



Huldra

Konsekvensutredning

Vedlegg til plan for
utbygging og drift

Desember 1997



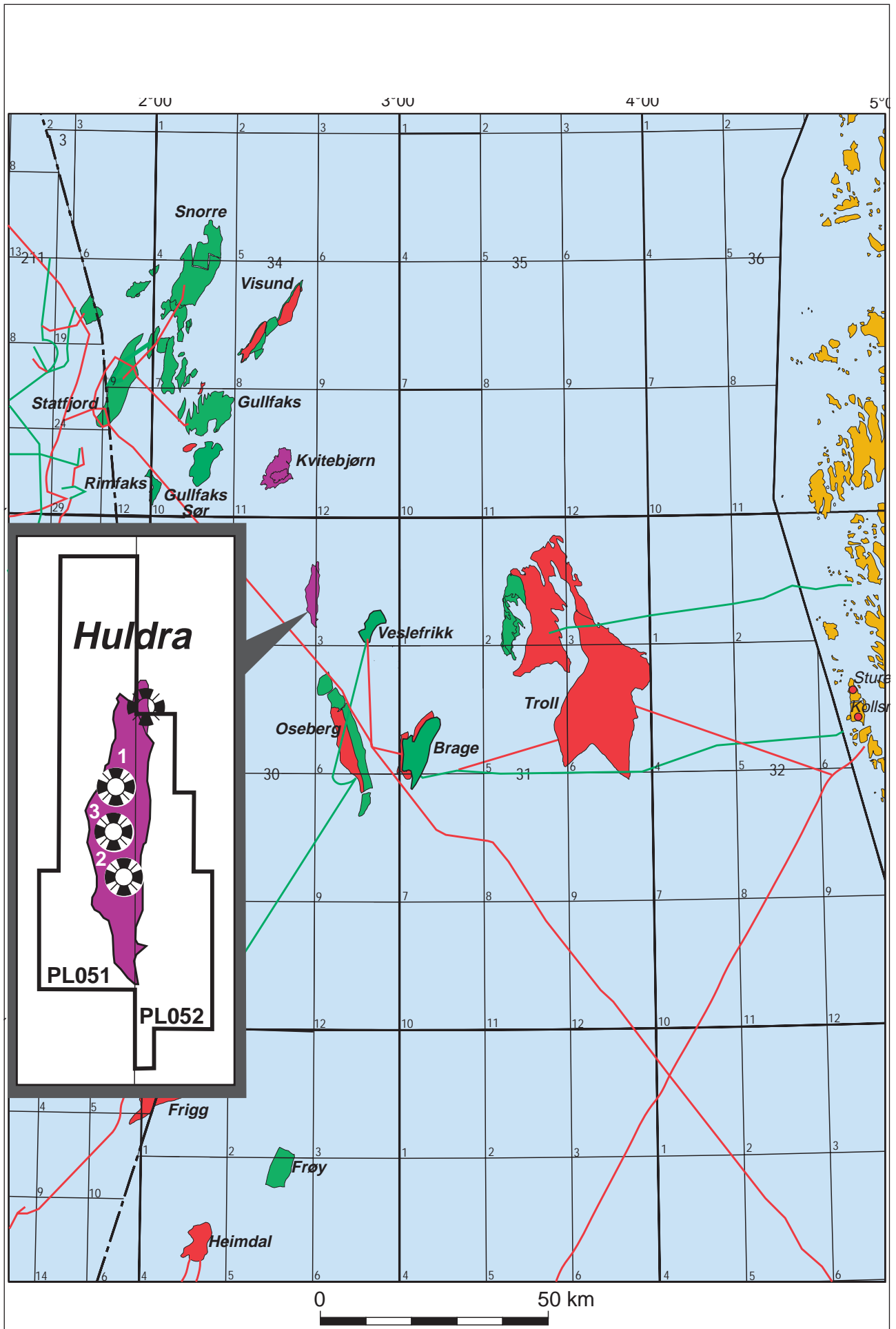
Konsekvensutredning

HULDRA

Desember 1997

Innhold

Sammendrag og konklusjon	5	5. Konsekvenser for fiskeri ved utbygging og drift av Huldra-feltet	21
1 Innledning	7	5.1 Generelt.....	21
1.1 Huldra-feltet.....	7	5.2 Fiskeriaktivitet i området omkring Huldra	22
1.2 Lovverkets krav til konsekvensutredning	7	5.3 Arealrapport ved utbyggingen	22
1.3 Formålet med konsekvensutredningen.....	7	5.4 Virkninger for fiskeriene	23
1.4 Prosess, saksbehandling, tidsplan	8	5.5 Vurdering av alternativer	24
1.5 Annet lovverk	8	6 Samfunnsmessige konsekvenser	25
2 Sammendrag av planer for utbygging og drift	9	6.1 Investerings- og driftskostnader for Huldra.....	25
2.1 Generelt	9	6.2 Samfunnsmessig lønnsomhet	25
2.2 Lisensforhold	9	6.2.1 Inntekter	25
2.3 Letehistorie	9	6.2.2 Kostnader	25
2.4 Dreneringsstrategi og reserver.....	9	6.2.3 Samfunnsmessig lønnsomhet ved utbygging av Huldra.....	25
2.5 Bore- og brønntekniske forhold	9	6.3 Leveranser av varer og tjenester til Huldra	26
2.6 Anbefalt utbyggingsløsning.....	10	6.3.1 Utbyggingens innvirkning på investeringsnivået på norsk kontinentalsokkel	26
2.7 Transportløsning.....	10	6.3.2 Vare- og tjenesteleveranser til utbygging av Huldra	27
2.8 Drift og vedlikehold	11	6.3.3 Vare- og tjenesteleveranser til drift av Huldra.....	29
2.9 Helse, miljø og sikkerhet (HMS).....	11	6.4 Sysselsettingsmessige virkninger av utbygging og drift av Huldra	29
2.10 Organisering og gjennomføring	11	6.4.1 Beregningsmetodikk	29
2.11 Nedstenging og fjerning av installasjonene	11	6.4.2 Sysselsettingsmessige virkninger i utbyggingsfasen.....	30
2.12 Økonomisk analyse.....	11	6.4.3 Sysselsettingsmessige virkninger av Huldra i driftsfasen.....	30
2.13 Områdevurderinger.....	12	7 Oppfølgende tiltak og undersøkelser	31
3 Sammenfatning av høringsuttalelser	13	7.1 Oppfølging av tiltak i konsekvensutredningen	31
3.1 Miljømessige problemstillinger.....	13	7.2 Planer for miljøovervåkning på Huldra-feltet	31
3.2 Problemstillinger knyttet til fiskerimessige forhold:	13	VEDLEGG A: Regional konsekvensutredning for Tampen-området Norsk Hydro - desember 1995	
3.3 Samfunnsmessige problemstillinger	13	VEDLEGG B: Oppdatering til "Regional konsekvensutredning for Tampen-området"	
4 Miljømessige konsekvenser	15		
4.1 Generelt	15		
4.2 Virkninger for miljø i utbyggingsfasen.....	15		
4.3 Utslipp til luft ved ordinær drift.....	16		
4.4 Utslipp til sjø ved ordinær drift.....	17		
4.5 Akutte utslipp	18		
4.6 Behandling av avfall.....	19		
4.7 Oppsummering av miljømessige virkninger av hovedalternativet.....	19		
4.8 Vurdering av alternative utbyggingsløsninger.....	19		



Figur 1 Huldra-feltets lokalisering

Sammendrag og konklusjon

Generelt

I henhold til Petroleumlovens bestemmelser er det utarbeidet en konsekvensutredning som dekker utvikling av gass- / kondensat-feltet Huldra. Feltet ligger ca. 16 km vest for Veslefrikk-feltet; se figur 1.

Forslag til utredningsprogram for konsekvensutredningen ble utarbeidet av Statoil og sendt på høring av Olje- og energidepartementet (OED) den 10.3.1997. Høringsfrist ble satt til 21.4.1997. Utredningsprogrammet og innkomne merknader fra høringsinstansene danner grunnlaget for denne konsekvensutredningen.

I henhold til utredningsprogrammet og høringsinstansenes merknader er det i denne utredningen lagt vekt på regionale betraktninger i konsekvensutredningsarbeidet. Det ble i 1995 utarbeidet en regional konsekvensutredning for Tampenområdet som diskuterer konsekvensene av den samlede petroleumsvirksomheten i hele dette området. Utredningen er utarbeidet av Norsk Hydro, Saga og Statoil i samarbeid på initiativ fra det daværende Nærings- og energidepartementet (NOE). Norsk Hydro ledet arbeidet.

Konsekvensutredningen for Huldra-feltet bygger på "Regional konsekvensutredning for Tampenområdet". Den regionale utredningen følger derfor konsekvensutredningen som et fast vedlegg (Vedlegg A). Det er i tillegg utført prosjektspesifikt utredningsarbeid på områder som ikke dekkes av den regionale utredningen eller for å gi utfyllende informasjon.

Utslppsprognosene for feltene i Tampenregionen er noe endret siden "Regional konsekvensutredning for Tampenområdet" var ferdigstilt i desember 1995. Det er derfor gjennomført en oppdatering av datagrunnlaget for de mest sentrale parametrene. Dette er presentert i vedlegg B til denne utredningen.

Feltutbyggingsplaner

Planene som nå legges frem omhandler gassleveranser fra Huldra-feltet samt tilhørende kondensatproduksjon, med oppstart 01.08.2000 og start av kommersielle gassleveranser fra 01.10.2000.

Feltets utvinnbare mengder er anslått til 19,4 mrd Sm³ tørr salgsgass, 0,14 mill tonn LPG (Liquid Petroleum Gas) og 7,4 mill Sm³ olje/kondensat. Total produksjonsperiode er antatt å bli 8-10 år.

Det planlegges utbygging av feltet med en brønnhodeplattform med et enkelt prosessanlegg som splitter gass og kondensat for videre transport i separate rør. Tilknytningspunkt for gass er Kollnes i Øygarden kommune i Hordaland, mens kondensatet transporteres til Veslefrikk-feltet.

Utbyggingsløsningen baseres på at trykkenergien i reservoaret utnyttes til å transportere gass

og kondensat i rør fram til sluttbehandling på mottaksstedene. Deretter går produktene inn i den etablerte infrastrukturen for eksport av gass og olje fra norsk sokkel.

Plattformen på Huldra-feltet planlegges å bli drevet uten permanent bemanning, fjernstyrt fra et av tilknytningsstedene. Ansvar for drift og vedlikehold vil bli lagt til en av Statoils eksisterende driftsorganisasjoner.

Miljømessige virkninger

"Regional konsekvensutredning for Tampenområdet" (desember 1995) har vært et viktig grunnlag i arbeidet med konsekvensutredningen for Huldra. Da utbyggingen skal finne sted i et område med flere større etablerte og planlagte feltutbygginger, er det lagt vekt på å relatere tilleggsvirkninger utbyggingen kan medføre lokalt og regionalt til det nåværende og framtidige totalbildet.

Vurderingene i konsekvensutredningen bygger på grunnlag fra "Regional konsekvensutredning for Tampenområdet", konsekvensutredninger for nærliggende felt samt miljøovervåkingsundersøkelser i forbindelse med driften av disse. Statoil mener ut fra dette arbeidet at Huldra-utbyggingen vil ha små eller begrensede negative virkninger for miljø-, samfunns- og fiskerimessige forhold.

Utslipp til luft

Effekter er knyttet til utslipp av NO_x, VOC og CO₂. Tilleggseffektene fra Huldra-feltet med de valgte tilknytningssteder, er små og antakelig ikke registrerbare, spesielt siden hoveddelen av energien til å transportere hydrokarbonene bort fra feltet blir skaffet tilveie fra reservoartrykket i feltet i stedet for å produsere energi til kompressorer på plattform med f.eks. gassturbiner. På mottaksstedene fyller produksjonen fra Huldra tildels opp ledig prosesserings- og transportkapasitet, og utslippene fra Huldra får sin forholdsvis andel av totalutslippene.

Utslipp til sjø

Fra boring av produksjonsbrønnene vil det bli utslipp av vannbasert boreslam og kaks. Hvis oljeholdig slam skal benyttes vil kaks og restprodukter enten bli reinjisert eller bli ilandført for behandling og deponering som spesialavfall.

Produsert vann som tas ut i prosessen på Huldra-plattformen reinjiseres i Utsiraformasjonen på Huldra. Små mengder produsert vann følger med den delvis prosesserte gass- og kondensatstrømmen til mottaksstedene, og vil der gå inn i de respektive anlegg for produsert vann. Utslipp av små mengder drenasjevann og oppvarmet kjølevann o.l., vil ikke kunne gi merkbare effekter.

Akutt utslipp av olje / kondensat

Tidligere studier (f.eks. Sleipner Vest) og forsøk har vist at kondensat med sammensetning tilsvarende som for Huldra, fordampes meget hurtig fra

havoverflaten ved et eventuelt uhell. Maksimalt en times levetid forventes av et kondensatflak før det er fordampet / oppløst. Sannsynligheten for slike uhell er lav og den maksimale utslippsraten fra plattform / rørledninger er liten, slik at forventede uhellskonsekvenser blir begrenset og lokale rundt uhellsstedet.

Virkninger for fiskeri

Det vil bli søkt om permanente sikkerhetssoner eller begrensingsområder rundt brønnhodeplattformen i driftsfasen. Rørledningene vil bli å betrakte som overtrålbare.

Ved Huldra-feltet drives kun et sporadisk industri-trålfiske. Det regnes med begrensede konsekvenser av arealbeslaget (4 - 6 km²) fra brønnhodeplattformen.

Konsumtråling vil være det viktigste fisket i området nær Huldra. Konsumtrålfisket etter sei har ligget nede i de senere år pga. den svake bestands-situasjonen. Konsekvensene er avgrensede siden arealbeslaget pga. plattformen utgjør 1 - 1,5 km² for denne typen fiske.

Statoil vil legge opp til en dialog med fiskerimyndighetene om gjennomføringsplanene for utbyggingen.

Samfunnsmessige konsekvenser

Investeringene i Huldra-utbyggingen inklusive transportsystemer og utstyr på tilknytningsstedene, er beregnet til ca. 4,3 milliarder NOK 97. Samlede årlige driftskostnader er anslått til ca. 120

millioner NOK 97. Utbygging av Huldra-feltet vil gi oppdrag til norsk næringsliv og vil bidra til å opprettholde aktivitetsomfanget innen norsk off-shorerettet næringsliv de nærmeste årene. Den norske andelen av varer og tjenester er anslått til nær 2,0 milliarder NOK 97. Fordelt over hele utbyggingsperioden antas dette å gi en samlet sysselsettingseffekt på tilsammen 5600 årsverk, inklusive indirekte virkninger. Hovedaktiviteten vil være i årene 1998 - 2000.

I driftsfasen vil norske leveranser av varer og tjenester utgjøre ca. 50 mill. NOK 97 pr. år. Direkte sysselsettingseffekt av dette vil totalt være i størrelsesorden 150 årsverk, inklusive indirekte virkninger.

Statoil vil ha behov for ca. 20 årsverk for å drive feltet og dette kan antakelig tas ut fra eksisterende driftsorganisasjoner uten å øke antallet ansatte.

Huldrafeltet har marginal bedriftsøkonomisk lønnsomhet, men vil gi vesentlige inntekter til staten.

Konklusjon

Den mest vesentlige konsekvens av utbygging og drift av Huldra-feltet er positiv i form av at prosjektet vil gi oppdrag for norsk næringsliv som resulterer i en betydelig sysselsettingseffekt.

Det er ikke påvist enkeltkonsekvenser eller sum av konsekvenser for miljø- og naturressurser som har så stort negativt omfang at det vil reise spørsmålet om Huldra-feltet bør utbygges eller ikke.

1 Innledning

På vegne av partnerne i utvinningslisens PL051/052 har Statoil utarbeidet "Plan for utbygging og drift" (PUD) med tilhørende konsekvensutredning (KU) for Huldra-feltet.

Den foreliggende konsekvensutredning oppsummerer de viktigste konsekvensene for miljø, naturressurser og samfunn ved en utbygging av Huldra-feltet. Konsekvensutredningen er basert på den anbefalte utbyggingsløsning og skisserer også konsekvensene av alternative utbyggingsløsninger som har vært aktuelle under planprosessen.

