



St.prp. nr. 5

(2007–2008)

Utbygging, anlegg og drift av Skarv

*Tilråding frå Olje- og energidepartementet av 9. november 2007,
godkjend i statsråd same dagen.
(Regjeringa Stoltenberg II)*

1 Samandrag

Skarvfeltet er eit gass-, olje- og kondensatfelt som ligg om lag 35 km sør for Norne og 45 km nord for Heidrun i nordre del av Norskehavet. Rettshavarane i Skarv er BP Norge AS (operatør), Statoil-Hydro ASA, E.ON Ruhrgas Norge AS og PGNiG Norway AS.

Skarv er planlagt utbygd med rammer på havbotnen kopla opp til eit produksjonsskip. Olja vil bli bøyelasta, medan gassen vil bli eksportert gjennom eit nytt røyr frå Skarv til Åsgard transportsystem. Planlagt oppstart for Skarv er 3. kvartal 2011. Operatøren har planlagt å leggje forsyningsbasen og ei driftstøtteining til Sandnessjøen. Driftstøtteininga vil ha ansvar for logistikk, innkjøp, vedlikehald og modifikasjonar. Helikopterbasen er planlagt lagt til Brønnøysund og øvrige funksjonar i driftsorganisasjonen til Stavanger.

Investeringane er estimert til 31 371 millionar kroner. Operatøren har anslått reservar det er råd å utvinne til 48,3 milliardar Sm³ våtgass og 16,8 millionar Sm³ olje og kondensat. Med prisforutsetnadene til departementet er forventna noverdi før skatt 4 669 millionar kroner ved 7 pst. diskonteringsrente. Utrekningar utført av Oljedirektoratet stadfestar at utbygginga gjev god samfunnsøkonomisk lønsemd og at prosjektet er tilfredsstillande robust med omsyn til endringar i kostnader, prisar og ressursar.

Utbygginga av Skarv vil føre med seg utslepp til luft og sjø. Ulike alternativ for handtering av produsert vatn har blitt vurdert, mellom anna

reinjeksjon. Mengdene produsert vatn på Skarv vil vere låge og prosjektet har eit lågt forbruk av kjemikaliar. Miljøpåverknadene knytta til boring av ein dedikert injeksjonsbrønn samt utslepp til luft på grunn av kraftkrevjande reinjeksjonspumper er vurdert til å vere større enn miljøpåverknadene frå utslepp av låge volum reinsa produsert vatn. Den valde løysinga er venta å redusere innhaldet av olje i det produserte vatnet til nivå godt under dei krava regelverket stiller for utslepp av olje til sjø, medan utsleppet av oppløyste komponentar i det produserte vatnet ikkje vert redusert i same grad. Det er likevel vurdert slik at den valde løysinga vil vere den beste miljøløysinga.

Kraftanlegget vil vere fire turbinar med låg-NO_x-teknologi og varmegjenvinning. Kraft frå land har vore vurdert. I dag finnest det ikkje teknologi for å kunne nytte kraft frå land til eit produksjonsskip med dreieskive og prosjektet er ikkje stort nok til å bere kostnadene og risikoen ved ei slik teknologiutvikling.

Røyr og installasjonar på havbotnen vil kunne trålast over. Totalt sett vil prosjektet ha liten innverknad på fisket i området. Som ein del av utbyggingen er det utarbeida ei konsekvensutgreiing (KU) og ho har vore på høyring hjå aktuelle instansar. KU-prosessen har ikkje avdekkja forhold som tilseier at prosjektet ikkje bør bli gjennomført eller at ytterlegare avbøtande tiltak må bli sett i verk.

2 Utbygging og drift av Skarv

Departementet mottok plan for utbygging, anlegg og drift av Skarv 29. juni 2007. Planen omfattar Skarvfunnet, som inneheld olje og gass, og Idunfunnet, som inneheld gass. Plan for utbygging og drift (PUD) gjeld for utbygging og drift av Skarvførekomstane. Plan for anlegg og drift (PAD) gjeld for eksportrøyret for gass mellom Skarv og Gassled sone B (Åsgard transportsystem). Utbyggingsløysinga inkluderer eit flytande produksjons- og lagringsskip, installasjonar på havbotnen og eksportrør for gass. Planlagt oppstart for Skarv er 3. kvartal 2011.

2.1 Lokalisering av funnet, rettshavarar, reservar og produksjon

Skarvfeltet er lokalisert på Haltenbankenterrassa i Norskehavet, omtrent 200 km vest for Sandnesjøen. Det er 35 km nord til Norne og 45 km sør til Heidrun. Lokalisering av feltet er vist i figur 2.1. Skarvfunnet vart påvist i 1998 og Idunfunnet i 1999. Utbygginga er ei samordning av utvinningsløyva 212, 262, delar av 212B og delar av 159. Rettshavarane i Skarvutbygginga er StatoilHydro, E.ON Ruhrgas, BP og PGNiG. BP er operatør for utbygging og drift av Skarvfeltet. Rettshavarane sine eigardelar er vist i tabell 2.1.

Reservane det er forventa å utvinne er rekna til 48,3 mrd. Sm³ våtgass og 16,8 mill. Sm³ olje og kondensat. Dette gir ein utvinningsgrad på 32 pst. for olje og 79 pst. for gass i Skarvreservoaret, og tilsvarende 58 pst. og 79 pst. i Idunreservoaret. Havdjupna i området er mellom 350 og 450 meter. Det er bora fem leitebrønningar med påviste funn i Skarv, og tre leitebrønningar med påviste funn i Idun.

2.2 Utbyggingsløysing

Skarv er planlagt utbygd med eit produksjonsskip og fem brønnrammer på havbotnen. Det er planlagt boring av 16 brønningar. Av desse er sju oljeproducentar, fem gassproducentar og fire gassinjektorar. Gassinjektorane vil bli gjort om til gasspro-

ducentar i seinfasen på feltet. Prosessanlegget på skipet er laga for produksjon av stabil råolje og rikgass for eksport. Olja vil bli bøyelasta, medan gass vil bli eksportert via eit nytt rør på 80 km knytta opp mot Åsgard transportsystem.

Utbyggingsløysinga er basert på kjent teknologi og produksjonsteknisk er Skarv middels kompleks. Utbyggingsplanen er basert på ein nybygd borerigg og ein kan difor risikere forseinkingar i ferdigstillinga av denne.

2.2.1 Alternative utbyggingsløysingar som har vore vurdert

Konseptvalet er teke på grunnlag av fleire kriterier, mellom anna investeringskostnader, driftskostnader, fleksibilitet og tidsaspekt.

Operatøren har vurdert to andre utbyggingsløysingar. Ei kombinert løysing med ein delvis nedsenka produksjonsplattform som produserer til ei flytande lagringseining fortøyd i nærleiken vart forkasta på grunn av både høgare investeringskostnader og høgare driftskostnader enn løysinga som vart vald.

Det andre alternativet som vart forkasta var undervassinstallasjonar knytta til Heidrun. Denne løysinga var billigare enn den valde løysinga, men vart forkasta på grunn av mindre fleksibilitet i kapasiteten på produksjonsrater og seinare oppkopling av funn i nærleiken.

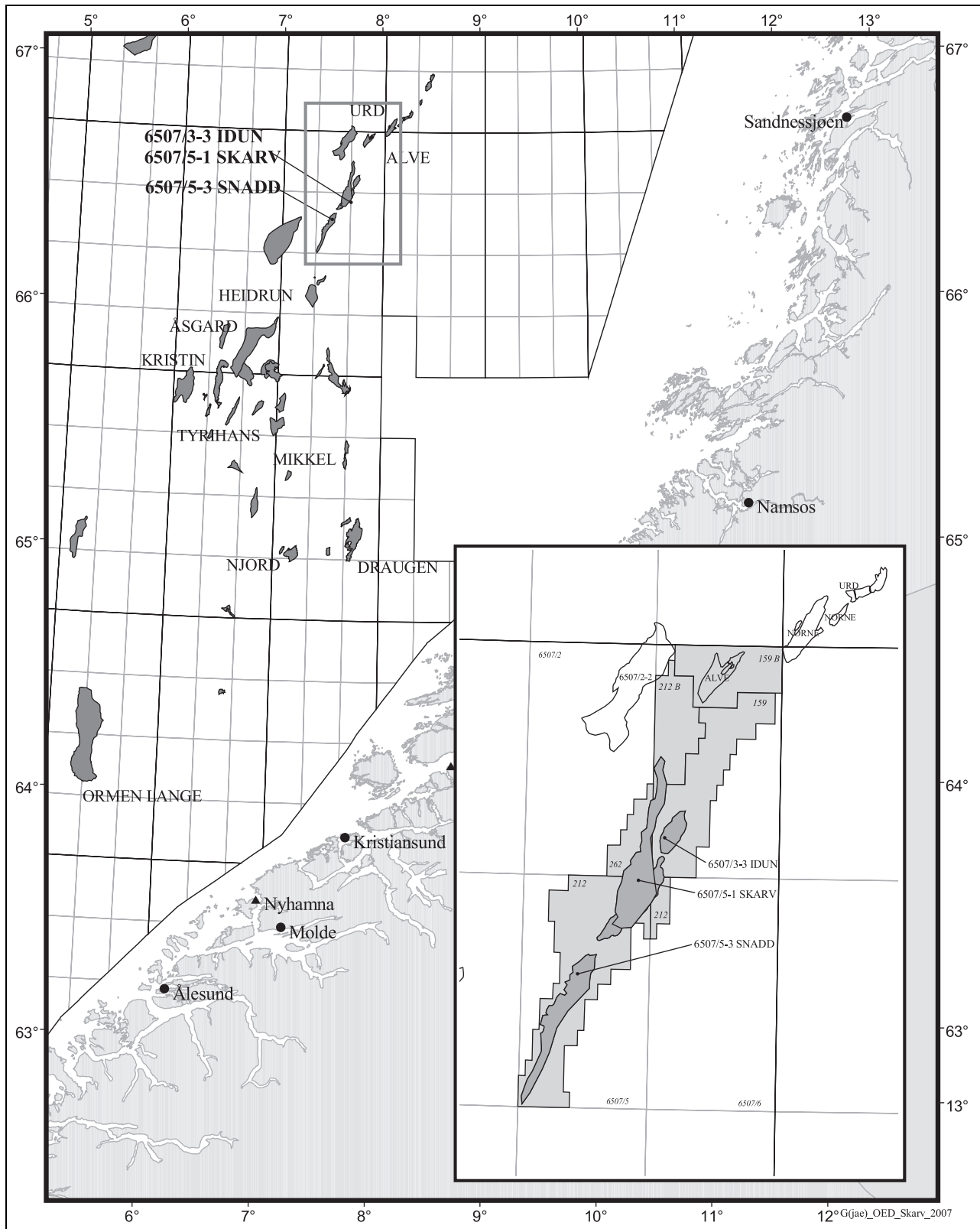
2.2.2 Kraft frå land

I tråd med vedtak i Stortinget 22. februar 1996, og Innst. S. nr. 114 (1995-1996) skal det i samband med alle nye feltutbyggingar på norsk sokkel leggjast fram ei oversikt over energiforbruk og kostnader ved å hente kraft frå land til innretninga framfor å bruke gassturbinar.

