



PL193 Kvitebjørn

KONSEKVENSS- UTREDNING

Desember 1998



Konsekvensutredning

KVITEBJØRN

Desember 1998

Innholdsfortegnelse

	side
Sammendrag	v
1 Innledning	1
1.1 Kvitebjørnutbyggingen	1
1.2 Lovverkets krav til konsekvensutredning	1
1.3 Formålet med konsekvensutredningen	1
1.4 Prosess, saksbehandling og tidsplan	1
1.5 Regional konsekvensutredning for Nordsjøen	1
1.6 Annet lovverk	2
2 Uttalelser til utredningsprogrammet	3
2.1 Utredningsprogrammet	3
2.2 Høringsuttalelser om samfunnmessige forhold	3
2.3 Høringsuttalelser om miljømessige forhold	3
2.4 Høringsuttalelser om fiskerimessige forhold	5
2.5 Høringsuttalelser om sikkerhetsmessige forhold og oljevernberedskap	6
2.6 Grunnlagsstudier	6
3 Sammendrag av PUD og PAD	7
3.1 Kvitebjørnfeltet	7
3.2 Lisensforhold og rammevilkår	7
3.3 Letehistorie og reserver	7
3.4 Utvinningsstrategi	8
3.5 Anbefalt utbyggingsløsning	8
3.6 Rørledninger og mottaksanlegg	9
3.7 Drift og vedlikehold	10
3.8 Helse, miljø og sikkerhet	11
3.9 Nedstengning og fjerning av installasjonene	11
3.10 Investerings- og driftskostnader	11
3.11 Organisering og gjennomføring	11
3.12 Områdevurdering	12
3.13 Videre bearbeiding av utbyggingsløsning	12
4 Beskrivelse av influensområdet og sårbare ressurser	13
4.1 Influensområdet	13
4.2 Meteorologi og oseanografi	13
4.3 Bunnforhold	14
4.4 Økosystem i frie vannmasser	15
4.5 Landområder	16
4.6 Spesielt miljøfølsomme områder	17
5 Samfunnmessige konsekvenser	19
5.1 Investerings og driftskostnader for Kvitebjørnutbyggingen	19
5.2 Samfunnmessig lønnsomhet	19
5.3 Virkninger på investeringsnivået i norsk petroleumsvirksomhet	22
5.4 Vare og tjenesteleveranser til Kvitebjørnutbyggingen	23
5.5 Sysselsettingsvirkninger ved utbygging og drift av Kvitebjørn	28

6 Utslipp og miljømessige konsekvenser	33
6.1 Utslipp til luft	33
6.2 Utslipp til sjø	41
6.3 Akutte utslipp	46
6.4 Avfallshåndtering i driftsfasen	47
6.5 Miljøaspekter ved avvikling	47
7 Fiskerimessige konsekvenser	49
7.1 Virkninger for fiskeressursene	49
7.2 Fiskeriaktivitet som berøres av utbyggingen	49
7.3 Konsekvenser for fiskeriene av utbyggingen	52
8 Oppfølgende tiltak og undersøkelser	57
8.1 Planer for miljøovervåkning på Kvitebjørn-feltet	57
9 Sammenstilling av konsekvenser ved ulike alternativer	59
9.1 Alternative rørledninger og mottaksanlegg for rikgass	59
9.2 Alternative rørledninger og mottaksanlegg for kondensat	60
9.3 Alternative opplegg for kraftforsyning	61
<i>Refaranseliste</i>	63
<i>Appendiks</i>	65

Sammendrag

I henhold til Petroleumslovens bestemmelser er det utarbeidet en konsekvensutredning som dekker utbygging og drift av gasskondensatfeltet Kvitebjørn. Feltet ligger i Tampenkilen i nordre del av Nordsjøen ca. 20 km sørvest for Gullfaks, 130 km vest for Sognefjorden og 70 km nordvest for Oseberg feltcenter.

Forslag til utredningsprogram for Kvitebjørnfeltet ble oversendt Olje- og energidepartementet (OED) i mars 1997. Departementet sendte deretter utredningsprogrammet på høring til berørte instanser. Utredningsprogrammet og innkomne høringsuttalelser danner grunnlag for denne konsekvensutredningen.

Den foreliggende konsekvensutredning oppsummerer de viktigste konsekvensene for samfunn, miljø og fiskerier ved utbygging og drift av Kvitebjørn. Konsekvensutredningen beskriver konsekvensene av ett anbefalt feltutbyggingskonsept, samt av to alternative løsninger mht. transport og behandling av gass og tre alternativer mht. transport og behandling av kondensat. Noe endelig valg av mottakssted er ikke gjort og vil først kunne besluttes når det tekniske såvel som det kommersielle grunnlaget er etablert.

Utbyggingsplanene

Planene som nå legges fram omhandler leveranser av gass- og kondensat fra Kvitebjørnfeltet med oppstart av kommersielle leveranser 1. oktober 2002. Antatt utvinnbare reserver som er lagt til grunn for utbyggingsløsningen, er 54,4 mrd Sm³ gass og 21,2 mill. Sm³ kondensat og 0,42 mill. tonn LPG. Kvitebjørn er planlagt bygd ut med en bunnfast produksjonsinnretning med en enkel prosess som splitter gass og kondensat for transport i separate rørledninger. For gass er Kollsnes og Heimdal alternative mottaksanlegg, mens Gullfaks C, Statfjord B og Oseberg C er alternative mottaksanlegg for kondensat.

Utbyggingsløsningen baseres på at trykkenergien i reservoaret utnyttes til å transportere gass og kondensat fram til sluttbehandling på mottaksstedene. Kondensat vil gå inn i eksisterende infrastrukturen på Gullfaks og Oseberg, mens det på Statfjord vil bli bygd ny prosesseringskapasitet. Det forutsettes etablert nye behandlingsanlegg for gass enten på Kollsnes eller Heimdal. På Kollsnes er det to alternativer, enten behandling i et duggpunktsanlegg eller i et NGL-ekstraksjonsanlegg. NGL-anlegget anbefales som utbyggingsløsning.

Duggpunktsanlegget er prosessmessig sammenlignbart med gassbehandlingsanlegget i Heimdalalternativet. Konsekvensene av alternative landanleggsutvidelser er beskrevet i Konsekvensutredning Utvidelser av anleggene på Kollsnes, Mongstad og Kårstø for Kvitebjørn og Haltenbanken Sør, som ble oversendt OED i november 1998.

Kvitebjørninstallasjonen utstyres med full borepakke og boligkvarter. Alle brønner planlegges boret fra plattformen. Dette medfører at plattformen i over ett år kun vil bli benyttet til brønnboring, før leveranser starter. Etter om lag tre år vil den planlagte boreperioden være over og virksomheten går over i en ren driftsfase. Deler av boreutrustningen kan da eventuelt fjernes fra installasjonen. Plattformen vil i utgangspunktet være bemannet, men ha mulighet for fjernstyrt drift seint i feltets levetid. Driftsorganisasjonen for Kvitebjørn vil være en selvstendig driftsenhet som vil bli integrert i en eksisterende driftsorganisasjon enten i Bergen eller Stavanger. Forsyning av Kvitebjørn vil komme fra en forsyningsbase i Bergensområdet.

Samfunnsmessige konsekvenser

Investeringene i en utbygging av Kvitebjørnfeltet med transport og mottak av rikkass til Kollsnes og kondensat til Statfjord B er beregnet til 8,7 mrd. 1998 kr. I dette alternativet kommer investering på 2,6 mrd. kr i NGL-ekstraksjonsanlegg på Kollsnes eventuelt et duggpunktsanlegg til 2,1 mrd kr i tillegg. Ved valg av Heimdal som mottaksanlegg for rikkass blir samlede investeringer på 10,3 mrd. kr. Alternativene med Gullfaks C eller Oseberg C som mottaksanlegg for kondensat blir hhv. 500 mill kr billigere og 400 mill kr dyrere enn med Statfjord B som mottaksanlegg for kondensat.

Samfunnsøkonomisk framstår Kvitebjørn som et lønnsomt prosjekt. Nåverdien av framtidige inntekter og kostnader ved 7% kalkulasjonsrente er ved forutsetninger om en oljepris på 15 USD/fat på i overkant av hele 5 mrd 1998 kr. Ved lavere prisforutsetninger (12 USD/fat og 47 øre/Sm³) vil nåverdien reduseres til i overkant av 1 mrd 1998 kr. Disse beregningene er gjort for en feltutbygging med Kollsnes som mottakssted for rikkass, og Statfjord B som mottakssted for kondensat. Tariffering av investeringene i behandlingsanlegg på Kollsnes er inkludert i beregningene. Den samfunnsøkonomiske lønnsomhet vil variere noe med valg av transportløsning.

Investeringene på Kvitebjørn starter opp i 1998, og når en topp på vel 3,5 milliarder 1998-kr i 2003. Investeringsfasen kommer dermed i en

periode der norsk offshorerettet næringslivs kapasitet, slik det nå ser ut, trolig er betydelig mindre presset enn i dag. Det er derfor lite sannsynlig at utbygging av Kvitebjørn vil føre til vesentlig økte pressproblemer i norsk offshoresektor. Tvert imot kan utbyggingen vise seg å gi kjærkomne oppdrag for norsk næringsliv, og særlig for offshoreverftene.

Det er anslått at utbygging av Kvitebjørn vil bidra til at norsk næringsliv vil få leveranser på rundt 4.900 mill 1998 kr som tilsvarer mellom 50 og 60% av leveransene. Dette gjelder i Kollsnesalternativet og omfatter ikke behandlingsanlegg for røkgassen. Norske leveranser for bygging av NGL-ekstraksjonsanlegg er beregnet til omlag 1.500 mill kr og vil komme i tillegg i dette alternativet. I Heimdalalternativet er samlede norske leveranser anslått til omlag 5.500 mill kr. Alternativene med Gullfaks C eller Oseberg C som mottaksanlegg for kondensat, gir hhv. en reduksjon i norske leveranser på 200 mill kr eller en økning i norske leveranser på 500 mill kr i forhold til Statfjord B. Årlige norske leveranser i driftsfasen er anslått til omlag 170 mill kr.

De samlede nasjonale sysselsettingsvirkningene av Kvitebjørnutbyggingen er i Kollsnesalternativet beregnet til omlag 13.800 årsverk inkludert konsumvirkningene. De største produksjonsvirkningene vil komme innenfor industri, forretningsmessig tjenesteyting og bygg & anlegg. Sysselsettingsvirkninger (inkludert konsumvirkningene) knyttet til bygging av NGL-ekstraksjonsanlegg er beregnet til omlag 4.900 årsverk og vil komme i tillegg i dette alternativet. I Heimdalalternativet er de samlede sysselsettingsmessige virkninger beregnet til 15.800 årsverk. Alternativene med Gullfaks C eller Oseberg C som mottaksanlegg for kondensat gir hhv. en reduksjon på omlag 500 årsverk eller en økning på 1.450 årsverk i forhold til Statfjord B. Nasjonale sysselsettingsvirkninger i driftsfasen er anslått til omlag 360 årsverk pr år.

Utslipp og miljømessige konsekvenser

Kvitebjørn vil utnytte eksisterende infrastruktur for produksjon av kraft og håndtering av gass, kondensat og produsert vann. Det høye reservoartrykket vil bli benyttet til å transportere gass og kondensat fram til mottaksanleggene. Kraftbehovet på Kvitebjørnplattformen begrenser seg derfor til boring og drift av hjelpesystemer og boligkvarter. Kraftforsyning kan baseres på elektrisk kabel fra land eller fra kondensatmottaksplattformen eller på egenproduksjon på Kvitebjørn. Løsningen med el-kabel fra land er for foreliggende tekniske løsninger beregnet å medføre mindre utslipp av CO₂ og NO_x enn kraftproduksjon offshore.

Det vil være vanskelig å få til en effektiv separasjon av olje og vann i feltets første leveår. På grunn av stort trykkfall over trykkavlastingsventilene forventes det at vannet dispergeres inn i kondensatet og forverrer separasjonsprosessen. Det legges derfor opp til at produsert vann transporteres sammen med kondensatet til mottaksanlegg og behandling ved eksisterende vannbehandlingsanlegg. Fra selve Kvitebjørnplattformen blir det dermed kun utslipp av mindre mengder vannbasert boreslam og kaks, samt ikke forurenset drenasjevann, kjølevann og sanitæravløpsvann. Det legges opp til reinjeksjon av oljebasert slam, borekaks og forurenset drenasjevann. I forbindelse med klargjøring og oppstart av rørledninger er det ikke forutsatt bruk av kjemikalier.

Rørledningene til Statfjord og Gullfaks planlegges designet med elektrisk oppvarming slik at en kan redusere bruk av glykol med nedstengning. Tilsvarende løsning er under vurdering for rørledningen til Oseberg. Foreliggende løsning er isolering basert på "rør-i-rør" konseptet.

Ved behandling av kondensat på de alternative mottaksanleggene vil det bli mindre utslipp av CO₂, NO_x og produsert vann. I forhold til eksisterende utslipp fra disse mottaksanleggene er utslippene forbundet med behandlingen av kondensat fra Kvitebjørn helt marginale. Det er derfor ikke kostnadseffektivt å iverksette særskilte miljøteknologitiltak på disse anleggene kun for Kvitebjørn. Ved samtlige av disse anleggene er det imidlertid besluttet og iverksatt en rekke miljøteknologiske tiltak. For Statfjordfeltene representerer disse tiltakene en reduksjon av hhv. CO₂ og NO_x på tilsammen omlag 6 %. For Gullfaksfeltene er det beregnet at tilsvarende tiltak gir en reduksjon på omlag 20% i forhold til en situasjon uten tiltak. Tiltak som er til vurdering vil kunne gi ytterligere utslippsreduksjoner. På Oseberg vil tiltak kunne gi en reduksjon av CO₂- og NO_x utslipp på omlag 14%. Både på Gullfaks og Statfjord gjennomføres det konkrete vurderinger av muligheten for reinjeksjon av produsert vann og på Statfjord B vurderes også mer effektiv renseteknologi (C'tour). På Oseberg planlegges det en oppgradering av behandlingsanlegget for produsert vann.

Planlagte tiltak med gjenvinning av nmVOC fra lastetanker vil langt på vei eliminere et potensielt utslipp av nmVOC ved valg av Gullfaks C eller Statfjord B som mottaksanlegg. Ved valg av Oseberg C som mottaksanlegg for kondensat, vil kondensatet bli transportert i rør inn til landterminalen på Sture, og det blir dermed ikke utslipp av nmVOC.

Prosessering av gass fra Kvitebjørn på Kollsnes eller Heimdal vil medføre utslipp av CO₂ og NO_x. På Kollsnes, der NGL-ekstraksjon er anbefalt utbyggingsløsning, vil en utbygging med elektriske drivere gi samlet utslipp over perioden 2002 - 2020 i størrelsesorden 1,66 mill tonn CO₂, men kun 15% av dette vil være utslipp på Kollsnes. Kraftbehovet er forutsatt dekket ved økt kraftimport fra gasskraftverk på kontinentet, og de resterende 85% av utslippet vil dermed komme der den elektriske kraften blir produsert. Samlet NO_x-utslipp på Kollsnes vil være omlag 180 tonn over perioden. For Heimdalalternativet vil utslipp fra gassbehandling og videretransport gi et samlet utslipp i perioden på omlag 1,28 mill tonn CO₂ og 1065 tonn NO_x. Dette er basert på at det blir installert lav NO_x-turbin og varmegjenvinningsenhet. Uten disse miljøteknologitiltakene ville utslippene her bli vesentlig høyere.

For å redusere H₂S innholdet i gassen er det planlagt i injisere H₂S fjerner på Kvitebjørnplattformen. Det foregår imidlertid forhandlinger om H₂S fjerning ved mottaksanlegg for gass. Dersom Kollsnes blir valgt som mottakssted, vil en vurdere fjerning ved hjelp av fixed-bed teknologi. Dette er en mer miljøvennlig løsning enn H₂S-fjerning på Kvitebjørnplattformen, hvor rester av kjemikaliet vil medføre mer forurenset produsert vann og redusert kondensatproduktkvalitet.

Miljøriskioanalysen viser at risikoen for miljøskade grunnet aktiviteten på Kvitebjørn ligger innenfor Statoils akseptkriterier. Selv i et værst tenkelig tilfelle vil det kun være meget begrensede mengder olje som vil kunne nå kysten.

Samlet sett vil Kvitebjørnutbyggingen medføre meget små utslipp til luft og sjø. Miljøpåvirkningen av Kvitebjørnutbyggingen vil være svært små sammenlignet med påvirkningen fra eksisterende petroleumsvirksomhet. Det valgte utbyggingskonseptet gir minimale utslipp fra selve plattformen, meget begrenset kjemikaliebruk og kraftforsyning via el-kabel fra land gir også reduserte utslipp til luft.

Fiskerimessige konsekvenser

Kvitebjørnplattformen vil bli installert på vel 190 meters dyp vest for eggaskråningen i et område der det drives industritrålfiske og konsumtrålfiske. Plattformen med sikkerhetssone vil utgjøre et arealbeslag på omlag 1 km² for konsumtrålfiske og omlag 5 km² for industritrålfiske. I forhold til eksisterende arealbeslag er disse beslagene marginale.

I anleggsfasen vil det være midlertidig arealbaslag i forbindelse med

rørleggingsarbeidet. Dette vil kunne berøre industritrålfiske etter øyepål i eggaskråningen og industritrålfiske etter tobis på Vikingbanken. Eventuelle ulemper i anleggsfasen kan reduseres dersom leggearbeidet ikke gjennomføres samtidig med de viktigste fiskeriene i berørt område.

Ankermerker etter leggefartøy og steinfyllinger kan i prinsippet medføre større ulemper for trålfiske enn rørledningene i seg selv. Ankermerker vil i utgangspunktet kunne finnes fra omlag 200 meter og ut til omlag 1.500 meter fra rørledningen. Kartlegging av ankermerker langs rørledningstraséer har vist at problemet med ankermerker særlig kan oppstå i områder hvor havbunnen består av hard leire. I områder med sandbunn blir ankermerkene mindre markerte, og det tar også kortere tid før de jevnes ut etter legging. I eggaskråningen og på Vikingbanken der det er sandbunn, vurderes ankermerker ikke å innebære noen vesentlig hindring for utøvelse av fiske, selv kort tid etter rørlegging.

Tilstedeværelse av rørledninger vil ikke være til hinder for fiske med ringnot og flytetrål eller fiske med passive redskaper som garn, line, snurrevad mv etter at leggearbeidet er avsluttet. Eventuelle ulemper er derfor avgrenset til fiske med bunntrål. Ingen av rørledningsalternativene forventes å medføre fangsttap eller operasjonelle ulemper av noen betydning for konsumtrålfisket.

En gassrørledning til Kollsnes forventes heller ikke å medføre operasjonelle ulemper av betydning for industritrålfiske. Traséen for gassrørledning fra Kvitebjørn til Heimdal krysser meget viktige tobisfelt på Vikingbanken og kan medføre operasjonelle ulemper ved intensivt trålfiske. Et mulig avbøtende tiltak som kan bli vurdert, er å justere traseen mot vest slik at den går helt i vestkanten av tobisfeltet for så å gå sørover mot Heimdal på østsiden av Odinplattformen.

Virkningen for industritrålfisket av kondensatrørledning og elektrisk kabel vil avhenge av om rørledningene lar seg grave ned i trålfeltet etter øyepål. Dersom dette er tilfellet, ventes ikke en rørledning til Oseberg, som i hovedsak tildekkes til samme nivå som havbunnen omkring, å medføre ulemper etter at leggearbeidet er avsluttet. Vurdert ut fra Havforskningsinstituttets overtrålingsforsk i 1997 vil steinfyllingene langs traséalternativene til hhv. Statfjord B og Gullfaks C kunne medføre til dels store arealbeslag innenfor et viktig trålfelt. Nyere tråltester indikerer imidlertid at virkninger av steinfyllinger kan være mindre enn det som framkommer gjennom Havforskningsinstituttets forsk.

Statoil vil ta kontakt med Fiskeridirektoratet i forbindelse med detaljplanlegging av rørtrasé når mottaksanlegg for hhv. gass og kondensat er besluttet. I den sammenheng vil det være aktuelt å drøfte hvordan legging og stein / grusdumping kan gjennomføres slik at eventuelle ulemper for trålvirksomheten gjøres minst mulig. Etter at rørleggingen er gjennomført vil det være aktuelt å gjennomføre inspeksjon av ankergrupene.

Muligheten for en dypere nedgraving av kondensatrørledningene i industritrålfeltet slik at steinfyllingen ikke kommer over havbunnsnivå, vil bli vurdert i forbindelse med detaljkartleggingen. Det kan imidlertid også være aktuelt å få gjennomført nye tråltester for å få dokumentert om mindre steinfyllinger medfører ulemper for trålfiske etter øyepål og kolmule.

Konklusjon

Konsekvensutredningen viser at Kvitebjørnutbyggingen vil være et samfunnsøkonomisk lønnsomt prosjekt som vil gi betydelige sysselsettingsvirkninger for norsk offshoreindustri i en periode der det antas å være betydelig ledig kapasitet.

Utslippene fra Kvitebjørn vil være marginale i forhold til eksisterende utslipp i i berørte regioner og vil ikke medføre endringer i de miljømæssige virkninger av utslippene.

Konsekvensutredningen viser videre at eventuelle ulemper for fiskerivirksomheten av betydning vil kunne minimeres gjennom avbøtende tiltak.

Dokumentasjonen som foreligger i denne konsekvensutredningen, viser at det ikke er identifisert enkeltkonsekvenser eller sum av konsekvenser av et så stort negativt omfang at det reiser spørsmålet om Kvitebjørnfeltet bør bygges ut eller ikke.

1 Innledning

På vegne av partnerne i utvinningstillatelse PL 193 har Statoil utarbeidet "Plan for utbygging og drift" (PUD) med tilhørende konsekvensutredning (KU) for Kvitebjørnfeltet.

Den foreliggende konsekvensutredning oppsummerer de viktigste konsekvensene for miljø, naturressurser og samfunn ved en utbygging av Kvitebjørnfeltet. Konsekvensutredningen beskriver konsekvensene av ett anbefalt feltutbyggingskonsept, samt av to alternative løsninger mht. transport og behandling av gass og tre alternativer mht. transport og behandling av kondensat.

1.1 Kvitebjørnutbyggingen

Kvitebjørnfeltet er et gass- og kondensatfelt som ligger i Tampenkilen i nordre del av Nordsjøen ca. 20 km sørvest for Gullfaks, 130 km vest for Sognefjorden og 70 km nordvest for Oseberg feltcenter, se figur 1.1. Vanddyppet på feltet er omlag 190 meter. Utvinningstillatelsen, PL 193, dekker blokk 34/11.

1.2 Lovverkets krav til konsekvensutredning

Plan for utbygging og drift (PUD) av Kvitebjørn er utarbeidet i henhold til petroleumslovens §4-2 og §4-3 samt § 22 i forskriftene til petroleumsloven. Dette lovverk krever bl.a. at det skal utarbeides en konsekvensutredning før utbyggingsplanene godkjennes. Konsekvensutredningen er utarbeidet i samsvar med eksisterende lover og retningslinjer.

1.3 Formålet med konsekvensutredningen

Formålet med konsekvensutredningen er å gi en beskrivelse av utbyggingen med forventede virkninger for miljø, naturressurser og samfunn.

Konsekvensutredningen er en integrert del av Statoils planleggings- og beslutningsprosesser og skal sikre at forhold knyttet til samfunn, miljø og naturressurser blir inkludert i planarbeidet på linje med teknisk/økonomiske og sikkerhetsmessige forhold.

Konsekvensutredningen skal være med på å etablere et grunnlag for å belyse og analysere de spørsmål som er relevante både for den interne og eksterne beslutningsprosess. Konsekvensutredningen skal også dekke prosjektets informasjonsbehov mot samfunnet og gi omgivelsene grunnlag til å påvirke utformingen av prosjektet.

1.4 Prosess, saksbehandling og tidsplan

Forslag til utredningsprogram for Kvitebjørnfeltet ble oversendt Olje- og energidepartementet i mars 1997. Departementet sendte deretter utredningsprogrammet på høring til berørte instanser.

Olje- og energidepartementet (OED) har koordinert høringsrunden. Oppfølging av innkomne høringsuttalelser ble diskutert i et møte mellom Statoil og OED den 20.5.1997. Departementet har i brev datert 10. juni 1997 forutsatt at det framlagte utredningsprogram legges til grunn for konsekvensutredningen og videre at de forhold høringsuttalelsene tar opp blir omhandlet i det videre arbeid med konsekvensutredningen. Foreliggende konsekvensutredning er utarbeidet på denne bakgrunn.

Konsekvensutredningen er basert på flere dokumentasjonsrapporter utført av eksterne konsulenter og interne fagmiljøer. I tillegg er nyere konsekvensutredninger bl.a. for Huldra og Sygna benyttet som grunnlagsmateriale. Kapittel 2 redegjør nærmere for merknadene til utredningsprogrammet og for de dokumentasjonsrapportene som er utarbeidet.

Konsekvensutredningen omfatter de anleggene som er beskrevet i PUD-dokumentet og de anleggene i PAD-dokumentet som faller innenfor petroleumslovens virkeområde, dvs. feltinstallasjoner og rørledningen inn til land. I tillegg er konsekvensbeskrivelsen av alternativet med leveranser og viderebehandling av gass på Kollsnes inkludert. Konsekvensbeskrivelsen av Kollsnesalternativet er basert på Konsekvensutredning Utvidelser av anleggene på Kollsnes, Mongstad og Kårstø for Kvitebjørn og Haltenbanken Sør som ble innlevert til OED i november 1998.

OED vil forestå høringen av konsekvensutredningen (KU). Plan for utbygging- og drift av Kvitebjørn (PUD) og plan for anlegg og drift av rørledningene (PAD) vil bli levert myndighetene i løpet av desember 1998. Med bakgrunn i disse utbyggingsplanene, konsekvensutredningen og høringsuttalelsene til denne vil myndighetene legge saken fram for Stortinget. Stortingsbehandling er forutsatt i løpet av vårsesjonen 1999.

1.5 Regional konsekvensutredning for Nordsjøen

I forbindelse med oppdatering av den regionale konsekvensutredningen for Tampen (des. 1995) som ble utarbeidet av Hydro i samarbeid med Statoil og Saga Petroleum, ble opplegget endret bl.a. etter

drøftinger med OED og andre berørte departementer. Et forslag til utredningsprogram for regional konsekvensutredning for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen ble sendt på høring i juli 1998. Den regionale konsekvensutredningen for Nordsjøen som forventes å bli sendt på høring omkring årsskiftet 1998 / 1999 vil være basert på temautredninger. Den regionale konsekvensutredningen vil omfatte følgende temautredninger:

- 1 a-e Infrastruktur, utslipp, overvåkningsundersøkelser og miljøtiltak (Separate rapporter for hhv. Tampen-, Oseberg-, Troll-, Frigg / Heimdal- og Sleipnerområdet.)
- 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 i området 58°N - 62°N
- 8a-b Samfunnsøkonomiske konsekvenser (Separate rapporter for Tampenområdet og Sleipnerområdet)

Delrapport 2, 3, 4, 5 og 6 vil omfatte hele Nordsjøen. Konsekvensutredningen for Kvitebjørn er delvis basert på ovennevnte utredningsarbeid.

1.6 Annet lovverk

Nedenfor er gitt en oversikt over samtykker / tillatelser som må innhentes fra myndighetene i løpet av planprosessen. Behovet for å innhente eventuelle andre tillatelser enn de som er nevnt, avklares tidligst mulig i planprosessen bl.a. gjennom behandling av utredningsprogram og konsekvensutredning.

- Utslippstillatelse etter forurensningsloven. Myndighet er Statens forurensningstilsyn.
- Tillatelse til å opprette sikkerhetssone / begrensingsområde etter forskrift om sikkerhetssoner m.v. Myndighet er Kommunal- og regionaldepartementet.
- Nødvendige samtykker etter forskrifter til petroleumsløven.
- Tillatelser mht. brann- og eksplosjonssikkerhet ved ilandføring av gass. Hjemmel er lov om brannfarlige varer. Myndighet er Direktoratet for brann- og eksplosjonsvern.
- Forhåndsmelding til arbeidstilsynet etter arbeidsmiljøloven. Myndighet er Arbeidstilsynet.

2 Uttalelser til utredningsprogrammet

Dette kapitlet sammenfatter høringsuttalelsene til utredningsprogrammet samt at det gis korte kommentarer til disse. Til slutt gis en oversikt over studier som ligger til grunn for konsekvensutredningen.

2.1 Utredningsprogrammet

Forslag til program for konsekvensutredning for Kvitebjørn ble sendt ut på høring 10 mars 1997. Følgende høringsinstanser fikk tilsendt programmet fra OED.

Departementer med underliggende etater:

- Fiskeridepartementet. (forelagt Fiskeridirektoratet, Kystdirektoratet og Havforskningsinstituttet)
- Kommunaldepartementet (forelagt Oljedirektoratet)
- Miljøverndepartementet (forelagt Statens Forurensningstilsyn)

Kommuner og fylkeskommuner:

- Hordaland fylkeskommune
- Sogn og fjordane fylkeskommune
- Bergen kommune.
- Fjell kommune
- Øygarden kommune

Organisasjoner:

- Norges Fiskarlag
- Norges Naturvernforbund
- Natur og Ungdom.
- Miljøstiftelsen Bellona.
- Norges Miljøvernforbund

Høringsfrist ble av Olje- og energidepartementet satt til 21. april 1997. I avsnittene under oppsummeres hovedpunktene i høringsuttalelsene. Det er gitt fortløpende kommentarer til disse og en redegjørelse for hvordan høringsuttalelsene er tatt hensyn til i konsekvensutredningen. Kommentarene er skrevet i kursiv.

2.2 Høringsuttalelser om samfunnsmessige forhold

Sogn og Fjordane fylkeskommune ber om at Fjord base i Florø blir brukt som forsyningsbase, og videre at det må legges til rette for at lokale og regionale virksomheter får leveranser til Kvitebjørn.

Forsyningsbase for Kvitebjørn vil være en base i Bergensområdet.

Bergen kommune anmoder om at spørsmålet om inntrekningspunktet for gassrørledningen fra Kvitebjørnfeltet ses i sammenheng med videre utvikling av Kollsnes og/eller Stureterminalen. Kommunen forutsetter at Kvitebjørn drives fra Bergen.

Både Kollsnes og Sture er vurdert som alternative mottaksanlegg. Dersom Heimdal velges vil Sture motta kondensat fra Kvitebjørn. Se forøvrig kapittel 3 der alternativene er presentert.

Driftsorganisasjonen er forutsatt integrert med det eksisterende driftsmiljø enten i Bergensområdet eller i Stavanger. Endelig lokalisering vil bli fastlagt når mottaksanlegg er valgt.

Øygarden kommune hadde ingen merknader til programmet.

2.3 Høringsuttalelser om miljømessige forhold

Havforskningsinstituttet påpeker i sin uttalelse til Fiskeridepartementet nødvendigheten av at utslippene fra et felt må sees i sammenheng med nærliggende felt. Det bes også om oversikter for de samlede utslipp av oppløste komponenter i produksjonsvannet. I tillegg til problemstillingene i utredningsprogrammet ønskes det en oppstilling av årlige mengder oppløste komponenter i det produserte vannet både fra Kvitebjørn og nærliggende felt.

Produsert vann vil sammen med kondensat fra Kvitebjørn bli transportert til mottaksplattform og separert ut her. Videre behandling / utslipp avhenger av hvilken plattform dette er. Oversikter over mengder produsert vann og også hvor behandling / utslipp vil bli foretatt er redegjort for i kapittel 6. Her er det også gitt prognoser for utslipp både fra mottaksplattformen og fra den regionen denne tilhører.

På nåværende tidspunkt finnes det ikke tilstrekkelig data om reservoarmessige forhold til å kunne gi spesifikke oversikter over oppløste komponenter i produsert vann. Dette har sammenheng med at en i forbindelse med brønntest ikke fikk opp vann. For å anslå mengder av ulike komponenter i produsert vann fra Kvitebjørn er det tatt utgangspunkt i produsert vann fra Huldra. Produsert vann fra Huldra antas å ha liknende sammensetning som produsert vann fra Kvitebjørn.

Miljøverndepartementet (MD) sine uttalelser er bl.a. basert på SFTs kommentarer. MD påpeker at momenter, omfang og disposisjon for programmet er tilfredstillende, men at mangler ved programmet først og fremst knytter seg til uklarheter vedrørende datagrunnlag og manglende helhetstenkning.

MD forutsetter at den regionale konsekvensutredningen for Tampen blir oppdatert dersom denne skal nyttes som grunnlag for den feltspesifikke konsekvensutredningen for Kvitebjørn. MD sier at utslippene må sees i sammenheng med den generelle, eksisterende forurensningssituasjon i området og at en enkelt utbygging ikke kan ses isolert. MD ber om at Statoil diskuterer hva utslippene i forbindelse med Kvitebjørn betyr som tillegg til eksisterende og planlagt miljøpåvirkning.

Den regionale konsekvensutredningen for Nordsjøen (RKU Nordsjøen) er under utarbeidelse og vil foreligge rundt årsskiftet 1998/99. Denne vil også omfatte Tampenregionen. Opprinnelig var planene at RKU Nordsjøen og en "forenklet" konsekvensutredning for Kvitebjørn skulle leveres inn samtidig. RKU Nordsjøen skulle omfatte beskrivelse av influensområdet og generelle miljøkonsekvensvurderinger. På grunn av framskjøvet innleveringsfrist for konsekvensutredningen for Kvitebjørn ble denne samordningen og forenklingen ikke mulig. I kapittel 6 er imidlertid utslippene og tilhørende konsekvenser diskutert både for Kvitebjørnutbyggingen, alternative mottaksanlegg og regioner.

Det bes videre om at alternative utbyggings- og driftsløsninger må presenteres med realistiske kostnadsoverslag og at sentrale forutsetninger for de økonomiske analysene må oppgis. Argumentasjon og dokumentasjon bør være særlig grundig dersom den miljømessig beste løsning ikke blir valgt.

Konsekvensutredningen er basert på en anbefalt utbyggingsløsning for feltinstallasjon. Alternativ som var vurdert tidligere i prosjektfasen er kort omtalt i kapittel 3. Alternative mottaksanlegg for hhv. gass og kondensat er foreløpig ikke valgt. Disse alternativene er utredet både mht. økonomiske, miljømessige og fiskerimessige konsekvenser.

MD ber videre om at spesielle følsomme ressurser i influensområdet må drøftes og det må presenteres et oppfølgende overvåkingsprogram av ressursene i området dersom disse bli påvirket av den planlagte utbyggingen.

Influensområdet til Kvitebjørn inkludert spesielt miljøfølsomme områder er beskrevet i kapittel 4. Kvitebjørn er et gass-/ kondensatfelt og sannsynligheten for at kondensatrester skal kunne nå kysten ved et eventuelt uhell anses å være minimal. Ut over eksisterende overvåkingsprogram som omfatter sedimentanalyser i nærheten av feltinstallasjonen og prøver fra vannsøylen er det ikke planlagt ytterligere overvåkingsprogram. Utvidelse eller endring av disse programmer må eventuelt skje for hele oljeindustrien samlet, og bør diskuteres på et samordnet nivå, f.eks. via OLF.

MD er tilfreds med at det planlegges reinjeksjon av produsert vann og brukte kjemikalier, men ber om at reinjeksjon av drenasjevann og annet avfall vurderes.

Produsert vann og kjemikalier vil i hovedsak følge kondensatstrømmen til mottaksanlegg. Både på Gullfaks og Statfjord undersøkes muligheten for injeksjon av produsert vann. På Oseberg forutsettes produsert vann behandlet i renseanlegg. Avskimmet olje fra drenasjevann vil bli vurdert reinjisert sammen med borekaks. Avfall er forutsatt behandlet på vanlig måte. Se forøvring kapittel 6.

For akutt uhell bør "worst case" studier og studier for "mest sannsynlige" typer uhell presenteres.

I miljørisiko og beredskapsanalysen for Kvitebjørn er det tatt utgangspunkt både i worst case og mest sannsynlige type uhell. Konsekvensutredningen redegjør for resultatet av miljørisikoanalysen.

Selv om utslipp til luft antas å bli begrenset, bør de beregnede utslippene sees i sammenheng med andre utslipp fra petroleumsvirksomheten i området og annen påvirkning av det mulige influensområdet. Alle aktiviteter som er en integrert del av petroleumsvirksomheten bør inngå (supply- og skytteltrafikk, drift av rørledninger) må inkluderes i utslippsberegningene og i analyser av bidrag til både lokale, regionale og globale effekter.

Uslipp til luft er sett i sammenheng med utslipp fra regionen som mottaksinstallasjonen er en del av. Dette er omtalt i kapittel 6.

Kommentarer fra SFT som omhandler andre forhold enn det som er nevnt ovenfor, er gjennomgått under.

SFT påpeker i sin uttalelse at formålet med å utarbeide konsekvensutredninger er å identifisere aktiviteter som vil kunne gi negative miljøkonsekvenser, og beskrive tiltak som vil kunne redusere disse. Konsekvensutredningen bør reflektere om operatøren vil forplikte seg til å gjennomføre disse tiltakene.

Noen av miljøtiltakene er inkludert i løsningen for feltinstallasjon og rørledninger. Dette er omtalt i kapittel 3 og delvis også i kapittel 6. Miljøtiltak ved de alternative mottaksanleggene er under vurdering på dette tidspunktet i planleggingsprosessen. Dette er redegjort for i kapittel 6. Etter at mottaksanlegg er valgt vil det bli foretatt ytterligere optimalisering mht. reduksjon av skadelige utslipp til sjø og luft.

SFT ber spesielt om en oppdatering av utslippstallene for VOC-utslipp og videre en vurdering av effekten av innføring av lav-NO_x-brennere selv om kraftbehovet er relativt lite. Kraftbehovet ved transport av brønnstrømmen i rørledninger må inkluderes. Vurdering av i hvor stor grad utslipp av nitrogenoksider bidrar til forurensning av områder i Sør-Norge bør inngå. Utslippsestimater for CO₂ og NO_x ved en eventuell reinjeksjon av kaks må utredes.

De største utslippene av VOC skjer i forbindelse med bøyelasting. Dersom Statfjord og Gullfaks velges som mottaksanlegg for kondensat, vil kondensatet bli

bøyelastet. Det vil være igangsatt tiltak for en betydelig reduksjon av VOC-utslippene i forbindelse med bøyelasting før Kvitebjørn settes i produksjon. I kapittel 6 vil prognoser for VOC-utslipp bli oppgitt både for Kvitebjørn og for Tampenområdet. Dersom Oseberg velges, vil kondensatet bli sendt i rørledning inn til Sture.

Basisalternativet er kraftoverføring fra land, noe som gjør spørsmålet om bruk av lav NO_x-brennere uaktuelt. Ved gassmottak på Heimdal er imidlertid effekten av installering av lav NO_x brennere vurdert. Resultatene fra analyser av eventuelle forsureningsvirkninger er også presentert i kapittel 6. Utslippsestimater ved reinjeksjon av kaks er anslått i kapittel 6.

SFT forventer at innsatsen for å redusere utslipp til luft fra petroleumsaktiviteten i Tampenområdet blir økt betydelig og videre at dette reflekteres i konsekvensutredningen.

Den regionale konsekvensutredningen for Nordsjøen vil inneholde en delrapport om gjennomførte og planlagte miljøtiltak i bl.a. Tampenregionen. Hovedpunkter herfra er oppsummert i konsekvensutredningen, se kapittel 6.

Mht. utslipp av produsert vann bør eventuelle langtidseffekter av utslipp vurderes, og i den sammenheng bør nye forskningsresultater benyttes. SFT ber Statoil om å legge stor vekt på å utrede mulighetene for reinjeksjon av produsert vann, for om mulig å unngå utslipp av olje- og kjemikalier med vannet.

I kapittel 6 er beskrivelsen av konsekvenser av utslipp av produsert vann oppsummert på grunnlag av det arbeidet som er gjort i OLFs gruppe for produsert vann. Muligheten for reinjeksjon av produsert vann som følger kondensatet er utredet på Statfjord og Gullfaks. På Oseberg forutsettes rensing av produsert vann.

Programmet for fjerning av brønrammer bør også inkludere rørledninger.

I konsekvensutredningen er generelle vurderinger knyttet til fjerningsproblematikken redegjort for, se kapittel 6.

SFT ber om at akutte utslipp av kondensat må utredes slik at resultatene kan danne grunnlag for beredskapsplanlegging.

Samnsynligheten for akutt utslipp av kondensat er beskrevet i miljørisiko- og beredskapsanalysen. Resultater herfra er inkludert i vurderinger av konsekvenser ved et akutt utslipp.

SFT ber om at konsekvensutredninger omfatter en beskrivelse av planlagte aktiviteter i forbindelse med avfallsminimering og avfallsdisponering.

Dette er inkludert i konsekvensutredningen, se kapittel 3 og 6.

Ved produksjonsboring bør muligheten for reinjeksjon av borekaks istedenfor ilandføring vurderes.

Alternativ med reinjeksjon av borekaks istedenfor ilandføring er vurdert og inngår som basisløsning.

Avslutningsvis sier SFT at følgen av konsekvensutredningen bør være en forpliktende liste over tiltak operatøren har bestemt seg for å gjennomføre. Eventuelle utslippsreduksjoner som ikke planlegges gjennomført må begrunnes grundig. SFT ser det som viktig at det er en sammenheng mellom vurdering av konsekvensene aktivitetene har på miljøet og de oppfølgende miljøundersøkelsene. Konsekvensutredningen bør inneholde en skisse av hvordan naturressurser og organismer som er spesielt utsatt for forurensning fra virksomheten skal følges opp gjennom miljøovervåkingsprogrammene.

