



DET KONGELIGE
OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENT

St.prp. nr. 30

(2005–2006)

Utbygging, anlegg og drift av Tyrihans

*Tilråding fra Olje- og energidepartementet av 2. desember 2005,
godkjent i statsråd samme dag.
(Regjeringen Stoltenberg II)*

1 Sammendrag

Tyrihans-feltet er et gass-, olje- og kondensatfunn i Norskehavet om lag 170 km utenfor kysten av Nord-Trøndelag og Nordland. Feltet består av funnene Tyrihans Sør og Tyrihans Nord og omfatter utvinningstillatelse 073, 073B og 091. Rettighetshaverne i Tyrihans-feltet er operatøren Statoil, Hydro, ExxonMobil, TOTAL og Eni.

De utvinnbare reservene er anslått til 34,8 mrd. Sm³ rikgass og 29 mil. Sm³ olje.

Tyrihans planlegges bygd ut med 12 havbunnsbrønner fordelt på 5 bunnrammer. Produksjonen skal overføres i en 43 km lang rørledning til Kristin-plattformen før den blir sendt sammen med gass fra Kristin gjennom Åsgard transport til Kårstø. Væskeproduksjonen (kondensat og olje) vil sammen med produksjonen fra Kristin bli stabilisert og sendt gjennom eksisterende rørledning til Åsgard C for videre transport via skytteltanker. Planlagt oppstart av produksjonen er sommeren 2009.

Driftsansvaret for Tyrihans vil bli lagt til Statoils eksisterende driftsorganisasjon for Halten-Nordlandområdet i Stjørdal. Tyrihans skal drives og vedlikeholdes som en integrert del av Kristin. Tyrihans vil benytte samme lager- og basefasiliteter som driftsorganisasjonen for Halten-Nordlandområdet i Stjørdal, dvs. Kristiansund, som også har helikopterbase.

De totale investeringene for Tyrihans-prosjektet er stipulert til 13 515 mill. kroner. (Alle økonomiske tall i denne proposisjonen er oppgitt i 2005-

kroner.) Operatørens lønnsomhetsberegninger gir en nåverdi før skatt på 5 332 mill. kroner ved 7 pst diskonteringsrente og en oljepris på 22 dollar/fat. Nåverdien etter skatt ved 7 pst. diskonteringsrente er beregnet til 1 118 mill. kroner. Balanseprisen etter skatt (7 pst. diskontering) er oppgitt til 18,9 dollar/fat.

Departementet har innhentet en vurdering fra Oljedirektoratet (OD) av de ressursmessige og tekniske sidene ved Tyrihans-prosjektet. Videre har departementet innhentet en vurdering fra Arbeids- og sosialdepartementet (ASD) av de sikkerhets- og arbeidsmiljømessige forholdene knyttet til prosjektet.

Statoil har utarbeidet en konsekvensutredning for Tyrihans som har vært på høring. Det er i løpet av høringsprosessen ikke avdekket forhold som tilsier at prosjektet ikke bør gjennomføres eller at spesielle avbøtende tiltak må iverksettes.

Departementet gir sin tilslutning til at Tyrihans blir bygget ut i henhold til plan for utbygging, anlegg og drift som rettighetshaverne har fremlagt, med de merknader og på de vilkårene som fremgår av denne proposisjonen.

2 Hovedtrekk i utbyggingsplanen

Departementet mottok 11. juli 2005 søknad om godkjenning av plan for utbygging, anlegg og drift av Tyrihans-feltet. Plan for utbygging og drift (PUD) gjelder utbygging og drift av Tyrihans-feltet. Plan for anlegg og drift (PAD) gjelder for pro-

Tabell 2.1 Rettighetshavere i Tyrihans

Selskap	Deltakerandel i pst.
Statoil ASA (operatør)	46,8351
TOTAL E&P NORGE A/S	26,5131
Norsk Hydro Produksjon a.s	12,0000
Eni Norge AS	7,9000
ExxonMobil E&P Norway AS	6,7518
Sum	100,0

duksjonsrørledningen mellom Tyrihans-feltet og Kristin-feltet samt en gassinjeksjonsrørledning mellom Tyrihans-feltet og Åsgard B-plattformen.

2.1 Funnlokalisering, rettighetshavere, reserver og produksjon

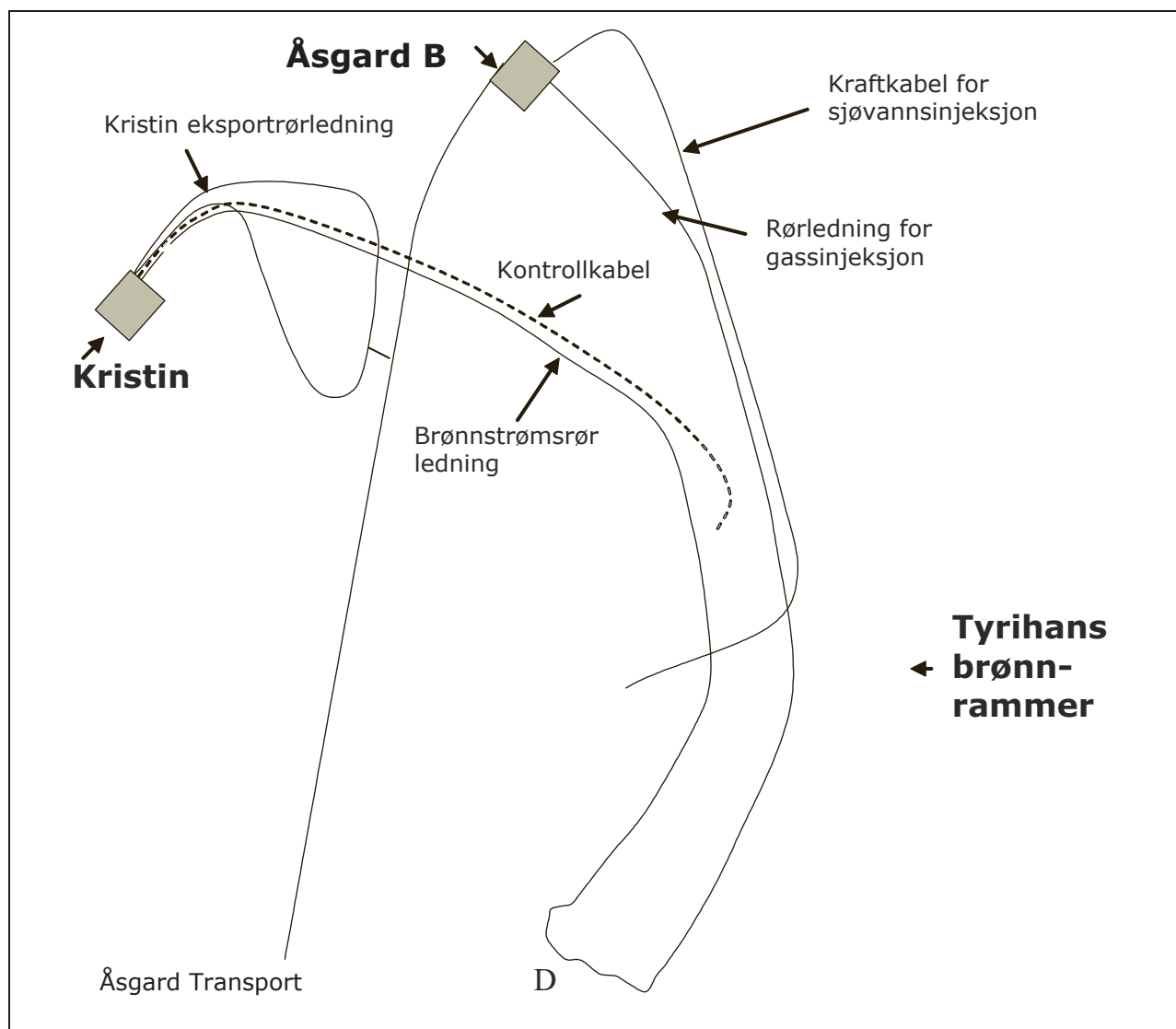
Tyrihans-feltet består av funnene Tyrihans Sør og Tyrihans Nord. Feltet inneholder gass, olje og kondensat og omfatter utvinningstillatelse 073, 073B og 091. Feltet ligger i blokkene 6406/3 og 6407/1. Feltet ligger i den sørlige delen av Haltenbanken ca. 40 km sørøst av Kristin-plattformen og ca. 170 km vest i havet fra Vikna på grensen mellom Nord-Trøndelag og Nordland. Havdypet på Tyrihans-feltet varierer mellom 260 og 325 meter.

