes for Sleipnerområdet for å effektivisere driften. Det eksisterende beredskapsfartøyet som ligger ved Sleipner skal oppgraderes med oljevernutstyr for Volve. Innretningene på Volve skal i tillegg oppgraderes med nødvendig utstyr.

Behovet for oljevernutstyr for Volve vil bli nærmere avklart i forkant av boreoperasjonene.

NOFOs regionale planverk beskriver 2.linje oljevernaksjon som vil kunne bli mobilisert under en oljedriftsberegning fra Balder er per i dag dimensjonerende for den regionale beredskapen.

Det er forventet at den eksisterende regionale beredskapen vil være dekkende også for Volve.

7.7 Videre arbeid

Det vil bli gjennomført en oppdatering av eksisterende miljørisikoanalyse for akutte utslipp i forkant av boring av brønnene.

Følgende aktiviteter vil bli gjennomført i forkant av boreoperasjonene:

- Oppdatering av miljørisikoanalysen med ny vurdering ved bruk av eksponeringsbasert metode, basert på ny beregning av utblåsningsrate ved hjelp av nye retningslinjer fra OLF
- Gjennomføre en risikovurdering for faren for akuttutslipp ved bruk av oljebasert borevæske og borekjemikalier
- Gjennomføre forvitningsstudier og deretter vurdere behov for å gjennomføre oljedriftsberegninger
- Utføre felt- og områdeberedskapsanalyse inkludert plan for oljevern. Beredskapsanalysen skal avdekke hvorvidt den etablerte beredskapen er dekkende for den nye aktiviteten

8 Konsekvenser ved arealbeslag og fysiske inngrep

Natur- og miljøressurser i nærområdet rundt Volve er nærmere beskrevet i kapittel 5. Dette kapittelet beskriver konsekvenser for fiskeri, akvakultur, koraller og kulturminner som følge av utbyggingen av Volve.

8.1 Konsekvenser for fiskeri

Konsekvensene for fiskerivirksomhet av eksisterende petroleumsvirksomhet i Nordsjøen er hovedsakelig knyttet til arealbeslag av faste installasjoner over havoverflaten, og til eventuelle problemer i forbindelse med tråling over rørledninger og havbunnsinstallasjoner.

Det har tidligere vært gjennomført flere utredninger av virkningene for fiskeriene av feltutbygging eller transport i rørledninger i Sleipner-området. Mest aktuell er RKU som presenterer virkningene for fiskeriene i området mellom 58° og 62°N (RKU, temarapport 7). Det er, basert på oppdatert fiskeristatistikk, gjennomført en ny utredning om virkningene for fiskeriene i området rundt Volve.

I dette kapittelet beskrives fiskeaktiviteten i nærområdet til Volve samt konsekvenser for fiskeriene av utbyggingen.

8.1.1 Aktivitetsbeskrivelse

Viktige trålfelt i Sleipner-området er vist i figur 8-1.

Konsumtrålfiske

Det meste av det norske konsumtrålfisket i Nordsjøen foregår fra om lag 160 til 170 meters dyp i Eggaskråningen og videre vestover. Sei er det viktigste fiskeslaget i dette fisket. De områdene som i senere år har vært viktige for konsumtrålfiske er områdene omkring Eggaskråningen, Vikingbanken (vestover fra Oseberg), områder omkring Frigg/Heimdal og sørover fra disse, områder omkring Sleipner og områder rundt/nordover fra Ekofisk. I området

omkring Sleipner tråles det uten noen bestemt retning. I følge Fiskeridirektoratet drives det bare et begrenset norsk trålfiske i området som berøres av utbyggingen av Volve.

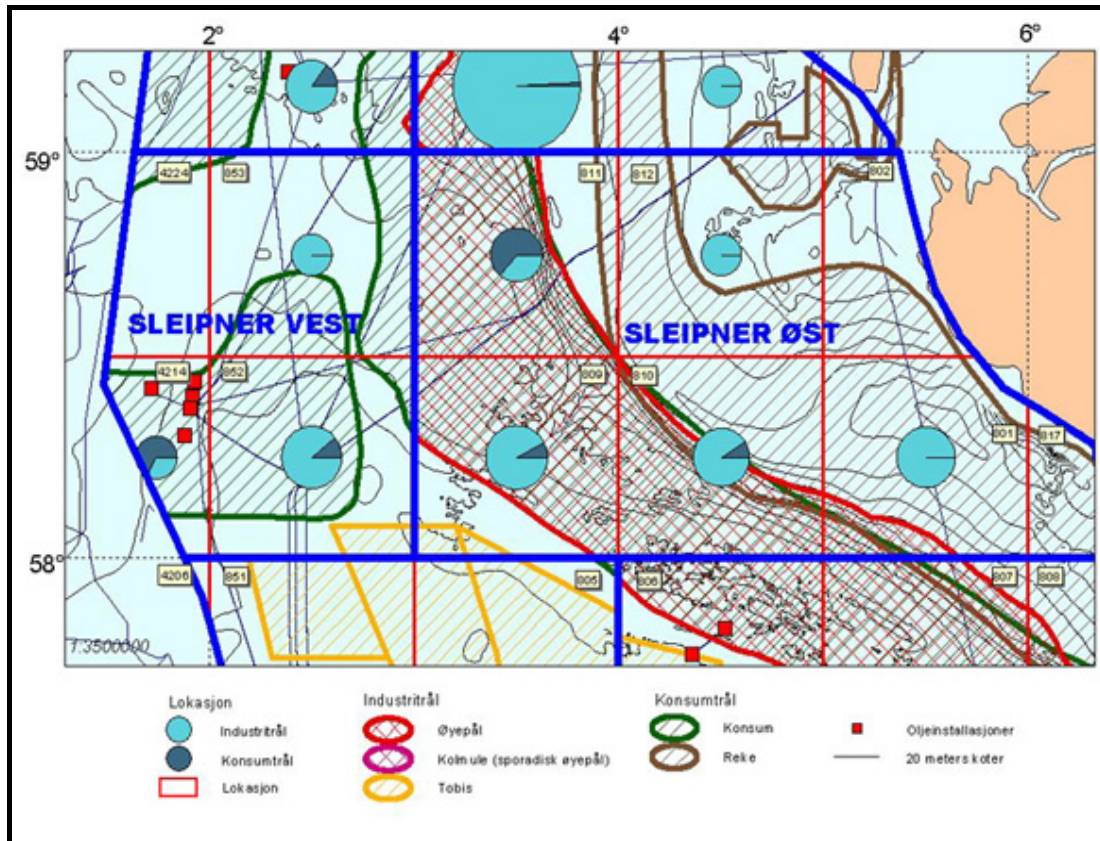
Volve er lokalisert helt nord i en statistikklokasjon tilsvarende størrelsen på blokkene 15/7-12. For lokasjonen ble det rapportert konsumtrålfangster på 600 tonn i 1997, og bare marginale fangster (<50 tonn) i både 2000 og 2003. Tidligere foregikk det et betydelig utenlandsk, hovedsaklig skotsk, fiske i dette området. Dette fisket er sterkt redusert i senere år.

Industri-trålfiske

De viktigste artene i industri-trålfisket i Nordjøen, det vil si fisket til oppmaling til fiskemel og -olje, foregår etter øyepål, kolmule og tobis. I områder nær Sleipner er det fiske etter tobis som dominerer.

Avgrensningen av tobisfeltene er bestemt både av fiskens fordeling og hvor det med dagens teknologi er mulig fiske. Fisket foregår innenfor klart avgrensede områder, noe som blant annet skyldes denne artens bestemte krav til dybde- og bunnforhold. Det mest intensive fisket finner som hovedregel sted på mindre enn 100 meters dyp, men det forekommer store avvik fra dette mønsteret. I praksis fiskes det lite tobis på større dyp enn 110 meter. Viktige industri-trålfelt for fiske etter tobis ligger i sørøstlig retning i forhold til Sleipner, i hovedsak sør for 58°N. I følge Fiskeridirektoratet drives det ikke industri-trålfiske av noen betydning i området som berøres av utbyggingen av Volve.

Volve er lokalisert helt nord i statistikklokasjonen tilsvarende blokkene 15/7-12. For lokasjonen ble det rapportert små tobisfangster på 300 tonn i 1997, og ingen fangst i 2000 og 2003. I lokasjonen like nord for Loke, tilsvarende blokkene 15/1-6, er det ikke rapportert noen industri-trålfangster i disse årene.



Figur 8-1 Viktige trålfelt i Sleipner Vest-området og Sleipner Øst-området.

Ringnotfiske

Fisket etter arter som sild og makrell er ikke like stedbundne som trålfisket. Fiskeristatistikken for området viser at det i hovedsak er sild som fiskes i området som berøres direkte av utbyggingen. I årene 1997, 2000 og 2003 ble det fisket henholdsvis 300 tonn, 800 tonn og 400 tonn i lokasjonen der Volve er lokalisert. Dette kan karakteriseres som begrensede ringnotfangster. I lokasjonen like nord for Volve ble det fisket henholdsvis 1.300 tonn, 2.200 tonn og 1.600 tonn i disse årene.

8.1.2 Konsekvenser i utbyggingsfasen

Feltaktivitetene i forbindelse med produksjonsboring, installasjon av feltanlegg og rørledninger kan medføre noe større ulemper for fisket enn selve driftsfasen. Tatt hensyn til ankerbeltet omkring installasjonene tilsvarer arealet som berøres ved Volve i anleggsfasen en sirkel med diameter på om lag 2 kilometer. I anleggsfasen vil i utgangspunktet fiske med alle redskapstyper kunne bli forstyrret. I følge

fiskeristatistikken foregår det imidlertid lite stedbundet fiske i det berørte området.

Anleggsaktivitetene kan medføre noe ulempe for ringnotfisket, men dette forutsetter innsig og fiske av sild i det berørte området mens anleggsaktivitetene pågår. Det er tale om en tidsbegrenset aktivitet, som ikke ventes å medføre fangsttap for det kvoteregulerte sildefisket.