1.1 Huldra-feltet

Huldra-feltet er et gass- og kondensatfelt som ligger i den nordlige delen av Nordsjøen mellom Gullfaks- og Osebergfeltet i oljeblokkene 30/2 og 30/3. Feltet ligger omlag 125 km vest av utløpet av Sognefjorden og 16 km vest av Veslefrikk, se figur 1. Huldra planlegges utbygget med en brønnhodeplattform med en enkel prosess som splitter gass og kondensat for transport i separate rørledninger. Gass og kondensat er planlagt overført til henholdsvis Kollsnes og Veslefrikk for videre behandling til salgsprodukter.

1.2 Lovverkets krav til konsekvensutredning

Plan for utbygging og drift (PUD) av Huldra-feltet er utarbeidet i henhold til Petroleumslovens § 23 og § 24. Dette lovverket krever bl.a. at det skal utarbeides en konsekvensutredning før prosjektet igangsettes. Konsekvensutredningen er utarbeidet i samsvar med eksisterende lover og retningslinjer.

1.3 Formålet med konsekvensutredningen

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

Konsekvensutredningen er en integrert del av Statoils planleggings- og beslutningsprosesser, og skal sikre at forhold knyttet til samfunn, miljø og naturressurser blir inkludert i prosjektarbeidet på linje med teknisk-/økonomiske og sikkerhetsmessige forhold. Konsekvensutredningen skal være med på å etablere et grunnlag for å belyse og analysere de spørsmål som er relevante både for den interne og eksterne beslutningsprosess.

Konsekvensutredningen skal også dekke vesentlige sider av prosjektets informasjonsbehov og gi omgivelsene adgang til å påvirke utformingen av prosjektet.

Huldra-feltet ligger i den nordlige delen Nordsjøen, nær Tampenområdet, og tett opp til feltene

Oseberg, Veslefrikk, Gullfaks, Statfjord og Snorre. En meget stor andel av norsk olje- og gassproduksjon foregår her innenfor et relativt begrenset geografisk område.

Konsekvenser av olje- og gassproduksjon fra dette området er godt kjent fra tidligere utredningsarbeid. Sentrale myndigheter har gjennom tillatelser til leteboring og tildeling av utvinningstillatelser allerede foretatt en avveining av de viktigste fordelene og ulemper som oljevirkosomheten i dette området vil kunne medføre.

Det er videre utarbeidet konsekvensutredninger for de nærliggende feltene Snorre, Statfjord Satellitter, Gullfaks Satellitter, Tordis, Vigdis og Visund.

Konsekvensutredninger for utbygging av petroleumsforekomster har tradisjonelt vært knyttet til å utrede konkrete effekter av hver enkelt utbygging isolert sett. Denne angrepsmåten har blitt kritisert fordi man ofte ender opp med bit-for-bit betraktninger i områder hvor den samlede belastningen av mange utbygginger er av større interesse. Daværende Nærings- og energidepartementet (NOE) tok i desember 1994 initiativ til å få utarbeidet en regional konsekvensutredning for Tampenområdet. Dette området ble valgt fordi:

- Det står for en stor andel av norsk olje- og gassproduksjon innenfor et begrenset geografisk område
- Det planlegges en rekke nye utbygginger og tilleggsutbygginger i området
- Området har potensiale for nye funn av olje og gass

De tre norske selskapene Statoil, Saga Petroleum og Norsk Hydro er de viktigste operatørene i dette området. Hydro, Saga og Statoil ble derfor bedt om å utføre utredningsarbeidet.

En slik studie var dengang ikke hjemlet i Petroleumsloven, men basert på frivillighet. De tre selskapene sa seg villige til å gjennomføre utredningen på følgende forutsetninger:

- Utredningen skulle bygge på allerede tilgjengelig materiale, dvs. ingen ny innsamling av grunnlagsdata.
- Når utredningen foreligger, må den kunne tjene som referanse og dermed som et grunnlag for å forenkle konsekvensutredningene for nye utbygginger i området.

Det var enighet med daværende Nærings- og energidepartementet, Miljøverndepartementet og Fiskeridepartementet om å legge disse forutsetningene til grunn. Selskapene gjennomførte deretter utredningsarbeidet under Norsk Hydro's ledelse. Den regionale konsekvensutredningen for Tampenområdet ble ferdigstilt i desember 1995. Ved revisjonen av Petroleumsloven i 1997 er regionale konsekvensutredninger (RKU) hjemlet i denne.

Rutinemessig oppdatering av regionale konsekvensutredninger når analysegrunnlaget blir endret mht. forutsetninger, utslippsprognoser og/eller ny kunnskap om virkningsmekanismer, er av vesentlig betydning for at regionale utredninger skal fungere etter hensikten. Det er på det rene at Tampenutredningen nå trenger supplering og oppdatering på flere punkt. En oppdatert utredning vil etter planen foreligge rundt årsskiftet 1998/99. For perioden frem til den fullstendige revisjonen foreligger, er det avtalt med Olje- og energidepartementet (OED) at det etableres et oppdateringsvedlegg til den eksisterende utredningen som dekker de vesentligste oppdateringsbehovene. Se vedlegg B.

Konsekvensutredningen for Huldra-feltet bygger på den regionale utredningen m/oppdateringsvedlegg. Dette innebærer at konsekvensene på områder som er utførlig behandlet i den regionale utredningen, kun blir omtalt kort i denne utredningen med henvisning til førstnevnte. På konsekvensområder som ikke omfattes av den regionale utredningen er problemstillingene utfyllende diskutert i hovedrapporten.

1.4 Prosess, saksbehandling, tidsplan

Forslag til utredningsprogram for Huldra-feltet ble oversendt Olje- og energidepartementet i mars 1997. Departementet sendte deretter utredningsprogrammet på høring til berørte instanser. Høringsfrist ble satt til 21.4.1997.

Olje- og energidepartementet har koordinert høringsrunden. Oppfølging av innkomne hørings-

uttalelser ble diskutert i et møte mellom Statoil og OED den 20.5.1997. På grunnlag av forslaget til utredningsprogrammet, innkomne høringsuttalelser og det nevnte møtet, er foreliggende konsekvensutredning utarbeidet.

Realisering av Huldra var avhengig av myndighetenes godkjenning av gassavsetning fra feltet. Huldra ble i brev fra OED av 01.07.1997 tildelt gassleveranser i henhold til omsøkt profil.

1.5 Annet lovverk

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

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

2 Sammenheng av planer for utbygging og drift

2.1 Generelt

Vandypet i utbyggingsområdet varierer noe og er ca. 125 meter der feltinstallasjonen planlegges plassert. Feltet vil bli bygget ut som beskrevet i "Plan for utbygging og drift".

Ved å knytte Huldra opp mot nærliggende infrastruktur med ledig prosesseringskapasitet oppnås en vesentlig reduksjon i utbyggingskostnadene. Mange alternativer har vært vurdert, med målsetting å finne frem til det alternativet som gir størst verdiskapning. Alternative mottaksanlegg for gass var henholdsvis Troll A, Kollsnes, Statfjord B, Oseberg og Heimdal. For kondensatet har Gullfaks C, Statfjord B, Oseberg og Veslefrikk blitt vurdert. Den endelige vurdering av alternativene resulterte i at Kollsnes ble anbefalt som tilknytningspunkt for gass mens Veslefrikk ble anbefalt som tilknytningspunkt for kondensat.

Konsekvensutredningen er basert på den anbefalte løsningen Kollsnes/Veslefrikk. I tillegg er de mest aktuelle andre alternativene kort beskrevet.

2.2 Lisensforhold

Huldra tilhører lisens PL051/052 som ble tildelt i 4. konsesjonsrunde i 1979 med Statoil som operatør. Det er inngått en samordningsavtale mellom PL051 og PL052. I følge denne avtalen antas 95,25% av reservene å ligge i PL051 og 4,75% i PL052. Eierfordelingen i lisensene og i det unitiserte Huldra fremgår av tabell 2.2.1.

Selskap	PL051	PL052	Huldra
Den norske stats oljeselskap a.s.	51,00 ¹⁾	64,06 ¹⁾	51,62
TOTAL Norge A.S	24,50	20,96	24,33
Norske Conoco A.S	24,50	0,00	23,34
Petro-Canada (Norway Inc.)	0,00	10,48	0,50
Svenska Petroleum			
Exploration A/S	0,00	4,50	0,21
SUM	100,00	100,00	100,00

1) Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) PL051 og PL052 er henholdsvis 31,4% og 43,09%.

Tabell 2.2.1 Eierandeler i Huldrafeltet

2.3 Letehistorie

Det er boret totalt fire letebrønner i eller nær Huldra, hvorav tre befinner seg på det som idag defineres som Huldra-feltet. Resultatet fra brønnene viser et komplisert reservoar med forkastninger, flere fluidkontakter og varierende reservoarkvalitet.

Den første brønnen som ble boret i 1982, 30/3-1, påviste en 36 m gasskolonne i Brent. Brønnen ble ikke testet. Segmentet ble tilbakelevert i 1995, og inngår ikke i ressursgrunnlaget for Huldra PUD.

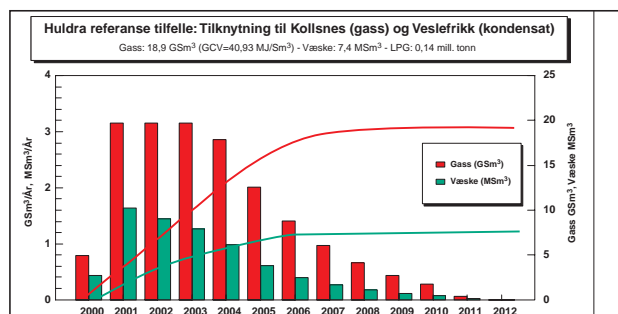
Den første avgrensingsbrønnen, 30/2-1, ble boret i 1982 sørvest for 30/3-1. Brønnen testet tre soner som viste gode produksjonsegenskaper. Den andre avgrensingsbrønnen, 30/2-2, ble boret i 1985 lenger sør på strukturen gjennom en 49 m tykk gasskolonne i Brent. Brønnen viste en gassvannkontakt på 3952 meter under midlere havnivå med samme trykk/fluid regime som 30/2-1. Datainnsamlingen viste imidlertid betydelig dårligere produksjonsegenskaper enn brønn 30/2-1 og et begrenset dreneringsareal.

Den siste avgrensingsbrønnen, 30/2-3, ble boret i 1992 i området mellom brønnene 30/2-1 og 30/2-2. Brønnen påviste en 103 m gasskolonne i Brent med en gassvannkontakt på 3870 meter under midlere havnivå og samme trykk- og fluidregime som de andre brønnene. Reservoarkvaliteten i 30/2-3 er bedre enn 30/2-2, men dårligere enn 30/2-1. Brønnen ble testet i tre soner som viste god produktivitet.

2.4 Dreneringsstrategi og reserver

Reservoaret på Huldra inneholder kondensatrik gass under høyt trykk og høy temperatur. Trykkavlastning anbefales som dreneringsstrategi. Det planlegges boret seks produsenter langs toppen av strukturen for å oppnå en platårrate på 3,3 mrd Sm³ gass /år, se fig. 2.4.1.

Utvinnbare gass- og kondensatreserver er estimert til 19.4 mrd Sm³ tørrgass, 7.4 mill Sm³ kondensat og 0.14 mill tonn LPG (for tilknytning av gass til Kollsnes og ustabil kondensat til Veslefrikk). Platå lengden er på 3,4 år, og total produksjonsperiode er 10,6 år for den profilen som Huldra har fått allokeret.



Figur 2.4.1 Produksjonsprofil for Huldra

2.5 Bore- og brønntekniske forhold

Det planlegges boring av seks produksjonsbrønner i Huldra-reservoarets Brent-formasjon, samt én brønn ned til Utsira-formasjonen for injeksjon av produsert vann. Brønnene planlegges boret fra en oppjekkbar rigg, som plasseres nær inntil brønnhodeplattformen på feltet. Maksimal brønnvinkel på brønnene i Brent blir omlag 56 grader og maksimal brønnlengde ca. 6300 meter målt langs brønnbanen.

I tillegg til Huldrabrønnene vil en tilrettelegge for boring av to til tre prospekter i nær tilknytning til feltet og som kan nåes fra plattformlokasjonen.

Temperatur- og trykkforholdene ligger nær grensen for klassifisering som HPHT-brønner (high pressure, high temperature), men ikke over. Imidlertid vil boring av prospekter i nærområdet ha en dybde og en temperatur som overskrider HPHT kriteriene. En vil derfor gjennomføre en grundig planlegging av brønnene og legge vekt på krav til borerigg, boreutstyr, personell og prosedyrer.

2.6 Anbefalt utbyggingsløsning

Huldra vil bli bygget ut med en brønnhodeplattform med et enkelt prosessanlegg som splitter gass og kondensat for transport i separate rør. Gass og kondensat er planlagt overført til henholdsvis Kollsnes og Veslefrikk for videre behandling til salgsprodukter. Se fig. 2.6.1.

Brønnhodeplattformen vil bli utstyrt med innløpsseparator, gasskjøler, væskeutskiller, gass/kondensat måling og rørslusefasiliteter. Plattformen er planlagt med en maksimal designkapasitet på 11,2 mill. Sm³/dag med gass og 7160 Sm³/dag med kondensat. Videre optimalisering av løsningen vil bli foretatt.

Utbyggingsløsningen baseres på at reservoartrykket nyttes til å føre gass og kondensat fram til mottaksstedene. Det vil derfor være minimalt behov for roterende utstyr på brønnhodeplattformen som gjør at vedlikeholdet blir begrenset. Plattformen vil normalt kunne være uten bemanning og fjernstyres fra et av tilknytningstedene. Ukentlige besøk for forebyggende og korrektivt vedlikehold er funnet tilstrekkelig i en normal driftsfase.

2.7 Transportløsning

Tilknytning til Kollsnes er planlagt gjennom en ny rørledning i en tilnærmet rettlinjert trasé på 130 km fra Huldra, ned vestskråningen av norskerenna mot tunnelinnslaget ved Kollsnes på 130 meters dyp. Gassrørledningens vil ha en indre diameter på 21". Det etableres en ny tunnel for gassrøret som knyttes inn mot eksisterende tunneler og ender i væskefangeren på Kollsnes. Kun mindre modifikasjoner trengs på Kollsnes.

Gassrørledningen vil bli beskyttet med et korrosjonsbelegg av asfalt og betongkappe av hensyn til nødvendig stabilitet og mekanisk beskyttelse. Rørledningen vil ikke være nedgravd eller overgruset, unntatt eventuelt lokalt ved Huldra plattformen og andre steder som krever spesielle tiltak, f.eks ved kryssing av andre rørledninger. I områdene inn mot tunnelinnslaget ved Kollsnes vil det likevel være behov for relativt omfattende grusdumping som understøttelse for ledningen.

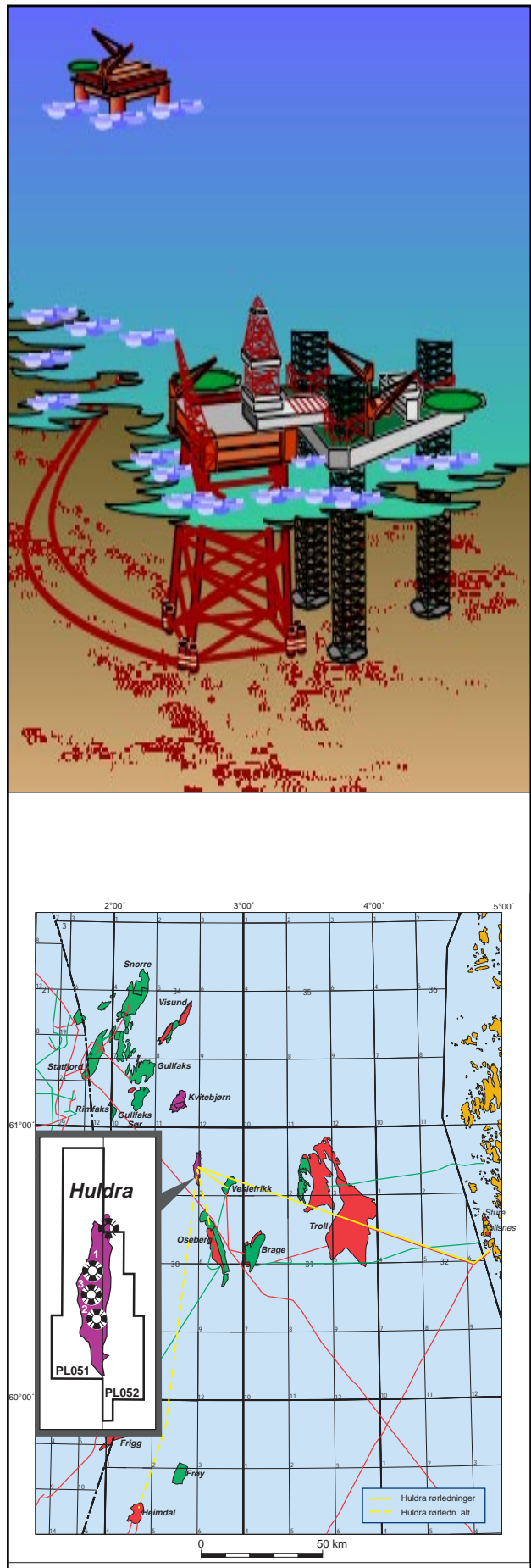


Fig. 2.6.1: Anbefalt utbyggingsløsning og tilknytningspunkter for gass og kondensat fra Huldra

Kondensatrørledningen fra Huldra til Veslefrikk legges også i en tilnærmet rett linje. Avstanden til Veslefrikk er omlag 16 km. Rørledningens indre diameter er 10". Andre dimensjoner vurderes.