Det ble inngått en samordningsavtale for utvinningstillatelsene 23. juni 2005. Rettighetshavernes deltakerandeler i det unitiserte Tyrihans-feltet er angitt i tabell 2.1.

Tyrihans Sør ble påvist ved en brønn som ble påbegynt i 1982. I 2002 ble det boret en ny brønn på Tyrihans Sør, som bekreftet en oljekolonne med gasskappe. Oljesonen har 35 meter tykkelse og gasskappen inneholder rikt gasskondensat. Tyrihans Nord ble påvist i 1983 og består av en gasskappe med en underliggende 18 meter tykk oljesone. Tyrihans Sør vil bli produsert med gassinjeksjon som drivmekanisme. Ytterligere trykkstøtte i Tyrihans Sør og Nord oppnås med vanninjeksjon i sadelpunktet mellom de to reservoarene. Feltets utvinnbare reserver er anslått til 34,8 mrd. Sm³ rikgass og 29 mill. Sm³ olje. Planlagt oppstart av produksjonen er sommeren 2009. De utvinnbare reservene er basert på at produksjonen avsluttes 1. januar 2026.

2.2 Utbyggingsløsning

Tyrihans-feltet planlegges utbygget med 12 havbunnsbrønner fordelt på 5 standardiserte bunnrammer. Det er planlagt transport av brønnstrøm til Kristin for prosessering, trykkstøtte i form av gassinjeksjon med gass fra Åsgard B og injeksjon av ubehandlet sjøvann. De fem bunnrammene planlegges fordelt med én på Tyrihans Nord, tre på Tyrihans Sør og én i sadelpunktet mellom Sør og Nord. Fem av brønnene vil bli boret før produksjonsstart. De seks neste vil være ferdig komplettert i begynnelsen av 2011 og den siste brønnen planlegges ferdigstilt 2015. Utbyggingsløsningen og feltinstallasjonene for Tyrihans er illustrert i figur 2.1.



Figur 2.1 Illustrert utbyggingsløsning for Tyrihans

Gassen fra Tyrihans vil bli tørket og prosessert til rikgass på Kristin før den blir sendt sammen med gass fra Kristin gjennom Åsgard Transport til Kårstø for videreprosessering til salgsgass og væskekomponenter (NGL). Væskeproduksjonen (kondensat og olje) vil sammen med produksjonen fra Kristin bli stabilisert og sendt gjennom eksisterende rørledning til Åsgard C for videre transport via skytteltanker.

2.2.1 Rørledninger

Transportsystemet består av en 43 km lang produksjonsrørledning med indre diameter 16" fra bunnramme D på Tyrihans Sør til bunnramme A på Tyrihans Nord, og deretter 18" til Kristin. I tillegg vil det bli en 43 km lang gassinjeksjonsrørledning med indre diameter 10" fra Åsgard B. Et system med direkte elektrisk oppvarming av pro-

duksjonsrørledningen vil bli installert for å unngå hydratdannelse.

2.2.2 Modifikasjoner på Kristin og Åsgard B

Kristin er forberedt for tilknytning av fremtidige felt. Tyrihans vil gjøre bruk av eksisterende anlegg for prosessering av olje og gass, mens kapasiteten for behandling av produsert vann vil bli økt. I tillegg vil vannrensningen forbedres ved at det installeres et sekundært rensetrinn. Kraftproduksjonen på Kristin-plattformen er tilstrekkelig til å dekke behovet til Tyrihans.

Det vil bli installert en egen manifoldmodul på Kristin-plattformen som vil inneholde nødvendig utstyr for å behandle brønnstrømmen fra Tyrihans. En del av modifikasjonsarbeidet på Kristin ble gjennomført mens plattformen var under bygging ved Stord.

Tabell 2.2 Investeringer

Investeringer (nom. mill. kroner)	Total
Modifikasjoner Kristin/Åsgard B	1 487
Havbunnssystemer	5 307
Boring og komplettering	6 245
Prosjektkjerneteam & RESU	185
Prosjektreserve	1 232
Totalt, nom. kroner	14 455
Totale investeringer, mill. 2005-kroner	13 515

På Åsgard B vil gassinjeksjon bli levert fra eksisterende gassinjeksjonskompressor. Denne vil bli modifisert for å møte injeksjonstrykk og rater for Tyrihans.

2.3 Drift og nedstengning

Driftsansvaret for Tyrihans vil bli lagt til Statoils eksisterende driftsorganisasjon for Halten-Nordlandområdet i Stjørdal. Tyrihans skal drives og vedlikeholdes som en integrert del av Kristin. Tyrihans vil benytte samme lager- og basefasiliteter som driftsorganisasjonen for Halten-Nordlandområdet i Stjørdal, dvs. Kristiansund, som også har helikopterbase.

I tråd med gjeldende bestemmelser vil det i god tid før avslutning av produksjonen bli lagt frem en avslutningsplan, inkludert konsekvensutredning med forslag til endelig disponering av innretningene på Tyrihans-feltet.

2.4 Økonomi for Tyrihans-prosjektet

De totale investeringskostnadene for Tyrihans-prosjektet er stipulert av operatøren til 13 515 mill. kroner. I tillegg kommer fremtidige investeringer i driftsfasen som utgjør 462 mill. kroner. Utover dette er det gjort preinvesteringer på Kristin-plattformen i 2004 og 2005 for 170 mill. kroner. Tabell 2.2 oppsummerer investeringene for utbyggingsprosjektet.

Investeringsanslaget inkluderer en prosjektreserve på 1 232 mill. kroner, om lag 9 pst. av investeringene. Prosjektreserven skal dekke identifiserte usikkerheter knyttet til valgte tekniske løs-

ninger og ta høyde for en markedsutvikling som kan gi økninger i investeringskostnadene. Investeringenes fordeling over tid er vist i tabell 2.3.

Statoil har beregnet sensitiviteter for investeringene på Tyrihans. Operatøren vurderer det slik at det er 10 pst. sannsynlighet for at kostnadene blir lavere enn 11 769 mill. kroner og 10 pst. sannsynlighet for at kostnadene blir høyere enn 15 730 mill. kroner. Det er m.a.o. 80 pst. sannsynlighet for at investeringskostnadene blir mellom 11 769 mill. og 15 730 mill. kroner.

Beregningene til operatøren viser at det er lønnsomt å bygge ut Tyrihans-feltet. Nåverdien før skatt av differansen mellom fremtidige inntekter og kostnader er beregnet til 5 332 mill. kroner (7 pst. diskonteringsrente) med de økonomiske forutsetninger som er lagt til grunn i plan for utbygging, anlegg og drift¹. Nåverdien etter skatt ved 7 pst. diskonteringsrente er beregnet til 1 118 mill. kroner. Internrenten for Tyrihans er beregnet til 13,3 pst. (reelt før skatt). Balanseprisen etter skatt (7 pst. diskontering) er av Statoil oppgitt til 18,9 dollar/fat.

3 Konsekvensutredning

I medhold av lov 29. november 1996 nr. 72 om petroleumsvirksomhet § 4-2, jfr. forskrift til lov om petroleumsvirksomhet § 20, har operatøren utarbeidet en konsekvensutredning for Tyrihans-prosjektet. Konsekvensutredningen gjelder både for PUD, jfr. petroleumsløven § 4-2 og PAD, jfr. petroleumsløven § 4-3. Utredningen gir oversikt over virkninger utbyggingen antas å ha for annen næringsvirksomhet og allmenne interesser, herunder naturmiljøet og fiskerivirksomheten.

