

K O N S E K V E N S U T R E D N I N G

for feltene Smørbukk, Smørbukk Sør og Midgard
samt tilhørende gasstransportsystem

Å S G A R D

Desember 1995

 **STATOIL**

Saga Petroleum a.s.



ÅSGARD KONSEKVENSENTREDNING

Vedlegg til

Plan for utbygging og drift av Åsgard

og

Plan for anlegg og drift av Åsgard Transport

Desember 1995

(Justert utgave pr. 11.12.95)

Innholdsfortegnelse

| | | | | | |
|--|---|-------|---|--|----|
| Sammendrag | 5 | 6.1.2 | Boring og brønnoperasjoner | 33 | |
| 1 Innledning | 9 | 6.1.3 | Klargjøring og oppstart av rørledninger | 34 | |
| 1.1 | Bakgrunn for utbyggingsplanene | 9 | 6.2 | Regulære utslipp til sjø i driftsfasen | 35 |
| 1.2 | Lovverkets krav til konsekvensutredning | 9 | 6.2.1 | Utslipp av produsert vann og produksjonskjemikalier | 35 |
| 1.3 | Formålet med konsekvensutredningen | 9 | 6.2.2 | Virkninger på det marine miljøet av produsert vann og produksjonskjemikalier | 36 |
| 1.4 | Prosess, saksbehandling, tidsplan | 9 | 6.2.3 | Nærmere vurdering av virkninger av de enkelte komponentene i det produserte vann | 37 |
| 2 Kommentarer til utredningsprogrammet og utførte studier | 11 | 6.2.4 | Potensiale for langtidseffekter fra utslipp av produsert vann og produksjonskjemikalier fra Åsgard og de andre feltene i regionen | 38 | |
| 2.1 | Utredningsprogrammet | 11 | 6.2.5 | Utslipp av ballastvann | 39 |
| 2.2 | Merknader fra høringsrunden | 11 | 6.2.6 | Produsert sand | 39 |
| 2.3 | Oversikt over utførte studier | 14 | 6.2.7 | Utslipp av kjølevann | 39 |
| 3 Valg av utbyggingsløsning | 15 | 6.2.8 | Utslipp av sanitærvann | 39 | |
| 3.1 | Feltinstallasjoner | 15 | 6.2.9 | Utslipp av drenasjevann | 39 |
| 3.2 | Rørledningsalternativer/ilandføringssted | 16 | 6.2.10 | Utslipp fra tankskipsoperasjoner | 39 |
| 4 Beskrivelse av utbyggings tiltakene | 17 | 6.3 | Regulære utslipp til luft i driftsfasen | 39 | |
| 4.1 | Letehistorie og reserver | 17 | 6.3.1 | Utslippsoversikt for Åsgard | 40 |
| 4.2 | Installasjoner på feltet | 17 | 6.3.2 | Utslippsoversikt for felt på midt-norsk sokkel | 42 |
| 4.3 | Sikkerhetssoner og begrensingsområder | 20 | 6.3.3 | Utslipp av drivhusgasser fra felt på midt-norsk sokkel | 42 |
| 4.4 | Reservoar og utvinningsstrategi | 20 | 6.3.4 | Regionale forsureffekter og dannelse av bakkenært ozon fra Åsgard og felt på midt-norsk sokkel | 42 |
| 4.5 | Rørledningstraséer og ilandføringssteder | 21 | 6.3.5 | Utslppsreduserende tiltak | 43 |
| 4.5.1 | Rørledning til havs | 22 | 6.4 | Avfallshåndtering i driftsfasen | 44 |
| 4.5.2 | Tilknytningmuligheter for andre felt i området | 22 | 6.5 | Miljøaspekter ved nedstengning etter produksjonsavslutning | 45 |
| 4.6 | Base- og driftsenhet | 23 | 6.5.1 | Feltinstallasjoner | 45 |
| 4.6.1 | Organisering av driftsenhet | 23 | 6.5.2 | Eksportørledningen | 46 |
| 4.6.2 | Lokaliseringsalternativer | 23 | 6.5.3 | Tiltak | 46 |
| 4.6.3 | Vurdering av lokaliseringalternativ for driftsenhet | 23 | 7 Konsekvenser for fiskerinæringen | 47 | |
| 4.6.4 | Base | 24 | 7.1 | Konsekvenser for fiskeressursene | 47 |
| 4.6.5 | Oppsummering/anbefaling | 24 | 7.1.1 | Gyteområder og perioder | 47 |
| 4.7 | Nedstenging og disponering av feltinstallasjoner og eksportør | 24 | 7.1.2 | Bestandssituasjonen for kommersielt viktige fiskeslag | 47 |
| 4.7.1 | Feltinstallasjoner | 24 | 7.1.3 | Konsekvenser for fiskeressursene av Åsgard-utbyggingen | 47 |
| 4.7.2 | Transportørledning | 25 | 7.2 | Fiskeriaktivitet i områder som berøres av utbyggingen | 48 |
| 4.8 | Investerings- og driftskostnader | 25 | 7.2.1 | Nærmere om fisket ved Åsgard | 48 |
| 4.9 | Helse, miljø og sikkerhet | 26 | 7.2.2 | Nærmere om fisket langs gasstransportørledningen | 49 |
| 4.9.1 | HMS-program | 26 | 7.3 | Konsekvenser for fiskeriene av Åsgard-utbyggingen | 50 |
| 4.9.2 | Miljøstyring | 26 | 7.3.1 | Konsekvenser av aktiviteter i utbyggingsfasen | 50 |
| 5 Generell miljøbeskrivelse av utredningsområdet | 27 | 7.3.2 | Konsekvenser av arealbeslag omkring installasjonene | 50 | |
| 5.1 | Meteorologiske og oceanografiske forhold | 27 | 7.3.3 | Konsekvenser av gasstransportørledningen | 50 |
| 5.2 | Bunnfauna | 27 | 7.4 | Avbøtende tiltak | 52 |
| 5.3 | Plankton | 28 | 8 Konsekvenser av uhellsituasjoner | 53 | |
| 5.4 | Fisk | 28 | 8.1 | Akutt utslipp av gass | 53 |
| 5.5 | Sjøfugl | 29 | 8.2 | Skipstransport | 53 |
| 5.6 | Sjøpattedyr | 30 | | | |
| 5.7 | Havstrand | 31 | | | |
| 5.8 | Naturvern og friluftsliv | 31 | | | |
| 6 Miljømessige konsekvenser fra utbygging, drift og nedstenging | 33 | | | | |
| 6.1 | Virkninger for miljø i utbyggingsfasen | 33 | | | |
| 6.1.1 | Installasjonsarbeider på felt | 33 | | | |

| | | | | | |
|----------|---|-----------|----------------------------|---|-----------|
| 8.2.1 | Resultater fra risikoanalyse av skyttel-tankere..... | 53 | 9.2.2 | Semi-alternativet..... | 66 |
| 8.2.2 | Risikoreduserende tiltak..... | 54 | 9.2.3 | Åsgard gassrørtransport..... | 67 |
| 8.3 | Akutt utslipp av olje..... | 54 | 9.3 | Åsgard-utbyggingens innvirkning på investeringsnivået på norsk kontinental-sokkel..... | 67 |
| 8.3.1 | Definisjon av ulykkeshendelser med vurdering av sannsynligheter | 54 | 9.4 | Vare og tjenesteleveranser til Åsgard..... | 68 |
| 8.3.2 | Forvitring av olje..... | 55 | 9.4.1 | Feltinstallasjon..... | 68 |
| 8.3.3 | Drivbaneberegninger | 55 | 9.4.2 | Rørledning for gass-eksport..... | 69 |
| 8.4 | Sårbarhet og konsekvenser for biologiske ressurser..... | 56 | 9.4.3 | Leveranser - drift | 69 |
| 8.4.1 | De frie vannmasser | 56 | 9.5 | Syssettingsvirkninger av Åsgard-utbyggingen..... | 70 |
| 8.4.2 | Havoverflaten | 57 | 9.5.1 | Beregningsmetodikk for syssettingsmessige virkninger | 70 |
| 8.4.3 | Havbunnen..... | 59 | 9.5.2 | Syssettingsvirkninger av Åsgard | 70 |
| 8.4.4 | Strandsonen | 59 | 9.5.3 | Syssettingsvirkninger av Åsgard gasstransport..... | 72 |
| 8.5 | Konsekvenser for naturvernområder..... | 60 | 10 | Miljø- og samfunnmessig sammenligning av alternative feltutbyggingsløsninger | 73 |
| 8.6 | Konsekvenser for næringsinteresser ved akutt utslipp av olje | 61 | 10.1 | Miljømessig sammenligning | 73 |
| 8.6.1 | Konsekvenser for turisme og friluftsliv | 61 | 10.2 | Samfunnmessig sammenligning | 74 |
| 8.6.2 | Konsekvenser for fiskeriene | 61 | 11 | Oppfølgende tiltak og undersøkelser..... | 75 |
| 8.6.3 | Konsekvenser for oppdrettsnæringen | 62 | 11.1 | Oppfølging av tiltak i konsekvensutredningen | 75 |
| 8.7 | Miljørisikoanalyse | 63 | 11.2 | Regional konsekvensutredning | 75 |
| 8.7.1 | Resultater fra miljørisikoanalysen..... | 63 | 11.3 | Miljøovervåkning på Åsgård | 75 |
| 8.7.2 | Risikoreduserende tiltak..... | 63 | Vedlegg A | 77 | |
| 8.8 | Oljevernberedskap..... | 64 | Vedlegg B..... | 81 | |
| 9 | Samfunnmessige konsekvenser | 65 | Vedlegg C..... | 83 | |
| 9.1 | Verdien av olje og gassproduksjon på Åsgard..... | 65 | Referanseliste..... | 85 | |
| 9.1.1 | Inntekter..... | 65 | | | |
| 9.1.2 | Kostnader..... | 65 | | | |
| 9.1.3 | Samfunnmessig lønnsomhet ved Åsgard-prosjektet..... | 65 | | | |
| 9.2 | Investering..... | 66 | | | |
| 9.2.1 | Betongplattform | 66 | | | |

Sammendrag

I henhold til Petroleumlovens bestemmelser er det utarbeidet en konsekvensutredning for Åsgard. Utredningen dekker feltene Smørbukk, Smørbukk Sør og Midgard og tilhørende gasstransportsystem i sjø. Landanleggene vil bli utredet i en egen konsekvensutredning etter Plan- og bygningsloven.

Forslag til utredningsprogram ble sendt ut fra Nærings- og energidepartementet (NOE) 12.6.1995 med høringsfrist 1.9.1995. Etter høringsrunden ble merknader og oversendelsesbrev fra NOE sendt Statoil 6.10.1995 og innarbeidet i utredningsarbeidet.

I henhold til utredningsprogrammet er det utført en rekke studier som dekker både samfunns- og miljømessige forhold, samt fiskeri og akvakultur. Foreliggende konsekvensutredning er utarbeidet på bakgrunn av disse. Utredningen inkluderer i tillegg miljømessige vurderingene som er i gjort i utvelgelsen av de alternative utbyggingsløsningene som ble presentert i utredningsprogrammet.

Åsgard planlegges med et produksjons- og lagerskip, et gassenter som enten vil være en bunnfast betongplattform (GBS) eller en flytende plattform (semi) kombinert med et lagerskip, og havbunnbrønner. I denne utredningen er det forutsatt en semi i stål. Gassen blir eksportert til Kollsnes eller Kårstø i en rørledning.

1. Miljømessige konsekvenser fra utbygging, drift og nedstenging

Utbyggingsfasen

Utbyggingsfasen vil medføre forstyrrelser på bunnsedimentene og brønnrammene vil beslaglegge arealer på havbunnen. Kun et begrenset areal rundt installasjonene vil bli påvirket og konsekvensene vil være marginale for forekomsten av bunnfauna.

Det planlegges et utslipp på 212.000 m³ vannbasert borevæske/-kaks. Oljeholdig borekaks (22.000 m³) vil bli reinjisert i reservoaret. Utslipet forventes å påvirke bunnfaunaen i nærheten av utslippspunktet, men reetablering av bunnfaunaen forventes å finne sted 2-3 år etter utslippet er opphørt.

Vannbasert borevæske inneholder en rekke kjemikalier, barium og tungmetaller. Det forventes ikke at barium eller tungmetallene vil kunne akkumulere i næringskjeder. Da borevæskeskjemikaliene er vannløselige, forventes disse ikke å ha potensiale for bioakkumulering. Kjemikaliene forventes ikke å forårsake akutte virkninger på marine organismer. Kjemikalier med lavest mulig potensiale for miljøvirkninger vil bli valgt.

Andre utslipp til sjø (sementering, brønnkomplettering, sanitærvann) forventes ikke å føre til miljøpåvirkninger av betydning.

Olje fra testproduksjonen vil bli samlet opp. Det vurderes å reinjisere gassen. Hvis ikke dette skjer, vil det bli et samlet utslipp av 485.000 tonn CO₂. Kraftgenerering fra boringen fører til et mindre utslipp til luft.

Statoil arbeider aktivt for å finne fram til metoder for klargjøring av rørledninger som eliminerer bruk av biosid. Dersom biosid vil bli brukt, forventes kun en sterkt avgrenset og kortvarig effekt på økosystemet.

Regulære utslipp til sjø

Feltene vil produsere moderate mengder produsert vann og relativt store mengder kjølevann. Det produserte vannet vil inneholde relativt store kjemikaliemengder.

Utslipet av produsert vann forventes kun å ha akutte effekter på marint liv i et svært begrenset område rundt installasjonene (50-100 m) og forventes ikke å ha noen merkbar innvirkning på de marine ressursene i området. De lette hydrokarbonene og H₂S-fjernerer (scavenger), dvs. et kjemikalie som periodevis benyttes for å fjerne H₂S fra gassen, er de største bidragsyterne til akutte effekter.

Hverken overtemperatur på kjølevann eller tilførte mengder organisk materiale forventes å føre til merkbare virkninger på det marine miljøet. Forhøyede verdier av tungmetallene barium og strontium og den radioaktive komponenten radium i det produserte vannet, forventes utfelt som sulfater i sjøvann og forventes ikke å føre til skadevirkninger på marine organismer.

Det produserte vannet vil inneholde store mengder organiske syrer, men pga. lav giftighet og høy nedbrytbarhet forventes disse ikke å forårsake skader i det marine miljøet. Det produserte vannet vil videre inneholde betydelige kjemikaliemengder. Ingen av disse kjemikaliene har høyt potensiale for bioakkumulering og akkumulering fra disse forventes ikke. Pga. de store kjemikaliemengdene vil det imidlertid knytte seg usikkerhet til de langsiktige miljømessige virkningene.

Det produserte vannet inneholder tyngre hydrokarboner som er tungt nedbrytbare og som har et potensiale for akkumulering i marine organismer. Modellberegninger viser liten risiko for akkumulering av et C₇-fenol og naftalen i sild. Selv om både fisk, sjøfugl og sjøpattedyr har liten evne til å ta opp oljekomponenter i føden og har effektive avgiftningsmekanismer, kan ikke bioakkumulering i næringskjeden utelukkes.