Rettshavarane meiner at eit produksjonsskip er den beste løysinga for utbygging av Skarv. Det er ikkje utvikla naudsynte tekniske løysingar for å hente kraft frå land til eit produksjonsskip med dreieskive på store djup. Skarv har eit kraftbehov på 80 MW. For å kunne hente kraft frå land må ein overføre dette ved omtrent 80-100 kV. Dagens teknologi klarer overføring av 30-40 MW, men berre for korte distansar. I Skarv-tilfellet er distansen i overkant av 200 km. Å utvikle og teste ut ei slik løysing fører med seg store tekniske utfordringar og vil forsinke utbygginga av feltet med minst to år. Kostnadene vil også auke markant om ein vel kraft frå land framfor kraftproduksjon til havs for Skarv. Vidare ligg

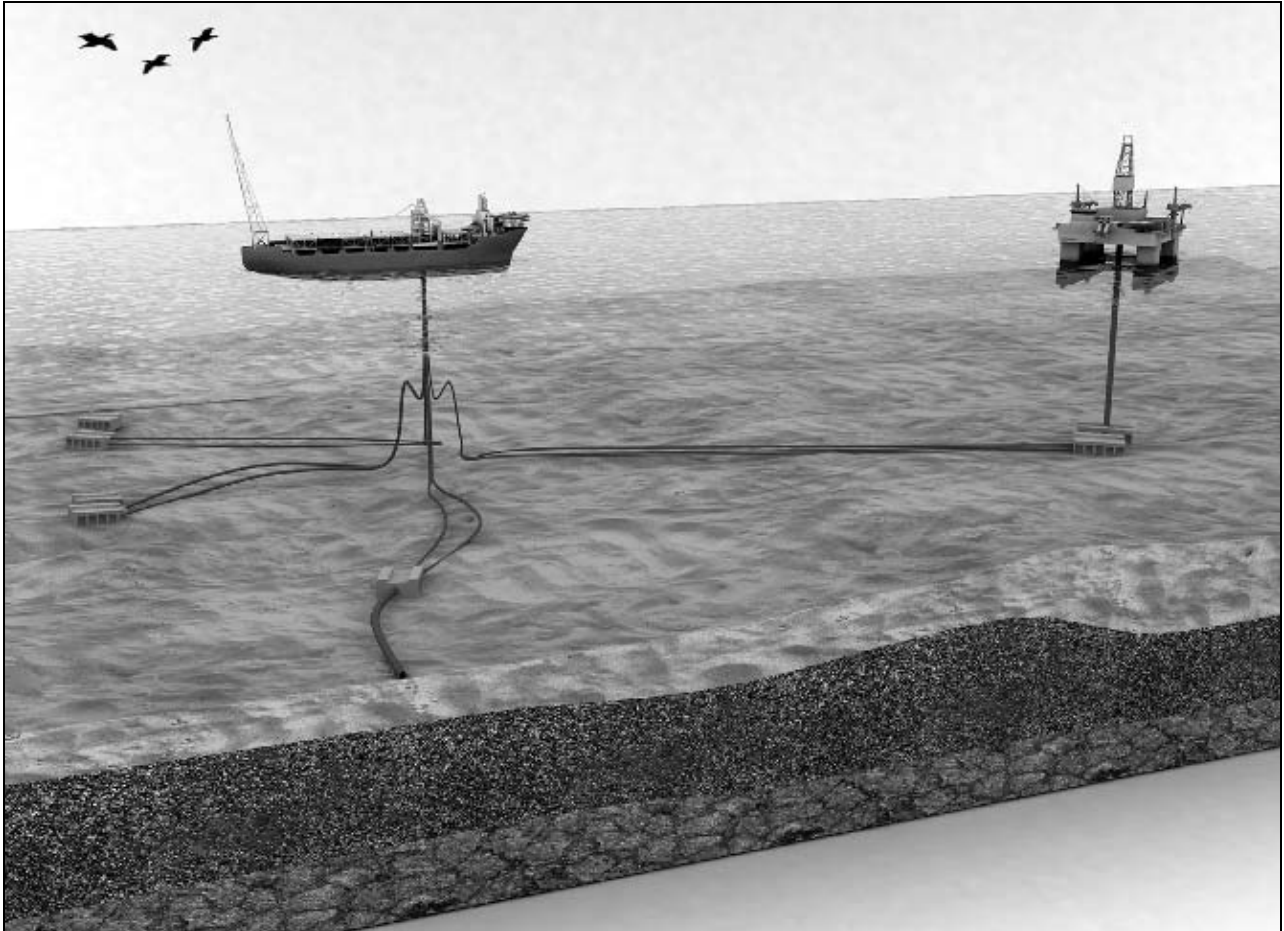
Tabell 2.1 Oversikt rettshavarar i Skarv

Selskap	Deltakardel i pst.
BP Norge AS	23,8350
StatoilHydro ASA	36,1650
E. ON Ruhrgas Norge AS	28,0825
PGNiG Norway AS	11,9175



Figur 2.1 Lokalisering av Skarv

Kjelde: Oljedirektoratet



Figur 2.2 Utbyggingsløsning på Skarv

Kjelde: BP

det aktuelle tilkoplingspunktet i Midt-Noreg, som er ein region med ein utfordrande kraftsituasjon dei næraste åra.

Dersom det i framtida skulle bli utvikla teknologi som gjer det lønsamt å forsyne feltet med kraft frå land, har operatøren i stor grad lagt til rette for dette ved at heile prosessanlegget er elektrifisert. Dette inneber at ein i framtida kan erstatte gassturbinane med ein konverterstasjon som gjer det mogleg å nytte kraft frå andre kjelder.

2.2.3 Handtering av CO₂ i gasstraumen

Produsert gass frå Skarv vil innehalde 2–3,2 mol pst. CO₂. Utbyggjar har vurdert det slik at CO₂-innhaldet i den produserte gassen frå Skarv er for lågt og gassvolumet for lite til at ein kan forsvare å bygge eit eige anlegg på skipet for å fjerne CO₂ frå naturgassen. Dette CO₂-innhaldet er for lite til å åleine kunne forsvare CO₂-injeksjon. Rettshavarane legg difor opp til å blande ut gassen frå Skarv

med annan gass i transportsystemet som har lågt CO₂-innhald og /eller nytte CO₂-fjerningsfasilitetar på Kårstø. Rettshavarane vil samarbeide med Gassco om dette.

2.3 Drift

Skarv er eit middels stort felt. Operatøren planlegg å nytte forsyningsbasen i Sandnessjøen og opprette ei driftsstøtteining i tilknytning til denne. Driftsstøtteininga vil ha ansvar for logistikk, innkjøp, vedlikehald og modifikasjonar. Operatøren planlegg også å nytte helikopterbasen i Brønnøysund til personellfrakt. Dei andre funksjonane ved driftsorganisasjonen er planlagt lagt til BP sitt hovudkontor i Stavanger slik at ein kan oppnå samordningsgevinstar med driftsorganisasjonane for Valhall og Ula.

Det vil bli lagt til rette for bruk av teknologi som gjer det mogleg for driftsorganisasjonen på land å utføre sanntidsoperasjonar på feltet. Under normal drift er det lagt opp til ein arbeidsstyrke på

rundt 45 personar på produksjonsskipet. Med tre skift utgjør dette om lag 135 fast tilsette til havs.

Det er venta at Skarv vil skape ringverknader på Helgeland knytt til driftsstøtteining, forsyningsbase og helikopterbase. Operatøren forventar 40 tilsette i Sandnessjøen direkte knytta til forsyningsbase eller driftsstøtteining for Skarv. Av desse vil 16 vere tilsett i BP. Ved helikopterbasen reknar operatøren med å ha 11 innleigde som støttepersonell. I Stavanger vil driftsorganisasjonen ha ein nettotilvekst av rundt 40 tilsette som følgje av utbygging av Skarvfeltet.

2.4 Nedstenging

Etter nedstenging vil installasjonane bli disponert på følgjande måte:

- Brønningar vil bli plugga og forletne.
- Feltinterne røyr vil bli reinsa og forletne nedgravde på havbotnen.
- Strukturar på havbotnen vil bli fjerna.
- Gasseksportrøyr vil bli reinsa og forlete på havbotnen, tilknytta undervassutstyr vil bli fjerna.
- Produksjonsskipet vil bli fråkopla ankringsssystemet og taua vekk.
- Ankerkjetting vil bli fjerna, medan ankera vil bli grusdumpa og forletne på staden.

Fjerningskostnader er estimert til omtrent 2,1 mrd. 2007-kroner.

Dei skisserte planane til operatøren er i samsvar med OSPAR-konvensjonen om fjerning og ilandføring av installasjonar som er tekne ut av bruk.

I tråd med dei gjeldande vilkåra vil det bli lagt fram ein avslutningsplan med forslag til disponering av feltinstallasjonar og røyr i god tid før nedstenging av produksjonen. Ved avslutning vil det bli lagt vekt på å finne disponeringsløyningar som er akseptable for miljøet og som ikkje vil skape problem for fisket.

2.5 Økonomi for prosjektet

Dei forventa totale investeringskostnadene for utbygginga av Skarv er av utbyggjar stipulert til om lag 31 400 mill. 2007-kroner. Det er brukt dagens kroneverdi og dagens prisnivå i dei økonomiske føresetnadene for prosjektet. I tillegg kjem

Tabell 2.2 Investeringar

	Mill. 2007-kroner
Produksjonsskip	11 189
Brønningar	5 955
Undervassutstyr	6 617
Gasseksportrøyr	1 881
Prosjektleiing og ingeniørarbeid	5 729
Total	31 371

investeringar i fjerning stipulert til 2 100 mill. 2007-kroner.

Tabell 2.2 oppsummerer investeringane for utbyggingsprosjektet. Korleis investeringane er fordelt over tid er vist i tabell 2.3.

Utrekningane til operatøren viser at det er lønnsamt å byggje ut Skarvfeltet. Forventa noverdi før skatt ved 7 pst. diskonteringsrente er 5 700 mill. 2007-kroner, i følgje operatøren sine utrekningar¹. Forventa noverdi etter skatt, med same diskonteringsrente, er rekna til 2 500 mill. 2007-kroner. Dei har rekna internrenta for Skarv til 10,9 pst. reelt før skatt.

Operatøren har rekna ut sensitivitetar for ulike investeringar, ressursutfall og prisar. Dei vurderer det slik at det er 10 pst. sannsyn for at noverdien er lågare enn 2 000 mill. 2007-kroner ved ei 7 pst. diskonteringsrente, og 10 pst. sannsyn for at noverdien er høgare enn 8 500 mill. 2007-kroner ved same diskonteringsrente. Prosjektet er kjenslevart for lågt ressursutfall og høge investeringar.

Basert på departementet sine prisføresetnader lagt til grunn i Nasjonalbudsjettet for 2007 får ein følgjande resultat. Forventa noverdi før skatt med 7 pst. diskonteringsrente vert 5 000 mill. 2007-kroner, internrenta er 10,3 pst. og balansepris for høvesvis olje og gass vert 30,8 USD per fat² og 1,19 kroner per Sm³ før skatt.

Oljedirektoratet har gjort egne sensitivitetar basert på operatøren sine inngangsdata og departementet sine prisbanar. Oljedirektoratet har i til-

¹ Dei økonomiske forutsetnadene i plan for utbygging, anlegg og drift er m.a. ein langsiktig oljepris på 40 USD 2007/fat (kurs 6,50 NOK/USD) og pris for eksportert gass på 86 øre/Sm³ (2007-kroner).

² Valutakursen nytta i departementet sine utrekningar er 6,16 NOK/USD.

Tabell 2.3 Årlege investeringar i Skarv i mill. 2007-kroner

2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Totalt
1 485	7 063	10 416	6 494	3 999	1 864	50	31 371

legg rekna sensitivitatar med tanke på at gass-olje, og olje-vatn-kontaktane i Skarvreservoaret er usikre. Oljedirektoratet har utført vurderingar knytta til nedsida i dette. I eit slikt tilfelle vil oljevoluma kunne vere 20 pst. lågare enn i basistilfellet. Dette er ein reduksjon som likevel vil gje positiv noverdi. Prosjektet får noverdi lik null ved 28 pst. reduksjon i årleg oljeproduksjon, ved 7 pst. diskonteringsrente.

Oljedirektoratet har også vurdert kor sensitivt prosjektet er dersom produksjonsstart vert utsett med eitt år. Under føresetnad av at kostnadene kjem som føresett i plan for utbygging, anlegg og drift vil noverdien ved 7 pst. diskonteringsrente då vere 1 880 mill. 2007-kroner.

Analysane til Oljedirektoratet viser at Skarv-prosjektet er mest sensitivt for endringar i produktprisar og investeringskostnader, men at det er tilfredsstillande robust til å bli bygd ut.

2.6 Investeringar før plan for utbygging og drift er godkjent

Frå 2000 til 2007 har det vore meir enn ei fordobling av leite- og utviklingskostnadene globalt. Mykje av auken skuldast kostnadsinflasjon på utstyr og arbeidskraft. Riggrater i Nordsjøen har auka med nesten 180 pst. sidan 2002. I tillegg til riggrater er stålprisane ein viktig investeringskomponent. Stålprisane har også auka svært mykje dei siste åra. Når prisane aukar slik vi har sett dei siste åra, aukar også bestillingstida for ulike komponentar i ei utbygging.

Rettshavarane har difor sett seg nøydd til å gjere betydelege preinvesteringar i prosjektet. Prosjektet vil være eksponert for kostnader i storleik 4 000 mill. kroner i desember 2007. Desse preinvesteringane har vore naudsynte å føreta for å sikre framdrifta i prosjektet. Inngåing av kontraktar før plan for utbygging, anlegg og drift er godkjent gjer at kostnadsanslaga vert sikrare. På grunn av prisauken i leverandørmarknaden vil ikkje operatøren kunne gje gode nok kostnadsanslag utan å forplikte seg til nokre kontraktar før godkjenning av plan for utbygging, anlegg og drift. Frå operatøren si side er det difor naudsynt å inngå kontraktane for å forplikte seg til ein plan for utbygging og drift. Dette har departementet akseptert.