Ved siden av den feltspesifikke konsekvensutredningen for Tyrihans-feltet vises det til at det i februar 2003 forelå en oppdatert regional konsekvensutredning (RKU) for petroleumsvirksomheten i Norskehavet som ble sendt på offentlig høring. Denne inkluderte Tyrihans med tilknytning til Åsgard. Departementet besluttet i brev 18. februar 2004 at RKU for Norskehavet kan benyt-

¹ De økonomiske forutsetningene til Statoil er bl.a. en langsiktig oljepris på 22 USD2004/fat (kurs 6,75 NOK/USD) og pris for eksportert gass på 71 øre (2004-kroner)/Sm³.

Tabell 2.3 Årlige investeringer i Tyrihans i mill. 2005-kroner

2005	2006	2007	2008	2009	2010	Totalt
212	2 184	3 220	3 473	2 635	1 791	13 515

tes som en del av senere feltspesifikke utredninger ved nye utbygginger i gjeldende område. Siktemålet med RKU er å gi et helhetlig bilde av petroleumsaktiviteten i Norskehavet. Den enkelte utbygger kan velge å benytte RKU til å dekke deler av utredningsplikten. RKU utgjør en del av dokumentasjonen for konsekvensutredningen for Tyrihans-feltet.

Nedenfor følger en omtale av hovedpunktene i konsekvensutredningen.

3.1 Miljømessige konsekvenser

3.1.1 Utslipp til luft

Produksjon av Tyrihans-ressursene vil medføre noe økte utslipp til luft fra Kristin-plattformen, og som følge av gassinjeksjon vil også utslippene fra Åsgard B øke noe.

De årlige utslipp til luft som følge av produksjonen fra Tyrihans er beregnet til 93 000 tonn CO₂ og 140 tonn NO_x per år, regnet som årlig gjennomsnitt for produksjonsperioden 2009 – 2025. Til sammenligning er de gjennomsnittlige utslippene fra produksjonen av Kristin-ressursene i den samme perioden ca. 150 500 tonn CO₂ og 180 tonn NO_x per år.

På Kristin-plattformen vil utslippene være knyttet til økt energibehov til gasssekspert, til drift av undervanns vanninjeksjonspumper, til oppvarming av brønnstrømsrør, til gassløft og til drift av prosessanlegget. Dessuten vil det bli noe økt faking, og det vil bli en viss økning i avdamping av olje under lasting og lagring. På Kristin vil det økte kraftbehovet bli dekket ved å utnytte de eksisterende gassturbinene mer optimalt enn i dag, samt økt bruk av dieselmotorer for bruk av nødstrømsaggregat. De tre gassturbinene på Kristin er lav-NO_x-turbiner. Økte utslipp fra Åsgard B vil i hovedsak skrive seg fra økt energibehov til gassinjeksjon og gassløft. Fire av fem gassturbiner på Åsgard B er lav-NO_x-turbiner. Den femte gassturbinen, som er en kombinert gass-væsketurbin, kan bli ombygd til lav-NO_x.

3.1.2 Utslipp til sjø

Produksjon av Tyrihans-ressursene vil medføre utslipp til sjø i borefasen og i driftsfasen. I forbindelse med boring av brønner, vil det være utslipp av borekaks og boreslam på feltet. Det vil hovedsakelig benyttes vannbasert borevæske, men for de nederste seksjonene vil det bli nødvendig å benytte oljebasert borevæske. All oljebasert bore-

væske som blir brukt vil bli transportert til land, fortrinnsvis for gjenbruk eller alternativt for destruksjon.

Produksjonsprofiler for Tyrihans viser at ratene for produsert vann kan gå opp mot maksimalt 3 800 m³ per døgn. Ulike alternativer for injeksjon av produsert vann er blitt vurdert med hensyn på å redusere utslipp til sjø. Det er gjennomført miljørisikovurderinger ved hjelp av verktøyet Environmental Impact Factor (EIF). EIF gir en tallfesting av risikoen for miljøskade ved utslipp av produsert vann fra det enkelte felt. EIF er anerkjent som verktøy av både industri og miljømyndigheter. Reinjeksjon av vannet vil kunne gi noe økt oljeutvinning men vil kreve en ekstra brønn i tillegg til injeksjonsbrønnen av sjøvann. Etter at konsekvensutredningen og plan for utbygging, anlegg og drift ble oversendt myndighetene har operatøren utarbeidet nye beregninger for kostnadseffektiviteten ved injeksjon av produsert vann. De oppdaterte tallene viser at reinjeksjon vil kreve ekstra investeringer på ca. 930 mill. kroner, og at kostnadseffektiviteten vil bli svært dårlig (2,4 mill. kroner per redusert EIF-enhet). Som et alternativt tiltak er det i samsvar med nullutslippsmålsettingen valgt å satse på den best tilgjengelige renseteknologi som finnes i dag (to-trinns rensing). Dette vil også medføre reduserte utslipp for Kristin. Slik rensing vil redusere oljeinnholdet i produsert vann fra Kristin med 75 pst., og gir også en betydelig reduksjon i miljørisiko for Kristin (35 pst. reduksjon i EIF). Selv om også dette er et kostbart tiltak, er kostnadseffektiviteten vesentlig bedre enn for injeksjon av produsert vann (200 000 kroner per redusert EIF-enhet). Fra 2006 vil det være et utslippskrav for dispergert olje i produsert vann på maksimum 30 mg/l. Med to-trinns rensing forventes utslippene av dispergert olje i produsert vann fra Tyrihans å ligge på mellom 5 og 7 mg/l.

I forbindelse med trykktesting og klargjøring av rørledningene vil det være utslipp av vann tilsett kjemikalier. Operatøren arbeider med å minimalisere kjemikaliebruken.

I driftsfasen forventes det mindre utslipp av hydraulikkvæske ved bunnrammene når ventiler på brønnstrømmen skal opereres. Det vil også bli vurdert å benytte et lukket hydraulikksystem.

Ut fra de vurderinger som er gjort i konsekvensutredningen for Tyrihans samt RKU for Norskehavet forventer ikke operatøren at utslippene fra Tyrihans vil gi miljøskade.

3.1.3 Øvrige forhold

Generelt vil rørlegging kunne skade koraller enten direkte, eller indirekte som følge av oppvirvling av bunnsedimenter som kan bunnfelle på korallene. Dette vil bli tatt hensyn til ved at Statoil vil kartlegge havbunnen for å avdekke eventuelle korallforekomster. Kartleggingen har også som hensikt å bestemme traseer og plassering av bunnrammer slik at en i minst mulig grad vil kunne berøre eventuelle skipsvrak og kulturminner.

Under oversiktskartleggingen av havbunnen på Tyrihans-feltet ble det oppdaget et ikke avmerket skipsvrak på Haltenbanken. Funnet er rapportert til Riksantikvaren. I den videre planleggingen vil operatøren sørge for at dette skipet ikke blir berørt av noen inngrep i forbindelse med utbyggingen av Tyrihans.

3.2 Virkninger for fiskerivirksomhet

Områdene som rørledningene mellom Tyrihans og Kristin og Åsgard B vil krysse gjennom, er i RKU for Norskehavet registrert som ikke viktige fiskeområder. Fiske med bunntrål er definert som «lite viktig» og fiske med line, garn eller not er definert som «ikke viktig». Grunnlaget for denne klassifiseringen er registrerte landinger av fangst og fangsverdi. Men også i de områdene som er klassifisert som minst viktige foregår det et visst fiske, selv om verdien av fangsten ikke er stor. Basert på dette vil operatøren minimalisere ulemper for det fiske som likevel foregår i området i både installasjons- og driftsfasen. Operatøren vil sørge for at alle rørledninger og havbunnsinstallasjoner vil bli overtrålbare, og det vil ikke bli opprettet nye sikkerhets- eller begrensningssoner som følge av utbyggingen av Tyrihans. I forbindelse med rørlegging og andre installasjonsarbeider vil det i følge operatøren bli lagt vekt på god informasjon og dialog i forhold til fiskerimyndighetene for å redusere konflikter i forhold til fiskeutøvelse mest mulig.