Rørleggingsarbeidet skal gjennomføres med dynamisk posisjonert leggefartøy og rørledningene graves ned. Ved legging av rørledning fra Volve til Sleipner Øst vil leggeaktivitetene medføre et midlertidig arealbeslag for alt fiske i området. Rørleggingsarbeidet medfører et tidsbegrenset arealbeslag som forflytter seg med rørleggingsarbeidet. Det er imidlertid tale om en meget tidsbegrenset aktivitet som ikke ventes å medføre merkbare fangsttap.

Rørledningene vil ikke berøre viktige gytefelt, og selve leggingen ventes derfor ikke å medføre

forstyrrelser som kan være til ulempe for rekrutteringen til fiskebestandene.

8.1.3 Konsekvenser i driftsfasen

Rørledningen mellom Volve og Sleipner Øst vil bli nedgravd, og vil ikke medføre noen operasjonelle ulemper for trålfisket etter at leggearbeidet er avsluttet.

I driftsfasen vil installasjoner over havoverflaten i første rekke kunne medføre operasjonelle ulemper og arealbeslag for stedbundet trålfiske i berørt område. Under konsumtrålfiske kan det være aktuelt å fiske tett opp til overflateinstallasjonene på grunn av de fiskekonsentrasjonene som kan opptre der.

For industritrålfiske i områder med en dominerende trålrkning må det tas hensyn til at unnvikende manøvrering i praksis begynner 3 til 5 kilometer fra en vanlig sikkerhetssone og avsluttes like langt etter passering. Det er dermed tale om opptil fire ganger større arealbeslag enn under konsumtrålfiske.

I ringnotfisket etter sild er det store variasjoner fra år til år i fiskens vandring og hvor fangstene tas. For dette fisket kan installasjonene fra tid til annen påvirke hvor fangstene tas, men ventes ikke å medføre fangsttap.

Plattformen på Volve vil være utstyrt med både bore- og prosesseringsenheter. Produsert olje vil bli eksportert gjennom en fleksibel nedgravd rørledning til et permanent fortøyd lagerskip (FSO) i omlag 2 kilometers avstand fra plattformen. Skipet vil ha anlegg for lagring og utskipping av olje. Produsert gass vil bli eksportert gjennom en rørledning til den eksisterende havbunnsrammen Sleipner Øst.

Etter at utbyggingen er gjennomført vil sikkerhetssonene omkring plattform og skip utgjøre hindringer for fisket. Omkring plattformen etableres det en sikkerhetssone med radius på 500 meter, det vil si en kilometerbred hindring for fisket. Lagerskipet får en sikkerhetssone med radius 700 meter, eller en hindring for fisket med en bredde på knapt halvannen kilometer. Med det aktuelle fangstmønsteret i

området er det sannsynlig at området mellom de to sikkerhetssonene ikke vil bli utnyttet.

Vurdert ut fra fiskeristatistikken og oppdatert informasjon fra Fiskeridirektoratet om trålfisket omkring Volve, foregår det lite fiske i området som berøres av utbyggingen. Utbyggingen medfører noe arealbeslag, men vurdert i forhold til aktiviteten i det berørte området ventes utbyggingen ikke å medføre nevneverdige operasjonelle ulemper eller merkbare fangstreduksjoner for trålfisket i denne delen av Nordsjøen.

8.1.4 Avbøtende tiltak

Rørledning mellom plattform og lagerskip og mellom plattform og Sleipner Øst vil begge bli nedgravd og vil ikke gi operasjonelle ulemper for fiskeriene i området.

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 driftsfase. Ordinær drift av Volve vil ikke medføre konsekvenser for akvakultur.

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 vises til RKU, temarapport 7 for en mer utfyllende omtale av konsekvenser som kan oppstå dersom olje rammer områder med akvakulturanlegg.

8.2.1 Avbøtende tiltak

Beredskapsmessige tiltak er de viktigste avbøtende tiltak i forhold til akutte utslipp av olje. Disse tiltakene er nærmere omtalt i RKU, temarapport 4. 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.

8.3 Konsekvenser for koraller

Som vist i figur 4-2 i kapittel 4 er det ikke kjent forekomst av koraller i Sleipner-området, til tross for at det her er utført en betydelig mengde bunnundersøkelser. Kartlegginger i området rundt Volve har til nå ikke identifisert forekomster av korallrev.

8.3.1 Avbøtende tiltak

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 rørledning mellom Volve og Sleipner Øst. 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 Sleipner-området er slik at det kan finnes steinalderspor i området, og at det eksisterer et potensiale for funn av skipsvrak i området, innebærer utbyggingen kun et svært begrenset arealbeslag. En kjenner videre ikke til eksempler på konflikter med kulturminneinteresser i forbindelse med rene offshore utbyggingsprosjekter.

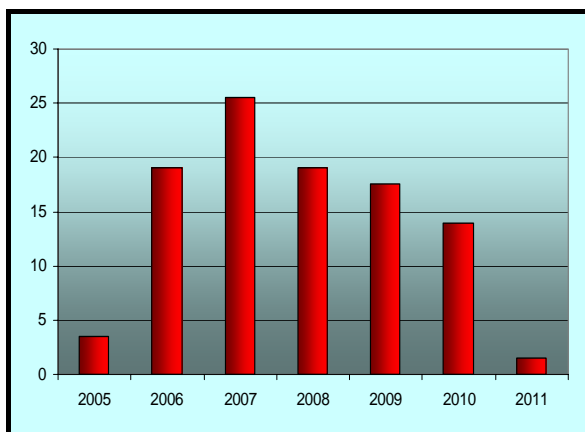
8.4.1 Avbøtende tiltak

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 Samfunnsmessige konsekvenser

Analysene av samfunnsmessige virkninger av utbygging og drift av Volve er basert på investeringsstall slik de foreligger høsten 2004. Inntekter og utgifter kan bli noe endret etter dette tidspunktet ved eventuelle oppdateringer av produksjonsprofiler. Relevante myndigheter vil bli orientert dersom det skulle bli betydelige endringer i forhold til det som er lagt til grunn for konsekvensutredningen.

De totale investeringskostnadene er foreløpig anslått til omlag 1,8 milliarder norske kroner. Leie- og driftskostnader er beregnet til 4,2 milliarder kroner. Investeringene vil øke ved eventuell boring av tilleggsbrønner. Figur 9-1 viser prosentmessig fordeling av investeringer og kostnader over tid knyttet til utbyggingen av Volve.



Figur 9-1 Prosentvis fordeling av investeringer og kostnader over tid. Basert på oppstart november 2006.

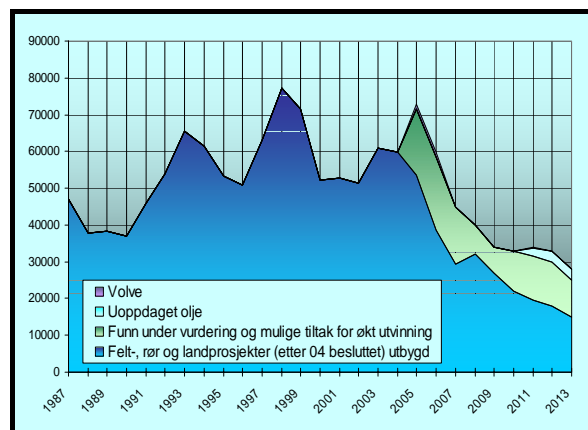
Investeringene fordeler seg over tre år i perioden 2005 til 2007. Hovedtyngden av investeringer vil skje i år 2006. Investeringekostnadene for Volve vil hovedsaklig være knyttet til boring og komplettering av brønner.

9.1 Virkninger på investeringsnivået i norsk petroleumsvirksomhet

Investeringene i norsk petroleumsvirksomhet har vist en økende tendens gjennom mesteparten av

1990-tallet. I inneværende år forventes investeringsnivået i norsk petroleumsvirksomhet å ligge på vel 60 milliarder kroner. Planlagte investeringer på norsk sokkel i 2005 er forventet å ligge på omlag 70 milliarder. Deretter vil investeringsnivået falle i årene framover. Det er imidlertid vanlig at forventede investeringer har en slikt fall noe fram i tid. Investeringskostnadene for Volve vil komme i årene 2005 til 2007.

Forventet utvikling i investeringsnivået i norsk petroleumsvirksomhet i årene framover framgår av figur 9-2.



Figur 9-2 Forventede investeringer på norsk sokkel, oppgitt i milliarder norske kroner.

Som figuren viser er kostnadene knyttet til Volve svært små i forhold til samlede investeringskostnader i perioden. De høyeste kostnadsnivået for Volve kommer på et tidspunkt da det fortsatt forventes høyt nivå for nasjonale oljeinvesteringer.

Investeringene i Volve starter opp i 2005, og pågår for fullt de neste par årene. Slik situasjonen er i offshoremarkedet, ventes ikke investeringene i Volve å skape pressproblemer i noen del av norsk offshorerettet næringsliv. Utbyggingen vil kunne gi verdifulle oppdrag til deler av norsk offshorerettet næringsliv som for tiden har lav aktivitet.

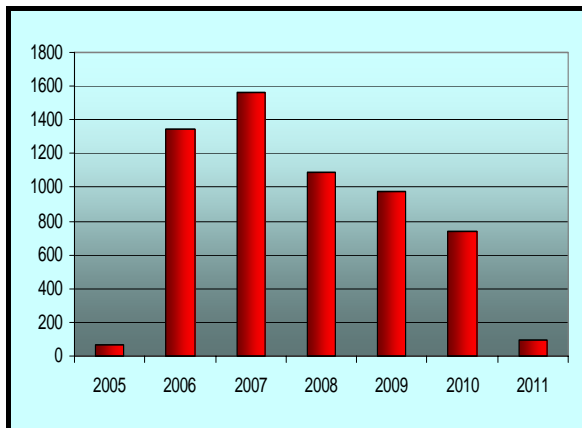
9.2 Samfunnsmessig lønnsomhet

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

Operatørens driftskostnadene utgjør i gjennomsnitt omlag 170 millioner kroner per år. Disse kostnadene inkluderer lisensoppfølging, logistikk- og base-kostnader samt kjemikalier og brennstoffkostnader. I tillegg kommer leie av plattform og lagerskip. Tariffer for bruk av eksisterende innretninger i andre feltinstallasjoner er ikke tatt med i samfunnsmessige lønnsomhetsbetraktninger da disse ikke er samfunnsmessige kostnader.