Reinjisering av produsert vann vil kunne eliminere alle akutte effekter og potensialet for

bioakkumulering og er under nærmere teknisk, økonomisk og miljømessig vurdering i prosjektet.

Regulære utslipp til luft

Det vil bli et utslipp på omlag 850.000 tonn CO₂, 2.620 tonn NO_x og 5.550 tonn NMVOC for GBS-alternativet eller 871.000 tonn, 3.070 tonn NO_x og 9.020 tonn NMVOC for semi-alternativet.

De relativt høye CO₂-utslippene må sees i sammenheng med den store produksjonen og eksporten av gass og er forsøkt begrenset i størst mulig grad gjennom utslippsreducerende tiltak. Det vil bli brukt lav-NO_x-brennere på alle turbiner og utslippene er derfor lave fra installasjonene. Skipstrafikken utgjør 75-90% av NO_x-utslippene og utslippsreducerende tiltak på skip vil bli vurdert nærmere.

Analysen viser at nitrogenoksider fra feltene på midt-norsk sokkel inkludert Åsgard, ikke virker inn på forurensningstilstanden i ferskvann som berøres av avsetningene.

Videre viser analysen at feltene bidrar med en liten andel av den totale dannelsen av bakkenært ozon ved kysten, i størrelsesorden 1-2%. Det maksimale beregnede bidraget er omlag 20% av SFT's anbefalte luftkvalitetskriterier.

Beregninger viser at det er NO_x som bidrar mest til ozondannelse. VOC-utslippene er imidlertid begrenset ved å redusere damptrykket på olje- og kondensat ved lasting.

Avfall

Det er utarbeidet en avfallsplan for Åsgard. Planen skisserer en rekke tiltak som blir fulgt opp videre i prosjektet og planen kommer til å bli jevnlig revidert. Det vil bli lagt til rette for kildesortering og avfallsminimering i prosjektet.

Nedstenging og disponering

Både en semi med et lagerskip og et produksjonsskip vil kunne fjernes på en enkel måte. En GBS er konstruert slik at den skal være fjernbar, men da det ikke er fjernet tilsvarende plattformer før, vil det knytte seg en viss usikkerhet til gjennomførbarheten av operasjonen.

En semi med et lagerskip og et produksjonsskip vil ha et potensiale for gjenbruk på andre felt, mens det tilsvarende potensiale for en GBS er begrenset. Betongkonstruksjonen vil trolig bli dumpet på egnet sted.

Alle stålkonstruksjoner (semi, skip, dekket på GBS) vil ha høy grad av gjenvinnbarhet. Store grus- og sandressurser, samt stål vil gå med til betongkonstruksjonen og disse ressursene har et lavt potensiale for gjenvinning.

2. Fiskerimessige konsekvenser

Gasstransportørledningen vil krysse gyteområder for sei, makrell og vårgytende sild. Legging av rørledningen er imidlertid planlagt gjennomført i sommerhalvåret, i hovedsak utenom gyteperioden for viktige fiskeslag. Det er ikke registrert omfattende gyting i områdene som berøres direkte av utbyggingen på feltet.

Evt. begrensingsområder vil bare gjelde oppankring og fiske med bunnredskaper, og omfatter arealer der det tidligere ikke er registrert nevneverdig trålfiske. For linefisket i området vil sikkerhetssonene rundt installasjonene medføre et mindre arealtap og vil ikke føre til merkbare fangstreduksjoner. Viktige områder i Eggaskråningen berøres ikke. Garnfisket i området vil ikke bli berørt av sikkerhetssonene.

Gasstransportørret vil, etter at leggearbeidet er gjennomført, bare representere mulige konsekvenser for trålerflåten. Rørledningen krysser viktige trålfelt på Møre-kysten. Vurdert ut fra erfaringene fra trålforsøkene i 1993, forventes ikke en rørledning i disse områdene å medføre operasjonelle ulemper av noe omfang. I Nordsjøen foregår det ikke trålfiske av noe omfang i de områder som berøres av rørledningen.

I forbindelse med legging av rørledningen vil det være behov for å dumpe betydelige mengder stein og grus langs enkelte strekninger av traséen. Steindumping vil i all hovedsak skje i områder der trålfisket ifølge fiskeristatistikken er begrenset. Det vil ikke være behov for steindumping langs de viktige fiskefeltene på Møre-kysten.

3. Konsekvenser av akutte utslipp

Sannsynligheten for et rørledningbrudd på Åsgard gassrørledning er svært liten. Dersom et rørledningsbrudd inntreffer, forventes det marginale miljømessige konsekvenser.

Sannsynligheten for en utblåsning av olje på Åsgard er i størrelsesorden 9×10^{-4} i borefasen og 16×10^{-4} i driftsfasen. Miljørisikoanalyse utført for Åsgard konkluderer med at miljørisikoen er akseptabel målt mot Statoils akseptkriterier.

Konsekvensvurderinger er basert på mulige oljeutblåsninger med 15 og 45 døgn varighet og med en utslippsrate på 2500 tonn pr. døgn. Det antas at en evt. utblåsning med 90% sannsynlighet vil vare mindre enn 15 døgn. Konsekvensvurderingene er gjort uten forutsetning om oljevertiltak som i sommersesongen kunne samle opp 60-80% av oljen og i vintersesongen 20-30%.

Akutte utslipp som følge av en utblåsning på Åsgard vil kunne ramme biologiske ressurser i havområdene på Haltenbanken og Trænabanken. Stranding av olje vil basert på de gitte utslippscenariene, kunne ramme områder langs kysten av Nord-Trøndelag og Nordland.

Sannsynlighet for stranding av olje ved en utblåsning over 45 døgn i vintersesongen er henholdsvis 37% og 35% for de mest utsatte stedene. For en 15-døgns utblåsning vil sannsynligheten for stranding i de samme områdene være henholdsvis 20% og 13%.

Det ventes ikke registrerbare virkninger på bestandsnivå for noen organismegrupper i de frie vannmassene.

Ved et langvarig utslipp på Åsgard forventes store konsekvenser med synlig nedgang i bestandene for sjøfuglbestander som søker næring i åpent hav (pelagiske sjøfugl). Restitusjonstiden forventes å være mer enn 10 år. Mest utsatt er bestander av pelagiske alkefugler nær utslippsstedet og utenfor Røst og Lofoten og som i lengre tid har vært utsatt for en alvorlig bestandsnedgang. Skadeomfanget på sjøfugl i kystnære områder er forventet å bli så lavt at det vanskelig kan skilles fra naturlige variasjoner i bestandene.

Ved et 15-døgns utslipp kan det for pelagiske overflatebeiteende sjøfugl, forventes middels store konsekvenser med skader som kan spores i bestandene. Restitusjonstiden kan bli 5-10 år. For pelagiske alkefugler forventes dette utslippscenariet bare å gi små konsekvenser med en restitusjonstid på 2-5 år. Konsekvensene for sjøfugl i kystnære områder forventes å være ubetydelige.

Sjøpattedyr er generelt sett mindre sårbare for oljesøl enn mange sjøfugl i området. Ved en langvarig utblåsning må det imidlertid forventes en viss dødelighet hos sel. Eventuelle skader på hval ved et oljeutslipp fra Åsgard vil være begrenset til enkeltindivider som streifer nær utslippspunktet.

Viktige elver for anadrom laksefisk i influensområdet munner ut i områder som ligger beskyttet med tanke på et oljesøl på Åsgard, og det forventes ikke konsekvenser for smoltens utvandring fra elvene.

Strandenger er regnet som den mest sårbare strandtypen som kan bli berørt dersom olje fra en utblåsning på Åsgard når land. Restitusjonstiden for strandenger er vurdert å bli fra 2-3 år for en utblåsning over 15 døgn og noe lengre for en mer langvarig utblåsning.

Et akutt oljeutslipp på Åsgard vil kunne berøre områder langs kysten som er viktige med tanke på friluftsliv og turisme. Turistnæringen i de områdene som blir berørt vil kunne oppleve økonomiske tap. Det er imidlertid rimelig å forvente en omfordeling av reiselivsaktiviteten i regionen, slik at det ikke forventes store konsekvenser regionalt.

Et oljesøl som i tid faller sammen med de store sesongfiskeriene i havområdene utenfor Lofoten/Vesterålen, vil kunne medføre betydelige konsekvenser i form av midlertidig stans i fisket, samt mulige markedsreaksjoner. Slike virkninger vil også kunne berøre fiskeindustrien på land. Oppdrettsanlegg på Helgelandskysten og i

Lofoten/Vesterålen er utsatt ved en eventuell stranding av olje. Korteste drivtid til land er 5-6 døgn. De økonomiske konsekvensene for næringen vil være avhengig av hvor mange anlegg som rammes og kan utgjøre i størrelsesorden 8 mill. kr pr. anlegg. Markedsmessige reaksjoner kan indirekte føre til større tap.

Usikkerheter ang. metoder for å beregne skader på miljømessige ressurser, fører til relativ høy usikkerhet omkring konsekvenser ved akutte utslipp for kystnære ressurser og det bør arbeides videre med å forbedre metodene.

4. Samfunnsmessige konsekvenser

Lokalisering

Statoils strategi er å forsterke driftsmiljøet i Stjørdal der Heidrun allerede er etablert. Et sterkt driftsmiljø gir bedre muligheter for å bygge opp et oljerelatert ingeniørmiljø rettet mot drifts- og vedlikeholdsoppgaver. Samtidig vil et solid ingeniørmiljø være grunnstammen i et støttemiljø for oljevirksomheten. Statoil ser muligheten for å bygge opp et slikt integrert driftsmiljø i Stjørdal. Base, båt- og helikoptertrafikk anbefales lokalisert til Kristiansund. I tillegg planlegges enkelte operasjonelle driftsfunksjoner lagt til Kristiansund.

Investeringer og driftskostnader

Betongplattform-alternativet representerer investeringer på ca 28.9 mrd 1995-kr og semi-alternativet er anslått til ca 26.7 mrd 1995-kr. Investeringene fordeler seg over hele utbyggingsperioden. Driftskostnadene for begge alternativ er beregnet til omlag 1400 mill. 1995-kr.

Produsert rikkass fra Åsgard transporteres ved hjelp av en rørledning for ilandføring enten på Kollsnes eller Kårstø. Kollsnes-alternativet er kostnadsberegnet til ca 5.5 mrd 1995-kr fordelt over fire år (1997-2000), mens Kårstø-alternativet er kostnadsberegnet til 6.7 mrd. 1995-kr. Driftskostnader er beregnet til 80-90 mill. kr pr. år for begge alternativene.

Varer og leveranser

Betongplattform-alternativet ventes å gi samlede norske leveranser på ca 58% av totalinvesteringen (dvs. 16-17 mrd. kr). Den norske andelen på semi-alternativet er anslått til ca 51% (dvs. 13-14 mrd. kr). Forskjellen skyldes at en semi-plattform i stål bare delvis forventes å bli produsert i Norge, og at lagerskipet i sin helhet forventes produsert i utlandet. Følgelig forventes leveransene til betongplattform-alternativet klart størst dels pga. større investeringer og dels pga. en noe høyere forventet norsk andel av leveranser.

Norske leveranser til rørledningsprosjekt er vanligvis lave. De er beregnet til vel 30% av investert beløp (ca 1.8-2.1 mrd kr avh. av alternativ). Norske leveranser til rørledningen forventes i hovedsak å være

prosjektledelse/prosjektering, rørbehandling, grøfting, understøttingsarbeid og en del transport.

I tillegg vil det være leveranser av varer og tjenester i driftsfasen.

Syssetting

Betongplattform-alternativet er beregnet å gi en samlet nasjonal sysselsettingsvirkning på vel 50.000 årsverk i utbyggingsperioden, mens semi-alternativet er beregnet til ca 41.000 årsverk. Driftsfasen er beregnet til å gi en samlet sysselsettingsmessig effekt i underkant av 2.000. Semi-alternativet forventes å representere et noe høyere antall arbeidsplasser i driftsfasen.

I tillegg kommer sysselsettingsmessige virkninger som følge av rørledningsprosjektet. Disse er beregnet til 5000- 6000 årsverk for hele utbyggingsperioden for de to alternativene. Driftsfasen representerer ikke vesentlige forskjeller mellom de to alternativer.

Det understrekes at tallene er beregnet og inneholder betydelig usikkerhet. Det understrekes også at sysselsettingseffekten av Åsgard-utbyggingen ikke nødvendigvis representerer nye arbeidsplasser. Hovedtyngden av sysselsettingsvirkningene kommer innenfor norsk offshore-rettet næringsliv og vil i stor grad belegge eksisterende kapasitet i en oppdragsmessig vanskelig periode.

5. Miljø- og samfunnsmessig sammenligning av alternative gassfeltsenter

Det er redegjort for de viktigste forskjellene mellom de to alternative feltutbyggingsløsningene med hensyn på miljø og samfunn. En bunnfast

betongplattform er å foretrekke med hensyn på regulære utslipp til luft, mens semi-alternativet er å foretrekke med hensyn til muligheten for fjerning, gjenbruk og resirkulering. Semi-alternativet er å foretrekke utfra en samlet miljømessig vurdering.

En betongplattform forventes å gi en større andel av norske leveranser og større antall årsverk i utbyggingsperioden. Forskjellen er beregnet til å være i størrelsesorden 9.000 årsverk. En semi forventes å representere et noe høyere antall arbeidsplasser i driftsfasen.

6. Oppfølgende tiltak og undersøkelser på miljø

I konsekvensutredningen er det under hvert kapittel angitt tiltak for å redusere konsekvensene mht. miljø og naturressurser. Disse tiltakene vil bli fulgt opp som en del av prosjektets miljøstyringsystem. Konsekvensutredningen vil bli lagt til grunn for det videre miljøarbeidet i prosjektet. Oppdatering og utdyping av konsekvensutredningen kan bli aktuelt.

Flere av studiene på Åsgard har et regionalt perspektiv og omhandler påvirkninger fra alle feltene på midt-norsk sokkel. Det bør utarbeides en samlet regional konsekvensutredning for området. Et mulig innhold i en slik utredning er grovt skissert i vedlegg B. Utredningen må skje i regi av operatørene i området og myndighetene og ligger således utenfor Åsgard-lisens ansvarsområde.

Et program for miljøundersøkelser vil bli fastsatt i samarbeid med SFT iht. nye retningslinjer som er under utarbeidelse. Et program vil fokusere på regionale undersøkelser og overvåking i vannsøylen.

1 Innledning

1.1 Bakgrunn for utbyggingsplanene

Statoil planlegger på vegne av samarbeidspartnerne en samlet utbygging av Åsgard som omfatter feltene Smørbukk, Smørbukk Sør og Midgard på Haltenbanken. Arbeidet med utbyggingskonsept for de tre feltene har foregått i flere faser og delvis separat for de enkelte feltene. For Midgard- og Smørbukk Sør-feltet ble det i 1991 utarbeidet foreløpige og uavhengige Planer for utbygging og drift. Ingen av disse foreløpige planene ble oversendt myndighetene for godkjenning.