3.3 Øvrige virkninger

Utbyggingen av Tyrihans er et viktig bidrag for å opprettholde aktiviteten på norsk sokkel i tiden fremover, og gir en bedre utnyttelse av Kristin-installasjonen. De totale investeringene er beregnet til 13 515 mill. kroner. I tillegg kommer fremtidige investeringer i driftsfasen som utgjør 462 mill. kroner. Hovedtyngden av investeringene vil komme i perioden 2006 til 2009. Basert på erfa-

ring fra norsk leverandørindustri konkurransedyktighet og kompetanse, forventes betydelige oppdrag til norsk industri. Operatøren stipulerer at ca. 65 pst. av den totale investeringen vil kunne være norske leveranser. Tilsvarende er det antatt at den regionale andelen vil kunne bli ca. 6 pst. Den samlede nasjonale sysselsettingsvirkningen av utbyggingen av Tyrihans i perioden 2005 til 2011 er beregnet til ca. 10 800 årsverk (inkluderer både produksjonsvirkninger og konsumvirkninger). På det meste kan det ventes opp til 3 000 årsverk per år i 2008 og 2009. Fra 2011 har operatøren anslått at sysselsettingsvirkningen faller til 250 årsverk per år, som tilsvarer sysselsetting i en typisk driftsfase.

3.4 Høring av konsekvensutredningen

Forslag til program for konsekvensutredning for Tyrihans ble oversendt Olje- og energidepartementet i mai 2004. Departementet fastsatte dette programmet 14. mars 2005. Statoil utarbeidet deretter konsekvensutredning for Tyrihans-prosjektet som departementet sendte på offentlig høring 5. april 2005 med høringsfrist 28. juni 2005. Høringsuttalelsene ble så oversendt operatøren og Statoil ble bedt om å gjøre rede for hvordan de vil ta hensyn til de innkomne høringsuttalelsene. Deretter ble høringsuttalelsene gjennomgått på møte mellom departementet og Statoil 29. august 2005.

Nedenfor følger en oppsummering av merkningene fra høringsinstansene med utbyggers og departementets kommentarer.

3.4.1 Miljøverndepartement (MD)

MD viser til uttalelsen fra Statens forurensningstilsyn (SFT), og støtter hovedtrekkene i denne. MD har ikke ytterligere merknader.

3.4.2 SFT

Produsert vann:

SFT mener konsekvensutredningen er tilfredsstillende gjennomført, og at en rekke tiltak som vil bidra til å minimere utslippene til sjø er utredet. SFT mener likevel at det kun er injeksjon/reinjeksjon av produsert vann som vil gi tilnærmet null utslipp av olje og miljøfarlige stoffer til sjø, og at den valgte løsningen ikke er den som gir de beste resultatene for miljøet.

SFT viser til at utslippene fra Kristin og Tyrihans vil øke utslippene av BTEX-komponenter i

2013 med mer enn en fjerdedel av det som i dag slippes ut i Norskehavet, og at innholdet av tungmetaller i formasjonsvannet er høyt sammenlignet med andre felt. Den renseteknologi Statoil har lagt opp til er beregnet å redusere miljørisikoen ved utslippene (EIF) med 35 pst. i forhold til rensing kun med hydrosykloner.

SFT mener at det i svært liten grad er foretatt helhetlige vurderinger, basert på miljøfarlighet, slik forutsetningen er i miljømyndighetenes nullutslippsmålsetning, og at det ikke er tilstrekkelig å argumentere med fortynning når det gjelder stoffer som er bioakkumulerbare, persistente eller som har hormonforstyrrende effekter. Statoil har etter SFTs vurdering ikke i tilstrekkelig grad lagt inn en føre-var-holdning ved vurdering av miljøkostnadene ved utslipp av miljøfarlige komponenter i produsert vann.

På denne bakgrunn stiller SFT spørsmålsteget ved om planlagt løsning gir tilstrekkelig grad av minimering med hensyn til utslipp til sjø av olje og miljøfarlige stoffer i forhold til nullutslippsmålene. SFT vil vurdere dette nærmere når det søkes om tillatelse til virksomhet etter forurensingsloven. SFT ser det som viktig at det foretas en helhetlig miljø- og kostnadsvurdering mellom lisensene som knyttes opp mot Kristin.

Utslipp av hydraulikkvæske:

SFT savner en utdyping og tallfesting av Statoils innvendinger mot lukket hydraulikksystem, og henviser til at for Ormen Lange-prosjektet ble ikke tekniske og kostnadsmessige sider ved en returledning funnet å være til hinder for et lukket system.

Utslipp til luft fra boring:

SFT savner en redegjørelse om valgt forbrenningsteknologi samt avbøtende tiltak for å redusere utslipp til luft i forbindelse med boring, og det fokuseres i uttalelsen i første rekke på at utslipp av NO_x gjør det vanskeligere for Norge å møte sine forpliktelser i henhold til internasjonale avtaler.

Kommentarer

Produsert vann:

I tråd med målsettingene for nullutslippsarbeidet har utbygger utredet ulike løsninger for håndtering av produsert vann. Utbygger har dokumentert at reinjeksjon av produsert vann gir den laveste miljørisikoen, beregnet som EIF. Samtidig har utbygger dokumentert at kostnadseffektiviteten for dette tiltaket er svært lav, 2,4 mill. kroner per redu-

sert EIF-enhet. Utbygger understreker at en har lagt til grunn at det i nullutslippsarbeidet har vært en felles forståelse mellom myndighetene og industrien om at selv om det skal legges til grunn en føre-var-holdning når det gjelder miljøkonsekvenser av utslipp, så må det av samfunnsmessige årsaker også tas hensyn til kostnadseffektivitet. For Tyrihans vil kostnadene for injeksjon av produsert vann ligge svært mye høyere enn den rettesnoren som hittil er benyttet (200.000 kroner per EIF-enhet). Det er på denne bakgrunn prosjektet har besluttet å gå for den alternative løsningen med to-trinns rensing av produsert vann. Departementet støtter denne vurderingen fra utbygger. Departementet viser også til ODs vurdering av plan for utbygging, drift og anlegg.

SFT mener det i liten grad er foretatt helhetlige vurderinger av konsekvensene av utslipp av produsert vann, basert på miljøfarlighet. Industrien og SFT har vært enige om at EIF er et anvendelig verktøy for å sammenligne miljøeffekten av ulike tiltak for å redusere utslipp til sjø. Dette verktøyet innebærer etter utbyggers vurdering en helhetlig tilnærming, all den tid det tar hensyn til hvordan de enkelte komponentene som inngår i produsert vann hver på sin måte har potensial til å påvirke det marine miljøet. Riktignok er det i mange tilfeller bare toksisitetsdata som ligger til grunn for fastsettelse av tålegrenseverdiene (PNEC-verdiene), men for de komponenter en ikke har opplysninger om langtidseffekter er det lagt inn høye sikkerhetsfaktorer. I tillegg foretas det til slutt en vektning, slik at komponenter som er tungt nedbrytbare, eller som er bioakkumulerbare, gir et større bidrag til det endelige EIF-tallet.

Utbygger viser også til at det i RKU for Norskehavet er foretatt helhetlige vurderinger av de samlede utslippene av produsert vann i Norskehavet.

Utslipp av hydraulikkvæske:

Utbygger opplyser at de for de fleste havbunnsutbygginger benytter et åpent hydraulikksystem. Dette innebærer at hydraulikkvæske slippes til sjø når ventiler opereres. Det har ved flere anledninger blitt gjort vurderinger av fordeler og ulemper med hhv. åpne og lukkede hydraulikksystemer, jfr. blant annet kommentarene til høringsuttalelsene til Kristin konsekvensutredning (brev til Olje- og energidepartementet 18. september 2001).