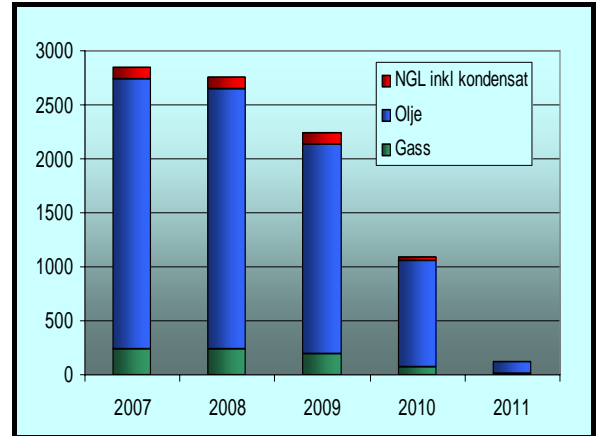
Det er forutsatt at Volve driftes fra Stavanger.

Figur 9-3 viser de totale kostnader for utbygging og drift av Volve. Investeringskostnader pluss leiekostnader og driftskostnader utgjør på det meste omlag 1,6 milliarder kroner per år.



Figur 9-3 Total kostnader for Volve fordelt på år, eksklusive tariffer, oppgitt i millioner kroner. Basert på oppstart november 2006.

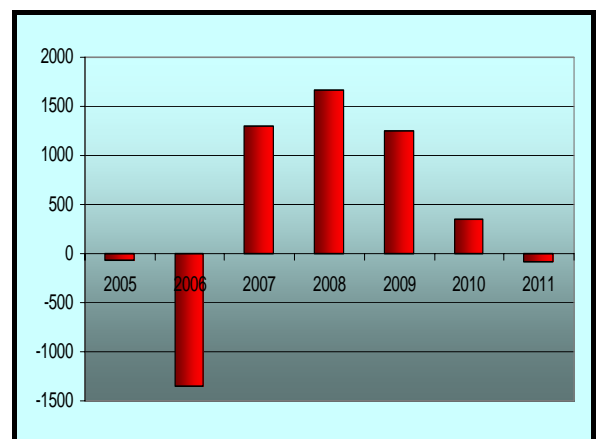
Figur 9-4 viser forventede salgsinntekter som følge av forventet produksjonsprofil. Salgsinntektene avhenger av produksjonsvolum, priser på olje og gass, samt dollarkurs. I tillegg til olje vil det bli produsert tørr gass, etan, NGL og kondensat basert på produksjonen av hydrokarboner fra feltet. Oljeproduksjonen når et maksimum tidlig i produksjonsperioden, mens kondensat og NGL når maksimum noe senere.



Figur 9-4 Forventede salgsinntekter fordelt på år og produkter, oppgitt i millioner kroner. Basert på oppstart november 2006.

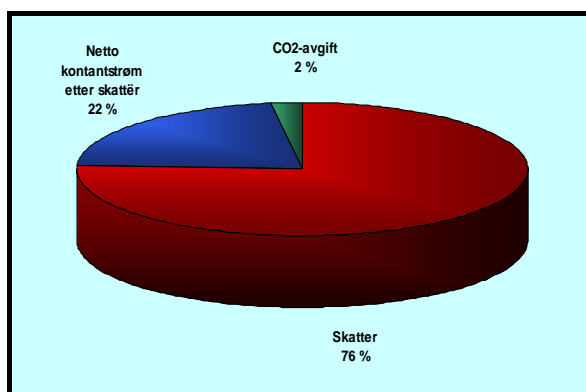
Den samfunnsmessige lønnsomhet av prosjektet uttrykkes som nåverdi av framtidige inntekter fratrukket framtidige kostnader. Ved beregning av samfunnsmessig lønnsomhet tas bare de marginale kostnader med, mens tariffer for bruk av eksisterende infrastruktur og prosessanlegg kun inngår ved bedriftsøkonomisk lønnsomhetsberegning.

Figur 9-5 viser kontantstrømmen gjennom feltets levetid. I den første fasen er kontantstrømmen negativ (investeringsfasen), i de siste årene er kontantstrømmen positiv. Netto utbetalinger er størst i 2006 med vel 1,3 milliarder kroner. Inntektene er størst i år 2007 til 2009. I 2011 kommer nedstengningskostnader.



Figur 9-5 Netto kontantstrøm for Volve før skatt. Basert på oppstart november 2006.

De samlede inntekter utgjør 9,1 milliarder kroner. Neddiskontert til år 2004 utgjør de 6,8 milliarder (7% neddiskonteringsrente). Den samlede samfunnsmessige netto kontantstrøm er beregnet til 3,1 milliarder kroner, neddiskontert med 7% rente er netto kontantstrøm beregnet til 2,2 milliarder kroner. En lavere rentesats gir høyere neddiskontert verdi. Figur 9-6 viser fordelingen av kontantstrømmen neddiskontert.



Figur 9-6 Fordeling av netto kontantstrøm for Volve neddiskontert med 7% rente.

Av netto kontantstrøm medgår 76% til dekning av skatter, 2% til dekning av CO₂-avgifter mens 22% tilfaller selskapene i lisensen.

9.3 Vare- og tjenesteleveranser

9.3.1 Vare og tjenesteleveranser i utbyggingsfasen

Mulighetene for norske leveranser er vurdert basert på kunnskap om leverandørmarkedet, erfaringer fra utbygginger på norsk sokkel generelt og Statoils tidligere utbygginger. Slike prosjekter er imidlertid sjelden direkte overførbare siden utbyggingsløsninger er forskjellige og teknologi og kostnader i offshoreindustrien er under endring.

Kontraktstildeling vil foregå etter anbud og den nasjonale andelen vil være avhengig av hvor konkurransedyktig den norske industrien viser seg å være. Prosjektet er delt opp i hovedkomponenter og det er gjort vurderinger av mulige norske og regionale andeler. Det må understrekes at slike anslag er svært usikre og de sier noe om mulige norske leveranser.

Samtidig skiller dette prosjektet seg fra de fleste andre ved at infrastrukturen i stor grad allerede er bygget.

Totale investerings- og leiekostnader er beregnet til omlag 6 milliarder kroner.

Tabell 9-1 Investerings- og leiekostnader fordelt på komponenter, oppgitt i millioner kroner.

Komponenter	Kostnad	Norsk andel [%]
Boring og komplettering	1100	60
Undervannssystem	290	50-70
Prosjektledelse	170	80-90
Avvikling	90	90
Andre kostnader	4350	5-10
Totalt	6000	---

En vesentlig del av andre kostnader er leiekostnader for produksjonsinnretninger.

Boring og komplettering utgjør 1,1 milliarder kroner. Det er antatt bruk plattform fra Norge, noe som vil gi omlag 60% norsk andel. Dersom plattform hentes fra leverandør i utlandet vil den norske andelen være beskjeden.

Det er forutsatt omlag 50% norske andeler til undervannssystemer. Rørledningene vil bli produsert i utlandet. Installasjon av rørledninger er antatt utført med utenlandsk leggefartøy. Ingeniørtjenestene vil mest sannsynlig skje i Norge og muligens lokalt i Stavanger-regionen. De norske leveranser er anslått til 10 til 15 %. Samlet anslår en mulige norske leveranser i forbindelse med undervannssystemer til å bli omtrent 50 til 70%.

Prosjektledelse og forberedelser vil hovedsakelig være norsk og den norske andelen er estimert til 80 til 90 %. Denne vil skje ut fra prosjektorganisasjonen i Stavanger eller ved innleie fra Stavanger eller Oslo-regionen.

Avvikling vil bestå i fjerning og plugging, i hovedsak marine tjenester med høy norsk andel.

Med utenlandsk leverandør av plattformen vil de norske andeler være knyttet til underleveranser. Større deler av engineering og deler av bygging vil skje i Norge.

9.3.2 Vare og tjenesteleveranser i driftsfasen

Nasjonale virkninger

Det er antatt at utleier holder forsikring av produksjons- og borefasilitetene. Videre er det antatt at partnerne i lisensen forsikrer brønner og eventuelt eget utstyr.

Operatørens driftskostnader utgjør omlag 170 millioner kroner per år. Varekjøp vil komme fra norske firma. Kjemikalier vil i hovedsak være produsert i utlandet.

Det er forutsatt at Volve driftes fra Stavanger.

De samlede leveranser til investeringer og leie utgjør omlag 5 milliarder kroner. De norske andeler vil være i størrelsesorden 1,7 til 2,7 milliarder kroner. En vesentlig del av dette vil være leie av plattformen.

Regionale virkninger

Konstruksjon av undervannssystemer eller av prosessanlegg vil kunne gjøres flere steder i Norge uten at en nå kan peke på bestemte regioner. Prosjektledelse vil skje i Stavanger med innleie av norske ingeniørbedrifter i stor grad fra Rogaland og fra Oslo-regionen. De norske andeler i driftsfasen vil knyttet seg til virksomheten offshore der virkningene på bestemte regioner ikke vil være tydelige. Drift av feltet vil bli integrert i miljøet i Stavanger og vil engasjere opp mot 16 årsverk.

9.4 Virkninger for sysselsetting

På grunnlag av leveransene som er beskrevet ovenfor er sysselsettingsvirkningen som følge av utbygging og drift av Volve beregnet. Beregningen viser hvilken sysselsettingseffekt utbygging og drift av feltet gir nasjonalt. De regionale sysselsettingsvirkninger er kun kort vurdert.