Høsten 1993 ble det innledet et samarbeid mellom Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil) som operatør for Smørbukk og Smørbukk Sør, og Saga Petroleum a.s. (Saga) som operatør for Midgard, for å se på potensialet ved en samordnet utbygging av de tre feltene. Statoil og Saga inngikk høsten 1994 en samarbeidsavtale (Statoil/Saga-avtalen) som blant annet omfatter overføring av Saga's operatørskap på Midgard til Statoil og Statoil's overføring av en 7% eierandel i Smørbukk og Smørbukk Sør til Saga. Statoil ble med det operatør for alle fire utvinningstillatelsene som de tre feltene omfattes av (062, 074, 094 og 134).

I begynnelsen av 1995 ble samarbeidet mellom lisensinnehaverne i de fire Utvinningstillatelsene formalisert gjennom signering av Samarbeidsavtale for Midgard-, Smørbukk- og Smørbukk Sørfeltene 27.02.1995. Avtalen ble godkjent av Nærings- og energidepartementet (NOE) og trådte i kraft 10.04.1995. Åsgard ble godkjent av Oljedirektoratet som fellesnavn for de tre feltene som inngår i samarbeidsavtalen.

Rettighetshavere i Åsgard er:

| | |
|-------------------------------------|--------|
| Den norske stats oljeselskap a.s. * | 60,50% |
| Norsk Agip A/S | 7,90% |
| Total Norge A/S | 7,65% |
| Mobil Exploration Norway Inc. | 7,35% |
| Neste Petroleum AS | 7,00% |
| Saga Petroleum a.s. | 7,00% |
| Norsk Hydro Produksjon a.s. | 2,60% |

* Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) utgjør 46,95%.

Plan for utbygging og drift (PUD) av Åsgard skal forelegges myndighetene i desember 1995. I planen anbefales tidligproduksjon av olje/kondensat fra Smørbukk Sør og deler av Smørbukk ved bruk av et kombinert produksjons- og lagerskip fra 1.10. 1998, og gasseksport fra et feltcenter på Smørbukkkfeltet fra 1.10.2000. Gassfeltcenteret vil enten være en bunnfast betongplattform eller en flytende plattform kombinert med et lagerskip for væske. Det vil være undervannsproduksjonsanlegg på alle tre feltene.

Gassen planlegges transportert til Kollsnes eller Kårstø i en 40" rørledning. For denne rørledningen og for utvidelser av

gassprosesseringsanlegg på land samt eventuell landrørledning fra Kalstø til Kårstø, utarbeides det en Plan for anlegg og drift (PAD).

Åsgard er kandidat til allokering av gassleveranser på opptil 12 GSm³/år fra 1.10.2000. Avhengig av allokeringsbeslutninger i 1996 vil rettighetshaverne på Åsgard overta gassleveringsforpliktelser overfor kjøpere på det europeiske kontinent.

Eiermessig er gasstransportssystemet fra Åsgard til Kårstø/Kollsnes organisert som et nytt interressentskap (Åsgard transport) som initielt har samme eiersammensetningene som for Åsgard feltene. Denne eierstrukturen kan endres dersom også andre felt på Haltenbanken skal levere gass i systemet, og en slik beslutning fattes før oppstart 1.10.2000.

I eieravtalen som fremforhandles mellom deltagerne i interessentskapet er det forutsatt at Statoil er operatør. Samordnet drift med de eksisterende transportsystemer for gass til kontinentet vil bidra til effektiv drift og økt tilgjengelighet i det totale transportnettverket.

1.2 Lovverkets krav til konsekvensutredning

Plan for utbygging og drift (PUD) av Åsgard er utarbeidet i henhold til petroleumslovens §23 og §24. Dette lovverk krever bl.a. at det skal utarbeides en konsekvensutredning før prosjektet godkjennes. Konsekvensutredningen er utarbeidet i samsvar med eksisterende lover og retningslinjer.

1.3 Formålet med konsekvensutredningen

Konsekvensutredningen er en integrert del av planleggingen av større prosjekt både på land og sjø og skal sikre at forhold knyttet til samfunn, miljø og naturressurser blir inkludert i planarbeidet på linje med teknisk/økonomiske og sikkerhetsmessige forhold.

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

1.4 Prosess, saksbehandling, tidsplan

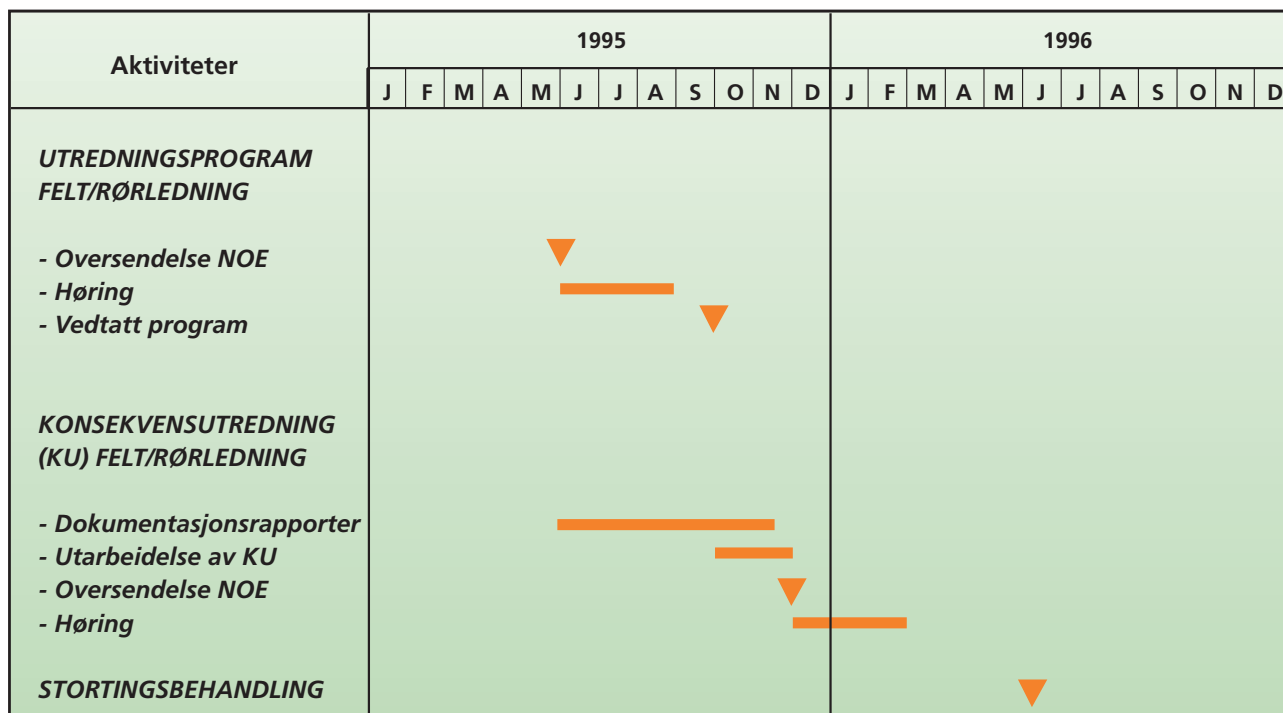
Nærings- og energidepartementet sendte ut utredningsprogrammet til berørte instanser 12.06.1995. Frist for kommentarer ble satt til

1.9.1995. Basert på merknader til utredningsprogrammet fra instansene, oversendte NOE et brev til Statoil 6.10.1995 hvor disse merknadene ble omhandlet. På grunnlag av dette er foreliggende konsekvensutredning utarbeidet. Rapporten er basert på en rekke dokumentasjonsrapporter utført av eksterne konsulenter og interne fagmiljøer. Kapittel 2 redegjør nærmere for merknadene til utredningsprogrammet og for de dokumentasjonsrapportene som er utarbeidet.

Denne konsekvensutredningen dekker de anleggene som er beskrevet i PUD-dokumentet og de anleggene i PAD-dokumentet som faller

innenfor petroleumlovens virkeområde, dvs. feltinstallasjoner og rørledningen inn til land. Konsekvensutredningen (KU) leveres NOE 1.12.1995 og departementet sender den deretter ut på høring. Etter planen skal PUD for Åsgard og PAD for transportsystemet stortingsbehandles iløpet av vårsesjonen 1996. Figur 1.1 viser tidsplan for konsekvensutredningsprosessen.

De øvrige landanleggene som er beskrevet i PAD-dokumentet, vil bli utredet i en egen konsekvensutredning etter plan- og bygningsloven og sendt til Nærings- og energidepartementet 8.12.1995.



Figur 1.1 Tidsplan for konsekvensutredning etter petroleumloven

2 Kommentarer til utredningsprogrammet og utførte studier

2.1 Utredningsprogrammet

Utredningsprogrammet ble sendt fra Nærings- og energidepartementet den 12.6.95 til en rekke berørte departementer med underliggende etater, fylkeskommuner og kommuner, samt organisasjoner. Fristen for uttalelser ble satt til 1.9.1995.

Utredningsprogrammet beskriver fem hovedalternativer for utbygging av feltet og fire alternative rørledningstraséer. Alternativene, og prosessen og kriteriene for valg av hovedalternativer, er beskrevet i kap.3. Programmet beskriver også alternative lokaliseringer av driftsenhet og basevirksomhet for helikopter og sjøtransport. Programmet angir foreslåtte utredningstemaer innen miljø, naturressurser og samfunn.

2.2 Merknader fra høringsrunden

Nedenfor følger et kort resymé av uttalelsene som kom inn, samt korte kommentarer til disse.

Nærings- og energidepartementet

Nærings- og energidepartementet (NOE) har den 6.10.95 sendt følgende brev til Statoil angående utredningsprogrammet med følgende oppsummerende konklusjon.

" Departementet legger til grunn at det fremlagte konsekvensutredningsprogram danner utgangspunkt for konsekvensutredningene for Åsgard. Vi legger videre til grunn at Statoil tar hensyn til ovennevnte høringsuttalelser og at de forhold høringsuttalelsene tar opp blir omhandlet i det videre arbeide med konsekvensutredningene.

Departementet vil likevel særskilt bemerke følgende:

NOE mener at den saksbehandling og den fremdrift som det er lagt opp til for behandlingen av konsekvensutredningsprogrammet for Åsgard, er i overensstemmelse med de lover og forskrifter som gjelder på området. Høringsinstansenes uttalelser vil inngå som en del av beslutningsgrunnlaget for Regjering og Storting.

Oljeselskapene står etter vår vurdering i utgangspunktet fritt mht. hvilke feltutviklingsalternativer som skal inkluderes i konsekvensutredningsprogrammet. Vurdert ut fra at miljøhensyn er et av kriteriene for valg av utbyggings- og transportløsninger, bør det imidlertid gis en omtale av de forskjellige miljøvirkningene av de mest aktuelle feltutbyggings- og rørledningsalternativer. Det anses imidlertid ikke nødvendig med fullstendige livsløpsanalyser for alle alternativene. Departementet anser at spørsmålet om kraftforsyning til hele Haltenbanken ligger utenfor Åsgards plikter for KU"

På bakgrunn av dette brevet er de enkelte høringsuttalelsene referert og kommentert.

Fiskeridepartementet, Fiskeridirektoratet og Havforskningsinstituttet

Det understrekes at områdene nord for 62°N er spesielt viktige i fiskerisammenheng som gyte- og oppvekstområder for viktige kommersielle fiskeslag og har en betydelig oppdrettsnæring. Alle utslipp til sjø ønskes derfor beskrevet nøye og utslippenes effekter presentert. Behovet for å vurdere kjemikaliebruken understrekes.

Fra fiskerihold er man positiv til at Statoil vil foreta en regional utredning for Haltenbanken, der både eksisterende og planlagte installasjoner tas med. Men man peker på at også oljetransporten på skip fra feltet til mottaksterminalene må tas med, både med tanke på miljøkonsekvenser og for å avdekke eventuelle konflikter med fiskeinteressene eller øvrig skipstraffikk.

For selve fiskeriene er det arealtapet ved installasjonene med sikkerhetsoner og begrensninger som har størst betydning. Det er derfor viktig at alle installasjoner beskrives nøye både mht. type / størrelse, plassering, metode for utplassering, arealbeslag, overtrålbarehet, og begrensninger for øvrig. Man ønsker beregnet hvilket utslag dette vil få for de forskjellige fiskeritypene og hvordan dette kan kompenseres, evt. ved alternative fiske-/fangstfelt. Etter anleggsperioden skal operatøren foreta inspeksjon slik at hindringer kan kartlegges, etterlatenskaper må fjernes og endringer i bunnstrukturen planeres. Man er opptatt av at installasjonene kan fjernes etter bruk.

Kommentar:

Merknadene fra fiskerimyndighetene ang. miljømessige virkninger er innarbeidet i konsekvensutredningen i kapitlene 6.1 og 6.2. Merknader angående fiskerimessige forhold er i hovedsak dekket i kap.7 og 8.6. Arealbeslag er vurdert under kapittel 7, herunder begrensingsområder og overtrålbarehet av bunnrammer. Det er utført en risikoanalyse for skytteltankere på Åsgard, innseilingsleder inngår ikke i denne analysen. Det er utarbeidet en egen rapport som omhandler nedstenging/disponering av innretninger på felt. Inspeksjon av rørledning og eventuelle tiltak i form av opprydding eller planering behandles i kap. 7.3. Konsekvenser for oppdrettsnæringen er vurdert med hensyn til akutt oljeutslipp i kap.8.6.

Kommunal- og arbeidsdepartementet (KAD)

Departementet understreker at steindumpingsproblematikken og forholdene vedrørende begrensingsområdene tas opp og viser for øvrig til uttalelsen fra Oljedirektoratet.

Kommentar:

Se kommentarer under Oljedirektoratet.

Oljedirektoratet

I konsekvensutredningen må det fremgå hvordan valg av utbyggingsløsning påvirker mulighetene til å begrense utslipp til sjø og luft og man nevner spesielt utslipp av VOC. Direktoratet ber om at man ikke begrenser vurderingen av fakkelsystem til det som ble utviklet for Gullfaks, men at også andre tiltak for å begrense utslippene vurderes.

For rørledningen ønskes alternativer til steindumping vurdert og konsekvensene for miljøet og for fiskerinæringen av slike alternativer utredet. Man minner i denne forbindelse om begrensningen som regelverket gir for å opprette generelle sikkerhetssoner. Konsekvenser for fiskerinæringen av sikkerhetssoner og eventuelle begrensingsområder som operatøren søker om, bør utredes.

Kommentar:

Konsekvensutredningen inneholder i kap. 3 en redegjørelse om valg av utbyggings- og transportløsning og en beskrivelse av miljøvirkningene av de forskjellige alternativene i utredningsprogrammet. Fakkelsystemet er beskrevet under kap. 6.3. Tiltak for å redusere steindumping er vurdert under kap.7.3. Sikkerhetssoner og begrensingsområder som operatøren vil søke om er beskrevet i kap.4.4. Konsekvenser for fiskerinæringen av sikkerhets- og begrensingssoner er behandlet i kap.7.2.