Kondensatrørledningen vil bli belagt med epoxy korrosjonsbeskyttelse og polypropylen isolasjonskappe. Rørledningen vil bli overgruset for å hindre bukling pga. temperatur og trykkvariasjoner samt for å hindre mekanisk skade fra trålrøddskap. Grøfting og nedgraving av ledningen kan være aktuelt i kombinasjon med overgrusing. Dette vil avklares nærmere i detaljprosjekteringen.

2.8 Drift og vedlikehold

Huldra brønnhodeplattform vil normalt være uten fast bemanning, og ansvaret for drift og vedlikehold vil bli tillagt driftsorganisasjonen på et av tilknytningsstedene. Denne organisasjonen vil ivareta driftsoppgavene for Huldra-lisensen gjennom et på forhånd omforent avtaleverk basert på kjøp av tjenester, og med klare kriterier for prioritering og prosedyrer for samarbeid mellom partene. Det forventes en kostnadsbesparende effekt ved en optimal integrering av Huldras aktiviteter i en eksisterende driftsorganisasjon. Det vil være fokus på planlegging og koordinering for å oppnå optimal utnyttelse av ressursene.

Statoil vil som operatør være ansvarlig overfor myndigheter og partnere for alle aktiviteter på feltet.

Det vil stilles store krav til utbyggingsprosjekt og driftsorganisasjon for å oppnå målsettingen om normalt ubemannet drift av brønnhodeplattformen. Det er spesielt viktig å ta hensyn til at plattformen skal være ubemannet ved valg av tekniske løsninger, utstyr og utforming, samt riktig prioritering av vedlikehold og tilsyn i driftsfasen.

Statoils krav til sikkerhet, driftsregularitet og vedlikehold vil gjelde for den ubemannede Huldra plattformen.

Forsyningsbase for Huldra vil være basen på Ågotnes utenfor Bergen.

2.9 Helse, miljø og sikkerhet (HMS)

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

Det overordnede HMS-målet for utbyggingen og driften av Huldra er at virksomheten ikke skal forårsake ulykker, skade, tap, yrkesrelaterte sykdommer eller vesentlige negative effekter på ytre miljø.

Det er utført en konseptrisikoanalyse med tilhørende kvalitativ sikkerhetsvurdering. Analysen viser at konseptet tilfredsstillende relevante kriterier

for risiko. Faser med samtidig boring og produksjon er viet spesiell oppmerksomhet, da bidraget til risikonivået i denne fasen er stort.

Utslippene til sjø fra Huldra plattformen vil være små. Produert vann er planlagt injisert i Utsira formasjonen. Andre løsninger vurderes i tillegg.

Reservoartrykket vil bli benyttet til å føre gassen og kondensatet fram til de respektive mottaksstedene. Det er derfor ikke behov for egen energiproduksjon til eksport av gass på Huldra-plattformen. Utslipptet av eksos/klimagasser fra Huldra-plattformen er dermed meget lavt. Ved valg av anbefalt tilknytningssted for gassen på Kollsnes er det lagt vekt på at CO₂-utslippet ved dette alternativet blir vesentlig lavere enn ved de andre alternativene.

2.10 Organisering og gjennomføring

Utøvelsen av Statoils operatøransvar for planlegging og utbygging av Huldra blir ivarettatt av en dedikert organisasjonsenhet. Prosjektet er sammensatt av personell fra selskapets fag-, utbyggings- og driftsenheter.

Prosjektering, bygging, installasjon og uttesting utføres av leverandører der Statoil plasserer eget personell i integrerte team sammen med leverandørenes personell. Det er lagt vekt på at erfarent driftspersonell skal delta i alle faser av prosjektet.

Forsyningstjenester, basetjenester og beredskap vil bli samordnet med andre organisasjonsenheter i Statoil.

Produksjonsstart for Huldra er planlagt til 01.08.2000 med start av kommersielle gassleveranser fra 01.10.2000. Fig. 2.10.1 viser hovedplanen for prosjektgjennomføringen.

2.11 Nedstenging og fjerning av installasjonene

Etter at feltet er nedstengt, vil brønnene sikres i henhold til gjeldende regelverk. Plattformen er forutsatt fjernet ved hjelp av løftefartøy og brakt til land. Rørledningene vil bli tildekket eller eventuelt fjernet i henhold til myndighetenes krav.

2.12 Økonomisk analyse

De totale investeringer for utbyggingen av Huldrafeltet er estimert til 4,3 mrd NOK 97. Samlede årlige driftskostnader er maksimalt 120 mill NOK 97.

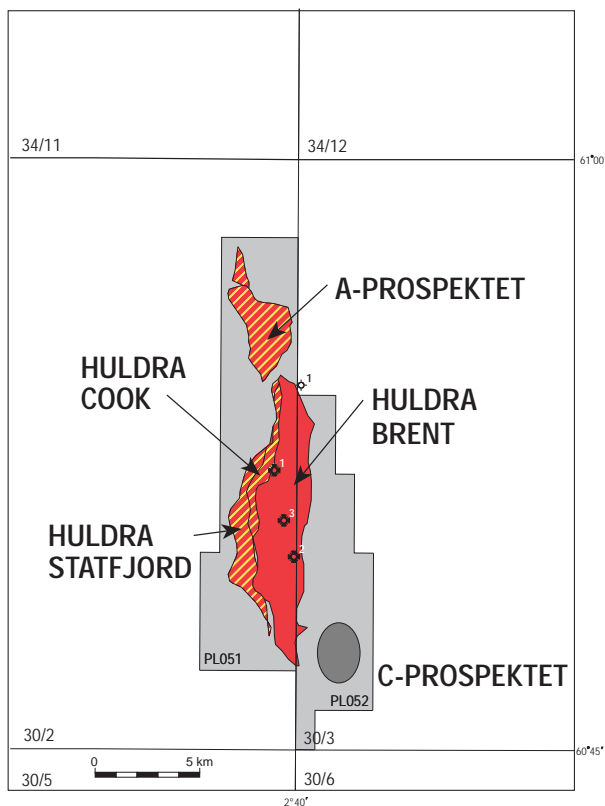
De økonomiske analysene viser at Huldra er et lønnsomt, men prosjektøkonomisk marginalt prosjekt med en nåverdi (7% før skatt) på ca. 2120 mill NOK 97 og 300 mill NOK 97 (8% etter skatt).

Prosjektet er følsomt for endringer i produktpriser, transporttariffer og endringer i reservegrunnlag.

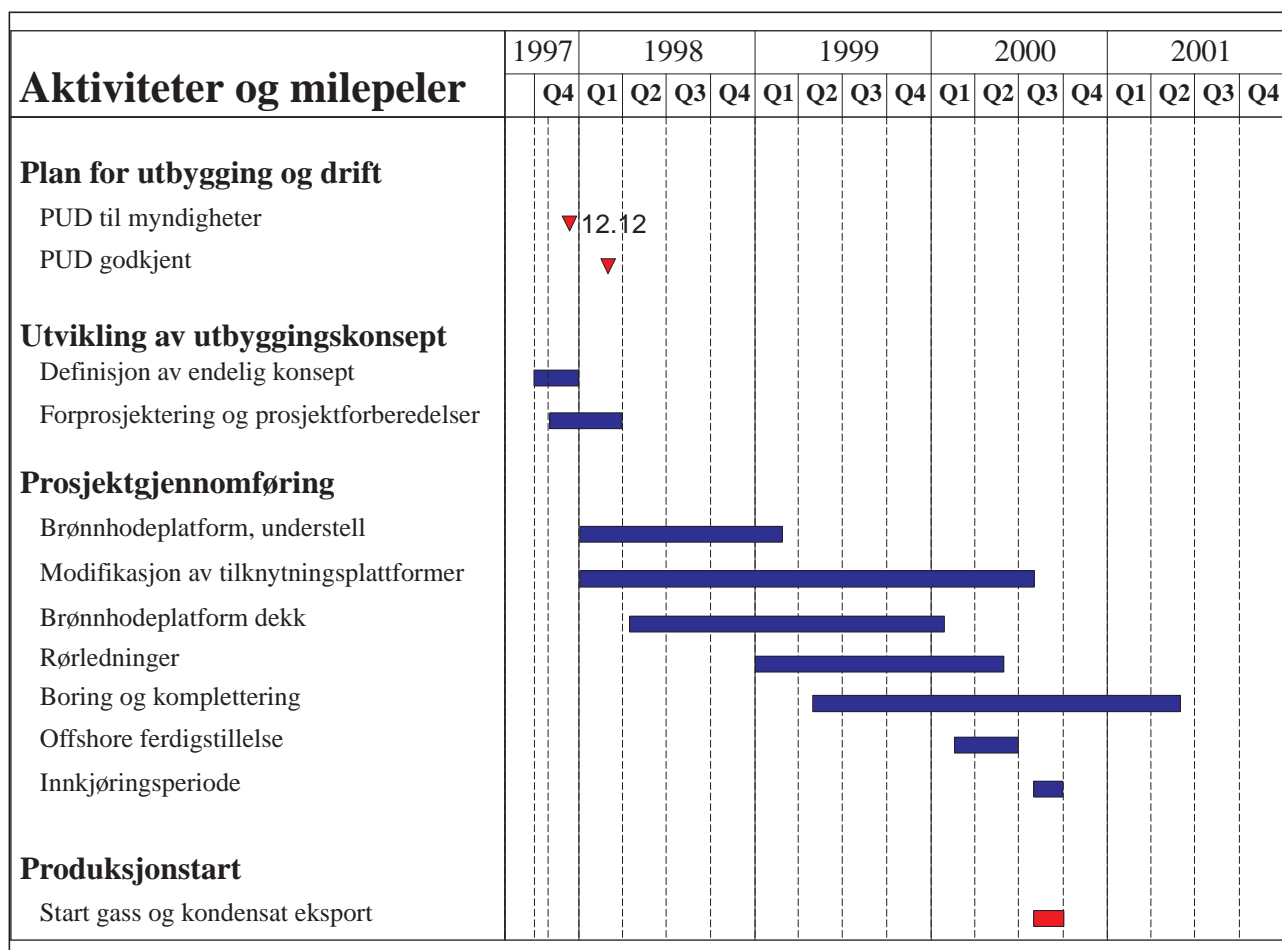
2.13 Områdevurderinger

Det finnes potensielle tilleggsvolumer i PL051 i de underliggende Statfjord- og Cook- formasjonene på Huldra. I tillegg er det prospekter nord for Huldra (A-prospektet) og i nabolisensen PL052 som kan være aktuelle å knytte opp til en brønnehodeplattform på Huldra. Se figur 2.13.1.

Feltutviklingskonseptet er planlagt med fleksibilitet i form av ekstra slisser og mulighet for tilknytning av havbunnsløsninger for håndtering av reservoar-usikkerhet og tilleggsvolumer.



Figur 2.13.1 Funnet og prospekter i blokk 30/2 og 30/3



Figur 2.10.1 Hovedplan for Huldra utbyggingen

3 Sammenfatning av høringsuttalelser

Dette kapittelet sammenfatter uttalelser som kom inn i høringsrunden på utredningsprogrammet.

3.1 Miljømessige problemstillinger

Generelt

Kommentarer:

Miljøverndepartementet og Statens forurensningstilsyn (SFT) etterspør oppdatering av utredningsgrunnlaget for den regionale konsekvensutredningen for Tampen-området.

Høringsinstansene ønsker at feltene skal vurderes i en områdesammenheng.

Arbeidet med avfallsbehandling og -minimering er ikke tatt med som utredningstema.

Muligheten for reinjeksjon av borekaks bør sammenholdes med ilandføringsalternativet.

Fjerning av rørledninger ved avvikling bør vurderes.

Kommunal- og arbeidsdepartementet (KAD) ønsker en vurdering av mulige tiltak for å øke energieffektiviteten ved drift av feltene.

Vurdering/henvisning:

Den regionale konsekvensutredningen fra 1995 er et grunnlagsdokument som viser til dokumentasjon fra flere feltutviklingsprosjekter samt felt i drift. Datagrunnlaget på sentrale parametere er oppdatert for denne utredningen (vedlegg A og B).

Det er gitt en kort fremstilling av prinsipper og planlagte aktiviteter for avfallsminimering.

Øvrige kommentarer vil bli bearbejdet videre i den normale prosjekteringen.

Utslipp til vann

Kommentarer:

SFT/Miljøverndepartementet: Virkninger av akutt-uhell med utslipp av gass/kondensat må presenteres. Spørsmålet stilles om mulighet for reinjeksjon av drenasjevann.

Havforskningsinstituttet ønsker en oppstilling over årlige mengder av oppløste komponenter i det produserte vannet, samt beregninger som viser bl.a. innlagringsdyp.

Vurdering/henvisning:

En oppdatert vurdering av forløpet til aktuelle scenarier for akutt-utslipp er foretatt.

Det vil ikke bli vurdert reinjeksjon av drenasjevann pga. av små mengder og høye kostnader.

Praktisk talt alt produsert vann blir etter planen reinjisert på Huldra eller overført til Veslefrikk-

plattformen. Mindre mengder vil følge med til behandling til Kollsnes og slippes ut etter høygradig rensing. Dette er nærmere drøftet i kap 4.

Utslipp til luft

Kommentarer:

Oppdaterte område-tall må foreligge som også inkluderer skipstrafikk. SFT stiller spørsmål ved grunnlagstallene fra den foreliggende regionale utredningen.

SFT ønsker beskrevet hvordan NOx-utslippene påvirker forsuringssituasjonen i Sør Norge.

Vurdering/henvisning:

Oppdaterte utslippstall foreligger, se vedlegg B.

Trykk- og temperaturtilstanden i brønnstrømmen gir energigrunnlaget for den enkle prosessering som foregår på Huldra-plattformen samt videre transport til mottaksplattform. Se kap. 4.

3.2 Problemstillinger knyttet til fiskerimessige forhold:

Kommentarer:

Fiskeridepartementet og Fiskeridirektoratet har pekt på at utbygging av Huldra vil representere ytterligere belastning for fiskeriene i et allerede belastet område og at konsekvensutredningen må redegjøre for hvilke løsninger som gir minst påvirkning av fiskeriinteressene i området. Det må foreligge en akseptabel analyse av fiskeriaktiviteten og fangstpotensialet i området.

Virkninger av akuttutslipp for oppdrettsnæringen må utredes.

Vurdering / henvisning:

Det henvises til kap. 5 som inneholder oppdaterte fiskeri- og ressursdata.

På grunn av egenskapene mht. rask fordampning og oppløsning vil ikke uhell med gass / kondensat på Huldra-feltet kunne ha potensiale til å påvirke forholdene langs kysten av Vestlandet.

3.3 Samfunnsmessige problemstillinger

Kommentarer:

Sogn og Fjordane fylkeskommune påpeker at nåværende engasjement fra fylkets næringsliv innenfor olje- og gassvirksomheten må beholdes eller økes.

Bergen kommune anmoder om at spørsmålet om inntrekkingspunkt for gassrør ses i sammenheng med videre utvikling av Kollsnes og/eller Stureterminalen. Driftsaktivitetene ønskes lokalisert til Bergen

Øygarden kommune hadde ingen merknader

Vurdering/henvisning:
Statoil vil legge forholdene til rette for at norsk industri og næringsliv kan konkurrere om alle

oppdrag. Kommentarene fra Bergen kommune anses som ivaretatt ved at gassen føres til Kollsnes og kondensatet til Veslefrikk.