Departementet har blitt orientert om utviklinga og har kommunisert tydeleg at samtykket til preinvesteringane er under føresetnad av at det ikkje legg føringar for styresmaktene si godkjen-

ning av prosjektet. Desse investeringane er ein risiko rettshavarane tek på eiga hand.

Innlevering av plan for utbygging, anlegg og drift vart utsett med seks månader fordi operatøren ikkje var komfortabel med kvaliteten i kostnadsestimatet. Dette har også gjort at rettshavarane såg seg nøydd til å inngå fleire kontraktar for å halde tidsplanen. Dette bidreg til å sikre at ein unngår utsetjing av produksjonsstart som vil føre til at kostnadene eskalerer endå meir.

3 Anlegg og drift av gassrøyret på Skarv

3.1 Gasstransport

Gassen frå Skarv skal bli transportert frå produksjonsskipet til Gassled område B (Åsgard transportsystem(ÅTS)) gjennom Skarv gasseksportrøyr. Frå ÅTS blir gassen sendt vidare til dei europeiske gassmarknadene via Gassled.

Rettshavarane har saman med Gassco vurdert alternative transportløyser. Alternativa som har vore vurdert er følgjande:

- Tilknytning gjennom Haltenrøyret til metanol-fabrikken på Tjeldbergodden.
- Nytt 640 km langt røyr frå Skarvfeltet til Tampen-området.
- Undervasstilknytning til FLAGS-systemet ved Tampen link.
- Eksport av gass direkte til St. Fergus via FLAGS-systemet.

Det samordna området Skarv vil eige gassrøyret.

3.2 Gassrøyret

Gassrøyret vil bli designa for ein makskapasitet på 18,4 MSm³/d og vil bli lagt i løpet av 2009 og 2010.

Gassen i røyret vil vere rikgass som har vore handsama på produksjonsskipet.

3.3 Kostnader

Kostnadene for røyret er av rettshavarane rekna til å vere på 1 881 mill. 2007-kroner.

4 Konsekvensutgreiing

Det er utarbeida konsekvensutgreiing for plan for utbygging, anlegg og drift for Skarv.

Konsekvensutgreiingane gjev ei oversikt over forventede verknader gjennomføringa får for anna næringsverksemd og almene interesser som natur og miljø. Utgreiinga viser mellom anna korleis omsyn til forhold knytt til miljø og fiskeri er teke vare på gjennom utforminga av tekniske løysingar. Utgreiinga peikar også på framlegg frå rettshavane om tiltak for å bote på eventuelle problem.

Operatøren har sendt konsekvensutgreiinga på høyring til aktuelle høyringsinstansar. Nedanfor vert det gjeve eit samandrag av konsekvensane utbygginga har for miljøet og samfunnet. Eit samandrag av høyringsfråsegnene og operatøren sine kommentarar til desse finnest i vedlegg 1.

Ved sida av den feltspesifikke konsekvensutgreiinga vert det også vist til oppdatert versjon av regional konsekvensutgreiing for petroleumsvirksomma (RKU) i Norskehavet frå 2003.

4.1 Utslepp til luft

Utslepp til luft i utbyggingsfasen vil vere frå boreoperasjonar, installasjonsaktivitetar og naudsynt transportverksemd i samband med utbygginga. I driftsfasen vil utslepp til luft komme frå kraftgenerering, transportverksemd til og frå feltet, diffuse utslepp frå prosessanlegget og fakling. Operatøren går ut frå at Skarv vil inngå i ein områdeberedskap for Haltenbanken slik at det ikkje er naudsynt å ha eit eige beredskapsfarty liggjande ved produksjonsskipet.

Dei totale utsleppa i samband med boreoperasjonar er estimert til om lag 53 000 tonn CO₂, 1 200 tonn NO_x, 85 tonn VOC og 50 tonn SO₂. Tilsvarende er maksimale utslepp per år i driftsfasen estimert til om lag 490 000 tonn CO₂, 550 tonn NO_x og i overkant av 50 tonn nmVOC. Dette svarar i følgje operatøren til maksimalt 0,2 pst. av nasjonale utslepp av NO_x og i underkant av 1 pst. av nasjonale utslepp av CO₂ i 2005.

Årlege utslepp i samband med helikoptertrafikk i borefasen er estimert til om lag 590 tonn CO₂, 13 tonn NO_x, 9 tonn nmVOC og 0,5 tonn SO₂ per år. Tilsvarende utslepp i produksjonsfasen er 420 tonn CO₂, 9 tonn NO_x, 6,6 tonn nmVOC og 0,4 tonn SO₂.

Kraftanlegget på Skarv vil vere fire LM2500-turbinar med låg-NO_x-teknologi. To av desse er reine gassturbinar og to er kombinert gassvæske-turbinar. Samansetninga av turbinar er basert på optimal balanse mellom krav til helse, miljø, tryggleik og regularitet i produksjonen.

Skarv har lagt opp til gjenvinning av VOC både på produksjonsskipet og på skytteltanka-

rane. I tillegg skal ein gjenvinne varmen frå eksosgassen frå turbinane og nytte denne som varme-medium i prosessen. Dette erstattar annan oppvarming og reduserer dermed utslepp til luft. Det er også eit mål å minimere faklinga frå brønntesting og oppstart av brønner.

4.2 Utslepp til sjø

Produksjon av ressursane på Skarv vil føre med seg utslepp til sjø i utbyggingsfasen og i driftsfasen. I utbyggingsfasen vil utsleppa kome frå boreoperasjonar og klargjering av røyr for drift. I driftsfasen vil alle prosessutslepp til sjø skje frå produksjonsskipet. Hydraulikkvæske i samband med drift av ventilar på brønnehovudet ved ramene på havbotnen vil gå i lukka system og er ikkje planlagt sleppt ut. Dette vil ikkje vere miljøfarleg væske.

Dei regulære utsleppa til sjø vil normalt vere avfall frå boring (borekaks og vassbasert borevæske), kjemikaliar knytta til klargjering av røyr, produsert vatn med restar av produksjonskjemikaliar, kjølevatn, drenasjevatn og sanitæravløpsvatn.

Det har vore vurdert injeksjon av produsert vatn. Valet av reinsing er teke for å minimere total miljøpåverknad. Utrekningar viser at å velje reinjeksjon vil føre til forhøga utslepp til luft og sjø sidan ein då må bore ein ekstra brønn og reinjeksjon av produsert vatn er kraftkrevjande, samtidig som kostnadene dette vil føre med seg ikkje kan forsvarast sidan den totale mengda av produsert vatn er relativt liten. Maksimalt innhald av olje i produsert vatn er 15 milligram per liter. Operatøren har valt eit tredelt reinseksept med flotasjon, sykron og absorpsjonsfiltrering. I tillegg er det lagertanker tilgjengeleg for å lagre fleire dagars vassproduksjon og re-reinse dersom vasskvaliteten ikkje er god nok. Reinseprosessane fangar ikkje i same grad opp dei oppløyste komponentane som finnest i det produserte vatnet. Difor er det også lagt til rette for framtidig injeksjon av produsert vatn dersom vassmengder eller -kvalitet har store avvik frå prognosane. Operatøren ser på løysinga som den beste moglege miljøløysinga (BAT) på Skarv.

Maksimum bidrag til dei totale utsleppa av produsert vatn i området er under 1 pst. Maksimalt vil det vere i underkant av 900 m³ per døger, som gjev 330 000 m³ per år.

Kjemikaliar brukt i Skarv vil vere grøne eller gule, etter § 56 b i aktivitetsforskrifta.

Under boring er det planlagt å sleppe ut borekaks frå dei seksjonane ein borar med vassbasert

boreslam. Dette vil bli gjort så lenge ein ikkje kan grunnkje at det fører til uakseptabel miljøskade. Dersom det blir naudsynt å bore dei djupare seksjonane med oljebasert borevæske, vil dette bli frakta til land for forsvarleg handsaming. Det er lagt opp til gjenvinning både for olje- og vassbasert boreslam. Dette gjer at volumet av borekaks vil bli redusert med om lag 30 pst. for oljebasert slam og inntil 50 pst. for vassbasert slam. Det totale utsleppet av borekaks på sjøbotnen frå boring av 20 brønner vil bli i underkant av 14 000 m³.

I installasjonsfasen kan det vere aktuelt med grøfting av traséar for røyr og steindumping over røyra. Ved klargjering av feltrøyr og eksportrøyr vil det bli nytta kjemikaliar. Val av og bruk av kjemikaliar vil bli optimalisert for å redusere utslipp til sjø.

4.3 Arealdekkjing og fysiske inngrep

Operatøren har vore i dialog med fiskarlag hausten 2005. Desse samtalane viser at i området rundt Skarvfeltet blir det ikkje drive særleg mykje lokalt fiske. Satelittsporing viser at det ikkje har vore tråling rundt Skarv dei siste fem åra. Det foregår sporadisk fiske med autoline frå mars/april og ut året. Området er ikkje viktig for trål- og garnfiske. Det er ikkje kartlagt gytefelt i området som blir berørt av den planlagte bygginga. Utbygginga av Skarvfeltet vil difor ikkje ha verknad på rekrutteringa til fiskebestandane.

Alle installasjonane på havbotnen kan trålast over. Det vil vere ei tryggleikssone på 500 meter rundt produksjonsskipet.

Røyra vil også kunne trålast over og dei vil vere delvis dekka med stein. Frispenn vil bli forsøkt redusert samstundes som ein søker å redusere omfanget av steindumping. Steinfyllingar kan gje ulemper for fiskeriverksemda, men dette avheng av storleik, form og samansetnad av steinfyllinga. Steinen som blir lagt ut vil vere av ein slik dimensjon og form at det ikkje skal skade tråltreiskapar.

Det er ikkje venta at utbygginga vil føre til støy som kan føre til skadelege konsekvensar for omgjevnadene på felta. I samband med boring vil det vere ei tryggleikssone rundt boreriggen på 500 meter. Aktivitetane i samband med produksjonsboring og installering av feltanlegg vil strekkje seg over eit tidsrom på 36 månader, og kan føre med seg større ulemper for fisket enn aktiviteten i driftsfasen.

Fiskeriverksemda i området er lite avhengig av stad, og foregår over eit større område. Difor er det ikkje venta at den tidsavgrensa aktiviteten knytta til feltutbygging vil føre med seg merkbare fangstre-

duksjonar. Konsekvensane for fiskeriaktiviteten av boreaktiviteten er difor forventa å vere marginale. Det er indentifisert korallar i området. Operatøren har etablert eit samarbeid med Havforskningsinstituttet for å handtere dette så godt som råd er.

4.4 Konsekvensar for samfunnet

Investeringane i prosjektet er forventa å vere om lag 31 000 mill. kroner. Hovudtyngda av investeringane vil skje i perioden 2007-2011.

Skarvutbygginga vil gje vare- og tenesteleveransar og skape verdifulle sysselsetjingseffekter i det norske samfunnet både i utbyggings- og driftsfasen. Det er venta at bortimot halvparten vil vere norske leveransar og av dette er det venta regionale leveransar på ein verdi av i overkant 400 mill. kroner. Basert på erfaringar frå norsk leverandørindustri sin konkurransedugleik og kompetanse er det venta monalege oppdrag til norsk industri.

I driftsfasen er det anslått rundt 640 mill. 2007-kroner i årlege norske leveransar. Av dette er rundt 140 mill. 2007-kroner venta å vere regionale leveransar. Det kan særskilt nemnast at det er gode muligheter for næringslivet i Helgelandsregionen i samband med ei eventuell lokal tildeling av kontraktar på vedlikehald og modifikasjonar i driftsfasen. Operatøren vil i samarbeid med lokale kunnskapsorganisasjonar etterprøve dei samfunnsøkonomiske anslaga i konsekvensutgreiinga.

5 Vurdering av anlegg og drift for gasseksportrøyr

5.1 Vurdering frå Gassco AS

Gassco er operatør for mesteparten av det norske gasstransportsystemet, og har også eit særskilt ansvar for koordineringa av utbygging av ny gasstransportkapasitet. Departementet har difor innhenta ei vurdering frå Gassco av plan for anlegg og drift av røyrret frå Skarv til Gassled område B (Åsgard transportsystem).