I konsekvensutredningen er det redegjort for oppfølgingsiltak og planer for miljøovervåking på Kvitebjørn, se kapittel 8. Det er også redegjort for planlagte miljøundersøkelser i Tampenområdet og for programmene for kontinuerlig overvåking av sedimenter rundt installasjonene og av vannsøylen.

2.4 Høringsuttalelser om fiskerimessige forhold

Fiskeridepartementet har forelagt konsekvensutredningsprogrammet for Fiskeridirektoratet, Havforskningsinstituttet og Kystdirektoratet. De miljømessige og biologiske sidene som Havforskningsinstituttet har uttalt seg i forhold til, er omtalt i forrige kapittel.

Fiskeridirektoratet forventer at konsekvensutredningen gir en akseptabel beskrivelse av de fiskerimessige forhold i relasjon til såvel denne utbyggingen som til eksisterende infrastruktur i det totale utbyggingsområdet.

Kapittel 7 om fiskerimessige konsekvenser omfatter en beskrivelse av fiskeriaktivitet og fangster i relevante områder. Kvitebjørnutbyggingen er sett i sammenheng med eksisterende utbygging i Tampenområdet.

Det bes om redegjørelse for den totale utbygging av Kvitebjørnfeltet, dvs, hvilke innretninger som blir utplassert med posisjonsbeskrivelse og videre hvilke alternativer for gass og kondensattransport som vurderes og hvilken løsning som vil gi minst påvirkning for fiskeriinteressene i området. Det forventes videre en akseptabel analyse av fiskeriaktiviteten og fangstpotensialet i området.

Ulemper for fiskeri-aktiviteter som følge av anleggsaktivitetene og utplassering av installasjoner, spesielt utplassering og tildekking av rørledninger må utredes. Mht. avviking av feltinstallasjoner må det i den videre saksgang avklares hvilke installasjoner dette gjelder for.

Alle disse forhold er dekket i konsekvensutredningen, se kapittel 7.

Kystverket ber om nærmere angivelse av rørledningstrasé for det alternativet som går inn til Kollsnes, spesielt i indre farvann ref. Kystverkets ansvarsområde (Havne og farvannsloven).

Dette framgår av kapittel 3.

I tillegg til kommentarene fra disse instansene ber **Fiskeridepartementet** om at de økonomiske konsekvenser for oppdrettsnæringen ved akutte utslipp utredes. Utredningen forutsettes å omfatte både rent bedriftsøkonomiske konsekvenser for et normalanlegg og renommé-effekten (eventuelle negative effekter på etterspørselen etter laks, ørret og andre akvakulturprodukter).

Kvitebjørn er et gass / kondensatfelt, og sannsynligheten for at kondensatrester skal kunne nå land i tilfelle et akutt utslipp er svært marginal. Dette er omtalt i konsekvensutredningen. I den regionale konsekvensutredningen for Nordsjøen er økonomiske konsekvenser ved et eventuelt akuttutslipp utredet.

Sogn- og Fjordane fylkeskommune mener at det ved valg av utbyggingsalternativ må tas hensyn til fiskeriinteressene ved å minimere skadevirkningene mht. arealbeslag.

Ved vurdering av alternative mottaksanlegg vil hensynet til fiskeriinteressene være et av vurderingskriteriene.

2.5 Høringsuttalelser om sikkerhetsmessige forhold og oljevernberedskap

Kommunaldepartementet har forelagt utredningsprogrammet for Oljedirektoratet. Det forutsettes at Statoil selv iverksetter eventuelle beskyttelsestiltak i forbindelse med plassering av undervannsinnretninger og legging av rør.

Sogn- og Fjordane fylkeskommune ser det som viktig at tilgjengelig oljevernkompetanse i fylket blir benyttet til en god måte.

Dette er generelle forhold som vil bli omtalt i forbindelse med den regionale konsekvensutredningen for Nordsjøen.

2.6 Grunnlagsstudier

Listen under angir hvilke spesifikke undersøkelser og studier som er gjennomført i forbindelse med konsekvensutredningen for Kvitebjørn.

- Miljørisiko- og beredskapsanalyse for Kvitebjørn (blokk 34/11) Boring og produksjon
- Samfunnsmessige virkninger av Kvitebjørnutbyggingen
- Beskrivelse av influensområdet og sårbare ressurser for Kvitebjørnutbyggingen
- Utslipp og miljømessige konsekvenser av Kvitebjørnutbyggingen
- Fiskerimessige konsekvenser av Kvitebjørnutbyggingen

Følgende rapportutkast som er utarbeidet i forbindelse med den regionale konsekvensutredningen for Nordsjøen, er benyttet som grunnlag for konsekvensutredningen:

- Infrastruktur, utslipp, overvåkningsundersøkelser og miljøtiltak for Tampenområdet
- Utslipp til luft og sjø. Prognoser
- Beskrivelse av influensområdet til havs og på land
- Uhellsutslipp. Sannsynlighet, miljørisiko og konsekvenser
- Fiskerier og akvakultur. Konsekvenser i området 58°N - 62°N

3 Sammendrag av PUD og PAD

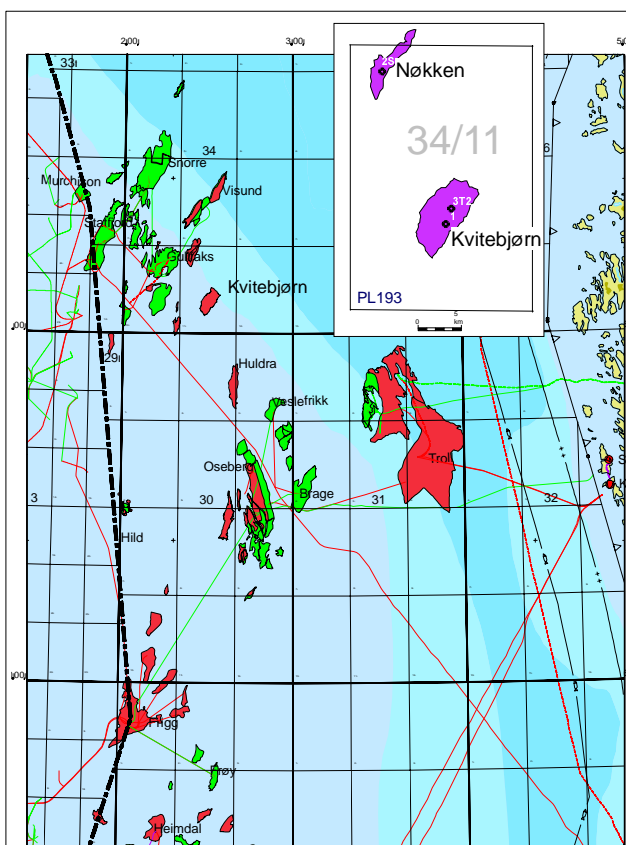
I forbindelse med Kvitebjørnutbyggingen er det utarbeidet plan for utbygging og drift (PUD) som omfatter selve feltinstallasjonen. PUD beskriver I tillegg modifikasjoner på de alternative mottaksinstallasjoner i Nordsjøen. Det er videre utarbeidet plan for anlegg og drift (PAD) for gass- og kondensatrørledninger mellom Kvitebjørn og alternative mottaksanlegg. Dette kapitlet er et sammendrag av disse planene.

PAD er også utarbeidet for landanleggsutvidelser på Kollsnes som er et av de to alternative mottaksanlegg for rikgass fra Kvitebjørn. Planen er omtalt i Konsekvensutredning Utvidelser av anleggene på Kollsnes, Mongstad og Kårstø for Kvitebjørn og Haltenbanken Sør, og omtales ikke her.

Formålet med PUD og PAD er å gi rettighetshaverne det nødvendige grunnlag for å vedta utbygging av Kvitebjørn samt å få myndighetenes samtykke til utbygging og drift av feltet.

3.1 Kvitebjørnfeltet

Kvitebjørn er et gasskondensatfelt som ligger i blokk 34/11, om lag 20 km sørøst for Gullfaksfeltet og 130 km vest av utløpet av Sognefjorden.



Figur 3.1 Områdekart

Feltet ligger nær eksisterende feltinstallasjoner som Gullfaks, Oseberg, Statfjord og Troll. Vanddyptet ved planlagt plattformlokasjon er om lag 190 m.

3.2 Lisensforhold og rammevilkår

Blokk 34/11 omfattes av utvinningstillatelse 193 som ble tildelt i 14 runde den 10 september 1993 med Statoil som operatør. Rettighetshaverne i utvinningstillatelsen er:

Tabell 3.1 Eierandeler

Selskap	Andel
Den norske stats oljeselskap a.s. (operatør)	80%
Norsk Hydro Produksjon A/S	15%
Elf Petroleum Norge AS	5%

Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) er 40 %.

En forutsetning for Kvitebjørn feltutvikling er at myndighetene tildeler Kvitebjørn ansvar for leveranse av gass under en salgskontrakt.

Ved å utnytte ledig prosesserings- og transportkapasitet i nærliggende infrastruktur forventes en vesentlig reduksjon i utbyggingskostnadene sammenliknet med et frittstående utbyggingskonsept.

Gullfaks, Heimdal, Oseberg, Statfjord og Kollsnes er vurdert som alternative tilknytningspunkter for produktstrømmene fra Kvitebjørn. Noe endelig valg av mottakssted er ikke gjort og vil først kunne besluttes når det tekniske og kommersielle grunnlaget er etablert.

Kommersielle avtaler for prosessering og transport vil slutføres i løpet av våren 1999. Kvitebjørn rettighetshaverne vil derfor utarbeide et tilleggsdokument til Plan for utbygging og drift, som beskriver kommersielle forhold. Dette tilleggsdokumentet vil bli oversendt myndighetene våren 1999.

3.3 Letehistorie og reserver

Det er boret totalt tre letebrønner i Utvinningstillatelse 193. To brønner er boret på Kvitebjørnstrukturen og en brønn er boret på en struktur nordvest i blokken kalt Nøkken 34/11-2S. Kvitebjørn ble oppdaget i 1994 med brønn 34/11-1. Se figur 3.1

Den første brønnen, 34/11-1, påviste i 1994 et gassreservoar i Brentgruppen på om lag 4.000 m dyp. Det ble påvist høyt trykk og høy temperatur i reservoaret.

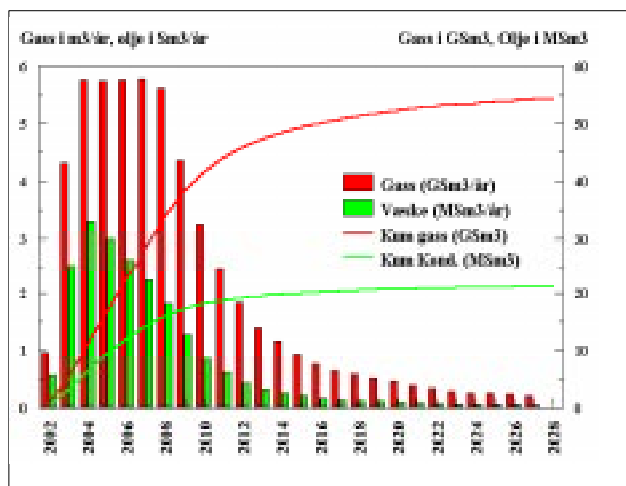
Datainnsamlingen fra den andre letebrønnen på Kvitebjørn, 34/11-3T2, bekreftet i 1997 samme trykk- og fluidsysteem som i brønn 34/11-1. Brønnen påtraff ikke kontakten mellom gass og vann, men fant gass dypere enn den påviste gass-vannkontakten i brønn 34/11-1.

Brønn 34/11-2S ble boret i 1996 på Nøkken. Brønnen påviste 2,5 GSm³ utvinnbar gass og 1,5 MSm³ kondensat i Brentgruppen. Hydrokarbonene i Brentgruppen har to trykk- og fluidsysteem. Utvikling av Nøkken er ikke inkludert i denne plan for utbygging og drift av Kvitebjørn.

De forventede tilstedeværende volumene i de påviste segmentene (S1-S4) er 82,2 GSm³. De risikede forventede tilstedeværende volumene for både påviste segmenter og sannsynlige segmenter (S5-S11) er estimert til 114,0 GSm³.

3.4 Utvinningsstrategi

Trykkavlastning anbefales som dreneringsstrategi for Kvitebjørn. Det planlegges boret 9 brønner i de påviste segmentene der 4 brønner skal være boret før produksjonsstart, og de resterende blir boret fortløpende etter produksjonsstart. I tillegg vil det bli boret en brønn i S8, det største segmentet som ikke er påvist. Det vil også bli boret en kaksinjeksjonsbrønn.



Figur 3.2 Allokert produksjonsprofil

Utvinnbare gass- og kondensatmengder fra de påviste segmentene, S1 - S4, er estimert til 54,4 GSm³ gass, 21,2 MSm³ kondensat og 0,42 Mtonn LPG. Det er i dette estimatet forutsatt at gassen fra Kvitebjørn prosesseres på Kollsnes, og at ustabil kondensat prosesseres på Statfjord B.

Designrate er 6 GSm³ gassleveranse i året. På grunn av manglende brønncapacitet ved produksjonsstart vil maksimum produksjonsrate det første året være 4

GSm³/år. Inklusive første året med redusert rate vil platålengden for de påviste mengdene være 6 år, og den tekniske levetiden være 26 år.

Kvitebjørn har et betydelig oppsidepotensiale med reserver fra de omkringliggende segmentene S5 - S11. Forventede utvinnbare reserver, med S5 - S11 inkludert, er om lag 68 GSm³ gass og 26,5 MSm³ kondensat.

Det er og identifisert en mulig økning i de utvinnbare reservene fra de påviste segmentene på om lag 5 GSm³ gass og 1 MSm³ kondensat ved å redusere minimum brønndetrykk fra 110 til 80 bar når feltet går av toppproduksjon.

Brønnene på Kvitebjørn klassifiseres i borefasen som høyt trykk høy temperatur (HPHT) brønner. Dette innebærer at det settes spesielle krav til borerigg, boreutstyr, personell og prosedyrer.

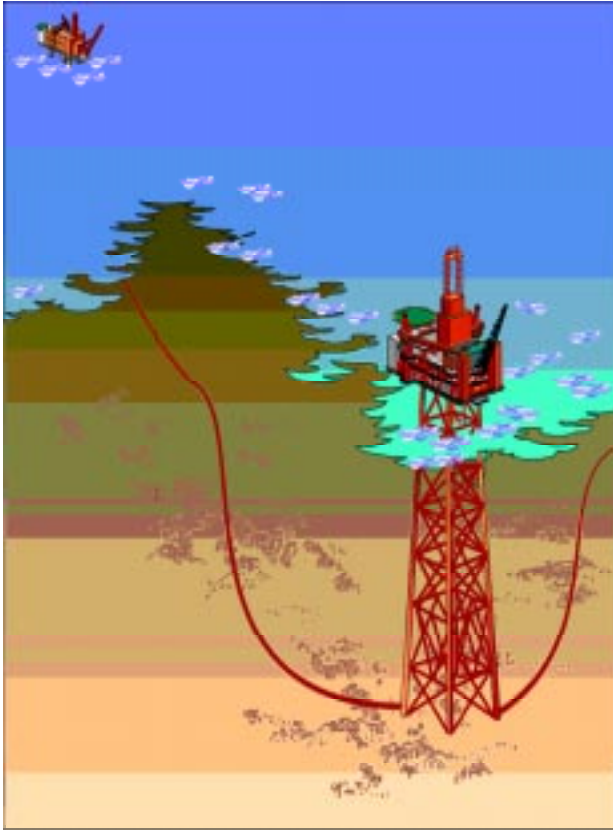
Ni produksjonsbrønner planlegges boret i det påviste området. Alle brønnene vil først bli boret ned til om lag 1.100 m slik at både 30" lederør og 20" foringsrør er installert og sementert. Boringen av disse to seksjonene vil bli utført med vannbasert slam, videre boring vil bli gjort med oljebasert slam.

Fire produksjonsbrønner vil bli boret og ferdigstilt før gassproduksjonen startes. Boringen av de resterende brønnene vil skje samtidig med at det produseres høytrykks gass. Dette vil kreve spesielle prosedyrer og sikkerhetsmessige tiltak for operasjonene som skal utføres.

3.5 Anbefalt utbyggingsløsning

En rekke forskjellige utbyggingskonsepter er vurdert for Kvitebjørn både i feltevalueringstudien i 1996 og i konseptstudiene i 1998. Ulike alternativer mht. om boring skal skje fra separat borerigg eller fra plattformen, om plattformen skal være bemannet eller normalt ubemannet og undervannsutbygging versus plattform her vært vurdert. Tilsammen 5 konsepter der alle bygde på satelittfilosofien ble evaluert. Konseptevalueringen konkluderte med at en bemannet plattform med full borepakke ville gi den sikreste og mest kostnadseffektive løsningen for Kvitebjørn.

Kvitebjørn vil bli bygget ut med en integrert produksjonsinnretning med en enkel prosess som skiller gass og kondensat for transport i separate rørledninger. Gass og kondensat er planlagt overført i rørledninger til mottaksanlegg for videre behandling til salgsprodukter. Innretningen vil bli utstyrt med innløpsseparator, gasskjøler, væskeutskiller og rørslusefasiliteter og blir designet med en maksimal eksportkapasitet på 20 MSm³/dag med gass og 12.240 m³/dag med kondensat. Det høye reservoartrykket nyttes til å føre gass og kondensat fram til mottaksstedene. Det vil derfor være minimalt behov for roterende utstyr på plattformen.



Figur 3.3 Anbefalt utbyggingsløsning

Kvitebjørninstallasjonen utstyres med full borepakke og boligkvarter. Alle brønner planlegges boret fra plattformen. Dette medfører at plattformen fra august år 2001 til oktober år 2002 kun vil bli benyttet til brønnboring, før leveranser starter. I løpet av år 2004 vil den planlagte boreperioden være over og virksomheten går over i en ren driftsfase. Deler av boreutrustningen kan da eventuelt fjernes fra installasjonen. Plattformen vil i utgangspunktet være bemannet, men ha mulighet for fjernstyrt drift seint i feltets levetid.

3.6 Rørledninger og mottaksanlegg

Gullfaks C, Oseberg C og Statfjord B er vurdert som alternative mottakssteder for kondensatet fra Kvitebjørn. For gass er aktuelle mottakssteder Heimdal og Kollsnes. Noe endelig valg av mottakssted er ikke gjort og vil først kunne besluttes når det tekniske såvel som det kommersielle grunnlaget er etablert. Under redegjøres kort for alternative rørledninger og mottaksanlegg. Figuren på neste side viser alternative rørledningstrasèer.

Kondensatrørledning Kvitebjørn - Statfjord B

Rørledningen er designet for et ustabil kondensat volum på $12000 \text{ Sm}^3/\text{d}$, og vil ha en indre diameter på 11". Dette er basert på at ledningen vil opereres med et eksporttrykk fra Kvitebjørn på 130 bar, og et ankomstrykk på Statfjord B på 75 bar. Rørledningens totale lengde er 40 km. For å hindre voks- og hydratdannelse under normal drift, vil rørledningen

isolerers. I tillegg legges det til rette for direkte elektrisk oppvarming av rørledningen.

Kondensatrørledning Kvitebjørn - Gullfaks C

Rørlengden fra Kvitebjørn til Gullfaks C er 20 km. En indre diameter på 10" er valgt. Dette er basert på eksporttrykk fra Kvitebjørn på 130 bar (separator betingelser), og et ankomstrykk på Gullfaks C på 75 bar. Designvolumet er $12000 \text{ Sm}^3/\text{d}$ ustabil kondensat. Det legges opp til en isolert rørledning med mulighet for direkte elektrisk oppvarming for å hindre voks- og hydratdannelse.

Kondensatrørledning Kvitebjørn - Oseberg C

Rørledningen fra Kvitebjørn til Oseberg C er 55 km lang og er designet for et volum på $12000 \text{ Sm}^3/\text{d}$ ustabil kondensat. Indre diameter vil være 12" basert på et eksporttrykk fra Kvitebjørn på 190 bar og et ankomstrykk på Oseberg C på 150 bar. Dette krever trykkøkning av kondensatet på Kvitebjørn. For å sikre tilstrekkelig tid før nedkjøling til hydrat- og voksdannelsestemperatur, kreves svært god termisk isolasjon av rørledningen. Dette oppnås ved å benytte et "rør-i-rør" konsept (rør i bærerør). Utvendig diameter på bærerøret er 18". Muligheten for også her å benytte elektrisk oppvarming i stedet for rør-i-rør konsept er under utredning.

Gassrørledning Kvitebjørn - Kollsnes

Rørledningen er 142 km (148 km inkludert landfallsrøret) og har en indre diameter på 620 mm. Dette gir tilnærmet en ytre diameter på 26". Eksporttrykket fra Kvitebjørn vil være omtrent 130 bar. Ankomstrykket på Kollsnes vil være 92 bar for et hydraulisk designvolum på $19,3 \text{ MSm}^3/\text{d}$. Gassen er på duggpunktet ved 130 bar som tilsvarer eksporttrykket fra Kvitebjørn. Dette betyr at væske utkondenseres ved transport og rørledningen opereres i flerfase. For å hindre hydratdannelse injiseres glykol kontinuerlig.

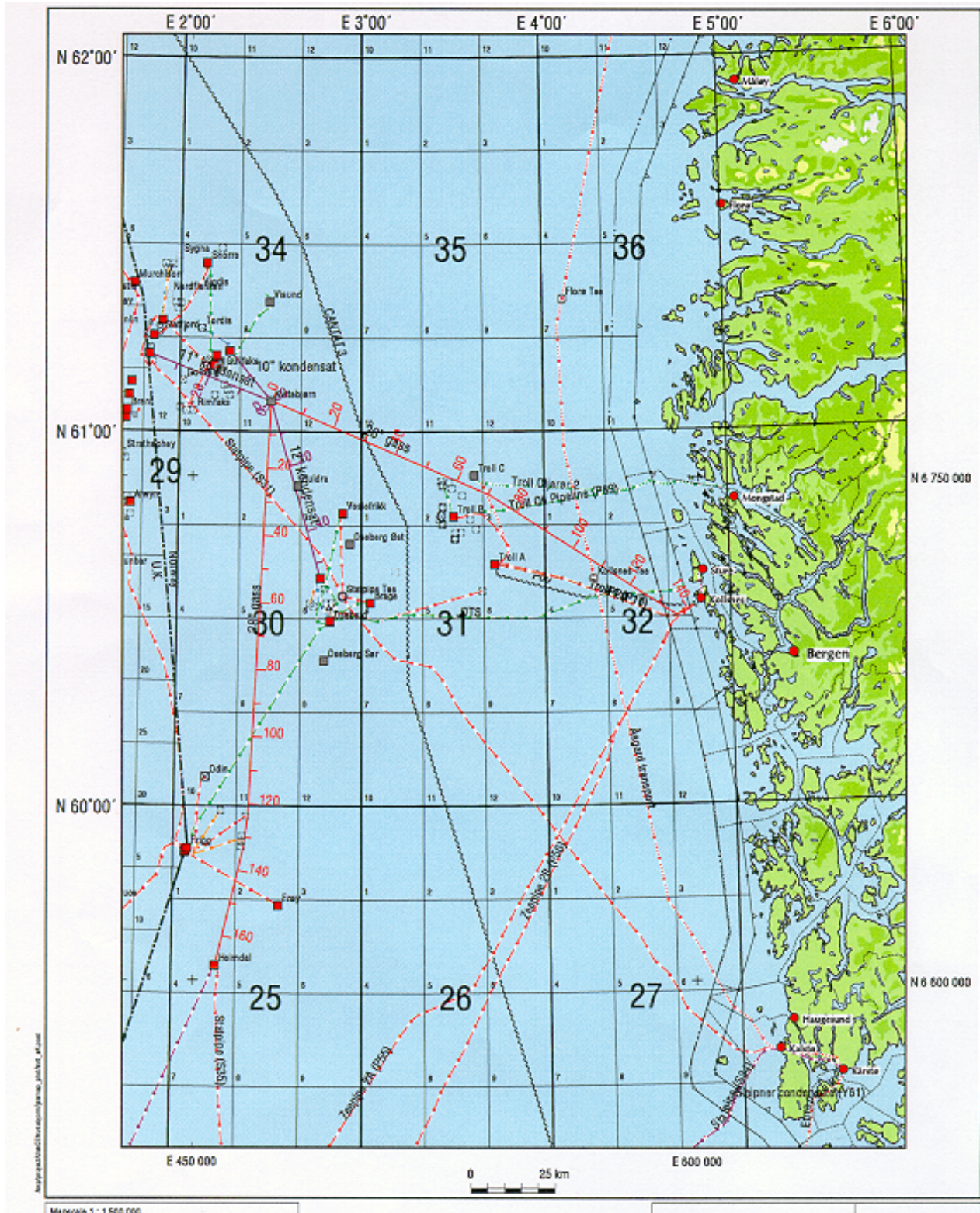
Gassrørledning Kvitebjørn - Heimdal

Hydraulisk design volum er $19,3 \text{ MSm}^3/\text{d}$ og rørledningen designes for flerfase transport. Indre diameter er 671 mm som gir en tilnærmet ytre diameter på 28". Rørledningen er 170 km lang. Eksporttrykket fra Kvitebjørn vil være omtrent 130 bar, tilsvarende duggpunktet, og ankomstrykket på Heimdal vil være 100 bar. Glykol vil injiseres kontinuerlig for å hindre hydratdannelse.

Alternative mottaksanlegg

Heimdal og Kollsnes vurderes som tilknytningspunkt for gassen fra Kvitebjørn.

Ved tilknytning til Heimdal vil gassen bli tørket før videresending gjennom Statpipe og Norpipe til kontinentet som salgsgass. Assosiert væske sendes enten i eksisterende rør inn i Forties-systemet eller via sammenkopling med Frostpipe til Sture via Oseberg.



Figur 3.4 Ulike rørledningsalternativer

Ved tilknytning til Kollsnes vil gassen tørkes og eksporteres. Nytt NGL-ekstraksjonsanlegg på Kollsnes planlegges utbygd og mellomproduktene sendes til Vestprosessanleggene på Mongstad for fraksjonering i propan, butan og nafta. Et annet alternativ er å sende mellomproduktene til Sture for behandling der.

3.7 Drift og vedlikehold

Driftsorganisasjonen for Kvitebjørn vil være en selvstendig driftsenhet underlagt Statoils resultatområde Gass produksjon og transport (GPT). Driftsorganisasjonen skal ta hånd om oppgaver knyttet til feltets daglige drift og vedlikehold.

Overvåking og kontroll av Kvitebjørn plattformen vil skje fra sentralt kontrollrom Alle relevante feltsignaler og data vil være tilgjengelig for kontrollromsoperatør. I samarbeid med tilknytningsanleggene vil Kvitebjørn etablere kontroll- og kommunikasjonssystem, samt prosedyrer for nedstengninger.

Statoils krav til sikkerhet, driftsregularitet og vedlikehold vil gjelde for Kvitebjørn plattformen.

Valg av tekniske løsninger og utstyr skal baseres på livsløpskostnader (LCC), hvor det tas hensyn til både investerings-, drifts- og regularitetskostnader. I den tekniske løsningen søkes lav systemkompleksitet og utstyrsmengde, med utforming og tilrettelegging for vtilkomst og gjennomføring av vedlikehold samt materialhåndtering. Standardisering gjennomføres der dette er kostnadseffektivt. Revisjonsstanser planlegges utført årlig og koordinert med tilknytningsanleggene.

Forsyning av Kvitebjørn vil komme fra en forsyningsbase i Bergensområdet.

3.8 Helse, miljø og sikkerhet

Hensynet til HMS har stått sentralt ved utformingen av de tekniske løsninger for Kvitebjørn og vil være et viktig element ved utbygging og drift. Det er etablert et HMS-program med mål, krav og strategi.

Det overordnede HMS-målet for utbygging og drift av Kvitebjørn er at virksomheten ikke skal forårsake ulykker, skade, tap, yrkesrelaterte sykdommer eller negative langtidseffekter på ytre miljø. Det er utført en konseptrisikoanalyse med tilhørende kvalitativ sikkerhetsvurdering. Analysen viser at konseptet tilfredstiller relevante kriterier for risiko. Faser med samtidig boring og produksjon vil bli viet spesiell oppmerksomhet i det videre utviklingsarbeidet.

Utslippene til sjø fra Kvitebjørnplattformen vil være begrensede. Produsert vann vil etter planen bli behandlet på kondensat mottakssted. Reservoarenergien vil bli benyttet til å føre gassen og væskefasen fram til mottakssted. Det er derfor ikke behov for et eget kompresjonsanlegg for eksport av gass på Kvitebjørninstallasjonen. Utslipp av klimagasser skjer hovedsakelig ved mottaksanleggene for gass og kondensat som behandler og videresender produktene. Utslippene er marginale sammenlignet med eksisterende utslipp.

3.9 Nedstengning og fjerning av installasjonene

Etter at feltet er nedstengt vil brønnene bli permanent tilbakeplukket og fjernet i henhold til forskriftene. Plattformen forutsettes fjernet ved hjelp av løftefartøy

og brakt til land. Rørledningene vil i henhold til myndighetskrav enten tildekkes eller fjernes

3.10 Investerings- og driftskostnader

Basis for de oversikten under er en løsning med gassen til Kollsnes og kondensatet til Statfjord B. Kollsnesalternativet forutsetter NGL ekstraksjon fra år 2002. De totale utbyggingskostnadene for Kvitebjørnutbyggingen medio November 1998 er beregnet til 8,7 mrd. 1998 kr. Tabellen under viser fordeling av investeringene.

Tabell 3.2 Investeringer for basisalternativet

Investeringer i mill. 1998 kr	
Dekksanlegg	3728
Understell	995
Elektrisk kabel	240
Boring	900
Kondensatrør	814
Gassrør	1113
Kondensatmottak	520
Gassmottak* (landfall +)	420
Sum	0

* Andel av investeringene som blir belastet Kvitebjørn

Årlige driftskostnader vil være i størrelsesorden 210 mill. 1998 kr for drift av feltinstallasjonen og 17 mill. 1998 kr for drift av rørledninger og mottaksanlegg. I tillegg kommer tariffer for behandling av gass og kondensat på mottaksanlegg. Totale driftskostnader over feltets levetid er estimert å være 6 025 mill. 1998 kr eksklusive tariffer.

Med basis av kun volumene i sentralområdet vil økonomisk levetid for Kvitebjørn være 16 år.

3.11 Organisering og gjennomføring

Kommersielle forhandlinger pågår med Gullfaks-, Heimdal- Oseberg-, Statfjord- og Troll-lisensene for å avklare kommersielle vilkår for bruk av prosesserings- og transportkapasitet. Forhandlingene vil danne grunnlaget for valg av tilknytningspunkt for gassen og kondensatet fra Kvitebjørn. Forhandlingene forventes sluttført innen gassallokering.

Utøvelsen av Statoils operatøransvar for planlegging og utbygging av Kvitebjørn blir ivarettatt av en dedikert organisasjonsenhet, Kvitebjørnprosjektet. Prosjektteamet er sammensatt av personell fra selskapets fag-, utbyggings- og driftsmiljøer.

Prosjektering, bygging, installering og uttesting vil bli utført i nært samarbeid med leverandører. Det er lagt vekt på at erfarent driftspersonell skal delta i alle faser av prosjektet.

4 Beskrivelse av influensområdet og sårbare ressurser

Dette kapittelet baserer seg på et notat utarbeidet av Rogaland Consultants a.s. ("Beskrivelse av influensområdet og sårbare ressurser for Kvitebjørn").

I dette kapittelet beskrives influensområdet, meteorologi, oseanografi, bunnforhold, sårbare landområder for luftforurensing og spesielt miljøfølsomme områder (SMO). Temaene kystmiljø, sjøfugl, sjøpattedyr og akvakultur er plassert i appendiks A1-A4, da eventuelle utslipp fra Kvitebjørn vurderes å ha marginal betydning for denne delen.

4.1 Influensområdet

Kvitebjørn ligger i Tampenkilen, ca. 20 km sørvest for Gullfaks (se fig. 3.1). Nedenfor beskrives influensområdet for utslipp til vann (akutte utslipp) og utslipp til luft. Det er ikke gjennomført modelleringer av utslipp til luft og vann for den planlagte aktiviteten på Kvitebjørn. Influensområdet er definert med bakgrunn i modellberegninger fra nærliggende felter.

4.1.1 Influensområde for utslipp til vann

Influensområdet er definert med bakgrunn i drivbaneberegninger som er utført på Huldra-feltet. Dette feltet har en noe tyngre kondensat-type enn på Kvitebjørn, mens Kvitebjørn har en utslippsrate som er vel 2 ganger større enn Huldra. Influensområdet omfatter områder med over 5 % sannsynlighet for treff av olje i et verst tenkelig utblåsningsstilfelle. Dette er basert på en relevant utblåsningsrate for en maksimal varighet som vil kreve avlastningsboring.

Simuleringene viser at influensområdet strekker seg fra Stadtlandet (grensen til Møre og Romsdal) til Sotra ved Bergen. Høyest risiko for eksponering har området mellom Austrheim (Hordaland) og Nordfjord (Sogn og Fjordane).

4.1.2 Influensområde for utslipp til luft

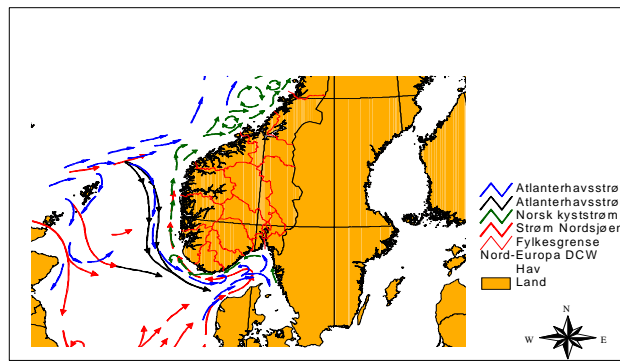
Ved en utbygging av Kvitebjørn vil utslipp til luft i hovedsak komme fra mottaksanleggene for gass og kondensat.

Influensområdet for utslipp til luft fra Tampenområdet er i prinsippet hele Sør-Norge. Undersøkelser har vist at kildene til forurensingen på Vest- og Sørlandet i stor grad er langtransportert forurenset luft fra kontinentet. I tillegg bidrar lokale og regionale (f.eks. fra Nordsjøen) forurensende kilder til dette budsjettet. Deler av det aktuelle området er endel utsatt for forurensing og forhøyet nitrogenavsetning. Dette skyldes tilførsel av svovel-

og nitrogenforbindelser fra mange kilder og at deler av området har en geologi som har lav bufferevne overfor sur nedbør.

4.2 Meteorologi og oseanografi

Tampenområdet ligger i et område hvor strømbildet er dominert av det innstrømmende atlantehavsvannet og den norske kyststrømmen. Atlanterhavsvannet strømmer inn over en ca. 600 m dyp terskel mellom Shetland og Færøyene. Like nord for Kvitebjørn splittes denne strømmen i en nordgående og en sørgående gren. Den sørgående grenen følger vestskråningen av Norskerenna sørover. Atlanterhavsvannet har en høyere saltholdighet enn Kyststrømmen. Om sommeren kan det være et markert sprangsjikt mellom overflatevannet, som er mindre salt, og den sørgående Eggstrømmen. Om vinteren kan vannmassene i Eggstrømmen nå opp til overflaten. Strømf forholdene i den nordlige del av Nordsjøen og langs norskekysten er vist i figur 4.1.



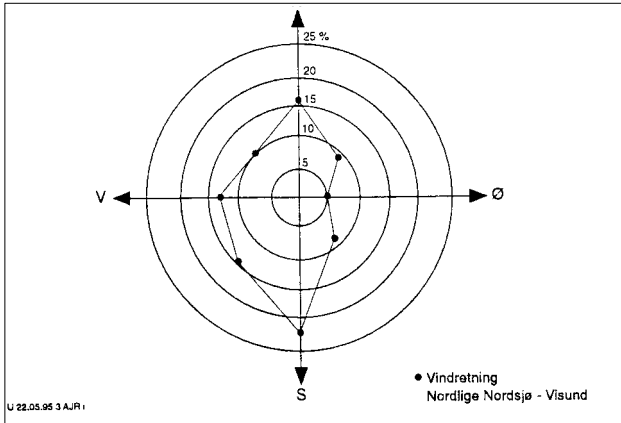
Figur 4.1 Strømf forhold i nordlige Nordsjøen

Strømf retningen i overflaten er i stor grad påvirket av vindforholdene. Hovedstrømf retningen i den vestligste delen av området er dominert av Eggstrømmen mot sørøst, mens den østligste delen av området i større grad er influert av Kyststrømmen mot nord - særlig om sommeren.

Det er benyttet målinger utført på Tampenfeltet og omkringliggende felter for å illustrere de klimatiske forhold i denne delen av Nordsjøen. Figur 4.2 viser at den dominerende vindretning er fra sør, men også vinder fra vestlig kant er hyppige. Ekstremverdien for vindhastighet, målt med en times varighet 10 m over havnivå, er 41 m/s. Denne vinden forekommer i gjennomsnitt bare en gang hvert 100. år. I perioden november til februar forekommer oftere sterke vinder (kuling til orkan). Sommerperioden har de laveste midlere vindstyrker. Nærmere kysten blir vindretningen i sterkere grad influert av kystkonturene, slik at vindretninger fra nord og sør blir mer dominerende.

Den store variasjon i vindforhold gjennom året preger også bølgeklimaet. I vintersesongen kan det forekomme bølgehøyder på vel 10 meter, mens om sommeren ligger 60 % av bølgehøydene mellom 1 og 2 m. Denne delen av Nordsjøen domineres av bølger fra vestlig kant.

+12°C, mens de høyeste og laveste verdiene som er målt i Tampenområdet er ca. +23°C og ca. -6°C. Midlere sjøtemperatur varierer mellom +7°C og +13°C, mens høyeste og laveste verdier i øverste lag av vannmassene er på +16°C og +3°C.



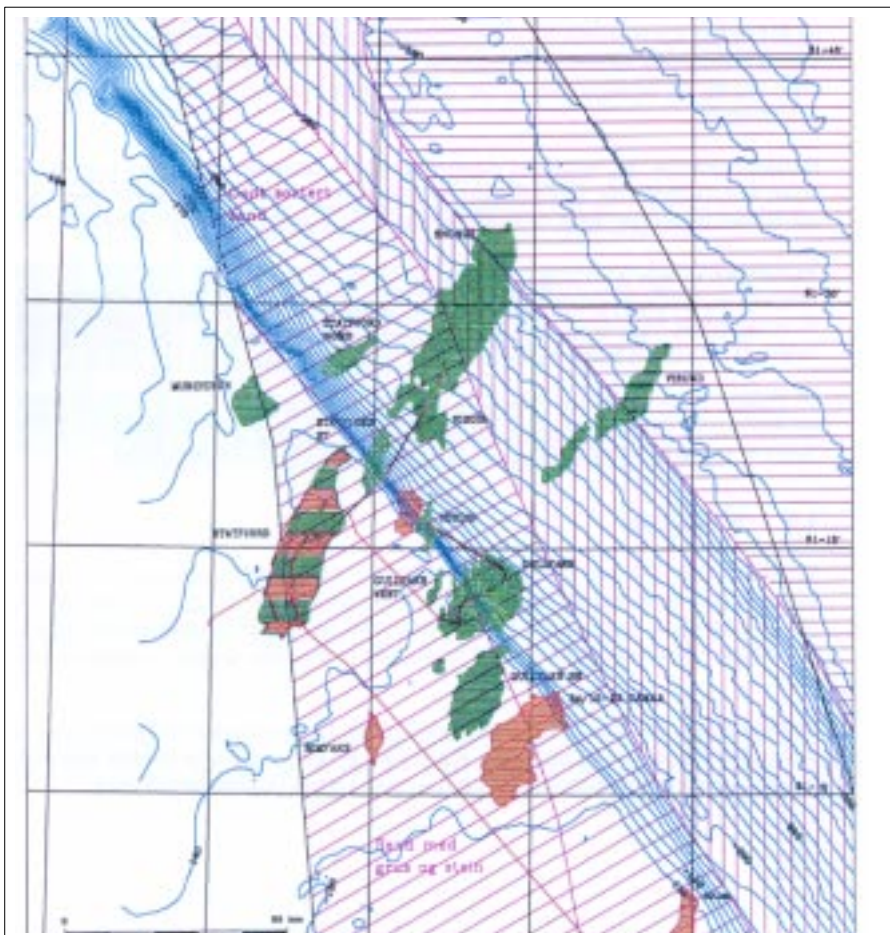
Figur 4.2 Vindrose i Tampen-området

Månedlige middeltemperaturer varierer fra +4°C til

4.3 Bunnforhold

Som det framgår av figur 4.3, er det store variasjoner i bunntopografi i området ved Kvitebjørn. Dybdene spenner fra 140 m i bankområdene i vest til ca. 390 m i Norskerenna i nordøst. Eggaskråningen, som går fra sørøst mot nordvest gjennom området, danner et skille med hensyn til bunnforholdene. På bankområdene er det tildels grov sand og grus, med steiner og enkelte blokker. I eggaskråningen er det grov, middels og fin sand, mens det i de dypere områdene blir stadig mer silt og leire. I deler av området finnes det erosjonsgroper. I Snorreområdet er disse målt til 10 - 50 m i utstrekning og opptil 5 m dype.