Miljøverndepartementet, Direktoratet for naturforvaltning og Statens forurensningstilsyn (SFT)

Miljømyndighetene er positive til at man vil foreta en regional analyse der både eksisterende og planlagte installasjoner tas med. Det forhold at det tas sikte på å velge hovedalternativ tidlig i KU-prosessen kommenteres, og man ber om at det redegjøres for de miljøfaglige vurderingene som er lagt til grunn i den interne utvalgelsesprosessen. Det poengteres særlig at utslipp til luft og installasjonenes fjernbarhet etter bruk bør vektlegges i en slik vurdering. Bruk av miljøbudsjett/-regnskap anbefales.

Det uttales at stort sett vil det foreslåtte utredningsprogrammet dekke de miljøfaglige behovene for utredninger, men man peker på at influensområdet må utvides fra 10% sannsynlighet for påvirkning til 5%, og at særlig miljøfølsomme områder vurderes spesielt. SFT ønsker at influensområdet skal utvides til å omfatte områder som kan bli berørt av oljesøl fra skytteltransport med skip. Videre understrekes det at sannsynlighet for utslipp i forbindelse med skipstrafikken med olje fra feltet til terminal på land, må komme med i vurderingen av miljørisiko. Det bør presenteres retningslinjer for oppfølgende undersøkelser og overvåking for området.

Man er også opptatt av de forskjellige kjemikalier som benyttes, både i forbindelse med selve boreoperasjonen og driften av feltet og rørledningen. SFT varsler skjerpede krav også for utslipp av produsert vann. Konsekvensutredningen må derfor beskrive type kjemikalier, mengder og

spesielt langtidseffekten på plante- og dyreliv av utslipp av vann og kjemikalier. Behovet for å beskrive installasjonenes fjernbarhet understrekes.

Kommentar:

Det vises til merknadene fra NOE vedrørende valg av utbyggingsalternativ og konsekvensutredningsprosess. I konsekvensutredningens kap. 3 er det gitt en redegjørelse for både valg av utbyggings- og transportløsning og en beskrivelse av miljøvirkningene ved de alternativene som ble lagt fram i utredningsprogrammet. Videre er influensområdet utvidet og man har søkt å identifisere særlig miljøfølsomme områder. Influensområdet omfatter ikke seilingsleder for skytteltransport, ref. avklaringer i møte med SFT.

Skytteltrafikken fra feltet er med i vurderingen av miljørisiko og i utslipp til luft. Langtidseffekter av kjemikaliebruk og utslipp av hydrokarboner er grundig vurdert så langt man i dag har metoder og kunnskaper. Utslippetsminimerende tiltak er vurdert systematisk, herunder reinjisering av produsert vann. Oppfølgende undersøkelser og overvåking er omtalt. Miljøregnskap er tatt i bruk av prosjektet og omtalt i kap.4.8. En egen studie på nedstenging/disponering er utarbeidet.

Troms og Nordland fylkeskommuner og Harstad kommune

De to fylkene og Harstad kommune reagerer på at et av de tre alternativene driftskonseptene tilsynelatende forskotterer at driftsenheten for Norne blir lagt til Stjørdal. De minner om at Stortinget har stillet dette åpent og at spørsmålet skal utredes videre. Troms ber om at det i KU utredes samlokalisering av Heidrun og Åsgard i Stjørdal uten Norne.

Nordland fylke fremfører et forsterket inntrykk av at de næringsmessige ringvirkningene i fylket blir minimale, mens mulighetene for skader og ulemper er store. Man ber derfor om at de positive næringsmessige ringvirkninger og negative konsekvensene for fiskeri, oppdrett, kystsamfunn og reiseliv utredes for Nordland spesielt. Nordland ber videre om at kostnadene ved ilandføring av gass til fylket for anvendelse i industriell virksomhet utredes.

Troms fylke savner en mer helhetlig vurdering av Norskehavet ettersom det nå er forholdsvis mange felt som synes aktuelle for utbygging.

Kommentar:

Lokaliseringen av driftsenheten for Norne fremmes som en egen sak i tråd med Stortingets forutsetninger. I tilleggsutredningen for Norne utredes alternativet som etterspørres. Her legges også inn forutsetninger om andre utbygginger i Norskehavet. De næringsmessige ringvirkningene for Nordland er ikke utredet for seg, men inngår i den samlede vurderingen av samfunnsmessige konsekvenser i kapittel 8. Nordland er i denne sammenheng ikke vurdert å være et aktuelt ilandføringsalternativ for gass.

Nord- og Sør-Trøndelag og Møre og Romsdal fylkeskommuner, Stjørdal, Trondheim, Kristiansund og Hitra kommuner.

Det er tilslutning til at driftsenheten legges til Stjørdal, men det er forskjellige meninger i regionen om plassering av forsyningsbase og helikopterbase.

Det understrekes at anbudspolitikken må legges til rette for lokale leverandører og at det tas vare på lokal kompetanse og fagmiljø som er bygget opp. Mulige tiltak bes redegjort for i konsekvensutredningen. Noen foreslår at Midt-Norge også må vurderes som ilandføringssted for gassen, mens andre understreker at virksomhetene på Tjeldbergodden må sikres tilstrekkelig gass. Det fokuseres også på beredskapssituasjonen i regionen og påpekes på at denne må styrkes.

Kommentar:

Driftsenheten for Norge skal fremmes som egen sak, se ovenfor. Konsekvensutredningen inneholder vurderinger av de forskjellige alternativene for både driftsenhet og baselokaliseringssteder. Det er ikke utredet andre ilandføringssteder enn de som ble presentert i utredningsprogrammet. Det er imidlertid i kap.3.2 redegjort for den utvelgelse av ilandføringsalternativer som ble foretatt i tidligere faser av prosjektet. Sikring av gassleveranser til Tjeldbergodden ligger utenfor rammene for denne konsekvensutredningen. Statoil går bredt ut med informasjon om leveransmuligheter til norsk og internasjonalt næringsliv.

Den offentlige beredskapen ligger utenfor utbyggers myndighetsområde. Vi viser ellers til pågående arbeid i Statoil med en beredskapsplan for området (Haltenbanken og Norge), se kap. 8.8.

Øygarden kommune

Kommunen gir generell tilslutning til utredningsprogrammet, men ønsker utredet hvordan det økte kraftbehovet vil bli dekket og hvilke modifikasjoner /utbygginger som er nødvendige på Kollsneset. Konsekvensene av utbyggingen for lokalsamfunnet bes utredet.

Kommentar:

Det utarbeides en egen konsekvensutredning iht. Plan- og bygningsloven som dekker eventuelle utvidelser av anlegg på land som følge av en evt. ilandføring av gass fra Åsgard til Kollsnes.

Rogaland fylkeskommune, og Tysvær, Karmøy og Haugesund kommuner

I en felles uttalelse gir man støtte til selve utredningsprogrammet. Man gir klart uttrykk for uro for fremtidsutsiktene for Kårstø når gassleveransene fra eksisterende felt trappes ned, og ber om at konsekvensutredningen belyser situasjonen for Kårstø-samfunnet dersom gassterminalen ikke sikres gassleveranser.

Kommentar:

Samfunnsmessige konsekvenser for Kårstø dersom det ikke ilandføres gass fra Åsgard er utredet og vil bli redegjort for i en egen konsekvensutredning for landanleggene.

Norges Fiskarlag, fiskarlagas lokallag i Hordaland og Sogn og Fjordane og Samarbeidsrådet for Norges Råfisklag avd. Nordmøre

På grunn av sesongvariasjonene for fiskeriene ber man om at anleggsperiodene planlegges nøye, og forutsetter at det gis tilstrekkelig informasjon. Man er opptatt av at det brukes vannbasert boreslam, at produsert vann reinjiseres og at langtidsvirkningene av kjemikalieutslipp blir utredet.

Det pekes på at rørtraséen vil medføre en stor ulempe for fisket og representere en fare for ungfisk og egg ved utslipp. Det hevdes derfor at traséen må unngå viktige gytefelt og fangstfelt. Alternative metoder for rørlegging for å unngå ankermerker må utredes og justeringer av traséen for å minimalisere problemene med steindumping og løsmasser må vurderes.

Videre ber man om at konsekvensene av et verst tenkelig tilfelle av utblåsning og skipshavari utredes. Man savner at de samfunnsmessige utredningene inkluderer de negative effektene som utbyggingen offshore har for den totale fiskerier næringen. Videre ønskes fjerning av installasjonene inkludert i konsekvensutredningene.

Kommentar:

I utbyggingsfasen vil fremdriftsplanen bli lagt slik at man så langt det er mulig unngår konflikter med pågående fiskerier og man vil gi relevant informasjon fortløpende. Valg av type boreslam, reinjeksjon av produsert vann og langtidsvirkninger av andre utslipp til sjø er redegjort for i kap. 6 i utredningen. Kap. 9 i konsekvensutredningen omhandler i sin helhet de næringsmessige konsekvensene for fiskeriene. Fjerning av installasjonene omhandles i kap.4.5 og i kap.6.5.

Miljøstiftelsen Bellona

Bellona hevder at det legges opp til en prosess der hovedalternativ for utbyggingen velges før konsekvensutredningen er klar og de påberoper saksbehandlingsfeil og at rettslige skritt i denne sammenheng vil bli vurdert.

Bellona mener at analysene av utbyggingsalternativene må gå "fra-vugge-til-grav" der fjerning etter bruk tas med og at konsekvensene må relateres til de forskjellige alternativene og ikke bare knyttes til utslippene som derved kan oppfattes som gitt.

Bellona ønsker at kraftbehovet for hele Haltenbankenområdet vurderes i sammenheng, og peker på muligheten for el-forsyning fra land (vannkraft), evt. kombinert med et gasskraftverk offshore som kan dekke alle installasjonene.

Kommentar:

Angående saksbehandling og livsløpsanalyser vises til merknader fra NOE. I kap.3 er det redegjort for valg av utbyggingsløsning og miljøvirkningene av de forskjellige alternativene er beskrevet. Fjerning av installasjonene er med i utredningen, se kap. 4.6 og 6.5. I henhold til

merknað frá NOE liggur ein vurduring av kraftforsyningin til heile Haltenbanken utenfor rammen for denne konsekvensutredningin. Elkraft frá land og andre tiltak for å redusere utslipp til luft er vurdert under kap. 6.3.

2.3 Oversikt over utførte studier

I forbindelse med konsekvensutredningin er det gjennomført ein rekke studier. Tabell 2.1 viser ein oversikt over hvilke studier som er utført, hvem

som har utført studiene og noen beskrivende nøkkelord. De rapportene som er utarbeidet internt i Statoil har gjennomgått ein ekstern verifisering.

Disse rapportene er ein del av konsekvensutredningin og kan etter forespørsel sendes høringsinstansene eller andre interesserte.

I innledningin til hvert kapittel vil det bli opplyst hvilke rapporter som er lagt til grunn for vurderingene.

| Nr. | Studie | Felt/transport | Utførende | Nøkkelord for studien |
|-----|--|---------------------------|-----------|--|
| 1. | Grunnlagsdata for regional studie | Felt + regional vurdering | SNOW as | Etablering av ein utslippsoversikt for feltene på Midt-norsk sokkel for NO _x , CH ₄ , NMVOC og SO ₂ . |
| 2. | CO ₂ og klimagasser samt andre utslipp til luft | Felt + regional vurdering | Statoil | Totaloversikt utslipp Haltenbanken samt klimagassregnskap Åsgard. |
| 3. | Ozon og forsuring frå Åsgard og felt midt-norsk sokkel | Felt + regional vurdering | NILU | Forsuring og dannelse av bakkenært ozon frå utslipp av NO _x , CH ₄ , NMVOC og SO ₂ . |
| 4. | Regulære utslipp til sjø | Felt + regional vurdering | Statoil | Akutte og langtidseffekter på marint miljø frå produsert vann, kjølevannutslipp, borekaks og andre utslipp. |
| 5. | Bioakkumulering og langtidseffekter | Felt + regional vurdering | Statoil | Produsert vann: spredning, fortynning, langtidseffekter. Vannbasert borevæske: Spredning, fortynning |
| 6. | Oljeanalyser | Felt | IKU | Analyser av oljens egenskaper som input til beregning av forvitring/oljedrift |
| 7. | Oljedriftsberegninger | Felt | IKU | Sannsynlighet for stranding av olje, minste drivtid ol. ved akutte utslipp |
| 8. | Sjøfugl og pattedyr | Felt | NINA | Vurdering av konsekvenser av akutte utslipp av olje på sjøfugl og sjøpattedyr |
| 9. | Skipstransport olje | Felt + regional vurdering | Statoil | Vurdering av ulike typer ulykkeshendelser med skytteltankere og sannsynligheter for uhell med disse. |
| 10. | Akutt utslipp olje | Felt | Statoil | Vurdering av akutte utslipps konsekvenser for marine ressurser, friluftsliv og turisme |
| 11. | Miljørisikoanalyse | Felt | Statoil | Vurdering av sårbare ressurser, frekvenser for oljeutslipp, akseptkriterier, miljøkonsekvenser for mest sårbare ressurser. |
| 12. | Virkninger havbunn | Felt | Statoil | Vurdering av hvordan havbunnens flora/fauna påvirkes av utbyggingsfasen |
| 13. | Avfall | Felt | Statoil | Etablering av ein avfallsplan for feltet og vurdering av tiltak for avfallsminimering |
| 14. | Nedstenging og disponering | Felt | Statoil | Teknisk, økonomisk og miljømessig vurdering av avviking av alle installasjoner på felt |
| 15. | Fiskeri | Felt og transport | Agenda | Kartlegging av fiskeressursene og fiskeriaktiviteten og fiskeoppdrett på felt og langs rørledning. Vurdering av |
| 16. | Akutt utslipp gass | Transport | Statoil | Uhellshendelser, mengde gassutslipp, virkninger i marint miljø, |
| 17. | Samfunnsmessige konsekvenser | Felt og transport | Agenda | Samfunnsøkonomisk lønnsomhet, vare- og tjenesteleveranser og sysselsettingsvirkninger |

Tabell 2.1 Oversikt over studier utført i forbindelse med Åsgard konsekvensutredning.

3 Valg av utbyggingsløsning

Dette kapittelet redegjør for hovedtrekkene i de miljøvurderingene som er lagt til grunn i utvelgelsen av de alternativene som ble lagt fram i utredningsprogrammet.