Gassco har sidan 2003 gjennomført ei rekkje studier av gasstransportbehovet for Norskehavet. I desse studia har gassen frå Skarv vore ein sentral del av ressursgrunnlaget. I dei første undersøkingane såg det ut til å vere vanskeleg å transportere Skarv-voluma i det eksisterande gasstransportsystemet. Sidan 2003 har Skarvutbygginga blitt utsett og produksjonsprognosar frå eksisterande felt på Haltenbanken er blitt lågare enn ein først trudde. Dette har resultert i at det ligg an til

å vere ledig kapasitet i Gassled til å transportere gassen frå Skarv i det eksisterande systemet.

Gassco meiner at alle relevante gassevakueringsløysingar har vore vurdert og at den beste løysinga er den rettshavarane har vald med gassevakuering via Åsgard transportsystem.

Gassco påpeikar at det i PAD-dokumentasjonen ikkje kjem fram kva for reparasjonsberedskap som er planlagt for røyret frå Skarv til Åsgard transportsystem. Gassco bed difor om at rettshavarane vert medlem i Pipeline Repair System eller på andre måtar finn løysingar som tek omsyn til krava i tilknytingsavtalane med Gassled når det gjeld reparasjonsberedskap.

På bakgrunn av at røyret frå Skarv skal bli knytta på Gassled-systemet meiner Gassco det er viktig med god kontakt mellom BP som operatør for røyret frå Skarv og Gassco som operatør for Gassled når det gjeld driftsførebuingar, tryggleik og drift av gassrøyret. Gassco bed difor om at det blir stilt vilkår om at Gassco blir involvert i Skarv-prosjektet sine driftsførebuingar. Dette gjeld forhold knytt til dagleg driftsovervaking, grensesnitt-prosedyrar og trykksikring av Åsgard transportsystem.

Gassen frå Skarv har for mykje CO₂ og H₂S i forhold til kravspesifikasjonane i Gassled.

Gassco har eit større arbeid pågåande for å finne CO₂-løysingar for gassen frå Haltenbanken, inklusive Skarv. Dette arbeidet har ikkje konkludert enno, og det er mange usikre moment knytt til val av løysing og kostnadene relatert til desse. Gassco gjennomfører også for tida eit arbeid om H₂S-fjerningskapasitet på Kårstø.

Skarv legg til grunn bruk av eksisterande CO₂-fjerningsfasilitetar og/eller tilstrekkeleg blanding på Kårstø. Situasjonen er derimot slik at kapasiteten i dei eksisterande fjerningsfasilitetane på Kårstø er utseld og det er heller ikkje i dag klart kor mykje blandingstenester som vil kunne bli tilbydd i 2011.

Gassco ynskjer difor at rettshavarane på Skarv medverkar i det vidare arbeidet med å finne løysingar på dei framtidige utfordringane knytt til økt CO₂- og H₂S-innhald i gassen frå Haltenbanken.

Gassco kommenterer også at dei ikkje kan sjå av PAD-dokumenta at konstruksjonsrisiko for røyret er handsama.

Gassco påpeikar til slutt at røyret frå Skarv til Åsgard transportsystem i stor del skal leggjast parallelt med det eksisterande Nornegassrøyret, og at det ikkje er tilstrekkeleg omhandla i dokumentasjonen kva for ein risiko røyrleggingsoperasjonen vil gje for Nornerøyret. Gassco bed difor om ein risikoanalyse med ein tilhøyrande oversikt

over risikoreduserande tiltak som eventuelt må bli iverksett for å kontrollere denne risikoen på ein tilfredstillande måte.

5.2 Olje- og energidepartementet si vurdering av anlegg og drift av gassrøyret

Som Gassco tek opp i si vurdering er det i dag ledig kapasitet i det eksisterande norske transportsystemet for gassvoluma for Skarv. Gassco seier også at dei meiner at alle relevante gasstransportløysingar er vurdert på ein tilfredsstillande måte og at den beste løysinga er vald. Oljedirektoratet støttar Gassco sitt syn på at den beste løysinga er vald.

Det er gjort store investeringar på norsk sokkel for å leggje til rette for best mogleg utnytting av dei norske gassressursane. Desse investeringane inkluderer investeringar i eit omfattande gasstransportsystem og handsamingsanlegg på land. Det er viktig at nye utbyggingar blir sett i lys av desse investeringane for å sikre at investeringane blir brukt på ein best mogleg måte. Departementet støttar difor rettshavarane, Gassco og Oljedirektoratet sine vurderingar om at den beste løysinga for gasstransport for Skarv er den valde løysinga for transport med tilknytning til Åsgard transportsystem og transport vidare gjennom det norske gasstransportsystemet.

Departementet er oppteken av at gasstransportsystemet på norsk sokkel er organisert på ein kostnadseffektiv måte, der omsyn til eventuell bruk av røyret for andre enn eigarane blir teke vare på. For røyret frå Skarv er det i første omgang ikkje aktuelt å transportere volum frå andre felt. Dette gjer at det i dag ikkje er naudsynt å regulere tariffane i røyret, men dersom det på eit seinare tidspunkt vil vere aktuelt å transportere tredjepartsgass vil departementet stille som vilkår at ein på det tidspunktet kan regulere tariffane i røyret, opprette eit eige interessentskap, utpeike ny operatør og eventuelt innlemme røyret i Gassled.

6 Vurdering av plan for utbygging og drift

6.1 Vurdering frå Arbeids- og inkluderingsdepartementet

Arbeids- og inkluderingsdepartementet (AID) har ansvaret for å vurdere arbeidsmiljø og tryggleiks-

aspekt ved plan for utbygging, anlegg og drift av Skarvfeltet. AID har innhenta vurdering frå Petroleumstilsynet (Ptil).

Ptil si vurdering er at operatøren har ei særleg utfordring med omsyn til å etablere ei robust løysing for områdesegregering som innfrir dei krava regelverket stiller til tryggleik. Den løysinga som er skissert i planen oppfyller, etter Ptil si vurdering, ikkje regelverket. Operatøren er gjort kjend med Ptil si vurdering, og er samd i Ptil si fortolkning av regelverket. Operatøren skal på dette grunnlaget arbeide vidare med vidareutvikling av eit optimalt design med fokus på både aktive og passive løysingar for områdesegregering.

AID stiller seg bak Ptil sine vurderingar og anbefalar at planen blir godkjent.

6.2 Vurdering frå Oljedirektoratet

Oljedirektoratet (OD) har vurdert geofaglege, utbyggingstekniske, økonomiske, miljø- og reservoarforhold i samband med utbygginga av Skarv.

OD meiner at operatøren har gjort eit grundig geofagleg arbeid av seismisk kartlegging, petrofysisk evaluering og geologisk modellering, og at arbeidet er tilstrekkeleg dokumentert. Det er gjort ei tilfredsstillande evaluering av dei usikre elementa i modellane. Etter OD si vurdering gjev kartleggjinga og ressursutrekninga tilfredsstillande grunnlag for å starte utbygginga av Skarv.

Hydrokarbonkontaktane i Skarv sitt B- og C-segment og i Idunsegmentet er ikkje påvist. Desse usikre kontaktane har størst innverknad på uvissa i estimata for kor mykje hydrokarboner det er i reservoara. OD har gjort ein eigen trykkstudie som stadfester stor uvisse knytta til kontaktane. Etter OD sine utrekningar, kan oljevoluma i reservoaret bli redusert med rundt 20 pst. dersom nedsida i hydrokarbonkontaktane i dei ulike segmenta på Skarv blir ein realitet. Det er difor viktig at dei ikkje-påviste kontaktane blir undersøkt i forboringsfasen av feltet, for å redusere uvissa og for å leggje ein optimal dreneringsplan for ressursane.

Før innlevering av plan for utbygging, anlegg og drift har OD hatt fokus på at ressursane i Tiljeformasjonen skal gå inn som ein del av Skarvutbygginga. Tiljeformasjonen har dårleg reservoarkvalitet og låg utvinningsgrad, og det er ein sjanse for at Garnformasjonen i B-segmentet står i kommunikasjon med Tiljeformasjonen i A-segmentet. Ressursane i Tiljeformasjonen må difor bli utvikla tidleg for å få så lang produksjonsperiode som råd er.

Det er planlagt at uvissa i produksjonseienskapane i Tiljeformasjonen skal bli avklart gjennom boring av utvinningsbrønner med pilot-hol og ved produksjonserfaring. OD vil følgje dette nøye i forborings- og oppstartsfasen.

OD har særskilt vurdert om det er mogleg med CO₂-injeksjon. CO₂-innhaldet i den produserte gassen frå Skarv er for lågt til at det er CO₂ tilgjengeleg for deponering. Skarvfeltet er hovudsakleg eit gassfelt med noko olje. Operatøren har gjort ei grundig vurdering av både vassinjeksjon og gassinjeksjon. Avgjerda om gassinjeksjon framfor vassinjeksjon vart teken på grunnlag av ei heilskapleg vurdering der både HMS, prosess- og boretekniske vurderingar og kostnader vart teke omsyn til. Produsert gass vil bli reinjisert i reservoaret i ei periode på seks til sju år og vert produsert tilbake i slutten av produksjonstida når oljeproduksjonen stoppar.

OD vurderer reservoarvurderingane og den planlagte produksjonsstrategien til operatøren som tilfredsstillande utført og dokumentert. OD har heller ingen innvendingar til planlagt utvinningsstrategi.

Ressurspotensialet i området er, etter OD si vurdering, godt dokumentert av operatørane. OD påpeikar at det finnest fleire tilleggsressursar det ikkje er planar for i dag. Fleire forhold ved Skarvutbygginga kan føre til at det blir ledig kapasitet for tilleggsressursane tidlegare enn planlagt. OD meiner det er viktig å sikre at prospekt og nye funn i utvinningsløyvet vert mogna fram og fasa inn til produksjonsinnretninga på Skarv etter kvart som det blir ledig produksjonskapasitet. Det bør bli lagt til rette for at dei mest lønsame og væskerike funna blir fasa inn først, samtidig som det kan bli sikra gass til auka oljeutvinning ved ein eventuell forlenga injeksjonsperiode på Skarv.

Idun nord er eit prospekt i utvinningsløyve 159 som ligg utanfor det samordna området. Statoil er operatør for løyvet. Det kan vere kommunikasjon mellom Idun og Idun nord. Det er difor viktig med tidleg avklaring av ressursane i Idun nord. Retts-havarane har inkludert ein leitebrønn i budsjettforslaget sitt for 2008. OD vil følgje opp at rettshavarane i utvinningsløyve 159 borar prospektet tidleg i forhold til oppstart av produksjon på Idun.

OD vurderer det slik at samordningsavtalen som er underteikna mellom delar av utvinningsløyva 212, 212B og 262 og delar av utvinningsløyve 159 gjev grunnlag for god fleksibilitet, og ein optimal innfasing av tilleggsressursar etter kvart som det blir ledig produksjonskapasitet på

produksjonsinnretninga. OD meiner utbygginga gjev tilstrekkeleg fleksibilitet til å handtere ulike ressursutfall for Skarv.

Det er OD si vurdering at produksjonsinnretninga har tilstrekkeleg fleksibilitet, kapasitet og levetid til å handtere forventa tilleggsressursar innanfor det samordna området. OD si vurdering av operatøren si løysing av fiskal måling er at denne er tilfredsstillande.

OD støttar rettshavarane sitt val av utbygging- og transportløysing for Skarv. Utbygginga gjev tilstrekkeleg fleksibilitet og kan på sikt fungere som feltsenter for nærliggjande funn. Utbygginga er basert på kjent teknologi og ein har ikkje utfordringar med å bore i reservoar med høg temperatur og høgt trykk. Det er difor mindre sannsyn med forseinkingar og kostnadsoverskridingar på grunn av teknologikvalifisering og boretekniske utfordringar. Det er likevel ein fare for at store utbyggingssprosjekt som Skarv vert forseinka og difor får kostnadsoverskridingar. Sannsynet for at dette skal skje aukar på grunn av stor aktivitet i leverandørmarknaden. Det skal også nyttast ein nybygd borerigg, og ein kan risikere forseinkingar i bygginga av denne.

OD finn det vanskeleg å samanlikne kostnadsestimata med tilsvarende utbyggingssprosjekt på grunn av store endringar i kostnadsnivået i det siste.

OD meiner operatøren tek tilstrekkeleg omsyn til ytre miljø gjennom dei teknologiske løysingane som er valt. Det vil vere viktig å følgje erfaringane med låg-NO_x-teknologi for LM2500-turbinane på Alvheimfeltet. Konklusjonane derfrå kan gje føringar for Skarv sitt val og bruk av låg-NO_x-teknologi.