Der det er mest finkornig materiale, finner en, på grunn av stor relativ partikkeloverflate, også høyest bakgrunnskonsentrasjoner av organisk materiale og metaller.



Figur 4.3 Topografi og bunnforhold i Tampenområdet

4.4 Økosystem i frie vannmasser

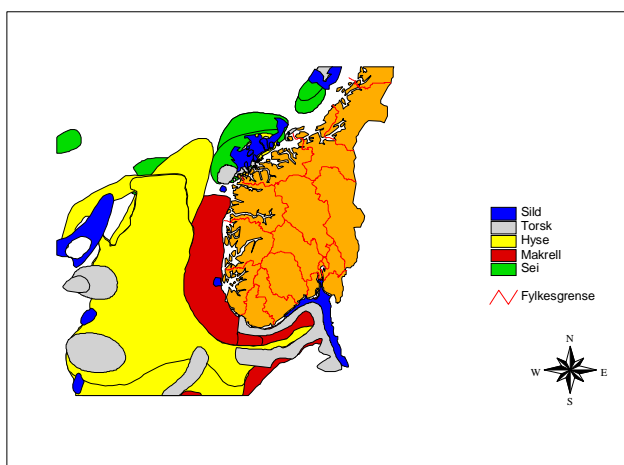
Plankton er planter og dyr som stort sett driver med vannmassene. Planteplanktonets fotosyntese er grunnlag for næringskjedene i åpent hav.

Dyreplanktonet har betydning bl.a. som føde for fisk og fiskelarver. Karakteristisk for planktonbestander er store variasjoner gjennom året og flekkvis, skiftende geografisk fordeling. Variasjonene er knyttet til strømforhold og lagdeling av vannmassene, tilgang på næringssalter og lys, og dels resultat av vekselvirkning mellom plante- og dyreplankton.

Primærproduksjon, dvs. veksten av planktoniske alger i influensområdet synes å ligge i størrelsesorden 90 g karbon/m² pr. år. Produksjonen er størst under våroppblomstringen (mars - april). En noe mindre produksjon finner sted under høstoppblomstringen (september - oktober).

Dyreplankton utgjør den viktigste ernæringskilden for viktige fiskeslag som f.eks. *sild*. Bestanden avhenger av tilgang på planteplankton og fordeler seg flekkvis. Den største bestandproduksjonen av dyreplankton forekommer like etter at planteplankton har nådd sin topp under våroppblomstringen. Produksjonen holder seg imidlertid høy gjennom sommeren, for så å avta utover høsten.

På Tampenområdet ligger områder for gyting og oppvekst av larver for bl.a. torsk, hyse, hvitting, sei og nordsjømakrell. Gytefelt for noen kommersielt viktige fiskeslag er vist i figur 4.4. Kvitebjørn er plassert rett vest for Sognefjorden - i den nordøstre del av gyteområdet for hyse. Det kan forventes at egg og larver fra andre gyteområder blir ført gjennom Tampenområdet. Gyteperioden for de kommersielt viktige fiskeartene er fra januar til midten av mai, men gytningen i Nordsjøen foregår ikke så konsentrert i hverken tid eller rom som i områder lenger nordover langs kysten.



Figur 4.4 Oversikt over gyteområder for viktige fiskearter

4.4.1 Sårbarhet overfor akutte utslipp av olje/kondensat og produsert vann

Eventuelle utslipp til sjø fra Kvitebjørn vil komme i form av kondensat, som har en relativt høy fordampningsrate sammenlignet med f.eks. råolje. Med de aktuelle utslippsrater ved et uhell på Kvitebjørn, vil det være relativt små mengder olje som vil drive mot kysten. Et eventuelt skadeomfang vurderes følgelig som begrenset. Kondensat er imidlertid en type hydrokarbon som er vel så toksisk som tyngre hydrokarboner, slik at et eventuelt akuttutslipp av større mengder kondensat vil kunne ha uheldige skadevirkninger for utsatte dyegrupper. Relatert til noen av de beskrevne oljekatastrofer i dette kapittelet, vil imidlertid utslipp fra Kvitebjørn være marginale.

Det er enighet blant forskere om at oljesøl i åpent hav ikke representerer noen trussel mot fisk som er stor nok til å unngå sølet, dvs. stadier som er større enn 20 mm. Det ble blant annet funnet lite død fisk både etter Bravo- og Ixtoc-utblåsningene. Ved Amoco Cadiz-havariet ble det funnet død fisk inntil 10 km fra ulykkesstedet, men der var det relativt grunt, slik at fisken hadde liten mulighet til å unnslippe.

Forskerne er imidlertid noe uenige om hvor stor trusselen fra oljevirkningen er mot egg og larver, som driver passivt med vannmassene, og hvilken konsekvens økt dødelighet blant disse vil ha for gytebestanden. Det er vist at egg og små larver er følsomme for vannløselige oljekomponenter. Følsomheten varierer mellom arter, i rekkefølgen *sei* > *torsk* > *lodde* > *makrell* og *sild* (*sei* mest følsom). Det er imidlertid gjort beregninger som viser at med unntak av i oljeutslippets umiddelbare nærhet, vil konsentrasjonene under et oljeflak ikke være høye nok til å gi skader på fiskelarver. Det er da tatt hensyn til at flaket og de underliggende vannmassene beveger seg i forskjellig retning, slik at eksponeringstiden blir kortvarig. I andre utredninger er det anslått at oljen etter to døgn drivtid vil ha mistet sin toksiske effekt.

Ved en undersjøisk utblåsning vil en større del av oljen bli nedblandet i vannmassene, slik at toksiske konsentrasjoner kan opptre over et større område. Ved Ixtoc-utblåsningen ble det funnet potensielt giftige konsentrasjoner opptil 20 km nedstrøms utslippspunktet.

Selv om olje kan skade planteplankton i form av veksthemming mm., er reproduksjonsevnen for disse organismene så stor at bestanden vil være restituert i løpet av få dager. Også for dyreplankton vil en få en rask restitusjon, så lenge det er nok planteplankton til stede.

Oppsummert, er det dokumentert at akutte utslipp av olje og kondensat vil kunne ramme spesielt de grupper av marine organismer som ikke aktivt kan søke bort fra forurensingen - f.eks. fiskelarver. Det er imidlertid ikke dokumentert at utslipp har medført endringer på bestandsnivå av noen av de marine

organismer. Mange av de aktuelle artsgruppene, som fisk og dyreplankton, har store overskuddsproduksjoner og relativt rask restitusjonstid.

Utslipp av produsert vann

Når det gjelder mulige langtidseffekter av utslipp av produsert vann, gjelder dette gjerne de kroniske effekter av at stoffer forblir i et økosystem i lang tid. Det kan også være effekter som skyldes oppkonsentrering i næringskjeder i tilstrekkelige konsentrasjoner til å påføre skader. Slike skader fører vanligvis til nedsatt produksjon eller reproduksjon, påvirkning av arvematerialet o.l..

Så langt har man ikke kunnet konstatere slike effekter knyttet til utslipp av produsert vann under feltmessige forhold. Det er imidlertid et problem i denne sammenheng at de naturlige variasjonene i og mobiliteten av f. eks. fiskebestander er så store at dette lett ville maskere en eventuell effekt. Laboratorieforsøk er derfor nødvendig for å avdekke potensielle effekter.

Det er vist at mange organismer kan akkumulere oljekomponenter. Skjell er spesielt egnet som "bioindikatorer", fordi de lett tar opp oljekomponenter, og langsomt kvitter seg med dem. I en studie ved Brent-feltet med *blåskjell* i bur ble det funnet forhøyede konsentrasjoner av hydrokarboner opp til 6 km fra plattformen. Sammensetningen av oljekomponentene tydet imidlertid på at kilden var fra oljebasert boreslam, og ikke fra produsert vann.

Høyere organismer har en mer effektiv metabolisme, som bryter ned hydrokarboner. En finner derfor ikke oppkonsentrering i næringskjeden hos f.eks. fisk, krepsdyr og marine pattedyr, som eventuelt spiser kontaminerte skjell.

4.5 Landområder

Vegetasjonen langs kysten i ytre strøk fra Hordaland til Sør-Trøndelag består hovedsakelig av lynghei, myrer, våtmark, eng- og strandvegetasjon. Her finnes innslag av skog dominert av furu, bjørk og or. Innenfor lyngheiområdene dominerer barskoger og ulike varianter av fattige og rike løvskoger. I forbindelse med forurensning og gjødslingseffekter er det særlig kystlynghei, nedbørmyrer (ombrotrof myr), næringsfattig barskog og løvskog som er utsatt for påvirkninger.

Tabell 4.1 Tålegrenser for avsetning av nitrogen i forhold til sårbare vegetasjonstyper.

Vegetasjon	mg N/m ² /år
Nedbørsmyr	500-1.000
Kystlynghei	1.500-2.000
Næringsfattig barskog	700-2.000
Næringsfattig løvskog	1.000-2000

Overskridelse av vegetasjonens tålegrenser basert på vegetasjonstyper, er vist i figur 4.5. Tabell 4.1 viser tålegrenser for avsetning av nitrogen i forhold til sårbare vegetasjonstyper.

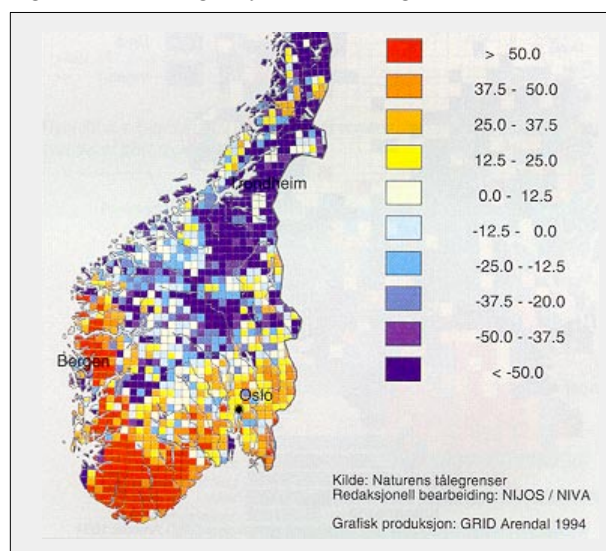
4.5.1 Sårbarhet overfor utslipp og påvirkninger fra petroleumsvirksomheten

Aktiviteten på norsk sokkel er en av mange kilder som bidrar til forsureningen i influensområdet. I tillegg til forsureningen av jord og vann, bidrar luftforurensningen til forhøyet bakkenært ozon, samt overgjødslingseffekter.

Deler av aktuelle området er endel utsatt for forsurening og forhøyet nitrogenavsetning. Dette skyldes tilførsel av svovel- og nitrogenforbindelser fra mange kilder og at deler av området har en geologi som har lav bufferevne overfor sur nedbør. Hovedkomponenten i sur nedbør er svovelsyre, men også salpetersyre bidrar til forsurening. Svovelsyre har en sterkere forsureningseffekt enn nitrogenforbindelser.

NIVA m.fl. har utarbeidet forslag til tålegrenser for sur nedbør basert på overflatevannets kapasitet til å nøytralisere sterke syrer, dvs. ANC (= "acid neutralizing capacity"). På bakgrunn av kartlegging av sammenhengen mellom fiskestatus i en rekke sjøer og ANC, er det anbefalt at ANC ikke bør være mindre enn 20 μekv .

Figur 4.5 viser i hvilken grad denne tålegrensen er overskredet i det området som påvirkes av utslippene fra Tampenområdet. I rutene som er gule og røde er dagens belastning høyere enn tålegrensen.



Figur 4.5 Kart over overskridelser av tålegrenser for nitrogen basert på vegetasjonstyper (målt i mekv/m²/år).

Positive verdier viser overskridelse av tålegrensen, mens negative verdier betyr at tålegrensen ikke er overskredet (fremdeles bufferkapasitet).

Nitrogenforbindelser tas opp av planter, slik at bare en mindre andel av tilførselene av nitrogen når fram til vassdragene. I sørlige deler av landet, hvor tilførselene er større enn plantene kan nyttiggjøre, kan imidlertid opp mot 40% av tilført nitrogen ende opp i vassdragene som forsurende nitrat. I Møre og Romsdal og nordover regner en med at mer enn 90% av tilført nitrogen tas opp av vegetasjonen

Nitrogenoksider (NO_x) må omvandles til nitrat før det kan avsettes med nedbør eller ved tørravsetning. Det er derfor omvandlingshastigheten fra NO_x til nitrat som i stor grad styrer hvor mye som avsettes i forskjellige avstander. Dersom denne hastigheten er forholdsvis lav, vil det meste av det som når land følge vinden tvers over landet uten å avsettes. Dersom den er høy, kan mye vaskes ut med nedbøren over de kystnære landområdene.

Nitrat-tilførsel kan også representere en trussel mot visse vegetasjonstyper som er tilpasset ekstremt næringsfattig vekstgrunnlag. Spesielt er det blitt fokusert på kystlynghei i forskningsprosjektet "Naturens Tålegrenser". Slik kystlynghei er anslått å utgjøre i underkant av 2% av landarealet i Norge, og en stor andel av dette ligger i nedfallsområdet for utslippene fra Tampen. En tålegrense på $1,5 \text{ g N/m}^2 \text{ år}$ er foreslått i dette prosjektet. Dagens avsetningsrate i de aktuelle områdene er opptil $1,2 \text{ g N/m}^2 \text{ år}$. Overgjødning kan føre til at vegetasjonssamfunn endres, og gjennom det, til langsiktige, uønskede endringer i økosystem og habitater. Nedbørmyrer er avhengig av tilførsel av næringsstoffer fra nedbøren, og ansees som et av de mest følsomme systemene for økt nitrogenavsetning.

Studier som er gjort viser at tålegrensene for nitrogen er overskredet i deler av ytre Hordaland når det gjelder skogsvegetasjon og skogsjord, og at kystlyngheiene er i faresonen. Også i Møre og Romsdal er tålegrensene for nitrogenavsetninger i vegetasjon overskredet. Det er imidlertid ikke rapportert om vegetasjonforandringer som skyldes langtransportert luftforurensning.

Dårlig luftkvalitet kan ha negative virkninger på vegetasjon, og føre til helseproblemer for mennesker. Dagens bakgrunnsnivåer av nitrogen- og svoveldioksider langs hele den aktuelle kyststrekningen ligger over de anbefalte maksimale årsmiddelverdiene for å unngå skade på vegetasjon.

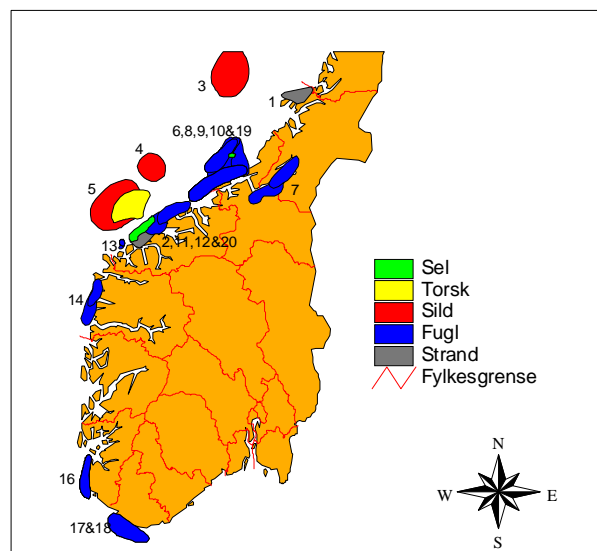
Nær influensområdet er det målt konsentrasjoner av bakkenært ozon på overvåkingsstasjonen på Voss. Målingene viser at konsentrasjonene episodisk overskrider SFT's anbefalte luftkvalitetskriterier på maks $100 \text{ mikrogram/m}^3$. Selv om tålegrensene for ozon er tidvis overskredet langs hele Vestlandskysten, er det ikke rapportert om vegetasjonsskader som skyldes denne oksidanten.

4.6 Spesielt miljøfølsomme områder

I regi av SFT og Direktoratet for Naturforvaltning (DN) er det satt i gang et prosjekt som har som målsetning å skissere og bruke prinsipper og kriterier for identifikasjon av Spesielt Miljøfølsomme Områder (SMO) i relasjon til oljevirksomheten. Resultatet fra dette arbeidet er at 135 ulike SMO'er langs norske kysten er identifisert.

En SMO er definert som "et geografisk avgrenset område som inneholder en eller flere spesielt betydelige forekomster av naturressurser som er sårbare for marine oljesøl". Med sårbare menes her at det vil ta lang tid for ressursen er restituert til nivået før skaden skjedde. Ved avgrensning av SMO'er er det også tatt hensyn naturressursens kjerneutbredelse eller kjerneområder.

Figur 4.6 viser alle SMO'er som er definert i S-Norge. Som det framgår av figuren, er det kun ett SMO-område (nr. 14, sjøfugl) i influensområdet til Kvitebjørn.



Figur 4.6 Oversikt over spesielt miljøfølsomme områder i S-Norge. Kun område nr. 14 ligger innenfor influensområdet til Kvitebjørn.

5 Samfunnsmessige konsekvenser

Dette kapitlet er basert på rapporten “Kvitebjørn Samfunnsmessige konsekvenser” (Agenda Utredning og Utvikling as 1998).

5.1 Investerings og driftskostnader for Kvitebjørnutbyggingen

Utbygging av Kvitebjørnfeltet er planlagt gjennomført i perioden 1998-2003. Investeringsanslagene i millioner 1998 kroner framgår av tabell 5.1.

Tabell 5.1 Investeringskostnader Kvitebjørn

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	Sum
Plattf.dekk	30	731	2032	935	0	0	3728
Understell	8	195	542	250	0	0	995
Kondensatrør	0	18	288	414	94	0	814
Landfall	0	0	0	0	420	0	420
Gassrør	0	20	378	566	148	0	1113
Mottak.kond. Statfjord B	0	127	291	102	0	0	520
El. kabel	0	0	0	240	0	0	240
Boring	0	0	0	150	450	300	900
Totalt	38	1091	3531	2658	1 113	300	8730

Det framgår av tabell 5.1 at en utbygging av Kvitebjørnfeltet med transport av rikgass til Kollsnes og kondensat til Statfjord B er kostnadsberegnet til ca 8,7 mrd 1998-kr, i hovedsak fordelt over 4 år i perioden 1999-2002. Investeringskostnadene i tabellen ovenfor dekker ikke NGL-ekstraksjonsanlegg på Kollsnes eller fraksjoneringsanlegg på Vestprosess.

Ved valg av Heimdal som transportløsning for rikgass øker utbyggingskostnadene med rundt 1,6 milliarder 1998-kr.

Ved valg av Gullfaks C som mottaksanlegg for kondensat, blir samlede utbyggingskostnader rundt 500 millioner 1998-kr lavere enn med Statfjord B, mens de blir rundt 400 millioner kr dyrere ved valg av Oseberg C. Også her vil imidlertid kostnadene for bruk av plattformenes tjenester variere, slik at valg av mottaksanlegg må tas ut fra en samlet vurdering.

Prosjektet er imidlertid fortsatt under utvikling, og både utbyggingskonsept, investeringstall og investeringsprofil vil endre seg i tiden fram til utbyggingsstart.

Drift av offshore-installasjonene på Kvitebjørn (eksklusiv forsikring og CO₂-avgift) er beregnet til

202 mill 1998-kr i et normalår. Driftskostnadene er foreløpige og inneholder betydelig usikkerhet.

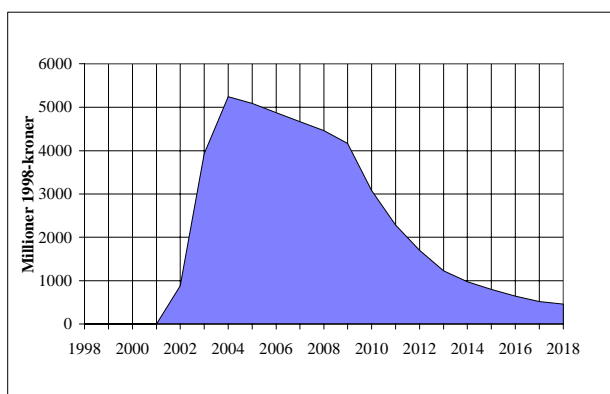
Bemanningen offshore på plattformen er i normal drift beregnet til 50 - 60 personer fordelt på tre skift. I boreperioden og ved periodisk brønnvedlikehold vil driftsbemanningen være betydelig større. Driftsorganisasjonen på land er beregnet til ca 25 personer.

5.2 Samfunnsmessig lønnsomhet

Inntektsprognoser fra Kvitebjørnproduksjonen sammenholdt med forventede investerings- og driftskostnader gir grunnlag for beregning av samfunnsmessig lønnsomhet.

5.2.1 Inntekter av produksjonen på Kvitebjørn

De påviste utvinnbare petroleumsressurser i Kvitebjørnfeltet er beregnet til ca 54 mrd Sm³ rikgass og rundt 22 millioner Sm³ kondensat. For det norske samfunn representerer disse petroleumsressursene store verdier. For å beregne de samlede inntekter fra Kvitebjørnutbyggingen har en tatt utgangspunkt i den planlagte produksjonsprofilen, og lagt inn forutsetninger om framtidig dollarkurs og framtidige salgspriser for gass og kondensat. Basert på Statoils anslag for dette, får en samlede inntekter av produksjonen fra Kvitebjørnutbyggingen som vist i figur 5.1. En gjør oppmerksom på at både produksjonsvolumer og priser er usikre.



Figur 5.1 Inntekter av Kvitebjørnutbyggingen

Det framgår av figur 5.1 at forventede salgsinntekter fra Kvitebjørnutbyggingen øker raskt fra produksjonsstart i 2002, til en topp på vel 5,2 milliarder 1998-kr i 2004. Deretter synker inntektene gradvis fram mot 2018, da fortsatt produksjon, slik det ser ut i dag, ikke lenger er lønnsom ut fra påviste mengder.

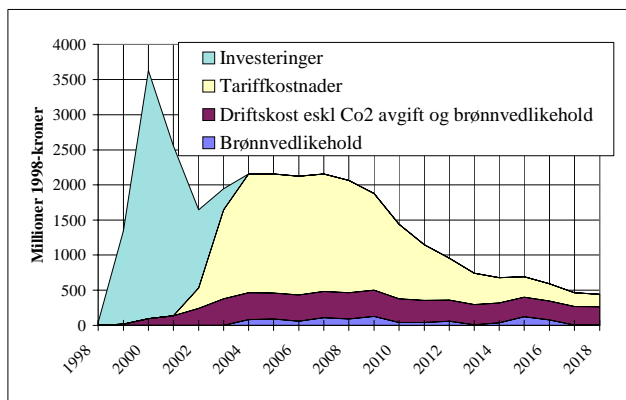
Samlet inntekt er totalt beregnet til omlag 45 milliarder 1998-kr fordelt over 17 år. Ny utvinningsteknologi og innfasing av andre strukturer i området, kan imidlertid endre dette bildet underveis, og føre til større produksjon, lenger produksjonstid og større inntekt enn det en ser for seg i dag.

5.2.2 Kostnader ved petroleumsproduksjonen

Kostnadene ved petroleumsproduksjonen på Kvitebjørn består dels av investeringskostnader, dels av kostnader til drift av feltet, og dels av kostnader til transport og behandling av gass og kondensat. For bruk av transport- og behandlingsanlegg eiet av andre enn lisensen, vil det påløpe tariffkostnader, som skal tilsvare Kvitebjørnutbyggingens gjennomsnittlige andel av kostnadene til drift av rørledningssystemer, plattformtjenester og gassbehandlingsanlegg. I den grad det ligger et fortjenesteelement inne i tariffen, blir de samfunnsmessige kostnadene tilsvarende mindre. Den samfunnsmessige merverdi som da oppstår, tilfaller den lisensen som tjenesten kjøpes av. I vurderingene under har der imidlertid ikke vært mulig å ta hensyn til dette da det ikke foreligger informasjon om fortjenesteelementet.

Tariffutbetalinger ut av Norge er en samfunnsøkonomisk kostnad, eksempelvis tariffen til Brae/Forties i Heimdalalternativet. Ved valg av Heimdal som mottaksanlegg for rikgass gir dette grunnlag for en ny rørledning fra Heimdal til Frostpipe og videretransport til Oseberg og Sture. Heimdalalternativet gir dermed grunnlag for å redusere tarifflekkasjen for dagens Heimdal-brukere og er dermed en samfunnsøkonomisk inntekt. Det er imidlertid ikke foretatt konkrete beregninger her da datagrunnlag mangler.

I tillegg påløper vanlige driftskostnader til drift av offshoreinstallasjonene, herunder også CO₂-avgift til staten. For oljeselskapene er CO₂-avgiften en ordinær driftskostnad. For staten er den en inntekt på linje med skatt, da den i praksis går rett i statskassen og ikke øremerkes utslippsreducerende tiltak. I en samfunnsmessig analyse er det inntekter og utgifter for det norske samfunn vi er ute etter å vise, uavhengig av hvem som får inntektene. CO₂-avgiften er derfor trukket ut av kostnadsbildet.



Figur 5.2 Kostnader

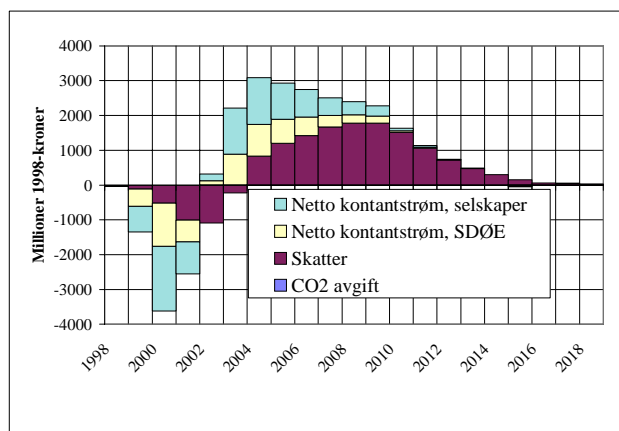
Driftskostnader ekskl CO₂-avgift er i hovedalternativet beregnet til rundt 22 milliarder 1998-kroner over 17 år. Et bilde av kostnadssiden av prosjektet framgår av figur 5.2. Valg av andre transportløsninger vil kunne endre kostnadsbildet noe. Det framgår av figur 5.2 at investeringene i hovedsak påløper før driftsstart i 2002. I driftsperioden er tariffkostnader for bruk av transportanlegg, plattformtjenester og gassbehandlingsanlegg dominerende, mens kostnadene til ordinær drift av feltet er betydelig lavere og tilnærmet konstant over tid.

Samlede kostnader til investering og drift av Kvitebjørn i tidsrommet 2001 - 2018, er i hovedalternativet beregnet til rundt 30,8 milliarder 1998-kr. 8,7 milliarder av dette er investeringskostnader, mens samlede driftskostnader er beregnet til rundt 22,1 milliarder 1998-kr, ekskludert CO₂-avgift.

Valg av andre transportløsninger for gass og/eller kondensat kan som tidligere nevnt påvirke kostnadsbildet.

5.2.3 Samfunnsmessig lønnsomhet

Kombinerer en det samlede inntektsbildet i figur 5.1 med kostnadsbildet i figur 5.2, får en et bilde av netto kontantstrøm fra Kvitebjørn som vist i figur 5.3.



Figur 5.3 Samfunnsmessig lønnsomhet

Figur 5.3 viser netto kontantstrøm fra Kvitebjørn år for år i perioden 1998 - 2018. En ser også oppdelingen av denne kontantstrøm på henholdsvis CO₂-avgift (her meget liten), skatter til staten, statens direkte økonomiske eierinteresser (SDØE) og oljeselskapenes eierandel.

Kontantstrømmen er negativ i investerings-fasen, fram til år 2002. Fra år 2003 snus dette til en positiv kontantstrøm, som når en planlagt topp på rundt 3.000 mill 1998-kr i 2004, deretter faller langsomt til ca 2.300 mill 1998-kr i 2011, for så å avta raskt. Netto kontantstrøm for hele perioden 1998 -2018 er beregnet til 14.150 mill 1998-kr.

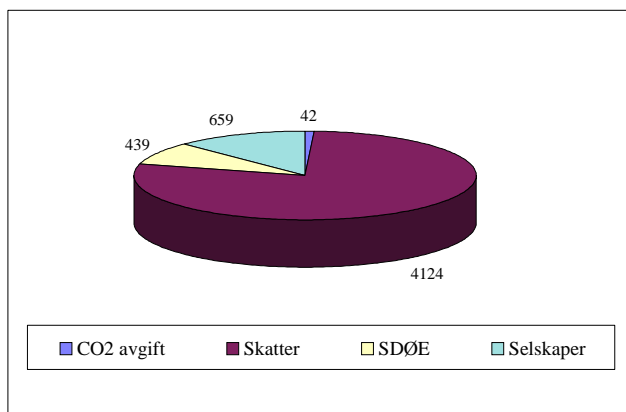
Også etter at kostnadene er trukket fra er det dermed store inntekter for det norske samfunn av å bygge ut Kvitebjørn. Netto kontantstrøm fordeler seg med ca

10.020 mill 1998-kr selskapsskatt til staten, ca 1.620 mill 1998-kr til statens direkte eierinteresser og ca 2.430 mill 1998-kr til oljeselskapenes eierandel i prosjektet. I tillegg tar staten inn ca 80 mill 1998-kr i form av CO₂-avgift.

Den samfunnsmessige lønnsomhet av et investeringsprosjekt, uttrykkes gjerne i form av en nåverdibetraktning, der framtidige inntekter og utgifter ved prosjektet neddiskonteres til beslutningstidspunktet og sammenliknes. For beregning av nåverdien i dag av framtidige inntekter og kostnader, benyttes en samfunnsmessig kalkulasjonsrente som i prinsippet skal være lik for alle investeringsprosjekter samfunnet engasjerer seg i. Den samfunnsmessige kalkulasjonsrenten er av Finansdepartementet fastsatt til 7%, og er ment å uttrykke det realavkastningskrav samfunnet har for framtidige inntekter av de økonomiske ressurser man i dag benytter som investeringer i prosjektet. Beslutningskriteriet for å investere i prosjektet blir da i prinsippet enkelt: Dersom nåverdien av framtidige inntekter og kostnader ved 7% kalkulasjonsrente er positiv, bør samfunnet bruke økonomiske ressurser på å investere i prosjektet. Dersom nåverdien er negativ, bør man la det være.

Kvitebjørnprosjektets nåverdi av framtidige inntekter og kostnader, i figur 5.3 har kalt netto kontantstrøm, er beregnet til ca 5,27 milliarder 1998-kr. Nåverdien av prosjektet er dermed stor, selv med 7% samfunnsmessig kalkulasjonsrente, som er et meget strengt kriterium. Etter vanlige beregningskriterier er dermed utbygging av Kvitebjørn samfunnsmessig lønnsomt. En samfunnsmessig nåverdi på 5,27 milliarder 1998-kr ligger langt over normal avkastning på samfunnets investeringsprosjekter, og viser hvilken grunnrente, eller ekstraavkastning, det norske samfunn har av utbygging av petroleumsressursene.

Fordelingen av nåverdien av netto kontantstrøm på henholdsvis CO₂-avgift til staten, selskapsskatt til staten, statens direkte økonomiske eierinteresser og på oljeselskapene, framgår av figur 5.4.



Figur 5.4 Fordeling av netto nåverdi (Mill 1998-kr)

En ser av figur 5.4 at av prosjektets totale netto nåverdi vil størsteparten tilfalle staten i en eller annen form. Selskapsskatt fra oljeselskapene utgjør alene vel 4 120 mill 1998-kr eller 78 % av den

samfunnsmessige nåverdien. I tillegg tar staten inn 40 mill 1998-kr eller 1 % i CO₂-avgift og 440 mill 1998-kr eller 8,5 % på sine direkte eierinteresser, slik at statens samlede andel kommer opp i 87,5 %. De øvrige ca 660 mill kr eller 12,5%, tilfaller oljeselskapene som deltar i prosjektet.

I beregningene er det lagt til grunn at Statens Direkte Økonomiske Engasjement betaler skatt på linje med oljeselskapene. Dette er ikke helt riktig, da SDØE-andelen (her 40%) trekkes ut før beregning av skatt. I beregningene ovenfor påvirker dette fordelingen mellom SDØE og skatt. Summen av disse, og dermed statens andel av verdiskapningen, blir imidlertid uansett den samme.

Beregningene av samfunnsmessig lønnsomhet er gjort for feltutbygging med Kollsnes som mottakssted for rikgass og Staffjord B som mottakssted for kondensat under bestemte forutsetninger om investerings- og driftskostnader, petroleumspriser og produksjonsvolum. Særlig vurderingen av framtidige petroleumspriser vil her være en usikkerhetsfaktor. I tillegg vil samfunnsmessig lønnsomhet variere noe med valg av transportløsning.

Beregningene av samfunnsmessig lønnsomhet er basert på en oljepris på omlag 15 USD/fat og 56 øre / Sm³ gass. Ved lavere prisforutsetninger (12 USD/fat og 47 øre/Sm³) vil de samlede inntekter reduseres med omlag 10 mrd. kr til omlag 35 mrd. kr. Disse prisforutsetningene medfører også at det ikke vil være lønnsomt å drive feltet lenger enn til 2014 slik det ser ut på nåværende tidspunkt, dvs. den økonomiske levetiden blir 4 år kortere enn ved basis prisforutsetninger. Nåverdien ved 7% kalkulasjonsrente ved lave prisforutsetninger blir I overkant av 1 mrd. kr.

5.2.4 Kvitebjørns betydning for levetiden på eksisterende anlegg

Leveranse av gass og kondensat til eksisterende plattformer vil prinsipielt kunne ha betydning for hvor lenge disse feltinstallasjonene blir drevet og videre for hvor mye olje og gass som blir utvunnet.

Foreløpige vurderinger tyder på at leveranser av kondensat fra Kvitebjørn vil ha liten betydning for de alternative mottaksanleggenes levetid. For Staffjord og Gullfaks vil små væskevolumer fra Kvitebjørn trolig ha liten betydning, og for Oseberg er levetiden definert av varigheten av gasssalgskontraktene som igjen er begrenset av lisensperioden.

Leveranse av rikgass fra Kvitebjørn til Heimdal vil kunne "holde liv" i Heimdal etter Huldra muligens opp mot 8 år ekstra. Dette antas imidlertid ikke å gi økt produksjon (ressursutnyttelse) fordi det vil være mulig å utvinne haleproduksjonen på Heimdal samt tilleggsreserver i området innenfor Huldras levetid.

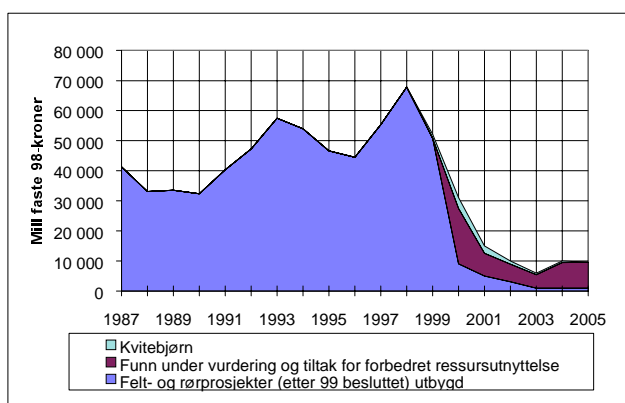
5.3 Virkninger på investeringsnivået i norsk petroleumsvirksomhet

Investeringer i feltinstallasjoner og rørledninger på norsk kontinentalsokkel har tradisjonelt ligget på et nivå på 30 - 40 milliarder 1998-kr pr år. I tillegg kom letekostnader med rundt 5 milliarder 1998-kr pr år, som ikke er tatt med i beregningene nedenfor.

Utover i 1990-årene, og især i 1993 og 1994 har det imidlertid skjedd en betydelig opptrapping i offshoreinvesteringene, med samlede investeringer, eksklusive letekostnader, helt opp i 57 og 54 milliarder kr pr år. I 1995 ble investeringsnivået redusert til rundt 47 milliarder 1998-kr, og videre til rundt 45 milliarder kr i 1996. For 1997 økte igjen investeringsnivået kraftig til rundt 56 milliarder kr, samme nivå som på toppen i 1993, og forventet investeringsnivå for 1998 viser en ytterligere opptrapping til rundt 68 milliarder 1998-kr, selv etter at myndighetene i St.prp nr.52 (1997-98) har utsatt utbyggingen av flere felt et år.

Forventet utvikling av investeringsnivået på kontinentalsokkelen i årene framover, slik det ser ut høsten 1998, framgår av figur 5.5. (Kilde OED) Tallene er også her eksklusive letekostnader.

Figur 5.5 viser for årene framover henholdsvis investeringer i vedtatte prosjekter høsten 1998, investeringer i prosjekter under vurdering for utbygging samt tiltak for forbedret ressursutnyttelse, og investeringer i Kvitebjørn. Betegnelsen tiltak for forbedret ressursutnyttelse omfatter her investeringer i de utbyggingsprosjektene som er utsatt et år.



Figur 5.5 Investeringsnivå i petroleumsvirksomhet

En ser av figuren at investeringer i vedtatte felt og rørledninger faller raskt framover, og vil allerede i 1999 være nede på et mer normalt nivå for 1990-årene, på rundt 52 milliarder 1998-kr. Myndighetenes forsøk på å bremse investeringsnivået gjennom utsettelse av utbyggingsprosjekter ser dermed ut til å virke etter hensikten.

Utviklingen av investeringsnivået på norsk kontinentalsokkel er svært usikkert. Vedvarende lave petroleumspriser gjennom hele 1998 har gitt mange planlagte utbyggingsprosjekter en noe tvilsom

lønnsomhet, og det arbeides hardt for å finne fram til mer kostnadseffektive utbyggingsløsninger. Dette kan igjen føre til at flere store utbyggingsprosjekter blir utsatt i tid, slik at investeringsnivået på kontinentalsokkelen faller for mye i forhold til kapasiteten i norsk offshorerettet næringsliv.

En ser av figur 5.5 at slik det ser ut høsten 1998, vil investeringsnivået for 1999 bli rundt 52 milliarder 1998-kr, og faller deretter raskt til rundt 30 milliarder 1998-kr i år 2000 og helt ned til 17 milliarder 1998-kr i år 2001. Så kraftig blir fallet temmelig sikkert ikke, fordi en lang rekke prosjekter vil bli utbyggingsklare i mellomtiden. Det skal likevel ikke mye usikkerhet og utsettelser til før ordresituasjonen for norsk offshore-næring kan bli vanskelig de nærmeste årene framover.

Noe fastlagt politisk mål for investeringsaktivitetene på norsk kontinentalsokkel foreligger ikke, men myndighetene ønsker generelt å holde et så jevnt investeringsnivå som mulig, nettopp av hensyn til aktivitetsnivået og sysselsettingen i norsk offshorerettet næringsliv.

Kapasiteten i norsk offshorerettet næringsliv er ganske fleksibel, men har de senere år stort sett vært tilpasset et investeringsnivå på opp mot 50 milliarder 1998-kr, med normale norske andeler av verdiskapningen i vare- og tjenesteleveransene på 50 - 60%. Det siste året har kapasiteten særlig i engineering, verkstedproduksjon og offshorerettet bygge og anleggsvirksomhet, vært sterkt presset. Videre har riggmarkedet vært inne i en periode der etterspørselen etter riggtjenester har vært langt større enn tilbudet, med tilsvarende høyt prisnivå på bore- og boretjenester. Resultatet av det hele har vært at flere oppdrag har gått til utlandet, slik at den norske andelen av verdiskapningen i vare- og tjenesteleveransene har gått ned.

Slik det ser ut framover, kan situasjonen raskt endre seg. Utsettelser av leteboring og produksjonsboring på grunn av lave oljepriser, vil trolig kjøle ned riggmarkedet framover, samtidig som det ikke skal store utsettelser til av byggeoppdrag før deler av offshoreverftene får problemer med ordresituasjonen. Ytterligere utsettelse av feltutbygginger fra myndighetenes side er derfor for tiden neppe aktuelt, og en må også regne med at norsk andel av vare- og tjenesteleveransene etter hvert vil gå noe opp igjen.

Investeringene på Kvitebjørn starter opp i 1998, og når en topp på vel 3,5 milliarder 1998-kr i 2003. Investeringsfasen kommer dermed i en periode der norsk offshore-rettet næringslivs kapasitet, slik det nå ser ut, trolig er betydelig mindre presset enn i dag. Det er derfor lite sannsynlig at utbygging av Kvitebjørn vil føre til vesentlig økte pressproblemer i norsk offshoresektor. Tvert imot kan utbyggingen vise seg å gi kjærkomne oppdrag for norsk næringsliv, og særlig for offshoreverftene.

5.4 Vare og tjenesteleveranser til Kvitebjørnutbyggingen

I dette delkapitlet gis en detaljer gjennomgang av Kvitebjørnutbyggingen og hvilke norske andeler som kan forventes for ulike deler av utbyggingen.

5.4.1 Beregning av vare- og tjenesteleveranser fra nasjonalt og regionalt næringsliv

Kvitebjørnutbyggingen har en kostnadsramme på nesten 9 milliarder 1998-kr, i hovedsak fordelt over fire år i perioden 1999 - 2002. Dette er store investeringsbeløp som vil gi betydelige muligheter for vare- og tjenesteleveranser fra norsk næringsliv. Slike leveranser vil i sin tur skape sysselsettingseffekter rundt i det norske samfunn.