De nasjonale sysselsettingsvirkningene er beregnet ved hjelp av modellsystemet PANDA. Ved bruk av modellene beregnes sysselsettingsmessige ringvirkninger av en økt aktivitet i økonomien. Følgende 3 virkninger inngår i modellsystemet:

- **Direkte virkninger**
Sysselsetting hos tiltakshaver og hos integrerte kontraktører
- **Indirekte virkninger**
Sysselsetting hos leverandører og underleverandører
- **Induserte virkninger**
Sysselsettingsvirkninger som skapes ved at ansatte hos tiltakshaver og leverandører får økt forbruk (konsumvirkninger)

Direkte virkninger og indirekte virkninger utgjør til sammen produksjonsvirkningene. De samlede virkningene blir derved summen av direkte leveranser, indirekte leveranser og avledet virksomhet gjennom økt privat konsum.

Som et resultat av modellberegningene får en dermed de samlede sysselsettingsvirkninger hos leverandørbedriftene og hos bedriftenes underleverandører. Det understrekes at dette er beregnede tall, som inneholder en del usikkerhet. Usikkerheten i beregningsresultatene ligger på 20 til 30%.

Nasjonale virkninger

Sysselsettingsvirkningene på nasjonalt nivå avhenger av hvor de største kontrakter blir plassert.

Det som skiller Volve fra de fleste tidligere utbygginger er at produksjonsutstyret ikke i sin helhet bygges i forkant av produksjonsfasen. Kostnadene vil i driftsfasen inneholde leiekostnader. Det betyr at sysselsettingen som følge av sum for leie er beskjeden. Sysselsettingen som følge av byggingen av plattformen har allerede funnet sted. Denne sysselsettingen inngår derfor ikke i foreliggende beregninger.

De samlede kostnader som ligger til grunn for sysselsettingsberegningene er de forventede norske leveranser. Leiekostnader er gitt lav sysselsettingseffekt ved modellkjøringen. Det er gjort ved lav rate for årsverk i forhold til kostnader.

Figur 9-7 viser sysselsettingsvirkningene for Volve fordelt på år og virkningstype.

Virkningene er høyest i år 2006 med nær 1.200 årsverk for deretter å falle jevnt i årene fram til nedstengning av feltet. I de første årene skyldes sysselsettingen høye investeringskostnader i prosessutstyr. Etter hvert består kostnadene av leie av plattform med lavere sysselsettingsvirkninger og ordinær drift. De høye virkninger i 2006 skyldes boring, bygging av produksjonsutstyr og oppstart av virksomheten.

I driftsfasen vil landorganisasjon utgjøre om lag 16 årsverk, mens tilsvarende årsverk knyttet til offshore virksomhet vil ligge på 100 til 150 årsverk, avhengig av nivået på boreaktivitet på plattformen.

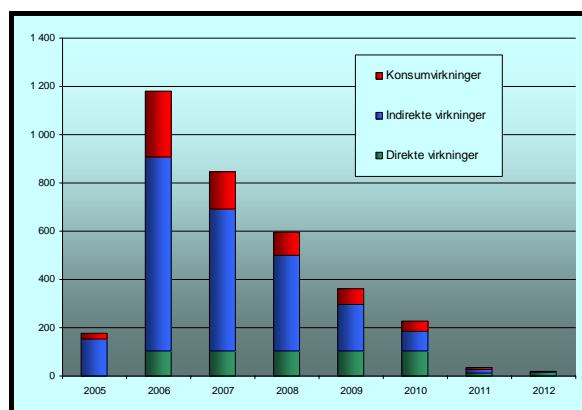
Figur 9-8 viser prosentvis fordeling av sysselsettingsvirkninger for Volve på ulike næringer.

I hele perioden vil den samlede sysselsettingen tilsvare omlag 3.400 årsverk, av disse er 550 direkte årsverk, 2.200 hos underleverandører og 650 vil være konsumvirkninger. Av den samlede sysselsettingsvirkningen i Norge i perioden 2005 til 2012 på 3.400 årsverk, vil olje- og gassvirksomheten utgjøre 15% av sysselsettingen, tilsvarende 500 årsverk. Størst er virksomheten innen forretningsmessig tjenesteyting og transport med henholdsvis 950 og 600 årsverk.

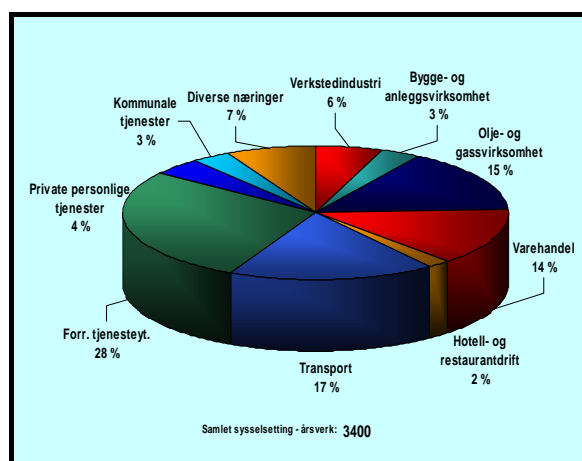
Regionale virkninger

Sysselsettingsvirkningene vil komme på flere steder i Norge. Men siden mye av sysselsettingen ikke vil være knyttet til bygging av infrastrukturen, men være offshore, vil regionale effekter være mindre tydelige.

Landorganisasjonen i driftsfasen vil utgjøre 16 årsverk.



Figur 9-7 Sysselsettingsvirkninger for Volve fordelt over år og virkningstype. Basert på oppstart november 2006.



Figur 9-8 Sysselsettingsvirkninger for Volve fordelt på ulike næringer.

10 Litteratur

Statoil, Volve Field Development Option, Rapport, VOLVE-RA 00003, 17.11.2003

Acona Group, Konsekvensutredning for Volve – Virkninger for fiskeriene, Notat, 21.04.2004

Statoil, EIF-rapportering Volve, Notat, 27.04.2004

Statoil, Miljørisiko- og beredskapsanalyse oljevern for utbygging og drift av Volve, Rapport, VOLVE-RA 00008, 12.12.2003

Statoil m. fl., Regional konsekvensutredning Nordsjøen, Rapport, 1999

Statoil m. fl., Regional konsekvensutredning Norskehavet, Rapport, 2003

Statoil, Volve Forslag til program for konsekvensutredning, Mars 2002

OED, Miljø 2004 Petroleumssektoren i Norge

Vedlegg 1 Utredningsprogrammet

Under kapittel 1A er det fastsatte utredningsprogrammet gjengitt. I kapittel 1B er hovedpunktene i høringsuttalelsene til forslag til utredningsprogrammet beskrevet, samt operatørens kommentarer til disse.

1A Fastsatt utredningsprogram

I den feltspesifikke konsekvensutredningen for Volve legger man opp til å dra nytte av det utredningsarbeidet som er gjennomført i den regionale konsekvensutredningen for Nordsjøen. Det betyr at det ikke vil bli gjennomført nye studier for tema som allerede er dekket, men i stedet benyttet henvisninger til RKU. Det blir i det følgende gjort rede for hvilke tema dette gjelder.

Konsekvensutredningen vil beskrive den valgte utbyggingsløsning. Alternative utbyggingsløsninger som tidligere har vært vurdert vil kort bli gjort rede med hensyn til teknisk gjennomførbarhet, sikkerhet, økonomi og miljøvirkninger. Det vil bli gitt en begrunnelse for endelig valg av utbyggingsløsning.

Beskrivelse av naturressurser og ressursutnyttelse i influensområdet

Følgende punkt anses for dekket av den regionale konsekvensutredningen:

- Generell beskrivelse av naturressurser og utnyttelse av disse innenfor influensområdet. (Temarapport 3 i RKU).

Utslipp til luft

Utbyggingen av Volve vil medføre utslipp til luft knyttet til:

- Boring
- Opprensning/Brønntesting
- Drift
- Prosessering

- Transport av olje (lasting av skytteltankere, transport med skytteltankere)

KU vil kvantifisere energibehov og utslipp til luft mht parametrene CO₂, NO_x, SO₂, CH₄ og nmVOC, fordelt på de ulike fasene nevnt ovenfor. Det vil bli gjort rede for aktuelle tiltak for å redusere utslipp til luft, samt en begrunnelse for de valgene som er foretatt.

Utslippene knyttet til Volve-utbyggingen vil sammenlignes med utslipp fra:

- Sleipner-området og Nordsjøen totalt (hentes fra RKU)
- Samlede utslipp fra norsk sokkel (hentes fra RKU)

Følgende punkt anses dekket av den regionale konsekvensutredningen:

- Miljømessige konsekvenser av utslipp til luft (temarapport 5 i RKU og RKU-vedlegg, vedlegg 3 og 4)

Planlagte og mulige tiltak for å redusere utslippene til luft (inklusive VOC) fra utbyggingen av Volve vil beskrives, sammen med de forventede effektene av slike tiltak.

Utslipp til sjø

Utbyggingen av Volve vil kunne føre til utslipp til sjø i forbindelse med:

- Boring
- Opprensning/Brønntesting
- Drift

Det vil gis en beskrivelse av de forventede utslipp knyttet til boring og produksjon, deriblant også mengdefordeling på hovedtyper av kjemikalier. På det tidspunkt konsekvensutredningen sendes inn antas det ikke at detaljert informasjon foreligger om hvilke kjemikalier som konkret vil benyttes, men dette vil belyses i søknad om utslippstillatelse.