Sikker og rask operasjon av ventiler er et overordnet mål for hydraulikksystemet, enten det er åpent eller lukket. I et lukket system vil eventuelt mottrykk i returledningen, som følge av plugging eller andre forhold, kunne medføre at ventiler ikke åpner/stenger skikkelig. For å unngå dette må det

bygges inn nødvendig redundans i systemet. Et lukket system vil dessuten ha dobbelt så lang rørledning, og flere ventiler og pumper. Utbygger påpeker at alt i alt gjør dette at et lukket system blir vesentlig mer komplekst, med høyere sannsynlighet for feilfunksjoner og derav følgende nødvendige inngrep og vedlikeholdsoperasjoner. Slike inngrep representerer i seg selv en fare for utslipp til sjø.

I et åpent hydraulikksystem benyttes hydraulikkvæsker som i hovedsak består av vann og glykol, samt noen komponenter som er klassifisert som «gule» i SFTs system for miljøklassifisering av kjemikalier. For Tyrihans er det planlagt å benytte en væske som inneholder 96 pst. grønne stoffer og 4 pst. gule stoffer. I tillegg er væsken tilsatt et fargestoff for å kunne oppdage lekkasjer (Fluorescein, 0,005 pst.). Fargestoffet er ikke problematisk i forhold til giftighet og bioakkumulering, men det er tungt nedbrytbart, og derfor klassifisert som «rødt».

I et lukket system stilles andre og strengere tekniske krav til hydraulikkvæsken, bl.a. med hensyn til renhet, og som følge av dette benyttes det oljebaserte hydraulikkvæsker. Eventuelle uhellsutslipp fra et slikt system vil derfor kunne ha alvorligere miljøkonsekvenser enn regulære utslipp av mer miljøvennlige hydraulikkvæsker fra et åpent system. Utbygger viser til at erfaring hittil har vist at det skjer regelmessige utslipp fra såkalt lukkede hydraulikksystemer for operering av havbunnsinstallasjoner.

Kravet til renhet medfører at det i et lukket system er nødvendig med hyppigere utskiftninger av hydraulikkvæsken. Slik utskiftning medfører et returprodukt som må samles opp for deretter å fraktes til land for gjenvinning eller deponering.

Tyrihans er planlagt med i alt 12 brønner. Forventede utslipp er presentert i konsekvensutredningen, og vil utgjøre 0,7 – 1 m³ per brønn per år.

På bakgrunn av det som er nevnt ovenfor mener utbygger det er tvilsomt om et lukket system vil representere en reell miljøforbedring sammenlignet med et åpent system, der det benyttes en vannbasert hydraulikkvæske, og at en eventuell positiv miljøeffekt ikke står i rimelig forhold til de ulemper som må forventes med hensyn til driftssikkerhet, regularitet og derav følgende kostnader. Kostnadselementet vil særlig kunne ha betydning der det er lange avstander ut til havbunnsinstallasjonene.

Utbygger er opptatt av å finne fram til de miljømessig beste løsningene, og uttaler at det vil bli gjort en ny vurdering av miljømessige fordeler og

ulemper ved de to alternative systemene. Departementet forutsetter at utbygger foretar en slik ny vurdering.

Utslipp til luft fra boring:

Utbygger viser til at som det fremgår av konsekvensutredningen er utslipp til luft fra boreoperasjoner først og fremst forårsaket av dieselmotorene på borerigger.

Ved innleie av borerigger må utbygger forholde seg til et utleiemarked som en av mange leietakere. I forbindelse med valg av riggstrategi for Tyrihans ble 8 rigger vurdert til å ha akseptabel teknisk tilstand og være tilgjengelig i markedet. Av disse var det kun en som hadde lav-NO_x-maskiner. På grunn av den vanskelige markedssituasjonen ble det vedtatt å sikre Tyrihans riggen Transocean Artic gjennom utvidelse av et eksisterende riggtilbud, i stedet for å gå ut i markedet. I samme periode sluttet den ene riggen som var utstyrt med lav-NO_x-maskiner kontrakt med en annen operatør, og var dermed ikke tilgjengelig for Tyrihans.

Utbygger understreker at utslipp fra riggen vil bli søkt minimalisert gjennom nitid vedlikehold av motorene, slik at optimal forbrenning sikres med de motorene som er installert.

Utbygger har igangsatt et arbeid for å kartlegge hvilket potensial for reduksjon av NO_x-utslipp som finnes bl.a. på borerigger. Med utgangspunkt i denne kartleggingen vil det bli vurdert hvorvidt gjennomføring av utslippsreducerende tiltak på borerigger i fremtiden kan være aktuelt for å oppfylle myndighetspålegg fastsatt for å møte kravene i Göteborgprotokollen.

3.4.3 OD

I forbindelse med vurdering av reinjeksjon av produsert vann vurderer OD det som viktig å få avklart risiko for reservoarforsuring og scaling (utfellinger), med påfølgende mulige konsekvenser for ressursene.

Kommentarer

Ifølge utbygger ble risikoen for dette vurdert i forbindelse med at produsert vann reinjeksjon ble utredet. Konklusjonen er at sannsynligheten for vanngjennombrudd som følge av reinjeksjon av produsert vann vurderes som neglisjerbar, og at reservoarforsuring og scaling ikke anses å kunne bli et vesentlig problem på Tyrihans i forbindelse med injeksjon av produsert vann.

3.4.4 Fiskeri- og kystdepartement (FKD)

FKD har vist til uttalelser fra underliggende etater (Fiskeridirektoratet, Kystdirektoratet og Havforskningsinstituttet) og ber om at merknadene fra disse blir fulgt opp.

3.4.5 Fiskeridirektoratet (FiD)

FiD mener at beskrivelsen av fiskeriaktiviteten i området er tilfredsstillende, men presiserer at bildet ikke er statisk, og at aktiviteten kan flytte seg noe over tid.

Forslag til avbøtende tiltak synes tilfredsstillende.

FiD understreker behovet for å ha fokus på at havbunnsinstallasjoner må være reelt overtrålbare. Erfaringer fra Nordsjøen viser at slike installasjoner ikke alltid er like overtrålbare som en i utgangspunktet antok.

Kommentarer

FIDs understrekning av at havbunnsinstallasjoner må være reelt overtrålbare har i følge utbygger sin bakgrunn i at det i senere tid har forekommet tilfeller der trålrasker har forårsaket betydelige skader på undervannsinstallasjoner (bl.a. Statfjord, Tordis).

I noen av disse tilfellene har årsaken vært uheldig utforming av beskyttelsesstrukturene som ble benyttet i tidligere utbyggingsprosjekter. Dette er det tatt hensyn til i nyere prosjekter, og det er i dag krav om gjennomføring av modellforsøk for å dokumentere at den beskyttelsesstrukturen som velges tåler de laster som er definert i Norsok-standarden.

I noen andre tilfeller har årsaken til skadene kunnet tilbakeføres til at det er benyttet trålrasker som gir høyere belastning enn det som er fanget opp i Norsok-standarden. For å forebygge skader på nye havbunnsinstallasjoner er det derfor nødvendig å gjøre en vurdering av hvilke fiskerasker som kan være aktuelle å benytte på den aktuelle lokaliteten. Dersom det ikke kan utelukkes at slike nye og tyngre trålrasker vil bli benyttet, må beskyttelsesstrukturene designes for å tåle den økte belastningen, og nødvendige modellforsøk med aktuell type fiskerasker må gjennomføres.

For Tyrihans viser konsekvensutredningen at det berørte området er definert som «lite viktig» for fiske med bunntål, og utbygger har vurdert det som lite sannsynlig at havbunnsinstallasjonene vil bli utsatt for vektpåkjenninger ut over Norsok-standard. Forut for anskaffelse av beskyttelsesstrukturer

vil det ifølge utbygger bli gjort en ny vurdering av trålfrekvens og type trålrasker i området, og på det grunnlag vil det også bli gjort en ny vurdering av behovet for eventuelt å designe for økt påkjenning. Departementet forutsetter at en slik ny vurdering blir gjort.