For å kunne anslå disse virkningene, er det nødvendig å gjøre forutsetninger om forventede norske andeler av vare- og tjenesteleveransene til Kvitebjørnprosjektet både i investeringsfasen og i driftsfasen. I samarbeid med Statoil har konsulentene vurdert mulighetene for norske leveranseandeler, basert på erfaringer fra liknende offshoreutbygginger tidligere.

5.4.2 Forholdet til EØS-avtalen

EØS-avtalen trådte i kraft for energisektoren ved årsskiftet 1994/95, og åpner for bredere anbudsinnhenting og større internasjonal konkurranse enn tidligere. I forbindelse med avtalen er det utarbeidet et eget innkjøpsdirektiv (som blir gjennomført i Norge ved hjelp av en fullmakts-lov med forskrifter gitt av regjeringen. Innkjøpsdirektivet omfatter alle varekontrakter over 400.000 ECU, ca 3.3 mill kr, og alle bygge- og anleggskontrakter over 5 mill ECU, ca 42 mill kr. Direktivet krever at oppdragsgiver sørger for likebehandling av leverandører, åpenhet i anbudsprosedyren og tildelingsprosedyren, og objektivitet i leverandørvurderingen. Et liknende direktiv er utarbeidet for tjenestekontrakter.

EØS-avtalens innkjøpsdirektiv stiller strenge krav til hvordan en anbudskonkurranse innenfor offshoresektoren skal gjennomføres, men har ikke krevet grunnleggende endringer i oljeselskapens innkjøpsrutiner. Ved utbygging av Kvitebjørnfeltene og LNG-anlegget vil Statoil i anleggsfasen gå bredt ut med informasjon om leveranse muligheter til norsk og internasjonal næringsliv, og gjøre bruk av norske bedrifter der de er konkurransedyktige. I driftsfasen vil en søke å bygge opp et leverandørnett rundt driftsorganisasjonen for å ivareta daglige leveranser. Større vedlikeholdsoppdrag vil bli satt ut på anbud på vanlig måte.

5.4.3 Beregning av norske leveranser av varer og tjenester i investeringsfasen

Utgangspunktet for vurdering av norske leveranser i investeringsfasen, er erfaringer fra tidligere offshoreutbygginger av samme type på

kontinentalsokkelen. For Kvitebjørnutbyggingen er beregningene for Oseberg Øst-utbyggingen benyttet som referanse, fordi utbyggingen nylig er avsluttet, og fordi utbyggingskonseptet her er omtrent det samme som for produksjonsanleggene på Kvitebjørn.

Når det gjelder rørledninger på havbunnen har vi et bredt erfaringsgrunnlag, samtidig som endel store komponenter uansett må hentes fra utlandet, slik at beregning av mulige norske leveranseandeler blir enklere.

Ingen petroleumsutbygginger er imidlertid helt like. Videre vil norsk andel av leveransene kunne variere betydelig avhengig av konjunktursituasjonen, og ordresituasjonen i norsk offshorerettet næringsliv. Ved vurdering av mulige norske vare- og tjenesteleveranser til Kvitebjørnanleggene, må en derfor benytte tidligere erfaringer så langt de er relevante, dele opp utbyggingsprosjektet i undergrupper, og for hver undergruppe vurdere norske leverandørers konkurransevne og kompetanse. Dette gir et grunnlag for på forhånd å kunne vurdere norske andeler av verdiskapningen i leveransene. Det understrekes imidlertid at slike vurderinger nødvendigvis vil være usikre.

5.4.4 Nasjonale vare- og tjenesteleveranser til utbygging av Kvitebjørn

Beregningen av nasjonale leveranser tar utgangspunkt i en utbygging med Kollsnes som mottaksanlegg for gass og Statfjord B som mottaksanlegg for kondensat.

Ved beregning av muligheter for nasjonale vare- og tjenesteleveranser til Kvitebjørnutbyggingen, har vi delt prosjektet opp i plattforminvesteringer og investeringer i transportanlegg. For hvert anlegg har vi så delt investeringene opp i underkomponenter, og for hver av underkomponentene vurdert norsk næringslivs leveranse muligheter. Ut fra dette anslås norsk næringslivs andel av verdiskapningen innen hver underkomponent. Vanligvis vil dette være noe lavere enn kontraktsverdien, fordi endel verdiskapning lekker ut til utlandet i form av import.

Plattformdekket

Plattformdekket bygges i stål i form av en bærestruktur der forskjellige utstyrskomponenter som prosessutstyr, boreutstyr og boligkvarter settes på plass etter hvert før utskiping og oppkobling med understellet ute på feltet. Dekket kan bygges i Norge ved et av de store offshoreverftene. Det finnes imidlertid også aktuelle leverandører i utlandet. Hver leverandør har sine underleverandører, og gir gjerne tilbud på større pakkeløsninger. Norsk leveranseandel vil derfor variere noe mellom leverandører, og være særlig avhengig av om dekket bygges i Norge eller ikke. Etter en vurdering av de store offshoreverftenes ordresituasjon i det aktuelle tidsrom, slik den ser ut i dag, har vi i beregningene lagt til grunn at dekket bygges i Norge. Dette er imidlertid langt fra sikkert.

Prosjektledelse

Prosjektledelsen skjer i hovedsak i regi av Statoil med en norsk leveranseandel på nær 100%. Det inngår også noe forsikring som er norsk i utgangspunktet, men som kan ha en utenlandsk andel av verdiskapningen gjennom reforsikring. Samlet gir dette en norsk leveranseandel på nær 95%.

Prosjektering

Engineeringen foregår dels i regi av et av de store norske prosjekteringsfirmaene, og dels i form av detaljengineering på utbyggingsstedet. Ved bygging av dekket i Norge, vil det aller meste være norske leveranser. Vi legger til grunn en norsk andel av verdiskapningen på 80%.

Utstyr

Består av prosessutstyr for et-trinns separering av rikgass og kondensat, boreutstyr, kontrollsystemer m.v. Noe av dette kan produseres i Norge, men det meste må hentes fra utlandet. Norsk andel av verdiskapningen vurderes til 40%

Bulk

Bulkleveransene dreier seg i stor grad om stål og rørleveranser. I tillegg kommer byggematerialer, utstyr til overflatebehandling og en del elektriske kabler, instrumentering mv. Endel stålprofiler og byggematerialer kan produseres i Norge, det samme gjelder elektriske kabler. Ellers kommer stål og rør og instrumenter fra utlandet. Norsk andel av bulkleveransene vurderes til rundt 30%

Fabrikasjon på land

Fabrikasjon på land vil skje ved en rekke offshoreverft som leverer hver sine utstyrskomponenter. Disse kobles sammen med dekkrammen før utskipping til feltet. De fleste utstyrskomponentene kan produseres i Norge, men det finnes også komponenter der utenlandske leverandører er høyst aktuelle. Når norske offshoreverft ikke er hardt presset kapasitetsmessig, vil vanligvis de fleste utstyrskomponentene bli produsert i Norge. Vi legger derfor til grunn en norsk leveranseandel på 80%

Marine operasjoner

Marine operasjoner dreier seg om utstyrsmontering, uttauing og oppkobling av dekket med understellet. Lekter og kranskip kommer her fra utlandet, mens norsk næringsliv kan stille opp med taubåter, personell, et flotell til mannskapet m.v Norsk andel av leveransene vurderes til 10%

Fabrikasjon offshore

Fabrikasjon offshore dreier seg om tilkoblingsarbeider og ferdigstillelse ute på feltet. Løftekapasitet hentes i hovedsak fra utlandet. Forøvrig er dette i stor grad norske leveranser, og det legges til grunn en norsk andel av verdiskapningen på rundt 70%.

Samlet gir dette en norsk leveranseandel til bygging og oppkobling av plattformdekket på 60%. Det understrekes igjen at dette er usikkert og avhengig av at dekket bygges i Norge. Bygges dekket i utlandet, blir den norske andelen av leveransene betydelig lavere.

Understellet

Understellet er et fagverkstårn i stål som står på havbunnen. Ståltårnet bygges enten ferdig på land, og fraktes ut til feltet på lekter, eller blir delt i to deler som settes sammen ute på feltet. Norske offshoreverft, og særlig Aker Verdal, har bygget flere slike stålunderstell tidligere, men det er også utenlandske aktører som har vist seg svært konkurransedyktige. Hvorvidt understellet blir bygget i Norge er dermed svært usikkert, og vi velger å legge til grunn en sannsynlighet for bygging i Norge på 75%

Prosjektledelse mv.

Prosjektledelsen skjer internt i Statoil, og vil være norske leveranser fullt ut. Her inngår også noe forsikring som nok er norsk i utgangspunktet, men som kan ha en utenlandsk andel gjennom reforsikring. Samlet gir dette en norsk leveranseandel på 95%.

Prosjektering

Prosjektering av stålunderstellet vil trolig dels bli foretatt i regi av et av de store norske prosjekteringsfirmaene, og dels i form av detaljengineering på byggestedet. Ut fra en sannsynlighetsvurdering legger vi til grunn en norsk andel av prosjekteringen på 75%.

Utstyr og bulkleveranser

Stål og utstyr til understellet vil i all hovedsak bli kjøpt inn i utlandet. Litt leveranser blir det likevel på norsk næringsliv. En norsk leveranseandel på 10% legges til grunn.

Fabrikasjon på land

Bygges understellet i Norge, vil dette fullt ut være norske leveranser. Bygges det i utlandet, blir norske leveranser nær null. Legges det til grunn 75% sannsynlighet for bygging i Norge, får vi en norsk leveranseandel på 75%.

Marine operasjoner

Frakt av stålunderstellet ut til feltet og plassering der, skjer trolig ved hjelp av en utenlandsk lekter, og store utenlandske kranskip. Norske leveranser til operasjonene er dels taubåter, dels dykkertjenester og dels en del tjenester i forbindelse med operasjonen. En norsk andel av leveransene på rundt 10% virker rimelig.

Til sammen gir dette en norsk andel av verdiskapningen i bygging av stålunderstellet på rundt

50%. Usikkerheten her er imidlertid særlig stor, da vi ikke vet hvor understellet vil bli bygget.

Gass og kondensatrør

Det vil i basisalternativet bli lagt et gassrør fra Kvitebjørn til Kollsnes, og et kondensatrør fra Kvitebjørn til Statfjord B. Selve rørleggingsarbeidene er forholdsvis like for de to rørledningene. De behandles felles under.

Prosjektledelse

Prosjektledelse utføres i Statoil, med en norsk leveranseandel svært nær 100%

Prosjektering

Prosjektering av rørledningen gjøres sannsynligvis fullt ut av et norsk prosjekteringsmiljø som har spesialisert seg på slike arbeider. Vi legger derfor til grunn en norsk leveranseandel på 100%.

Rør

Stålrørene produseres ikke i Norge, og må derfor uansett kjøpes inn fra utlandet. Norsk andel av leveransene blir derfor nær null.

Coating

Betong og korrosjonsbeskuttelse vil bli påført rørene før legging. Det finnes et spesialverksted for slike arbeider i Norge, og vi legger til grunn at coatingen påføres der. Norsk andel av leveransene kan dermed bli nær 100%

Rørlegging

Rørleggingen utføres av et utenlandsk spesialfartøy, da det ikke finnes egnede båter i Norge. Norsk andel av leveransene begrenser seg til noe transport av rør, grusdumpingsarbeider, inspeksjonsarbeider m.v. En norsk andel av leveransene på 10% virker rimelig.

Tilkobling/ferdigstillelse

Tilkoblingsarbeidene skjer som regel i regi av norske bedrifter. Vi legger til grunn en norsk andel på 90%. Samlet gir dette en beregnet norsk leveranseandel for rørledningene på 48% for kondensatrøret og 40% for gassrøret. Dette er en forholdsvis høy norsk andel i forhold til tidligere rørledninger, og skyldes første rekke høye tilkoblings og ferdigstillelsesarbeider.

Landfall Kollsnes

Landfall av gassrørledningen på Kollsnes skjer gjennom en boret landfallstunnell. På land vil man ha et enkelt terminalanlegg med rørskrape mottak. Mye av arbeidene med landfallet vil være norske leveranser, men noe utføres av rørleggingsskipet og utenlandske bedrifter. En beregnet norsk andel av leveransene på 70% virker sannsynlig.

Kondensatmottak Statfjord B

På Statfjord B trengs et utvendig stigerør opp til plattformen, og et enkelt prosessanlegg for behandling av kondensat. Stigerøret vil ikke være norskprodusert, det samme gjelder mye av prosessutstyret. Sammenkobling og modifikasjonsarbeider på plattformen vil imidlertid i hovedsak bli utført av norske bedrifter. En norsk leveranseandel på rundt 40% virker rimelig.

Elektrisk kabel

Kvitebjørnplattformen vil beregningsalternativet bli forsynt med elektrisk kraft fra Troll A gjennom en elektrisk kabel på havbunnen. Kabelen vil trolig bli produsert i Norge, men med endel utenlandske komponenter. Legging av kabelen vil også være norske leveranser. Vi legger derfor til grunn en norsk andel av leveransene på 80%.

Boring

Boring av 9 produksjonsbrønner og en kaksinjeksjonsbrønn vil bli foretatt fra Kvitebjørnplattformen. Boremannskapet vil være norsk, og det vil være utstrakt bruk av norske borefirmaer. Borerør, borekroner m.v vil imidlertid bli hentet fra utlandet. Vi legger derfor til grunn en norsk andel av verdiskapningen på rundt 70%.

Tabell 5. 2 Investeringer, norske leveranser- og leveranseandeler

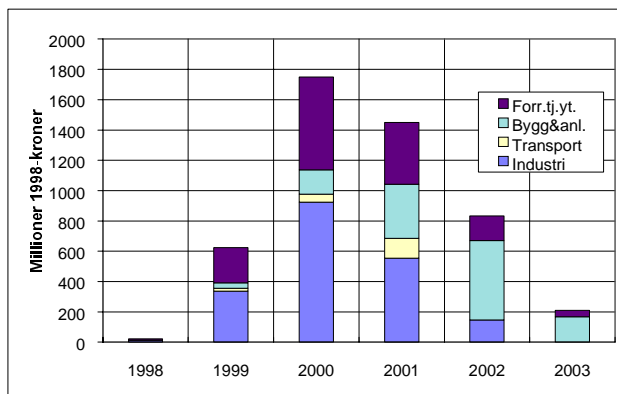
Kvitebjørn m/ Statfjord B og gassrør til Kollsnes		Invest Mill kr	Norske (%)	andeler Mill kr
Plattform	Pros.led./Forsikring	393	95%	373
form	Engeneering	633	80%	506
	Utstyr	760	40%	304
	Bulk	641	30%	192
	Fabrikasjon på land	907	80%	726
	Marine operasjoner	255	10%	25
	Fabrikasjon offshore	140	70%	98
Under-	Pros.led./Forsikringm	69	95%	65
stell	Prosjektering	59	75%	45
	Utstyr/bulk	147	10%	15
	Fabrikasjon på land	467	75%	350
	Marine operasjoner	253	10%	25
Konden	Prosjektledelse mm.	65	100%	65
satrør	Prosjektering	48	100 %	48
	Rør	256	0 %	0
	Coating	109	100 %	109
	Rørlegging	169	10 %	17
	Tilkobling/ferdigstill-	168	90 %	151
Landfall, Kollsnes		420	70 %	294
Gassrør	Prosled. Forsikring	93	100 %	93
	Prosjektering	42	100 %	42
	Rør	348	0 %	0
	Coating	102	100 %	102
	Rørlegging	332	10 %	33
	Tilkobling/ferdig-	196	90 %	177
Gassmottak, Statfjord B		520	40 %	208
Elektrisk kabel		240	80 %	192
Boring		900	70 %	630
Totalt		8730	56%	4885

Samlet gir vurderingene ovenfor beregnede norske vare- og tjenesteleveranser til Kvitebjørnutbyggingen som vist i tabell 5.2 over.

Det framgår av tabellen at samlet ventes norsk næringsliv å få leveranser på rundt 4.900 millioner 1998-kr eller 56% av de totale utbyggingskostnader til Kvitebjørnutbyggingen. Dette fordeler seg med rundt 58% norske leveranser på plattformen, rundt 50% norske leveranser på rør, kabel og landfall samlet og rundt 70% norske leveranser for boring.

Sammenlikner en dette med liknende anlegg andre steder, finner en stor grad av samsvar, men Kvitebjørnutbyggingen ligger likevel noe høyere i norsk leveranseandel enn det som har vært vanlig ved slike utbygginger. Usikkerheten i leveranseanslagene er foreløpig svært stor. Videre bearbeiding av prosjektet vil sannsynligvis kunne gi et sikrere anslag på norske leveranser.

En fordeling av de anslåtte norske vare- og tjenesteleveransene fordelt på hovednæring og tid er vist i tabell 5.3 og figur 5.6 under.



Figur 5.6 Norske leveranser for delt på næring og tid

Tabell 5.3 Nasjonale leveranser fordelt på næring og tid

Næring	1998	1999	2000	2001	2002	2003	Sum
Industri	13	337	923	553	147	0	1972
Transport	1	20	54	133	0	0	207
Bygg&anl.	0	35	161	356	523	168	1243
Forr.tj.yt.	8	232	611	407	161	42	1461
Totalt	22	632	1749	1317	832	210	4885

Det framgår av tabell og figur at de beregnede norske leveransene fordeler seg med ca 2.000 mill 1998-kr på industrivirksomhet. Det meste av dette vil være leveranser fra verkstedindustrien, og særlig offshoreverftene, men også mekanisk industri, meltallvarer og elektronikkindustri vil få leveranser her. Ellers vil 1.250 mill 1998-kr være leveranser fra bygge- og anleggsnæringen, 200 mill kr vil være transportoppdrag m.v og 1.460 mill kr vil være forretningsmessig tjenesteyting, herunder også Statoilpersonell. De beregnede norske leveransene til Kvitebjørnutbyggingen fordeler seg i hovedsak over fire år i perioden 1999 - 2002, med toppår i 2000 og 2001

5.4.5 Norske leveranser ved alternative transportløsninger for gass og kondensat

I alternativet der riggass fra Kvitebjørn transporteres til Kollsnes, påløper investeringer på til sammen 1.533 millioner 1998-kr, med beregnede norske leveranser på rundt 740 millioner kr eller 48%, som vist ovenfor. Dette inkluderer rørledning og landfall men ikke investering i behandlingsanlegg.

Den alternative transportløsningen for riggass er transport til Heimdal for separasjon, og videre eksport av salgsgass gjennom Norpipe til kontinentet. Utskilt kondensat blir her sendt gjennom en ny rørledning til Frøy, for videre transport til Kollsnes. Denne transportløsningen er beregnet til å koste til sammen 2. 872 millioner 1998-kroner, inkludert nytt prosessanlegg på Heimdal og ny rørledning Heimdal - Frøy.

Tabell 5.4 Investeringer, norske leveranser- og andeler. Gassrør til Heimdal. Mill 1998-kr.

		Invest	Norske lev.	
		Mill kr	(%)	Mill
Rør	Prosjled/engineer	18	100%	18
Heimdal	Materialer	52	0%	0
- Frøy	Rørlegging	114	10%	11
	Tilkobling	32	90%	29
Modifik.	Prosjektledelse	236	100%	236
Heimdal	Mottaksanlegg	102	40 %	41
	Gassbehandlingsanl	612	40 %	245
	Gassturbin	70	0 %	0
	Tilkopling	30	90 %	27
	Oppgradering	50	70 %	35
	Modifikasjons	190	70 %	133
Rør	Prosjektled./Forsikr	115	100 %	115
Kv.bjørn	Prosjektering	52	100 %	52
-Heimdal	Rør	431	0 %	0
	Coating	142	100 %	142
	Rørlegging	364	10 %	36
	Tilkobling/ferdigst.	262	90 %	236
Totalt		2872	47%	1356

Tabellen over viser beregning av norske leveranser ved Heimdalløsningen ut fra de samme betraktninger omkring norske leveranseandeler som er gjort for transport til Kollsnes. Det framgår av tabellen at transport av riggass til Heimdal er beregnet til å gi norske leveranser på vel 1.350 mill 1998-kr, eller 47% av totalinvesteringen. Modifikasjonene på Heimdal, med bl. annet nytt gassbehandlingsanlegg, gir en beregnet norsk leveranseandel på 56%, mens rørledningene har norsk leveranseandel på rundt 43% for riggassrøret og 27% for kondensatrøret.

Det framgår av tabell 5.4 at transport av riggass til Heimdal er beregnet til å gi norske leveranser på vel 1.350 mill 1998-kr, eller 47% av totalinvesteringen. Modifikasjonene på Heimdal, med bl. annet nytt gassbehandlingsanlegg, gir en beregnet norsk leveranseandel på 56%, mens rørledningene har norsk leveranseandel på rundt 43% for riggassrøret og 27% for kondensatrøret.

I tabell 5.5 og figur 5.7 er leveransene sammenliknet for de to alternativene.

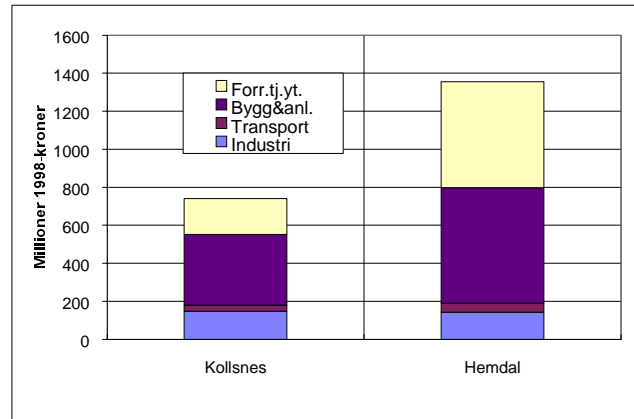
Tabell 5.5 Nasjonale leveranser fordelt på næring i mill 98-kr, alternativ Kollsnes og Heimdal

	Kollsnes	Heimdal
Industri	147	143
Transport	33	48
Bygg & anlegg	372	607
Forretningsmessig tjenesteyting	188	559
Totalt	740	1356

Det framgår av tabell og figur at de beregnede norske leveransene fordeler seg med hovedvekt på bygge- og anleggsvirksomhet og forretningsmessig tjenesteyting. I tillegg får industrivirksomhet betydelige leveranser,

selv om mye av verdiskapningen her lekker ut til utlandet gjennom utstyrsleveranser.

Transportvirksomhet vil i tillegg få endel leveranser til gasstransportsystemet.



Figur 5.7 Nasjonale leveranser fordelt på næring i mill 98-kr, alternativ Kollsnes og Heimdal

Vi finner videre av tabell 5.5 og figur 5.7 at transport til og behandling på Heimdal er dyrere kun transport til Kollsnes (ekskl. behandlingsanlegg) og gir dermed også de klart største norske leveransene. Egentlig er dette mer en avgrensingssak enn realiteter, fordi man på Heimdalplattformen har inkludert i transportløsningen et nytt gassseparasjonsanlegg, mens disse tjenestene blir kjøpt fra et annet prosjekt på Kollsnes. For å ivareta gass-separasjonen på Kollsnes skal det bygges et nytt NGL-ekstraksjonsanlegg som også vil gi betydelige norske vare- og tjenesteleveranser. Dette inngår imidlertid ikke i Kvitebjørnprosjektet og er derfor konsekvensvurdert i en annen sammenheng.

Alternative transportløsninger for kondensat

For kondensat fra Kvitebjørn foreligger det tre alternative transportveier. I tillegg til transport til Statfjord B, vurderes også transport til Gullfaks C og til Oseberg C.

Tabellen under viser beregning av norske vare- og tjenesteleveranser ved de tre alternativene for kondensattransport.

Det framgår av tabellen at beregnet norsk leveranseandel for kondensattransport varierer fra 45% ved (Statfjord B) til 51% ved Gullfaks-alternativet til hele 60% ved Osebergalternativet. Årsaken til dette er dels forskjellige tilkoblings- og modifikasjonskostnader på de tre plattformene, og dels at kondensatrørledningen til Oseberg blir så lang at den må bygges med en spesiell teknologi der kondensatrøret legges inne i et ytre rør. Vi har i beregningene lagt til grunn at denne rørbehandlingen gjøres i Norge. Dette er imidlertid noe usikkert.

Tabell 5.6 Investeringer, norske andeler og leveranser. Ulike transportløsninger for kondensat

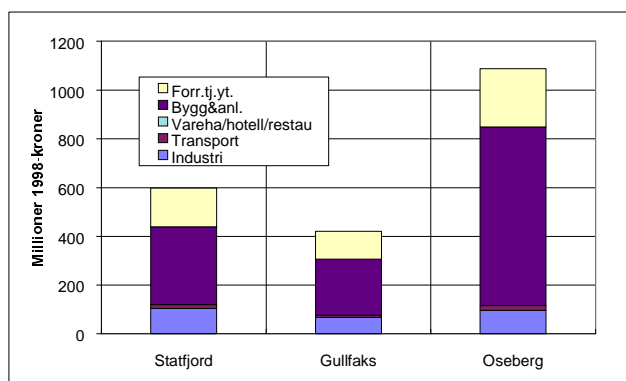
	Andel (%)	Investeringer i mill 1998-kr			Norske leveranser i mill 1998-kr		
		Statfj	Gullf	Oseb	Statfj	Gullf	Oseb
Kond.rør							
Prol//Fors.	100 %	65	40	102	65	40	102
Prosjekter.	100 %	48	29	76	48	29	76
Rør	0 %	256	105	225	0	0	0
Coating	100 %	109	54	495	109	54	495
Rørlegging	10 %	169	95	197	17	10	20
Tilkob./fer	90 %	168	170	223	151	153	201
Modifik pl	40 %	520	338	484	208	135	194
Totalt		1343	831	1802	598	421	1087
N. lev.andel					45%	51%	60%

Sammenliknes de tre transportveiene for kondensat fra Kvitebjørn, ser vi at transport til Oseberg C er klart mest kostbart, mens transport til Gullfaks er noe kortere, og dermed billigere enn transport til Statfjord B. De kostnadene som påløper i Kvitebjørnprosjektet er imidlertid bare et av flere elementer som inngår i beslutningen om hvilken transportvei man bør velge. Tariffkostnader for bruk av plattformens tjenester og plattformens økonomiske levetid er blant annet andre elementer som må trekkes inn når beslutningen skal tas.

Tabell 5.7 Nasjonale leveranser fordelt på næring i mill 98-kr. Alternative utbyggingsløsninger for kondensat.

Næring	Gullfaks	Statfjord	Oseberg
Industri	104	68	97
Transport	17	10	20
Bygg & anlegg	318	229	732
Forr.tjenesteyting	159	115	239
Totalt	598	421	1087

Beregnete norske vare- og tjenesteleveranser ved de tre alternative transportveiene for kondensat, fordelt på hovednæring, framgår av tabell 5.7 og figur 5.8.



Figur 5.8 Nasjonale leveranser fordelt på næring i mill 98-kr. Alternative utbyggingsløsninger for kondensat.

Vi ser av tabellen at hoveddelen av leveransene ventes å ville tilfalle bygge- og anleggsnæringen, dels i form av rørbehandling, og dels i form av modifikasjons- og tilkoblingsarbeider på plattformene. I tillegg får forretningsmessig tjenesteyting betydelige leveranser, dels i form av Statoils egen prosjektledelse, dels som prosjektering, og dels som ferdigstillingsarbeider. De øvrige leveransene tilfaller i hovedsak industrivirksomhet og transport.

5.4.6 Vare og tjenesteleveranser i driftsfasen

Driftskostnadene for Kvitebjørnprosjektet består av flere elementer. Dels påløper kostnader til drift av Kvitebjørn-plattformen og til landbasert støtte, dels påløper kostnader til transport og behandling av gass og kondensat i anlegg eiet av Kvitebjørnprosjektet, og dels påløper tariffkostnader for bruk av plattformer, transport- og behandlingsanlegg eiet av andre.

I en vurdering av norske vare- og tjenesteleveranser til Kvitebjørn i driftsfasen inngår i hovedsak drift av plattformen med tilhørende landbasert støtte. Det er i første rekke dette som gir nye vare- og tjenesteleveranser, og dermed virkninger for norsk næringsliv.

En oversikt over driftsleveransene til Kvitebjørnplattformen i et normalår, er vist i tabell 5.8. I tabellen har vi også beregnet forventet norsk andel av disse leveransene.

Det framgår av tabellen at drift av Kvitebjørnplattformen med landbasert driftsstøtte i et normalår er beregnet til rundt 200 mill 1998-kr. Kostnader, i all hovedsak tariffkostnader, til drift av transportanleggene er her ikke tatt med.

Det framgår av tabellen at det aller meste av driftsleveransene vil være norske leveranser. Driftsbemanningen på plattformen og i landbasert støtte vil temmelig sikkert være norske. Det samme gjelder forpleining, transport og basevirksomhet og vedlikeholdsarbeider.

Tabell 5.8 Årlige driftskostnader, norske leveranse- og leveranseandeler

	Opex	Norske leveranser	
	Mill kr	(%)	Mill kr
Personell, offshore/drift	83	100%	83
Forpleining	6	100%	6
Driftsmateriell, reservedeler	34	40%	13
Transport	32	100%	32
Modifikasjoner og vedlikehold	21	100%	21
Forsikring	26	50%	13
Totalt	200	84%	167

Det som kjøpes inn fra utlandet er i første rekke reservedeler og driftsmateriell. Samlet gir dette en

beregnete årlig leveranser fra norsk næringsliv til drift av Kvitebjørnplattformen i et normalår på rundt 167 mill 1998-kr eller 84% at totalen.

5.5 Sysselsettingsvirkninger ved utbygging og drift av Kvitebjørn

For beregning av sysselsettingsmessige virkninger av Kvitebjørnutbyggingen på nasjonalt nivå, er det benyttet en forenklet kryssløpsbasert beregningsmodell med virkningskoeffisienter hentet fra Statistisk Sentralbyrås nasjonale planleggings-modell MODIS.

Beregningsmodellen tar utgangspunkt i de anslåtte vare- og tjenesteleveranser fra norsk næringsliv fordelt på næring og år, slik disse framgår i kapittel 4 ovenfor. På dette grunnlag beregnes den samlede produksjonsverdi som skapes i norsk næringsliv som følge av disse leveransene, både hos leverandørbedriftene selv, og hos deres underleverandører. Produksjonsverdien blir deretter regnet om til sysselsetting målt i årsverk, ved hjelp av statistikk for produksjon pr. årsverk i ulike bransjer. Som resultat av modellberegningene får en dermed direkte sysselsettingsvirkninger hos leverandørbedriftene, og indirekte sysselsettingsvirkninger hos bedriftenes underleverandører. Til sammen gir dette prosjektets produksjonsvirkninger.

I tillegg til produksjonsvirkningene beregner også modellen prosjektets konsumvirkninger både nasjonalt og regionalt. Konsumvirkningene oppstår som følge av at de sysselsatte betaler skatt, og bruker sin lønn til kjøp av forbruksvarer og tjenester. For beregning av konsumvirkninger benytter modellen marginale konsumtilbøyeligheter hentet fra planleggingsmodeller på nasjonalt nivå.

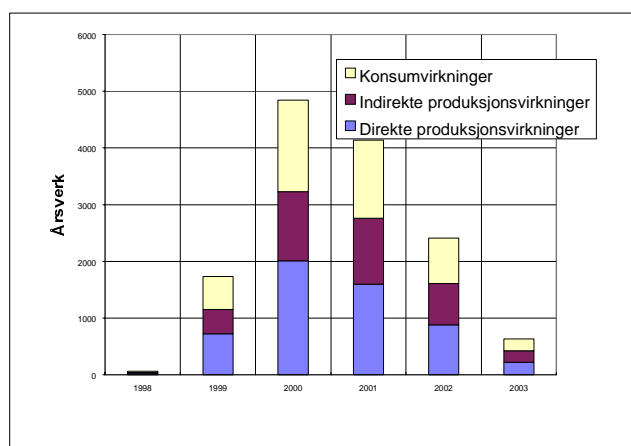
Legger en sammen prosjektets produksjonsvirkninger og konsumvirkninger, framkommer til slutt prosjektets totale sysselsettingsvirkninger. Det understrekes at dette er beregnede tall, som inneholder betydelig usikkerhet. En usikkerhet på 20 - 30% bør en regne med.

5.5.1 Sysselsettingsvirkninger av Kvitebjørnutbyggingen på nasjonalt nivå

Tar en utgangspunkt i de beregnede norske vare- og tjenesteleveransene til Kvitebjørn, og bruker modellapparatet beskrevet ovenfor, får en beregnet sysselsettingsmessige virkninger av utbyggingsprosjektet som vist i figur 5.9 og tabell 5.9.

Det framgår av tabell 5.9 at vare og tjenesteleveransene fra norsk næringsliv til utbygging av Kvitebjørn ventes å ville gi en norsk sysselsettingseffekt på til sammen 14.000 årsverk, fordelt over fem år i perioden 1998 - 2003. Rundt 5.500 årsverk av dette vil være direkte produksjonsvirkninger i leverandørbedriftene, rundt 3.900

årsverk vil være indirekte produksjonsvirkninger i underleverandørbedrifter, mens de resterende 4.800 årsverk vil være avledede konsumvirkninger som følge av de sysselsattes forbruk.



Figur 5.9 Samlede nasjonale sysselsettingsvirkninger

Tabell 5.9 Samlede nasjonale sysselsettingsvirkninger

TYPE V.	1998	1999	2000	2001	2002	2003	Sum
Dir.prod.	30	720	2010	1600	880	220	5460
Indir.prod.	10	430	1220	1160	730	200	3750
Konsum	20	580	1610	1380	800	210	4600
Totalt	60	1730	4840	4140	2410	630	13810

En fordeling av de direkte og indirekte produksjonsvirkningene ved Kvitebjørnutbyggingen på næring og tid framgår av tabell 5.10. Merk at konsumvirkningene her ikke er med, da modellapparatet ikke gir grunnlag for å næringsfordele disse.

Det framgår av tabell 5.10 at de samlede produksjonsvirkningene på rundt 9.200 årsverk, fordeler seg med vel 2.600 årsverk på forretningsmessig tjenesteyting, herunder også Statoils prosjektledelse. For øvrig ser en at industriproduksjon ventes å ville få produksjonsvirkninger på rundt 3.000 årsverk, bygg og anlegg får rundt 1.400 årsverk, mens resten fordeler seg ut på, transport, varehandel og på andre næringer. I tillegg kommer konsumvirkninger på 4.600 årsverk som modellen ikke kan næringsfordele.

Tabell 5.10 Direkte- og indirekte sysselsettingsvirkninger

Prod virkning	1998	1999	2000	2001	2002	2003	Totalt
Industriprod.	20	450	1260	860	370	60	3020
Forr. tj.y.	10	390	1030	730	340	90	2590
Bygg & Anlegg	0	60	210	390	530	170	1360
Transport	0	70	190	250	70	20	600
Vare, hot&rest	0	70	190	170	110	30	570
Andre næring	10	110	350	360	190	50	1070
Totalt	40	1150	3230	2760	1610	420	9210

Det understrekes at sysselsettingsberegningene inneholder usikkerhet.

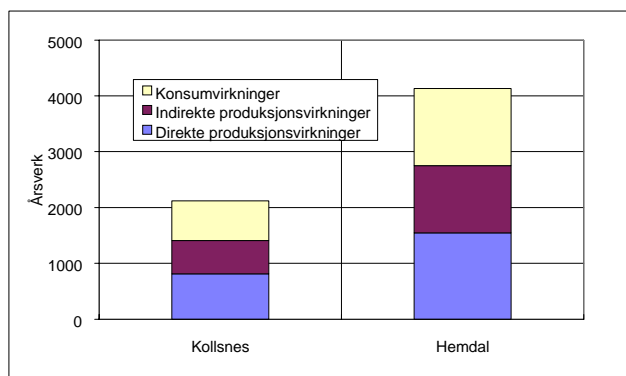
5.5.2 Forskjeller i sysselsettingsvirkninger ved alternative transportløsninger

Sysselsettingsvirkningene ved utbygging av de to alternative transportløsningene for gass, framgår av tabell 5.11 og figur 5.10.

Tabell 5.11 Sysselsettingsvirkninger ved alternative transportløsninger for rikgass

Nasjonal sysselsetting	Kollsnes	Heimdal
Direkte produksjonsvirkninger	810	1550
Indirekte produksjonsvirkninger	600	1200
Konsumvirkninger	710	1380
Totalt	2120	4130

Det framgår av figur 5.10 og tabell 5.11 at alternativet med transport av gass til Kollsnes gir en beregnet sysselsettingseffekt på vel 2.200 årsverk.



Figur 5.10 Sysselsettingsvirkninger alternative transportløsninger for rikgass

Disse inngår i beregningene tabell 5.11 ovenfor. Velges alternativt Heimdal som transportløsning for gass får man en beregnet sysselsettingseffekt på vel 4.100 årsverk. Forskjellen skyldes her i hovedsak større investeringer ved Heimdalalternativet, fordi dette, som nevnt inneholder et nytt gassbehandlingsanlegg, mens Kollsnesalternativet kjøper slike tjenester utenfra. De beregnede sysselsettingseffektene i begge alternativer fordeler seg med litt under 40% på direkte sysselsettingsvirkninger i leverandørbedrifter, litt under 30% i indirekte sysselsettingseffekter hos underleverandører, og de resterende rundt 33% på konsumvirkninger.

En fordeling av direkte- og indirekte sysselsettingsvirkninger ved de to transportløsningene for gass framgår av tabell 5.12. Konsumvirkningene er her ikke tatt med. Det framgår av tabellen at i Kollsnesalternativet får forretningsmessig tjenesteyting, bygg og anleggsvirksomhet og industriproduksjon omtrent like store sysselsettingsvirkninger med 3 - 400 årsverk hver, mens mindre virkninger fordeler seg på transport,

varehandel og andre næringer. I Heimdal alternativet dominerer forretningsmessig tjenesteyting sysselsettingsbildet med nesten 1.000 årsverk. Her får bygg og anlegg vel 600 årsverk, industri vel 400 årsverk mens resten fordeler seg på transport, varehandel og andre næringer.

Tabell 5.12 Produksjonsvirkninger fordelt på næring, ved alternative utbygginger for transport av gass. Årsverk

Produksjonsvirkn. nasjonalt	Kollsnes	Heimdal
Industriproduksjon	330	440
Forr. tjenesteyting	350	960
Bygg & anlegg	380	640
Transport	100	160
Varehandel, hotell restaurant	90	180
Andre næringer	160	370
Totalt	1410	2750

En sammenlikning av beregnede sysselsettingsvirkninger ved de tre alternative transportløsningene for kondensat, fordelt på type virkning, framgår av tabell 5.13.

Tabell 5.13 Sysselsettingsvirkninger ved alternative transportløsninger for kondensat

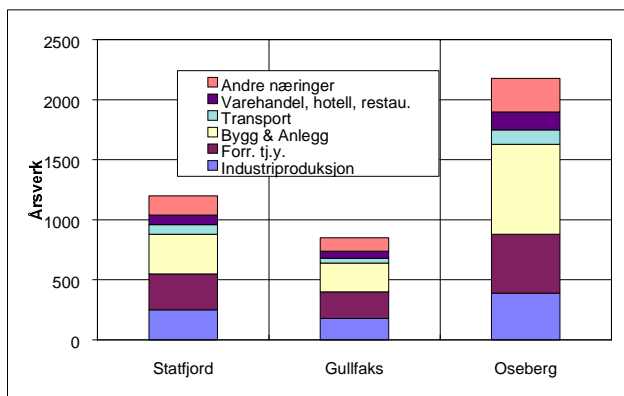
Nasjonal sysselsetting	Statfjord	Gullfaks	Oseberg
Direkte prod.virkn.	640	460	1160
Indirekte prod. virkn	560	390	1020
Konsumvirkninger	610	420	1080
Totalt	1810	1270	3260

Det framgår av tabellen at transport av kondensat til Oseberg C som det dyreste alternativet, også gir de klart største sysselsettingsvirkningene med 3.260 årsverk. Til sammenlikning gir Statfjord B-alternativet vel 1.800 årsverk, mens Gullfaksalternativet gir beregnede sysselsettingseffekter på nær 1.300 årsverk. I alle alternativene fordeler sysselsettingsvirkningene seg med vel 35% på direkte sysselsettingsvirkninger i leverandørbedrifter, vel 30% på indirekte sysselsettingseffekter hos underleverandører og resten i form av konsumvirkninger som følge av de ansattes forbruk og skattebetalinger.

En fordeling av direkte og indirekte sysselsetting ved de tre alternative transportveiene for kondensat framgår av tabell 5.14 og figur 5.11.

Det framgår av tabell og figur at næringsfordelingen varierer noe mellom de tre alternativene. For Osebergalternativet dominerer bygg og anleggsvirksomhet med 750 årsverk alene. Forretningsmessig tjenesteyting får her nær 500 årsverk og industri 390 årsverk, mens resten fordeler seg på transport, varehandel og andre næringer. I de to andre alternativene er sysselsettingseffektene for bygg og anlegg og forretningsmessig tjenesteyting omtrent

like store, industriproduksjon får litt lavere effekter, mens resten også her fordeler seg på transport, varehandel og andre næringer.



Figur 5.11 Direkte og indirekte sysselsettingsvirkn. fordelt på hovednæring

Tabell 5.14 Direkte og indirekte sysselsettingsvirkninger fordelt på hovednæring

Produksj. virkn. nasj.	Statfjord	Gullfaks	Oseberg
Industriproduksjon.	250	180	390
Forretingsmessig tj.yt	300	220	490
Bygg & Anlegg	330	240	750
Transport	80	40	120
Vareh., hotell & rest.	80	60	150
Andre næringer	160	110	280
Totalt	1200	850	2180

5.5.3 Nasjonale sysselsettingsvirkninger i driftsfasen

Kvitebjørnplattformen vil i ordinær drift ha en bemanning på rundt 16 personer til enhver tid. Med normal skiftordning gir dette nær 50 årsverk offshore. I borefasen og ved større vedlikeholdsarbeider vil bemanningen være større.