4 Miljømessige konsekvenser

4.1 Generelt

Dette kapitlet oppsummerer forventede utslippsmengder til sjø og luft fra utbygging og regulær drift av Huldra-feltet. Utslippenes størrelse i forhold til utslippene fra øvrige felt i Tampenområdet er dokumentert. Konsekvensene av utslippene fra Huldra er bare kort omtalt i dette kapitlet, og det henvises til bred omtale i "Regional Konsekvensutredning for Tampenområdet" (vedlegg A og vedlegg B).

Sannsynligheten for og konsekvensen av et evt. akutt utslipp av rikgass/kondensat fra Huldra-feltet er også beskrevet. Miljørisikoen knyttet til akutte utslipp blir vurdert som en del av den totale miljørisikoen knyttet til akutte utslipp i Tampenområdet (jfr. vedlegg A).

Tampenområdet har frem til idag stått for en vesentlig del av produksjon av olje på norsk sokkel, ved produksjonen på Snorre, Statfjord- og Gullfaksfeltene. I løpet av de kommende 10 år vil oljeproduksjonen i området gå tilbake mens produksjonen av naturgass vil holde seg på dagens nivå eller stige noe. Dette betyr bl.a. at volumet av bøyelastet olje fra området vil gå ned.

4.2 Virkninger for miljø i utbyggingsfasen

Installasjonsarbeidene på feltet vil påvirke bunn-dyrfaunaen fordi utplassering av brønnhodeplattform og legging/grusing av rørledninger vil medføre lokal opphvirvling og tildekking av bunnsedimentene. Virkningene vil være svært lokale og det forventes ikke registrerbare effekter i næringskjedene.

Utbyggingen av Huldra planlegges med totalt 7 brønner, hvorav 6 er produsenter og én er injeksjonsbrønn for produsert vann. Brønnene vil hovedsaklig bli boret med vannbaserte borevæsker.

Lokalt vil utslipp av borekaks og borevæske påvirke bunnfaunaen i nærheten av utslippspunktene. Innenfor ca. 100 meter fra brønnhodeplatt-

formen- vil sedimentoppbyggingen være vesentlig. Dette antas å ha effekt på bunndyr som er tilpasset å leve i sedimenter med en viss kornstørrelsesfordeling. Bunnundersøkelser foretatt på eksisterende felt i Nordsjøen viser imidlertid at disse effektene er av relativt kort varighet (2-3 år).

Med hensyn til en mer utførlig diskusjon av konsekvensene av utslipp til sjø og til luft fra boreoperasjonene, vises til Regional konsekvensutredning for Tampen-området, kap. 6.14 (vedlegg A), hvor konsekvensene av disse utslippene også er satt inn i en større, regional sammenheng.

Utslipp til sjø fra boreoperasjonene

Tabell 4.2.1 viser mengder borekaks og borevæsker som går til henholdsvis utslipp og reinjeksjon ved boreoperasjonene på Huldra.

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

Ved boring av de nedre brønnseksjonene vil normalt oljebasert boreslam bli brukt. Når oljebasert slam benyttes vil hverken kaks eller slam bli sluppet ut. Det planlegges å reinjisere kaks og slam i brønnen. Dersom det skulle oppstå problemer med å deponere avfallet i brønnen på denne måten, vil avfallet bli transportert til Gullfaks, Veslefrikk eller Statfjord for reinjeksjon; evt. til land og levert til godkjent mottak for spesialavfall. Reinjeksjon av boreavfall er miljømessig å foretrekke, og er prioritert av prosjektet.

Utslipp til luft fra boreoperasjonene

Boreriggene dekker sitt kraftbehov fra diesel-drevne aggregater. Utslippene til luft fra boreoperasjonene er vist i tabell 4.2.2. Tallene er basert på erfaringstall for tilsvarende boringer. Det vurderes oppsamling av olje og kondensat fra testproduksjonen i forbindelse med brønntesting. Dette er imidlertid ikke endelig besluttet. Utslipp til luft fra brenning av brønnstrømmen under disse operasjonene er derfor inkludert i tabell 4.2.2.

Utslippsmengder	Kaks og borevæsker			
	Kaks fra vannbaserte boringer	Vannbasert borevæske	kaks fra oljebaserte boringer	Oljebasert slam
Utslipp på sjøbunn nær borehullet; gjennomsnitt pr. brønn	350 m ³	1500 m ³	-	-
Utslipp på 30 meters dyp; gjennomsnitt pr. brønn	300 m ³	1800 m ³	-	-
Volumer som reinjiseres eller ilandføres.	-	-	160 m ³ fra 12 1/4" seksjonen og 10 m ³ fra 8 1/2" seksjonen	Omlag 170 m ³ som vedheng på kaks
Antall brønner	6 (prod.)+ 1 (inj.)	6 (prod.)+ 1 (inj.)	6	6
Totale mengder til utslipp	4250 m ³	21300 m ³	-	-
Totale mengder til reinjeksjon	-	-	1030 m ³	1030 m ³

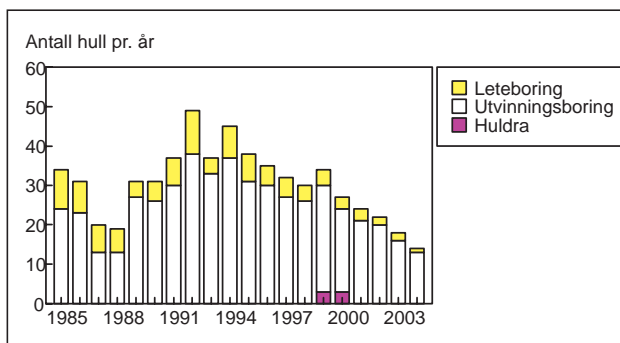
Tabell 4.2.1 Utslipp og reinjeksjon av kaks og borevæsker fra boreoperasjonene på Huldra.

Utslippskomponent:	CO ₂	CO	NO _x	N ₂ O	NMVOG	CH ₄	SO ₂
	1000 tonn	tonn	tonn	tonn	tonn	tonn	tonn
1999	29	33	310	0,2	16	2	9
2000	21	25	233	0,2	12	1	6

Tabell 4.2.2 Utslipp til luft fra boreoperasjonene inklusive brønntesting

Regional vurdering

Omfanget av boreaktiviteten på Huldra-feltet vil, med sine 6 produksjonsbrønner og 1 injeksjonsbrønn, utgjøre en begrenset andel av den totale boreaktiviteten i området, se figur 4.2.1 som viser at den totale boreaktiviteten i årene 1999 og 2000 vil ligge på omlag 30 borehull årlig.



Figur 4.2.1 Boring på Huldra sammenliknet med total boreaktivitet i Tampenområdet

Utslippsreducerende tiltak

Prosjektet planlegger følgende tiltak:

- Reinjisering av alt oljebasert boreslam/kaks i brønnene; evt. transport til land eller til Gullfaks, Veslefrikk eller Statfjord for reinjeksjon.
- Bruk av kjemikalier med minst mulig miljøskadelig potensiale. Alle kjemikalier som benyttes skal være testet mht. giftighet, nedbrytbarhet og bioakkumulering.
- Oppsamling av olje og kondensat fra testproduksjon vurderes. Dette vil redusere de angitte utslipp til luft fra boreoperasjonene.

4.3 Utslipp til luft ved ordinær drift

Produksjonen av olje/kondensat fra Huldra-feltet vil medføre utslipp til luft av CO₂, NO_x, CO, NMVOG, SO₂ og CH₄.

Gass- og kondensatstrømmene fra Huldra transporteres ved hjelp av energien i reservoartrykket gjennom separate rør til de respektive tilknytningssteder på Kollsnes og Veslefrikk. Energibehovet til sluttprosesseringen og videre transport leveres på de valgte tilknytningsstedene, og det vesentligste utslipp til luft i forbindelse med drift av Huldra skjer følgelig her. Lokalt behov for elektrisk kraft på Huldra-plattformen dekkes av dieseldrevne generatorer. Overføring av kraft fra Veslefrikk vurderes.

Tabell 4.3.1 viser anslag over årlige utslipp av aktuelle utslippskomponenter fra kraftgenerering og utslipp ved planlagte nedstengninger (fakling) på Huldra plattformen.

Utslippskomponent	CO ₂ tonn/år	NO _x tonn/år	CO tonn/år	NMVOG tonn/år	SO ₂ tonn/år	CH ₄ tonn/år
2000	7.745	169	17	7.162	7	10
2001	7.745	169	17	7.162	7	10
2003	7.745	169	17	7.162	7	10
2004	7.745	169	17	7.162	7	10
2005	7.745	169	17	7.162	7	10
2006	7.745	169	17	7.162	7	10
2007	7.745	169	17	7.162	7	10
2008	7.745	169	17	7.162	7	10
2009	7.745	169	17	7.162	7	10
2010	7.745	169	17	7.162	7	10
2011	7.745	169	17	7.162	7	10

Tabell 4.3.1 Årlige utslipp til luft (tonn) ved regulær drift av Huldra.

For gasstilknytning til Kollsnes er utslippene beregnet å være lave da energiforsyningen i hovedsak er basert på elektrisk drift. Det forutsettes da at energien er vannkraftbasert – dette er nødvendigvis ikke tilfellet i dagens kraftmarked siden normalt forbruk i Norge overstiger normalproduksjonen i norske vannkraftverk. Dette er nærmere diskutert i kapittel 4.8. Tilsvarende utslipp for kondensattilknytning til Veslefrikk vil være vesentlig høyere. Tallene er basert på driftsorganisasjonenes egne anslag over energibehov for å dekke innkommende mengder fra Huldra og oppfatter nødvendig prosessering og videre transport.

Utslippene fremgår av nedenstående tabeller, tabell 4.3.2 (Kollsnes) og tabell 4.3.3 (Veslefrikk).

Utslippskomponent	CO ₂ -økning tonn/år	NO _x -økning kg/år	CO-økning kg/år
2000	407	160	186
2001	1.626	640	742
2002	1.627	643	743
2003	1.604	638	732
2004	1.431	565	653
2005	1.075	425	491
2006	753	295	369
2007	521	203	313
2008	354	138	177
2009	233	90	151
2010	136	50	62
2011	49	15	20

Tabell 4.3.2 Årlig utslippøkning på Kollsnes ved ilandføring av Huldra gass.

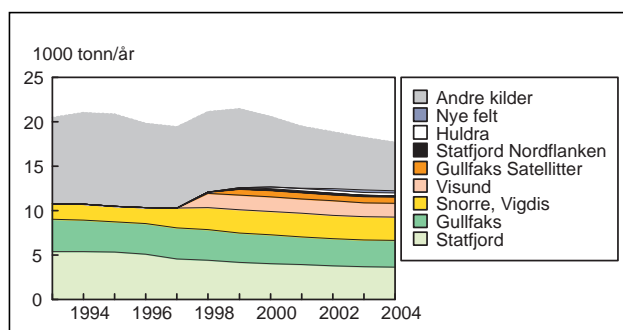
Utslippskomponent	CO ₂ 1000 tonn/år	NO _x tonn/år	CO kg/år	NMVOC kg/år	CH ₄ kg/år
2000	7	30	5	1	3
2001	25	100	19	3	10
2002	25	90	17	2	9
2003	23	90	17	2	9
2004	21	80	15	2	8
2005	18	70	14	2	7
2006	16	60	12	2	6
2007	14	60	10	1	5
2008	14	50	10	1	5
2009	13	50	10	1	5
2010	13	50	9	1	5
2011	12	50	9	1	5

Tabell 4.3.3 Årlige utslipp til luft fra Veslefrikk ved mottak av Huldra kondensat

Regional vurdering

Utslippene av NO_x og NMVOC er viktige komponenter å vurdere i en regional konsekvenssammenheng. NO_x kan bidra til forurening og dannelse av bakkenært ozon mens NMVOC kan bidra til dannelse av bakkenært ozon. Det vises til analyse av virkningene av disse utslippene i Regional konsekvensutredning for Tampen-området, kap. 5 (vedlegg A).

Tilleggsutslippene som skyldes utvinningen fra Huldra blir meget små sammenliknet med de totale utslippene fra eksisterende felt i Tampen-området. Dette skyldes at Huldra utnytter reservoartrykket som energikilde for transport samt ledig prosesserings- og transportkapasitet i eksisterende infrastruktur. De samlede NO_x utslippene i Tampen-regionen inklusive Huldra er vist i



Figur 4.3.1 NO_x utslipp i Tampenområdet.

figur 4.3.1. Som det går fram av figuren er Huldra utslippet marginalt i forhold til de totale utslippene. Det fremgår også at de samlede utslippene vil gå ned over tid, hovedsaklig på grunn av reduksjon i produksjonen på Statfjord-feltet.

Utslipp av klimagasser

Gassene karbondioksid (CO₂), metan (CH₄) og lystgass (N₂O) bidrar til "drivhuseffekt" ved at de absorberer den langbølgete varmestrålingen fra jorden. Alle disse gassene forekommer naturlig i atmosfæren, men det er antatt at den konsentrasjonsøkningen som er blitt observert i dette århund-

dret for en stor del skyldes menneskeskapte utslipp. I følge FN's klimapanel vil en fortsatt økning kunne føre til en heving av jordens middeltemperatur.

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

Huldra-feltet vil ved platåproduksjon gi et samlet CO₂-utslipp på i overkant av 30 000 tonn pr.år. Dette vil da maksimalt utgjøre ca. 0,3% av et norsk totalutslipp (1996) på ca. 40 millioner tonn. Til sammenligning vil de samlede CO₂-utslippene fra feltene Statfjord, Gullfaks og Veslefrikk reduseres med ca. 500 000 tonn/år fra 1996 til 2003.

Utslippsreducerende tiltak

Det planlegges ikke spesielle utslippsreducerende tiltak for utslipp til luft. Da reservoartrykket benyttes til transport av produkter fra feltet er utslippene til luft i utgangspunktet lave.

4.4 Utslipp til sjø ved ordinær drift

Utslipp til sjø i driftsfasen vil i prinsippet omfatte produsert vann, ballastvann, drenasjevann, sanitæravløpsvann og kjølevann. Av disse er det kun produsert vann og kjølevann som omtales spesifikt i denne sammenheng. Huldras andel av de andre utslippene vil grovt sett være en funksjon av prosesserte hydrokarbonmengder på behandlingsplattformen, og kan teoretisk betraktes som en forholdsmessig andel av totale utslipp.

Det skal benyttes sjøvann som kjølemedium i prosessen på Huldra plattformen. Volumet er ca. 1800 m³ / time som tas inn på 15 m dyp, varmes opp til ca. 35 grader C og slippes ut på ca. 20 m dyp. For å unngå begroing tilsettes natriumhypokloritt. På bakgrunn av erfaringer fra tilsvarende utslipp forventes det ikke registrerbare, negative miljøeffekter av dette utslippet.

Produsert vann fra Huldra-feltet vil utgjøre ca. 200 m³/dag ved maks produksjon. Vannet injiseres ubehandlet i Utsira-formasjonen.

Huldra

Utslipp til sjø på Huldra plattformen vil være begrenset til kjølevannsutslippet som inneholder natriumhypokloritt som oksygenfjerner og begroingshindrende middel. Utslippet er beregnet til 112 m³ natriumhypokloritt pr.år hvert år gjennom hele produksjonsperioden fra 2000-2011. Produsert vann reinjiseres i en dedikert brønn i Utsira-formasjonen. Det vil derfor ikke være utslipp av oljeholdig vann eller produksjonskjemikalier.

Veslefrikk

Basisløsningen er at produsert vann injiseres på Huldra i en egen vanninjektor. På grunn av liten vannproduksjon og vanskelige separasjonsforhold kan en, ihvertfall de første produksjonsårene, få

problemer med å få injisert det produserte vannet med kjemikalier og reaksjonsprodukter på Huldra. I praksis vil derfor en relativt stor andel av Huldras produserte vann følge med kondensatet til Veslefrikk.

Det vurderes derfor en løsning der alt produsert vann overføres til Veslefrikk sammen med kondensatet. Produsert vann fra Huldra vil bli separert ut på Veslefrikk, og det kan bli injisert i Veslefrikk-reservoaret som trykkstøtte.

Det vil medføre at utslipp av produsert vann og kjemikalier reduseres vesentlig. Mengdene av kjemikalier i produsert vann fra Huldra fremgår av tabell 4.4.1.

År	Avleiringshemmer m ³ /år	H ₂ S fjerner m ³ /år
2000	21	442
2001	21	439
2002	19	409
2003	17	366
2004	6	121
2005	4	75
2006	2	52
2007	4	77
2008	3	68
2009	3	55
2010	1	32
2011	1	8

Tabell 4.4.1 Kjemikalier i produsert vann fra Huldra.