KU vil synliggjøre selskapets strategi for 0-skadelige utslipp, og hvordan denne planlegges implementert i dette prosjektet. I den forbindelse fokuseres det på:

- Bruk av borevæske (type, reinjeksjon, gjenbruk)
- Disponering av borekaks (reinjeksjon eller deponering)
- Opprensning/Brønntesting (uten utslipp til sjø)
- Produksjons- og injeksjonskemikalier
- Håndtering av produsert vann

Utslippene til sjø som følge av Volve-utbyggingen vil bli relatert til utslipp fra:

- Sleipner-området (hentes fra RKU, temarapport 2)
- Nordsjøen (hentes fra RKU, temarapport 2)

De potensielle miljømessige konsekvenser av utslippene vil beskrives basert på RKU Nordsjøen og gjennomførte overvåkningsprogrammer i området. Planlagte og mulige tiltak for å redusere utslippene til sjø fra utbyggingen av Volve vil beskrives, sammen med de forventede effektene av slike tiltak.

Akutt forurensing

Konsekvensutredningen vil utrede sannsynligheten for akutte utslipp knyttet til borefasen og til driftsfasen for Volve (fra brønner, rørledninger, FPSO/FSO, eventuelle faste installasjoner og skytteltankere). Resultatene fra utførte miljørisikoanalyser for Volve vil også gjengis i konsekvensutredningen.

Følgende punkt anses dekket av den regionale konsekvensutredningen:

- Konsekvenser av akutte utslipp (Temarapport 4, RKU)
- Beskrivelse av eksisterende oljevernberedskap i området (Temarapport 4, RKU)

Konsekvenser for fiskerier og akvakultur

Konsekvensutredningen vil beskrive:

- Eventuelle konsekvenser for fiskerier knyttet til marine operasjoner i bore- og anleggsfasen, og mulige tiltak for å redusere eventuelle skadevirkninger.
- Eventuelt arealtap og konsekvenser av dette.

Følgende punkt anses dekket av den regionale konsekvensutredningen:

- Beskrivelse av fiskeressursene i influensområdet (Temarapport 3 i RKU og RKU-vedlegg, vedlegg 2)
- Beskrivelse av fiskeriaktivitet i området og generell omtale av konsekvenser av arealbeslag og akuttutslipp (Temarapport 7, RKU)

Konsekvenser for kulturminner

Konsekvensutredningen vil basert på kjent informasjon vurdere sannsynlighet for funn og eventuelle konsekvenser.

Samfunnsmessige konsekvenser

Konsekvensutredningen vil beskrive Statoils kontraktsfilosofi, samt inneholde beregninger og analyser av:

- Forventede nasjonale leveranser, med hovedvekt på utbyggingsfasen
- Arbeidskraftbehov og sysselsettingseffekter for utbyggings- og driftsfasen
- Samfunnsmessig lønnsomhet, herunder inntekter til stat som følge av skatter og avgifter
- Virkninger på investeringsnivået på norsk sokkel

Oppfølgende tiltak og undersøkelser

Før produksjonsboringen starter vil det bli gjennomført en grunnlagsundersøkelse av havbunnen på feltet for å kartlegge miljøtilstanden. Denne planlegges utført sommeren 2002.

Miljøovervåkingen vil deretter fases inn i den regionale overvåkingen av Tampen-området. Konsekvensutredningen vil inneholde en

nærmere beskrivelse av den miljøovervåking som i dag foregår, samt i hvilken grad det er behov for spesifikke undersøkelser og overvåking som følge av utbyggingen. I konsekvensutredningen vil det bli gjengitt resultater fra regionale og lokale miljøundersøkelser som er gjennomført i området.

1B Oppsummering av uttalelser fra høringsrunden

Følgende instanser har avgitt høringsuttalelse til forslaget til program for konsekvensutredning for Volve:

- Statens forurensingstilsyn
- Riksantikvaren
- Fiskeridepartementet
- Havforskningsinstituttet
- Fiskeridirektoratet
- Arbeids- og administrasjonsdepartementet
- Oljedirektoratet
- Forsvarsbygg
- Hordaland Fylkeskommune

Statens forurensingstilsyn

SFT mener at det i konsekvensutredningen bør redegjøres kort for de nyeste målsetningene fra myndighetene, og at det klart må framgå hva Statoil vil gjøre på Volve for å bidra til å nå myndighetenes mål.

Videre påpeker SFT at det er viktig ved gjennomgangen av de forskjellige utbyggingsløsningene som har vært vurdert, inkludert de viktigste valgene av teknologi, klargjør hvilke miljøkriterier som har vært lagt til grunn for valgene og hvilke løsninger som har den minste henholdsvis største miljøpåvirkningen.

I forhold til bruk av eksisterende regional konsekvensutredning for Nordsjøen forutsetter SFT at Statoil foretar en vurdering av om de data som benyttes har behov for en oppdatering. Det bør gå klart fram av konsekvensutredningen om slike vurderinger er gjort og hvilke konklusjoner Statoil har truffet.

SFT mener Statoil bør vurdere om tilleggsreservene kan utredes i KU for Volve

eller om de skal fremmes som egne utredninger dersom de blir aktuelle. Alternativene bør gå klart fram av KU, siden de har betydning både for utslippene og planene for avslutning.

I forbindelse med fremdriftsplanen bør Statoil ta i betraktning SFTs saksbehandlingstid for utslippstillatelser og vurdere hvordan de vil fremme søknadene for henholdsvis driftsfasen og avslutningsfasen.

SFT bemerker at det er en forutsetning at gjenbruk av installasjoner/skip baseres på BAT-målsetningen og at det ikke velges suboptimale løsninger utelukkende ut fra økonomiske vurderinger.

Videre mener SFT det vil være hensiktsmessig at det gjennomføres en totalvurdering av løsningene med hensyn på miljøpåvirkning, slik at alternativene kan rangeres etter miljøvennlighet.

SFT påpeker at det i KU må gå klart fram hva som vil bli gjort for å oppnå effektiv energiproduksjon og energioptimale løsninger. Det må gjennomføres en realistisk vurdering av mulighetene for samordnet energiproduksjon og elektrifisering fra land, og det må framgå hvordan Volve vil bidra til å nå målene for reduksjon av utslippene til luft.

SFT mener det bør klargjøres i KU hvordan Statoil vil oppnå målsetningen om det ikke skal tillates utslipp til sjø av mulig miljøfarlige stoffer for nye funn med selvstendige utbyggingsløsninger. SFT gjør oppmerksom på at Statoils filosofi om "0-skadelige utslipp" er mindre omfattende enn myndighetenes målsetning.

SFT påpeker at det er viktig at utredningene av utslippene til sjø ikke bare omfatter bruk og utslipp av miljøfarlige kjemikalier, men også utslipp av naturlige komponenter.

SFT ber om at det blir gjennomført en vurdering av alternativer til bruk av vanlige vannbaserte borevæsker og ber Statoil utrede alternativene både med hensyn på miljøvennlighet, tekniske forhold og kostnader. Det bør videre redegjøres for hvorfor bruk av oljebasert borevæske er nødvendig.

Videre mener SFT det bør framgå av KU hvor store mengder produsert vann som må til før injeksjon kan starte og når disse volumene forventes.

SFT ber Statoil redegjøre for om utslipp av eventuelt ballastvann fra skytteltransport kan representere en miljøfare og hva som eventuelt vil bli gjort for å fjerne denne trusselen.

Videre påpeker SFT at det må gjøres en vurdering av faren for akuttutslipp ved bruk av oljebasert borevæske og ved bruk av kjemikalier, med tilhørende miljørisikoanalyser.

Operatørens kommentarer:

Konsekvensutredningen vil redegjøre for de nyeste målsetninger fra myndighetene og basert på disse klargjøre hvilke miljøkriterier som ligger til grunn, samt beskrive den påvirkning de ulike løsningene har på miljøet.

Ved innlevering av RKU Nordsjøen var Volve plassert i ressursklasse 4; Ressurser i tidlig planleggingsfase. Utslippene fra produksjonen av Volve er dermed inkludert i prognosegrunnlaget. Det er ingenting som indikerer at data anvendt i RKU Nordsjøen for Sleipner-området per dags dato ikke fremdeles er dekkende. Operatøren legger derfor til grunn at data er dekkende for en utbygging av Volve, og vil i størst mulig grad støtte seg på RKU Nordsjøen. I den grad det under utredningsarbeidet viser seg at RKU Nordsjøen ikke er dekkende, vil det vurderes hvorvidt tilleggsinformasjon skal hentes inn.

Tilleggsreserver vil bli beskrevet i KU så langt det er mulig, og lagt inn i konsekvensvurderingene dersom det er et tilstrekkelig grunnlag for å gjøre det. Det antas ikke å være grunnlag for en full utredning av tilleggsreservene.

Utslippssøknader vil bli fremmet i henhold til gjeldende regelverk.

BAT-prinsippet vil legges til grunn ved gjenbruk av installasjoner/skip. En konkret vurdering av hva dette betyr for utbyggingen vil bli utført.

KU vil redegjøre for energiproduksjonen og hvilke løsninger som blir valgt. Operatøren vil vurdere samordning med Sleipner med kraftoverføring i kabel. OD satte i 2002 i gang en studie angående elektrifisering fra land. Rapporten fra studien

forelå høsten 2002 og konkluderer med at å forsyne sokkelen med kraft fra land vil representere et meget kostbar bidrag til å nå Norges forpliktelser i henhold til Kyoto- og Gøteborg-protokollene. Temaet vil derfor ikke bli videre vurdert.

0-utslippsfilosofi vil beskrives i KU i henhold til myndighetenes målsetning.

Utslipp til sjø vil omfatte alle komponenter.

Det vil bli vurdert alternativer til bruk av vanlige vannbaserte borevæsker. KU vil også redegjøre for behovet for bruk av oljebaserte borevæsker.

Det er tidligere sagt at det vil ta ca. to måneder før første injektor er på plass og i denne perioden må det dumpes ca. 690 m³ vann til sjø (gjeldende for utbyggingsalternativ med jack-up, for en FPSO vil brønnene bli forboret og en vil dermed ha mulighet til å injisere fra dag 1). Det er på nåværende tidspunkt besluttet å forbore 1 injeksjonsbrønn slik at injeksjon av produsert vann vil starte fra første produksjonsdag.