OD sine økonomiske utrekningar er omtala i kap. 2.5. Desse viser at OD meiner det er samfunnsøkonomisk forsvarleg å byggje ut Skarv.

6.3 Olje- og energidepartementet si vurdering av plan for utbygging og drift

Skarv vil vere eit viktig bidrag til å oppretthalde norsk produksjon av petroleum.

Dei forventa totale investeringskostnadene for Skarvprosjektet er av operatøren rekna til i overkant av 31 mrd. kroner. Lønsemdsutrekningane viser at utbyggingssløysinga gjev god lønsemd. Preinvesteringane som er gjort har departementet samtykka i under føresetnad av at dei ikkje legg føringar for styresmaktene si godkjenning av prosjektet.

Det er gjort sensitivitetstrekkningar som viser sannsynet for endra forutsetnader i ressursar,

driftskostnader, nedside i oljevolum i reservoaret, produktprisar og investeringar. Departementet vurderer det slik at prosjektet er tilstrekkeleg samfunnsøkonomisk lønsamt og robust, men utrekningane viser at prosjektet er sensitivt for endringar i produktprisar og investeringskostnader. Skarvfeltet vil gje betydelege inntekter dersom oljeprisen held seg på eit høgt nivå og reservoaranslaget vert som forventa.

Den framlagte utbyggingssplanen vil etter departementet si vurdering medverke til god ressursforvaltning. Samordninga av utvinningsløyva som vart gjort i forkant av innlevering av utbyggingssplanen gjev insentiv til å fase inn prospekt i nærområdet til Skarv- og Idunfunna på ein optimal måte.

Det er utarbeida ei konsekvensutgreiing for prosjektet som viser at prosjektet kan bli gjennomført innanfor akseptable rammer for miljø og samfunn. Det har ikkje kome fram noko i høyringsfråsegnene som tilseier at ytterlegare avbøtande tiltak bør bli sett i verk.

Utslepp av miljøfarlege stoff med produsert vatn er framleis betydeleg på norsk sokkel. Miljøstyresmaktene vil vurdere å stille skjerpa krav til reinsing av produsert vatn og/eller injeksjon dersom vassproduksjonen på Skarv aukar utover det som ligg til grunn for plan for utbygging og drift, eller dersom det nasjonale nullutsleppsmålet ikkje vert nådd.

Operatøren har vurdert ulike kraftløysingar for Skarv, og funne at eit turbinanlegg på skipet er den beste løysinga. Departementet deler dette synet. Operatøren har vurdert kraft frå land til produksjonsinnretninga. I dag er det ikkje naudsynte tekniske løysingar for dette, og det er store teknologiske utfordringar og store kostnader knytt til å utvikle og teste ei teknologisk løysing for kraft frå land. Spørsmål om tilknytning av petroleumsanlegg til kraftsystemet på land må vidare vurderast opp mot utviklinga i kraftforsyninga nasjonalt og regionalt. Skulle det bli teknisk mogleg for prosjektet å hente kraft frå land, ville Nord-Trøndelag i fylgje operatøren vore den mest aktuelle staden for tilknytning til kraftsystemet. Nord-Trøndelag inngår i Midt-Noreg som er ein region med ein utfordrande kraftsituasjon dei næraste åra. Søndre del av Nordland kan geografisk sett også vere eit aktuelt område dersom tilknytning til kraftsystemet på land skulle vere aktuelt, og måtte då vurderast. Ein tilfredsstillande kraftbalanse og forsyningstryggleik i den aktuelle regionen i åra framover avheng av utviklinga i forbruk og produksjon og av overføringsevna i nettet. Tilknytning til kraftsystemet på land krev anleggskonsesjon etter energilova. Vidare kan til-

knytning til kraftsystemet på land medføre behov for lokale og regionale forsterkingar av nettet, slike prosjekt kan vere omstridte og det tek difor tid å få fram fullgode konsesjonsvedtak. Departementet meiner difor at det på det noverande tidspunkt ikkje er føremålstenleg at Skarv får krav om å knytte seg til kraftsystemet på land.

Departementet meiner det er viktig å kome eit steg vidare i utviklinga av teknologi for kraftoverføring til havs. Dette kan kome til nytte også på andre felt. Departementet vil difor påleggje rettshavarane i Skarv å gjennomføre eit program, gjerne i samarbeid med andre aktørar, som skal leggje til rette for utvikling av teknologi for overføring av store kraftmengder til produksjonsskip. Programmet skal bli forelagt styresmaktene innan utgangen av 2008.

Operatøren har føreslådd å leggje ei driftsstøtteining med ansvar for logistikk, innkjøp, vedlikehald og modifikasjonar i tilknytning til forsyningsbasen i Sandnessjøen. Dei resterande funksjonane ved driftsorganisasjonen vil bli samlokalisert med BP sine øvrige driftsorganisasjonar i Stavanger for å drage nytte av synergjar mellom desse og vere nær eit breidt lokalt fagmiljø for ekstern rekruttering. Helikopterbasen i Brønnøysund vil bli nytta til personellfrakt. Dette kan gje samordningsgevinstar med Statoil si personellfrakt til Nornefeltet som allereie går frå Brønnøysund.

Operatøren vil leggje ein del funksjonar til Stavanger, men også ein god del til Helgeland. Dette gjev ein god balanse mellom å nytte eigen organisasjon, samtidig som det blir bygt opp ein organisasjon i tilknytning til Skarv i nærleiken av feltet. Denne løysinga gjev bod om interessante ringverknader og ei styrking av basemiljøet i Sandnessjøen og industrimiljøet på Helgeland. Departementet er positiv til denne løysinga for driftsorganisasjonen og baseverksemda på Skarv og sluttar seg til forslaget frå operatøren.

7 Konklusjonar og vilkår

Departementet sluttar seg til plan for utbygging og drift av Skarv i samsvar med planane operatøren har lagt fram og med dei merknadene som går fram av denne proposisjonen, og på følgjande vilkår:

1. Rettshavarane i Skarv skal gjennomføre eit program, gjerne i samarbeid med andre aktørar, som skal leggje til rette for å utvikle teknologi for overføring av store kraftmengder til produksjonsskip. Programmet skal bli forelagt styresmaktene innan utgangen av 2008.

Departementet gjev løyve til anlegg og drift av røyret frå Skarv til Åsgard transportsystem i samsvar med planane operatøren har lagt fram, med dei merknadene som går fram av denne proposisjonen, og på følgjande vilkår:

1. Rettshavarane finn ei løysning på reparasjonsberedskapen som oppfyller krava i tilknytingsavtalane med Gassled, t.d. medlemskap i Pipeline Repair System
2. Gassco må bli involvert i Skarv sine driftsførebuingar som gjeld forhold knytt til dagleg driftsovervaking, grensesnittprosedyrer og trykksikring av Gassled område B.
3. Rettshavarane i Skarv må medverka i det vidare arbeidet for å finne løysingar på utfordringane knytt til økt CO₂- og H₂S- innhald i gassen frå Haltenbanken.
4. Rettshavarane må gjennomføre ein risikoanalyse av røyrløysingsoperasjonen med ein oversikt over risikoreduserande tiltak som eventuelt må bli iverksett.
5. Departementet kan på eit seinare tidspunkt krevje oppretta eit eige interessentskap for røyret, sett saman av rettshavarane i utvinningsløyva til Skarv.
6. Departementet kan på eit seinare tidspunkt utpeike ny operatør for røyret.
7. Departementet kan på eit seinare tidspunkt regulere tariffar og andre vilkår for bruk av røyret.
8. Departementet vil på eit seinare tidspunkt kunne påleggje innlemming av gassrøyret frå Skarv til Åsgard transportsystem i Gassled. Etter eit slikt eventuelt pålegg skal partane forhandle fram vilkåra for innlemming. Dersom det ikkje blir semje om vilkåra for innlemming i Gassled innan rimeleg tid, kan departementet avgjere korleis innleminga skal skje, og fastsetje deltakardel til den einskilde i Gassled etter innleminga. Departementet vil fastsetje eigarfordeling og vilkår som, slik departementet vurderer det, gjev deltakarane rimeleg fortjeneste, mellom anna ut frå investering og risiko.
9. Løyve for gassrøyret gjeld til 2. februar 2033.

Olje- og energidepartementet

tilrår:

At Dykkar Majestet godkjenner og skriv under eit framlagt forslag til proposisjon til Stortinget om utbygging, anlegg og drift av Skarv.

Vi **HARALD**, Noregs Konge,

stadfester:

Stortinget blir bedt om å gjere vedtak om utbygging, anlegg og drift av Skarv i samsvar med eit vedlagt forslag.

Forslag
til vedtak om utbygging, anlegg og drift av Skarv

I

Stortinget samtykkjer i at Olje- og energidepartementet godkjenner plan for utbygging og drift av Skarv.

II

Stortinget samtykkjer i at Olje- og energidepartementet gjev løyve til plan for anlegg og drift av røyr frå Skarv.

Vedlegg 1

Høring av konsekvensutgreiinga for utbygging av Skarv

1 Høring av konsekvensutgreiinga

Forslag til program for konsekvensutgreiing for Skarv vart oversendt Olje- og energidepartementet 30. november 2005. Dette vart sendt på høring med frist 9. mars 2006. Departementet fastsette dette programmet 23. juni 2006. BP utarbeida deretter konsekvensutgreiing for Skarvprosjektet som operatøren sendte på offentlig høring 20. juli 2006 med høyringsfrist 13. oktober 2006. Operatøren gjorde deretter greie for korleis dei vil ta omsyn til høyringsuttalingane som var komt inn. Høyringsuttalingane vart gjennomgått på møte mellom departementet og BP 6. desember 2006.

Nedanfor følgjer ei oppsummering av merkna-dene frå høyringsinstansane med kommentarar frå utbyggjar og departementet.

1.1 Stavanger kommune

Utslepp til luft

Stavanger kommune oppfordrar til at BP vurderer å leggje føringar i val av fast farty som skal tene installasjonen slik at det eventuelt kan bli leigd inn eller kontrahert eit gassdrive forsyningsfarty.

Kommentar

BP vil i utgangspunktet søkje å få i stand eit samarbeid med Statoil for å inngå i den eksisterande forsyningsstenesten på Haltenbanken. Dersom BP skal kontrahere eit eige farty vektlegg BP HMS, i tillegg til tekniske og økonomiske forhold, med høge krav. Gassdrive farty er ikkje einaste måten å redusere utslepp til luft. BP har nyleg har inngått to langtidskontraktar for forsyningsfarty for felte sør i Nordsjøen, Ula, Valhall og Gyda. Desse fartya er utstyrt med katalysatorar på motorane. Saman med gevinstar på blant anna skrogform vil dette gje reduserte NOx-utslepp på rundt 90 prosent, det vil sei at dei to skipa i følge BP vil gje omtrent like låge utslepp som gassdrivne skip.

1.2 Møre og Romsdal fylke

Kraft frå land

Møre og Romsdal fylke (MRF) noterer seg at deira oppfordring om elektrifisering av Skarv er forkasta. Ei av grunngevingane i studiet er m.a. underskot i kraftbalansen innanlands. Samtidig viser dei til at vedtak om byggjing av gasskraftverk på Kårstø er gjeve etter at studiet er avslutta, og at det nå ligg føre planar om fleire gasskraftverk som kan avhjelpe kraftkrisa. Etter MRF sitt syn ligg det såleis nye vilkår som det bør takast omsyn til ved vurdering av CO₂-reinsing gjennom elektrifisering frå land.

Baseverksemd

MRF er uforståande til at Kristiansund, med helikopterbase og forsyningbase, ut frå eit bedriftsøkonomisk perspektiv, ikkje er valt som lokaliseringsstad for ei samla landbasert driftstøtte. Dei viser til at fordelane ved etablert infrastruktur, moglege reduksjonar i kostnader gjennom sams funksjonar, sams transport og samsegling til andre felt i Norskehavet, ville føre til at Kristiansund vart valt.

Kommentar

Kraft frå land

Operatøren har gjennomført ein studie der kraft frå land til feltet er vurdert. Dei viser til at det i dag ikkje finnest naudsynnte tekniske løysingar for å elektrifisere eit produksjonsskip med svivel på så djupt vatn. Ei slik teknisk løysing vil gjere at ein må ta ein straumkabel 370 meter opp frå botnen, gjennom svivelen og sende ca 80 MW ved 80kV ut av svivelen ved hjelp av sleperingar. Å utvikle og teste ut ei slik teknisk løysing fører med seg store tekniske utfordringar og usikkert tidsløp i forhold til framdrifta i prosjektet. Dette er hovudgrunnen til at kraft frå land til Skarv vart forkasta og nye planar om gasskraftverk ville ikkje endra konklusjonen.