Kollsnes

På gassmottaksanlegget på Kollsnes er det kun estimert meget begrensede utslipp av produsert vann etter rensing. Medfølgende korrosjonshemmer og H₂S-fjerner vil ikke gå til utslipp da disse kjemikaliene har et kokepunkt som gjør at de følger glykolfasen i glykolgjenvinningsanlegget på Kollsnes.

Alle kjemikalier som benyttes skal være av en type som er godkjent av miljøvernmyndighetene og som ikke innebærer fare for akutte eller langtidsskadevirkninger på miljøet. Høy temperatur i kondensatledningen stiller spesielle krav til kjemikaliene som skal benyttes og det blir her en utfordring å finne fram til et miljømessig akseptabelt produkt. Det vises forøvrig til nærmere omtale av

kjemikalier og miljøvirkninger av kjemikalieutslipp i Vedlegg A og Vedlegg B.

4.5 Akutte utslipp

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

I tabell 4.5.1 er vist statistiske sannsynligheter for alvorlige uhell på Huldra-feltet; utblåsning og brudd eller lekkasje i rørledning/stigerør. Sannsynligheten for tilsvarende hendelser fra den totale aktiviteten i Tampenområdet fremgår også av tabellen, jfr. Regional konsekvensutredning for Tampen-området (vedlegg A).

I tilfelle et større akutt utslipp fra Huldra-feltet skulle inntreffe, forventes konsekvensene for miljøet samt for fiskeri- og andre næringer å få et relativt lite omfang. Sannsynligheten for at en slik hendelse skal inntreffe er også lav.

Statoil vil gjennomføre en detaljert miljørisikoanalyse i den videre detaljprosjektering. Miljørisikoanalysen er et redskap i detaljprosjekteringen for å identifisere tekniske og organisatoriske tiltak som kan redusere miljørisikoen i prosjektet, samt for å avgjøre om den identifiserte miljørisikoen tilfredsstillende Statoil's akseptkriterier; se tabell 4.5.2.

Når det gjelder forurensningsfaren kan det generelt sies at akutte utslipp av riggass / kondensat vil hurtig fordampe og forventes ikke å utgjøre noen reell trussel for f.eks. oppdrettsanleggene langs kysten. Vurderinger som er foretatt av Statoil, bl.a. i forbindelse med konsekvensutredningen for Loke-feltet (Sleipner Øst) mht. virkninger av en utblåsning, indikerer at 60 - 80 % av hydrokarbonene vil være fordampet i løpet av det første døgnet etter uhellet. Hovedområdet for virkninger vil være det området som kan nås i løpet av de første 1-2 døgn og vil gjelde de øverste 5 - 10 meter i vannsøylen. Hovedområdet antas ikke å kunne overstige en radius på 10 km. Avstanden til land er mer enn 100 km og det vurderes ikke som sannsynlig at omfattende forurensning av strand vil kunne forekomme.

"Regional konsekvensutredning for Tampenområdet" viser at sannsynligheten for en oljeutblås-

Type hendelse	Ordinær drift	Samtidig boring og produksjon	Totalt for Tampen-området
	Sannsynlighet (x10 ⁻⁴)	Sannsynlighet (x10 ⁻⁴)	Sannsynlighet (x 10 ⁻⁴)
Utblåsning	1,2	40,8	887,6
Rørledning/riser brudd/lekkasje	8	8	1900
Sum	9,2	48,8	

Tabell 4.5.1 Utslippsfrekvenser for uhell ved Huldra og totalt for aktiviteten i Tampen-området

Miljøskadekategori	Akseptkriterier (risiko pr. år)
Mindre	1×10^{-2}
Moderat	$2,5 \times 10^{-3}$
Betydelig	1×10^{-3}
Alvorlig	5×10^{-4}

Tabell 4.5.2 Statoil's installasjonsspesifikke akseptkriterier.

ning i forbindelse med den samlede aktiviteten i Tampenområdet kan inntreffe med en frekvens på omlag hvert 11. år (ref. tab. 4.5.1). Selv om det er grunn til å anta at beregningene er svært konservative, må resultatet betraktes som en forholdsvis stor samlet risiko. Det vises til bred diskusjon av konsekvensene av akutte utslipp fra Tampenområdet i Regional konsekvensutredning for Tampenområdet, kap. 7 og kap. 8 (vedlegg A). Det legges i denne sammenheng stor vekt på risikoreducerende tiltak, og særlig oljevernberedskapen er fylldig beskrevet.

Statoil vil som operatør av Huldra-feltet sørge for at oljevernet er dimensjonert for å stå i forhold til behovet for og mulighetene for oppsamling av kondensat, og skal være på det nivå som lover og forskrifter krever før produksjonsboringen startes opp.

4.6 Behandling av avfall

Avfallsmengdene fra Huldrainstallasjonene vil bli minimale siden dette er en ubemannet plattform. Alle kjemikalier vil bli overført direkte fra båt til egne tanker på plattformdekket. En egen avfallsplan skal utarbeides for driftsfasen. Tiltak for å redusere avfallsmengdene vil bli fokusert på, også i utbyggingsfasen, og det skal innføres en viss grad av kildesortering av avfallet før deponering.

4.7 Oppsummering av miljømessige virkninger av hovedalternativet.

Som vist utgjør utslippene til sjø og luft fra utbygging og drift av Huldra-feltet en meget liten del av de samlede utslipp i området. Utbyggingskonseptet med bruk av trykkenergi fra reservoaret til transport av gass og kondensat i rør til mottaksstedene, reinjeksjon av produsert vann samt valg av Kollsnes som mottakssted for gass hvor kraftforsyningen er basert på elektrisk kraft, innebærer at utslippene blir små i en hvilken som helst målestokk. Miljømessige virkninger av de totale utslippene fra feltene i Tampenområdet er diskutert i vedlegg A.

Til tross for at de samlede utslippene fra regionen må betegnes som store, har undersøkelser og studier ikke påvist vesentlige skadevirkninger på miljøet utover de påvirkninger på bunndyr og sedimenter som var forventet i nærheten av plattformene

pga. utslipp av borekaks (spesielt tidligere utslipp av oljeholdig borekaks). Det er imidlertid ikke grunnlag for kategorisk å utelukke at utslippene også kan ha andre skadevirkninger på miljøet. For flere av utslippskomponentene vil utslippene fra Tampenområdet utgjøre en relativt stor andel av den totale forurensningsbelastning som skyldes norsk aktivitet på kontinentalsokkelen. Dette gjelder et stort og økende utslipp av produsert vann, og det gjelder f.eks. utslipp av NOx som kan bidra til forsureningen av naturen i fastlands-Norge.

Utbygging og drift av Huldra-feltet vil imidlertid ikke kunne resultere i en merkbar endring av miljøkonsekvensbildet for den samlede olje- og gassvirksomheten i Tampenområdet. Det fremgår av dette at ensidige tiltak for Huldra-feltet, med sin marginale andel av utslippene, vanskelig kan gi registrerbare endringer i miljøbelastningen i Tampenområdet. Området må betraktes under ett i konsekvens- og tiltakssammenheng, jfr. Regional konsekvensutredning for Tampen-området, kap. 6 (vedlegg A).

4.8 Vurdering av alternative utbyggingsløsninger

Tre ulike oppkoblingsalternativer er vurdert for gass fra Huldra; Heimdal, Oseberg og Kollsnes. Data for utslipp er innhentet fra henholdsvis ELF, Norsk Hydro og Troll-lisensen for disse tre alternativene, og sammenligningene er basert på de inngitte data.

CO₂-utslipp

En sammenligning av CO₂-utslippene viser at Heimdal kommer klart dårligst ut, og at oppkobling mot Kollsnes vil gi de laveste utslippene. Også Oseberg ligger vesentlig lavere enn Heimdal, forutsatt at de tall som er oppgitt fra Hydro's side er korrekte. Tallene for Heimdal-alternativet vil for de første produksjonsårene tilsvare ca. 1,5% av de samlede CO₂-utslippene fra norsk petroleumsvirksomhet (0,3% for Oseberg-alternativet). Se figur 4.8.1.

På Kollsnes vil behandlingen og videretransporten av Huldra-gassen baseres på el-kraft, og det vil dermed kun bli utslipp knyttet til drift av oljevarmere. Det tas da ikke hensyn til om den el-kraft som benyttes vil komme fra vannkraft, gasskraft eller kullkraft. Dersom sammenligningen hadde vært gjennomført med kraftproduksjonen på Kollsnes basert på importert gasskraft, hadde rangeringen av Kollsnes i forhold til Heimdal fremdeles vært den samme. De samlede CO₂ utslipp fra Kollsnes for hele produksjonsperioden ved gassbasert kraft er beregnet til omlag 300.000 tonn.

På Oseberg vil Huldra-gassen komme som et tillegg til den produksjon og prosessering som allerede foregår der, og sammenligningen tar derfor utgangspunkt i det tilleggsutslippet Huldra-gassen vil representere (tallene som er oppgitt synes lave og kunne vært bedre dokumentert).

For Heimdal vil fortsatt drift av plattformen være avhengig av Huldra-gassen, og med mindre andre felt kobles opp mot Heimdal, vil derfor hele driften av Heimdal måtte belastes Huldra-gassen. Energieffektiviteten på eksisterende gassturbiner på Heimdal er lav (15%). Det er fra ELF's side oppgitt utslippstall både basert på fortsatt bruk av eksisterende gassturbiner, og for en løsning med forbedret energieffektivitet (30%). Det er ikke tatt høyde for en forbedret energieffektivitet i investeringsestimaterne.

CO₂-innhold i gassen

Huldra-gassen har et CO₂-innhold på 3,5%. På Kollsnes vil Huldra-gassen kunne blandes med Troll-gass for å få redusert CO₂-innholdet til 2,5% eller lavere. For Oseberg legges det opp til at Huldra-gassen skal kunne reinjiseres, og at det i stedet kan eksporteres Oseberg-gass med lavere CO₂-innhold, eventuelt en blanding av Huldra-gass og Oseberg-gass. For Heimdal er det antydning at injeksjon av Huldra-gass kan være aktuelt i Grane-feltet, eventuelt at den CO₂-rike gassen kan eksporteres til UK. Alternativt vil det måtte legges opp til en CO₂-fjerning på Heimdal, noe som vil innebære høyere investeringer.

NO_x-utslipp

NO_x-utslippene følger samme mønster som CO₂-utslippene, og Kollsnes kommer igjen ut med lavest utslipp, Heimdal med høyest utslipp, og Oseberg imellom, se figur 4.8.2. De første produksjonsårene vil utslippet for Heimdal-alternativet

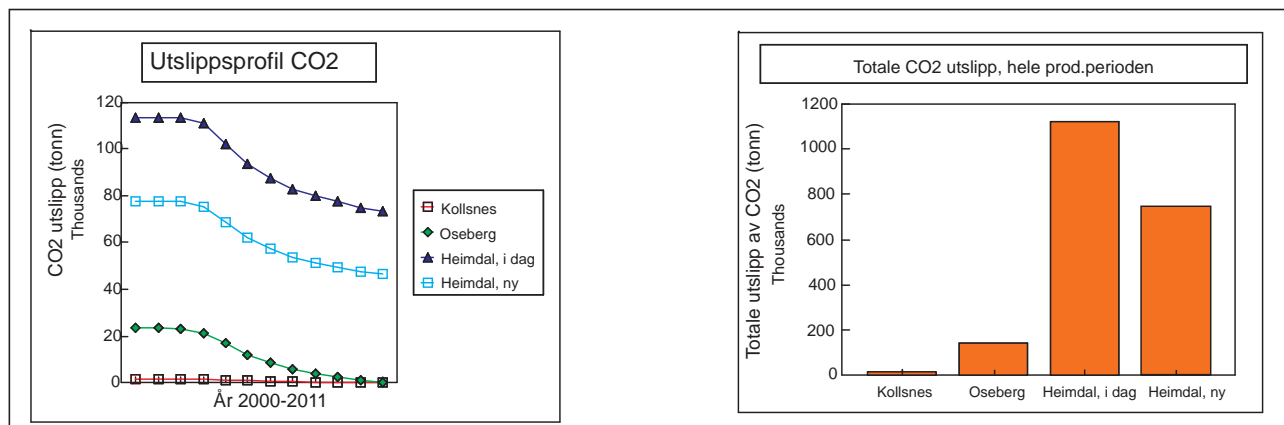
tilsvare noe over 2% av de samlede NO_x-utslippene på norsk sokkel, og for Oseberg-alternativet omlag 0,5%. Erfaringstall har vist at tilknyttet virksomhet (helikoptertransport, supply-skip mv.) representerer omtrent like store utslipp som utslippene fra installasjonene på sokkelen. Hvis det antas tilsvarende utslipp fra tilknyttet virksomhet på Heimdal, vil Heimdal komme relativt sett enda dårligere ut enn både Kollsnes og Oseberg (det antas at tilknyttet virksomhet ikke vil øke på Oseberg som følge av en Huldra-tilknytning).

Andre vurderte miljøproblemstillinger

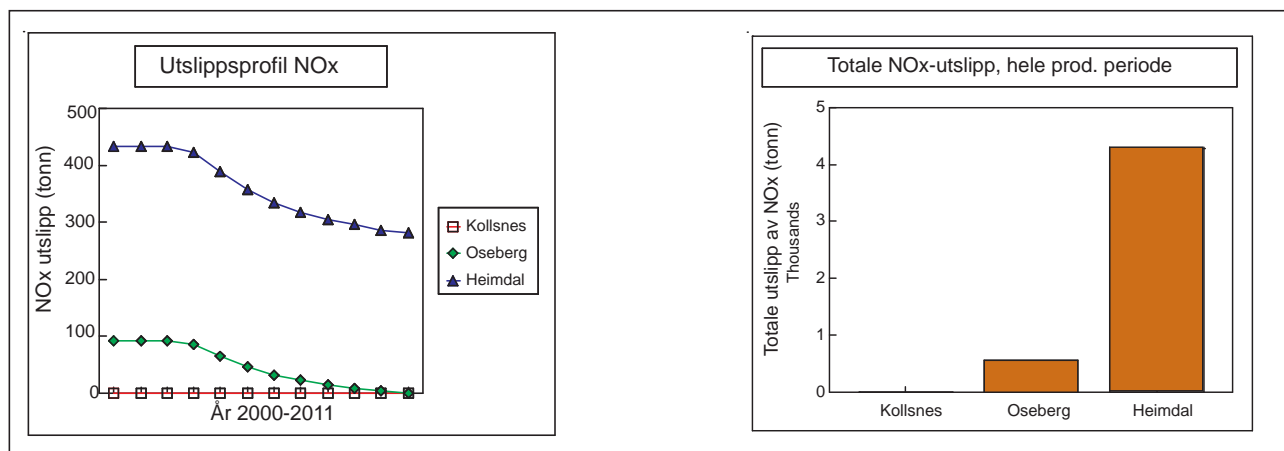
I tillegg til utslipp av CO₂ og NO_x er følgende problemstillinger vurdert:

- H₂S-innhold i gassen - H₂S-fjerning
- Hydratdannelse - evt. tilsetning av glykol eller metanol
- Produsert vann
- Miljøkonsekvenser ved fjerning av Heimdal

Ingen av disse problemstillingene vurderes å innebære vesentlige forskjeller mellom de ulike tilknytningsalternativene. Det foreligger ikke noen fjerningsplan for Heimdal, men det antas likevel at det ikke vil være vesentlige forskjeller mht. miljøproblemstillinger (avfallsproblemer mv.) enten fjerning skjer i år 2000 eller noe senere, ut over at fortsatt drift av Heimdal vil innebære utslipp i driftsperioden.