Faren ved utslipp av ballastvann fra skytteltransport vil bli utredet i konsekvensutredningen.

Det vil bli utført en risikovurdering for faren for akuttutslipp ved bruk av oljebasert borevæske og borekjemikalier. Produksjonskjemikalier gir små volumer, og det antas ikke å være noe behov for nærmere vurderinger for faren for akuttutslipp for disse.

Riksantikvaren

Riksantikvaren påpeker at det i forslaget til utredningsprogram ikke er antydning til at tiltaket vil kunne ha virkninger for kulturminner og kulturmiljø. Riksantikvaren anbefaler at KU følger veiledningen til PUD og PAD og at kulturminner inngår som tema.

Riksantikvaren ber om at det i forbindelse med utredningen av utbyggingen av Volve gjennomføres en visuell kartlegging av sjøbunnen som gjennomgås av marinarkeolog for vurdering av eventuelle marinarkeologiske funn, og at dersom funn blir påvist, bør KU beskrive og vurdere funnene og eventuelle konsekvenser for disse, samt redegjøre for

eventuelle avbøtende tiltak eller videre undersøkelser.

Operatørens kommentarer:

Kulturminner og kulturmiljø vil inngå som tema i konsekvensutredningen. Basert på kjent informasjon vil det gjøres en vurdering av sannsynlighet for funn og eventuelle konsekvenser.

Konsekvensutredningen vil beskrive den kartlegging som vil bli foretatt. I den grad noen av disse kartleggingene avdekker forekomster, vil Riksantikvaren bli kontaktet for å diskutere hvordan en skal forholde seg til den aktuelle forekomst.

Fiskeridepartementet

FD noterer at det ikke angis noe utredningsbehov i forhold til havbruk og antar årsaken er at utbyggingen skal skje langt ute fra kysten, men påpeker at det er vanskelig å vurdere om dette er årsaken siden influensområdet ikke angis i programmet.

FD har ingen videre merknader til konsekvensutredningen, men viser til uttalelser fra FiD og HI og ber om at disse følges opp i det videre arbeidet.

Operatørens kommentarer:

Med utgangspunkt i data fra miljørisikoanalyse og spredningsberegninger, vil relevans av utredningsbehov for havbruk bli vurdert.

Havforskningsinstituttet

HI bemerker at HI i sin tidligere vurdering av RKU Nordsjøen har påpekt mangler i beskrivelsene av fiskeressursene og ber om at Statoil benytter oppdatert og korrekt informasjon om fiskeressursene i området for utbyggingen av Volve.

HI understreker viktigheten av at KU gir en god beskrivelse av forventede miljøpåvirkninger av utbyggingen, og at utslippene vurderes opp mot den totale belastningen på regionen. HI påpeker videre at KU i tillegg beskriver fremtidig miljøovervåkning av Volve.

Operatørens kommentarer:

Det er ingenting som indikerer at data anvendt i RKU Nordsjøen for Sleipner-området per dags dato ikke fremdeles er dekkende. Operatøren legger derfor til grunn at data er dekkende for en utbygging av Volve, og vil i størst mulig grad støtte seg på RKU Nordsjøen. I den grad det under utredningsarbeidet viser seg at RKU Nordsjøen ikke er dekkende, vil det vurderes hvorvidt tilleggsinformasjon skal hentes inn.

KU vil beskrive miljøpåvirkninger av utbyggingen og vurdere utslippene opp mot total belastning på regionen.

Miljøovervåkingen av Volve vil bli utført i henhold til gjeldene retningslinjer.

Fiskeridirektoratet

FiD forutsetter at KU skildrer alle eventuelle bunninstallasjoner med hensyn til fiskeriaktivitet og at alle planlagte sikkerhetssoner og dermed arealbeslag under utbygging og drift tas tilstrekkelig hensyn til i KU.

Operatørens kommentarer:

KU vil beskrive alle bunninstallasjoner og alle sikkerhetssoner/arealbeslag under utbygging og drift med hensyn til fiskeriaktiviteten i området.

Arbeids- og administrasjonsdepartementet

AAD forutsetter at temaet Helse og Sikkerhet følges opp med et konkret program.

AAD viser til ODs oppfatning av at konsekvenser knyttet til flytting av installasjoner bør beskrives og slutter seg til dette, samtidig som AAD påpeker at HMS-sidene av en slik løsning må tas med i en slik vurdering.

AAD bemerker at en eventuell felles plan for utbygging, drift og avslutning må reflektere at HMS-spørsmålene er vurdert både i forhold til selve utbyggingen og avslutningen for Volve.

Operatørens kommentarer:

Det vil bli etablert et HMS-program.

Det vil bli foretatt en vurdering av HMS i forbindelse med en eventuell flytteoperasjon. KU

vil beskrive konsekvenser knyttet til flytting av installasjoner.

HMS vil inngå som tema i PUD. Det vil i henhold til Petroleumsloven bli laget en egen avslutningsplan.

Oljedirektoratet

OD viser til reservoaranalysene der det sies at formasjonsvann i liten grad trenger inn i de oljeførende delene av reservoaret. OD mener operatøren bør klargjøre om dette kan medføre at rettighetshaverne kan komme til å endre konklusjon mhp injeksjon. I så fall bør annen løsning for formasjonsvann, og miljøkonsekvensene av den, beskrives i KU.

Dersom det er aktuelt med bruk av kraft fra Sleipner via kabel, mener OD at det bør settes opp et miljøregnskap for dette alternativet. OD forventer også at elektrifisering fra land omtales i KU.

Med tanke på usikkerheten i produksjonstiden, mener OD det bør settes opp et miljøregnskap som reflekterer dette.

OD påpeker at konsekvenser knyttet til flytting/istandsetting ved overtakelse av eksisterende innretning bør beskrives i KU. OD bemerker at begrepet avvikling er et begrep som ikke benyttes i lovverket og at det bør unngås, og at det generelle uttrykket er avslutning.

OD påpeker at dersom det er akseptabelt for OED med en felles plan for utbygging, drift og avslutning, må denne på alle områder reflektere at både utbygging og avslutning er vurdert, og at dette innebærer at konsekvenser for miljø, fiskerier og andre brukere av havet relatert til avslutning må inkluderes i selve disponeringsdelen av planen og i KU. Avslutningskostnader er også et forhold som må tas med i disponeringsdelen av planen.

Operatørens kommentarer:

Det planlegges å injisere vann som trykkstøtte selv om det ikke er klar olje-vann kontakt i reservoaret. Vannet planlegges injisert i oljesonen.

Det planlegges å lage et miljøbudsjett for de ulike løsningene for utbygging av Volve. Eventuell bruk av kraft for Sleipner vil inngå i dette.

KU vil redegjøre for energiproduksjonen og hvilke løsninger som blir valgt. Operatøren vil vurdere samordning med Sleipner med kraftoverføring i kabel. OD satte i 2002 i gang en studie angående elektrifisering fra land. Rapporten fra studien forelå høsten 2002 og konkluderer med at å forsyne sokkelen med kraft fra land vil representere et meget kostbart bidrag til å nå Norges forpliktelser i henhold til Kyoto- og Gøteborg-protokollene. Temaet vil derfor ikke bli videre vurdert.

Et miljøbudsjett vil reflektere usikkerheten i produksjonstiden.

KU vil, dersom det blir aktuelt å flytte installasjoner, beskrive konsekvenser knyttet til en slik operasjon.

Det er besluttet å lage en egen avslutningsplan.

Forsvarsbygg

FB påpeker at behovet for utredning av beredskap og beskyttelse bør vurderes i forbindelse med gjennomføring av ulike sikkerhetsevalueringer og analyser både for tiltakets utbyggings- og driftsfase. Forsvaret ber om å bli orientert om dette arbeidet.

Videre forutsetter FB at alle undervannsinstallasjoner blir meddelt Statens Sjøkartverk, slik at rettelse av de aktuelle sjøkart finner sted.

Forsvaret ber om å bli orientert ved eventuelle endringer av planen.

Operatørens kommentarer:

Beredskapsanalyse vil bli utført for Volve-feltet. Statoil er ansvarlig for utarbeidelse av analysen samt iverksettelse av tiltak som er spesifikke for feltet. Som en del av Troll/Sleipner-lisensen skal Volve inngå i lisensens beredskap og skal videre følge Statoils retningslinjer. Volve skal knyttes opp mot beredskapscenteret på Sandsli.

Alle undervannsinstallasjoner meldes inn til Statens Sjøkartverk.

Dersom endringer i planen antar operatøren at Forsvaret blir orientert om dette av Olje- og energidepartementet.

Hordaland Fylkeskommune

HF påpeker at det for Volve-utbyggingen er viktig at alle konsekvenser av utbyggingen kommer fram sammen med beskrivelse av tiltak som kan bidra til å redusere de negative virkningene.

HF ønsker at det for de alternative utbyggingsløsningene utredes hvor stor den norske andelen er av det totale investeringsnivå. HF mener det er viktig at det legges opp til en tilstrekkelig bred konsekvensanalyse. Det er viktig at utslipp fra boring og produksjon ikke skal skade fisk og fiskeri. Fylkeskommunen mener det er viktig å fokusere på tiltak for å redusere kjemikalieutslipp fra boreslam etc.

HF påpeker videre at det for nye installasjoner er viktig å synliggjøre forholdet rundt energiproduksjonen, både virkningsgrad og utslipp av CO₂ og NO_x. Videre mener HF at energiforsyning fra land bør vurderes.

Operatørens kommentarer:

KU vil beskrive konsekvenser av utbygging og drift og tiltak for å redusere negative virkninger. KU vil redegjøre for norsk andel av det totale investeringsnivå for de ulike løsningene.

Konsekvensutredningen vil baseres på den regionale konsekvensutredning for Nordsjøen som gir en bred dekning. Det vil bli fokusert på tiltak for å redusere skadelige utslipp. Produsert vann vil reinjiseres og det vil hovedsakelig brukes vannbaserte borevæsker.