3.1 Feltinstallasjoner

Tabell 3.1 beskriver de aktuelle alternativene som ble lagt fram i utredningsprogrammet.

| Alternativ | I | II | III | IV | V |
|------------|----------------------------|--|--|----------------------------|--|
| Konsept | 2 x GBS | GBS + FPSO | GBS + SEMI+ FSU | GBS + SEMI | FPSO+ SEMI |
| | Olje /gass produksjon 2000 | Tidlig væske produksjon 1998 Gass produksjon 2000 | Tidlig væske produksjon 1998 Gass produksjon 2000 | Olje /gass produksjon 2000 | Tidlig væske produksjon 1998 Gass produksjon 2000 |

Tabell 3.1 Alternative feltutbyggingskonsepter i konsekvensutredningsprogram Åsgard.

GBS= bunnfast betongplattform
FPSO=produksjons- og lagerskip
SEMI=flytende plattform
FSU=lagerskip

De ulike konseptalternativene beskrevet i tabell 3.1 ble vurdert opp mot hverandre. Fra et miljøsynspunkt ble alle fem konseptene funnet å være akseptable. Det er vanskelig å veie ulike miljøparametre som utslipp og gjenbruk/ fjernbarhet mot hverandre og dermed komme fram til en enhetlig konklusjon. En detaljert ekstern evalueringstudie bekreftet også dette [18]. Nedenfor følger et sammendrag av utførte miljøvurderinger.

Operasjonelle utslipp til sjø av produsert vann, kjølevann, dreinsvann samt utslipp av hydraulikkolje fra undervannsinstallasjoner, vil være tilnærmet lik for alle utbyggingsalternativene. For alternativ I, II, III og IV vil en i tillegg ha utslipp av oljeholdig ballastvann med en konsentrasjon på 2-5 mg/l. Utslipp av ballastvann er imidlertid ikke forventet å gi noen miljømessig konsekvens. Det vil ikke være forskjell på alternativene med hensyn på utslipp til sjø av mengder og typer borekaks.

For alle utbyggingsalternativene vil det bli installert gasturbiner til bruk for kraftgenerering, samt reinjeksjon og eksport av gass. Dette kraftbehovet vil være i samme størrelsesorden for alle alternativene. Forbruk av diesel er også forventet å være det samme for alle alternativene bortsett fra i tidligproduksjonsfasen. Da vil dieselforbruket være omlag fem ganger høyere for alternativ III pga. lagerskipet (FSU).

Under laste- og losseoperasjonene vil det være utslipp av flyktige organiske forbindelser (NMVOC). Mengden olje og kondensat som losses og lastes vil være likt for alle alternativene.

Utslippene vil derfor være i samme størrelsesorden bortsett fra for alternativ III i tidligproduksjonsfasen. Det er forventet at dette alternativet da vil ha ca 50% høyere NMVOC utslipp fordi en må laste til lagerskipet i tillegg til å laste til skytteltanker.

Faren knyttet til lekkasje av olje og kondensat til sjø beskrives ved hjelp av miljørisiko. Risiko for oljeutblåsning og uhell med skytteltanker er de betydeligste bidragsyterne til risikobildet. Sannsynligheten for utblåsning er lik for alle konseptene. For alternativ II og V forventes det en høyere frekvens på skytteltankertrafikken som følge av mindre lagerkapasitet i produksjonsskipet. Dette vil bidra til å øke miljørisikoen noe for disse to alternativene.

Med hensyn til gjenbruk kan flytende installasjoner i prinsippet flyttes til andre områder og benyttes på andre felter. Stålinstallasjoner har også et stort potensiale med hensyn på resirkulering og gjenbruk av materiale. Bunnfaste betongstrukturer har størst potensial for gjenbruk i forbindelse med tilknytning av fremtidige felter på den samme lokasjonen. Bunnfaste betongstrukturer konstrueres og planlegges med tanke på at det skal være mulig å fjerne dem. Dette har imidlertid til nå ikke vært utført. Det knytter seg derfor en viss usikkerhet til gjennomførbarheten av dette. Betonginstallasjoner har et lavt potensiale for resirkulering og gjenbruk av materiale.

Basert på ovenforstående ble det konkludert at alternativ I er å foretrekke med tanke på utslipp, mens alternativ V er å foretrekke med hensyn på fjerning og gjenbruk. Tabell 3.2 viser beregnede utslipp til luft for de fem alternativene basert på tidligere designkriterier. Disse kriteriene er senere endret noe og har medført en del lavere estimater for utslipp for alle alternativene. De relative verdiene i tabellen er likevel representative.

| Konsept | CO ₂ | NO _x | CO | CH ₄ | NMVOC | SO ₂ |
|---------|-----------------|-----------------|-----|-----------------|--------|-----------------|
| I | 962.000 | 2.751 | 806 | 2.040 | 7.110 | 295 |
| II | 972.000 | 3.225 | 854 | 2.040 | 7.143 | 313 |
| III | 984.000 | 3.292 | 847 | 2.104 | 12.793 | 317 |
| IV | 963.000 | 2.838 | 815 | 2.040 | 7.116 | 299 |
| V | 972.000 | 3.225 | 854 | 2.040 | 7.143 | 313 |

Tabell 3.2 Utslipp til luft fra de fem feltalternativene (tonn/år).

Tabell 3.3 gir en oppsummering av utførte miljøevalueringer, der 1 står for beste alternativ og 5 for dårligste alternativ.

| Konsept | Utslipp til luft | Utslipp til sjø | Akutte utslipp | Gjenbruk | Fjerning |
|---------|------------------|-----------------|----------------|----------|----------|
| I | 1 | 1 | 1 | 5 | 5 |
| II | 3 | 1 | 4 | 4 | 2 |
| III | 5 | 1 | 1 | 1 | 2 |
| IV | 2 | 1 | 1 | 1 | 2 |
| V | 3 | 1 | 4 | 1 | 1 |

Tabell 3.3 Oppsummering av miljøevalueringen

De fem evaluerte konseptene ble forøvrig sammenliknet med hensyn på økonomi, fleksibilitet til å takle en ressurseffektiv utvinningstrategi for olje/kondensat/gass, prosjektgjennomføring, teknisk kvalifikasjon og modenhet, operasjonelle forhold og helse/sikkerhet.

Basert på en totalvurdering ble det besluttet å gå videre med et konsept basert på tidlig produksjon av væske fra 1.10.1998 fra et produksjonsskip (FPSO), samt to alternative løsninger for gassenter (GBS eller semi+FSU) med driftsstart 1.10.2000. Konsekvensutredningen baserer seg på dette konseptet.

3.2 Rørledningsalternativer/ilandføringssted

Følgende rørledningsalternativer ble beskrevet i utredningsprogrammet.

- Haltenbanken - Kollsnes
- Haltenbanken - Kårstø (2 eksportalternativer)
- Haltenbanken - 16/11-E
- Haltenbanken - Oseberg og Heimdal

I konsekvensutredningsprogrammet ble det vist til at både rikgassløsninger med transport av gassen til Kollsnes eller Kårstø for prosessering,

og salgsgassalternativer med full prosessering av gassen på feltet og tilknytning til eksisterende og/eller planlagte gassrørledninger fra Nordsjøen til kontinentet, ville bli evaluert. I løpet av den videre planleggingsprosessen har det blitt avklart at salgsgassalternativene ikke vil være aktuelle ut fra en økonomisk vurdering.

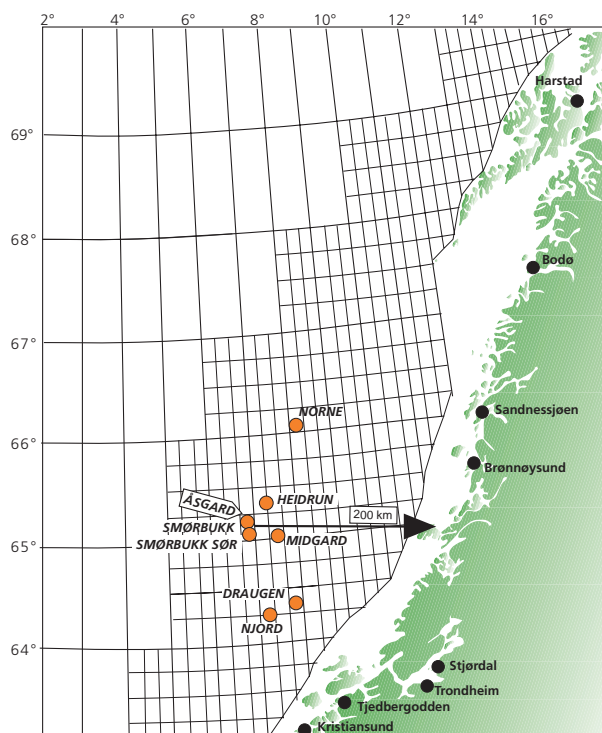
Forøvrig vil ilandføring av gassen kunne gi vesentlig mindre utslipp til luft enn prosessering på felt og eksport av gassen via Oseberg, 16/11 eller andre offshore-installasjoner pga. muligheten for el-kraftforsyning og muligheter for økte virkningsgrader på gassturbiner på land. Rørtraséer via en av de eksisterende installasjonene i Nordsjøen vil også innebære kryssing av flere fiskefelter enn traséene til Kollsnes og Kårstø.

I tilknytning til høringen av utredningsprogrammet ble det reist spørsmål om eventuell ilandføring av gassen til Midt-Norge (Tjeldbergodden). Dette er blitt vurdert i tidligere planfaser, men ble forkastet av økonomiske grunner. Det ville forøvrig heller ikke være tilstrekkelig kapasitet i gassrørledningen fra Heidrun til å ta hånd om gassvolumene fra Åsgard, slik det er reist spørsmål om i høringen.

Konsekvensutredningen vurderer derfor rørledningstraséer med ilandføring enten til Kollsnes eller Kårstø.

4 Beskrivelse av utbyggingsløsningene

Smørbukk-, Smørbukk Sør- og Midgardfeltene ligger i hovedsak innenfor blokkene 6506/11 og 12, 6507/11 og 6407/2 på Haltenbanken, omlag 200 km fra land og 50 km sør for Heidunfeltet, se figur 4.1.



Figur 4.1 Feltenes beliggenhet

4.1 Letehistorie og reserver

Blokkene 6507/11 og 6407/2 som omfatter Midgardfeltet, ble tildelt som Utvinningstillatelse 062 og 074 i henholdsvis 1981 og 1982. Blokk 6506/12 og 6506/11, der feltene Smørbukk og Smørbukk Sør er lokalisert, ble tildelt som utvinningstillatelse 094 og 134 i henholdsvis 1984 og 1987. Smørbukk, Smørbukk Sør og Midgard ligger på Haltenterrassen og hydrokarbonene i feltene er funnet i sandstein av tidlig og midtre Jura alder. Utvinnbare reserver for de tre feltene er vist i tabell 4.1.

| Felt | Kondensat/olje-nafta (mill.Sm ³) | Gass (mrd.Sm ³) |
|-------------------|--|-----------------------------|
| Smørbukk | 82 | 98 |
| Smørbukk Sør | 24 | 21 |
| Midgard | 17 | 113 |
| Sum Åsgard | 123 | 232 |

Tabell 4.1 Utvinnbare reserver av olje/kondensat/nafta og gass

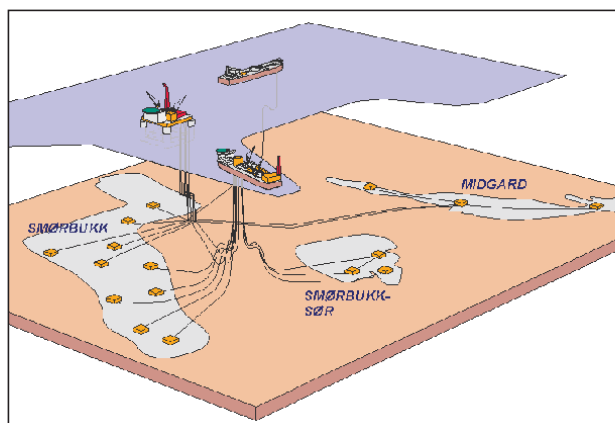
4.2 Installasjoner på feltet

Feltet planlegges utbygget med et produksjons- og lagerskip for olje (FPSO) og et gassenter. To alternativer er utredet som gassenterløsning; en

enskfattet betongplattform (GBS) og en halvt nedsenkbar flytende plattform (semi). Åsgard vil bli bygget ut med havbunnsbrønner.

Dersom det blir valgt en flytende plattform som gassenter, vil det i tillegg bli installert et lagerskip (FSU) for væske i tilknytning til denne. Betongplattformen vil ha lagerkapasitet i understellet, men det vil være behov for en lastebøye i tilknytning til plattformen.

Produksjonsskipet vil bli installert på feltet i 1998, mens gassenteret først vil være i produksjon 1.10.2000. Utbyggingsløsningen med en semi er vist på figur 4.2.



Figur 4.2 Installasjoner på feltet med semi som gassenter

Produksjons- og lagerskipet

Produksjonsskipet skal kunne ivareta følgende funksjoner:

- Prosessere brønnstrømmene fra Smørbukk- og Smørbukk Sør-reservoarene. Prosessering av olje innebærer i hovedsak å skille ut vann og gass fra oljen.
- Kunne prosessere mulig framtidig kondensat fra Smørbukk-reservoarene ved utvidelse av kapasiteten.
- Reinjisere produsert gass til Smørbukk- og Smørbukk Sør-reservoarene
- Behandle produsert vann før utslipp eller reinjeksjon i et egnet reservoar
- Lagre stabilisert olje fra produksjonen og losse den til skytteltankskip
- Innkvartere alt personell som normalt trengs for drift og vedlikehold på produksjonsskipet

Skipet vil være omlag 270 meter langt og 45 meter bredt. Det kan rotere fritt rundt en dreieskive som er forankret til sjøbunnen med 12 ankerlinjer. Et hjelpepropellanlegg skal sørge for å holde skipet i fordelaktig posisjon i forhold til vind og bølger. I dreieskiven er det plass for tilkobling av 24 fleksible stigerør og kontrollkabler. Produksjonsskipet er vist på figur 4.3.

Oljelagertankene i skroget er planlagt å ha en kapasitet på minimum 145 000 m³. Skipet har et



Figur 4.3 Produksjons- og lagerskip

oppbygget baugparti. Overbygningen foran inneholder boligkvarter med kontrollrom, helikopterdekk og livbåter. Aktenfor dreieskiven har skipet et dekk over hoveddekket hvor prosessanlegget er plassert. Akterskipet inneholder ballasttanker og rom for skipsystemene, turbiner for kraftgenerering og hjelpesystemer for produksjonsanlegget. Elektrisk kraft blir produsert ved to gassurbiner.

Produksjonskipet tilknyttes havbunnsbrønner fra Smørbukk Sør, samt oljerike brønner fra Smørbukk. Skipet kan produsere 28 000 Sm³ olje pr. dag og reinjisere 16 mill. Sm³ gass pr. dag. Boligdelen kan inkvartere 90-120 personer.