Utbygger har for øvrig igangsatt en studie i samarbeid med Hydro og Det Norske Veritas, der en nærmere vil klarlegge problemstillinger knyttet til overtrålbare både av rørledninger og havbunnsinstallasjoner.

3.4.6 Kystverket – Kystdirektoratet (Kdir)

Kdir påpeker at utbyggingen av Tyrihans-feltet ikke antas å endre etablerte seilingsmønstre i vesentlig grad, og vil således ikke få nevneverdige konsekvenser for de oppgavene og tjenestene Kystverket ivaretar for sikker og effektiv ferdsel langs kysten. Utover dette har ikke Kdir merknader til konsekvensutredningen.

Kommentarer

Utbygger tar uttalelsen til etterretning.

3.4.7 Havforskningsinstituttet (HI)

Etter HIs syn kunne konsekvensutredningen med fordel beskrevet hvordan fortykning/spredning/nedbrytning av oljekomponenter håndteres i det modellapparatet (DREAM, EIF) som benyttes for risikovurderinger.

HI finner det betenkelig og ikke å være i tråd med prinsippet og ønsket om nullutslipp ved nye utbygginger at det er valgt en løsning med rensing og etterfølgende utslipp av produsert vann, i stedet for reinjeksjon. HI påpeker at Haltenbanken er et svært viktig område for flere fiskebestander, og at det gjennom området til tider driver betydelige mengder fiskeegg, larver og yngel.

Kommentarer

Utbygger viser til at modellverktøyet som benyttes for sammenligning av miljørisiko er beskrevet på et generelt nivå i RKU for Norskehavet, kapittel 9.3. Der er også diskutert hvilke begrensninger som ligger i dette verktøyet, og som en må være oppmerksom på når en benytter det. En av begrensningene er at det foreligger effektdata bare for en liten del av de svært mange og evolusjonsmessig forskjellige marine organismene. Mangel på effektdata kompenseres for ved at det benyttes sikkerhetsfaktorer ved etablering av terskelverdier (tålegrenseverdier). En annen begrensning er at de ulike stoffene kan ha

synergistiske eller antagonistiske virkninger, som ikke fanges opp av modellverktøyet. Potensialet for bioakkumulering av stoffer tas i modellverktøyet hensyn til ved at enkeltkomponenter tillegges en vektingsfaktor.

Til tross for de nevnte begrensningene, så vil utbygger understreke at EIF-verktøyet er det beste som i dag er tilgjengelig for å vurdere miljørisiko av utslipp, og det er under stadig videreutvikling og forbedring, bl.a. ved at det inkluderes toksisitetsdata og effektdata for flere arter og at det legges vekt på å skaffe tilveie effektdata fra langtidstester. Bruken av sikkerhetsfaktorer, der tilgangen på data er mangelfull, antas å representere en konservativ tilnærming, dvs. at miljørisikoen heller overvurderes enn undervurderes.

Når det gjelder HIs kommentar til utslipp av produsert vann vises det til kommentarer til SFTs uttalelse vedrørende produsert vann.

3.4.8 Norges Fiskarlag (NF)

NF mener konsekvensutredningen gir en rimelig bra fremstilling av alternative utbyggingsløsninger og konsekvenser for det marine miljøet.

NF mener at selv om Tyrihans ligger utenfor områdene som er definert som nullutslippsområder, bør det legges større vekt på å imøtekomme krav om null miljøskadelige utslipp, bl.a. gjennom valg av reinjisering framfor rensing.

NF er lite tilfreds med at det ikke planlegges reinjeksjon av produsert vann. NF peker på at når dette gjøres til et rent økonomisk spørsmål, og vurderes ut fra kun denne ene utbyggingen, er det klart at kostnadene ved reinjisering i forhold til miljøgevinsten blir for store. NF mener imidlertid at dersom en ser hele området under ett, er det klart at reinjeksjon ville vært å foretrekke.

NF forventer at det stilles strenge tekniske krav til boring for å sikre at det ikke forekommer utslipp av miljøskadelige eller mulige miljøskadelige stoffer til det marine miljøet.

Kommentarer

Utbygger tar uttalelsen fra NF til orientering. Når det gjelder begrunnelsen for valg av rensing av produsert vann, vises det til kommentarer til SFTs uttalelse.

3.4.9 Aetat Arbeidsdirektoratet (Aetat)

Aetat peker på at for arbeid innen prosjektledelse og forberedelse vil det være gode muligheter for å

rekruttere arbeidstakere med nødvendig kompetanse i regionen. Trondheim har god tilgang på høyt utdannet arbeidskraft gjennom store utdanningsinstitusjoner som NTNU og HiST. Aetat forventer videre at med ferdigstillingen av Ormen Lange vil det fristilles en god del kompetent arbeidskraft som vil passe godt til behovet for Tyrihans.

Aetat er innstilt på å bistå ved henvendelser om behov for arbeidskraft relatert til prosjektet, og publisering av offentlig utlyste stillinger regionalt og nasjonalt bl.a. gjennom Aetats stillingsdatabase på aetat.no.

3.4.10 Sør-Trøndelag fylkeskommune (STF)

STF stiller spørsmål ved riktigheten av de tall som er lagt til grunn for beregningen av samfunnsmessige virkninger, og savner en henvisning til erfaringstall fra tidligere feltutbygginger i Norskehavet. STF ønsker en bekreftelse på at det i ettertid vil bli foretatt en analyse av ringvirkninger for næringslivet i regionen.

STF savner en vurdering av en alternativ utbyggingsløsning med ilandføring av gass til Midt-Norge, og mener at regionale myndigheter må gis anledning til aktivt å delta i prosessene rundt valg av transportløsninger fra Norskehavet til regionen.

STF mener at løsninger for reduksjon av CO₂-utslipp burde vært en del av de totale vurderingene ved utbygging av feltet, herunder bruk av CO₂ til økt oljeutvinning og mulig elektrifisering ved kabel fra land. Videre forutsettes at best tilgjengelig teknologi benyttes for å gi lavest mulige utslipp av NO_x og best mulig energieffektivitet.

Konsekvensutredningen vurderes som tilfredsstillende når det gjelder hensynet til fiskeri og kulturminner.

Kommentarer

Utbygger viser til oppsummeringen av høringsuttalelsene til utredningsprogrammet (Vedlegg 1b til konsekvensutredningen) der flere av de samme synspunktene er kommentert, både av utbygger og av departementet.

Utbygger opplyser at utgangspunktet for vurderingen av samfunnsmessige konsekvenser er en oppsplitting av prosjektets totale investeringsanslag. For hovedkomponentene er det gjort en vurdering av hvor stor andel som kan tilfalle hhv. norske og regionale leverandører. Vurderingene er gjort av prosjektets anskaffelsespersonell, og bygger på erfaringer fra lignende utbyggingsprosjekter.

Vurderingene er synliggjort i konsekvensutredningen. På denne måten mener utbygger at det er tatt hensyn til erfaringer fra tidligere feltutbygginger i Norskehavet. Departementet støtter denne vurderingen.

Tyrihans-prosjektet har ikke lagt opp til å gjøre etterkant-analyser av ringvirkninger for næringslivet i regionen. I forbindelse med at det nå er satt i gang en oppdatering av RKU for Nordsjøen (jfr. utredningsprogram datert juni 2005), er det imidlertid planlagt å gjennomføre eksempelstudier, der de samfunnsmessige konsekvensene av gjennomførte prosjekter vil bli forsøkt kartlagt. Dette antas å gi informasjon som vil være til nytte i forbindelse med utredning av nye prosjekter, også på andre deler av sokkelen. Departementet finner ikke grunnlag for å pålegge operatøren å gjennomføre en analyse av virkningene i ettertid innenfor rammene av Tyrihans-prosjektet, men stiller seg positive til at det planlegges å gjennomføre eksempelstudier som nevnt over.