KU vil redegjøre for energiproduksjon og utslipp, basert på miljøbudsjett for de ulike løsningene.

OD satte i 2002 i gang en studie angående elektrifisering fra land. Rapporten fra studien forelå høsten 2002 og konkluderer med at å forsyne sokkelen med kraft fra land vil representere et meget kostbart bidrag til å nå Norges forpliktelser i henhold til Kyoto- og Gøteborg-protokollene. Temaet vil derfor ikke bli videre vurdert.

Vedlegg 2 Myndighetenes styringssignaler

Storting og Regjering har over tid fokusert på en bærekraftig olje- og energipolitikk som skal minimalisere de negative konsekvenser ved virksomheten. I det følgende er referert de viktigste styringssignaler gitt gjennom Stortingsmeldinger i perioden 2000-2001 til 2003-2004. Videre er også hovedpunktene fra Olje- og energidepartementets miljøhandlingsplan for olje- og energisektoren gjengitt. Utover dette er det også tidligere gitt viktige styringssignaler blant annet i følgende meldinger:

- Stortingsmelding nr. 58 (1996-1997) Miljøvernpolitikk for en bærekraftig utvikling
- Stortingsmelding nr. 29 (1997-1998) Norges oppfølging av Kyoto-protokollen
- Stortingsmelding nr. 8 (1999-2000) Regjeringens miljøvernpolitikk og rikets miljøtilstand
- Stortingsmelding nr. 39 (1999-2000) Olje- og gassvirksomheten
- Stortingsmelding nr. 24 (2000-2001) Regjeringens miljøvernpolitikk og rikets miljøtilstand

Den politikk som er skissert i disse meldingene er videreført og videreutviklet i de nedenfor nevnte Stortingsmeldinger.

Stortingsmelding nr. 42 (2000-2001) **Biologisk mangfold, Sektoransvar og samordning**

Stortingsmeldingen er et politisk verktøy for Norges oppfølging av konvensjonen om biologisk mangfold, og inneholder blant annet en redegjørelse fra hver enkelt sektormyndighet vedrørende de aktiviteter innenfor deres ansvarsområde som har betydning for biologisk mangfold. Sektormyndighetene redegjør videre for tiltak de vil iverksette i 2001-2005.

Olje- og energidepartementet viser til at Stortinget før åpning av nye områder foretar en samlet vurdering av miljøhensyn, fiskeriinteresser, interessene til andre berørte næringer, samt fordelene ved å drive

petroleumsvirksomhet. Stortinget kan dessuten pålegge enkeltområder særlige vilkår, eksempelvis borefrie perioder. I områder som åpnes for leting, setter Regjeringen i tillegg spesifikke krav til leteaktiviteten for å begrense interessekonflikten mellom miljø- og fiskeriinteressene. Også i utbyggings- og driftsfasen vil myndighetene gjennom petroleumsloven kunne ivareta miljøhensyn.

I driftsfasen vil det viktigste arbeidet knyttet til å bevare det biologiske mangfoldet være knyttet til å redusere de kontinuerlige utslippene av luft og sjø som indirekte vil kunne påvirke det biologiske mangfoldet.

Utslippene til luft fra petroleumsvirksomheten reguleres i dag gjennom flere ulike virkemidler. Bruk av gass, olje og diesel i tilknytning til petroleumsaktiviteten på kontinentalsokkelen er i henhold til CO₂-avgiftsloven pålagt CO₂-avgift. For petroleumssektoren stilles det videre krav om at det skal installeres lav-NO_x på nye gassturbiner som settes i drift. På de turbintypene hvor det ennå ikke er ferdig utviklet og kvalifisert lav-NO_x, krever myndighetene at det legges til rette for ettermontering av teknologien når denne foreligger. VOC-utslippene samt utslippene til sjø av olje og kjemikalier reguleres i dag gjennom utslippstillatelser i forurensningsloven.

For å sette i gang prosessen med å nå målet om nullutslipp som omtalt i St.meld. nr 58 (1996-97), har miljøvernmyndighetene etablert et utstrakt samarbeid med industrien. Petroleumssektoren skal også stanse eller sterkt redusere bruken av de høyest prioriterte miljøgiftene innen år 2000, 2005 og 2010, og kontinuerlig redusere bruken av kjemikalier som utgjør en alvorlig trussel mot helse og miljø i den hensikt å stanse utslippene innen en generasjon.

Stortingsmelding nr. 54 (2000-2001) Norsk klimapolitikk

Regjeringen legger til grunn for den videre politikken nasjonalt at Kyoto-protokollen trer i

kraft, og at det må legges opp til en politikk som kan sikre at Norge oppfyller sine forpliktelser under protokollen.

Når det gjelder petroleumssektoren så ligger det største potensialet for ytterligere utslippsreduksjon i å redusere behovet for energi, overføre kraft fra land, øke virkningsgraden ved kraftproduksjon, ekstrahere CO₂ fra avgasser for deretter å lagre den i underjordiske formasjoner, og i redusert faking.

Regjeringen vil videreføre CO₂-avgiften for utslipp av CO₂ fra petroleumsvirksomheten inntil et nasjonalt kvotesystem er innført. Myndighetene kan også ivareta miljøhensyn gjennom godkjenningssprosedurene knyttet til oljeselskapenes planer for utbygging og drift av felt og planer for anlegg og drift av rørledninger. Regjeringen vil kontinuerlig vurdere den fremtidige virkemiddelbruken i petroleumssektoren og blant annet se nærmere på hvordan teknologiutvikling kan stimuleres ytterligere.

Stortingsmelding nr. 12 (2001-2002) Rent og rikt hav

Stortingsmeldingen signaliserer bl.a oppstart av arbeidet med å etablere en helhetlig forvaltningsplan for Barentshavet samt at man vil legge til rette for en langsiktig politikk med sikte på økosystembasert forvaltning av kyst- og havområdene, blant annet basert på etablering av miljøkvalitetsmål for økosystemene.

Når det gjelder petroleumsvirksomheten så viser Regjeringen til at man vil

- sikre at målet om nullutslipp til havs blir realisert
- sette i gang et forskningsprogram på langtidseffekter av petroleumsvirksomhetens utslipp til sjø i samarbeid med industrien
- opprettholde et høyt sikkerhets- og beredskapsnivå i petroleumsvirksomheten
- foreta en konsekvensutredning av helårig petroleumsaktivitet i havområdene fra Lofoten og nordover. Inntil en slik plan er på plass, åpnes ikke Barentshavet ytterligere for petroleumsvirksomhet
- foreta en vurdering av petroleumsfrie fiskerisoner i områdene fra Lofoten og nordover.

Myndighetenes målsetning er å sikre en god balanse mellom hensynet til petroleumsaktivitet og miljø- og fiskerihensynene og at petroleumsvirksomheten blir integrert i en helhetlig sameksistensmodell med andre næringer og interesser også i de nordlige havområdene. Det har videre vært et mål å sikre at virksomhetens utslipp til sjø i minst mulig grad skal være til skade for det marine miljø.

Regjeringen mener det særlig er nødvendig å øke kunnskapen om hvilke konsekvenser utslippene til sjø fra petroleumsvirksomheten kan ha på lang sikt. Regjeringen vil, i samarbeid med industrien, igangsette et forskningsprogram i regi av Norges forskningsråd på langtidseffekter av petroleumsvirksomhetens utslipp til sjø.

For å få et bedre og mer helhetlig beslutningsgrunnlag, utover de feltspesifikke utredningene den enkelte rettighetshaver skal utføre knyttet til konkrete utbygginger, vil Regjeringen foreta en konsekvensutredning av helårig petroleumsvirksomhet i havområdene fra Lofoten og nordover. Denne utredningen må ses i sammenheng med de andre aktivitetene i området, og arbeidet med den helhetlige forvaltningsplanen for Barentshavet. Hensikten med denne utredningen vil være å se konsekvensene av eksisterende og forventet fremtidig petroleumsaktivitet i de nordlige havområdene i sammenheng.

Myndighetene ønsker så langt som mulig å basere fremtidig petroleumsvirksomhet i havområdene fra Lofoten og nordover på den sameksistensmodellen som så langt har ligget til grunn for de ulike næringers felles bruk av havområdene. I den grad det skulle oppstå situasjoner der det synes umulig å oppnå god sameksistens mellom petroleumsvirksomheten og fiskerinæringen, vil Regjeringen vurdere opprettelsen av petroleumsfrie fiskerisoner.

Stortingsmelding nr. 15 (2001-2002) Tilleggsmelding til Stortingsmelding nr. 54 (2000-2001) Norsk klimapolitikk

Gjennom Stortingsmeldingen foreslår Regjeringen at det etableres et nasjonalt kvotesystem med kvoteplikt fra 2005 og at en rekke andre nasjonale tiltak gjennomføres.

Det er Regjeringens mål at det skal etableres rammebetingelser som gjør det mulig å etablere gasskraftverk med CO₂-håndtering. Regjeringen vil sørge for at Statoil og rettighetshaverne på Snøhvit utarbeider en tidsatt plan for å utprøve CO₂-reduserende teknologier.

Petroleumsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel er en stor kilde til utslipp av klimagasser, og utslippene forventes å øke i fremtiden dersom ikke nye virkemidler iverksettes. Regjeringen vil derfor legge til rette for krafttilførsel fra land og vil vurdere ulike ordninger for hvordan dette kan gjøres. Regjeringen skal også vurdere ytterligere utslippsreduserende tiltak knyttet til fakling på sokkelen.