Figur 4.8.1. CO₂-utslipp for de alternative oppkoblingsalternativene for Huldra-gassen



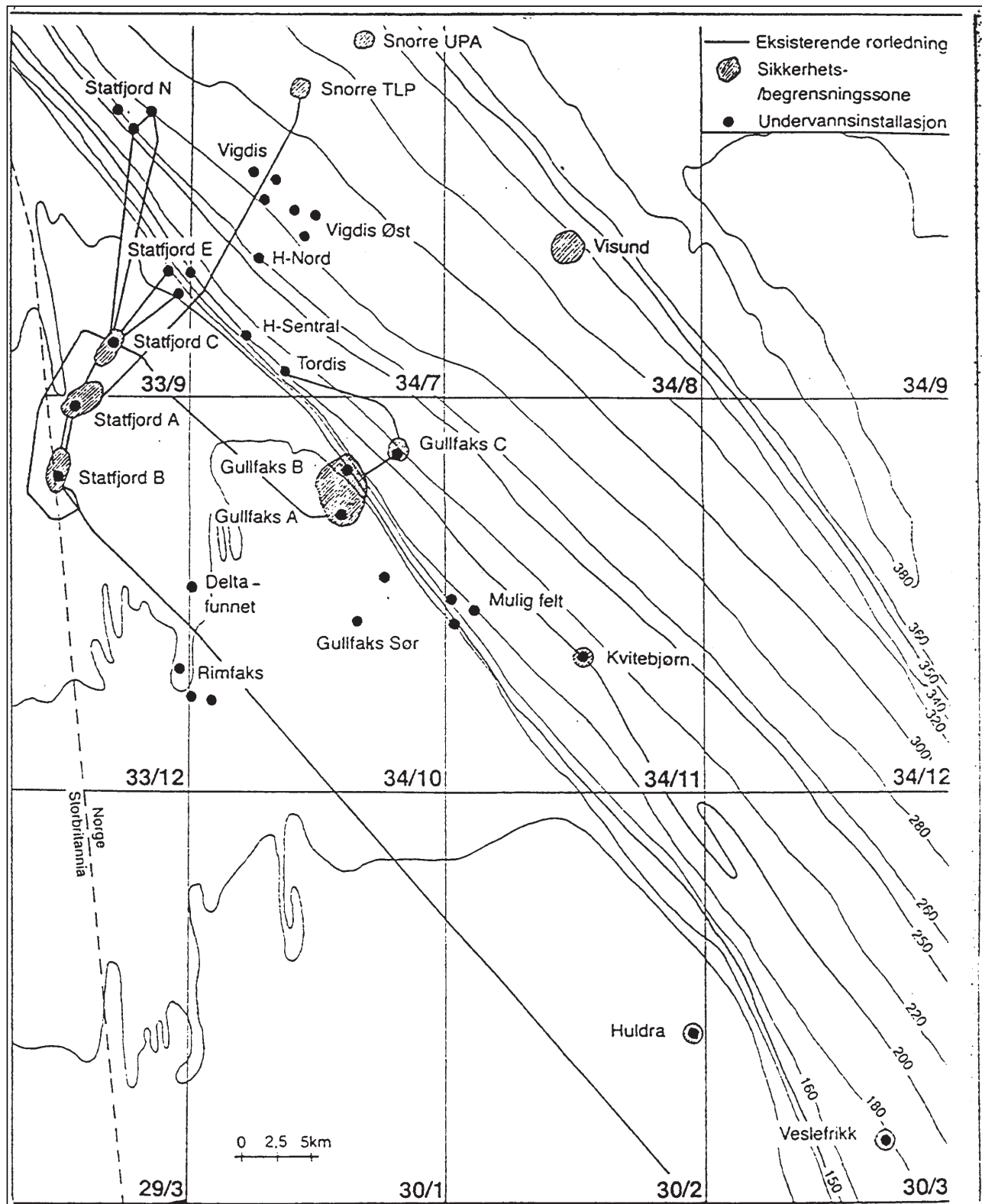
Figur 4.8.2. NO_x-utslipp for de alternative oppkoblingsalternativene for Huldra-gassen

5. Konsekvenser for fiskeri ved utbygging og drift av Huldra-feltet

5.1 Generelt

I dette kapitlet er forhold knyttet til arealbeslag i anleggs og driftsfasen av Huldra-feltet nærmere diskutert.

Eksisterende og planlagt feltutbygging i området omkring Vikingbanken med innregnede sikkerhetssoner og begrensingsområder er illustrert i figur 5.1.1. I "Regional konsekvensutredning for Tampenområdet" fra desember 1995 ble det gjennomført en utredning av konsekvensene for fiske-



Figur 5.1.1 Eksisterende og planlagt utbygging i Tampenområdet

riene av den samlede feltutbygging i Tampen-området (vedlegg A, Kap. 8). Fiskeriene omkring Huldra er tilsvarende beskrevet i denne utredningen, og sammenholdt med den regionale utredningen.

5.2 Fiskeriaktivitet i området omkring Huldra

Huldra-feltet ligger på omlag 125 meters dyp i ytterkanten av bankområdene ved Eggaskråningen, ca. 40 km sør-øst av Gullfaks-feltet.

Områdene i vest-skråningen av Norskerenna og bankområdene vest for denne har tradisjonelt vært meget viktige fiskeområder. De viktigste fiskeriene i området er følgende:

- Industritrålfiske, dvs. fiske for oppmaling til fiskemel og olje.
- Konsumtrålfiske, med sei som viktigste fiske-slag.
- Ringnotfiske.

I Eggaskråningen drives det et industritrålfiske med øyepål som viktigste fiskeslag, og hele Eggaskråningen kan klassifiseres som et meget viktig område for tråling. Det karakteristiske ved industritrålfisket etter øyepål er at fisken ofte står på en bestemt dybde, og at trålingen foregår langs-etter dybdekontene. Det viktigste øyepålfisket foregår i hovedsak fra omlag 300 meters dyp og videre vestover mot grunnere vann. I området omkring Huldra drives et sporadisk industritrålfiske.

Konsumtrålfiske, med sei som viktigste fiskeslag, foregår på grunnere deler av eggaskråningen fra 250 - 100 meters dyp og videre vestover på bankområdene. Bankområdene vest for Eggaskråningen er de viktigste områdene for dette fisket. Konsumtråling vil være viktigste trålfisket i området omkring Huldra.

Det norske industritrålfisket etter øyepål langs Eggaskråningen foregår hele året, men aktiviteten er størst i månedene januar - mars og august -

desember. Konsumtrålfisket foregår hele året, med vinterhalvåret (1. og 4. kvartal) som viktigste fangstperiode. Historiske industritrål-, konsumtrål- og ringnotfangster fremgår av tabell 5.2.1.

I det aktuelle området drives også et pelagisk fiske med ringnot og/eller flytetral etter sild, makrell og hestmakrell. Fangstmønsteret i det pelagiske fisket er mye mer skiftende enn for trålfisket, og bestemmes i stor grad av fiskens vandringer og de reguleringer som gjennomføres. Hvilket fiske som foregår i områdene som berøres av Huldra-utbyggingen kan derfor variere fra år til år.

Betydningen av områdene ved Eggaskråningen for fiskeriene medfører at det fra fiskernes og fiskerimyndighetenes side er lite ønskelig med ytterligere arealbeslag i dette området, og at det stilles strengere krav til overtrålbarehet enn på deler av sokkelen med mindre trålvirksomhet.

5.3 Arealrapport ved utbyggingen

I anleggsfasen vil det være tale om midlertidige arealbeslag i forbindelse med etablering av brønnhodeplattformen på Huldra og ved installering av rørledninger til Kollsnes og Veslefrikk, se figur 2.6.1.

For ringnotfiske kan oljevirkosomhet fra tid til annen påvirke hvor fisken tas, men dette vil snarere være unntaket enn regelen. I dette kapitlet har en derfor valgt å se på virkningen for de mer stedbundne fiskeriene, dvs fiske med konsumtrål og industritrål.

Arealbeslag ved feltutbygging

I utbyggingsfasen vil det foregå kontinuerlig boreaktivitet. Det vil kun bores én brønn av gangen, og aktivitetene vil foregå i andre halvår 1999 og i år 2000. Sikkerhetssonen omkring boreplattformen (oppjekkbar rigg) vil medføre et arealbeslag for fisket. Plattformen utgjør i praksis en én kilometer bred hindring for trålerne i området. Boreriggen og ankrene omkring den medfører dermed et midlertidig arealbeslag i størrelsesor-

Lokasjon (Blokknummer)	Lokasjon 2853 (34/7-12)				Lokasjon 2852 (30/1-6)			
	1986	1990	1994	1996	1986	1990	1994	1996
År								
Konsumtrål	1,7	0,8	1,8	1,1	0,4	0,3	3,5	1,4
Industritrål								
-øyepål	14,5	20,2	7,2	5,9	4,0	3,1	5,5	12,3
- tobis				0,0				0,3
- sild	0,1	1,2	0,9	0,5	0,1	0,3	0,3	1,1
Ringnot ³⁾								
- sild	3,7	14,0	4,1	1,2	7,9	10,7	5,4	3,1
- makrell	0,6	4,0	1,8	8,7	0,6	4,0	12,2	8,5
- hestmakrell	0,1	0,1	0,5	0,3	0,0	1,0	1,5	1,9

1) Storparten av konsumtrålfangstene er sei. 2) Foreløpige tall for 1996.

3) Inkl. ringnotflatens makrellfangster med flytetral.

Tabell 5.2.1: Norsk trål og ringnotfiske i området. Fangst i 1000 tonn rundvekt 2). (Kilde: Fiskeridirektoratet.)

den 1 - 1,5 km² for fartøyer som driver konsumtrålfiske i området. For industritrålfisket i området medfører boreriggen et midlertidig arealbeslag i størrelsesorden 4-6 km².

Arealbeslag ved rørlegging

Rørledningene går gjennom områder der det drives både konsumtrålfiske og industritrålfiske. Gassrørledningen vil bli lagt på havbunnen, mens kondensatrørledningen vil bli tildekket med grus eller eventuelt gravd ned i kombinasjon med grusoverdekking som følge av en optimalisering. Det er foreløpig ikke kjent om rørledningene skal legges med tradisjonelt leggefartøy som trekker seg fram etter ankre eller med dynamisk posisjonert leggefartøy (DP-fartøy). I denne analysen legges det til grunn at det benyttes tradisjonelt leggefartøy.

Rørleggingen vil hovedsaklig skje i andre kvartal 2000. I anleggsfasen vil det arealet som til enhver tid berøres på grunn av leggefartøyets ankerkjettinger og øvrig aktivitet utgjøre ca. 10 km². Leggefartøyet forflytter seg med en hastighet på ca. 3 km pr. døgn.

Arealbeslag ved Huldra i driftsfasen

I driftsfasen vil brønnhodeplattformen på Huldra representere et arealbeslag for fiskeriaktiviteten. Det etableres sikkerhetssone med radius 500 meter omkring plattformen. I praksis utgjør plattformen med sikkerhetssonen en ca. 1 kilometer bred hindring for fisket. For konsumtrålfisket i området medfører dette et arealbeslag på 1- 1,5 km². For industritrålerne, som følger dybdekotene, er arealbeslaget i størrelsesorden 4 - 6 km².

5.4 Virkninger for fiskeriene

Generelt utgjør de beslaglagte arealer ved utbygging av drift av Huldra små andeler av arealet til fiskerilokasjonene det er rapportert fangster på, jfr. tabell 5.2.1. I anleggsfasen kan et midlertidig arealbeslag komme opp i rundt 0.8% av lokasjonens areal. I driftsfasen vil arealbeslaget kun utgjøre 0.1 - 0.2%. Men en jevn fordeling av fangstene på lokasjonen kan en teoretisk anslå et fangsttap som tilsvarende det aktuelle arealbeslagets andel av lokasjonens areal. Konkrete beregninger av fangsttap på denne måten blir imidlertid svært usikre, og en har ikke forsøkt å tallfeste dette nærmere.

Virkninger av arealbeslag i anleggsfasen

For konsumtrålerne kan et område på 9- 10 km² bli beslaglagt i hele eller deler av utbyggingsperioden for Huldrafeltet. For industritrålerne kan et område på rundt 20 km² bli beslaglagt i hele eller deler av utbyggingsperioden. Mens rørleggingsarbeidet pågår, medfører leggefartøyet og ankrene omkring dette dessuten et midlertidig arealbeslag på rundt 10 km², som forflytter seg med leggearbeidet.

Konsumtrålfangstene i den lokasjonen som berøres av utbyggingen av Huldra varierer, men var omlag 1.400 tonn som et snitt regnet over årene

1986, 1990, 1994 og 1996, jf. tabell 5.1. Vurdert ut fra den svake bestandssituasjonen for sei er det ikke grunn til å vente noen vesentlige endringer de nærmeste årene. Det midlertidige arealbeslaget kan medføre en viss fangstreduksjon i de fangstsesongene som berøres. Størrelsen av en slik midlertidig fangstreduksjon vil avhenge av det faktiske arealbeslaget i de sesongene som berøres.

I lokasjonen der Huldra er lokalisert, varierte gjennomsnittlig industritrålfangst fra 3000 til omlag 12.000 tonn over årene 1986, 1990, 1994 og 1996, jf. tabell 5.1. Det midlertidige arealbeslaget kan medføre en fangstreduksjon i den fangstsesongen som berøres. Størrelsen av en slik midlertidig fangstreduksjon vil avhenge av både hvordan boreaktiviteten i tid faller sammen med fisket i det berørte området, og på hvilket dyp øyepål står på den tiden boringen finner sted. Industritrålfisket ventes ikke å bli nevneverdig berørt av utbyggingen av Huldra.

Det ventes ikke at arealbeslaget som følger av rørleggingen og som forflytter seg med leggearbeidet, vil medføre vesentlige fangstreduksjoner.

Virkninger av Huldraplattformens arealbeslag i driftsfasen

For konsumtrålerne medfører utbyggingen av Huldra et arealbeslag i på 1- 1,5 km² i driftsperioden. For industritrålerne er arealbeslaget i størrelsesorden 4 - 6 km². Et arealbeslag av en slik størrelse ventes ikke å medføre merkbare fangstreduksjoner verken vurdert alene eller i sammenheng med andre felt i dette området.

Virkningen av rørledningene i driftsfasen

Gassrørledningen har etter planen en dimensjon på 21" mens kondensatrørledningen er 10".

Vurdert ut fra erfaringene fra utførte overtrålingsforsøk på store rørledninger i 1993, vil den aktuelle gassrørledningen på 21" ikke medføre operasjonelle ulemper av noe omfang. Kondensatrørledningen vil være overgruset/nedgravd. Det er ikke ventet at rørledningen vil medføre reduserte fangster i området.

Fra Fiskeridirektoratet er det påpekt at steinfyllinger langs rørledningstraséer for å redusere frie spenn eller for å stabilisere rørledningen, kan skape problemer under fiske. Det refereres i denne sammenheng til rapporten "Fisken og havet" nr. 10 - 1997 (Havforskningsinstituttet). Fiskerne er skeptiske til å tråle over steinfyllinger fordi det kan komme stein i trålposen, noe som medfører at trålposen presses mot bunnen og dermed utsettes for stor slitasje. Stein som følger med lasten om bord kan også forårsake skade på fiskepumpene ved lossing av fartøyene. Det er vurdert som lite sannsynlig at steinfyllinger langs rørledningene vil utgjøre operasjonelle problemer av et omfang som vil kunne registreres i form av reduserte fangster i området.

Avbøtende tiltak

Statoil ønsker gjennom en dialog med fiskerimy-

dighetene å bidra til å finne frem til eventuelle tiltak som kan redusere negative konsekvenser for fiskeriene. Følgende tiltak vil bli vurdert:

- I detaljprosjekteringen vil det skje en optimalisering mht å redusere behovet for steindumping langs de deler av traséen der det kan foregå trålfiske. Fiskerimyndighetene vil, dersom det er ønske om det, gis anledning til å delta som observatør under grusdumpingen. Nøyaktig lokalisering av grusfyllinger vil bli rapportert til fiskerimyndighetene.
- Det vil i samråd med Fiskeridirektoratet bli foretatt inspeksjon langs rørledningen kort tid etter rørlegging. Representanter fra fiskerimyndighetene vil bli invitert til å delta i slik inspeksjon. I den grad ankermerker langs traséen eventuelt vurderes å utgjøre et vesentlig hinder for fiske i de berørte områdene, vil eventuelle tiltak for å planere ankermerker bli vurdert i samråd med Fiskeridirektoratet.
- Dersom rørleggingsarbeidet i tid faller sammen med viktige fiskerier i området vil en vurdere å ha fiskerikyndig person om bord på leggefartøyet for å kunne ivareta kommunikasjonen med fiskefartøyene.
- Valg av ankertype for rørleggingsfartøy vil bli vurdert, og prosedyrer for ankerhåndtering etablert med sikte på å redusere omfanget av ankermerker i områder der det kan foregå trålfiske.