Som det framgår av konsekvensutredningen har en for Tyrihans vurdert flere mulige utbyggingsløsninger. For å møte kravene til lønnsomhet og ressursutnyttelse vil det for nye utbyggingsprosjekter som regel være mest fordelaktig å utnytte ledig kapasitet i eksisterende infrastruktur for prosessering og avsetning av petroleumsproduktene. Utbygger understreker at for Tyrihans finnes det slik ledig kapasitet, og det har således ikke vært aktuelt å utrede alternativer med ilandføring av gass til Midt-Norge. Departementet tar denne vurderingen til etterretning. Myndighetenes rolle er å sikre at aktuelle løsninger blir tilstrekkelig belyst, herunder ilandføringsløsninger, der det er grunnlag for dette. Etter departementets vurdering er aktuelle løsninger tilstrekkelig belyst i dette tilfellet.

Utbygger er ansvarlig for å beslutte utbyggingsløsning. En direkte involvering av regionale myndigheter i valget av transportløsning vil medføre uklare ansvarsforhold og er ikke forenlig med den ansvars- og rollefordeling som ligger til grunn for organiseringen av norsk petroleumsvirksomhet.

Utbygger viser til at bruk av CO₂ for å øke oljeutvinningen kan være aktuelt for noen reservoarer, men en rekke forutsetninger må være oppfylt for at dette skal kunne la seg gjennomføre. Dette gjelder bl.a. tilgang på tilstrekkelige mengder CO₂ til en akseptabel pris, samt nødvendig infrastruktur for å frakte CO₂ fram til der den skal brukes. CO₂ ville måtte skaffes tilveie gjennom rensing av store utslippsskilder, og rensekostnadene er en hovedutfordring. Utnyttelse av CO₂ fra eksosgassen på platt-

formturbiner er i dag ikke realistisk på grunn av høye kostnader og på grunn av at slike anlegg er svært plasskrevende.

På Haltenbanken viser foreløpige studier at flere av de eksisterende feltene kan ha potensial for økt oljeutvinning gjennom injeksjon av CO₂. Ytterligere studier er igangsatt for å kartlegge dette potensialet nærmere. Per i dag er imidlertid ikke forutsetningene til stede for å ta i bruk denne metoden. I den forbindelse viser utbygger også til en studie som ble fremlagt av Olje- og energidepartementet våren 2005, og som konkluderer med at kostnadene i dag er for høye til at enkeltprosjekter på en lønnsom måte kan ta i bruk CO₂ for økt oljeutvinning.

Utbygger vil også understreke at kraftproduksjonen på Kristin-plattformen er tilstrekkelig til å dekke også behovet til Tyrihans. Ved planlegging av Kristin-utbyggingen ble imidlertid elektrifisering med kabel fra land vurdert, jfr. Kristin konsekvensutredning. En slik løsning ville krevd økte investeringer på i størrelsesorden 1 mrd. kroner, og dette var hovedårsaken til at elektrifisering ikke ble gjennomført. Besparelsen i CO₂-utslipp ble beregnet til 20 000 tonn CO₂ per år i produksjonsperioden, en reduksjon på 12 pst. sammenlignet med turbiner på plattformen. Dette var basert på en forutsetning om at elektrisk kraft fra land var basert på import, og at denne kraften var produsert på landbaserte kraftverk. Utbygger opplyser at i dag er situasjonen fortsatt den at importert kraft i hovedsak produseres på kullkraftverk i Nord-Europa, og det er tvilsomt om elektrifisering av plattformen ville gi noen reduksjon i de globale CO₂-utslippene.

Bruk av lav-NO_x-teknologi er tatt i bruk for å redusere utslipp fra turbinene på plattformene.

3.4.11 Møre og Romsdal fylkeskommune (MRK)

MRKs uttalelse inneholder de samme punkter som uttalelsen fra STF.

3.4.12 Nord-Trøndelag fylkeskommune (NTF)

NTFs uttalelse inneholder de samme punkter som uttalelsen fra STF.

I tillegg forutsetter NTF at drift- og vedlikeholdsoppgaver knyttet til Tyrihansfeltet legges til Statoils Driftssenter i Stjørdal.

Kommentarer

Statoil vil legge drifts- og vedlikeholdsansvaret for Tyrihans til eksisterende driftsorganisasjon for Halten-Nordlandområdet i Stjørdal.

3.4.13 Kristiansund kommune (KK)

KK mener det er myndighetenes rolle å legge føringer slik at oljevirkksomheten på Haltenbanken/Norskehavet bidrar til verdiskapning og sysselsetting i landbasert virksomhet i Midt-Norge, og at det er viktig at operatørene oppfordrer leverandører til å etablere seg i regionen.

KK mener det er viktig at det blir foretatt en grundig undersøkelse av regionale/lokale ringvirkninger av de ulike utbyggingsprosjektene, spesielt med hensyn på omfang og innhold i de kontrakter som leverandørbedrifter i regionen faktisk oppnår. En slik undersøkelse vil kunne dokumentere regionens konkurransedyktighet, og gi erfaringstall som grunnlag for framtidige utbyggingsprosjekter.

KK mener at ilandføring av nye gassressurser må utredes som et alternativ.

Kommentarer

Det vises til kommentarer til uttalelsen fra STF.

4 Vurdering av utbyggingsplanen

I sine vurderinger av utbygging av petroleumsforekomster er Olje- og energidepartementet opptatt av hvilke løsninger som gir den største samlede samfunnsøkonomiske verdiskapningen. Samtidig må sikkerhets- og miljøaspektet og hensynet til fiskerivirkningsmessighet tillegges særskilt vekt.

Plan for utbygging, anlegg og drift av Tyrihans-feltet er blitt forelagt ASD for vurdering av spørsmål relatert til sikkerhet og arbeidsmiljø. Planen har videre vært forelagt OD for vurdering av spørsmål relatert til ressursforvaltning.

4.1 Sikkerhets- og arbeidsmiljømessig vurdering

ASD har ansvaret for vurderingen hva gjelder arbeidsmiljø og sikkerhetsmessige sider ved plan for utbygging, anlegg og drift av Tyrihans-feltet. ASD har innhentet vurdering fra Petroleumsstilsynet. På bakgrunn av det som er beskrevet i plan for utbygging, anlegg og drift av Tyrihans, samt Petroleumsstilsynets kjennskap til Statoils tidligere utbygginger på norsk sokkel og driften av disse, mener Petroleumsstilsynet at prosjektet kan gjennomføres og drives på en forsvarlig måte. Petroleumsstilsynet anbefaler på denne bakgrunn at operatørens planlagte løsning godkjennes. ASD stiller seg bak Petroleumsstilsynets vurderinger i denne

saken og har ingen ytterligere merknader til plan for utbygging, anlegg og drift av Tyrihans.

4.2 Olje- og energidepartementets vurdering av Tyrihans

4.2.1 Oljedirektoratets vurdering av plan for utbygging, anlegg og drift av Tyrihans

Departementet mottok brev fra OD 2. september 2005 hvor OD ga sin vurdering av utbyggingsplanen.

OD har foretatt lønnsomhetsberegninger² som bekrefter at utbyggingsløsningen beskrevet i plan for utbygging, anlegg og drift av Tyrihans gir god lønnsomhet for samfunnet. Sensitivitetsberegninger utført av OD bekrefter at Tyrihans-prosjektet er robust med hensyn til lave ressurser og økte kostnader. Selv med en økning i investeringene på 20 pst. gir prosjektet meget god lønnsomhet.

OD har hatt fokus på dreneringsstrategien for å øke væskeutvinningen og har hatt flere møter med operatøren der gassinjeksjon, vanninjeksjon og utvinning av den tynne oljesonen i Tyrihans Nord er tatt opp. Forventet utvinningsgrad for væske og gass er estimert til hhv. 41 pst. og 61 pst. Sammenlignet med trykkavlastning som også ble vurdert av selskapene sommeren 2004, har væskeutvinningen med dagens løsning økt fra 16 til 29 mill. Sm³.

OD har ikke innvendinger til dreneringsstrategien som nå er anbefalt for Tyrihans. Reinjeksjon av gass i Tyrihans Sør samt vanninjeksjon i sadelpunktet sikrer en høy utvinningsgrad for olje i Tyrihans Sør. En forlenget gassinjeksjonsperiode i forhold til basis vil kunne øke oljeutvinningen ytterligere. OD påpeker at dette må optimaliseres ut fra observert feltoppførsel i produksjonsperioden.