Landbasert driftsstøtte til Kvitebjørn vil bli foretatt fra Statoils eksisterende driftsmiljøer i Bergen eller Stavanger. Behov for driftsstøtte i ordinær drift er beregnet til vel 25 årsverk. Direkte sysselsettelseffekt til drift av Kvitebjørn i et normalår blir dermed rundt 75 årsverk. I tillegg kommer sysselsettelsesvirkningene av vare- og tjenesteleveranser til prosjektet. En oversikt over samlede sysselsettelseffekter av drift av Kvitebjørn framgår av tabell 5.15

Tabell 5.15 Sysselsettingsvirkninger i driftsfasen fordelt på type virkning

Nasjonal sysselsettelseffekt	
Direkte produksjonsvirkninger prod.virkn.	175
Indirekte produksjonsvirkninger	65

Konsumvirkninger	125
Totalt	365

Det framgår av tabell 5.15 at samlede sysselsettelseffekter av drift av Kvitebjørn i et normalår er beregnet til 365 årsverk. Av dette vil 175 årsverk være direkte sysselsettelseffekter til driftsbemanning og i leverandørbedrifter, 65 årsverk vil være indirekte sysselsettelsesvirkninger i underleverandørbedrifter, mens de resterende 125 årsverk er konsumvirkninger. Det understrekes igjen at beregningene inneholder usikkerhet.

En oppsplitting av direkte og indirekte sysselsettelsesvirkninger på hovednæring framgår av tabell 5.16. Konsumvirkningene er ikke tatt med.

Tabell 5.16 Produksjonsvirkninger fordelt på hovednæring pr år i driftsfasen. Årsverk

Produksjonsvirkninger nasjonalt	Årsverk
Industriproduksjon	30
Oljevirkosomhet	75
Forretingsmessig tjenesteyting	40
Bygg & Anlegg	15
Transport	35
Varehandel, hotell & restaurant	20
Andre næringer	25
Totalt	240

Det framgår av tabellen at oljevirkosomhet direkte får rundt 75 årsverk, som vist ovenfor. Resten av sysselsettelseffekten fordeler seg med rundt 30 årsverk på industrivirkosomhet, rundt 40 årsverk på forretningsmessig tjenesteyting, 35 årsverk på transport, herunder basevirkosomhet, 20 på varehandel, hotell og restaurantvirkosomhet, vesentlig catering, 15 årsverk på bygg og anlegg, og 25 årsverk på andre næringer. I tillegg kommer 125 årsverk i konsumvirkninger som modellen ikke kan næringsfordele med tilstrekkelig sikkerhet.

Sysselsettelsesberegningene ovenfor omfatter bare drift av plattformen med landbasert driftsstøtte. Drift av transportsystemet kommer i tillegg, men gir normalt bare beskjeden ny sysselsettelse. Rørledningene som tilhører Kvitebjørnprosjektet vil bli drevet fra Statoils driftssenter for rørledninger i Nord-Rogaland, uten bemanningsøkninger. Leveranser av varer- og tjenester til drift av rørledningene utover dette er svært beskjedne. En kan heller ikke vente bemanningsøkninger til drift av rørledninger eiet av andre.

Det eneste som kan gi sysselsettelsesvirkninger av betydning er drift av separasjonsanleggene. Ved Kollsnesalternativet er dette behandlet i egen

konsekvensutredning. Ved Heimdalalternativet vil separasjonsanleggene bli drevet av plattformens eksisterende bemanning, uten behov for bemanningsøkning. Kvitebjørnprosjektet bidrar imidlertid til å opprettholde den eksisterende sysselsetting på Heimdal.

6 Utslipp og miljømessige konsekvenser

Kapittel 6 redegjør for forventede volum og konsekvenser av utslipp til luft og sjø fra Kvitebjørnutbyggingen. Utslippene er vurdert i forhold til utslipp fra mottaksanleggene og i forhold til regionale utslipp.

I valg av konsept for Kvitebjørnutbyggingen er det lagt vekt på å velge løsninger som

- utnytter eksisterende infrastruktur for produksjon av kraft og håndtering av gass, kondensat og produsert vann.
- minimaliserer kjemikaliebruken
- gir en enkel prosessløsning på Kvitebjørnplattformen

6.1 Utslipp til luft

Kvitebjørnutbyggingen vil føre til utslipp til luft fra kraftproduksjon, i forbindelse med boreoperasjonene, fra støttestrukturer og utstyr på plattformen, og fra mottaksanlegg for gass og kondensat. Utslipp fra alternative løsninger for Kvitebjørnutbyggingen er beregnet og sammenlignet med andre utslipp til luft regionalt og nasjonalt. I tillegg er det gjort rede for aktuelle utslippsreducerende tiltak på Kvitebjørnplattformen, ved kraftproduksjon og mottaksanlegg for kondensat og gass. Tilslutt blir utslippene fra Kvitebjørnutbyggingen vurdert i forhold til de regionale miljømessige konsekvensene av utslipp til luft.

6.1.1 Utslipp ved alternative krafttilførsler

Det høye reservoartrykket vil bli benyttet til å transportere gass og kondensat fram til mottaksanleggene. Behovet for roterende utstyr på plattformen vil derfor være minimalt. Kraftbehovet vil være størst, omtrent 10 MW, ved samtidig boring og produksjon, og synke til ca. 3 MW ved normal drift.

Ved overføring av kraft fra land via Troll A beregnes utslipp til luft etter en fordeling mellom gasskraft og vannkraft på 60 / 40 fram til år 2005, og 100% gasskraft etter år 2005.

Flere alternativer for kraftproduksjon på Statfjord er vurdert. I foreliggende LCC¹-analyse er installering av en ny kraftturbine lagt til grunn.

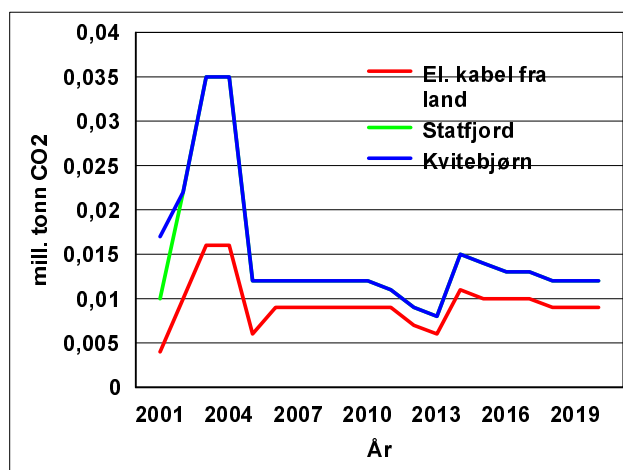
Optimalisering av kraftproduksjonen på Statfjordfeltet er også en mulighet. Dette er foreløpig kun på utredningsstadiet, og er ikke tatt hensyn til i utslippsberegningene.

Egenproduksjon av kraft vil være basert på 2 stk. generatorer drevet av 'dual fuel' turbiner. Diesel bli

brukt som brennstoff i turbinene fram til produksjonen kommer igang etter ca. 1 år, deretter vil gass bli brukt som drivstoff.

Samlet kraftbehov vil avhenge av hvilket mottaksanlegg som blir valgt for kondensat. Årsaken til dette er ulike rørkonsept. For rørledningene til Statfjord B og Gullfaks C planlegges det elektrisk oppvarming slik at man kan redusere bruk av glykol ved nedstenging. For rørledningen til Oseberg C planlegges det rør-i-rør isolasjon kombinert med høytrykks- / enfasetransport. Dette innebærer at rørledningen må tilføres glykol ved nedstengning. Kraftbehovet vil variere i takt med antall nedstengninger.

Utslipp av CO₂ og NO_x er beregnet for de tre alternativene (el-kabel fra land, Statfjord og egenproduksjon), utifra Kvitebjørn sine produksjonsprofiler og informasjon fra Statfjord og Troll. Marginale utslipp for CO₂ (mill. tonn pr. år) og NO_x (tonn pr. år) er vist i figur 6.1 og 6.2.



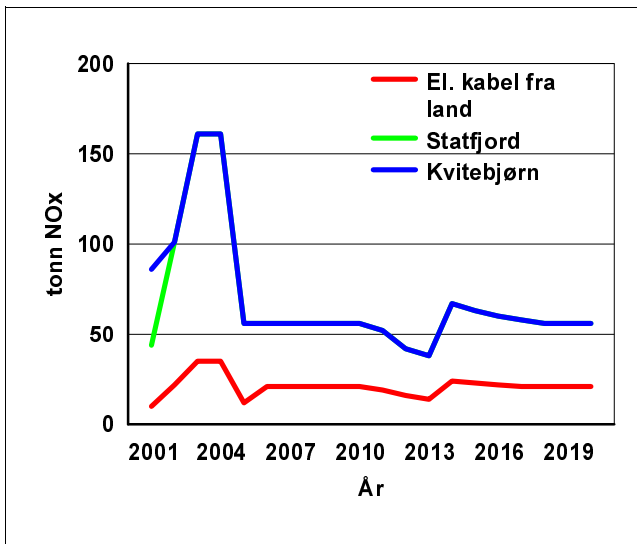
Figur 6.1 Marginale utslipp av CO₂ (mill. tonn/år)

Totale marginale utslipp med kraftforsyning fra land via Troll A, fra Statfjord eller ved egen produksjon av kraft i perioden 2001 - 2020, er vist i tabell 6.1. Tallene gjelder for transport av kondensat til Gullfaks C. Ved valg av Statfjord B eller Oseberg C som mottaksanlegg for kondensat, vil utslippene i forbindelse med kraftproduksjonen bli noe mindre.

Tabell 6.1 Totale marginale utslipp fra kraftproduksjon i perioden 2001 - 2020.

Kraftprodusent	CO ₂ (mill. tonn/)	NO _x (tonn)
El. kabel fra land	0,19	420
Statfjord	0,30	1360
Kvitebjørn	0,30	1400

¹ LCC = Life Cycle Cost



Figur 6.2 Marginale utslipp av NO_x (tonn/år)

6.1.2 Utslipp knyttet til boring

Kvitebjørninstallasjonen skal utstyres med full borepakke. Det skal etter planen bores 11 brønner, herav 9 produksjonsbrønner, 1 injeksjonsbrønn og en brønn for framtidig bruk. Den siste brønnen vil bli sideboret inn på hovedstrukturen dersom den er tørr. Alle brønnene planlegges boret fra plattformen.

Det vil bli boret og komplettert 4 brønner før produksjon og leveranse av gass og kondensat starter. De resterende brønnene blir boret fortløpende etter produksjonsstart. Etter om lag 3 år vil den planlagte boreperioden være over, og virksomheten går over i en ren produksjonsfase.

Utslippene knyttet til produksjonen av kraft for boring, komplettering og reinjeksjon av oljeholdig borekaks og drenasjevann vil avhenge av valgt strømleverandør. Utslippene fra de alternative strømleverandørene er omtalt nærmere i kap. 6.1.1.

Under opprensning og testing av brønnene vil gassen brennes av over brennerbom. Med dagens teknologi er det ikke mulig å unngå å brenne gassen, men for å redusere utslippene vil brønntesting bli redusert til et minimum. For hver brønn er det antatt at en vil brenne av ca. 2 mill. m³ gass. Beregnede utslipp av CO₂, NO_x, nmVOC og CH₄ pr. brønn og totalt for 10 brønner, er vist i tabell 6.2.

Tabell 6.2 Utslipp fra brønntesting pr. brønn

	Utslipp pr. brønn (tonn)	Totalutslipp (tonn)
CO ₂	4 680	0,05 mill
NO _x	24	240
nmVOC	0,12	1,20
CH ₄	0,48	4,80

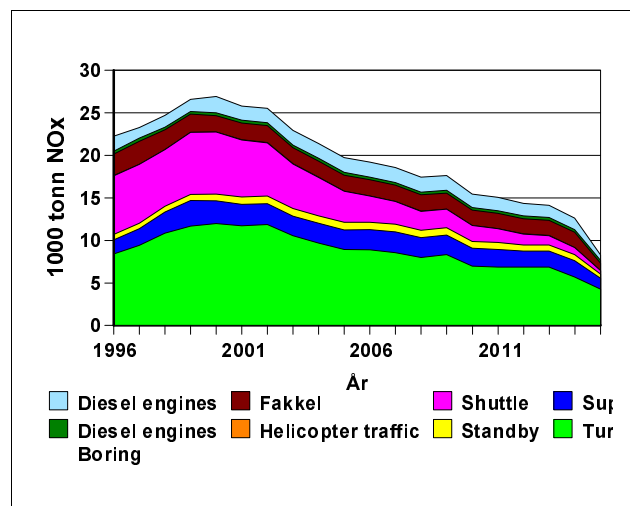
6.1.3 Utslipp knyttet til produksjon

Nødvendige støttefunksjoner for Kvitebjørn er

- helikoptertransport
- beredskapsfartøy
- forsyningskip

Boligkvarteret på Kvitebjørnplattformen vil bli utstyrt med 90 senger. Under normal drift, dvs etter at planlagt boring er gjennomført, vil plattformen ha en bemanning på ca. 20 personer.

Det er ikke gjort egne beregninger av utslipp fra helikopter- og båttrafikk i tilknytning til Kvitebjørn. Kvitebjørn er en del av Tampen-området. Figur 6.3 viser utslipp av NO_x for hele Tampen-området fordelt på de ulike kildene. Figuren viser at utslipp i tilknytning til helikoptertransport, beredskapsfartøy og forsyningskip utgjør ca. 1/3 av de totale NO_x utslippene. Utslippene fra støttefunksjoner i tilknytning til Kvitebjørnutbyggingen vil være små i forhold til totalutslippene i Tampen-området. I tillegg vil utslippene fra Kvitebjørnutbyggingen komme i perioden fra 2001 og utover, samtidig som totalutslippene fra Tampenområdet går ned.



Figur 6.3 Utslipp av NO_x (tonn/år) i Tampenområdet - fordelt på kilder

Kaldventilering:

Plattformen består kun av høytrykks hydrokarbon systemer, derfor installeres et høytrykks kald ventileringssystem. For å redusere fakkellbomlengden og størrelsen på høytrykks væskeutskiller planlegges det installering av HIPPS² ventiler på hver brønnstrøm.

Kaldventilering vil eventuelt bli benyttet som en sikkerhetsforanstaltning og ved planlagte nedstengninger (1 pr. år). Det er beregnet at ca. 25.000 Sm³ gass blir sluppet ut hver gang systemet er i bruk. Av miljømessige årsaker er det imidlertid ønskelig å brenne gassen som slippes ut ved trykkavlastning

² HIPPS = High Integrity Pressure Protection System

Siden det kun trykkavlastning ved nødsituasjoner og vedlikehold på plattformen, er det ikke sett på som nødvendig å installere et pilot system for kontinuerlig antennelse av fakkelen. Det vurderes derfor et automatisk eller manuelt antennessystem som antenner gassen ved en slik situasjon.

Utslipp fra behandling av gass :

Kollsnes og Heimdal er aktuelle mottaksanlegg for prosessering av gass fra Kvitebjørn.

Ved tilknytning til Heimdal vil gassen bli tørket før videresending gjennom Statpipesystemet til Kårstø. Assosiert væske sendes enten i eksisterende rør inn i Forties - systemet, eller via et nytt rør til Frigg og videre i Frostpipe til Sture via Oseberg Transport System (OTS).

Ved tilknytning til Kollsnes blir gassen tørket og eksportert. Det planlegges et nytt NGL - ekstraksjonsanlegg på Kollsnes. Denne utbyggingen er omtalt i en egen konsekvensutredning. Kollsnes anbefaler at Kvitebjørn kobler seg til et ev. nytt NGL-anlegg.

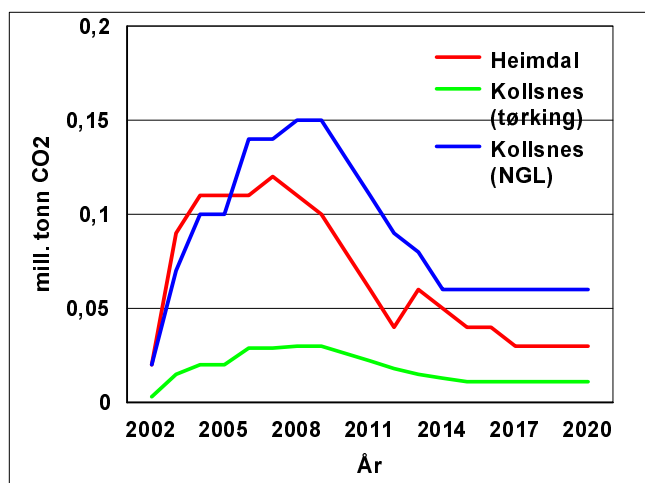
Prosesseringen i duggpunktsanlegget på Kollsnes er sammenlignbart med behandlingsanlegget på Heimdalsplattformen.

Marginale utslipp (tonn pr. år) av CO₂ og NO_x er beregnet for:

- Heimdal (tørking og komprimering)
- Kollsnes (tørking i duggpunktsanlegg)
- Kollsnes (prosessering i NGL-ekstraksjonsanlegg)

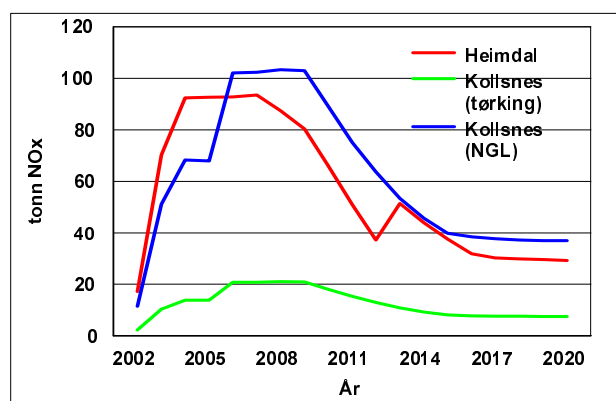
basert på produksjonsprofiler for perioden 2002 - 2020, jf. figur 6.4 og 6.5.

NGL-ekstraksjonsanlegget videreforedler gassen, og kan derfor ikke direkte sammenlignes med prosessen på Heimdal og duggpunktsanlegget på Kollsnes.



Figur 6.4 Marginale utslipp av CO₂ - gassmottak

Proessen i NGL-anlegget er kraftkrevende. Ved beregning av utslippstallene for NGL - ekstraksjonsanlegget er det ikke tatt hensyn til at det er anbefalt elektriske drivere for ekstraksjonsanlegget. Kraften til NGL-anlegget vil da bli hentet fra el-nettet, og sannsynligvis være produsert ved et gasskraftverk i Europa. Kun 15% av totalutslippet av CO₂ og NO_x vil komme på Kollsnes. De resterende 85% vil komme der den elektriske kraften blir produsert. Figurene viser totalutslippet.



Figur 6.5 Marginale utslipp av NO_x - gassmottak

Totalt marginale utslipp for perioden 2002 - 2020 (tonn) og utslipp pr. tonn oljeequivalent (toe) ved tilknytning til Heimdal og Kollsnes, er vist i tabell 6.3 og 6.4.

Tabell 6.3 Utslipp ved gassmottak - CO₂

Gassmottak	CO ₂ (mill. tonn)	CO ₂ (kg/toe)
Heimdal	1,3	24
Kollsnes (tørking)	0,3	7
Kollsnes (NGL)	1,7	34

Tabell 6.4 Utslipp ved gassmottak - NO_x

Gassmottak	NO _x (tonn)	NO _x (g/toe)
Heimdal	1100	20
Kollsnes (tørking)	240	7
Kollsnes (NGL)	1200	24

Utslipp fra behandling av kondensat:

Det ustabile kondensatet fra Kvitebjørn vil bli prosessert og blandet med olje på mottaksanlegget. Oseberg C, Statfjord B og Gullfaks C er aktuelle mottaksanlegg for kondensatet.

På Gullfaks og Statfjord vil oljen bli lastet til tankskip fra eksisterende lastebøyer. På Oseberg vil blandingen bli eksportert i rørledning til landterminalen på Sture.

Osebergalternativet vil derfor ikke gi utslipp av nmVOC.

Det pågår prosjekt både for Statfjord og Gullfaks for reduksjon av nmVOC-utslippene i forbindelse med bøyelasting. Dette gjøres enten ved gjenvinning av nmVOC fra lastetanker på skytteltankere og tilbakeføring til lasten, eller ved gjenvinning av nmVOC og bruk som drivstoff i motorene på skytteltankere.

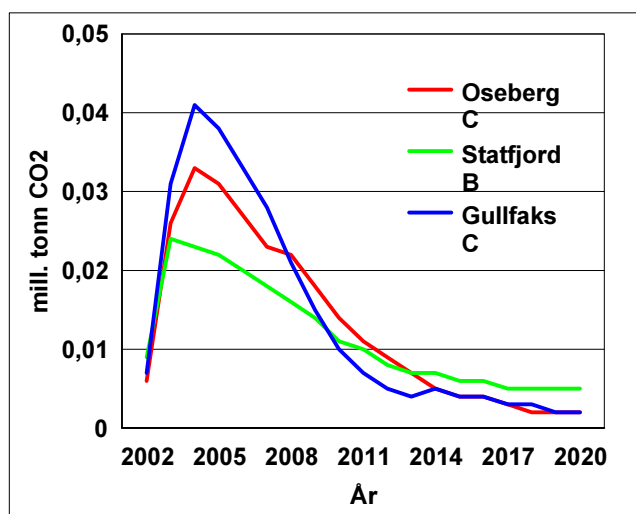
Begge løsningene er i ferd med å bli testet ut, og er pr idag installert på en skytteltanker. Dersom teknologien er vellykket, så vil implementeringen av tiltak gi en total reduksjon av nmVOC-utslipp fra bøyelasting på ca. 70%. Disse planene omfatter oppgradering av 8 (muligens 9) skytteltankere som trafikkerer Gullfaks og Statfjord innen 2002 - 2003.

I tillegg er reduksjon av damptrykket for å redusere avdampingen av nmVOC planlagt gjennomført på Statfjordfeltet fra 1999. Dette vil gi en årlig reduksjon i VOC-utslipp på 30 - 40%.

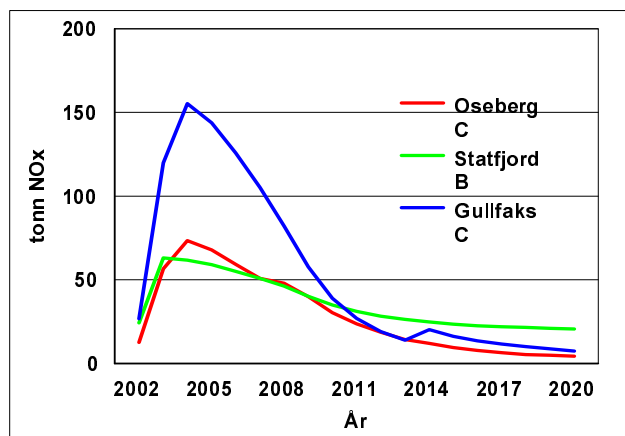
Samlet sett vil utslippene av nmVOC være redusert betraktelig innen Kvitebjørn kommer i drift i år 2002.

I forbindelse med behandlingen av kondensatet på mottaksanleggene vil det bli mindre utslipp av CO₂ og NO_x fra turbiner, kompressorer, m.m. Utslipp av CO₂ og NO_x er beregnet for de tre alternativene basert på opplysninger fra mottaksanleggene og produksjonsprofiler for perioden 2002 - 2020. Marginale utslipp (tonn pr. år) er vist i figur 6.6 og 6.7.

Totale marginale utslipp for perioden 2002 - 2020 (tonn) og utslipp pr. tonn oljeekvivalent (toe) ved tilknytning til Gullfaks C, Statfjord B og Oseberg C, er vist i tabell 6.5 og 6.6.



Figur 6.6 Marginale utslipp av CO₂ - kondensatmottak



Figur 6.7 Marginale utslipp av NO_x - konden.mottak

Tabell 6.5 Utslipp ved kondensatmottak - CO₂

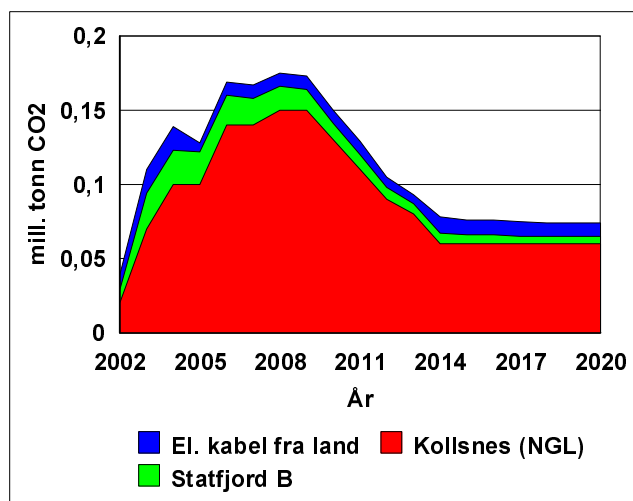
Kondensatmottak	CO ₂ (mill. tonn)	CO ₂ (kg/toe)
Gullfaks C	0,26	16
Statfjord B	0,22	13
Oseberg C	0,25	15

Tabell 6.6 Utslipp ved kondensatmottak - NO_x

Kondensatmottak	NO _x (tonn)	NO _x (g/toe)
Gullfaks C	1000	61
Statfjord B	680	41
Oseberg C	550	33

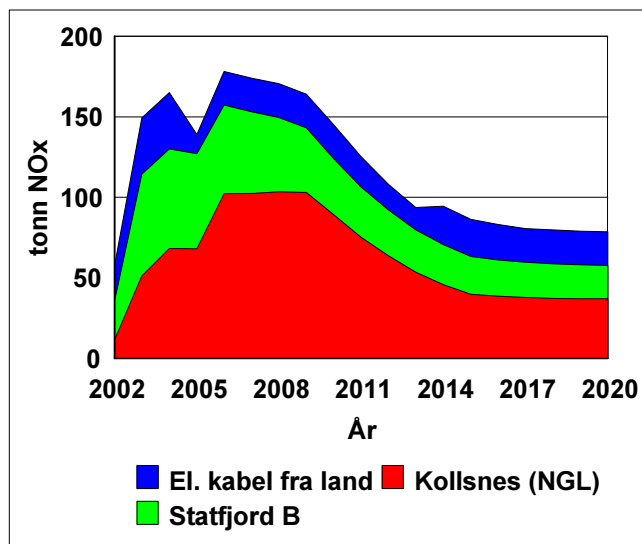
6.1.4 Oppsummering - utslipp til luft

Totale utslipp til luft fra Kvitebjørn-utbyggingen er vist i figur 6.8 og 6.9. Utslippstallene gjelder for kraftforsyning fra land via Troll A, gassmottak på Kollsnes med tilknytning til NGL-anlegget og kondensatmottak på Statfjord B.



Figur 6.8 Totale marginale utslipp av CO₂

Figurene viser at utslippene fra kraftproduksjon og mottaksanlegg for kondensat vil være små sett i forhold til utslippet fra NGL-anlegget på Kollsnes. Dette gjelder spesielt utslipp av CO₂. Som tidligere nevnt vil kun 15% av det beregnede totalutslippet av CO₂ og NO_x fra NGL-anlegget komme på Kollsnes. De resterende 85% vil komme i forbindelse med produksjon av den elektriske kraften på kontinentet. Figurene viser totalutslippet.



Figur 6.9 Totale marginale utslipp av NO_x

Tabell 6.7 viser totale marginale utslipp for Kvitebjørn-utbyggingen med kraftforsyning (el.kabel fra land via Troll A), mottak for kondensat (Statfjord B) og mottak for gass (Kollsnes NGL-anlegg).

Tabell 6.7 Totale marginale utslipp av CO₂ og NO_x

	CO ₂ (mill. tonn)	NO _x (tonn)
Troll A	0,19	420
Statfjord B	0,22	680
Kollsnes (NGL)	1,70	1200
Sum	2,10	2300

Totale marginale utslipp for perioden 2001 - 2020 på 2,1 mill. tonn CO₂ og 2.300 tonn NO_x, gir utslipp pr. oljeekvivalent for Kvitebjørn-utbyggingen på hhv 39 kg CO₂/toe og 42 g NO_x.

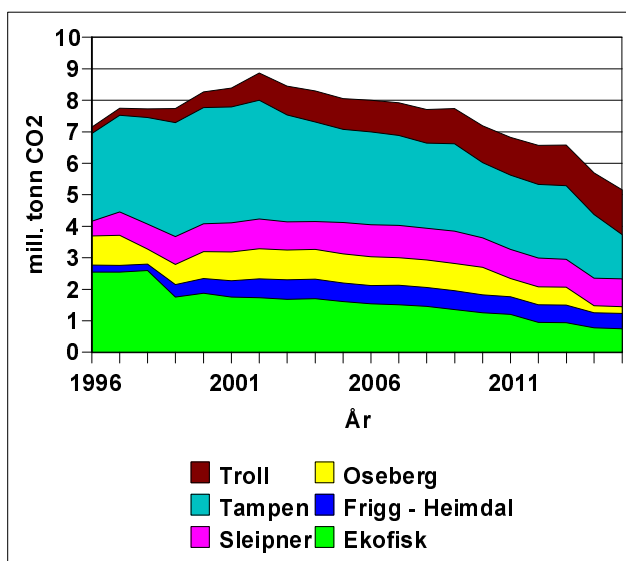
6.1.5 Sammenligning med andre utslipp til luft regionalt og nasjonalt

Avhengig av hvilket alternativ som blir valgt, så vil utslippene til luft fra Kvitebjørn komme fra Tampen- eller Oseberg-området, og Heimdal- eller Kollsnesområdet.

Utslippsprognoser for CO₂:

De regionale utslippsprognosene for Nordsjøen er basert på operatørens innrapportering til revidert nasjonalbudsjett for 1997.

Figur 6.10 viser utslippsprognosene for regionene i Nordsjøen. Antatt topp i energiforbruket er i år 2002 med et estimert CO₂ utslipp på i underkant av 10 millioner tonn. Størst er utslippene fra Tampen-området. På Tampen dominerer utslippene fra Statfjord og Gullfaks. Etter år 2002 synker utslippsnivået, og den nedadgående trenden fortsetter videre slik at utslippene i år 2014 er estimert til i underkant av 6 mill. tonn CO₂.



Figur 6.10 Prognoser for CO₂-utslipp

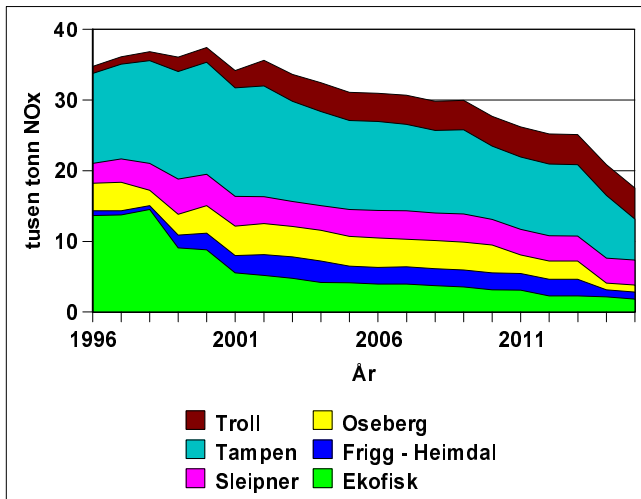
Samlede norske utslipp av CO₂ utgjør i dag omlag 40 mill. tonn. Av dette kommer omlag 10 mill. tonn fra norsk sokkel. I maks. året utgjør utslippene av drivhusgasser knyttet til driften av Kvitebjørn (år 2007-2008) 2% av de samlede CO₂-utslippene fra petroleumsaktiviteten i Nordsjøen i samme periode. Dette tallet er basert på Kollsnes som gassmottak med tilknytning til NGL-anlegget, Statfjord B som kondensatmottak og strømforsyning via elektrisk kabel.

Utslippsprognoser for NO_x:

Utslippsprognosene for NO_x, jf. figur 6.11, bygger på tall innrapportert fra operatørene i Nordsjøen til revidert nasjonalbudsjett for 1997.

Antatt topp i utslippet er i år 2000 med ca. 35 tusen tonn. Største NO_x-kilde utslipp fra forbrenning i turbiner.

Utslippene fra Kvitebjørn-utbyggingen vil ved maksimalt utslippsnivå (2006 - 2007) tilsvare ca 1% av NO_x-utslippene i Nordsjøen. Dette tallet er basert på den mest sannsynlige utbyggingsløsningen, - Kollsnes som gassmottak med tilknytning til NGL-anlegget, Statfjord B som kondensatmottak og strømforsyning via elektrisk kabel.



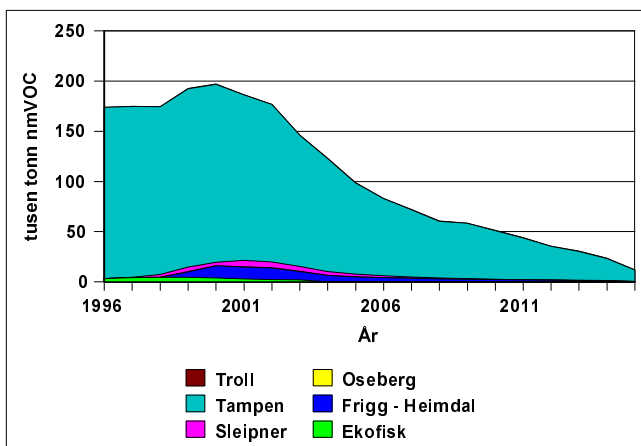
Figur 6.11 Prognoser for NO_x-utslipp

Utslippsprognoser for nmVOC:

Utslipp av nmVOC kommer i all hovedsak fra avdamping av lette hydrokarboner ved lastning av skytteltankerne.

Utslippsprognoser for nmVOC er vist i figur 6.12.

Mesteparten av utslippene stammer fra aktiviteten på Tampen, og da særlig i forbindelse med bøyelasting på Statfjord og Gullfaks. De samlede utslipp av nmVOC fra norsk petroleumsvirksomhet utgjør omlag 40% av de totale norske utslippene. Utslippene er beregnet å falle fra dagens nivå på omlag 230 tusen tonn pr. år til omlag 110 tusen tonn pr. år rundt år 2010, som følge av fallende oljeproduksjon.



Figur 6.12 Prognoser for nmVOC-utslipp

Planlagte tiltak med gjenvinning av nmVOC fra lastetanker vil langt på vei eliminere et potensielt utslipp av nmVOC ved valg av Gullfaks C eller Statfjord B som mottaksanlegg.

6.1.6 Utslippsreducerende tiltak

Utslippsreducerende tiltak på Kvitebjørnplattformen:

Brønntrykket vil drive prosessen på Kvitebjørn og eksporten av gass og kondensat til de aktuelle mottaksanleggene. Kraftbehovet på Kvitebjørn - plattformen begrenser seg derfor til boring og drift av hjelpesystemer og boligkvarter.

Det vurderes å installere HIPPS ventiler på alle brønnene på Kvitebjørn-plattformen. HIPPS ventilene begrenser utslippene under hendelser som kan forårsake overtrykk i prosessanlegget.

Utslippsreducerende tiltak ved kraftproduksjon:

Det er ikke tatt stilling til hvilken av plattformene på Statfjord feltet som eventuelt skal forsyne Kvitebjørn med kraft. Statfjord lisensen arbeider aktivt med tiltak som kan gi en mer effektiv kraftgenerering og kraftdistribusjon. Et slikt tiltak er utskifting av luftfilter på turbiner på Statfjord B og C. Dette vil etter planen bli gjennomført i år 2000, og gi en reduksjon i utslipp i snitt pr. år på 7.400 tonn CO₂ og 29 tonn NO_x.

Optimalisering av kraftproduksjonen for hele Statfjord feltet blir vurdert som det mest effektive utslippsreducerende tiltaket, men er foreløpig kun på idé-stadiet.

Dersom egenproduksjon av kraft blir aktuelt, vil et alternativ være å installere 2 stk. generatorer drevet av 'dual fuel' turbiner, hver på 6 MW. Egenproduksjon av kraft er lite ønskelig sikkerhetsmessig, og pga vektbegrensninger på plattformen. Egen kraftproduksjon på Kvitebjørn vil bli dimensjonert for et kraftbehov på 10 MW ved samtidig boring og produksjon. Under samtidig boring og produksjon vil begge turbinene være i drift. Etter boring vil bare en av turbinene kjøres om gansen.

Utslippsreducerende tiltak ved mottaksanlegg for kondensat:

Etter 01.01.96 er følgende tiltak gjennomført eller vedtatt gjennomført på Statfjordfeltet:

- installering av varmegjenvinningsenhet på Statfjord A
- nytt styresystem for turbiner og kompressorer på Statfjord B og C
- erstatte hydrokarbongass med nitrogen i avluftingsanlegg for injeksjonsvann på Statfjord B og C

Tilsammen vil disse tiltakene bety en gjennomsnittlig reduksjon av CO₂-utslippene fra Statfjordfeltet på omlag 6% sammenlignet med situasjonen uten tiltak.

I tillegg vurderes bl.a.:

- degassing av produsert vann på Statfjord A, B og C
- reewheeling av 2. og 3. kompresjonstrinn på Statfjord B og C
- utskifting av luftfilter på turbiner på Statfjord B og C

Disse tiltakene representerer et potensiale på ytterligere 6% reduksjon av CO₂-utslippene fra Statfjordfeltet dersom de blir gjennomført. Tiltakene vil gi en prosentvis reduksjon i NO_x omtrent tilsvarende den for CO₂.

I tillegg kommer tidligere nevnte tiltak for å redusere utslipp av nmVOC ved bøyelasting.

På Gullfaksfeltet er følgende tiltak gjennomført eller besluttet gjennomført etter 01.01.96:

- slukket fakkell, Gullfaks A og C
- nye filter på inntak til turbiner, Gullfaks A, B og C
- forbedret faklingsstrategi
- redusert eksporttrykk som følge av ny rørledning
- oppvarming av brønnstrømsrør, redusert behov for trykkavlastning og dermed mindre fakling
- endret regulering av inntaksluft til turbiner
- lav-NO_x turbin, Gullfaks A

Disse tiltakene gir en samlet reduksjon av CO₂-utslipp fra Gullfaksfeltet på omlag 20%.

I tillegg vurderes bl.a.:

- HP fakkell direkte til sugeside 1. stegs rekompresor
- splittet vanninjeksjonsmanifold Gullfaks C
- 4 kjels dampkraft Gullfaks C m/ elkabel til Gullfaks A via Gullfaks B
- 3 kjels anlegg Gullfaks A + 3 kjels anlegg Gullfaks C

Disse tiltakene representerer et potensiale på ytterligere 9% reduksjon av CO₂-utslippene, og en lignende reduksjon av NO_x-utslippene, dersom de blir gjennomført.

I tillegg kommer tidligere nevnte tiltak for å redusere utslipp av nmVOC ved bøyelasting.

Følgende tiltak er gjennomført eller planlagt gjennomført på Oseberg-feltet:

- dampkraft planlegges satt i drift på Oseberg feltcenter innen 1999. Dette vil redusere utslippet av CO₂ med 14%.
- modifiserte turbinblader på Oseberg C og Oseberg feltcenter for å øke virkningsgraden
- lukket HP fakkell er installert på Oseberg feltcenter
- div. tiltak for å øke prosessanleggets regularitet ble gjennomført på Oseberg C i 1997, I sum reduserte disse tiltakene utslippet av CO₂ med 50%.

I tillegg vurderer Hydro å skifte til lav-NO_x brennere både på Oseberg C og Oseberg feltcenter.

Utslppsreducerende tiltak ved mottaksanlegg for gass:

Gassmottak på Kollsnes:

Utslppsreducerende tiltak beskrives i en egen konsekvensutredning for byggingen av NGL - anlegget på Kollsnes.

Gassmottak på Heimdal:

Det skal også installeres en ny lav-NO_x turbin som skal produsere kraft til komprimering av gass for videre eksport. Lav- NO_x turbiner gir ca. 80% lavere utslipp av NO_x i forhold til turbinene som brukes på offshore installasjonene idag.

Ved en eventuel tilkobling av gassrørledningen fra Kvitebjørn planlegger Hydro å installere en varmegjenvinningsenhet (WHRU). Dette vil redusere de totale marginale utslippene av CO₂ og NO_x fra Kvitebjørn-utbyggingen på Heimdal-plattformen med ca. 45%.

6.1.7 Regionale miljømessige konsekvenser av utslipp til luft

Statoil, Norsk Hydro og Saga utarbeidet i 1995 en regional konsekvensutredning for Tampen - området. Utredningen hadde som formål å kartlegge og vurdere de samlede virkningene av oljevirkosomheten på Tampen-området, og inneholdt bl.a. utslppsprognoser for CO₂, NO_x, nmVOC og produsert vann, og analyser av hvilke konsekvenser disse utslippene ville medføre.

I 1997 ble det laget et vedlegg til Tampenutredningen med oppdaterte utslppsprognoser for hhv CO₂, NO_x, nmVOC og produsert vann.

Vurderingene av regionale miljømessige konsekvenser av utslipp til luft og sjø (kap. 6.2.6)

bygger i hovedsak på Tampenutredningen fra 1995, og vedlegget fra 1997.