5.5 Vurdering av alternativer

Oppkobling av Huldra mot Kollsnes, Oseberg eller Heimdal vil medføre at det vil måtte legges en rørledning gjennom områder som benyttes til fiske. Huldra ligger innenfor den tradisjonelt meget viktige Vikingbanken. Konsumtrålfiske etter sei har vært viktigst, men seibestanden har gått tilbake de senere åra. En trasé fra Huldra til Kollsnes krysser et område på vestsida av Norskerenna som er et meget viktig område for industritråling etter øyepål. En trasé fra Huldra til Oseberg går i sin helhet gjennom de områdene som tradisjonelt har vært viktige for konsumtrålfiske etter sei, men vil trolig gå klar av de viktige industritrålfeltene for tobis sør/sørvestover fra Oseberg. Traséen til Heimdal krysser de samme områdene for konsumtrålfiske etter sei, og krysser også et meget viktig område for industritrålfiske etter tobis (mellom 60°N og 60°30'N, østover fra 2°10'Ø). Tråltester over større rørledninger har vist at det ikke er vesentlige problemer knyttet til overtråling, i alle fall ved kryssing i vinkel på mer enn 45°. I skråningen mot Norskerenna øst for Huldra vil trålingen foregå i forholdsvis rett vinkel over en eventuell rørledning til Kollsnes. På bankområdene vil trålrretningen i større grad kunne variere. Av de tre alternative traséene vil en trasé mellom Huldra og Heimdal være den som i størst grad berører viktige områder for trålfiske.

6 Samfunnsmessige konsekvenser

Dette kapitlet er basert på rapporten «Utbygging og drift av Huldra - virkninger for samfunn» (Agenda Utredning og Utvikling as, 1997).

En gjør oppmerksom på at det er foretatt noen mindre forskyvninger av investeringsomfanget mellom de ulike årene i investeringsperioden 1998 - 2001 siden denne analysen ble ferdigstilt. Dette betyr at det forekommer mindre avvik mellom økonomiopplysningene i dette kapitlet og det som er angitt i PUD.

6.1 Investerings- og driftskostnader for Huldra

Investeringene i utbygging av Huldra er beregnet til vel 4,3 mill NOK 97 fordelt over perioden 1998 - 2001, som vist i tabell 6.1.1.

År	1998	1999	2000	2001	Totalt
Investering	762	2.025	1.349	196	4.332

Tabell 6.1.1: Investeringer i Huldra fordelt over tid. Mill NOK 97.

Drift av Huldra vil pågå i vel 10 år, med nedstenging av feltet i år 2011. Årlige driftskostnader er beregnet til vel 120 millioner NOK 97 i et normalår. I tillegg kommer prosesseringstariffer og transporttariffer med opp til en milliard NOK 97 pr år ved topp produksjon i 2001.

6.2 Samfunnsmessig lønnsomhet

6.2.1 Inntekter

De totale utvinnbare petroleumsressursene på Huldra, er anslått til rundt 7 millioner Sm³ kondensat, litt NGL, og rundt 19 milliarder Sm³ gass.

For det norske samfunn representerer disse petroleumsressursene betydelige verdier. For å beregne de samlede inntekter fra Huldra, har en tatt utgangspunkt i den planlagte produksjonsprofilen, og lagt inn forutsetninger om framtidig dollarkurs og framtidige salgspriser for kondensat, NGL og gass. En gjør oppmerksom på at både produksjonsvolumer og priser er usikre. Det samme gjelder dermed inntektsanslagene.

Salgsinntektene fra Huldra øker raskt fra produksjonsstart i 2000 til en topp på nær 2,9 milliarder NOK 97 allerede i 2001. Deretter synker salgsinntekten langsomt år for år, framtil planlagt nedstenging av feltet i år 2009. Samlet inntekt av petroleumsproduksjonen er beregnet til rundt 16 milliarder NOK 97 over 10 år. Ny utvinningsteknologi og innfasing av tilleggstrukturer kan imidlertid endre dette bildet underveis, og føre til betydelig større produksjon og større inntekt enn det en ser for seg i dag.

6.2.2 Kostnader

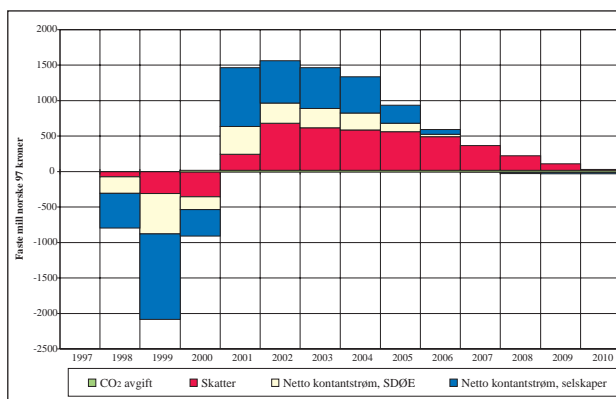
Kostnadene ved petroleumsproduksjonen på Huldra består dels i investeringskostnader til brønnhodeplattformen, produksjonsbrønner, rørledninger og modifikasjonsarbeider, og dels av kostnader til drift av feltet. I tillegg kommer betydelige tariffkostnader som følge av gass- og kondensat-transport og bruk av anleggene på Veslefrikk og Kollsnes.

Investeringskostnadene dominerer kostnadsbildet de første årene. Fra år 2001 overtar transportkostnadene denne rollen.

Samlede kostnader til investering og drift av Huldra er beregnet til vel 11,6 milliarder NOK 97 i tidsrommet 1998 - 2009. 4,3 milliarder av dette er investeringskostnader, 5,8 milliarder er transporttariffer, mens ordinære driftskostnader er beregnet til 1,5 milliarder NOK 97.

6.2.3 Samfunnsmessig lønnsomhet ved utbygging av Huldra

Kombinerer en det samlede inntektsbildet med kostnadsbildet, får en et bilde av netto kontantstrøm fra Huldra-feltet som vist i figur 6.2.1.



Figur 6.2.1 Netto kontantstrøm for Huldra-utbyggingen

Figur 6.2.1 viser netto kontantstrøm fra Huldra år for år i perioden 1998 - 2009. En ser også oppdelingen av denne kontantstrøm på henholdsvis CO₂-avgift, skatter til staten, statens økonomiske eierandel og oljeselskapenes eierandel.

Det framgår av figuren at netto kontantstrøm fra Huldra-feltet er negativ i investeringsfasen, fram til år 2000. Fra år 2001 snus dette til en positiv kontantstrøm, som når en topp på rundt 1,6 milliarder NOK 97 i 2002, for deretter å falle langsomt fram mot planlagt nedstenging i 2009.

Samlet gir dette en netto kontantstrøm fra Huldra på vel 4,5 mdr NOK 97, fordelt på perioden 1998 - 2009. Også etter at kostnadene er trukket fra er det dermed betydelige inntekter for det norske samfunn ved en utbygging av Huldra.

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

Når det gjelder Huldra-feltet, så er nåverdien i dag av framtidige inntekter og kostnader beregnet til rundt vel 1,9 milliarder NOK 97. Nåverdien av prosjektet er dermed betydelig, selv med 7% samfunnsmessig kalkulasjonsrente, som er et meget strengt kriterium. Etter vanlige beregningskriterier er dermed utbygging av Huldra klart samfunnsmessig lønnsomt. En samfunnsmessig nåverdi på 1,9 milliarder NOK 97 ligger betydelig over normal avkastning på samfunnets investeringer på land, selv om nåverdien av Huldra er forholdsvis beskjeden i offshore-sammenheng. Dette viser klart hvilken grunnrente, eller ekstraavkastning utover det normale, det norske samfunn har av petroleumsressursene.

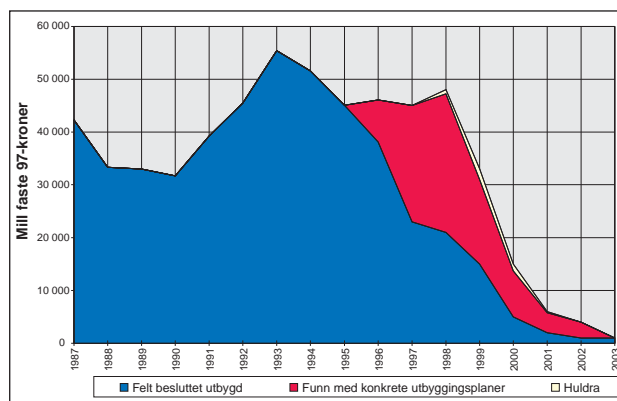
Av prosjektets totale nåverdi vil størsteparten tilfalle staten i en eller annen form. Selskapskatt fra oljeselskapene utgjør alene vel 1,7 milliarder NOK 97 eller vel 80% av den samfunnsmessige nåverdien. I tillegg tar staten inn nær 46 millioner kr gjennom sitt direkte økonomiske engasjement, og videre 43 millioner kr i CO₂-avgift, slik at statens samlede andel kommer opp i 95%. Bare 97 millioner kr i nåverdi eller 5% av totalen tilfaller oljeselskapene.

Beregningene av samfunnsmessig nåverdi av Huldra er gjort under bestemte forutsetninger om investerings- og driftskostnader, petroleumspriser og produksjonsvolum. Særlig vurderingen av framtidige petroleumspriser vil her være en usikkerhetsfaktor. Lønnsomhetskalkylene må derfor betraktes som relativt usikre, og Huldra-prosjektet er forholdsvis lite robust overfor fall i petroleumsprisene. Reservegrunnlaget forventes å kunne forbedres betydelig gjennom realisering av flere lovende prospekter i området. En senere innfasing av disse ventes å ville bedre lønnsomheten betydelig, og gjøre utbyggingen til et mer robust prosjekt.

6.3 Leveranser av varer og tjenester til Huldra

6.3.1 Utbyggingens innvirkning på investeringsnivået på norsk kontinentalsokkel

Investeringer i feltinstallasjoner og rørledninger på norsk kontinentalsokkel har tradisjonelt ligget på et nivå på 30 - 40 milliarder NOK 97 pr år. De senere årene, og især i 1993 og 1994 har det imidlertid skjedd en betydelig opptrapping i offshore-investeringene, med samlede investeringer helt opp i over 50 milliarder kr pr år. I 1995 ble investeringsnivået redusert til rundt 45 milliarder NOK 97, men lå fortsatt relativt høyt. Dette høye investeringsnivået fortsatte i 1996 og ventes å ville fortsette også i år og i de nærmeste årene framover. Forventet utvikling slik det ser ut høsten 1997, framgår av figur 6.3.1.



Figur 6.3.1 Investeringer i vedtatte og planlagte prosjekter på norsk kontinentalsokkel. (kilde: OED-faktahefte 1996)

Figur 6.3.1. viser for årene framover henholdsvis investeringer i vedtatte prosjekter ved inngangen til 1997, investeringer i prosjekter under vurdering for utbygging pr høsten 1997, og investeringene i Huldra. En ser at investeringer i vedtatte felt og rørledninger faller raskt allerede fra 1997, helt ned til et nivå på rundt 5 milliarder NOK 97 pr. år fra 2001. Investeringer i felt under vurdering opprettholder likevel det høye investeringsnivået også neste år. Flere av disse feltene er nå vedtatt, eller i ferd med å bli vedtatt utbygget. Etter 1998 reduseres imidlertid investeringsnivået, slik det nå ser ut, temmelig raskt. Investeringer på 4,3 milliarder NOK 97 i Huldra betyr ikke veldig mye i denne sammenheng, men begrenser i det minste fallet noe i perioden 1998 - 2001. I mellomtiden vil temmelig sikkert en rekke nye prosjekter komme til, slik at fallet i investeringsaktivitetene sannsynligvis blir langt mindre markant enn hva det ser ut til i dag.

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

Kapasiteten i norsk offshore-rettet næringsliv er ganske fleksibel, men har de senere år stort sett vært tilpasset et investeringsnivå på vel 40 milliarder NOK 97, med normale norske andeler av vare- og tjenesteleveransene på rundt 60%. De siste årene har kapasiteten særlig i engineering, verkstedproduksjon og offshore-rettet bygge- og anleggsvirksomhet, vært tildels sterkt presset. Videre er riggmarkedet inne i en periode der etterspørselen etter riggtjenester er langt større enn tilbudet. Særlig gjelder dette for boring under høyt trykk, slik en tildels har på Huldra. Dette presset vil trolig fortsette også et par år framover.

Investeringene i Huldra starter opp i 1998, og når en topp i 1999 og 2000. Investeringsfasen kommer dermed i en periode der norsk offshore-rettet næringslivs kapasitet trolig fortsatt er noe presset. I de siste årene av investeringsfasen burde næringslivet derimot, slik det nå ser ut, ha kapasitet nok. Samlet er det lite sannsynlig at utbygging av Huldra vil føre til vesentlig økte pressproblemer i norsk offshoresektor.

6.3.2 Vare- og tjenesteleveranser til utbygging av Huldra

Utbygging av Huldra har en kostnadsramme på 4,3 milliarder NOK 97, fordelt over perioden 1998 - 2001. Utbyggingen vil dermed kunne gi viktige vare- og tjenesteleveranser til norsk offshore-rettet næringsliv, og skape betydelige sysselsettelseffekter for det norske samfunn.

For å kunne anslå disse virkningene, er det nødvendig å gjøre forutsetninger om forventede norske andeler av vare- og tjenesteleveransene til prosjektet både i investeringsfasen og i driftsfasen. I samarbeid med Statoil har en derfor vurdert mulighetene for norske leveranseandeler, basert på kunnskap om leverandørmarkedet og erfaringer fra tidligere utbyggingsprosjekter på norsk kontinentalsokkel.

Forholdet til EØS-avtalen

EØS-avtalen trådte i kraft for energisektoren ved årsskiftet 1994/95, og åpner for bredere anbudsinnhenting og større internasjonal konkurranse enn tidligere. I forbindelse med avtalen er det utarbeidet et eget innkjøpsdirektiv som blir gjennomført i Norge ved hjelp av en fullmaktslov med forskrifter gitt av regjeringen. Innkjøpsdirektivet omfatter alle varekontrakter over 400.000 ECU, ca 3,3 mill kr, og alle bygge- og anleggskontrakter over 5 mill ECU, ca 42 mill kr. Direktivet krever at oppdragsgiver sørger for likebehandling av leverandører, åpenhet i anbudsprosedyren og tildelingsprosedyren, og objektivitet i leverandørvurderingen. Et liknende direktiv er utarbeidet for tjenestekontrakter.

EØS-avtalens innkjøpsdirektiv stiller strenge krav til hvordan en anbudskonkurranse innenfor offshore-sektoren skal gjennomføres. Statoil hadde imidlertid allerede før direktivet trådte i kraft opprettet kvalifikasjonsordninger, og etablert bedriftsinterne systemer som gir åpenhet i

anbudsprosessen og sikker og verifiserbar behandling av den enkelte anbyder. EØS-reglene har derfor ikke krevet grunnleggende endringer i Statoils innkjøpsrutiner.

I driftsfasen vil Statoil benytte sitt etablerte leverandørnett rundt CCB-basen på Sotra og driftsorganisasjonen i Bergen for å ivareta daglige leveranser. Større vedlikeholdsoppdrag vil bli satt ut på anbud på vanlig måte.

Nasjonale leveranser av varer og tjenester i investeringsfasen

Utgangspunktet for vurdering av norske leveranser i investeringsfasen, er erfaringer fra tidligere utbyggingsprosjekter på norsk kontinentalsokkel.

Kapasitetsproblemer i norsk næringsliv gjør imidlertid vurderingen av norske leveranseandeler vanskeligere enn vanlig. Særlig gjelder dette boring, der ledige norskeidee rigger som er egnet for oppgaven er mangelvare. Det er også kapasitetsproblemer innenfor norsk engineering og på offshore-verftene. Mulige norske leveranseandeler til Huldra-utbyggingen må derfor vurderes på selvstendig grunnlag.

Ved vurdering av mulige norske vare- og tjenesteleveranser til Huldra må en dele opp utbyggingsprosjektet i undergrupper, og for hver undergruppe vurdere aktuelle norske leverandørers konkurranseevne, kompetanse og leveringskapasitet. Dette gir et grunnlag for på forhånd å kunne vurdere norske andeler av leveransene. Med bakgrunn i en grov oppdeling av investeringskostnadene til Huldra, skal en gjennomføre en slik vurdering nedenfor. Det understrekes imidlertid at slike vurderinger nødvendigvis vil være usikre, særlig i dagens pressede markedssituasjon.

Plattformdekket

Plattformdekket er et ståldekk med ventiler og styringssystemer for produksjonsbrønnene, enkelt prosessutstyr, helikopterdekk, overnattingsmuligheter m.v.