Baseverksemd

BP viser til at ved reine bedriftsøkonomiske omsyn ville Stavanger kome best ut, med Kristiansund som nummer to. Dei største verknadene for samfunnet, særleg i form av regionale verknader, får ein ved å etablere basefunksjon og ein del driftsstøttefunksjonar i Sandnessjøen.

Departementet vurderer det slik at den valde løysinga gjev ein god balanse mellom kostnadseffektivitet og stimulans til regionale ringverknader.

1.3 Kristiansund kommune

Baseverksemd

Kristiansund kommune meiner at å velje ei delt løysing for driftsorganisasjonen der hovudtyngda blir lagt til Stavanger, med ei driftsstøtteining i Sandnessjøen bryt noko med mønsteret for å nytte allereie eksisterande base- og driftsmiljø.

Ringverknader

Med omsyn til dei ringverknadene for samfunnet som er skildra i konsekvensutgreiinga oppfattar Kristiansund kommune det slik at grunnlaget for å trekkje dei konklusjonane som er gjort med omsyn til effekt av lokalisering, er usikre. Kristiansund kommune gjentek difor kor viktig det er at ringverknader blir følgd opp av analysar for næringslivet i regionane.

Kommentar

Baseverksemd

Løysinga bryt ikkje med etableringsmønsteret når det gjeld basemiljø fordi det allereie er ein eksisterande helikopterbase i Brønnøysund og ein forsyningsbase i Sandnessjøen. Etablering av ei driftsstøtteining til ei etablert baseverksemd styrkjar den eksisterande basestrukturen, og er såleis ikkje noko brudd med denne.

Ringverknader

BP opplyser at grunnlaget for konklusjonane med omsyn til sysselsetjingsverknader av lokalisering i følgje konsekvensutgreiinga er gjort innanfor eit usikkerhetsspenn på 20-30 prosent, og at dette er det beste resultatet ein kan få med det modellgrunnlaget som finnest. BP vil i samarbeid med lokale kunnskapsorganisasjonar etterprøve dei samfunnsø-

konomiske anslaga i konsekvensutgreiinga. Når utbyggingsprosjektet er ferdig vil BP gjennomføre ei etterprøving av regionale og lokale vare- og tenesteleveransar, inkludert sysselsetjingseffekter. I driftsfasen vil det bli gjort ei evaluering etter to til tre års drift over kva deltaking det lokale og regionale næringslivet har oppnådd og kva ringverknader drifta har ført med seg.

1.4 Sør-Trøndelag fylkeskommune

Kraft frå land

Fylkesutvalet i Sør-Trøndelag meiner at spørsmålet om kraft frå land burde ha vore utgreia betre og meir omfattande. Fylkesutvalet meiner at krav om å finne nye løysingar på krafttilførselen til felta på norsk sokkel bør vere ein sentral del av vilkåra for å få utvinningsløyve. Drifta av Skarv vil føre med seg store CO₂-utslepp. Denne forureininga bør bli redusert gjennom krav om at det blir utvikla system for kraft frå land sidan dette er mogleg å få til teknisk.

Base- og driftsstruktur

Fylkesutvalet meiner at BP viser manglande vilje til å flytte heile driftsmiljøet ut frå Stavanger og kan ikkje akseptere dette. Dei meiner det strid både mot forutsetnadene som Stortinget har lagt for petroleumsverksemda og norsk lovgjevnad på området. Fylkesutvalet meiner denne legg opp til at heile landet skal få økonomiske gevinstar av petroleumsverksemda. I Soria Moria-erklæringa heiter det at «det vedtatte mønsteret for drifts- og basestruktur i oljesektoren skal ligge fast og brukes aktivt i forbindelse med nye utbygginger på sokkelen». Fylkesutvalet påpeiker at den modellen BP legg opp til må forutsette at driftsorganisasjonen blir lagt til Stjørdal.

Fylkesutvalet meiner også at vurderinga av Stjørdal som lokaliseringssstad for driftseininga er mangelfull. Analysen burde inneheldt grundigare utrekningar av samlokaliseringseffektar med etablerte driftsmiljø, kostnadene ved transport til og frå feltet, inkludert helikopterkostnader med utgangspunkt i Stjørdal og samordningsgevinstar knytta til basen i Kristiansund.

Fylkesutvalet meiner lokaliseringstudien manglar fleire lokaliseringmodellar, som basefunksjonar i Kristiansund og/eller på Helgeland og driftseining i Stjørdal. Fylkesutvalet meiner Stortinget ikkje kan godkjenne plan for utbygging og drift før dette er nærare vurdert og avklart.

Ringverknader

Fylkesutvalet meiner at det bør bli sett som vilkår for utbygginga av feltet at ringverknadene lokalt og regionalt av vare- og tenesteleveransane, blir etterpøvd i eit samarbeid med lokale kunnskapsmiljø ved driftsoppstart og etter tre til fem års drift.

Ilandføring av gass

Fylkesutvalet meiner at transportløysingar som også inkluderer ilandføring til Midt-Noreg må bli vurdert i samband med konsekvensutgreiingar.

CO₂

Fylkesutvalet saknar ei vurdering av om det er mogleg å deponere CO₂ og bruk av CO₂ til auka oljeutvinning i tilknytning til produksjonen på Skarvfeltet. Fylkesutvalet meiner nye utbyggingar på norsk sokkel må ha same krav til CO₂-handtering som utbyggingar på land.

Kommentar

Kraft frå land

BP har gjennomført ein studie der kraft frå land til feltet er vurdert. Dei viser til at det i dag ikkje finnest dei naudsynte tekniske løysingar for å elektrifisere eit produksjonsskip med svivel på så djupt vatn. Ei slik teknisk løysing vil gjere at ein må ta ein straumkabel 370 meter opp frå botnen og gjennom svivelen og sende ca 80 MW ved 80kV ut av svivelen ved hjelp av sleperingar. Å utvikle og teste ut ei slik teknisk løysing fører med seg store tekniske utfordringar og usikkert tidsløp i forhold til framdrifta i prosjektet.

Base- og driftsstruktur

BP har for små operasjonar i Noreg til å etablere to sjølvstendige driftsmiljø. I lokaliseringsstudien i konsekvensutgreiinga forklarar BP kvifor det ikkje er mogleg å flytte reservoarstyring, boring og brønnintervensjonar ut frå Stavanger. Selskapet er avhengige av å dra nytte av synergieffektar mellom driftsorganisasjonane sine i Stavanger og av å dele fagressursar mellom desse. BP meiner heller ikkje at løysinga bryt med etableringsmønsteret når det gjeld basemiljø. Det er allereie ein eksisterande helikopterbase i Brønnøysund og ein forsyningsbase i Sandnessjøen. BP ser heller ikkje at ein modell med

driftsstøtteining i Sandnessjøen skulle styrkje Stjørdal sin posisjon for å få resten av driftsorganisasjonen. BP sitt undergrunnsmiljø ligg i Stavanger, og ein ønskjer å hente ut synergieffektar ved å knyte undergrunnsaktivitetane opp mot dette. BP kan ikkje sjå at det er mogleg å hente ut slike synergieffektar ved ei etablering i Stjørdal. BP vil også påpeike at lokalisering av ei driftsstøtteining til Sandnessjøen er gjort nettopp for at større delar av landet skal nyte godt av ringverknadene på Skarv.

Når det gjeld helikopterbase i Stjørdal inngår ikkje dette som eit etablert basemiljø og er difor ikkje utgreia. I tillegg treng ikkje Skarv så mykje helikoptertransport at det er fornuftig å etablere ein ny helikopterbase i Stjørdal. Ved å lokalisere helikoptertransport i Brønnøysund vil BP nyte godt av samordningeffektar med Statoil sine operasjonar på Norne. Samlokaliseringseffektane med driftsmiljøet i Stjørdal er vurdert, men funne å vere små på grunn av at det her er to sjølvstendige oljeselskap som skal samarbeide. Dei samarbeidsgevinstane som er funne gjeld base, forsyningssteneste, beredskapsteneste og helikopterdrift.

Driftseining i Stjørdal kombinert med basefunksjonar på Helgeland er vurdert, men funne lite kostnadseffektivt. BP har ikkje vurdert basefunksjon i Kristiansund kombinert med driftsorganisasjon i Stjørdal fordi dette openbert vil vere mindre kostnadseffektivt enn å samlokalisere desse funksjonane i Kristiansund.

Ringverknader

BP vil i samarbeid med lokale kunnskapsorganisasjonar etterprøve dei samfunnsøkonomiske anslaga i konsekvensutgreiinga. Når utbyggingsprosjektet er ferdig vil det bli gjort ei etterprøving av regionale og lokale vare- og tenesteleveransar, inkludert sysselsetjingseffektar. I driftsfasen vil det bli gjort ei evaluering etter til tre års drift over kva deltaking det lokale og regionale næringslivet har oppnådd og kva ringverknader drifta har ført med seg.

Ilandføring av gass

Det er i dag ingen kundar i Midt-Noreg som kan motta gassen frå Skarv til ein konkurransedyktig pris. Det vil ikkje vere mogleg økonomisk å leggje opp til ei delt løysing der noko gass vert sendt til land i Midt-Noreg og noko går gjennom Åsgard transportsystem. Det er også viktig å påpeike at Skarv er eit olje- og gassfelt og kan difor ikkje føre brønnstraumen i fleirfasestraum til land for prosessering.

CO₂

Det er ikkje tilgjengeleg teknologi for CO₂-fangst frå avgass frå gassturbinar til havs og CO₂-innhaldet i den produserte gassen frå Skarv er for lågt til at eit aminanlegg tilsvarande det som finnest på Sleipner vil vere eit alternativ. Det er difor ikkje CO₂ tilgjengeleg for deponering. Det er heller ingen andre kjelder av CO₂ tilgjengeleg for injeksjon på Skarv på kort og mellomlang sikt. Skarv er hovudsakleg eit gassfelt med noko olje. BP har gjort ei grundig vurdering av både vassinjeksjon og gassinjeksjon. Avgjerda om gassinjeksjon framfor vassinjeksjon vart teken på grunnlag av heilskaplege vurderingar der både HMS, prosess- og boretekniske vurderingar og kostnader var inkludert. Gass vil bli injisert i reservoaret i ein periode på seks til sju år og blir produsert tilbake i slutten av produksjonstida for oljereservoaret. Kraftverk til havs og på land er underlagt dei same styrande lovar og direktiv med omsyn til utslepp til luft. Dei har bae krav om å nytte seg av beste tilgjengelege teknologi (BAT) som er godkjent for bruksområdet.

1.5 Nord-Trøndelag fylkeskommune og Stjørdal kommune

Nord-Trøndelag fylkeskommune og Stjørdal kommune har utarbeida høyringsuttalinga si i samarbeid med Møre og Romsdal fylke og Sør-Trøndelag fylkeskommune. Fylkesrådet i Nord-Trøndelag har følgjande uttalingar:

Base- og driftsstruktur

Fylkesrådet er sterkt ueinig i dei forutsetnadene BP legg til grunn for lokalisering av dei landbaserte driftsfunksjonane, særskilt gjeld dette at operatøren har lagt opp til å leggje store delar av driftsmiljøet for felta i Stavanger. Fylkesrådet krev at alle base- og driftsfunksjonar for Skarv skal bli lagt til Midt-Noreg eller Nord-Noreg. Fylkesrådet viser også til regjeringa si satsing på nordområda, som omfattar både Barentshavet og Norskehavet, og meiner det då er naturleg å leggje alle støttefunksjonane i Midt-Noreg og Nord-Noreg.

Ilandføring

Fylkesrådet peikar på at alle petroleumsressursane frå Skarv vil bli transportert vekk frå landsdelen, og meiner at dette fører til at det ikkje vert verdiskaping i regionen nærast ressursen.

CO₂

Fylkesrådet er skuffa over haldninga til BP når det gjeld utfordringane knytta til CO₂-utslepp frå produksjonen.