En ny regional konsekvensutredning for hele nordsjøområdet vil foreligge ved utgangen av 1998. I denne utredningen vil det foreligge nye oppdaterte utslippsprognoser og analyser av konsekvenser av utslipp.

CO₂ - utslippene og klimaspørsmål:

Gassene karbondioksid (CO₂), metan (CH₄) og lystgass (N₂O) bidrar til "drivhuseffekten" ved at de absorberer den langbølgete varmestrålingen fra jorden. Alle disse gassene forekommer naturlig i atmosfæren, men det er antatt at den konsentrasjonsøkningen som er blitt observert i dette århundret for en stor del skyldes menneskeskapt utslipp. I følge FNs klimapanel vil en fortsatt økning kunne føre til en heving av jordens middeltemperatur.

Gassenes relative påvirkning bestemmes bl.a. ut fra deres evne til å absorbere langbølget stråling og deres oppholdstid i atmosfæren. Det er vanlig å oppgi dette som "CO₂-ekvivalenter".

Utvinning av olje og gass på norsk kontinentalsokkel står for tiden for 22% av de totale norske utslippene av CO₂. Effekten av klimagassutslipp er global. Praktisk talt alle nettutslipp av den viktigste klimagassen CO₂, stammer fra forbruk av fossile brensler.

Konsekvenser av utslipp til luft fra Kvitebjørn - regional vurdering:

Utslippene av NO_x og nmVOC er de viktigste i en regional konsekvenssammenheng. NO_x kan bidra til forsurening av jordsmonn og ferskvann, gjødslingseffekt på vegetasjon og dannelse av bakkenært ozon, mens nmVOC kan bidra til dannelse av bakkenært ozon.

I Norge er forsurening av ferskvann og jordsmonn særlig knyttet til atmosfærisk tilførsel av svovel- og nitrogenforbindelser. Etterhvert som utslippene av svovelforbindelser reduseres, vil nitrogenforbindelser bidra til en stadig større del av forsureningen.

Dersom nitrogenbelastningen overskrider det som vegetasjonen kan nyttiggjøre seg som gjødsel, eller som jordsmonnet kan binde, vil overskuddet renne gjennom jordsmonn og løsmasser og ende i vassdragene som nitrat. I en slik situasjon vil nitrogentilførsel virke forsurende på samme måte som svoveltilførsel.

De oppdaterte utslippsprognosene fra 1997 viser at utslippene av NO_x fra Tampen-området utgjør ca. 1/6 av utslippene i Nordsjøen. Det er imidlertid knyttet stor usikkerhet til de beregningsmodellene som er brukt for å anslå utslippenes bidrag til sur nedbør. Nye beregninger vil bli gjort i den regionale konsekvensutredningen for Nordsjøen.

I de oppdaterte utslippsprognosene i Tampenutredningen ble det anslått at bidraget til økt ozon-nivå i Sør-Norge som følge av nmVOC- utslipp fra Tampenområdet var omlag 0,06%. Det er imidlertid også knyttet stor usikkerhet til beregningsmodellene som er brukt for å analysere konsekvensene av utslipp av nmVOC.

Ozon er en naturlig bestanddel av atmosfæren og dannes primært ved at oksygen spaltes av sollyset i stratosfæren og i den øvre troposfæren.

Vertikalutveksling i troposfæren bringer ozonrik luft ned mot jordas overflate. Ozon kan imidlertid også dannes i troposfæren ved nedbrytningsprodukter av hydrokarboner og nitrogenoksider. Denne ozondannelsen er spesielt virksom i sommerhalvåret, i områder der det er store utslipp av både nitrogenoksider og hydrokarboner. Bakkenært ozon kan i ugunstige situasjoner (episoder med høy ozonkonsentrasjon) virke hemmende på plantevekst.

Selv om tålegrensene for ozon er tidvis overskredet langs hele Vestlandskysten, er det ikke rapportert om vegetasjonsskader som skyldes denne oksidanten.

Etter år 2000 viser utslippsprognosene for NO_x og nmVOC i Nordsjøen en kraftig reduksjon (se fig. 6.11, 6.12). Utslippstoppen fra Kvitebjørn inntreffer år 2004-2005, i en periode da utslippene av NO_x og nmVOC fra oljeaktiviteten i Nordsjøen er redusert med hhv 15% og 70% sammenlignet med i dag.

6.1.8 Oppsummering - utslipp til luft fra Kvitebjørnutbyggingen

Kraftforsyningen på Kvitebjørnplattformen kan basere seg på elektrisk kabel fra land, fra Statfjordfeltet, eller på egenproduksjon av kraft på Kvitebjørn. Optimalisering av kraftproduksjonen på Statfjordfeltet vil kunne føre til at Kvitebjørn sitt kraftbehov ble dekket uten tillegg i utslipp, men disse planene er foreløpig kun på utredningsstadiet. Løsningen med el-kabel fra land vil derfor pr. idag medføre mindre utslipp av CO₂ og NO_x enn kraftproduksjon offshore.

Ved behandling av kondensat på de alternative mottaksanleggene vil det bli mindre utslipp av CO₂ og NO_x. I forhold til eksisterende utslipp fra disse mottaksanleggene er utslippene forbundet med behandlingen av kondensat fra Kvitebjørn helt marginale. Det er derfor ikke kostnadseffektivt å iverksette dedikerte miljøteknologitiltak på disse anleggene kun for Kvitebjørnvolumene. Ved samtlige mottaksanlegg er det imidlertid besluttet og planlagt en rekke miljøteknologiske tiltak. For Statfjordfeltet representerer gjennomførte og besluttede tiltak en reduksjon av hhv CO₂ og NO_x på tilsammen 6%. For Gullfaksfeltet er det beregnet at besluttede og gjennomførte tiltak gir en reduksjon på ca. 20% i forhold til en situasjon uten tiltak.

I forhold til 1996 nivå har Norsk Hydro som mål å redusere utslipp av CO₂ fra eksisterende installasjoner med 10% (pr. prod. MWh) innen 2002. For NO_x er målsettingen å redusere utslipp fra alle installasjoner med 20% (pr. prod. MWh) innen år 2000 og 50% (pr. prod. MWh) innen 2005.

Planlagte tiltak med gjenvinning av nmVOC fra lastetanker vil langt på vei eliminere et potensielt utslipp av nmVOC ved valg av Gullfaks C eller Staffjord B som mottaksanlegg for kondensat.

Prosessering av gass fra Kvitebjørn på Kollsnes eller Heimdal vil medføre utslipp av CO₂ og NO_x. På Kollsnes der NGL-ekstraksjon er anbefalt utbyggingsløsning, vil samlet utslipp over perioden 2002 - 2020 være i størrelsesorden 1,66 mill. tonn CO₂ og 1.200 tonn NO_x. Kun 15% av dette vil være utslipp på Kollsnes. Kraftbehovet forutsettes dekket ved økt kraftimport fra gasskraftverk på kontinentet, og de resterende 85% vil komme der den elektriske kraften blir produsert.

For Heimdalalternativet vil utslipp fra gassbehandling og videretransport gi et samlet utslipp i perioden 2002 - 2020 på ca. 1,28 mill. tonn CO₂ og 1.100 tonn NO_x.

6.2 Utslipp til sjø

Dette kapitlet oppsummerer forventede utslippsmengder til sjø fra utbygging og regulær drift av Kvitebjørn.

Utslipp til sjø fra Kvitebjørn plattformen vil i hovedsak være knyttet til boreaktivitetene. Utslipp knyttet til produksjonsfasen vil i hovedsak skje fra mottaksanleggene for gass og kondensat.

De regulære utslippene til sjø består av:

- avfall fra boring
- kjølevann
- drenasjevann
- sanitæravløpsvann
- produsert vann

I det etterfølgende er omtalen konsentrert om avfall fra boring og produsert vann. Der de øvrige avløpsstrømmene bidrar med samme type komponenter, er dette trukket inn i vurderingene.

6.2.1 Utslipp i forbindelse med bore- og brønnoperasjoner

Den øverste brønnseksjonen vil bli boret med sjøvann og vannbaserte viskøse piller. Ved boring med vannbasert boreslam vil kaks og slam bli sluppet ut i sjøen.

Ved boring av de resterende brønnseksjonene er det planlagt å bruke oljebasert boreslam. Når oljebasert slam benyttes vil hverken kaks eller slam bli sluppet ut. Det planlegges å reinjisere kaks og slam i en egen injeksjonsbrønn. Dersom det skulle oppstå problemer med å deponere avfallet i brønnen på denne måten, vil avfallet bli tatt til land og levert til godkjent mottak for spesialavfall. Reinjeksjon av avfallet er miljømessig å foretrekke og er prioritert.

Planlagte utslipp til sjø fra boreaktiviteten er vist i tabell 6.8.

Tabell 6.8 Planlagte utslipp til sjø fra boreaktiviteten

	Utslipp til sjø	Reinjisert
Vann basert slam	1000 m ³	
Vannbasert borekaks	3800 m ³	
Oljebasert slam		1500 m ³
Oljebasert borekaks		5570 m ³

Av den vannbaserte borevæsken utgjør sjøvann omlag 70 vektprosent, resten er borekjemikalier. Av kjemikaliene utgjør barytt omlag 80 % , hvorav mesteparten er bariumsulfat. Forøvrig inneholder borevæsken polymerer, uorganiske salter og glykol.

Tabell 6.9 viser sammensetningen av det vannbaserte slammet som er planlagt brukt.

Tabell 6.9 Sammensetningen av det vannbaserte slammet som er planlagt brukt

Komponent	Konsentrasjon (kg/m ³)
Kalsium hydroksid	0-0,25
Natrium karbonat	0-0,25
Barytt	max 400
Xantan	1 - 2
Polyanionisk cellulose	2 - 5
Bentonitt	50

Utslipp av sementerings- og kompletteringskjemikalier:

Avhengig av om sementen er ferdig blandet eller ikke, kan det skje utslipp av overskuddsvolumer til sjø. Typiske utslipp av overskuddsvolumer av sement vil inneholde små mengder av kalsiumklorid, klasse G sement, microsilica og andre tilsetningskjemikalier. Det vil bli satt iverk tiltak for å minimalisere utslippene både av miljømessige og økonomiske grunner.

Når det gjelder andre kjemikalier som brukes ved komplettering eller overhaling av brønner vil det kun bli benyttet kjemikalier som finnes på SFT sin Liste A, eller som er godkjent av SFT for utslipp i sjø.

6.2.2 Utslipp i forbindelse med klargjøring og oppstart av rørledninger

I forbindelse med trykktesting og klargjøring for drift av kondensatrørledningen vil ledningen bli fylt kun med ferskvann uten tilsetning av kjemikalier.

Gassrørledningen vil i utgangspunktet kun bli fylt med sjøvann uten tilsetning av kjemikalier. Dersom ferdigstillingen tar lang tid kan det bli nødvendig å tilsette lut (NaOH, pH=10,3), oksygenfjerner (72 ppm natriumbisulfat) og fargestoff (2,5 ppm fluorscein).

Vannet i gassrørledningen vil bli sluppet ut til sjø. Både lut og oksygenfjerner kan ha akutte giftvirkninger, men er ikke bioakkumulerbare og antas derfor ikke å ha miljømessige konsekvenser. Tidspunktet for utslippene vil være tilpasset ev. sårbare ressurser i området. Utslippene vil skje i samsvar med gjeldende utslippstillatelse.

6.2.3 Regulære utslipp til sjø i driftsfasen

Planlagte utslipp til sjø fra Kvitebjørn plattformen i driftsfasen vil være ikke-forurenset drenasjevann, kjølevann og sanitæravløpsvann.

Drenasjevann fra ikke-oljeforurensede områder vil bli ledet til sjø. Oljeholdig drenering fra høytrykk prosessutstyr vil bli samlet opp i et lukket drenasjesystem. Så lenge det foregår boring vil drenasjevannet bli reinjisert sammen med oljeholdig borekaks. Det blir vurdert å fortsatt bruke injiseringsbrønnen for injisering av forurenset drenasjevann etter at boringen er avsluttet. Dersom dette ikke lar seg gjøre vil det oljeholdige drenasjevannet bli samlet opp i en tank og separert, før oljerestene føres til land for videre behandling.

Sjøvann benyttes hovedsaklig til kjøling av rikgass, og vil bli sluppet ut til sjø (2.000 m³/t). Vannet vil ha en temperatur på ca. 35°C og inneholde rester av hypokloritt. Sanitæravløpsvann går til utslipp i sjø.

Produksjons- og injeksjonskjemikalier:

Kvitebjørn plattformen er designet for bruk av følgende kjemikalier, jf. tabell 6.10.

Tabell 6.10 Produksjons- og injeksjonskjemikalier

Kjemikalie	Bruksområde
Metanol	Hydrathemmer ved nedstengning
Mono-etylen glykol (MEG)	Hydrathemmer i gassrørledning og ved oppstart av brønner
Korrosjonshemmer	Gassrørledning
Avleiringshemmer	Brønnhode
Hypokloritt	Sjøvannspumper
pH - stabilisator	Gassrørledning
Minimum ett tilleggs-kjemikalium	f.eks. emulsjonsbryter, antiskum middel, vokshemmer

Metanol:

Metanol vil bli brukt ved nedstengninger for å unngå hydratdannelse ved trykkavlastning. Kun små mengder metanol kreves i slike tilfeller.

Mono-etylen glykol (MEG):

MEG vil bli tilsatt kontinuerlig i gassrørledningen (9 m³/d) for å unngå hydratdannelse.

MEG kan også bli brukt i forbindelse med oppstart av brønner etter nedstengning av plattformen.

MEG blir gjenvunnet på mottaksanlegget for gass, og vil dermed ikke bli sluppet ut til sjø.

Korrosjonshemmer:

Vannet som produseres sammen med hydrokarbonene vil være korrosivt på grunn av innholdet av oppløst karbondioksid (3-4%) og hydrogensulfid (2-4 ppm). Materialvalget for brønnene og kondensatrørledningene er derfor modifisert 13% krom. I prosessanlegget vil det bli brukt duplex stål eller tilsvarende. Det vil dermed ikke bli bruk for korrosjonshemmer i prosessanlegget eller kondensatrørledningen.

I gassrørledningene vil det bli tilsatt korrosjonshemmer og pH-stabilisator.

Det finnes både vann- og oljeløselige korrosjonshemmere. De oljeløselige inhibitorene har som regel et høyere potensiale for bioakkumulering, men mengden som slippes ut er lavere, da mesteparten følger oljefasen ved olje/vann separasjonen.

Avleiringshemmer:

Det finnes ikke prøver av formasjonsvann fra Kvitebjørn. Dersom formasjonsvannet er mettet med kalsiumkarbonat kan det forventes at dette vil felles ut i nærbrønnområdet. På grunn av lav vannproduksjon forventes det ikke noen betydelige problemer med avleiring på Kvitebjørn. Syrevasking av brønnene og bruk av avleiringshemmer er planlagte tiltak mot avleiring.

Avleiringshemmere har oftest en lav giftighet. Nedbrytbarheten er derimot lav, men produktene har høy molekylvekt og lite potensiale for bioakkumulering fordi molekylene er for store til å passere cellemembraner.

Hypokloritt:

Hypokloritt blir tilsatt i sjøvannssystemet for å unngå bakterievekst. Vanlig dosering vil være 360 ppm. Rester av hypokloritt vil gå til utslipp i sjø sammen med kjølevannet.

pH-stabilisator:

pH-stabilisator vil bli tilsatt sammen med korrosjonshemmer i gassrørledningen.

Tilleggskjemikalium:

Det vil bli satt av lagerplass for ev. tilleggskjemikalier som f.eks. emulsjonsbryter, antiskummiddel, vokshemmer.

Utslipp til sjø fra mottaksanlegg for kondensat:

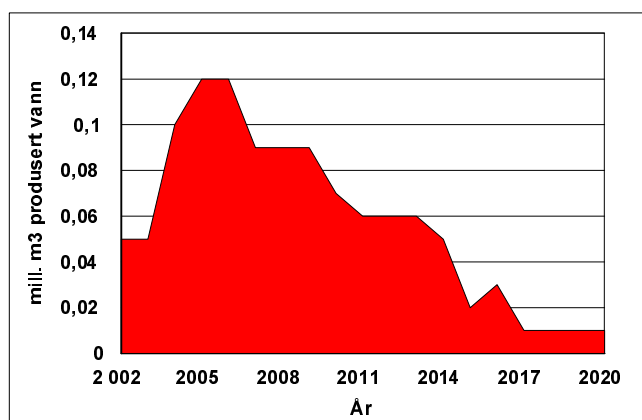
Produserte vannvolumer på Kvitebjørn (formasjonsvann og kondensert vann) forventes å være relativt små, jf. figur 6.13.

Brønnstrømmen blir splittet i rikgass og væske ved et trykk på omlag 130 bar og temperatur på 100°C. Væskefasen består av ustabil kondensat og fritt vann. Innløpsseparatorer kan i framtiden konverteres til trefase-separasjon hvor kondensatet og vannet skilles, men for å ev. å kunne separere vannet fra kondensatet må trykket senkes. Da vil en miste gevinsten som ligger i det å bruke trykket i brønnstrømmen til å transportere kondensatet fram til mottaksanlegget.

Produsert vann vil derfor bli transportert sammen med kondensatet til valgt mottaksanlegg. Vannet vil bli separert fra kondensatet på mottaksanlegget og håndtert videre i eksisterende vannbehandlingsanlegg. Eventuelle vannløselige kjemikalier som blir tilsatt vil følge væskefasen.

Både på Statfjord B, Gullfaks C og Oseberg C vil produsertvann fra Kvitebjørn gå til utslipp i sjø etter rensing sammen med resten av produsert vannet på mottaksanlegget.

Kvitebjørn plattformen vil bli designet for reinjeksjon av det produserte vannet i Utsira formasjonen, dersom det viser seg at transport og behandling av vann blir et problem sent i feltets levetid.



Figur 6.13 Produisert vann fra Kvitebjørn

Utslipp til sjø fra mottaksanlegg for gass:

På Kollsnes vil det bli bygget en egen væskefanger for Kvitebjørn. Denne har forbindelse til eksisterende væskefanger for dumping av større væskeplugg som vil komme under spesielle driftsbetingelser. Utslipp i tilknytning til dette er omtalt i en egen konsekvensutredning for Kollsnes.

Ved transport av gassen til Heimdal vil vannet som finnes i gassen i hovedsak fordampe i prosessen på plattformen. Det vil derfor ikke bli utslipp til sjø fra Heimdal plattformen som kan knyttes direkte til Kvitebjørn.

6.2.4 Sammenligning med andre utslipp til sjø

Utslipp av produsert vann vil skje fra mottaksplattformene for kondensat, dvs Statfjord B, Gullfaks C eller Oseberg C. I det følgende sammenlignes utslipp av produsert vann fra Kvitebjørn med volumene på mottaksplattformene og generelt i regionen.

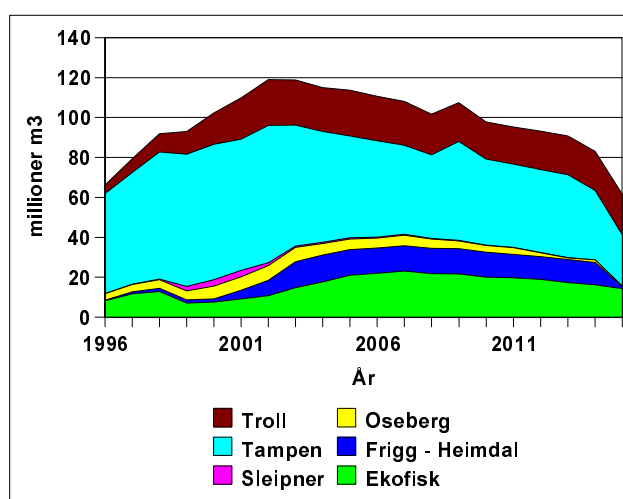
Sammenligning med mottaksanlegg:

Maksimalt utslipp av produsert vann fra Kvitebjørn, ca. 0,12 mill. m³/år, vil komme ca. år 2005 - 2007. Utslppsprognosene for Gullfaks, Oseberg og Statfjord viser at de tre feltene i år 2005 vil ha utslipp av produsert vann på hhv 16 mill m³, 5 mill m³ og 19 mill m³.

Det betyr at utslippet av produsert vann fra Kvitebjørn maksimalt vil utgjøre fra 0,6% til 2,4%, avhengig av hvilket felt kondensatet overføres til. Med slike marginale mengder produsert vann i forhold til mengdene på mottaksanleggene, vil det ikke være kostnadseffektivt å reinjisere produsert vann på Kvitebjørn.

Regional sammenligning:

Figur 6.14 viser utslippprognoser for produsert vann i perioden 1996 til 2015 for de ulike regionene i Nordsjøen. De største utslippene skjer på Tampenområdet.



Figur 6.14 Prognoser for utslipp av produsert vann

Mengden dispergert olje tilført i Nordsjøen ble i 1993 anslått til 140.000 tonn pr. år fra alle kilder. Bidraget i produsert vann ble samtidig anslått til 5100 tonn eller ca. 3% av alle tilførslene. Bidraget fra norsk sektor utgjorde da 590 tonn, hvorav utslippet fra Tampen

området var ca. 400 tonn pr. år. Forusatt uendrede konsentrasjoner vil dette øke til rundt 1800 tonn pr. år i årene 2000 - 2005.

I tillegg var utslippet fra ballastvann og drenasjevann i 1992 ca. 170 tonn. Dette vil trolig reduseres til omkring det halve etter år 2000 som følge av redusert produksjon i området.

Dersom man ser bort fra de nedbrytningsprosesser som finner sted, vil det regionale konsentrasjonsnivået av 'olje' etter fortykning ligge på 0,1-1 µg/l (1 µg = 1 milliondels gram). Til sammeligning ble det i 1993 og 1994 gjort målinger av hydrokarboner med fluorimeter gjennom britisk sektor av Nordsjøen fra 56°N til 62°N, og fra overflate til bunn. De fant bakgrunnsnivåer på 0,5 µg/l i nordlige, uberørte områder, økende til 3-4 µg/l i områdene med mest intens utbygging og produksjon. I disse områdene var det markerte dybdeprofiler, med maksimale konsentrasjoner mellom 10 og 50 meters dybde. Disse resultatene synes å samsvare rimelig med det som er beregnet for Tampenområdet.

Feltene Statfjord, Gullfaks og Oseberg har økende vannproduksjon, og Snorre vil også etterhvert produsere mye vann. Alle disse feltene vil omkring år 2003 være nær sine maksimale produksjonskapasiteter med hensyn til vann. Det blir vurdert om det er nødvendig å øke vannbehandlingskapasiteten på Gullfaks A i forbindelse med innfasing av Gullfaks Satellitter; noe som ville kunne bety en 10-20% økning av utslippene fra Gullfaks A i en periode etter år 2000. Bortsett fra dette synes det realistisk å anslå det maksimale utslippet i Tampenområdet til ca. 200.000 m³/d. Eventuelle nye felt som krever egne utbygginger, vil neppe nå opp i noen betydelig vannproduksjon før de øvrige feltene har begynt å trappe ned.

Det er også sannsynlig at nye felt i større utstrekning vil benytte reinjeksjon av produsert vann, slik det er planlagt på Visund. Flere eksisterende felt som f.eks. Gullfaks og Statfjord, vurderer også reinjeksjon av produsert vann. Etter år 2000 - 2005 kan det derfor forventes en nedgang i volumene, men det er usikkert hvor rask nedgangen blir.

I år 2003-2007, når Kvitebjørn beregnes å være i maksimal produksjon, vil utslippene av produsert vann tilsvare ca. 1% av det totale produsert vann utslippet i Nordsjøen.

6.2.5 Tiltak for å redusere utslipp til sjø

I design av plattform og rørledningssystemer er det lagt vekt på å velge materialer og tekniske løsninger som reduserer behovet for vedlikehold og bruk av kjemikalier til et minimum.

Det vil bli boret en egen brønn for reinjeksjon av den oljeholdige borekaksen. Denne brønnen vil også bli brukt for injisering av forurenset drenasjevann mens boringen pågår. Det vil bli vurdert å injisere det

forurensette drenasjevannet også etter at boringen er avsluttet. Dersom dette ikke er mulig vil det oljeholdige drenasjevannet bli samlet opp i en tank og separert, før oljerestene føres til land for videre behandling.

Rørledningene til Gullfaks og Statfjord vil bli designet med elektrisk oppvarming slik at man kan redusere bruk av glykol ved nedstengning. Planlagt hydratkontrollstrategi for ledningen til Oseberg er rør-i-rør isolasjon kombinert med høytrykks / énfase transport, men elektrisk oppvarming vil bli vurdert også for Oseberg ledningen. Rør-i-rør løsningen er mindre miljøvenlig enn elektrisk oppvarming. Årsaken til dette er at det ved uplanlagte nedstengninger blir større utslipp til luft ved trykkavlastning av rør-i-rør ledningen, enn ved tilsvarende trykkavlastning av de elektrisk oppvarmede ledningene. I tillegg må det tilføres glykol ved nedstengninger.

Utslippreduserende tiltak på mottaksanlegg for kondensat:

På Statfjord er det besluttet å gjennomføre en pilottest for injeksjon av produsert vann.

Gullfaks feltet vurderer reinjeksjon av produsert vann.

I tillegg er det både på Statfjord og Gullfaks gjennomført eller planlagt flere tiltak for å redusere utslipp til sjø, så som reinjeksjon av borekaks og oppvarming av brønnstrømsledning for å redusere kjemikaliebruk til hydratkontroll.

Norsk Hydro vurderer alternative løsninger for håndtering av produsert vann på Oseberg C. Et av alternativene er reinjeksjon.

Utslppsreduserende tiltak ved mottaksanlegg for gass:

Gassen fra Kvitebjørn har et CO₂ innhold på 3,5% og et H₂S - nivå på 2 - 4 ppm. Dette er over tillatt innhold i leveransespesifikasjonene. Det vurderes ikke som aktuelt å installere utstyr for fjerning av CO₂ på Kvitebjørn plattformen.

Fjerning av H₂S på Kvitebjørn vil føre til mer forurenset produsert vann og redusert kvalitet på kondensatet. Materialvalg for gassrørledningen er derfor gjort med tanke på transport av sur gass, og ev. fjerning av H₂S på land. Både Heimdal og Kollsnes vurderer aktuelle tiltak for fjerning av H₂S.

Glykol som injiseres kontinuerlig i gassrørledningene for å unngå hydrattdannelse, vil bli gjenvunnet ved mottaksanlegget for gass.

6.2.6 Miljøkonsekvenser ved utslipp til sjø

Miljøkonsekvenser ved utslipp fra boring og utslipp av produsert vann blir drøftet i den regionale

konsekvensutredningen for Nordsjøen, i tema 6 'Regulære utslipp til sjø. Konsekvenser.' I påvente av denne rapporten er vurderingene av miljøkonsekvenser ved utslipp til sjø i hovedsak basert på Tampenutredningen fra 1995.

Miljøkonsekvenser av utslipp fra boring:

Generelt benyttes vannbaserte borevæsker i øvre seksjon av borehullet, og borekaks slippes ut sammen med brukt borevæske. I dypere seksjoner med høy vinkel, og ellers der det er vanskelige geologiske forhold, må det benyttes borevæsker basert på olje eller væsker med lignende egenskaper (syntetiske oljer/pseudooljer).

Nedenfor er erfaringer med de ulike hovedtypene av borevæsker i Nordsjøen oppsummert.

Vannbaserte borevæsker:

Utslipp fra bruk av vannbaserte borevæsker synes så langt ikke å ha medført sporbare biologiske effekter, bortsett fra de som følger av rent fysisk nedslamming. Påvisbare effekter på bunnfaunaen er vanligvis begrenset til et område mindre enn 200-500 m fra utslippet.

Det er blitt vurdert om tungmetaller i vektstoffet barytt (bariumsulfat), som er en hovedkomponent i alle boreslam, kan frigjøres til miljøet. Det forligger begrensede studier av dette, men konklusjonene sannsynliggjør at dette ikke skjer i en utstrekning som kan forårsake biologiske effekter. OLF har gitt retningslinjer for anbefalte grenser for tungmetaller i barytt.

Vannbaserte borevæsker spres relativt lett med vannstrømmen, og det er funnet forhøyede bariumkonsentrasjoner i opptil flere kilometers avstand fra utslippspunktet. Det er vist at store deler av barytten (over 50%) og tilsetningskjemikaliene fortynnes og spres med vannmassene. Noen av kjemikaliene kan tenkes å ha akutte effekter på livet i vannsøylen i umiddelbar nærhet av utslippene, mens suspenderte baryttpartikler kan tenkes å forårsake irritasjon på gjeller hos fisk og krepsdyr. Den vitenskapelige dokumentasjonen er mangelfull på dette området.

Oljebaserte borevæsker:

Der det er benyttet oljebasert borevæske og kakset er sluppet ut, har dette medført en klar påvirkning av bunnfaunaen. I Tampenområdet har man funnet målbare konsentrasjoner av visse hydrokarboner ut til 5-7 km i hovedstrømsretningen fra plattformene. Markerte effekter på bunnfaunaens artsrikhet og artssammensetning er begrenset til opptil 1 km fra kilden. Overvåking over tid har vist at oljeinnholdet på de mest belastede områdene nær utslippene viser en klar nedgang. Eksempelvis ble det i 1988 målt opptil 1,5 % olje i sedimentene 200 m fra Statfjord A. I 1993 ble dette målt til 0,07 %. Imidlertid var nivået på de mer fjerntliggende stasjonene relativt stabilt.

Dette tyder på at det både kan ha skjedd en viss nedbrytning/utvasking av oljekomponentene, og en spredning fra de mest belastede prøvetakingsstedene.

Miljøkonsekvenser av utslipp av produsert vann:

Produsert vann inneholder uorganiske salter og mineraler, og ligner i mange henseende på sjøvann. Konsentrasjonen av de forskjellige komponentene vil imidlertid være ulik den i sjøvann. Produsert vann kan også inneholde tungmetaller og radioaktive stoffer.

Formasjonsvannet inneholder dessuten løste og dispergerte oljekomponenter, og en lang rekke andre organiske stoffer som karboksylsyrer (fettsyrer), fenoler og polyaromatisk hydrokarboner (PAH).

Akutt giftighet av produsert vann varierer mellom ulike felt og mellom forskjellige testorganismer. For oljefelt viser de fleste tester at en fortykning på 1:100 er tilstrekkelig for å unngå akutt giftighet, mens man i enkelte tilfeller finner giftighet ned til 1:1.000. Fiskeegg og -larver har vist seg å være blant de mest følsomme organismene. Den laveste konsentrasjon av produsert vann fra Nordsjøen som er vist å gi skade på fiskeegg og -larver var en 1:130 fortykning. Produsert vann når oftest en slik fortykningsgrad allerede 40-50 meter fra utslippspunktet.

Når det gjelder mulige langtidseffekter av utslipp av produsert vann siktes det gjerne til kroniske effekter som følge av at stoffer forblir i et økosystem over lengre tid, eventuelt oppkonsentreres i næringskjeder i tilstrekkelige konsentrasjoner til å påføre skader, vanligvis i form av nedsatt produksjon eller reproduksjon, påvirkning av arvematerialet o.l. Påvirkning kan også forekomme i form av endret artssammensetning av marine samfunn og økosystemer. Så langt har man ikke kunnet konstatere slike effekter knyttet til utslipp av produsert vann under feltmessige forhold.

6.2.7 Oppsummering - utslipp til sjø

Oljebaserte borevæsker vil ikke bli sluppet ut ved boring på Kvittebjørn. Vannbasert boreslam vil gå til utslipp til sjø, men ellers vil det kun bli utslipp av ikke forurenset drenasjevann, kjølevann og sanitærvløpsvann fra Kvittebjørn-plattformen.

I forbindelse med klargjøring og oppstart av rørledningene er det ikke forutsatt bruk av kjemikalier.

Produsert vann lar seg ikke skille fra kondensatet uten at trykket reduseres, og vil derfor bli transportert sammen med kondensatet til Statfjord B, Gullfaks C eller Oseberg C. Produsertvannmengdene fra Kvittebjørn vil være små. Maksimalt utslipp (år 2005) vil være ca. 0,12 mill. m³.

Utslppsprognosene for Gullfaks, Oseberg og Statfjord viser at de tre feltene i år 2005 vil ha utslipp

av produsert vann på hhv 16 mill m³, 5 mill m³ og 19 mill m³. Det betyr at utslippet av produsert vann fra Kvitebjørn maksimalt vil utgjøre fra 0,6% til 2,4%, avhengig av hvilket felt kondensatet overføres til. Både Gullfaks og Statfjordfeltet vurderer reinjeksjon av produsert vann.

I år 2003-2007, når Kvitebjørn beregnes å være i maksimal produksjon, vil utslippene av produsert vann tilsvare ca. 1‰ av det totale produsert vann utslippet i Nordsjøen.

6.3 Akutte utslipp

Dette kapitlet omhandler potensielle uhellshendelser som kan medføre større utslipp av olje og miljøkonsekvenser av slike hendelser.

Ved den tekniske planleggingen av Kvitebjørn er det lagt stor vekt på å finne tekniske løsninger og tilrettelegge drifts- og vedlikeholdsrutiner slik at utilsiktede hendelser forebygges. Det vil likevel være en viss risiko for at slike hendelser kan inntreffe.

Det er gjennomført en forenklet miljørisikoanalyse for Kvitebjørn-utbyggingen, - "Miljørisiko- og beredskapsanalyse for Kvitebjørn - boring og produksjon". Miljørisikoanalysen tar utgangspunkt i en tidligere miljørisikoanalyse for nabofeltet Gullfaks, og identifiserer og kvantifiserer risiko knyttet til effekter på ytre miljø i forbindelse med aktivitet på Kvitebjørn. Sannsynlighetene for at det kan oppstå lekkasjer og utblåsninger i bore- og driftsfasen er beregnet.

6.3.1 Mulige kilder for akutte utslipp

Aktivitetene i Nordsjøen medfører en risiko for oljeutslipp fra:

- utblåsninger
- lekkasje på rørledninger og undervannsutstyr
- prosesslekkasjer
- uhellsutslipp fra skytteltankere

Det er i hovedsak større utblåsninger og uhell med skytteltankere som kan gi opphav til de store uhellsutslippene av olje i Nordsjøen. Størrelsen på slike utslipp kan ligge i området noen tusen tonn til over 100.000 tonn.

Utslipp fra feltinterne rørledninger og undervannsanlegg vil være vesentlig mindre. Prosesslekkasjer vil også i hovedsak være små utslipp, de fleste mindre enn 1 tonn og sjelden over 50 tonn, men kan forekomme hyppigere (0,2 hendelser pr.år) enn øvrige uhellsutslipp.

Fra norsk offshorevirksomhet ble det i 1996 rapportert 246 produksjonsuhell med utslipp mindre enn 1 tonn, 9 hendelser med utslipp over 1 tonn, hvorav det største var 6 tonn.

Erfaringer viser at slike mindre søl av råolje langt til havs relativt raskt forsvinner fra havoverflaten på grunn av fordamping og nedblanding.

6.3.2 Utblåsninger og miljørisiko

Tabell 6.11 viser kalkulerte utblåsnings-sannsynligheter for Kvitebjørn fordelt på de ulike mengdekategoriene. Den totale sannsynlighet for utblåsning på Kvitebjørn er $48,3 \times 10^{-4}$.

Tabell 6.11 Utblåsningssannsynlighet for Kvitebjørn fordelt i de ulike mengdekategoriene

Mengdekategori (tonn)	Utsliffsfrekvens ($\times 10^{-4}$)
50 - 100	19,1
100 - 1.000	23,4
1.000 - 10.000	5,8
Totalt	48,3

Beregningene av miljørisiko for Kvitebjørn tar utgangspunkt i en tidligere miljørisikoanalyse for nabofeltet Gullfaks. Denne analysen beregner sannsynlighet for skade av en definert størrelse på identifiserte sårbare ressurser i influensområdet. Basert på den antatt mest sårbare biologiske ressursen er et risikonivå for aktiviteten estimert og sammenlignet med Statoils etablerte akseptkriterier.

Akseptkriteriene for akutte utslipp skal gi uttrykk for det risikonivå som selskapet anser som akseptabelt, vurdert med tanke på sannsynlighet for utslipp og de konsekvenser et utslipp kan ha for miljøet.

Utblåsningsrater og varigheter for Gullfaks er betydelig større enn for Kvitebjørn. I tillegg gjelder denne analysen for en relativt tung og stiv olje, mens det ved en utblåsning på Kvitebjørn vil bli sluppet ut kondensat som lett fordampes.

Sintef Kjemi har laget en studie av forvitringsegenskapene for Huldra kondensat. Huldra kondensat er sammenlignbart med kondensatet fra Kvitebjørn. Studien viser at de fysikalsk kjemiske egenskapene til kondensatet bidrar til stor fordamping sammenlignet med råoljer, med et predikert fordampingsstap på 40-50% etter 1 døgn på sjøen.

Den estimerte miljørisikoen for Gullfaks ligger innenfor Statoils akseptkriterier. En samlet vurdering tilsier dermed at miljørisikoen knyttet til Kvitebjørn er betydelig lavere enn for Gullfaks (lavere utblåsningsrate, kortere varighet, lettere olje og liten sannsynlighet for strandning), og at selskapets akseptkriterier derfor ikke brytes.

6.4 Avfallshåndtering i driftsfasen

En egen avfallsplan skal utarbeides for Kvitebjørn. Tiltak for å redusere avfallsmengdene vil bli fokusert på, og kildesortering vil bli foretatt før endelig deponering.

6.5 Miljøaspekter ved avvikling

Dekksanlegget vil bli nedstengt og sikret før dekket løftes av understellet og fraktes til land for disponering.

Understellet vil bli kuttet i seksjoner for enklere håndtering. Seksjonene vil bli løftet ombord på lekter og fraktet til land for opphugging. Pelene vil bli kuttet ved havbunnen før siste seksjon fjernes.

Etter at alle brønner er sikret og plugget igjen, ventiltrærne er trukket og plattformen fjernet, vil brønnrammen bli frigjort fra havbunnen og fjernet ved hjelp av et kranfartøy eller på annen måte.

6.5.1 Rørledninger

Kondensatrøret:

Nedgravde rør kuttes der de kommer opp av sjøbunnen. Den nedgravde delen antas å kunne bli liggende, mens de avkuttete endene fjernes. Eventuelle oppstikkende ender grusdumpes.

Gassrøret:

Gassrøret vil kun være delvis tildekket. Hva som skjer med dette røret vil bli vurdert ved feltnedstengning.

.

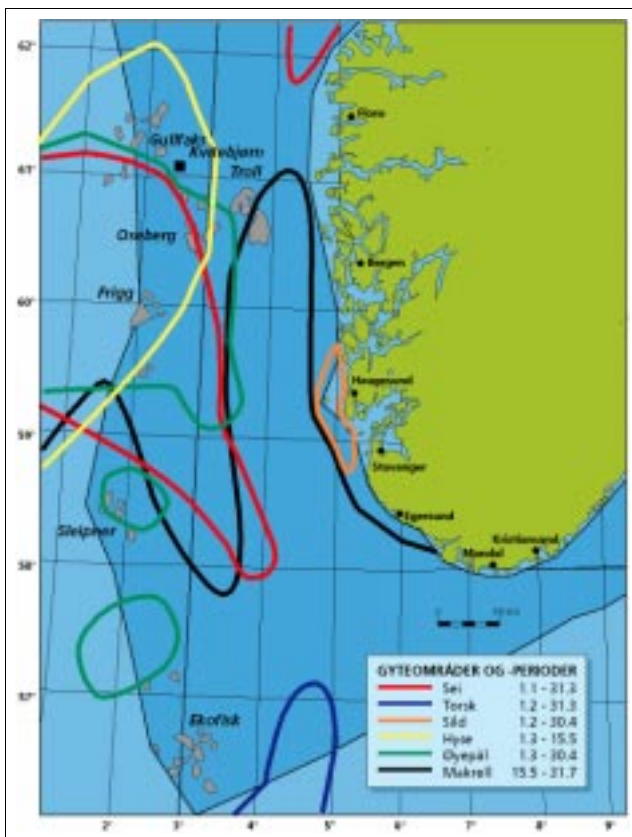
7 Fiskerimessige konsekvenser

Dette kapitlet beskriver konsekvensene Kvitebjørnutbyggingen kan få for fiskerinæringen. Kapitlet er dels basert på utkast til regionale konsekvensutredning for Nordsjøen, (delrapport 5 "Fiskerier og akvakultur. Konsekvenser i området" 58°N 62° N) og dels på utredningen "Fiskerimessige konsekvenser av Kvitebjørnutbyggingen" jf referanselisten.

Utbyggingen av Kvitebjørn vil medføre arealtap for fiskeriene både i utbyggingsfasen og i driftsfasen. I tillegg kan legging og tilstedeværelse av rørledninger medføre hindringer for fiskerivirksomheten.

7.1 Virkninger for fiskeressursene

Flere kommersielt viktige fiskeslag har sine gyte- og oppvekstområder i Nordsjøen. Figur 7.1 viser gyteområder og -perioder på norsk sokkel for viktige fiskeslag. Den foreslåtte utbyggingen vil foregå innefor et område der det foregår gyting av sei, hyse og øyepål. En rørledning til Kollsnes vil dessuten berøre områder der makrell gyter. Gytingen i Nordsjøen foregår ikke så konsentrert verken i tid eller sted som i havområder lengre nord.



Figur 7.1 Gyteområder i Nordsjøen

Plattformen planlegges installert høsten 2001, og arbeidet vil dermed foregå utenom det tidsrom det foregår gyting i berørt område. Installering av rørledninger kan i noen grad foregå samtidig med gyting i området. Det foreligger ikke materiale som dokumenterer om aktivitet til havs medfører merkbare negative konsekvenser for fiskens gyting.