Regjeringen vil

- legge til rette for utslippsreduksjoner på norsk sokkel gjennom krafttilførsel fra land. Regjeringen vil vurdere ulike ordninger for hvordan dette kan gjøres
- beholde CO₂-avgiften på samme nivå som i dag for å opprettholde incentivene for utslippsreduserende tiltak
- vurdere ytterligere utslippsreduserende tiltak knyttet til fakling

Stortingsmelding nr. 38 (2001-2002) Om olje- og gassvirksomheten

Basert på de målsetninger Regjeringen har for olje- og gasspolitikken, så vises det til at hensynet til fortsatt sameksistens mellom viktige samfunnsinteresser som petroleumsvirksomhet, fiskerier og miljøhensyn vil være viktig for muligheten til å utvikle ressurspotensialet på norsk kontinentalsokkel slik at det kan være mulig å realisere den langsiktige utviklingsbanen. I Stortingsmelding nr. 12 (2001-2002) presenterer regjeringen et forslag om en mer helhetlig og økosystembasert forvaltning av våre havområder.

For å kunne nå de miljømessige målene for olje- og gasspolitikken vil Regjeringen gjennomføre følgende tiltak:

- sørge for at samarbeidet mellom myndighetene og industrien utvikles videre

for å nå målet om nullutslipp av mulige miljøfarlige stoffer til sjø innen 2005.

- med bakgrunn i nullutslipparbeidet satse ytterligere på miljøforskning, blant annet for å møte utfordringene som ligger i skjæringspunktet mellom petroleumsaktivitet, fiskeri og miljø.
- igangsette et forskningsprogram på langtidseffekter av petroleumsvirksomhetens utslipp til sjø i samarbeid med industrien.
- satse på forskning og utvikling av teknologi som bidrar til mer kostnadseffektive løsninger på de miljørelaterte utfordringene petroleumsvirksomheten står overfor.
- i fremtiden satse på samfunnsmessig kostnadseffektive virkemidler for å møte forpliktelsene mht. utslipp til luft.

Stortingsmelding nr. 25 (2002-2003) Regjeringens miljøvernpolitikk og rikets miljøtilstand

Regjeringen fastslår i meldingen at den vil sikre at målet om nullutslipp fra petroleumsvirksomheten blir oppnådd. Det vises til at tiltak i forhold til bruk av kjemikalier er viktig for å nå nullutslippsmålet. Offshoresektoren må hele tiden aktivt vurdere om det finnes alternativer som medfører mindre risiko for helse- og miljøskade enn de kjemiske stoffene som er i bruk i dag og velge dette alternativet hvis dette kan skje uten urimelig kostnad eller ulempe. Det forutsettes også at operatørene fortsatt er pådrivere for utvikling av mindre miljøfarlige alternativer. Reduksjon i kjemikaliebruken må også søkes oppnådd gjennom utvikling og valg av materialer og metoder som reduserer behovet for kjemikalier.

Det forventes at operatørene er ambisiøse i arbeidet med å nå målet, og at de aktivt utvikler og tar i bruk nye teknikker som kan sikre nullutslipp til sjø av miljøfarlige stoffer. Det må satses videre på å utvikle teknologi som i størst mulig grad kan forhindre eller redusere utslippene av produsert vann. Der det ikke er mulig å forhindre utslipp av produsert vann, må utslippene renses bedre enn i dag. I tillegg til å redusere innholdet av olje i vann, må det utvikles mer effektive metoder for rensing av de miljøfarlige stoffene i produsert vann.

Det er bred enighet om at kunnskapsgrunnlaget vedrørende langtidsvirkninger av utslipp til sjø ikke er tilstrekkelig, og at den innsatsen som gjøres av industrien og forvaltningen på området bør organiseres på en mer rasjonell måte enn i dag. Regjeringen har derfor satt i gang et forskningsprogram på langtidseffekter av petroleumsvirksomhetens utslipp til sjø i samarbeid med industrien.

Stortingsmelding nr. 38 (2003-2004) Om petroleumsvirksomheten

Regjeringens mål er å legge til rette for lønnsom produksjon av olje og gass i et langt perspektiv. Hovedutfordringene for å nå den langsiktige utviklingsbanen knytter seg til å

- øke utvinningen fra eksisterende felt
- øke leteaktiviteten
- redusere kostnadsnivået på norsk kontinentalsokkel
- videreutvikle kompetansen i den norske petroleumsklyngen

samtidig som en høy standard for ytre miljø og HMS opprettholdes.

For å nå målene vil Regjeringen blant annet

- sørge for at det høye ambisjonsnivået på miljøområdet opprettholdes samt sikre fortsatt god sameksistens med fiskerinæringen.
- gjenåpne for helårig petroleumsaktivitet i Barentshavet Syd med unntak av de kystnære områdene og de særlig verdifulle områdene rundt Bjørnøya, Tromsøflaket, iskanten og polarfronten. I forbindelse med gjenåpningen av Barentshavet skal
 - oljevernberedskapen og arbeidet for å redusere risikoen knyttet til eksport av petroleum med skip i området Lofoten-Barentshavet styrkes
 - det nedsettes et utvalg for å vurdere erstatningsordninger for fiskeri- og havbruksnæringen ved eventuelle store oljeutslipp fra norsk petroleumsvirksomhet i området Lofoten-Barentshavet
 - det igangsettes programmer for å fylle kunnskapshull knyttet til

petroleumsvirksomhet i området Lofoten-Barentshavet

- det arbeides for at petroleumsvirksomheten i området Lofoten-Barentshavet innrettes på en slik måte at den bidrar til en verdiskaping og sysselsetting i landbasert virksomhet i regionen.

Stortingsmeldingen fokuserer videre blant annet på bruk av CO₂ til økt utvinning på sokkelen. For å kunne realisere dette vil Regjeringen

- invitere industrien til et samarbeid om en mer kostnadseffektiv og fleksibel implementering av miljøkrav i petroleumssektoren innenfor nasjonalt og internasjonalt rammeverk.
- arbeide for tilrettelegging for bruk av CO₂ for økt oljeutvinning på norsk kontinentalsokkel, bl.a. gjennom å ta initiativ til et samarbeidsprosjekt mellom myndigheter og industri, og å invitere myndighetene i Storbritannia, Danmark og Nederland til en dialog om disse spørsmålene.

Olje- og energidepartementet (1999): Miljøhandlingsplan for olje- og energisektoren

Handlingsplanen tar utgangspunkt i Stortingsmelding nr. 58 (1996-97) og Stortingsmelding nr. 8 (1999-2000), og fastsetter sektormål for olje- og energisektoren innenfor hvert enkelt av de 8 resultatområdene skissert i Stortingsmelding nr. 58. Handlingsplanen skisserer videre tiltak og virkemidler for å nå disse sektormålene. De sektormål som er relevante for petroleumsvirksomheten er beskrevet nedenfor.

Vern og bruk av biologisk mangfold (Resultatområde 1)

- Ved åpning av nye områder for letevirksomhet og ved utbygging og drift av nye og eksisterende installasjoner, skal hensynet til det biologiske mangfoldet ivaretas.
- Sektoren skal bidra til bevaring av truede og sårbare arter og deres livsmiljø.

Kulturminner og kulturmiljøer (Resultatområde 3)

- Sikre at olje- og energisektorens kulturminner og kulturmiljøer ivaretas og forvaltes på en faglig forsvarlig måte.
- Sikre at olje- og energisektorens virksomhet ivaretar kulturminne- og kulturmiljøhensyn på en tilfredsstillende måte.

Overgjødning og oljeforurensning (Resultatområde 4)

- Det skal for nye felt som hovedregel etableres løsninger som innebærer null-utslipp, og for eksisterende skal det innen 2005 etableres løsninger for null-utslipp eller minimale operasjonelle utslipp av miljøskadelige forbindelser fra petroleumsvirksomheten.
- Gjennom konvensjonen om beskyttelse av det marine miljø i det nordøstlige Atlanterhav (OSPAR) har Norge forpliktet seg til at innholdet av olje i produsert vann som slippes ut i sjøen ikke skal overstige 40 mg olje pr. liter.
- Olje- og energisektoren vil bidra til at risikoen for miljøskade og andre ulemper som følge av akutt forurensning skal ligge på et akseptabelt nivå.

Helse- og miljøfarlige kjemikalier (Resultatområde 5)

- Det skal for nye felt som hovedregel etableres løsninger som innebærer null-utslipp og for eksisterende skal det innen 2005 etableres løsninger for nullutslipp eller minimale operasjonelle utslipp av miljøskadelige forbindelser fra petroleumsvirksomheten.
- Å begrense bruk og utslipp av alle miljøfarlige kjemikalier, og ansvarliggjøre bransjen og brukerne slik at miljø- og

ressurstankegangen integreres i alle deler av energiforsyningen.

Avfall og gjenvinning (Resultatområde 6)

- Olje- og energidepartementet vil sørge for at disponeringsløsninger blir valgt og gjennomført i tråd med internasjonale forpliktelser. Hovedregelen om forbud mot sjødisponering av utrangerte offshoreinstallasjoner innebærer at store mengder materiale vil bli tatt på land i årene som kommer. Olje- og energidepartementet ønsker å legge til rette for at størst mulig del av dette materialet går til gjenbruk eller resirkulering, slik at avfallsmengden blir minst mulig.
- Søke å redusere mengden avfall som oppstår, deretter å søke å legge til rette for en rasjonell gjenbruk, materialgjenvinning og energimessig utnyttelse av avfallet, for så å sikre best mulig sluttbehandling av restavfallet.

Klima, luftforurensninger og støy (Resultatområde 7)

- Bidra til at Norges Kyoto-forpliktelsen blir oppfylt på en kostnadseffektiv måte.
- Olje- og energisektoren skal gjennomføre kostnadseffektive tiltak (vedrørende NO_x og SO₂) som bidrar til at forpliktelsene (nasjonale resultatmål) blir overholdt.
- Sektoren vil bidra til å gjennomføre tiltak som bidrar til at VOC-forpliktelsen (nasjonale resultatmål) blir overholdt.
- De langsiktige tiltakene innen energisektoren skal bygge opp under de nasjonale målene for luftkvalitet. Ved utforming og bruk av ulike virkemidler skal relevante miljøaspekter innarbeides i beslutningsgrunnlaget.