Kommentar

Base- og driftsstruktur

BP har for små operasjonar i Noreg til å etablere to sjølvstendige driftsmiljø. I lokaliseringsstudien i konsekvensutgreiinga forklarar BP kvifor det er ikkje er mogleg å flytte reservoarstyring, boring og brønnintervensjonar ut frå Stavanger. Selskapet er avhengige av å dra nytte av synergieffektar mellom driftsorganisasjonane sine i Stavanger og av å dele fagressursar mellom desse. BP meiner heller ikkje at løysinga bryt med etableringsmønsteret når det gjeld basemiljø. Det er allereie ein eksisterande helikopterbase i Brønnøysund og ein forsyningsbase i Sandnessjøen. BP ser heller ikkje at ein modell med driftsstøtteining i Sandnessjøen skulle styrkje Stjørdal sin posisjon for å få resten av driftsorganisasjonen. BP sitt undergrunnsmiljø ligg i Stavanger, og ein ønskjer å hente ut synergieffektar ved å knyte undergrunnsaktivitetane opp mot dette. BP kan ikkje sjå at det er mogleg å hente ut slike synergieffektar ved ei etablering i Stjørdal. BP vil også påpeike at lokalisering av ei driftsstøtteining til Sandnessjøen er gjort nettopp for at større delar av landet skal nytte godt av ringverknadene på Skarv.

Når det gjeld helikopterbase i Stjørdal inngår ikkje dette som eit etablert basemiljø og er difor ikkje utgreia. I tillegg treng ikkje Skarv så mykje helikoptertransport at det er fornuftig å etablere ein ny helikopterbase i Stjørdal. Ved å lokalisere helikoptertransport i Brønnøysund vil BP nytte godt av samordningeffektar med Statoil sine operasjonar på Norne. Samlokaliseringseffektane med driftsmiljøet i Stjørdal er vurdert, men funne å vere små på grunn av at det her er to sjølvstendige oljeselskap som skal samarbeide. Dei samarbeidsgevinstane som er funne gjeld base, forsyningssteneste, beredskapsteneste og helikopterdrift.

Driftseining i Stjørdal kombinert med basefunksjonar på Helgeland er vurdert, men funne lite kostnadseffektivt. BP har ikkje vurdert basefunksjon i Kristiansund kombinert med driftsorganisasjon i Stjørdal fordi dette openbert vil vere mindre kostnadseffektivt enn å samlokalisere desse funksjonane i Kristiansund.

llandføring

Det er i dag ingen kundar i Midt-Noreg som kan motta gassen frå Skarv til ein konkurransedyktig pris. Det vil ikkje vere mogleg økonomisk å leggje opp til ei delt løysing der noko gass vert sendt til land i Midt-Noreg og noko går gjennom Åsgard transportsystem.

Skarv vil, gjennom landbaserte støttefunksjonar, føre til verdiskaping i regionen. I utbyggingsfasen er det forventa at Skarv vil gje regional verdiskaping i Nordland på 400 mill. kroner fordelt over fire år. I driftsfasen er det forventa at Skarv vil føre til regional verdiskaping på omtrent 140 mill. kroner årleg.

CO₂

Kraftverk til havs og på land er underlagt dei same lovverk og direktiv med omsyn til utslepp til luft. Det er krav om å nytte beste tilgjengelege teknologi (BAT) som er godkjent for bruksområdet. Den teknologien som i dag er tilgjengeleg og godkjent for bruk til havs har ikkje same verknadsgrad som landbasert kraftproduksjon. Dette skuldast mellom anna plass- og vektgrenser.

1.6 Nordland fylkeskommune og Skarvutvalet i Nordland

Skarvutvalet i Nordland er sett saman av følgjande partar; Nordland fylkeskommune, kommunane Alstadhaug, Bodø, Brønnøy, Narvik, Rana og Vefsn i tillegg til NHO Nordland og LO Nordland.

Ringverknader

Skarvutvalet ønskjer at BP skildrar nærare kva som vil bli gjort, og kva verkemiddel som vil bli teke i bruk for å skape størst moglege regionale verknader med basis i driftsstøtteininga. Dei bed om at det blir lagt til rette for kompetanseutvikling og overføring av fleire oppgåver og funksjonar til basane i fylket.

Skarvutvalet ønskjer at det skal bli lagt til rette for størst mogleg del av regionale leveransar til leverandørverksemdene i Nordland. BP bør klargjere tydelegare kva potensial verksemdene i Nordland har for leveransar, og kva som skal til for å utløyse dette.

Miljøstandard

Skarvutvalet bed BP om å klargjere forskjellen mellom den miljøstandard som blir vald for

Skarv og den standarden som blir lagt til grunn i Forvaltningsplanen for Barentshavet og Lofoten.

Kommentar

Ringverknader

BP vil leggje vedlikehalds- og modifikasjonsplanlegging, logistikk og ein innkjøpsfunksjon til Sandnessjøen. BP har allereie begynt å leggje til rette for lokal og regional industri gjennom leverandørseminar og etablering av leverandørnett LOG Nord. Rekruttering av personell til havs skjer på ein nasjonal marknad. Erfaringa tilseier at regional del av personellet vil auke over tid. BP vil nytte seg av tilgjengeleg basestruktur i Sandnessjøen og avtalar vil bli inngått på vanleg forretningsgrunnlag.

Miljø

Hovudforskjellen i miljøstandard for Barentshavet og Lofoten og områda lengre sør er at ein i Barentshavet forventar null utslepp av produsert vatn og borekaks. Skarvutbygginga vil følgje dei krava som gjeld for regionen. Basert på ei heilskapleg miljøvurdering ser ikkje BP at det har ei hensikt å leggje seg på ein fysisk nullutsleppstandard sjølv om det hadde vore mogleg teknisk. BP legg BAT til grunn ved val av utbyggingsløyningar for å oppnå så god miljø- og energioptimal utbygging og drift som råd er. Det er ikkje funnen ein miljøgevinst ved fysisk nullutslepp av produsert vatn og vassbasert borekaks i forhold til dei valde løysingane. Reinjeksjon av produsert vatn vil føre med seg store utslepp til luft frå boring av dedikert brønn og frå pumping av produsert vatn ned i undergrunnen under drift. Transport av vassbasert borekaks til land vil også gje utslepp til luft frå transport og i tillegg vil avfallet vere eit stort volum som må bli handsama og deponert på land. Skarv planlegg å inngå i den regionale beredskapen på Haltenbanken.

1.7 Troms fylkeskommune

Ringverknader

Troms fylkeskommune påpeikar at det er viktig at BP vil bidra til å kvalifisere regionalt næringsliv til å ta ein større del av leveransane. Det må bli utarbeidd ei nærare skildring av korleis ei slik kvalifisering skal bli gjennomført. Landsdelen har ei rekkje aktørar innan miljø og beredskap. Vidareutvikling av miljøberedskapen er ein viktig forutsetnad for opning av nye olje- og gassfelt på

nordlandssokkelen og i Barentshavet. Troms fylkeskommune meiner også BP bør klargjere nærare kva aktørar som vil vere særleg aktuelle å bruke i tilknytting til Skarv. Troms fylkeskommune ønskjer også at BP i samarbeid med regionale styresmakter etablerer eit system for å måle og dokumentere dei regionale ringverknadene.

Kommentar

Ringverknader

Utbyggar har starta å leggje til rette for lokal og regional industri gjennom leverandørseminar og etablering av leverandørnett LOG Nord. Skarv planlegg å gå inn i den regionale beredskapen på Haltenbanken. BP er også medlem av NOFO, og det er ikkje forventa at det vil bli inngått fleire avtalar enn dei NOFO allereie har etablert. BP vil i samarbeid med lokale kunnskapsorganisasjonar etterprøve dei samfunnsøkonomiske anslaga i konsekvensutgreiinga. Når utbyggingsprosjektet er ferdig vil det bli gjort ei etterprøving av regionale og lokale vare- og tenesteleveransar, inkludert sysselsetjingseffekter. I driftsfasen vil det bli gjort ei evaluering etter to til tre års drift over kva deltaking det lokale og regionale næringslivet har oppnådd og kva ringverknader drifta har ført med seg.

1.8 Harstad kommune

Base- og driftsstruktur

Harstad kommune bed Regjering og Storting om å avvise ei delt løysing mellom Stavanger og Sandnessjøen når det gjeld drift av Skarvfeltet. Kommunen meiner nordnorske olje- og gassfelt skal ha all drift- og basestruktur i landsdelen. Ein fullverdig driftsorganisasjon i Harstad, forsyningsbase i Sandnessjøen og helikopter frå Brønnøysund vil styrkje oljemiljøet i nord og skape store ringverknader for samfunn og næringsliv. Harstad kommune meiner også at ei styrking av Harstad som nordnorsk oljesenter vil vere i tråd med nordområdesatsinga til regjeringa. Harstad kommune nyttar også høvet til å tilbakevise bildet skapt i konsekvensutgreiinga til BP av Harstad som ein by i stagnasjon. Byen har hatt folkevekst i både 2005 og 2006 og er inne i ei positiv utvikling.

Kommentar

Base- og driftsstruktur

BP har for små operasjonar i Noreg til å kunne etablere to sjølvstendige driftsmiljø. Selskapet er avhengig av å dra nytte av synergieffektar mellom driftsorganisasjonane sine i Stavanger og av å dele fagressursar mellom desse. BP ser på den foreslåtte lokaliseringsløysinga som å vere i tråd med dei signala Stortinget og Regjeringa tidlegare har gjeve og meiner den ikkje bryt med det etablerte mønsteret for drifts- og basestruktur. Det er allereie etablert ein helikopterbase i Brønnøysund og ein forsyningsbase i Sandnessjøen. Utbyggar viser til at det i konsekvensutgreiinga konsekvent er brukt data frå 1. januar 2005.

1.9 Arbeids- og inkluderingsdepartementet

Arbeids- og inkluderingsdepartementet har innhenta uttaling frå Petroleumstilsynet. Petroleumstilsynet har ingen merknader til forslaget til konsekvensutgreiing. Arbeids- og inkluderingsdepartementet har ingen ytterlegare merknader.

1.10 Fiskeridirektoratet

Arealdekkjing

Fiskeridirektoratet peikar på at det ikkje går fram i konsekvensutgreiinga om røyra mellom produksjonsskipet og dei ulike produsentane på havbotnen skal bli gravd ned i sjøbotnen, om det er planlagt at dei skal bli beskytta på annan måte eller om dei skal liggje ubeskytta på botnen.

Korallar

Fiskeridirektoratet påpeikar også at det både i samband med utplassering av undervassinstallasjonar og røyr er viktig at sjøbotnen vert kartlagt slik at ein unngår å leggje røyr eller at det blir dumpa stein over eventuelle konsentrasjonar av korallar.

Kommentar

Arealdekkjing

Utbyggar viser til at omfanget av nedgraving og grusleggjing av feltrøyr ikkje var klarlagt før konsekvensutgreiinga var ferdig. Røyra mellom produksjonsskipet og produsentane vil i utgangspunktet liggje ubeskytta på havbotnen. Eksportrøyret vil bli

steindumpa i visse delar av traséen. Utbyggar påpeiker at sidan det hovudsakleg foregår linefiske i området er det ikkje forventa negative konsekvensar på grunn av feltrøyr eller eksportrøyr.

Korallar

I følgje utbyggar har det blitt gjort fleire undersøkingar av havbotnen i området som også har inkludert kartleggjing av korallar. På bakgrunn av dette vart det utarbeida kart som inkluderer alle korallfunn og desse karta er blitt brukt for å unngå at undervassinstallasjonar og røyr blir lagt til område med korallforekomstar. Utbyggar sin framgangsmåte og strategi er diskutert med Havforskningsinstituttet og denne dialogen vil fortsetje vidare i prosjekteringsfasen.

1.11 Noregs fiskarlag

Utslepp til sjø

Noregs Fiskarlag vil peike på at det i konsekvensutgreiinga vert uttala «gitt et maksimalt bidrag til de totale produsert vann-utslippene i regionen på under 1% av Skarvutbyggingen, forventes ikke miljømessig målbare effekter av produsert vannutslipp frå feltet». Noregs Fiskarlag meiner dette ikkje er i samsvar med tidlegare dokumentasjon frå Nordsjøen. Dei ser at det kan vere vanskeleg å måle dei totale utsleppa av produsert vatn sin effekt på miljøet, men det er den totale belastninga som må bli vurdert i forhold til tiltak som blir iverksett. Noregs Fiskarlag krev at ein vurderer om det er grunnlag for å iverksetje tiltak som gjev null miljøpåverknad frå denne utbygginga.