I forbindelse med klargjøring og trykktesting vil rørledningen bli fylt med sjøvann tilsatt kjemikalier (for eksempel oksygenfjerner, korrosjonshemmer, biocid og/eller lut). Endelig konsept for klargjøring av rørledningen er ennå ikke klarlagt. Erfaringer fra omfattende undersøkelser både i felt og i laboratorier viser at utslippene i forbindelse med klargjøring har sterkt avgrenset og kortvarig effekt på økosystemet. I praksis er det tale om skadelige effekter i et område på noen titalls meter fra utslippspunktet.

I produksjonsfasen vil utslippene fra plattformen være begrenset til mindre mengder produsert vann, jf kapittel 6. Utslippene vil ha en rask fortykning, og ventes ikke å medføre skadelige virkninger på marint liv omkring plattformen.

7.2 Fiskeriaktivitet som berøres av utbyggingen

Områdene i vestskråningen av Norskerenna og bankområdene vest for denne har tradisjonelt vært meget viktige fiskeområder. I området foregår følgende fiskerier:

- industritrålfiske, dvs. fiske for oppmaling til fiskemel og -olje,
- konsumtrålfiske, med sei som viktigste fiskeslag,
- ringnotfiske.

7.2.1 Nærmere om fisket

I dette kapitlet legges hovedvekten på å beskrive trålfisket i berørte områder. For det pelagiske fisket med ringnot eller flytetral etter arter som sild og makrell vil fangstområdet avhenge av både fiskens vandring (innsig) og de reguleringer som myndighetene gjennomfører. Dette er forhold som kan variere fra år til år uten noe fast mønster. Det pelagiske fisket er dermed ikke tilsvarende stedbundet som trålfisket.

Konsumtrålfiske

Konsumtrålfiske foregår i dybder på rundt 300 meter og grunnere i Nordsjøen. Det meste av konsumtrålfisket, med sei som viktigste fiskeslag, foregår fra omlag 90 favners dyp (ca. 160-170 meter) i eggaskråningen og videre vestover. Bankområdet vest for eggaskråningen er hovedområdet for dette fisket. Konsumtrålfangstene i området tas tradisjonelt

Tabell 7.1 Norsk fiske med trål og ringnot i områder som kan bli berørt av utbygging av Kvitebjørn Fangst i 1000 tonn rundvekt (Kilde: Fiskeridirektoratet)

Blokker	Blokk 33/7-12 Lokasjon 4274			Blokk 34/7-12 Lokasjon 2853			Blokk 30/1-6 Lokasjon 2852			Blokk 30/7-12 Lokasjon 2851		
	1984	1990	1997	1984	1990	1997	1984	1990	1997	1984	1990	1997
Konsumtrål	6,3	0,5	4,9	5,7	0,8	7,1	4,1	0,3	2,6	1,2	0,1	1,4
Industri-trål												
øyepål		0,3		12,3	20,2	3,9	11,5	3,1	4,4	7,2	3,3	0,2
tobis							1,5		1,9	1,3		6,9
kolmule						2,1			2,1			
sild					1,1			0,3			0,1	0,9
Ringnot												
sild		1,2	1,5	0,0	14,0	1,6			10,7	0,7		1,2
makrell		1,1		0,0	3,9				3,9	0,6	0,1	5,8
hestmakrell					0,1				1,0	0,0		2,9

Tabell 7.2 Norsk fiske med trål og ringnot i områder som kan bli berørt av utbygging av Kvitebjørn Fangst i 1000 tonn rundvekt (Kilde: Fiskeridirektoratet)

Blokker	Blokk 31/1-6 Lokasjon 2810			Blokk 32/1-6 Lokasjon 2802			Blokk 25/1-6 Lokasjon 0855			Nordsjøen samlet		
	1984	1990	1997	1984	1990	1997	1984	1990	1997	1984	1990	1997
Konsumtrål	0,4	0,1	0,9				0,7	0,0	0,7	53,3	7,7	36,5
Industri-trål												
øyepål	0,6	1,5	0,3		0,0		0,3	1,1	0,0	170,1	87,4	39,0
tobis										30,4	96,1	350,6
kolmule			4,6									32,5
sild		0,1							0,2	0,6	6,9	6,0
Ringnot												
sild		7,8				0,0	1,2	10,7	2,6	92,0	112,6	36,3
makrell		2,5	0,9	0,0	0,0		0,8	1,9	0,9	10,8	62,7	81,8
hestmakrell		3,8	0,1		0,3			0,4	5,2	0,0	103,1	44,5

av både industri-trålerne og større hekktrålere. I de aller siste årene har imidlertid industri-trålerne deltatt lite i dette fisket, noe som må ses i sammenheng med det meget gode trålfiske etter tobis, øyepål og kolmule disse årene. Områdene ved eggaskråningen, Vikingbanken og områder omkring Frigg/ Heimdal har i senere år vært viktige for konsumtrålfisket. Konsumtrålfisket foregår hele året, med vinterhalvåret (1. og 4. kvartal) som viktigste fangstperiode.

Industri-trålfiske etter øyepål og kolmule

Industri-trålfisket etter øyepål foregår langs egga-skråningen. Det karakteristiske ved industri-trålfisket etter øyepål langs eggakanten er at fisken ofte står på en bestemt dybde, og at trålingen dermed foregår langsetter dybdekotene. Det viktigste

øyepålfisket foregår i hovedsak fra 300 meters dyp og videre vestover mot grunnere vann. Det fiskes lite øyepål på mindre enn 130-140 meters dyp.

I følge Fiskeridirektoratet kan det år om annet foregå et sporadisk øyepålfiske østover mot Trollfeltet. Det drives imidlertid ikke noe regulært øyepålfiske på så store dyp som det en finner omkring Troll. Øyepål står ofte like ved bunnen. Under fiske benyttes det derfor trålutstyr som er tungt i forkant for å komme så nær bunnen som mulig. Industri-trålfisket etter øyepål langs eggaskråningen foregår hele året, men aktiviteten er størst i månedene januar mars og august desember.

Tabell 7.3 Andel av samlet fangst i Nordsjøen i lokasjonene omkring Kvitebjørn og alternative traséer.

	Konsumtrål	Industri-trål			Ringnot		
		Øyepål	Tobis	Kolmule	Sild	Makrell	Hestmak.
Kvitebjørn (34/7-12)							
1984	11%	7%			0%	0%	
1990	10%	23%			12%	6%	0%
1997	19%	10%		6%	4%		
Berørte lokasjoner							
1984	35%	19%	9%		1%	8%	
1990	23%	34%			48%	28%	6%
1997	48%	23%	3%	27%	21%	10%	18%

I området langs eggaskråningen mellom 62°N og 60°N drives også et industritrålfiske etter kolmule. Kolmule opptre pelagisk og står på grunt vann om natta. Utover dagen trekker den mot stadig dypere vann. Den når bunnen og er tilgjengelig for industritrålerne på 260-270 meters dyp. I praksis fiskes det kolmule fra 280 til rundt 350 meters dyp. De største fangstene tas ned til 300 meters dyp. Ved rapportering av industritrålfangster ble det tidligere i liten grad skilt mellom arter, og kolmulefangstene ble i hovedsak rapportert under "øyepål mv". Historiske fangster av kolmule kan dermed ikke leses ut av fiskeristatistikken.

Industritrålfiske etter tobis

Tobisfisket foregår innenfor klart avgrensede geografiske områder, noe som bl.a skyldes denne artens bestemte krav til dybde- og bunnforhold. Det typiske med tobisfeltene er at de år om annet ligger brakk, for så å ha et intensivt fiske. Det er så godt som aldri godt fiske på alle tobisfeltene samme år. Den viktigste fangstperioden er mars juli.

I årene fram til 1982 var områdene på Vikingbanken fra Oseberg og vestover ett av de viktigste tobisfeltene. I årene som fulgte lå disse områdene brakk. Det ble ikke registrert nevneverdige tobisfangster i området før i 1995, da det igjen var et meget godt fiske på Vikingbanken med en fangst på omlag 138.000 tonn. I de to påfølgende årene ble fangsten redusert til hhv omlag 30.000 tonn og knapt 10.000 tonn.

Avgrensningen av tobisfeltene er bestemt både av hvor fisken står og hvor det med dagens teknologi er mulig å drive fiske. I praksis fiskes det lite tobis på større dyp enn 110 meter. Det mest intensive fisket finner som hovedregel sted innenfor 100 meters koten, men det forekommer store avvik fra dette mønsteret. Tobis har en mesopelagisk fordeling, dvs. den står oftest litt over bunnen. I praksis betyr dette at det fiskes med trålutstyr som er lettere i forkant enn ved tråling etter øyepål. Ved godt tobisfiske driver mange industritrålere fangst innenfor et forholdsvis begrenset område.

Samtidig med at tobisen kom tilbake på det tradisjonelle feltet skjedde det også en utvidelse av dette. Utvidelsen må ses i sammenheng med en kontinuerlig utvikling av fiskeredskaper som gjør det mulig å utnytte andre felt enn tidligere. I 1994 ble bruken av steinnot (rock hopper) vanlig i tobisfisket. Denne redskapen gjør det mulig å tråle etter tobis på mer steinet bunn enn tidligere, og i praksis utnytte større områder. De områdene der det på nytt ble fisket tobis i 1995 er derfor betydelig større enn de feltene som ble benyttet tidligere.

Lokalt fiske utenfor Øygarden

I områdene på østsiden av Trollfeltet foregår det ikke konsum- eller industritrålfiske av noe omfang. I følge Fiskerisjefen i Hordaland foregår det ikke fiske av betydning verken med bunnredskaper eller annet inn

til Kollsnes. Det lokale fisket foregår i hovedsak med håndsnøre og garn nær land.

7.2.2 Fangst i berørte områder

Fiskeristatistikken er mest detaljert når det gjelder trål- og ringnotfiske. Her finnes det statistikk på lokasjonsnivå. I Nordsjøen utgjør en statistikklokasjon et område tilsvarende seks olje-blokker. For fiske med andre redskapstyper som garn og line foreligger det som hovedregel ikke fangst-statistikk med denne detaljeringsgraden. Statistikken for trål- og ringnotfiske er i utgangspunktet ikke tilstrekkelig detaljert til å kunne foreta en detaljert vurdering av de fiskerimessige konsekvenser av ny petroleumsaktivitet. Statistikken gir likevel en mulighet for å vurdere hvilke fiskerier som drives i et geografisk område, og for å vurdere ulike områders betydning mot hverandre.

I tabell 7.1 presenteres rapportert fangst fra statistikklokasjoner som berøres av Kvitebjørnutbyggingen og de alternative rørtraséene.

Blokk 33-12 i lokasjon 4274 berøres dersom kondensatrørledningen går til Statfjord. I lokasjon 2853 vil 34-11 (der Kvitebjørn ligger) og 34-10 og 12 bli berørt. Rørledning til hhv. Oseberg og Heimdal vil berøre de andre lokasjonene i tabell 7.1.

Rørledningen til Kollsnes vil gå gjennom lokasjon 2810 og lokasjon 2802, mens rørledningen til Heimdal vil gå gjennom lokasjon 0855, jf tabell 7.2.

I tabell 7.1 og 7.2 under er storparten av konsumtrålfangstene er sei. Kolmule ble hovedsakelig rapportert som øyepål mv i 1982 og 1990. Fangstene i 1997 er foreløpige tall. Tallene for Nordsjøen er havfiske i statistikkområdene 08, 28, 41 og 42.

Tabell 7.3 under viser hvor stor andel fangstene omkring Kvitebjørn og de alternative rørtraséene utgjør av samlet fangst i Nordsjøen.

Tampenområdet har sammen med Vikingbanken vært ett av de viktigste konsumtrålfeltene i Nordsjøen. Det framgår av tabellen at konsumtrålfangsten i blokkene 34/7-12 i årene 1984, 1990 og 1997 var hhv 5.700 tonn, 800 tonn og 7.100 tonn, tilsvarende 11%, 10% og 19% av fangstene i Nordsjøen. Tilsvarende er fra 23 % til 48 % av konsumtrålfangstene fisket i berørte lokasjoner de samme årene.

Kvitebjørn er lokalisert i et område som er viktig for øyepålfisket. I den berørte statistikklokasjonen er det i årene 1984, 1990 og 1997 fisket hhv 1.300 tonn, 20.200 tonn og 3.900 tonn, tilsvarende 7 %, 23 % og 10 % av de norske fangstene i Nordsjøen. Den forholdsvis lave fangsten i 1997 må ses i sammenheng med et meget godt tobisfiske sør i Nordsjøen, og dermed redusert innsats i øyepålfisket. For tobis viser tabellen år med forholdsvis begrenset aktivitet. Til sammenligning ble vel halvparten av de norske tobisfangstene fisket på Vikingbanken i 1995, jf

kapittel 7.2.1. For øvrig viser tabellene at det enkelte år tas meget gode ringnotfangster i berørt område.

7.3 Konsekvenser for fiskeriene av utbyggingen

Under gjennomgåss hhv. konsekvenser av aktiviteter i utbyggingssfasen og konsekvenser i driftsfasen av arealtap rundt feltinstallasjonen og av alternative rørledningstraséer.

7.3.1 Konsekvenser av aktiviteter i utbyggingssfasen

I anleggsfasen vil det være tale om arealbeslag i forbindelse med installering av plattformen på Kvitebjørn og ved installering av rørledningene. For ringnotfiske kan oljevirkosomhet fra tid til annen påvirke hvor fisken tas, men dette vil snarere være unntaket enn regelen. I dette kapitlet har en derfor valgt å se på virkningen for de mer stedbundne fiskeriene, dvs fiske med konsumtrål og industritrål.

Arealbeslag ved feltutbygging

Plattformen planlegges installert våren 2001. Boring av brønner gjennomføres fra plattformen, og planlegges startet i august samme år. Denne løsningen medfører at arealbeslag i utbyggingssfasen knyttet til installering av plattform og brønnboring være tilsvarende som beskrevet for driftsfasen.

Arealbeslag ved rørlegging

Rørleggingsarbeidet planlegges gjennomført fra sent på høsten 2001, med sikte på at rørledningene skal være i drift juli 2002. Hvor lang tid det vil pågå leggeaktiviteter vil avhenge av hvilke traséalternativer som velges. Rørledningene går gjennom områder der det drives både konsumtrålfiske og industritrålfiske. Gassrørledningen vil bli lagt på havbunnen, mens kondensatrørledningen vil bli nedgravd eller tildekket med grus der bunnforholdene ikke tillater nedgraving. Hvilke områder som konkret berøres vil avhenge av hvilke alternativer som velges for transport av gass og kondensat fra feltet. Det er foreløpig ikke kjent om rørledningen skal legges med tradisjonelt leggefartøy som trekker seg fram etter ankre eller med dynamisk posisjonert leggefartøy. I denne analysen legges det til grunn at det benyttes tradisjonelt leggefartøy.

Uansett hvilket alternativ som velges vil leggearbeidet i området nær Kvitebjørn berøre områder i eggaskråningen der det tråles etter øyepål. Dette fisket foregår hele året, men aktiviteten er størst i perioden august-mars. En gassrørledning til Heimdal vil krysse tobisfeltene på Vikingbanken. I tobisfisket er aktiviteten størst i perioden mars juli.

I anleggsfasen vil det arealet som til enhver tid berøres på grunn av leggefartøyets ankerkjettinger og øvrig aktivitet utgjøre ca. 10 km². Leggefartøyet forflytter seg med en hastighet på ca. 3 kilometer pr. dag. I den grad leggearbeidet tidsmessig faller sammen med trålfisket i berørte områder, vil det

medføre et midlertidig arealbeslag og operasjonelle ulemper for fisket. Det ventes ikke at dette arealbeslaget, som forflytter seg med leggearbeidet, vil medføre vesentlige fangstreduksjoner.

7.3.2 Konsekvenser av arealtap omkring feltinstallasjonen

I driftsfasen vil plattformen på Kvitebjørn representere et arealbeslag for fisket. Plattformen installeres på vel 190 meters dyp vest for eggaskråningen. Det etableres sikkerhetssone med radius 500 meter omkring plattformen. I praksis utgjør plattformen og sikkerhetssonen omkring den en hindring for fisket med en bredde på en kilometer. For konsumtrålfisket i området medfører dette et arealbeslag i størrelsesorden 1 km², men plattformen vil ligge utenfor de mest brukte konsumtrålfeltene. For industritrålerne er arealbeslaget i størrelsesorden

Tabell 7.4 Samlet vurdering av arealbeslag knyttet til felt i Tampenområdet

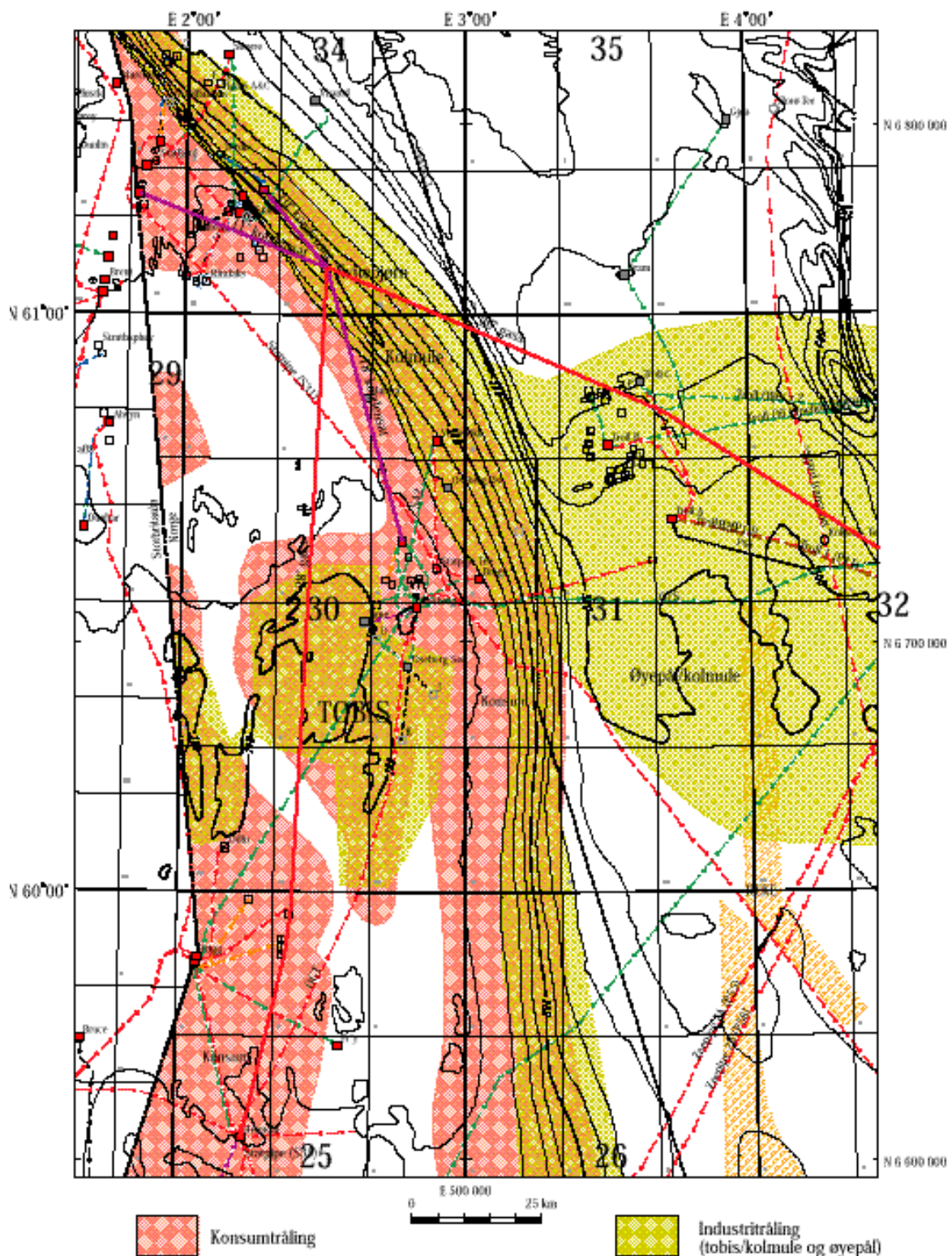
	Arealbeslag km ²	
	Industritrål øyepål	Konsumtrål
Samlet arealbeslag *bit-for-bit	165 - 170	45 - 50
Samvirkningseffekt	50	
Sum arealbeslag i Tampenområdet	215 - 220	45 - 50
Sum arealbeslag mellom 60°N og 62°N	250	60 - 70

5 km². En lokasjon dvs. 6 blokker utgjør omlag 3.000 km². I tabellen under er samlet arealbeslag for samtlige felt i Tampenområdet vurdert. Arealbeslag forbundet med Kvitebjørn feltinstallasjoner er marginale sett i forhold til eksisterende beslag.

I forbindelse med arbeidet med en regional konsekvensutredning for Nordsjøen er det gjort beregninger av arealbeslaget i fangstintensive områder som følge av eksisterende og planlagt utbygging mellom 60°N og 62°N. Tilsvarende er det gjort egne beregninger for Tampenområdet, definert som området mellom 60°45'N og 62°N og engelsk sektor og 3°Ø. Resultatene av beregningene er presentert i tabellen over. Arealbeslagene rundt Kvitebjørn er inkludert i disse tallene.

Basert på gjennomsnittlig fangst i årene 1984, 1990 og 1997 er fangstpotensialet i beslaglagte arealer mellom 60°N og 62°N beregnet til 3.000 tonn øyepål, tilsvarende et bortfall av fangstinntekter på 2,25 mill. kroner basert på gjennomsnittsprisen for øyepål i 1997. Omlag 2% av det beregnede fangstpotensialet i beslaglagte arealer for øyepålfiske kan relateres til Kvitebjørn.

Tilsvarende beregninger er ikke gjort for konsumtrålfiske. Et arealbeslag i størrelsesorden 1



Figur 7.2 Konsumtrålfelt og industritrålfelt i område berørt av Kvitebjørnuthyggingen

km² utenfor de viktigste konsumtrålfeltene ventes ikke å medføre merkbare fangstreduksjoner.

7.3.3 Konsekvenser av alternative rørledningstraséer

En rørledning vil ikke være til hinder for fiske med ringnot og flytetral eller fiske med passive redskaper

som garn, line, snurrevad mv etter at leggearbeidet er avsluttet. Vurderingene av eventuelle ulemper er derfor avgrenset til fiske med bunntål, og tar utgangspunkt i resultatene fra tråltesten i 1993 med tråling over Zeepipe med 40" diameter. Ved bruk av industritrål viste tråltesten at ved avtagende kryssingsvinkler under 30° økte risikoen for at tråldørene la seg etter passering av rørledningen. Men i alle tilfellene der dette skjedde reiste tråldørene seg etter få minutter. Samlet sett viste tråltesten at ulempene knyttet til overtråling av store rørledninger var vesentlig mindre enn tidligere antatt. Avhengig av rørledningens vinkel i forhold til vanlig trålrøtning, kan den i varierende grad medføre operasjonelle ulemper under fisket og økt slitasje på fiskeredskapene.

Dersom en ny rørledning legges uten at det oppstår store ankergrøper eller frie spenn medfører rørledningen som hovedregel ikke noe arealbeslag for fiskeflåten som kan resultere i reduserte fangst. Ankermerker vil i utgangspunktet kunne finnes fra omlag 200 meter og ut til omlag 1.500 meter fra rørledningen. Dybde og lengde på ankergrøper vil kunne variere med ankertype, hvordan ankerne håndteres og med ulike typer bunnsedimenter.

Kartlegging av ankermerker langs rørledningstraséer har vist at problemet med ankermerker særlig kan oppstå i områder hvor havbunnen består av hard leire. I områder med sandbunn blir ankermerkene mindre markerte, og det tar også kortere tid før de jevnes ut etter legging. Kartlegging av ankermerker langs Zeepipe IIA og Troll oljerør i 1995 viste at ankermerkene praktisk talt var utvisket på sandbunn ett år etter legging. På bløt leire ble det påvist ankermerker med maksimum høyde 0,5 meter 50 dager etter rørlegging, og på middels bløt leire var maksimal høyde 0,8 meter over sjøbunnen 4 måneder etter legging, og 0,5 meter ett år etter legging. Observasjonene fra Zeepipe IIA og Troll oljerør samsvarer med erfaringer fra britisk sokkel. På sandbunn vurderes ankermerker generelt ikke å innebære noen vesentlig hindring for utøvelse av fiske, selv kort tid etter rørlegging.

I eggaskråningen og på Vikingbanken der bunnsedimentene er dominert av grov og middels fin sand skulle forholdene ligge godt til rette for at eventuelle ankergrøper og ankerhauger ble slettet i løpet av kort tid. I Norskerenna der det er leire og silt vil dette kunne ta lengre tid.

Sommeren 1997 gjennomførte Havforskningsinstituttet en undersøkelse som skulle belyse i hvilken grad steinfyllinger på rørledninger i Nordsjøen kan være et hinder for fiske med bunntål. Undersøkelsen omfattet både steindumpede rørledninger og steindumpede krysningspunkter mellom rørledninger. Undersøkelsen viste at steinfyllinger medførte skade ved fiske med industri- og reketrål. I samme område som det var vanskelig å tråle med industritrål og reketrål over steinfyllinger drev ferskfisktrålere fiske, uten at det ble meldt om problemer med å krysse steinfyllingene. Disse fartøyene bruker tråler konstruert av mye kraftigere nettmateriale og, ikke minst, med rock hopper og bobbingsgear av helt andre

dimensjoner enn det som ble brukt i overtrålingsforsøket

Sommeren 1998 ble det gjennomført et mindre trålforsøk over Sleipner kondensatrørledning i et område med intensivt rekefiske. Overtråling av steinfyllinger på denne rørledningen foregikk med reketrål med sabb og bruk av fiskefartøy som daglig driver rekefiske i det aktuelle området. Forsøket indikerte at tråling over steinfyllinger kan foregå skadefritt under forutsetning av at trålen er justert som ved vanlig fiske. Ved vurdering av resultatene fra dette forsøket må det tas hensyn til at steinfyllingene som inngikk i forsøket hadde forholdsvis liten stein i toppdekket (stein på 1"-3"), og at reketrål dessuten er rigget noe lettere i forkant enn industritrål i øyepålfiske. Om resultatene kan overføres til industritrål er derfor usikkert. Men resultatet indikerer at virkningen av steinfyllinger under enkelte forhold kan avvike fra resultatene fra Havforskningsinstituttets første forsøk

I forsøkene med tråling over rørledninger er det i hovedsak benyttet industritrål, reketrål og krepsetrål. Det har vært reist spørsmål om erfaringene med bruk av disse redskapene kan overføres til større trålere, som i dag står for det meste av konsumtrålfisket i Nordsjøen. Storparten av disse fartøyene er hjemmehørende på Møre. Spørsmålet ble tatt opp på møte hos Fiskerisjefen i Møre og Romsdal om regional konsekvensutredning for Nordsjøen. I etterkant av dette møtet uttales det i brev fra Møre Trållag til Fiskerisjefen i Møre og Romsdal at det er ingen større problemer i tilknytning til rørledninger i Nordsjøen. For konsumtrålerne er det arealbeslagene omkring installasjoner som medfører de største ulempene. I denne konsekvensutredningen er det derfor lagt mest vekt på å belyse eventuelle virkninger for industritrålfiske.

Figur 7.2 på neste side viser lokalisering av hhv. konsumtrålfelt og industritrålfelt i det området av Nordsjøen som kan bli berørt av Kvitebjørn-utbyggingen. Figuren viser videre eksisterende og planlagte feltinstallasjoner og rørledninger. Kvitebjørn med alternative rørledninger er fremhevet. Fiskefelt er delt i hhv. konsumfiskefelt (rød skravur), industrifiskefelt (gul skravur) og rekefelt (gul stripet skravur). Innenfor industrifiskefeltene er det skilt mellom tobisfelt (på Vikingbanken) og kolmule / øyepål langs eggaskråningen. Overlappende områder mellom industrifiskefelt og konsumfiskefelt vises som orange skraverte felt

Gassrørledning direkte til Heimdal (diam. 28")

En rørledning i rett linje fra Kvitebjørn til Heimdal vil krysse øyepåfeltene i øvre del av eggaskråningen i omlag 45° vinkel. Dersom rørledningen legges uten frie spenn og steinfyllinger vil den ut fra resultatene fra tråltestene i 1993 og 1997 ikke medføre operasjonelle ulemper av noe omfang i industritrålfisket etter øyepål.

En slik trasé vil også krysse vestlige deler av de mest intensivt utnyttede (innenfor 100 meters koten) tobisfeltene på Vikingbanken. Det er ikke kartlagt noen dominerende trålrøtning i det området som berøres av traséen. Krysningvinkelen vil avhenge av hvor fisken står, slik at trålingen kan foregå både på tvers av og langsetter rørledningen. I praksis betyr dette at fartøyer som tråler i spiss vinkel mot rørledningen vil justere kursen før kryssing for å forenkle overtrålingen. Under godt tobisfiske kan fartøytettheten tidvis være svært høy. Fartøyene tråler da så nær hverandre at det kan være vanskelig å justere kursen før passering av rørledninger. En ny rørledning vil dermed kunne medføre operasjonelle ulemper. Omfanget av ulempene vil avhenge av aktivitetsnivå.

Gassrørledning til Kollsnes (diameter 26")

En rørledning i rett linje fra Kvitebjørn til Kollsnes vil krysse de viktigste øyepåfeltene i eggaskråningen ned til 300 meters dyp i 30°- 45° vinkel. Traséen krysser også områder østover mot Trollfeltet der det år om annet drives et sporadisk øyepålfiske. Traséen berører også områder ned til 350 meters dyp der det tråles etter kolmule, men de største fangstene tas ned til 300 meters dyp.

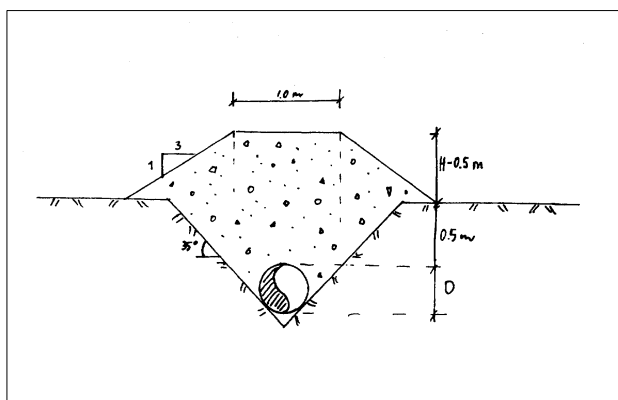
Ned til 250 meters dyp planlegges rørledningen lagt i grøft som tildekkes. Rørledningen ventes derfor ikke å medføre operasjonelle ulemper på denne strekningen. Videre inn mot land antas det å være aktuelt med stein-/ grusfyllinger langs deler av rørledningen, men foreløpig foreligger det ikke nærmere opplysninger om dette. Virkningene for trålfisket vil avhenge av hvor disse steinfyllingene kommer, men det er et forholdsvis begrenset fiske som foregår fra 270-280 meters dyp og videre inn mot land.

Alternative kondensatrørledninger

Mht eksport av kondensat vurderes rørledning med diameter 12" til Statfjord B, rørledning med diameter 11" til Gullfaks C eller rørledning med diameter 12" (men 20" utvendig) til Oseberg C. I tillegg er det aktuelt med en elektrisk kabel fra Troll, eventuelt fra Gullfaks. Rørledningene vil bli gravd 0,5 meter ned (grøftet). Traséen til Oseberg etterfylles med stein/grus til nivået på havbunnen omkring. De andre traséene tildekkes med én meter stein/grus. På strekninger der bunnen er for hard til nedgraving vil all tildekking være over havbunnen. Figuren under viser tverrsnitt for konsensatrørledning til hhv. Statfjord eller Gullfaks.

For traséene til Statfjord B eller Gullfaks C innebærer den foreslåtte løsning at det etter at leggearbeidet er avsluttet, er steinfylling langs hele traséen. Basert på resultatene fra Havforskningsinstituttets forsøk i 1997 med overtråling av steinfyllinger i 1997, vil industritrålerne søke å unngå overtråling av rørledningen. Steinfyllinger av en visse lengde vil medføre større arealbeslag omkring en trasé som krysser eggaskråningen enn for en trasé som ligger langsetter dybdekotene.

For traséen til Statfjord, som skrå gjennom de øverste 5 kilometerne av de mest brukte øyepåfeltene kan dette medføre et arealbeslag i størrelsesorden 50 km² når det tas hensyn til unnvikende manøvrering. For traséen til Gullfaks vil fartøyer unngå et belte langsetter rørledningen. Et belte med en bredde på 500 meter tilsvarer et arealbeslag i størrelsesorden 10 km².



Figur 7.3 Tverrsnitt av nedgravd kondensatrør

For traséen til Oseberg C innebærer den foreslåtte løsning at rørledningen steinfylles opp til nivået på havbunnen omkring. Det foreligger foreløpig ikke tilstrekkelig dokumentasjon av bunnforholdene langs traséene til å kunne utelukke behov for steinfyllinger på deler av strekningen. Dersom bunnforholdene faktisk muliggjør nedgraving, ventes rørledningen ikke å medføre noen ulempe for trålfisket etter at leggearbeidet er gjennomført. Den samme konklusjonen gjelder for kabelen dersom kabelgrøften etterfylles til nivået på havbunnen omkring.

Muligheten for å benytte det samme konseptet for kondensatrørledningen til Oseberg som for de andre to alternativene (elektrisk oppvarming), er under utredning. For fiskerivirkningsomheten vil et slikt konsept for kondensatrørledningen til Oseberg innebære de samme konsekvenser som for kondensatrørledningen til Statfjord B.

Vurderingene ovenfor er basert på resultatene fra Havforskningsinstituttets forsøk med overtråling av steindekte rørledninger i 1997. Resultatene fra overtrålingsforsøket med reketrål i 1998 indikerer at virkningen av steinfyllinger under enkelte forhold kan være mer begrenset enn det som framkommer gjennom Havforskningsinstituttets forsøk. Men det er usikkert om disse resultatene kan overføres til industritrål. For vurdering av virkninger av

steindekking av rørledninger fra Kvitebjørn hadde det derfor vært en fordel om det var gjennomført et tilsvarende forsøk som i 1998 med industritrål.

Sammenfatning

Nye rørledninger i det aktuelle området ventes ikke å medføre fangsttap eller operasjonelle ulemper av noen betydning for konsumtrålfisket. For industritrålfisket synes de operasjonelle ulempene av en ny gassrørledning å være minst for en trasé til Kollsnes. Traséen til Heimdal vil krysse tobisfelt på Vikingbanken der det år om annet er svært stor fartøytetthet, og medfører operasjonelle ulemper for dette fisket.

Virkningen for industritrålfisket av kondensatrørledning og elektrisk kabel vil avhenge av om rørledningene lar seg grave ned i trålfeltet etter øyepål i eggaskråningen. Dersom dette er tilfellet, ventes ikke en rørledning til Oseberg, som i hovedsak tildekkes til samme nivå som havbunnen omkring, å medføre ulemper etter at leggearbeidet er avsluttet. Vurdert ut fra Havforskningsinstituttets overtrålingsforsøk i 1997 vil steinfyllingene langs de to andre traséalternativene medføre til dels store arealbeslag innenfor et viktig trålfelt.

7.3.4 Avbøtende tiltak

Avbøtende tiltak for å redusere eventuelle ulemper for fiskerivirksomheten av den foreslåtte utbyggingen vil i første rekke være knyttet til leggemetode og trasévalg.

Statoil vil ta kontakt med Fiskeridirektoratet i forbindelse med detaljplanlegging av rørtrasé når mottaksanlegg for hhv. gass og kondensat er besluttet. I den sammenheng vil det være aktuelt å drøfte hvordan legging kan gjennomføres og stein / grusdumping minimaliseres slik at eventuelle ulemper for trålvirksomheten kan gjøres minst mulig.

Eventuelle ulemper i anleggsfasen kan reduseres dersom leggearbeidet ikke gjennomføres samtidig med de viktigste fiskeriene i berørt område.

Ankermerker etter leggefartøy og steinfyllinger kan i prinsippet medføre ulemper for trålfiske enn rørledningene i seg selv. Både i eggskråningen og på Vikingbanken der det er sandbunn forventes det at ankermerkene vil være slettet etter kort tid. Dersom rørledningene installeres ved hjelp av dynamisk posisjonert leggefartøy vil leggearbeidet ikke medføre ankermerker på havbunnen som kan være til ulempe for trålfisket. Dersom tradisjonelt ankerbasert leggefartøy benyttes, kan valg av ankertype og håndtering av ankerne forsøkes gjennomført slik at det blir minst mulig ankermerker i områder der det drives industritrålfiske. Etter at rørleggingen er gjennomført vil det være aktuelt å gjennomføre inspeksjon av ankermerker.

Traséen for gassrørledning fra Kvitebjørn til Heimdal krysser meget viktige tobisfelt på Vikingbanken og

kan medføre operasjonelle ulemper ved intensivt trålfiske. Et mulig avbøtende tiltak som kan bli vurdert, er å justere traséen mot vest slik at den går helt i vestkanten av tobisfeltet for så å gå sørover mot Heimdal på østsiden av Odinplattformen.

For traséen til Kollsnes synes det ikke å være behov for særskilte avbøtende tiltak.

Muligheten for en dypere nedgraving av kondensatrørledningene i industritrålfeltet slik at steinfyllingen ikke kommer over havbunnsnivå, vil bli vurdert i forbindelse med detaljkartleggingen. Det kan imidlertid også være aktuelt å få gjennomført tråltester for å få dokumentert om mindre steinfyllinger medfører ulemper for trålfiske etter øyepål og kolmule.

8 Oppfølgende tiltak og undersøkelser

I konsekvensutredningen er angitt avbøtende tiltak og muligheter for forbedringer som skal vurderes i det videre planarbeidet. Disse tiltakene vil bli løpende fulgt opp av prosjektet i utbyggings- og driftsfasen. I tillegg vil det bli forsøkt identifisert nye avbøtende tiltak. Dette er en del av prosjektets ordinære helse-, miljø- og sikkerhetsarbeid (HMS) iht. Statoils egne retningslinjer for den videre prosjektutvikling og i utbyggings- og driftsfasen.

Det er foretatt en regional undersøkelse for Tampenområdet i 1996. Denne undersøkelsen skal gjentas i 1999. Statoil vil også legge resultatene fra disse undersøkelsene til grunn for det opplegget som skal drøftes med SFT.

8.1 Planer for miljøovervåkning på Kvitebjørnfeltet

I henhold til Statoils konsernretningslinjer om "Styring av helse, miljø og sikkerhet i Statoilkonsernet" skal forhold som kan påvirke det ytre miljø på en uheldig måte kartlegges, overvåkes og begrenses.

Når det gjelder miljøundersøkelser til havs beskriver SFT's veiledere hva som kreves av slike miljøundersøkelser for den enkelte feltutbygging. Statoils eget styringssystem for miljøundersøkelser er derfor knyttet nær opptil den systematiske identifisering og oppfølging av miljøindikatorer som er beskrevet i SFT's veileder.

Disse miljøindikatorene omfatter :

- totalt hydrokarboninnhold (THC)
- utvalgte hydrokarboner som aromater og dekaliner
- metaller som barium, kadmium, kobber, bly, zink, kvikksølv og jern
- totalt organisk materiale
- partikkelstørrelsesfordeling
- identifisering og karakterisering av bunnfauna.

Disse miljøindikatorene var først og fremst utviklet for å følge effektene av den utstrakte bruken av oljebasert boreslam som tidligere normalt ble benyttet ved produksjonsboring, og indikatorene har fungert godt for å følge opp effekter på bunnfauna ved utslipp fra slike boreoperasjoner. De samme miljøindikatorene fungerer ikke for å vurdere effekter som skyldes utslipp av olje, kjemikalier og andre organiske forbindelser i produsert vann.

I planleggingen av miljøovervåkingen på Kvitebjørn-feltet og andre felt er det viktig å tilpasse programmet til overvåkning av utslipp fra de aktuelle boreoperasjonene. Statoil vil se behovet for nye omfattende grunnlagsundersøkelser for Kvitebjørn-feltet i forhold til resultatene fra miljøovervåkingen av nærliggende felt i Tampenområdet. Behovet for tilleggsinformasjon avklares etter nærmere dialog med SFT.

9 Sammenstilling av konsekvenser ved ulike alternativer

I de foregående kapitler er det redegjort for samfunnmessige, miljømessige og fiskerimessige konsekvenser av Kvitebjørnutbyggingen med alternative rørlednings- og mottaksanlegg for riggass og kondensat og ved alternative opplegg for kraftforsyning. I dette kapitlet sammenstilles konsekvensene for de alternative løsningene.

9.1 Alternative rørledninger og mottaksanlegg for riggass

Kollsnes og Heimdal er alternative mottaksanlegg for riggass fra Kvitebjørn. Sammenstillingen av konsekvensene ved disse to løsningene skal omfatte alternativer med mest mulig like sluttprodukter. Dette betyr at sammenligning av konsekvensene dekker behandlingen til og med duggpunktsanlegg for Kollsnesalternativet og ferdig tørkning av riggassen på Heimdal. Videretransport av salgsgassen til kontinentet er ikke inkludert hverken på Kollsnes eller Heimdal. For Heimdalalternativet er transport av assosiert væske i eksisterende rør inn i Forties-systemet eller via sammenkopling med Frostpipe til Sture via Oseberg inkludert.