OD er av den oppfatning at trykkavlastning for oljesonen i Tyrihans Nord er en akseptabel løsning ut fra dagens forståelse av reservoarforholdene. Dersom det blir påvist mer olje i denne delen av feltet, bør imidlertid utvinningsstrategien revurderes. En større oljekolonne vil kunne gi grunnlag for trykkstøtte eller redusert gasssekspert fra gasskappen i Tyrihans Nord.

Rettighetshaverne har vurdert forskjellige utbyggingsalternativer for Tyrihans. På grunn av vesentlig høyere kostnader samt begrensede ressurser i området valgte rettighetshaverne en satellittutbygging istedenfor en selvstendig utbyg-

² OD har i sine beregninger benyttet forutsetninger fra revidert nasjonalbudsjett for 2005 for pris for petroleum, valutakurs og inflasjon. For øvrig har OD benyttet de samme forutsetninger som operatøren.

gingsløsning. OD støtter operatørens konseptvalg.

Den valgte løsningen gir god fleksibilitet til å bore opp ekstra brønner idet den har fem ledige brønnsliiser. I tillegg er det installert to T-koblinger på produksjonsrørledningen fra Tyrihans til Kristin for tilknytning av eventuelle satellitter. OD finner den tekniske løsningen tilstrekkelig fleksibel. Kostnadsestimatet og framdriftsplanen anses å være realistiske.

OD har gjort en samlet vurdering av utslipp til ytre miljø basert på KU samt PUD/PAD for Tyrihans og i tillegg innhentet ytterligere informasjon fra operatøren. Med den valgte utbyggingsløsningen kan ressursene etter ODs vurdering utvinnes på en miljømessig forsvarlig måte. OD anbefaler operatørens valg av nullutslippsløsning under forutsetning av at sekundær rensing av det produserte vannet gjennomføres. Reinjeksjon av produsert vann er etter ODs syn forbundet med for høy tiltakskostnad til å kunne la seg forsvare som nullutslippsløsning.

ODs vurdering er at operatørens geofaglige arbeid er tilstrekkelig til å gjennomføre utbygging av Tyrihans. Det knytter seg ressursmessig usikkerhet til størrelsen på oljesonen i Tyrihans Nord samt ressursgrunnlaget i Ileformasjonen. OD forutsetter derfor at tre av produksjonsbrønnene forlenges ned i Ileformasjonen slik det er beskrevet i plan for utbygging, anlegg og drift. I tillegg vil OD anbefale at operatøren oversender til myndighetene en evalueringsrapport basert på resultatet fra avgrensningsboring i Ileformasjonen samt produksjonserfaring fra oljesonen i Tyrihans Nord.

Tyrihansutbyggingen innbefatter allokeringsmålninger underlagt ODs måleforskrift. Det søkes om forenklede løsninger for måling av injeksjonsgass på Åsgard B og produksjonen fra Tyrihans på Kristin. Foreslåtte løsninger vil innebære betydelige forenklinger i forhold til regelverket, med økt måleusikkerhet. Dokumentunderlaget for godkjenning av målekonseptet med tilhørende usikkerhetsnivå anses ikke fullt ut gitt i dokumentene i tilknytning til plan for utbygging, anlegg og drift. Det er ODs vurdering at forenklede måleløsninger bør aksepteres både for produksjonen målt på Kristin og for injeksjonsgassen målt på Åsgard B, men disse må videreutvikles og fremlegges OD for godkjenning.

OD anbefaler at plan for utbygging, anlegg og drift av Tyrihans godkjennes på følgende vilkår:

1. Tre av de planlagte produksjonsbrønnene i Garnformasjonen skal forlenges ned i Ilefor-

masjonen, som beskrevet i plan for utbygging, anlegg og drift. Innen 6 måneder etter oppstart av den første oljeprodusenten i Tyrihans Nord oljesone, skal operatøren oversende en evalueringsrapport til myndighetene. På bakgrunn av resultater fra avgrensningsboringer i Ileformasjonen og produksjonserfaring fra oljesonen i Garnformasjonen i Tyrihans Nord, skal det gis en vurdering av mulighetene for å utvinne ressursene i Ileformasjonen samt mulighetene for å øke oljeutvinningen fra oljesonen i Tyrihans Nord.

2. Måleløsningene på Kristin og Åsgard B må godkjennes av OD før operatøren foretar endelige konseptvalg. Det forutsettes at det føres en dialog med OD i fasen fram mot valg av endelige konsept.

4.2.2 Olje- og energidepartementets samlede vurdering av Tyrihans

Tyrihans vil være et av de største utbyggingsprosjektene på norsk sokkel i de nærmeste årene og vil gi et viktig bidrag til den totale produksjonen av petroleum og til aktivitetsnivået på norsk sokkel.

De totale investeringskostnadene for Tyrihans-prosjektet er av operatøren beregnet til 13 515 mill. kroner. Operatørens lønnsomhetsberegninger viser at utbyggingsløsningen beskrevet i plan for utbygging, anlegg og drift gir god lønnsomhet for samfunnet. Dette har blitt bekreftet av OD.

OD har også foretatt sensitivitetsberegninger hvor de har vurdert mulighetene for endrede forutsetninger i ressurser, driftskostnader og investeringer. Disse beregningene viser at prosjektet er økonomisk robust og samfunnsøkonomisk lønnsomt også ved vesentlige avvik i forutsetningene. På denne bakgrunn er det departementets vurdering at prosjektet er samfunnsøkonomisk lønnsomt og robust.

Den fremlagte utbyggingsplanen vil etter departementets vurdering bidra til god ressursforvaltning. Det er utarbeidet en konsekvensutredning for prosjektet som viser at prosjektet har gunstige næringsmessige virkninger og at det kan gjennomføres innenfor akseptable miljø- og fiskerimessige rammer. Det er i løpet av høringsprosessen ikke avdekket forhold som tilsier at prosjektet ikke bør gjennomføres eller at spesielle avbøtende tiltak må iverksettes.

5 Konklusjon og vilkår

Olje- og energidepartementet gir sin tilslutning til at Tyrihans-feltet blir bygd ut i henhold til plan for utbygging, anlegg og drift som rettighetshaverne har fremlagt med de merknader som fremgår av denne proposisjonen og på følgende vilkår:

1. Tre av de planlagte produksjonsbrønnene i Garnformasjonen skal forlenges ned i Ileformasjonen, som beskrevet i plan for utbygging, anlegg og drift. Innen 6 måneder etter oppstart av den første oljeproduzenten i Tyrihans Nord oljesone, skal operatøren oversende en evalueringsrapport til myndighetene. På bakgrunn av resultater fra avgrensingsboringer i Ileformasjonen og produksjonserfaring fra oljesonen i Garnformasjonen i Tyrihans Nord, skal det gis

en vurdering av mulighetene for å utvinne ressursene i Ileformasjonen samt mulighetene for å øke oljeutvinningen fra oljesonen i Tyrihans Nord.

2. Måleløsningene på Kristin og Åsgard B må godkjennes av OD før operatøren foretar endelige konseptvalg. Det forutsettes at det føres en dialog med OD i fasen fram mot valg av endelige konsept.

Olje- og energidepartementet

tilrår:

At Deres Majestet godkjenner og skriver under et framlagt forslag til proposisjon til Stortinget om utbygging, anlegg og drift av Tyrihans.

Vi HARALD, Norges Konge,

stadfester:

Stortinget blir bedt om å gjøre vedtak om utbygging, anlegg og drift av Tyrihans i samsvar med et vedlagt forslag.

Forslag til vedtak om utbygging, anlegg og drift av Tyrihans

I

Stortinget samtykker i at Olje- og energidepartementet godkjenner plan for utbygging og drift av Tyrihans samt gir tillatelse til plan for anlegg og drift av Tyrihans.