Prosjektledelse og engineering av plattformdekket vil trolig fullt ut være norske leveranser. Deler av utstyret på plattformdekket kan også produseres i Norge, mens andre deler vil bli hentet fra utlandet. Basert på en oppsplitting av utstyrspakkene på plattformdekket, og på en vurdering av norsk næringslivs konkurranseevne, anslås norsk andel av innkjøpsleveransene til å ligge rundt 50%

Plattformdekket vil trolig bli bygget og satt sammen i Norge, selv om utenlandske leverandører også er aktuelle, særlig dersom det skulle vise seg at norske leverandører har kapasitetsproblemer. Vi legger likevel til grunn for beregningene at plattformdekket bygges i Norge. Flere norske offshoreverft har bred kompetanse på denne type arbeider, og har utført liknende oppdrag flere ganger tidligere. Norsk andel av konstruksjonsarbeidene blir her sannsynligvis høy, trolig rundt 90%.

Plattformunderstellet

Plattformunderstellet består av en stor stålkonstruksjon som plasseres på havbunnen på 125 meters dyp.

Produksjonssted for stålunderstellet er vanskelig å vurdere. Flere norske offshore-verft har utstyr og kompetanse til å bygge understellet, og leveransen kan meget vel gå til et norsk verft. Imidlertid er kapasiteten på norske verft for tiden presset. For å være på den konservative siden, har en derfor som utgangspunkt for denne analysen antatt at oppdraget går til utlandet.

Stål til understellet må hentes fra utlandet, og det blir små norske utstysleveranser. Forventet norske leveranser begrenser seg dermed til prosjektledelse, endel engineering og litt utstysleveranser. Dette gir en beregnet norsk leveranseandel på rundt 15%.

Kondensatrør

Kondensatrøret er en 10" stålørledning på havbunnen fra Huldra til Veslefrikk. Stålrøret produseres ikke i Norge, og vil bli hentet fra utlandet. Trolig vil også korrosjonsbeskyttelsen bli lagt på røret der, før røret sveises sammen og spoles opp. Prosjektledelse og engineering vil derimot være norske leveranser. Det samme *kan* gjelde selve rørleggingen, da norske leggefartøyer kan legge rør med denne dimensjonen. Vi vurderer sansynligheten for bruk av et norsk leggefartøy til å være rundt 50%, og får en beregnet norsk leveranseandel til kondensatrøret på 30%

Gassørledningen

Gassørledningen er et 21" stålør på havbunnen fra Huldra til gassterminalen på Kollsnes i Øygarden. Stålrøret produseres ikke i Norge, og vil bli kjøpt inn fra utlandet. Rørleggingen vil dessuten måtte gjøres av et utenlandsk leggefartøy, da det ikke finnes norskeide fartøyer som kan ta denne rørdimensjonen. Norske leveranser til gassørledningen blir derfor i utgangspunktet begrenset til prosjektledelse og engineering. Korrosjonsbeskyttelse og betongkappe vil videre trolig bli lagt på stålørret ved et norsk spesialanlegg, og det vil være norske leveranser til trasèundersøkelser, og til eventuell grøfting og understøtting av rørledningen. Samlet gir dette en anslått norsk leveranseandel til gassørledningen på rundt 25%

Boring og komplettering

Det legges opp til å bore produksjonsbrønnene fra en oppjekkbar boreplattform plassert på bunnen ved siden av stålunderstellet. Denne boreriggen *kan* være norskeiet, men kan også meget vel bli hentet fra utlandet, og med utenlandsk mannskap. Med det presset det for tiden er på det norske riggmarkedet, vurderer vi sansynligheten for bruk av en norsk rigg til å ligge rundt 40%. Skjer dette vil norsk andel av leveransene ligge rundt 65%. Brukes en utenlandsk rigg med utenlandsk mannskap blir norsk leveranseandel bare 10 - 15%. Samlet gir dette en veiet norsk leveranseandel til borevirksomheten på rundt 33%

Komplettering av produksjonsbrønnene med ventil- og styringssystemer vil trolig dels bli gjort fra boreriggen og dels bli utført av norske spesialbedrifter. Prosjektledelse og engineering vil trolig i hovedsak være norsk.

Noe av utstyret vil også være norskprodusert, mens det meste trolig vil bli hentet fra utlandet. Samlet vurderer vi norsk andel av leveransene til brønnkomplettering til å ligge rundt 40%

Modifikasjoner på Kollsnes

Modifikasjonsarbeidene på Kollsnes er særlig knyttet til landfall og oppkobling av gassørledningen. I tillegg vil det være behov for et rørskræpeanlegg, en målestasjon m.v. Det aller meste av dette vil være norske vare- og tjenesteleveranser. Vi anslår norsk andel av modifikasjonsarbeidene til rundt 90%

Modifikasjonsarbeider på Veslefrikk

På Veslefrikk vil det være behov for endel nytt prosess og måleutstyr for å ta imot kondensatet fra Huldra. I tillegg trenger man styringssystemer for å kunne fjernstyre produksjonen på Huldra. Noe av utstyret vil måtte hentes fra utlandet, men endel produseres også i Norge. Monterings- og modifikasjonsarbeidene vil temmelig sikkert bli ivarettatt av Veslefrikks modifikasjonsteam, og vil i all hovedsak være norske leveranser. Samlet anslår vi norsk andel av modifikasjonsleveransene på Veslefrikk til rundt 80%

Samlet gir dette beregnede norske vare- og tjenesteleveranser til utbygging av Huldra som vist i tabell 6.3.1. Vi vil igjen understreke at beregningene inneholder usikkerhet, en usikkerhet som på grunn av kapasitetsproblemer i norsk offshore-rettet næringsliv er større enn hva som har vært vanlig ved konsekvensanalyser av utbyggingsprosjekter på norsk kontinentalsokkel.

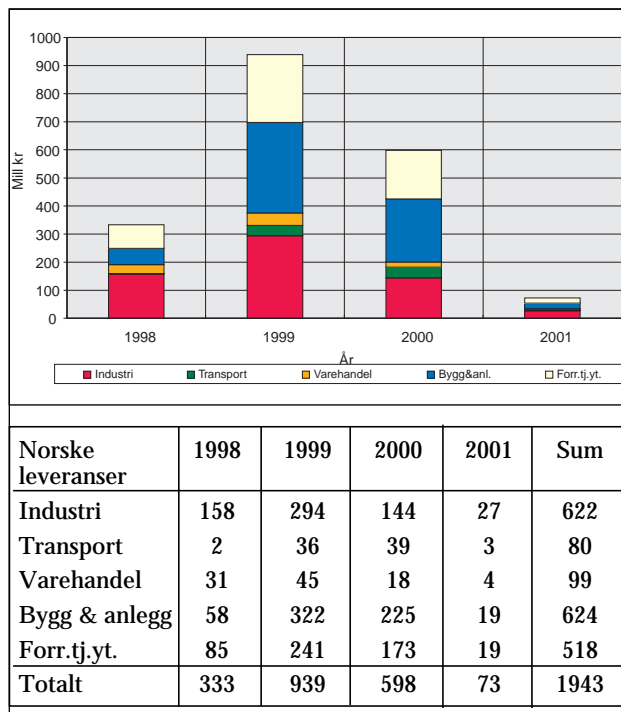
Huldra	Investeringer	Norske leveranser	
	Mill kr	(%)	Mill kr
Dekksanlegg	1152	65%	749
Understell	498	15%	75
Kondensatrør	208	30%	62
Gassør	794	25%	199
Boring	875	33%	289
Komplettering	228	40%	91
Modifikasjoner Kollsnes	170	90%	153
Modifikasjoner Veslefrikk	407	80%	326
Totalt	4 332	45%	1 943

Tabell 6.3.1 Beregnede norske leveranser i investeringsfasen. Mill 1997-kr

Det framgår av tabellen at av en samlet investering i utbygging av Huldra på vel 4,3 milliarder NOK 97, ventes norsk næringsliv å få vare- og tjenesteleveranser for vel 1,9 milliarder kr, eller 45%. Den beregnede norske leveranseandelen ligger her noe lavere enn det som tidligere har vært vanlig ved liknende prosjekter. Dels skyldes dette usikkerhet om norsk næringslivs leveransekapasi-

tet i det aktuelle tidsrom. Dels skyldes det også at en vesentlig del av prosjektet består av rør- og rørleggingsarbeider der norsk leveranseandel nødvendigvis vil være lav.

En fordeling av de beregnede norske vare- og tjenesteleveransene på hovednæring og tid, framgår av figur 6.3.2.



Figur 6.3.2. Norske leveranser fordelt på hovednæring over tid

De beregnede norske leveransene fordeler seg med hovedvekt på bygge- og anleggsvirksomhet, industriproduksjon og forretningsmessig tjenesteyting. Industriproduksjonen er i dette tilfellet særlig verkstedsproduksjon ved norske offshore-verft, mens bygge- og anleggsvirksomheten i stor grad er borevirksomhet, og monteringsarbeider og ferdigstillelsesarbeider på Huldra, Veslefrikk og på Kollsnes. Forretningsmessig tjenesteyting er dels prosjekteringsarbeider, og dels Statoils og norske leverandørbidrifters prosjektledelse. Resten av de norske leveransene fordeler seg på transportvirksomhet og varehandel, herunder varehandelsavanser på utenlandsprodusert utstyr som kjøpes inn gjennom norske salgsselskaper og engrosbedrifter.

De beregnede norske investeringsleveransene fordeler seg over fire år i perioden 1998 - 2001 som vist i figuren. Hovedtyngden av leveransene skjer i 1999.

6.3.3 Vare- og tjenesteleveranser til drift av Huldra

Samlede driftskostnader for Huldra i perioden 1998 - 2009 er beregnet til vel 7,2 milliarder NOK 97. Av dette er rundt 5,8 milliarder kr tariffkostna-

der for bruk av produksjonsutstyret på Veslefrikk og Kollsnes, og for gass og kondensattransport. Dette bidrar til å opprettholde virksomheten på Veslefrikk og Kollsnes, og ved Statoils driftsmiljø for rørledninger på Kårstø/Karmøy, men gir ellers ikke nye vare- og tjenesteleveranser fra norsk næringsliv, og heller ikke ny sysselsetting.

De resterende driftskostnadene til Huldra er på rundt 1,5 milliarder NOK 97 fordelt over driftsperioden 2000 - 2009. Driftskostnadene varierer noe over år, men vil i et normalt driftsår ligge på rundt 120 mill kr. Inkludert i dette er kalkulatoriske kostnader for bruk av driftsorganisasjonen på Veslefrikk, og i Bergen. Videre kommer forsikring, reservedeler, basetjenester og periodisk vedlikehold. Bortsett fra forsikring som på dette nivå er en internasjonal tjeneste, vil det aller meste av dette være norske vare- og tjenesteleveranser. Samlet regner en med en beregnet norsk leveranseandel på rundt 80%.

6.4 Sysselsettingsmessige virkninger av utbygging og drift av Huldra

6.4.1 Beregningsmetodikk

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

Beregningsmodellen tar utgangspunkt i de anslåtte vare- og tjenesteleveranser fra norsk næringsliv fordelt på næring og år, slik disse framgår i kapittel 3 ovenfor. På dette grunnlag beregnes den samlede *produksjonsverdi* som skapes i norsk næringsliv som følge av disse leveransene, både hos leverandørbedriftene selv, og hos deres underleverandører. Produksjonsverdien blir deretter regnet om til sysselsetting målt i årsverk, ved hjelp av statistikk for produksjon pr. årsverk i ulike bransjer. Som resultat av modellberegningene får en dermed *direkte sysselsettingsvirkninger* hos leverandørbedriftene, og *indirekte sysselsettingsvirkninger* hos bedriftenes underleverandører. Tilsammen gir dette prosjektets *produksjonsvirkninger*.

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

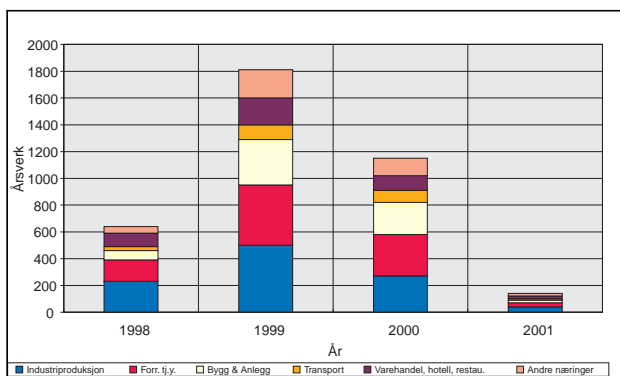
Legger en sammen prosjektets produksjonsvirkninger og konsumvirkninger, framkommer tilslutt prosjektets *totale sysselsettingsvirkninger*. Det understrekes at dette er beregnede tall, som inneholder betydelig usikkerhet. En usikkerhet på 20 - 30% bør en i allefall regne med.

Nasjonalt	1998	1999	2000	2001	Totalt
Direkte produksjonsvirkninger	400	1080	680	80	2240
Indirekte produksjonsvirkninger	240	730	470	60	1500
Konsumvirkninger	320	900	580	70	1870
Totalt	960	2710	1730	210	5610

Tabell 6.4.1: Nasjonale sysselsettingsvirkninger fordelt på type virkning og tid. Årsverk

6.4.2 Sysselsettingsmessige virkninger i utbyggingsfasen

Med utgangspunkt i norske vare- og tjenesteleveransene som angitt i kapittel 6.3, og modellapparatet som skissert ovenfor, blir sysselsettingsvirkninger av utbygging av Huldra som vist i tabell 6.4.1.



Produksjonsvirkninger	1998	1999	2000	2001	Totalt
Industriprod.	230	500	270	40	1040
Forr.tj.y.	160	450	310	30	950
Bygg & anlegg	70	340	240	20	670
Varehandel, hotell, restau.	100	200	110	20	430
Andre næringer	50	210	130	20	410
Totalt	640	1810	1150	140	3740

Figur 6.4.1 Nasjonale produksjonsvirkninger fordelt på næring og tid (Årsverk).

Nasjonale sysselsettingsvirkningene av utbygging av Huldra summerer seg opp til vel 5.600 årsverk, fordelt over fire år i perioden 1998 - 2001, og med

1999 som toppår. Vel 2.200 årsverk av dette er direkte produksjonsvirkninger i leverandørbedrifter til prosjektet, 1.500 årsverk er underleveranser til leverandørbedriftene fra norsk næringsliv, mens de resterende nær 1.900 årsverk er konsumvirkninger som følge av de ansattes forbruk i Statoil og i leverandør- og underleverandørbedrifter.

En fordeling av de direkte og indirekte produksjonsvirkningene av utbygging av Huldra på hovednæring, framgår av figur 6.4.1. Merk her at konsumvirkningene ikke er tatt med, da beregningsmodellen ikke kan næringsfordele disse med tilstrekkelig grad av sikkerhet.

Nasjonale produksjonsvirkningene fordeler seg med hovedvekt på industriproduksjon og forretningsmessig tjenesteyting, som begge får virkninger på rundt 1.000 årsverk. Bygge- og anleggsvirksomhet får også betydelige virkninger på nær 700 årsverk, mens resten fordeler seg på varehandel, transport og på andre næringer. Også her er 1999 det året da de største virkningene inntreffer.

6.4.3 Sysselsettingsmessige virkninger av Huldra i driftsfasen

Huldra er normalt en ubemannet plattform som fjernstyres fra Veslefrikk. Drift av Huldra gir dermed ingen direkte sysselsettingsvirkninger i form av nye arbeidsplasser offshore, men vil bidra vesentlig til å opprettholde sysselsettingen ved driftsorganisasjonen på Veslefrikk, ved Veslefrikks vedlikeholdsteam, ved CCB-basen og ved Statoils støttestruktur på land. I tillegg vil det oppstå sysselsettingsvirkninger i norske leverandørbedrifter, som følge av vare- og tjenesteleveranser til drift av Huldra.

Samlet vil årlige driftskostnader på rundt 120 millioner NOK 97 og en norsk leveranseandel på rundt 80%, gi en beregnet aktivitetsøkning i det norske samfunn på rundt 300 årsverk. Svært lite av dette vil imidlertid være nye arbeidsplasser. Stort sett vil drift av Huldra bare bidra til å opprettholde allerede eksisterende arbeidsplasser i Statoil og i leverandørbedriftene.

7 Oppfølgende tiltak og undersøkelser

7.1 Oppfølging av tiltak i konsekvensutredningen

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

7.2 Planer for miljøovervåkning på Huldra-feltet

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

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

Disse miljøindikatorene omfatter :

- totalt hydrokarboninnhold (THC)
- utvalgte hydrokarboner som aromater og dekaliner

- metaller som barium, kadmium, kobber, bly, zink, kvikksølv og jern
- totalt organisk materiale
- partikkelstørrelsesfordeling
- identifisering og karakterisering av bunnfauna.

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

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

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

Vedlegg A

Vedlegg B