Samfunnmessige forhold

Investeringskostnader for Kvitebjørnutbyggingen eksklusiv mottaksanlegg for riggass og tilhørende rørledninger utgjør omlag 7,2 mrd. 1998 kr.

Tabellen under viser hvilke investeringer, nasjonale leveranser og sysselsettingsvirkninger som hhv. Kollsnesalternativene og Heimdalalternativet vil gi i tillegg til resten av Kvitebjørnutbyggingen. I tabellen er Statfjord B forutsatt som kondensatmottaksanlegg og elektrisk kabel fra land forutsatt som kraftforsyningsalternativ i raden for Kvitebjørn uten gassmottak.

Tabell 9.1 Sammenstilling av samfunnsøkonomiske konsekvenser - alternativ gassmottaksanlegg

	Investeringer mill 1998 kr	N. leveranser mill 1998 kr	Sysselsetting årsverk
Kvitebjørn uten gassmottak	7.200	4.381	12.230
Kollsnes DP	+3.633	+1.940	+6.020
Kollsnes NGL	+ 4.113	+ 2.240	+ 6.720
Heimdal	+ 2.872	+1.356	+ 4.130

For Kollsnesalternativet omfatter beregningene både rørledning Kvitebjørn - Kollsnes, landfall og duggpunktsanlegg eller NGL-anlegg..

Investeringskostnader, leveranser og sysselsetting for Kollsnesalternativene (duggpunktsanlegg og NGL-anlegg) er basert på Konsekvensutredning Utvidelser av anleggene på Kollsnes, Mongstad og Kårstø for Kvitebjørn og Haltenbanken Sør.

Tabellen viser at investeringskostnadene for Heimdalalternativet er omlag $\frac{3}{4}$ av investeringskostnadene for ved valg av duggpunktsanlegg i Kollsnesalternativet. Nasjonale leveranser og sysselsetting i Heimdalalternativet er over $\frac{2}{3}$ av tilsvarende størrelser for Kollsnesalternativet.

Miljømessige forhold

Miljøkonsekvensene ved mottaksanleggene for riggass er hovedsaklig knyttet til utslipp av CO₂ og NO_x. Tabellen under viser de totale marginale utslipp av CO₂ og NO_x ved hhv. Kollsnesalternativet (duggpunktsanlegg) og Heimdalalternativet sett i relasjon til utslippene fra resten av Kvitebjørnutbyggingen. I tabellen er Statfjord B tatt med som kondensatmottaksanlegg og elektrisk kabel fra land tatt med som kraftforsyningsalternativ i raden for Kvitebjørn uten gassmottak. Utslipp fra boring er også med.

Tabell 9.2 Marginale utslipp av CO₂ og NO_x i perioden 2001 - 2020 - alternativ gassmottaksanlegg

	CO ₂ -utslipp mill tonn	NO _x -utslipp tonn
Kvitebjørn uten gassmottak	0.46	1.361
Kollsnes duggpunkt	+0.33	+237
Kollsnes NGL-ekstraksjon	+ 1.66	+ 1.164
Heimdal	+ 1.28	+ 1.056

Tabellen viser at Kvitebjørn uten gassmottaksanlegg har et utslipp på hhv. 0,46 mill tonn CO₂ og 1.361 tonn NO_x. Et duggpunktsanlegg på Kollsnes gir et tillegg på hhv. 0,33 mill tonn CO₂ og 237 tonn NO_x, mens Heimdalalternativet gir betydelig større utslipp.

Dersom NGL-ekstraksjonsanlegg på Kollsnes skulle vært lagt til grunn og ikke duggpunktsanlegg som ovenfor, ville Kollsnesalternativet gitt et samlet utslipp på hhv. 1,66 mill tonn CO₂ og 1.164 tonn NO_x. Det er imidlertid kun 15% av disse utslippene som kommer i Norge da det er forutsatt elektriske drivere. Resterende utslipp er antatt å komme der den importerte kraften kommer fra.

Prognoser basert på innrapporteringen til nasjonalbudsjettet for 1997 viser gjennomsnittlig årlige utslipp fra offshorevirksomheten i perioden

2002 - 2015 på omlag 7 millioner tonn CO₂ og i underkant av 30.000 tonn NO_x. Sett i en slik sammenheng utgjør gjennomsnittlige årlige utslipp fra Kvitebjørnutbyggingen med Kollsnesalt. (duggpunkt) omlag 0,7 % og med Heimdalalternativet 1,4 % av CO₂-utslippene og hhv. 0,2 % og 0,4% av NO_x-utslippene.

Sett i en slik sammenheng kan forskjellene på hhv. Kollsnes og Heimdalalternativet virke ubetydelige.

Fiskerimessige forhold

Forskjell i fiskerimessige konsekvenser mellom hhv. Kollsnes- og Heimdalalternativet er knyttet til eventuelle ulemper for fiskerivirksomheten av legging og tilstedeværelse av rørledningene.

I Kollsnesalternativet vil rørledningen krysse øypåfeltene i eggaskråningen ned til 300 meters dyp i 30°- 45° vinkel og enkelte andre områder der det sporadisk drives fiske etter øyepål og kolmule. Ned til 250 meters dyp planlegges rørledningen lagt i grøft som tildekkes. Det vil derfor ikke medføre operasjonelle ulemper for trålvirksomheten på denne strekningen. Videre innover mot land vil det på mindre delstrekninger kunne være nødvendig med grus / steindumping. Det er et forholdsvis begrenset fiske som foregår fra 270-280 meters dyp og videre inn mot land og eventuelle virkninger for industritrålfisket vil bli ubetydelige.

I Heimdalalternativet vil rørledningen krysse øypåfeltene i øvre del av eggaskråningen i omlag 45° vinkel. Dette forventes ikke på medføre operasjonelle ulemper. En slik trasé vil også krysse vestlige deler av de mest intensivt utnyttede tobisfeltene på Vikingbanken. Under godt tobisfiske kan fartøytettheten tidvis være svært høy. Fartøyene tråler da så nær hverandre at det kan være vanskelig å justere kursen før passering av rørledninger. En ny rørledning vil dermed kunne medføre operasjonelle ulemper. Omfanget av ulempene vil avhenge av aktivitetsnivå. Disse ulempene kan unngås dersom traseen justeres enten østover mot Oseberg eller vestover nærmere britisk sektor av Nordsjøen.

For fiskerivirksomheten innebærer Kollsnesalternativet kun ubetydelige konsekvenser knyttet til industritråling. Heimdalalternativet kan i utgangspunktet medføre operasjonelle ulemper for tobisfisket på Vikingbanken dersom det er høyt aktivitetsnivå her. Disse ulempene kan imidlertid minskes ved omlegging av rørledningstraseen.

9.2 Alternative rørledninger og mottaksanlegg for kondensat

Statfjord B, Gullfaks C og Oseberg C er alternative mottaksanlegg for kondensat fra Kvitebjørn. Sammenstillingen av konsekvenser dekker rørledning fra Kvitebjørn til mottaksanlegg, behandling på mottaksanlegg og videre transport av kondensat til land.

Samfunnsmessige forhold

Investeringskostnader for Kvitebjørnutbyggingen inkludert NGL-anlegg på Kollsnes, men eksklusiv mottaksanlegg for kondensat er anslått til omlag 9.500 mill 1998 kr.

Tabellen under viser hvilke tillegg hver av de tre alternativene representerer mht. investeringskostnader, nasjonale leveranser og sysselsetting (årsverk).

Tabell 9.3 Sammenstilling av samfunnsøkonomiske konsekvenser - alternativ kondensatmottak

	Investeringer mill 1998 kr	N. leveranser mill 1998 kr	Sysselsetting årsverk
Kvitebjørn uten kond.mottak	10.000	6.020	17.230
Statfjord B	+1.343	+ 600	+ 1.810
Gullfaks C	+ 831	+ 421	+ 1.270
Oseberg C	+ 1.802	+ 1.087	+ 3.260

Tabellen viser at Osebergalternativet har over dobbelt så høye investeringskostnader, nasjonale leveranser og sysselsettingsvirkninger som Gullfaksalternativet, mens Statfjordalternativet ligger omlag midt mellom disse to.

Sett i forhold til investeringskostnader for Kvitebjørnprosjektet (inkl. NGL-anlegg på Kollsnes) men eksklusiv rørledning og mottaksanlegg for kondensat på 10 mrd. 1998 kr, representerer kostnadsforskjellen mellom dyreste og billigste kondensatløsning omlag 1,0 mrd. kr eller 10 % av Kvitebjørninvesteringene.

I en økonomisk sammenligning mellom alternativene må imidlertid også tariffkostnader for bruk av plattformens tjenester og plattformens økonomiske levetid trekkes inn i vurderingen.

Miljømessige forhold

Miljøkonsekvensene for mottaksanlegg for kondensat er knyttet til utslipp av CO₂, og NO_x og produsert vann i forbindelse med behandling og videretransport av kondensat på mottaksanleggene.

I tabellen under er NGL-ekstraksjonsanlegg på Kollsnes tatt med som gassmottaksanlegg og elektrisk kabel fra land tatt med som kraftforsyningsalternativ i kolonnen for Kvitebjørn uten kondensatmottak. Bemerk at i disse tallene inngår utslipp fra import av elektrisk kraft til NGL-anlegget og at disse utslippene antas å komme i utlandet.

Tabellen under viser de samlede marginale utslipp ved de alternative mottaksanleggene for kondensat perioden 2001 - 2020.

Tabell 9.4 Marginale utslipp av CO₂ og NO_x i perioden 2001 - 2020 - alternativt kondensatmottak

	CO ₂ -utslipp mill tonn	NO _x -utslipp tonn
Kvitebjørn uten kond.mottak	1,90	1.848
Statfjord B	+0,22	+ 677
Gullfaks C	+ 0,26	+ 1.003
Oseberg C	+ 0,25	+ 546

Tabellen viser at det er liten forskjell på de ulike kondensatmottaksanleggene når det gjelder utslipp av CO₂. Utslippene fra kondensatmottaksanleggene representerer et tillegg på 12% til 14% av CO₂-utslippet fra resten av behandlingsprosessen på Kvitebjørn (forutsatt NGL-ekstrasjon).

Det er imidlertid noe større forskjell på utslipp av NO_x der det er nesten dobbelt så stort utslipp med Gullfaks C som kondensatmottaksanlegg som Oseberg C.

Når det gjelder utslipp av produsert vann vil dette være likt for samtlige alternativ.

Fiskerimessige forhold

Som for de alternative gassmottaksanleggene er forskjellen i fiskerimessige konsekvenser for alternative kondensatmottaksanlegg knyttet til eventuelle ulemper ved legging og tilstedeværelse av rørledningen. De fiskerimessige konsekvenser er for disse rørledningsalternativene er hovedsakelig knyttet til mulige ulemper ved tråling etter øyepål i eggaskråningen.

Både rørledningen til Statfjord B og til Gullfaks C vil bli dekket med steinfyllingen i omlag ½ meters høyde. Denne steinfyllingen vil kunne representere en ulempe for industritrålerne som vil kunne søke å unngå steinfyllingen. Dermed blir trålbart areal mindre. Tabellen under viser omfang av mulig arealbeslag i de ulike alternativene.

Tabell 9.5 Areal med mulig ulemper for industritråling alternative kondensatmottak

	Statfjord B	Gullfaks C	Oseberg C
Areal med mulige ulemper for industritrål	50 km ²	10 km ²	0 km ²

Forutsatt at Osebergledningen graves ned og tildekkes i samme høyde som havbunnen vil denne rørledningen ikke medføre konsekvenser av betydning for fiskerivirksomheten.

9.3 Alternative opplegg for kraftforsyning

Det er utredet tre forskjellige alternativer mht. kraftforsyning til Kvitebjørn. Dette er hhv.

- Kraftforsyning via kabel fra land via Troll
- Kraftforsyning fra kondensatmottaksanlegg via kabel
- Egenprodusert kraft på plattformen

Det er gjennomført samfunnsøkonomiske beregninger knyttet til virkninger av elektrisk kabel fra land (dvs. kabel fra Troll), men ikke for de andre alternativene. Sett i forhold til resten av Kvitebjørnutbyggingen vil det kun være marginale forskjeller i samfunnsøkonomiske konsekvenser ved de ulike alternativene.

Miljømessige forhold

Kraften til Kvitebjørn vil bli produsert av forskjellig type anlegg i de ulike alternativene, og vil dermed gi forskjellige utslipp til luft. Tabellen under viser totale marginale utslipp av CO₂ og NO_x i perioden 2001 - 2020 ved de forskjellige alternativene. I kolonnen for Kvitebjørn uten kraftforsyning er NGL-anlegg på Kollsnes og kondensatmottak på Statfjord B tatt med som alternativ.

Tabell 9.6 Marginale utslipp av CO₂ og NO_x i perioden 2001 - 2020 - alternativt kraftforsyning

	CO ₂ -utslipp mill tonn	NO _x -utslipp tonn
Kvitebjørn uten kraftfors.	1,93	2.525
Kraftforsyning fra land	+ 0,19	+ 420
Kraft fra Statfjord B	+ 0,30	+ 1.356
Egenprodusert kraft	+ 0,30	+ 1.399

Tabellen viser at alternativet med kraftforsyning fra land er bedre enn begge de andre alternativene når det gjelder utslipp av CO₂ og NO_x. Det bør også tas med i betraktningen at NO_x-utslippet her er forutsatt å skje på kontinentet der den elektriske kraften antas å bli produsert ved hjelp av gasskraftverk.

Når det gjelder fiskerimessige forhold vil det ikke å være forskjeller mellom alternativene, siden legging og tilstedeværelse av en elektrisk kabel ikke antas å medføre konsekvenser av betydning for fiskerivirksomheten.

Referanseliste

1. Agenda Utredning og utvikling as 1998: *“Samfunnsmessige virkninger av Kvitebjørnutbyggingen”*
2. Rogaland Consultants 1998: *“Beskrivelse av influensområdet og sårbare ressurser for Kvitebjørnutbyggingen”*
3. Rogaland Consultants 1998: *“Utslipp og miljømessige konsekvenser av Kvitebjørnutbyggingen”*
4. Statoil 1998: *“Miljørisiko- og beredskapsanalyse for Kvitebjørn (blokk 34/11) Boring og produksjon”*
5. Agenda Utredning og utvikling as 1998: *“Fiskerimessige konsekvenser av Kvitebjørnutbyggingen”*

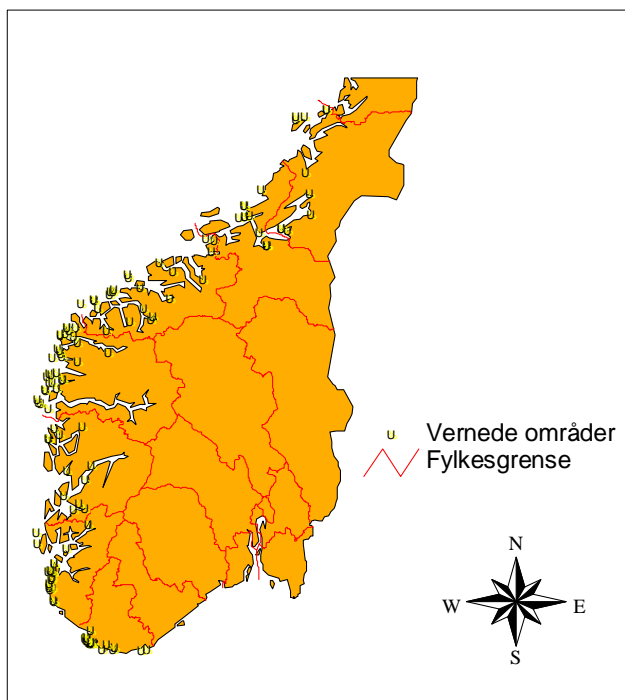
Følgende rapportutkast som er utarbeidet i forbindelse med den regionale konsekvensutredningen for Nordsjøen, er benyttet som grunnlag for konsekvensutredningen:

- Statoil 1998: *“Regional konsekvensutredning for Nordsjøen Temarapport 1a: “Infrastruktur, utslipp, overvåkningsundersøkelser og miljøtiltak for hhv. Tampenområdet”*
- Statoil 1998: *“Regional konsekvensutredning for Nordsjøen Temarapport 2 Utslipp til luft og sjø. Prognoser”*
- Rogaland Consultants 1998: *“Regional konsekvensutredning for Nordsjøen Temarapport 2 Beskrivelse av influensområdet til havs og på land”*
- Det Norske Veritas 1998: *“Regional konsekvensutredning for Nordsjøen Temarapport 4 Uhellutslipp. Sannsynlighet, miljørisiko og konsekvenser”*
- Agenda Utredning og utvikling as 1998: *“Regional konsekvensutredning for Nordsjøen Temarapport 7 Fiskerier og akvakultur- området 58°N - 62°N”*

APPENDIKS

A1 Kystmiljøet

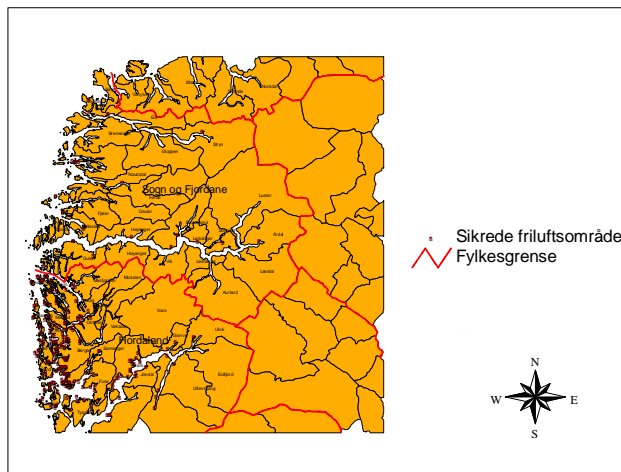
Influensområdet fra Kvitebjørn inneholder flere vernede og verneverdige strandområder. Hvert område kan ha flere ulike verneverdier knyttet til seg. For eksempel er strender ofte både verdifulle fugleområder og av botanisk interesse. Antall enkeltlokaliteter i influensområdet som har vernestatus, eller er vurdert verneverdig, er stort. Områder som har internasjonal eller nasjonalvernstatus er vist i figur A1.



Figur A1 Vernede områder og lokaliteter med høy verneprioritet/verneinteresse (internasjonal og nasjonal verneverdi)

Influensområdet inneholder også en rekke områder som er viktige til friluftsliv og rekreasjon. Figur A2 viser beliggenhet og fordeling av sikrede friluftsområder i influensområdet. De områder som er sikret er i stor grad områder som tradisjonelt har vært mye benyttet til rekreasjon.

Områdene som er vist i figur A2 er sikret gjennom offentlige midler, med status som offentlig eid eller med evigvarende leieavtaler.



Figur A2 Sikrede friluftsområder i influensområdet

Sårbarhet overfor utslipp og påvirkninger fra petroleumsvirksomheten

Forskningen har fokusert mye på virkninger av oljeforurensning på biologisk liv. Utslipp fra Kvitebjørn vil komme i form av kondensat, som har en raskere nedblandingshastighet enn råolje. Da det i liten grad er skilt mellom de ulike "oljetyper" mhp. deres påvirkning av biologisk liv mm., vil de påfølgende beskrivelser også gjelde for kondensatutlipp. For Kvitebjørn vil et verst tenkelig tilfelle resultere i utslipp i størrelsesorden 10-20 tonn kondensat.

Innsig av større mengder olje på kysten vil gjøre størst skade i fjæresonen (littoralsonen). Ved siden av å være et viktig produksjonsområde for planter og virvelløse dyr, er fjæresonen viktig for for en rekke fuglearter. Effektene av oljeforurensning kan skyldes giftighet eller rett og slett tildekking som hindrer fotosyntese, respirasjon, næringsopptak og bevegelse. Påfølgende opprenskningsaksjoner kan også utrette skader på dette sårbare og spesialiserte livsmiljøet.

Restitusjonen etter et oljeinnsig går gjennom flere faser. Eksempelvis vil restitusjon av et hardbunnssamfunn bestå av følgende stadier:

- fjerning, nedbrytning og/eller uskadeliggjøring av oljen
- etablering av et "pionersamfunn" (bakterier, diatomeer, tarmgrønnske)
- tangen etablerer seg
- albusnegl beiter ned mye av tangen og gir plass til rur
- "normalt" samfunn reetablert først etter 6 - 7 år

Erfaringer viser at på eksponerte områder (f.eks. klipper og havstrender) begynner rekoloniseringen meget raskt (< 1 år). Skjermede områder med liten bølgeerosjon kan ha lang restitusjonstid (5 - 20 år), dersom man legger til grunn at oljen skal være forsvunnet. Selv om man kan finne rester av olje i sedimentene i lang tid på slike steder, synes rekoloniseringen også her å skje relativt raskt, dvs. innen 5 - 8 år.

Erfaringsmessig vil olje som driver i land på utsatte steder delvis bli vasket bort igjen, for så å samle seg i bukter og vikler - gjerne der det samler seg f.eks. drivved. Her vil det kunne bli liggende olje i flere år mellom steinene. Etterhvert vil oljen få en hard overflate med tjære-konsistens inni. Den har da liten biologisk effekt, men representerer en estetisk forurensning.

Mange viktige våtmarksområder langs kysten på Vestlandet er på grunn av en skjermet beliggenhet lite utsatt for oljeforurensning til havs. For de områder som er utsatt, er det spesielt perioden april-september de er sårbare for oljeforurensning. Dette er i hekkeperioden for mange våtmarksfugler, samtidig som det framfor alt er i denne perioden kysten blir benyttet til friluftsliv.

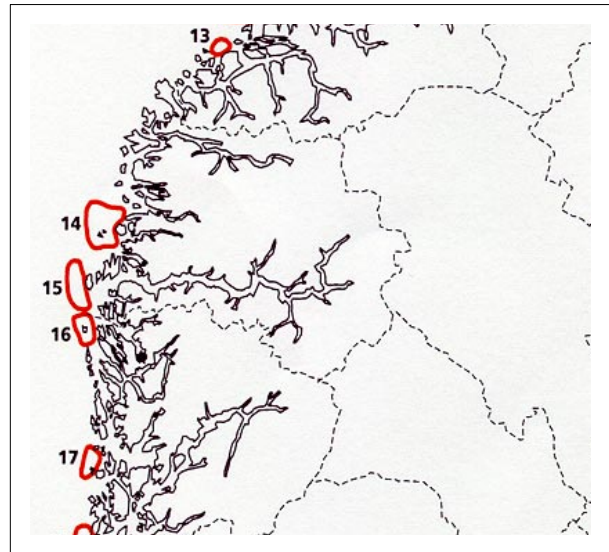
A2 Sjøfugl

Med noe variasjon følger sjøfuglenes årlige livssyklus følgende viktige perioder: Hekking, myting (fjærfelling), trekk, streif og overvintring. De betydeligste områdene for sjøfugl i influensområdet, dvs. nasjonalt og internasjonalt viktige, framgår av figur A3, A4 og A5. Områdene er inndelt etter funksjon, dvs. etter hekking, myting eller overvintring.

Sjøfuglforekomstene i influensområdet er generelt sett ikke like rike som i områder nord og sør for dette. Dette har i første rekke sammenheng med kysttopografi og bunnforhold. De arter som er tallmessig dominerende er ærfugl, måkefugler, skarv - og på et fåtall fuglefjell, også alkefugl.

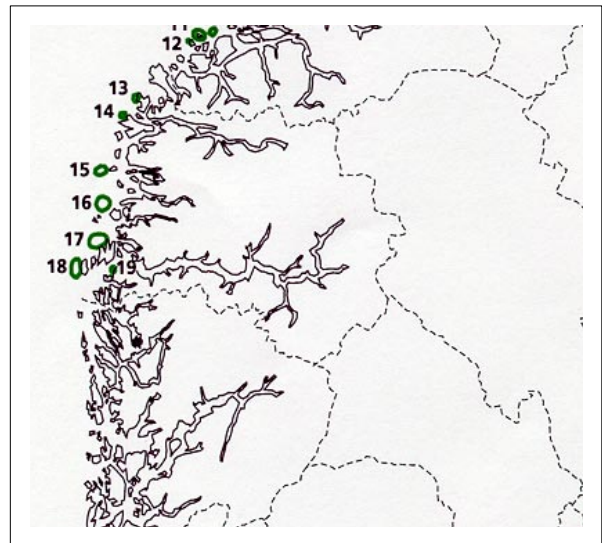
Influensområdet har generelt viktigere lokaliteter for hekkende enn overvintrende sjøfugl, noe som trolig har sammenheng med mangel på store grunntvannsområder for overvintrende fugl.

Totalt sett er 5 lokaliteter (alle i Sogn og Fjordane) i influensområdet vurdert som nasjonal/internasjonalt viktige for **hekkende** sjøfugl (figur A3). Tallmessig utmerker lokalitetene Einevarden (Vågsøy) og Veststeinen (Bremanger) seg. Disse to lokalitetene huser majoriteten av hekkende alkefugl i fylket.



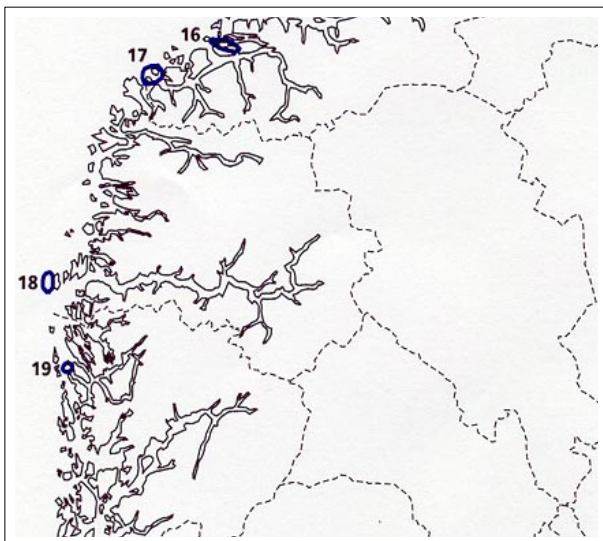
Figur A3 Viktige hekkeområder for sjøfugl innenfor influensområdet.

De tre områder som er vurdert som nasjonalt/internasjonalt viktige for **mytende** sjøfugl framgår av figur A 4. Ryggsteinen i Askvoll kommune framhever seg som et spesielt viktig område, med 2800 ærfugl og 500 mytende grågjess.



Figur A4 Viktige myteområder for sjøfugl innenfor influensområdet.

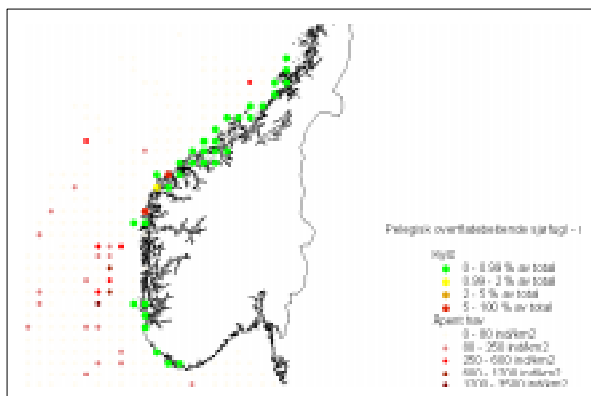
Kun to områder i influensområdet, Herdla og Indrevær/Utvær, har status som nasjonalt eller internasjonalt viktige for overvintrende sjøfugl (figur A5).



Figur A5 Viktige sjøfuglområder innenfor influensområdet i vinterperioden.

Innenfor influensområdet er det store forekomster av såkalte pelagiske sjøfugler. Dette er arter som søker etter føde på de åpne havområder. Forekomstene har ofte sammenheng med hekkelokaliteter på land, men arter som sildemåke, makrellterne og rødnebbterne kan streife vidt omkring.

Figur A6 illustrerer forekomsten av pelagisk overflatebeitende sjøfugler i sommerperioden.



Figur A6 Pelagisk overflatebeitende sjøfugler i influensområdet om sommeren.

Sårbarhet overfor utslipp og påvirkninger fra petroleumsvirksomheten

Beskrivelsene nedenfor gjelder først og fremst erfaringer med forurensing fra tyngre hydrokarboner enn kondensat. Selv om kondensat skiller seg fra råolje gjennom en lettere vekt, raskere fordampnings- og nedbrytingshastighet, behandles den i dette kapittelet som olje.

Effekten av oljeutslipp i havet synes å være størst på sjøfugl. Dette skjer ved at fjærdrakten tilgrises med

olje, noe som medfører at isoleringsevnen reduseres og fuglen dør av varmetapet. I tillegg kan fuglene bli utsatt for forgiftningseffekter når de prøver å rengjøre seg ved pussing av fjærdrakten og ved fødeopptak.

Følgende type områder/situasjoner er vurdert som spesielt viktige når det gjelder oljeskade på sjøfugler:

- myteområder/mytende flokker (ikke flyvedyktig fugl)
- konsentrerte sjøfuglkolonier
- områder som huser store deler av en populasjon
- områder med store ansamlinger av ungfugl og/eller voksenfugl
- fuglekonsentrasjoner ved rasteplasser
- svømmevandring etter hekking (for alkefugl, ikke flyvedyktig fugl)
- perioder med dårlige lysforhold

Erfaringer fra oljesøl tyder på at vintersesongen er tiden da sjøfugl er mest sårbare på individnivå, trolig på grunn av en kombinasjon av lite lys (fuglene greier ikke å unngå oljen), lav temperatur (raskere tap av kroppsvarme pga. olje på fjærene), dårligere kondisjon, og at fuglene oppholder seg større del av tiden på sjøen. Samtidig er noen av bestandene gjerne spredt over forholdsvis store områder, slik at de bestandsmessige konsekvensene av et oljesøl ikke nødvendigvis blir så store.

Alkefuglene vurderes som spesielt sårbare for oljesøl, bl.a. fordi de oppholder seg en stor del av tiden på havoverflaten. De største konsentrasjonene av alkefugl finner en store deler av året nær fuglefjellene.

Erfaringsmessig er skadeomfanget i større grad avhengig av tidspunkt, sted og omstendigheter, og mindre avhengig av mengden olje.

A3 Sjøpattedyr

En lang rekke hvalarter kan opptre regelmessig i dette havområdet. Nise og spekkhogger er de mest kystnære artene, med forekomst stort sett hele året. De viktigste oppholdsområdene for hval ligger imidlertid nord for influensområdet.

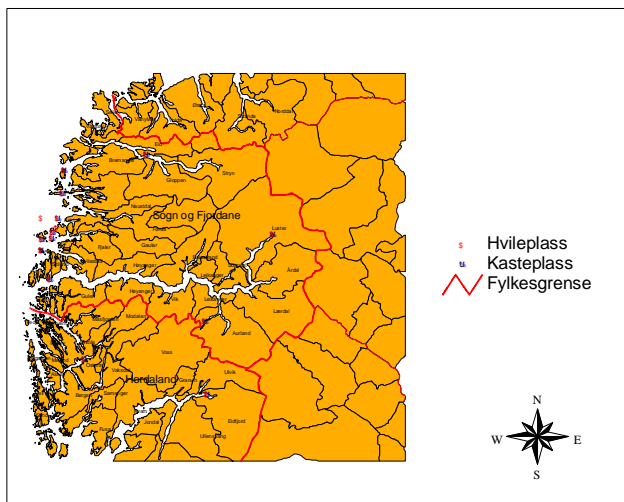
Kysten fra Hardangerfjorden til Stadt (og videre nordover) har kolonier av kystsel (havert og steinkobbe).

Den vesentligste del av den norske havertbestanden på 3.100 individer er knyttet til Trøndelag og nordover. Bestanden av havert i Hordaland og Sogn & Fjordane er estimert til hhv. 15 og 200 individer. Haverten kaster sine unger om høsten. Arten har tilhold på værutsatte holmer og skjær.

Steinkobbe forekommer i kolonier langs hele norskekysten. Arten har en generelt sørligere utbredelse enn havert, med hovedtyngde i Møre og Romsdal. Den norske bestanden er estimert til 3500

dyr. Steinkobbebestanden i influensområdet ligger trolig på vel 1000 individer, med den vesentligste del i Sogn & Fjordane. Ungene kastes i mai-juni. Steinkobben er generelt knyttet til mer beskyttede lokaliteter enn haverten.

De to selartene både ernærer og forplanter seg inne ved kysten og er tilstede ved kysten hele året. Viktige lokaliteter for kystsel er avmerket på figur A7.



Figur A7 Viktige leveområder for kystsel i influensområdet

Sårbarhet overfor utslipp og påvirkninger fra petroleumsvirksomheten

Det er alminnelig antatt at hval kan unngå oljesøl ved hjelp av forskjellige sanseinntrykk. Hval som blir påvirket, er først og fremst sårbar ved inntak (tilgrising av bardene og ved svelging), mens hudpåvirkning har liten effekt. De viktigste oppholdsområdene for hval ligger imidlertid nord for influensområdet.

I forbindelse med "Exxon Valdez" ble det observert en overdødelighet blant spekkhoggerne, uten at årsaken er helt klarlagt. Fordi spekkhoggerne opptrer i flokker, kan tilfeldigheter avgjøre om få eller mange individer blir berørt. For andre hvalarter vil konsekvensene av oljesøl mest sannsynlig være små.

Det synes heller ikke som oljesøl medfører vesentlige skader på sel. Det er registrert at en stor andel av havertungene på Froanøyene utenfor Trøndelag har oljeflekker i pelsen, uten at dette synes å ha påvirket vekst eller overlevelsessevne. Både ved utblåsningen i Santa Barbara i California i 1969 og ved Exxon Valdez ulykken var forutsetningene tilstede for omfattende seldød, uten at dette skjedde.

Oter er ikke et sjøpattedyr, men tilbringer en stor del av sin tilværelse i og ved sjøen. Oteren regnes som svært sårbar for oljeforurensning, men har også en god restitusjonsevne. Det finnes faste oterbestander fra

Sogn og Fjordane og nordover, med hovedtyngden av bestanden i de nordligste fylkene. Det må forventes en forholdsvis stor dødelighet blant otere i de ytre kyststrøkene ved en større oljeulykke, men bestander i de mer skjermede områdene vil stort sett overleve og gi grunnlag for rekruttering og rekolonisering av de områdene som er rammet.

A4 Områder for akvakultur

Godkjente lokaliteter for akvakultur i influensområdet er vist i A8-A9. Figurene viser konsesjoner for alle typer akvakultur, det vil si lokaliteter for både matfiskoppdrett, settefisk- og skalldyranlegg. Lakseoppdrett dominerer fullstendig, men det finnes også oppdrett av marine arter, torsk og skalldyr. Som vist i tabell A1, har Hordaland og Sogn og Fjordane 31 % av den totale norske produksjon av akvakultur.

Tabell A1 Produksjonsmengder (tonn) 1997

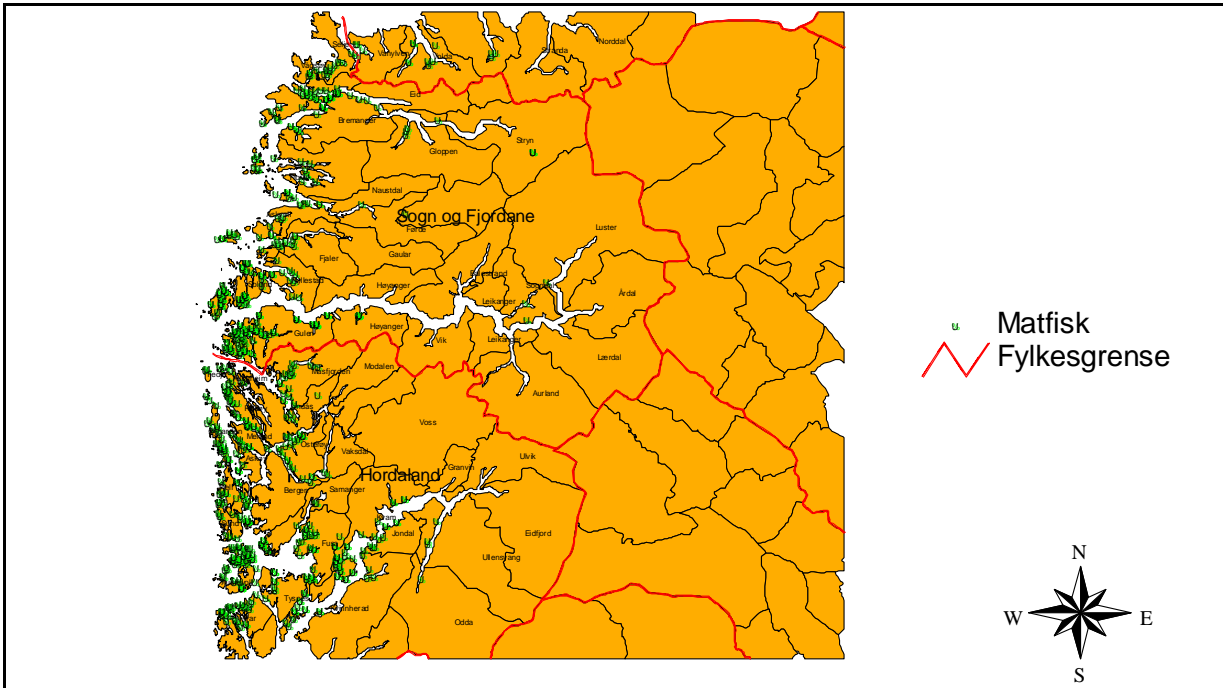
Fylke	Hordaland	Sogn og Fjordane
Produksjonsmengde	80	43
% av norsk produks.	20	11

Sårbarhet overfor utslipp og påvirkninger fra petroleumsvirksomheten

Normal drift og mindre oljeutslipp vil ikke innvirke på oppdrettsnæringen.

Skader forårsaket av olje på oppdrettsfisk antas å være en kombinasjon av giftvirkninger og stress. De mest sannsynlige konsekvensene av oljeforurensning i oppdrettsmerder, er fysisk skade forårsaket av stress (økt svømmeaktivitet). Sammen med stressreaksjoner i forbindelse med opprensning kan dette føre til økt dødelighet. Vurderinger av oljesmak i fisk kan også medføre økonomiske konsekvenser, tildels uavhengig av om fisken fått oljesmak. Selv om fisk ikke blir utsatt for oljesøl, kan oljeforurensning i et område medføre økonomiske tap som følge av negative reaksjoner i markedet.

Ved en oljeeksponering med en varighet på et par dager, kan skjell lukke seg og slik unngå å bli utsatt for olje. Ved eksponering over lang tid er det påvist fysiologiske skader. Etter 55 dager i rent vann er denne typen skader borte, men redusert tilvekst kan ikke utelukkes. Etter Amoco Cadiz-ulykken ble flere østerskulturer ødelagt ved at de tok smak av oljen. En del dødelighet ble også observert.



Figur A 8 Godkjente lokaliteter for stamfisk og skalldyr i influensområdet

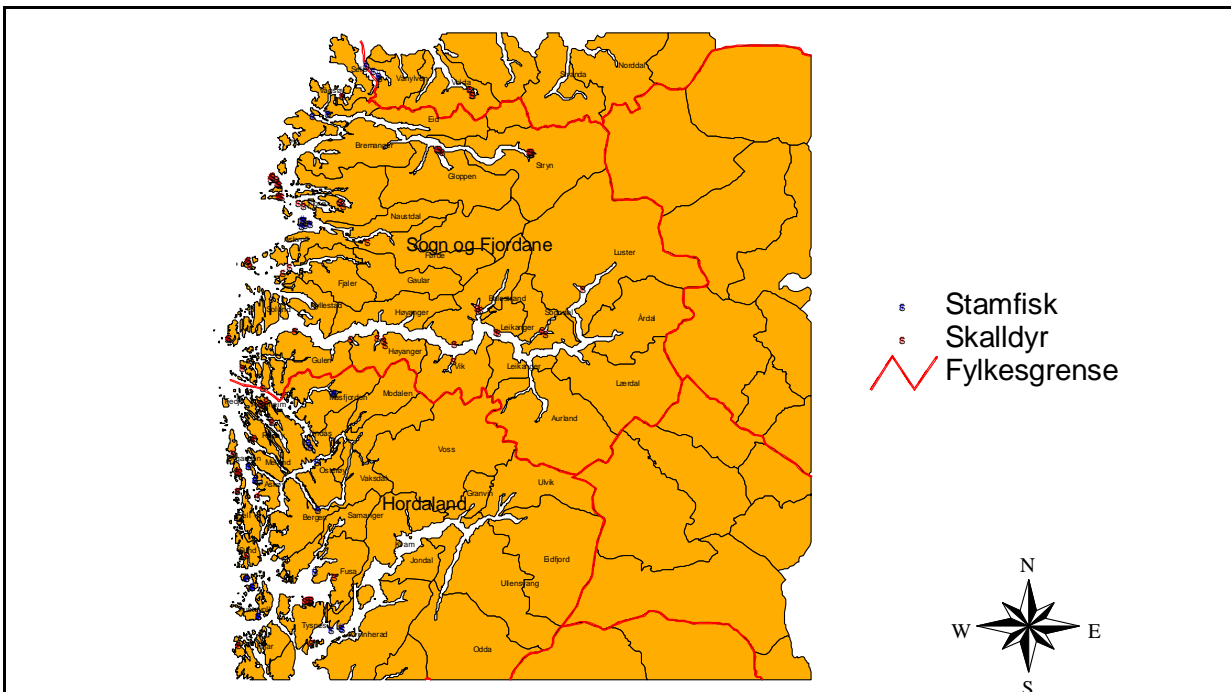


Fig A 9 Godkjente lokaliteter for matfiskanlegg i influensområdet