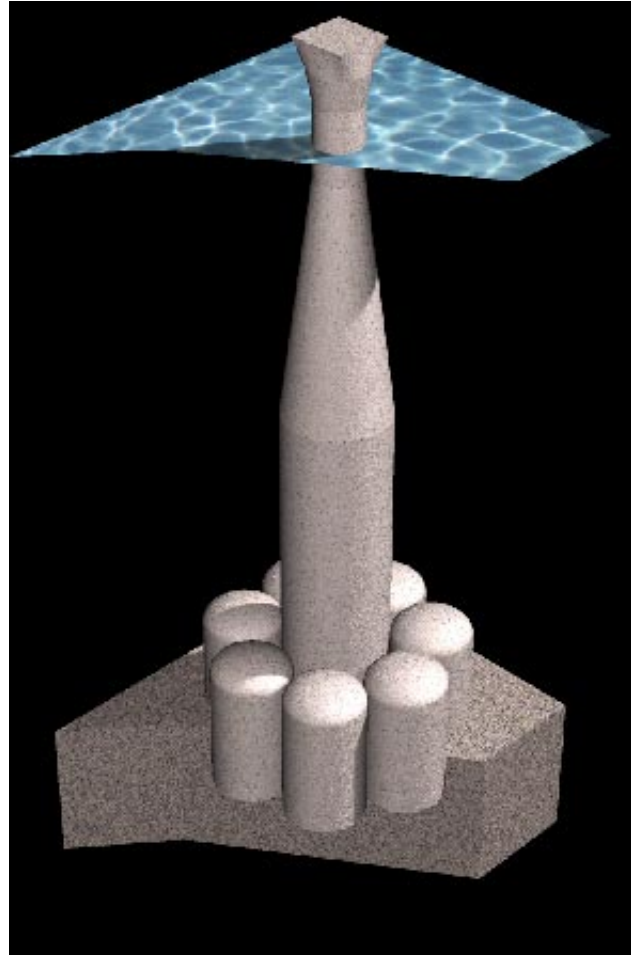
Gassenteret

Gassenteret skal kunne ivareta følgende funksjoner:

- Prosessere brønnstrømmene fra Midgard og fra brønner i den nordlige delen av Smørbukk
- Reinjisere produsert gass
- Behandle og injisere produsert vann før utslipp eller injeksjon i et egnet reservoar
- Produsere gass fra injeksjonsbrønnene, når disse konverteres til produksjonsbrønner
- Fjerne hydrogensulfid og vann fra produsert gass
- Eksportere produsert gass til land
- Lagre stabilisert kondensat for semi-alternativet og i tillegg olje for GBS-alternativet
- Innkvartere alt personell som normalt trengs for å operere og vedlikeholde gassenteret

Dekksanlegget på gassenteret inneholder de samme funksjoner enten det blir besluttet en semi eller GBS. Dekket vil ha boligkvarter, hjelpesystemer, produksjonsanlegg for gass og olje/kondensat, injeksjonsanlegg for gass samt utstyr for gass og væskeeksport. Dekket er delt i tre hovedområder, ett stigerørs- og prosessområde, ett område for hjelpesystemer og et for boligkvarter. Gassenteret tilknyttes havbunnsbrønnene på Midgard og gassrike brønner på Smørbukk.

Dersom det velges en GBS, vil denne bli plassert i nordvestre del av Smørbukkfeltet på 244 meters dyp. Høyden på plattformen er 288 meter opp til toppen av skaftet. Indre diameteren i skaftet er 20 meter. Plattformen fundamenteres til havbunnen ved at betongskjørt under konstruksjonen presses



Figur 4.4 Understellet av en GBS.

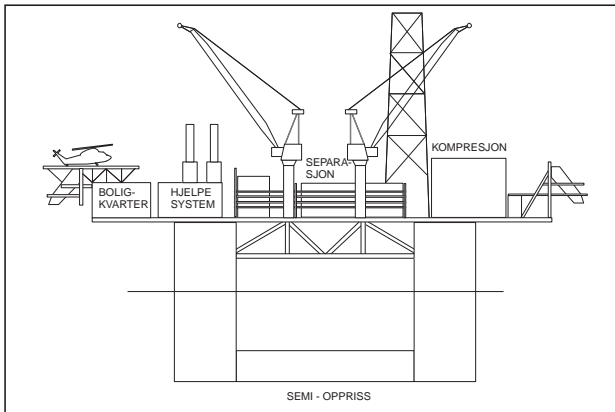
13-14 meter ned i leirbunnen. Betongplattformens understell er vist i figur 4.4. Dekkstrukturen vil være omtrent tilsvarende den som er vist i figur 4.5.

Med denne type plattform kan det benyttes stive stigerør til undervannsbrønnene og til produksjonskipet. Stigerør går fra dekket gjennom et tørt kammer i skaftet til bunnen av plattformen hvor de er sveiset til rørledningene for mottak av gass og eksport av olje/kondensat. Betongkonstruksjonen har 7 eller 8 lagerceller plassert rundt skaftet, med en lagerkapasitet for olje på 180.000 m³.

En flytende plattform har ingen lagerkapasitet og vil derfor være tilknyttet et eget lagerskip for olje/kondensat. Denne plattformen vil bli plassert mer sentralt på Smørbukkfeltet. Skroget på plattformen kan bygges i stål eller betong. Dette vil bli nærmere vurdert i prosjektets neste fase.

En stålkonstruksjon er lagt til grunn for kostnads-estimatene og de miljø- og samfunnsmessige vurderingene i utredningen.

Teknologiske utfordringer knyttet til bruk av fleksible stigerør (under rådende trykk- og temperaturforhold) må avklares dersom en flytende plattform velges som gassenter. Det vil bli utført utviklings- og testprogrammer som skal kvalifisere teknologien. Det er betydelig potensiale for innsparinger dersom teknologien kan verifiseres. Plattformen er vist i figur 4.5.



Figur 4.5 Flytende plattform som gassenter

Fleksible stigerør og kontrollkabler som forbinder undervannsbrønnene og lagerskipet til plattformen, knyttes til en balkong arrangert i "akterkant" av plattformen i umiddelbar nærhet av prosessområdet. Det vil bli avsatt plass til 38 stigerørstilknytninger inkludert 8 framtidige reserve tilknytningspunkter.

Det vil være fem gassturbiner på gassenteret, to for kraftgenerering, to for gasseksporten og en for gassinjeksjon (Kollsnes-alternativet).

Gassenteret vil ha behandlingskapasitet til å eksportere 36 mill Sm³ rikgass pr. dag, 11 000 Sm³ olje og 14 000 Sm³ kondensat pr. dag, og reinjisere 8 mill. Sm³ gass pr. dag. Boligdelen vil kunne innkvartere 120 personer.

Havbunnsystemer

Åsgard vil bli bygget ut med havbunnsinstallerte brønner. Rørledninger og kontroll-ledninger knytter havbunnsbrønnene til prosesseringsanleggene på feltet. Brønnene vil bli boret gjennom brønnrammer som hver har plass til fire brønner.

Tre brønnrammer på Smørbukkk Sør og fem på Smørbukkk knyttes opp mot produksjonsskipet, se figur 4.2. Av disse er to av rammene på Smørbukkk og en ramme på Smørbukkk Sør tiltenkt gassinjeksjonsbrønner.

På Midgard er det planlagt tre produksjonsrammer som alle knyttes opp mot gassenteret. I tillegg knyttes tre produksjonsrammer og to injeksjonsrammer på den nordlige delen av Smørbukkkfeltet til gassenteret.

Hvis det viser seg å være behov for flere brønner på Smørbukkk er det muligheter for å koble eventuelle nye brønnrammer opp mot de eksisterende.

Alt arbeid på havbunnsystemet i installasjons- og driftsfasen vil bli basert på bruk av fjernstyrte verktøy og farkoster.

Det er aktuelt å søke om begrensingsområder rundt havbunnsystemene, ref. kap. 4.3. Dersom dette ikke innvilges, vil brønnrammer og rørledninger som ligger oppå havbunnen vil bli utformet slik at de blir overtrålbare.

Feltinterne rørledninger

Fra hver produksjonsramme på Smørbukkk og Smørbukkk Sør går det to 10"-rørledninger til enten produksjonsskipet eller gassenteret. Til injeksjonsrammene på Smørbukkk går det en 10" rørledning, mens det av kapasitetsmessige årsaker går to 10" rørledninger til injeksjonsrammen på Smørbukkk Sør. Fra Midgard går det to 20" rørledninger til gassenteret. Det vil også være 20" ledninger som forbinder de tre brønnrammene på Midgard. Når injeksjonsbrønnene omgjøres til produksjonsbrønner vil det bli installert en ekstra 10" rørledning til disse brønnrammene. Total lengde på 10" rørledninger er ca.175 km og på 20"rørledninger er ca 105 km.

Mellom gassenteret og produksjonsskipet vil det bli installert en 12" rørledning for transport av olje fra gassenteret til produksjonsskipet, samt en 24" rørledning for transport av gass motsatt vei.

Karbonstål er antatt for oljeledningene mellom produksjonsskipet og gassenteret, samt rørledningene fra Midgard til gassenteret. I øvrige rørledninger er det nødvendig med høylegert rørledningstål. Isolasjonsbelegg eller alternative systemer er nødvendig for å sikre at temperaturen ikke faller under frysepunktet ved produksjonsstans. Rørledningene beskyttes mot ytre korrosjon ved hjelp av anoder.

Styring og overvåking av havbunnsbrønnene utføres via kontroll-ledninger som fører signaler, kraft og kjemikalier til hver brønnramme. Kjemikalierne blandes i brønnstrømmen for å hindre korrosjon, mineralavleiring og frysing i rørsystemene. Kontroll-ledningene vil måtte beskyttes mot ytre skade.

Områdevurderinger/fleksibilitet i utbyggings-løsning

Installasjonene på Åsgard er tilrettelagt for å kunne knytte til seg andre olje- og gassfelt i området. Dette betyr blant annet at gassenteret vil tåle økte dekksvæker, og er tilrettelagt for framtidige tilknytninger av andre felt og tredje parts prosessering.

Åsgard gassenter vil ha ledig væskeprosesseringskapasitet fra omlag år 2005, mens produksjonsskipet vil ha ledig kapasitet fra rundt år 2002.

Skytteltankere

Olje/kondensat vil bli lastet til skytteltanker fra produksjonsskipet og fra gassenteret via lastbøye eventuelt fra lagerskip tilknyttet gassenteret. Det er antatt omlag 90 anløp årlig, og det vil ta omlag 20 timer å laste en skytteltanker. Hvor olje/kondensat transporteres er uvisst på dette stadiet, men Mongstad og Rotterdam er begge aktuelle leveringssteder.

4.3 Sikkerhetssoner og begrensingsområder

Omkring plattform og eventuell lastebøye vil det bli etablert sikkerhetssoner med radius 500 meter. Omkring produksjonsskipet og eventuelt lagerskipet vil det bli etablert sikkerhetssoner med radius 500 meter fra skipets ytterpunkt. I tillegg til sikkerhetssonene som er hjemlet i lovverket, vil det bli søkt om opprettelse av begrensingsområder d.v.s områder med forbud mot oppankring og fiske med bunnredskaper (trål og snurrevad).

Bakgrunnen for å søke om begrensingsområder er at det muliggjør forenklede og billigere utbyggingsløsninger:

- omfang av bunnpreparering/steindumping vil kunne reduseres
- frie spenn vil kunne tillates
- nedgraving av rørledninger og kabler kan unngås
- omfanget av steinfyllinger vil reduseres betraktelig
- rørledningene vil lettere kunne fjernes etter endt levetid
- en enklere teknisk og rimeligere utbyggingsløsning vil kunne velges installasjonsmessig og operasjonelt.

Det kan bli aktuelt å søke om opprettelse av et eller flere av følgende begrensingsområder, gitt i prioritert rekkefølge:

- Området som omfatter installasjonene samt alle brønnrammer og feltinterne rørledninger på Smørbukk og Smørbukk Sør.
- Området som omfatter alle brønnrammer og feltinterne rørledninger på Midgard
- Området langs rørledningen mellom gassenteret

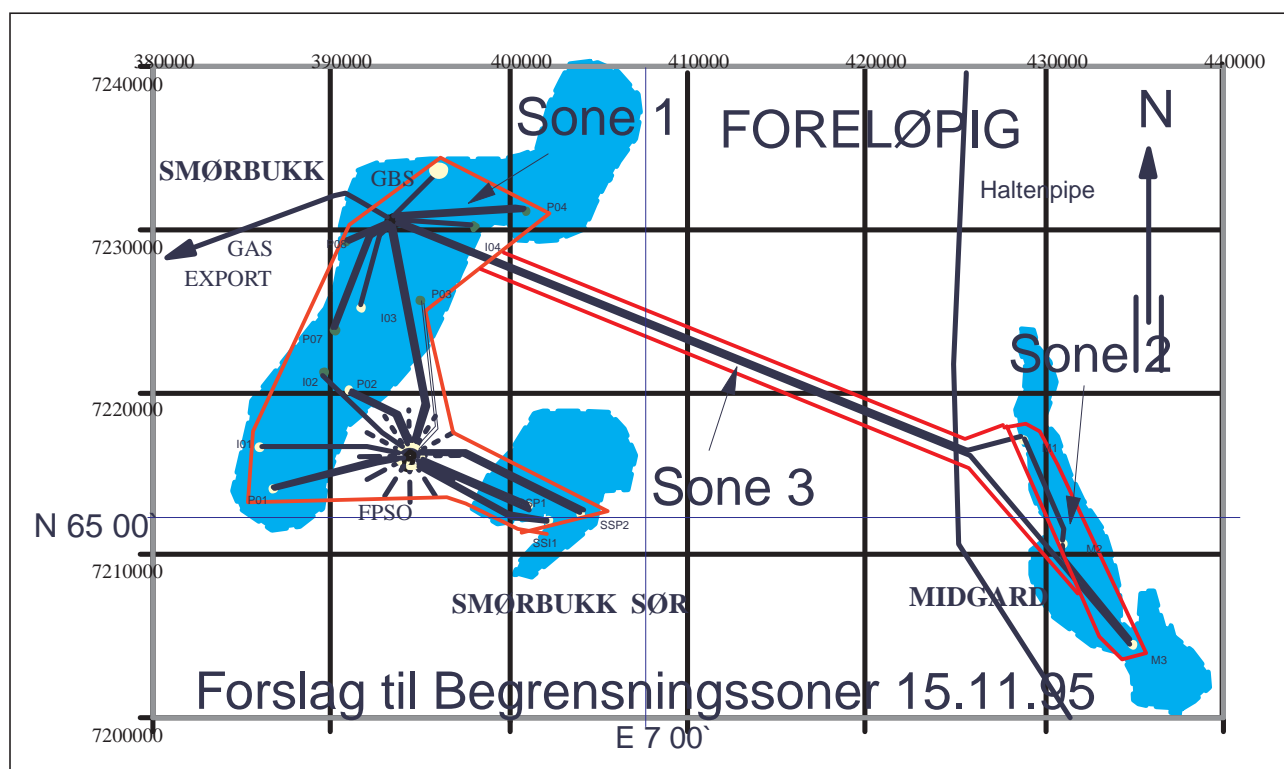
og Midgard, 500 meter på hver side av rørledningen.