Kommentar

Utslepp til sjø

Utbyggar viser til at Oljeindustriens landsforening, i samarbeid med Olje- og energidepartementet har ansvaret for å oppdatere dei regionale konsekvensutgreiingane. Utbyggar har gjort ein analyse for å vurdere og samalikne handtering av produsert vatn. Analysen konkluderte at reinsing og utslepp var best i dette tilfellet på bakgrunn av følgjande:

- Låge vassvolum
- Lågt forbruk og dermed låge utslepp av kjemikalier

- EIF-verdi¹ for utslepp til sjø er rekna til å vere svært låg.
- Ein dedikert reinjeksjonsbrønn vil gje auka utslepp til sjø og luft frå boring
- Reinjeksjon fører med seg auka utslepp til luft fordi pumpene som pumpar vatnet tilbake er kraftkrevjande. Det reinjiserte vatnet vert ikkje brukt som trykkstøtte og reinjisering er dermed berre for å deponere vatnet.
- BAT vil bli brukt for å reinse vatnet før det blir slept til sjø. Det vil bli lagt opp til at reinjeksjon av produsert vatn kan bli inkludert på eit seinare tidspunkt.

1.12 Miljøverndepartementet

Miljøverndepartementet støttar hovudtrekka i høyringsuttalingane frå Statens forurensingstilsyn og Direktoratet for naturforvaltning (DN). Miljøverndepartementet ønskjer eit betre grunnlag for å ta ei avgjerd når det gjeld val av injiseringsløyseing. Dei bed difor om at det blir gjennomført ein grundigare analyse av moglegheiter for vassinjeksjon med tilretteleggjing for CO₂-injeksjon på eit seinare tidspunkt. Miljøverndepartementet bed også om at utbyggar tek kontakt med DN ved eventuelle funn av korallar.

Kommentar

Utbyggar har gjort ei grundig vurdering av både vassinjeksjon og gassinjeksjon. Avgjerda om gassinjeksjon framfor vassinjeksjon vart teken på grunnlag av ei heilskapleg vurdering der både HMS, prosess- og boretekniske vurderingar og kostnad inngjekk. Det er ikkje tilgjengeleg teknologi for CO₂-fangst frå avgass frå gassturbinar til havs og CO₂-innhaldet i den produserte gassen frå Skarv er for lågt til at eit aminanlegg tilsvarande det som finnest på Sleipner vil vere eit alternativ. Sleipner reduserar CO₂-innhaldet i gasstraumen frå ni prosent til tre prosent. Gassen frå Skarv inneheld to til tre prosent CO₂. Det er difor ikkje CO₂ tilgjengeleg for deponering. Det er heller ingen andre kjelder av CO₂ tilgjengeleg for injeksjon på Skarv på kort og mellomlang sikt.

Det er identifisert korallar i området og det er etablert eit samarbeid mellom utbyggar og Havforskningsinstituttet for å handtere dette så godt som råd er. Utbyggar vil også gje DN tilgang til kart og planar.

¹ Environmental Impact Factor

1.13 Statens forurensingstilsyn

Statens forurensingstilsyn (SFT) bed om at utbygger ved val av utbyggingsløyser leggjast BAT til grunn for å oppnå ei så god miljø- og energioptimal utbygging og drift som råd er. SFT bed i tillegg om at det i vurderingane av avbøtande tiltak for å redusere utslipp og beskytte naturmiljøet blir teke omsyn til moglege framtidige aktivitetar i området.

Utslepp til luft

SFT leggjast også til grunn at utbygger ved val av borerigg leggjast vekt på at denne har dieselmotorar med høg verknadsgrad, lågt forbruk av diesel samt reduserte NO_x-utslipp. Vidare leggjast SFT til grunn at det vert nytta diesel med så lågt svovelinnhald som mogleg slik at utslipp av svovel vert minimert. SFT leggjast også til grunn at utbygger ved val av turbinar brukar DLE-teknologi både for turbinar som går berre på gass, og for dei som kan gå både på væske og gass.

Utslepp til sjø

SFT minner om at kravet i HMS-forskriftene om at konsentrasjon av olje i vatn som blir slept ut til sjø skal vere så lågt som mogleg. SFT forutset at utbygger gjer ei heilskapleg vurdering av kva løysering som vil tene miljøet best.

Arealdekkjing

I samband med leggjing av røyr, plassering av anker samt utslipp av vassbasert kaks minner SFT om at i tillegg til utbreiing av korallar må det takast omsyn til utbreiinga av svampar og andre organismar som lever på havbotnen i området.

Miljørisiko

SFT forventar også at utbygger vil utføre naudsynte miljörisikoanalysar og ha dekkjande beredskapsplan før aktivitetane startar.

Kommentar

Utbygger leggjast BAT til grunn for å oppnå ei så miljø- og energioptimal utbygging og drift som råd er.

Utslepp til luft

Utbyggaren vil nytte ein heilt ny borerigg som for tida er under bygging. Motorane vil vere effektive og ha lågare utslipp enn riggar som vert nytta i dag. Dei planane som ligg føre no er å nytte to kombinert gass/væske DLE-turbinar og to gass DLE-turbinar. Dersom det oppstår problem med dei kombinerte gass/væske-turbinane kan desse bli gjort om til reine gass-DLE-turbinar.

Utslepp til sjø

Utbygger viser til at Oljeindustriens landsforening, i samarbeid med Olje- og energidepartementet har ansvaret for å oppdatere dei regionale konsekvensutgreiingane. Utbygger har gjort ein analyse for å vurdere og samalikne handtering av produsert vatn. Analysen konkluderte at reinsing og utslipp var best i dette tilfellet på bakgrunn av følgjande:

- *Låge vassvolum*
- *Lågt forbruk og dermed låge utslipp av kjemikalier*
- *EIF-verdi for utslipp til sjø er rekna til å vere svært låg.*
- *Ein dedikert reinjeksjonsbrønn vil gje auka utslipp til sjø og luft frå boring.*
- *Reinjeksjon fører med seg auka utslipp til luft fordi pumpene som pumpar vatnet tilbake er kraftkrevjande. Det reinjiserte vatnet vert ikkje brukt som trykkstøtte og reinjisering er dermed berre for å deponere vatnet.*
- *BAT vil bli brukt for å reinse vatnet før det blir slept til sjø. Det vil bli lagt opp til at reinjeksjon av produsert vatn kan bli inkludert på eit seinare tidspunkt.*

Arealdekkjing

Utbyggaren vil i alle aktivitetar søkje å redusere påverknad av havbotnen. Det er identifisert korallar i området og det er etablert eit samarbeid mellom utbygger og Havforskningsinstituttet for å handtere dette så godt som råd er. Utbygger vil også gje DN tilgang til kart og planar. Desse karta blir også brukt for å unngå at undervassinstallasjonar og røyr blir lagt til område med korallførekomstar.

Miljørisiko

Miljörisikoanalyse er utført og beredskapsplanen er under utarbeiding.

1.14 Direktoratet for naturforvaltning

Korallar

Direktoratet for naturforvaltning (DN) saknar ei vurdering av totalomfanget av dei korallressursane og andre sårbare botnhabitat som ein kan forvente blir øydelagt eller påverka.

Sjøfugl

DN påpeikar også at influensområdet av eventuelle utslepp omfattar fleire av dei aller viktigaste områda for sjøfugl i heile Noreg, men dei meiner at konsekvensane for desse områda og artane ikkje er skildra i konsekvensutgreiinga. DN viser også til at utbyggar viser bestandsreduksjon av lunde ved ulike utslepp, men at det ikkje er skisert kva dette i så fall betyr for arten. DN viser også til at ein innanfor influensområdet finn nordleg sildemåke, som er ein av dei mest trua artane i Noreg. DN meiner at konsekvensane for denne og andre sentrale fugleartar og sjøpattedyrartar ikkje er utgreia.

Miljørisiko

DN meiner at bakgrunnen for utrekningane av risikonivået er vanskeleg tilgjengeleg og burde vore skildra tydelegare.

Verneområde

DN reagerer på at konsekvensane for dei verneområda som ligg i influensområdet ikkje er skildra i konsekvensutgreiinga.

Kommentar

Korallar

Utbyggaren vil i alle aktivitetar søkje å redusere påverknad av havbotnen. Det er identifisert korallar i området og det er etablert eit samarbeid mellom utbyggar og Havforskningsinstituttet for å handtere dette så godt som råd er. Utbyggar vil også gje DN tilgang til kart og planar. Desse karta blir også brukt for å unngå at undervassinstallasjonar og røyr blir lagt til område med korallførekomstar.

Sjøfugl

Utbyggar seier at konsekvensar for sjøfugl, marine pattedyr og sårbare område er knytta til hendingar

med akutte utslepp av olje. Desse forholda er hand-sama i konsekvensutgreiinga. Utbyggar viser til at utvalget av artar som det er berekna konsekvensar for i hovudsak er grunngjeve i korvidt dei er i området og kor sårbare dei er for olje. Utbyggar vil inkludere nordleg sildemåke, samt marine pattedyr som havert og steinkobbe i miljørisikoanalysen.

Miljørisiko

Utbyggar viser til at miljørisikoanalysen er utført i samsvar med den rettleiinga som er gjeven av OLF. I miljørisikoanalysen for Skarv er både metode og resultat grundig dokumentert, og utbyggar har sagt seg villig til å gjere miljørisikoanalysen tilgjengeleg.

Verneområde

Utbyggar viser til at effektar på strandområde generelt er inkludert i miljørisikoanalysen og har låg forventet miljørisiko. Verneområde vil dessutan ha høgaste prioritet i forhold til oljevernberedskap og under ein eventuell oljevernaksjon.

1.15 Havforskningsinstituttet

Utslepp til sjø

Havforskningsinstituttet bed utbyggar gjere greie for kva ei ALARP-vurdering betyr og prinsippa bak denne. Havforskningsinstituttet ønskjer i utgangspunktet ei løysing med reinjisering av det produserte vatnet, og vil gjerne sjå gode og overbevisande argument dersom den alternative løysinga med utslepp til sjø blir valt.

Korallar og arealdekkjing

Havforskningsinstituttet viser til at utbyggar har opplyst at under legging av røyra vil det fortrinnsvis bli nytta røyrleggjingsfarty som nyttar dynamisk posisjonering. Dei viser til at utbyggar difor hevdar at det ikkje vil vere fare for påverknad på sjøbotnen og eventuelle korallar frå anker på røyrleggjingsfarty. Havforskningsinstituttet viser til at overvaking skal gjennomførast for å skildre effektane på faunaen på sjøbotnen. Dei bed om at denne overvakinga blir gjort grundig slik at det blir framskaffa god dokumentasjon både av effektane av dei fysiske installasjonane og eventuelle nedslammingseffektar frå boreoperasjonane.

Kommentar**Utslepp til sjø**

Utbygger har utført ei vurdering av dei totale miljøpåverknadene av ulike løysingar av handtering av produsert vatn for å evaluere kva alternativ som heilskapleg vil tene miljøet best. ALARP-vurdering tyder «As low as reasonably practicable». Denne analysen viste at reinsing og utslepp vil vere den beste løysinga på bakgrunn av følgjande forhold:

- Låge vassvolum
- Lågt forbruk og dermed låge utslepp av kjemikaliar
- EIF-verdi for utslepp til sjø er rekna til å vere svært låg.
- Ein dedikert reinjeksjonsbrønn vil gje auka utslepp til sjø og luft frå boring.
- Reinjeksjon fører med seg auka utslepp til luft fordi pumpene som pumpar vatnet tilbake er kraftkrevjande. Det reinjiserte vatnet vert ikkje brukt som trykkstøtte og reinjisering er dermed berre for å deponere vatnet.

- BAT vil bli brukt for å reinse vatnet før det blir slept til sjø. Det vil bli lagt opp til at reinjeksjon av produsert vatn kan bli inkludert på eit seinare tidspunkt.

Korallar og arealdekkjning

Alle dei feltinterne røyra mellom produksjonsskipet og rammene på havbotnen vil bli lagt med eit dynamisk posisjonert farty. Eksportrøyret er av ein slik diameter at det berre er eit fåtal farty på verdsbasis som kan utføre eit slikt oppdrag. Berre eitt av desse fartya har dynamisk posisjonering. Utbygger vil gå gjennom ein anbudsprosess der både tekniske-, HMS- og økonomiske vurderingar blir gjort. Der som eit farty med anker blir valt vil det bli sett i verk prosedyrar som gjer at påverknad av ankerkjettingane på havbotnen blir redusert. I tillegg vil det bli utført ein forstudie med undersøkjing av ankerlokkasjonane for å sikre at ingen korallrev blir skada. Havforskningsinstituttet vil bli bedd om å bidra i utarbeiding av eit overvakingsprogram og i sjølve analysen av resultata.