Mulige begrensingsområder er vist i figur 4.6. Det økonomiske innsparingspotensialet er estimert til 400 mill.kr dersom alle begrensingsområdene innvilges.

4.4 Reservoar og utvinningsstrategi

Reservoarstudier har vist at reinjeksjon av gass i Smørbukk- og Smørbukk Sør-feltene vil medføre høyest utvinning av olje og kondensat og dermed best ressursutnyttelse. I de to årene med væskeproduksjon før gasseksport vil all gass som produseres bli reinjisert i Smørbukk- og Smørbukk Sør-reservoarene. Det er antatt at gassinjeksjonsperioden vil vare fram til omlag år 2010 for Smørbukkfeltet og til omlag år 2013 for Smørbukk Sør. Etter avsluttet injeksjon konverteres injeksjonsbrønnene til produksjonsbrønner slik at den injiserte gassen tilbakeproduseres. Produksjonen fra Midgardfeltet vil starte i år 2000. Det vil ikke være gassinjeksjon på Midgard da feltet vil bli produsert ved hjelp av trykkavlastning. Figur 4.7 viser forventet årlig produksjon av olje, kondensat og nafta fra Åsgard.

Gasseksportnivået for Åsgard er beregnet å være 12 mrd Sm³ gass pr. år. Av dette volumet vil Midgard bidra med 75% fra 1.10.2000 til feltet ikke lenger kan opprettholde dette nivået. Dette forventes å finne sted omlag år 2007. Smørbukk og Smørbukk Sør bidrar i denne perioden med de resterende 25% av gasseksporten. Resten av gassen som disse to feltene produserer reinjiseres i reservoarene. I år 2020 forventes Midgard etter en gradvis nedtrapping å stå for 25% av



Figur 4.6 Aktuelle begrensingsområder.

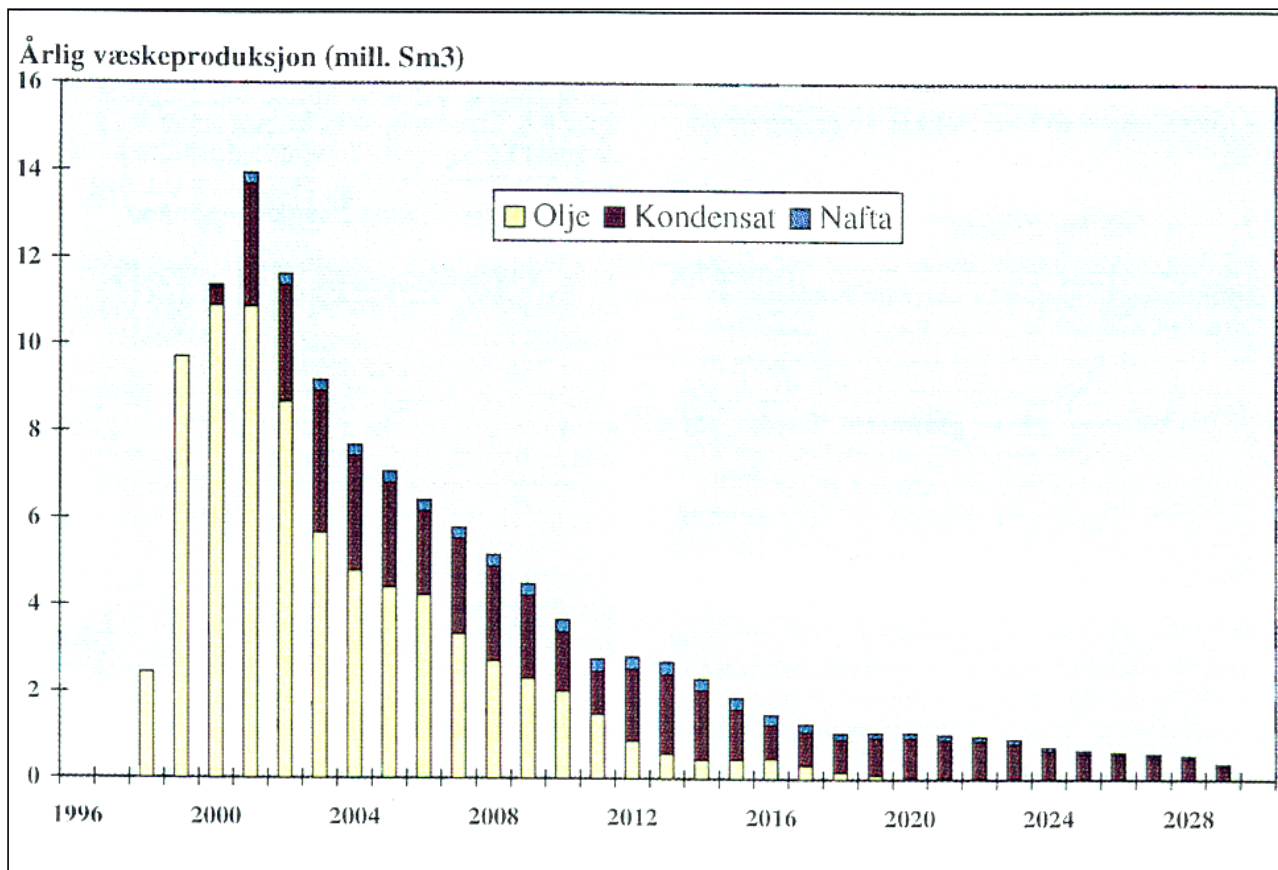


Fig. 4.7 Produksjonsprofil olje, kondensat og nafta

gasseksporten. Totalt er det beregnet at Åsgard kan levere 12 mrd Sm³ gass frem til år 2013. Total produksjon er beregnet å vare omlag 30 år.

For å opprettholde oljeproduksjonen om sommeren, når gassleveransene er lavere, vil en øke andelen av Smørbukkgass og stenge tilbake Midgardgass. Dette vil i de første årene gi et høyere CO₂-innhold i gassen om sommeren enn om vinteren. Ut i tid vil CO₂-nivået fra Åsgard kunne overstige salgsgass-spesifikasjonen på 2,5 mol %. Det kan derfor bli nødvendig å iverksette tiltak for å få gassens CO₂-nivå innenfor spesifikasjon.

De tre til fire første brønnene på Smørbukk er planlagt som undersøkelse/testbrønner for å øke reservoarforståelsen. Disse er senere planlagt å konverteres til produksjonsbrønner. Fram til start av oljeproduksjonen 1.10.1998 planlegges i alt 20 brønner for boret, hvorav 14 for produksjon og 6 for injeksjon. Brønnene vil etter planen bores på Smørbukk og Smørbukk Sør, og plasseringen vil bli optimalisert etter som reservoarforståelsen øker. To halvt nedsenkbare borerigger samt en kompletteringsrigg eller -fartøy, vil forestå boreoperasjonene.

Vannproduksjonen på Åsgard forventes å være lav. Basert på reservoarsimuleringer antas maksimal vannproduksjon fra Smørbukk å ligge rundt 300-400 m³ pr. dag. For Smørbukk Sør antas tilsvarende maksimalrate å være rundt 100-200 m³ pr. dag. For Midgardfeltet er det antatt at vannproduserende soner stenges av så snart disse er identifisert. Feltet har således ingen vannproduksjon av betydning.

4.5 Rørledningstraséer og ilandføringssteder

Kollsnes og Kårstø er alternative ilandføringssteder for prosessering av rikgass fra Åsgard. Kollsnes danner basis for beskrivelse av anlegg for kraftgenerering til gasseksport. Åsgard transportrørledning består av følgende hovedkomponenter:

- Rørledning til havs fra Åsgard til Kollsnes eller Kalstø på Karmøy inkludert tilkobling til flytende eller fast feltinstallasjon på Åsgard.
- Tilknytningsmuligheter for andre felt i området nær feltinstallasjon på Åsgard.
- Landfall ved å legge rørledningen i eksisterende tunnel ved Kollsnes eller Kalstø.
- Rørledning over land og i tunneller fra Kalstø til Kårstø dersom Kårstø velges som ilandføringssted.

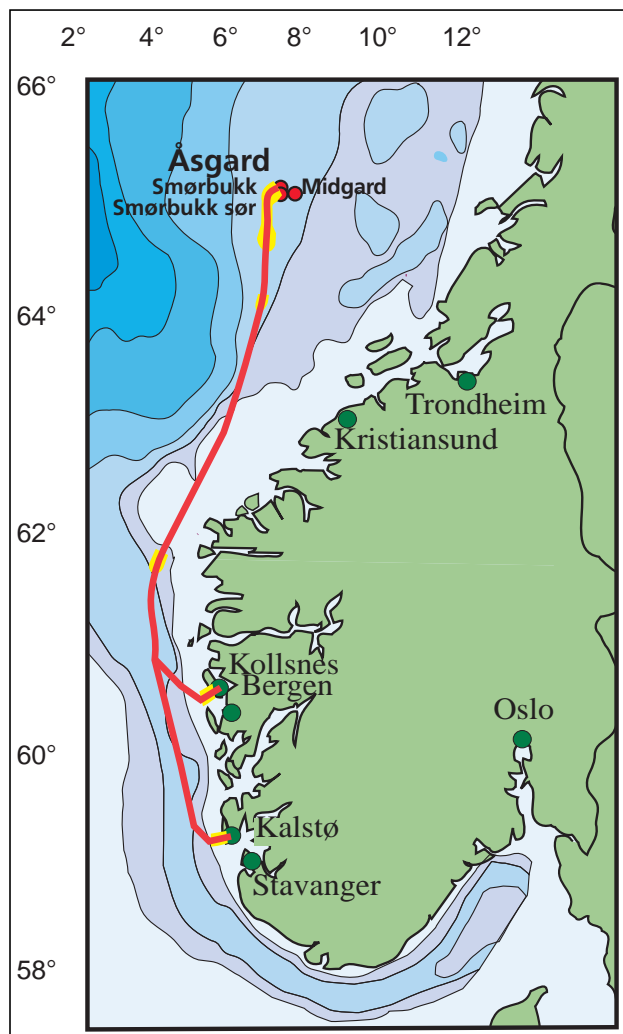
En rørledning fra Åsgard til landfallet ved Kollsnes vil ha en lengde på omtrent 574 km. Deretter vil røret gå i en omtrent 4 km lang tunnel inn til prosesseringsanlegget. Total lengde til Kollsnes er omtrent 578 km. Rørledningen fra Åsgard til landfallet ved Kalstø vil være omtrent 709 km. Deretter vil røret gå i tunneller og over land inn til prosesseringsanlegget på Kårstø, tilsammen 21 km. Total lengde til Kårstø er 730 km. Rørledningen vil ha en indre diameter på 965 mm (40") og et design trykk på 200 barg, alternativt 190 barg, avhengig av leveringspunkt Kårstø eller Kollsnes.

Bare rørledninger til havs dekkes av denne utredningen

4.5.1 Rørledning til havs

På Åsgard er vanddypet ca. 245 meter. Traséen for rørledningen går ned til en maksimal dybde på omtrent 370 meter i flere områder de første 150 km fra Åsgard. Deretter går traséen gjennom et område med grunnere vanddyp utenfor Møre, der dybden er 95 meter på det grunneste. Traséen går videre ned i Norskerenna ned mot dybder på 370 meter for et område, før den går inn til landfall ved Kollsnes eller Kalstø. Dybde ved tunnelutslag utenfor Kollsnes er 125 meter og 55 meter utenfor Kalstø.

For vurdering av rørledningskorridor ble det i juni og juli 1995 foretatt detaljerte havbunnsundersøkelser. Havbunnen i Haltenbanken-området karakteriseres av et stort antall pløyemerker etter isfjell, samt mange groper av ulik dybde og utstrekning. Konstruksjon og legging av rørledningen i disse områdene vil være innenfor kjent rørledningsteknologi og gjennomførbart basert på erfaringer fra tidligere rørledningsprosjekter på norsk sektor. Traséen



Figur 4.8 Rørledningstraséen til havs (områder der det vil bli dumpet stein er merket av)

som er lagt til grunn er vist i figur 4.8. Trasévalg er et kompromiss for å unngå de mest kompliserte havbunnsforholdene samtidig som den kortest mulige avstanden fra Åsgard til Kollsnes eller Kalstø forsøkes oppnådd.

Valg av rørledningstrasé vil bli optimalisert ut fra en målsetting om i størst mulig grad å unngå kostnadskrevenne bunnprepareringsarbeider. Endelig trasé kan derfor komme til å avvike noe fra den traséen som er lagt til grunn for utredningene. På grunn av den ujevne sjøbunnen vil frie spenn kunne oppstå under installasjon. Graden av preparering av rørledningstraséen vil variere, men størst behov for preparering vil det være i områder innenfor de første 100 km av traséen fra Åsgard gassenter. Det er satt som et kriterium for planleggingen av rørledningen at ledningen skal kunne overtråles på en sikker måte for fiskeredskeer og for rørledningen. Rørledningen er ikke planlagt å bli tildekket, bortsett fra i området nært inn mot plattformen.

Det er tildels betydelig prepareringsarbeide i form av stein og grusdumping som må foregå på havbunnen etter legging av rørledningen. Foreløpige estimater indikerer at behovet for dumping kan være opp mot 1,4 mill. m³. Omfanget av prepareringsarbeide/dumping vil imidlertid være gjenstand for videre optimalisering, bl.a ved å se på alternative metoder for å redusere de frie spennene. Nærmere angivelse av hvor det vil bli dumpet stein er gitt i kap.7.4.

Traséen til Kollsnes vil krysse to rørledninger og en kabel, mens traséen til Kalstø vil krysse sju rørledninger og en kabel.

4.5.2 Tilknytningmuligheter for andre felt i området

Det er forutsatt at andre felt i Haltenbanken-området skal kunne levere gass inn i rørledningen. Det vurderes derfor installert ulike tilknytningmuligheter enten opp mot havbunnsrammene eller via T-stykker langs rørledningen.

4.6 Base- og driftsenhet

Statoils målsetting er å oppnå størst mulig lønnsomhet for sin virksomhet. Samordning og integrasjon av aktiviteter både på sokkel og på land er effektive og rasjonelle virkemidler for økt verdiskapning og reduserte kostnader. BRU ("Billigere, raskere utbyggingsprosjekt") - og NORSOK (Norsk Sokkels Konkurransesposisjon)- anbefalingene har dannet premissene for utviklingen av utbyggingsprosjekter i Statoil siden 1994. Dette gjelder også for Åsgard-utbyggingen.

4.6.1 Organisering av driftsenhet

Valg av strategi for organisering av Statoils virksomhet har endret seg i løpet av de siste 10-15 år. I begynnelsen av 1980-årene opererte Statoil med en "feltmodell", der målsettingen var å bygge opp egen kompetanse for hvert felt. Gullfaks ble f.eks.

etablert som en selvstendig driftsorganisasjon med et eget stabs- og støtteapparat i Bergen, tilsvarende med Staffjord i Stavanger.

Den integrerte driftsmodell definerte tre driftsområder: driftsdivisjon Stavanger, Bergen og Midt-Norge. Sleipner ble f.eks. lokalisert til Stavanger og integrert i eksisterende driftsmiljø, likedan Veslefrikk i Bergen.

Prosjekt 95 definerer norsk sokkel som et driftsområde med felles standarder og systemer. Driftsdivisjonene er splittet i resultatenheter med et totalt forretningsansvar. Teknisk og administrativ støtte utover det daglige behov skal baseres på kjøp av tjenester fra felles tekniske- og merkantile enheter.

Den landbaserte virksomhet for Åsgard er planlagt organisert og bemannet i henhold til Prosjekt 95.

4.6.2 Lokaliseringsalternativer

Følgende lokaliseringalternativer er vurdert:

Driftsenhet:

- Åsgard samlokalisert med driftsmiljøet i Stjørdal.
- Åsgard samlokalisert med driftsmiljøet i Stjørdal, med operative støttefunksjoner lokalisert i Kristiansund.
- Åsgard samlokalisert med driftsmiljøet i Stavanger med operative støttefunksjoner lokalisert i Kristiansund.

Base:

- Base, båt- og helikoptertransport fra Kristiansund.
- Base og båttransport fra Kristiansund og helikoptertransport fra Værnes.

Konsekvensutredning for Åsgard og Tilleggsutredning for lokalisering av Norne oversendes myndighetene samtidig. Dette innebærer at lokaliseringsspørsmålet for Åsgard og Norne vil bli sett i nær sammenheng.

4.6.3 Vurdering av lokaliseringalternativ for driftsenhet

Følgende lokaliseringkriterier har vært vurdert:

- Muligheten for samordning- og integrasjon, erfaringsoverføring og kompetanseutnyttning av personell.
- Personell- og kontorkostnader
- Infrastruktur og kommunikasjon
- Nærhet til felt
- Sikkerhet og beredskap

Erfaringsoverføring og kompetanseutnyttning av personell

Samordning og integrasjon av eksisterende og framtidig aktivitet innebærer at erfaringsoverføring og kompetanseutnyttning blir helt avgjørende som virkemiddel for økt verdiskapning og reduserte kostnader. Erfaringer fra Heidrun og eventuelt Norne vil være en viktig

ressurs for Åsgard. En samlokalisering av driftsenhetene vil sikre en god og effektiv erfaringsoverføring uten at det krever særskilte tiltak. Mulighetene for rasjonell utnyttelse av kompetanse synes å være tilfredsstillende både i Stavanger og i Stjørdal/Kristiansund.

Personell

Personellbehovet for drift av Åsgard er anslått til i alt 380 årsverk (i tillegg kommer kontraktører med 26 årsverk).

Årsverkbehovet for Åsgard drift av landbasert virksomhet er beregnet til 120 årsverk (kjerneorganisasjon 60 og kjøp 60). Ved samordning og integrasjon i Stjørdal vil årsverkbehovet kunne reduseres.

| | |
|---|--|
| Sokkel - produksjonsskip - gassenter | 110 årsverk (inkludert 3 skift) 150 årsverk (inkludert 3 skift) |
| Land: - kjerneorganisasjon - kjøp av personell | 60 årsverk 60 årsverk |
| Totalt | 380 årsverk |

Tabell 4.2 Personellbehov ved drift av Åsgard

I forbindelse med tilleggsutredning for Norne ble årsverkbehovet ved samlokalisering av Heidrun, Norne og Åsgard beregnet til i alt 240 årsverk. Dette er en samordningsgevinst på ca. 40 årsverk for alle tre driftsenhetene (se tabell 4.3).

| Driftsenhet | Kjerne- bemanning | Kjøp | Totalt | Gevinst |
|---------------------------------------|----------------------|------------|------------|-----------|
| Heidrun | 70 | 35 | 105 | - |
| Norne | 20 | 35 | 55 | - |
| Åsgard | 60 | 60 | 120 | - |
| Heidrun/Norne samordnet | 75 | 60 | 135 | 25 |
| Heidrun/Åsgard samordnet | 105 | 90 | 195 | 30 |
| Heidrun/Norne/Åsgard samordnet | 130 | 110 | 240 | 40 |

Tabell 4.3 Personellbehov og samordningsgevinst ved lokalisering i Stjørdal

Kontor

Kontormessig er det ikke noe problem å integrere Åsgard driftsenhet i Statoils lokaler i Stavanger eller i Stjørdal.

Heidrun tok ved årsskiftet 1993/1994 i bruk nytt bygg i Stjørdal. Bygget er dimensjonert for 285 personer. Bygget er spesielt tilpasset de tekniske-, sikkerhets- og beredskapsmessige krav til et driftssenter.

Statoilbygget i Stjørdal var i tidlig prosjekteringsfase planlagt med fem kontorfløyer. Av forskjellige årsaker ble kontorarealet redusert slik at bygget ble reist med bare fire. Alle fellesarealer er imidlertid dimensjonert for et antall kontorer tilsvarende fem kontorfløyer.

Bygging av en femte kontorfløy - med ca. 100 kontor plasser - medfører derfor ingen bygningsmessige konsekvenser for eksisterende bygning. Det er videre slik at tomtearealet er tilstrekkelig for en slik utvidelse av kontorkapasiteten.

Kontordrift

Det er idag ca. 18 årsverk knyttet til direkte kontordrift av bygget i Stjørdal. Da dette er årsverk til sikring, vaktmesterfunksjon, renhold etc, vil en økning av utnyttelsesgraden i bygget i liten grad medføre økt bemanning til kontordrift. En eventuell lokalisering av Norne og Åsgard drifts-organisasjon i Stjørdal er derfor antatt å kunne gjennomføres med omtrent samme antall årsverk til kontordrift.

Stjørdal oppsummert :

- Samlokalisering av Heidrun-, Norne- og Åsgard driftsenhet i Stjørdal er vurdert til å gi en besparelse på ca. 40 årsverk. Det er ikke tatt stilling til hvordan samordningsgevinsten skal fordeles mellom enhetene.
- De bygningsmessige behov som kreves ved samlokalisering av de tre driftsenhetene Heidrun, Norne og Åsgard i Stjørdal, kan dekkes innenfor eksisterende bygningsmasse.
- Tomtearealet og de bygningstekniske forhold er tilrettelagt for en eventuell utvidelse av kontorarealet med ca. 100 kontor plasser for en relativt beskjeden investering.

4.6.4 Base

Forsyningsbase, båt og helikoptertransport anbefales lokalisert til Kristiansund. Samordningsmulighetene med Heidrun, Draugen og Njord (og eventuelt Norne) er betydelige. Disse ble redegjort for i konsekvensutredning Norne juni 1994.

Værnes som helikopterbase vil ikke bli utredet videre, fordi problemer med ising og turbulens vil utfordre Statoils krav sikkerhet og regularitet.

I tillegg til vanlig basevirksomhet anbefales etablert en del operasjonelle driftsfunksjoner som håndterer den daglige kontakt og oppfølging mot feltet, i nær tilknytning til basen i Kristiansund. Dette er i hovedsak personell med arbeidsplass på felt som planlegges lagt til basen i Kristiansund.

Denne funksjonen vil ivareta daglig operatørstøtte samt medvirke til bedre kontakt mellom offshore-personell og landbasert personell. Dessuten vil denne enheten forenkle samarbeidet mot selve basen. Samlokalisering gjør det enklere og raskere å ta beslutning om å frakte mindre deler/lettere utstyr med helikopter i eventuelle akutte situasjoner.

4.6.5 Oppsummering/anbefaling

Statoils strategi er å styrke driftsmiljøet i Stjørdal der Heidrun allerede er etablert. Et sterkt driftsmiljø gir bedre muligheter for å bygge opp et oljerelatert ingeniørmiljø rettet mot drifts- og

vedlikeholdsoppgaver. Samtidig vil et solid ingeniørmiljø være grunnstammen i et støttemiljø for oljevirkosomheten. Statoil ser muligheten for å bygge opp et slikt integrert driftsmiljø i Stjørdal. Base-, båt- og helikoptertransport anbefales lokalisert til Kristiansund. Enkelte operasjonelle driftsfunksjoner planlegges lagt til Kristiansund

4.7 Nedstenging og disponering av feltinstallasjoner og eksportør

Innretninger på Åsgard vil bli prosjektert og bygget for at det skal være mulig å kunne fjerne dem ved produksjonsavslutning. Fjerning og disponering av innretningene vil bli utført i henhold til gjeldende regelverk nedfelt i petroleumsloven og forureningsloven. En detaljert disponeringsplan vil bli forelagt Nærings- og energidepartementet innenfor gitte tidsfrister, der rettighetshavernes foretrukne løsninger for fjerning og disponering av alle innretningene over og under vann vil bli beskrevet. De samfunnsøkonomiske aspekter mht. industriaktivitet og arbeidsplasser bør også vurderes før en endelig avgjørelse av avviklingsalternativer foretas.

4.7.1 Feltinstallasjoner

Sikring og nedstengning

Ved avslutningen av produksjon på Åsgard-feltet vil reservoarene sikres med sementplugg plassert på forutbestemte høyder i brønnene. Før denne operasjonen finner sted vil alle produksjonsstrenger trekkes opp fra brønnene og transporteres til land for resirkulering. Sementplugg skal etableres i og ovenfor den permeable sonen i reservoaret. I øvre del av brønnen vil det i tillegg etableres en sementplugg som en ekstra sikring for å hindre utstrømning av hydrokarboner fra reservoaret. Denne metoden vil også bli benyttet for nedstengning av brønner som går tomme i løpet av produksjonsperioden.

Nedstengning av produksjonsanleggene på produksjonsskipet og feltsenteret innbefatter fjerning av alle hydrokarboner fra utstyr og systemene for å gjøre innretningene gassfri. I tillegg vil en i denne fasen identifisere, og om nødvendig håndtere alle kjemikalier og farlige stoffer som krever spesiell behandling

Disponering av innretningene

Etter avsluttet produksjon på Åsgard vil produksjonsskipet kunne benyttes på andre felt grunnet kort brukstid på Åsgard. Produksjonsskipet kan derfor bringes til et verksted for fjerning, opphugging og resirkulering av alt utstyr på dekk eller for ombygging for bruk på et annet felt. Dersom gjenbruk ikke er aktuelt, vil skroget opphugges og resirkuleres.

Forut for slik transport til land må alle stigerør og ankerliner frigjøres fra produksjonsskipet. Alle ankerliner og stigerør samt ankerfundamenter skal fjernes og bringes til land for gjenbruk, eller opphugging og resirkulering. Som alternativ kan en del av ankerfundamentene dekkes med grus.

Plattformen er bygget for en levetid på 50 år. Plattformen vil kunne fungere som gassenter for omkringliggende felt, og vil således kunne produsere for disse når egenproduksjon fra Åsgard avtar. Produksjonen fra Åsgardfeltene vil i henhold til nåværende planer opphøre ca. år 2030. Potensialet for gjenbruk av en betongplattform på annet felt er svært begrenset.

Etter nedstengningen av produksjonsanlegg på betongplattformen vil alle rør og kabler på sjøbunnen måtte kuttes ved plattformen. Betongunderstellet er utstyrt med et eget fjernesystem hvor det kan tilføres vann under betongplattformen, slik at den kan frigjøre seg fra havbunnen uten å demontere dekkplanlegget. Vannballast pumpes ut fra skaftet inntil plattformen får positiv oppdrift. Deballasteringen vil da fortsette inntil plattformen flyter og en forutbestemt dypgang er oppnådd for sleping.

Plattformen kan deretter slepes til en dypvannsfjord, der den forankres før fjerning av dekkplanlegget. Dekkplanlegget vil kunne fraktes til egnet sted for opphogging og resirkulering. Betongcellene skal rengjøres for å fjerne hydrokarboner før betongplattformen slepes til dypt vann for deponering eller forberedes for alternativ bruk.

Fjerning av en betongplattform er vurdert som en teknisk sett gjennomførbar operasjon som bygger på de samme prinsippene som gjelder ved installasjon av plattformen. Da det hittil ikke har blitt fjernet noen betongplattformer fra Nordsjøen, knytter det seg imidlertid en viss usikkerhet til gjennomførbarheten av fjerningsoperasjonen. En fjerningsoperasjon vil være stor og tidkrevende og vil kreve god planlegging.

Dersom en semi i stål velges som gassenter, vil også denne bli konstruert for en levetid på 50 år. Etter mange år i produksjon vil plattformen være utslitt og umoderne og potensialet for gjenbruk vil være lavt. Det mest sannsynlige disponeringsalternativet vil være å føre plattformen til land for opphogging og resirkulering.

Alle rør og kabler som er festet til bunnrammene vil kunne frigjøres, og deretter kan bunnrammene bringes til overflaten med kran eller annet løfteutstyr. Bunnrammene kan deretter bli transportert til land for rengjøring, opphogging og resirkulering eller gjenbruk. Innen undervannsproduksjonssystemer har en etterhvert i stor grad gått over til standardiserte løsninger som er velegnet for gjenbruk på andre lokasjoner.

Strømningsrør og kabler mellom undervannsinstallasjon og feltsenter kan fjernes og brukes på nytt. Rørene og kablene kan kveiles tilbake på leggefartøy og være klar for gjenbruk. Alternativet er å dekke dem til ved nedgraving eller grusdumping.

4.7.2 *Transportrørledning*

Statoil har generelt foretatt vurderinger mht. de

tekniske mulighetene for fjerning av gassrørledninger etter driftsopphør og konklusjonene er at det teknisk sett vil være mulig ved å reversere rørleggingen. Forøvrig vil eierinteressene for de store gassrørledningene trolig bli samlet i et felles eierskap. Dermed skulle det ligge til rette for videre bruk av eksisterende transportsystem og ledninger så lenge Norge leverer gass til Europa. Fjerning av rørledninger i stor skala bør derfor ikke være noen reell problemstilling før langt ut i neste århundre. Dette vil også gjelde for transportrørledningen for gass fra Åsgard, som er designet for å kunne være i drift i 50 år.

4.8 **Investerings- og driftskostnader**

De totale feltinvesteringene for Åsgard utgjør 28,9 mrd.1995-kr med en GBS som gassenter og 26,7 mrd 1995-kr med en semi som gassenter. Oppsplitting av investeringskostnadene er vist i tabell 9.1 og 9.2 i kap.9. Årlige driftskostnader er anslått til 1,4 mrd. kr for GBS-alternativet og noe høyere for semi-alternativet.

Investeringer for Åsgard transportrørledning, fram til og med landfall, er på omlag 5,5 mrd 1995 kr for Kollsnes-alternativet og 6,7 mrd for Kårstø-alternativet. Årlige driftskostnader er anslått til henholdsvis 77 og 90 mill kr. pr. år for de to alternativene. Denne utredningen er basert på tall pr. 17.11.95. Det kan bli revisjoner i det videre arbeid.

4.9 **Helse, miljø og sikkerhet**

I planleggingen av prosjektet er det lagt vekt på en god integrering mellom prosjektets tekniske planlegging og konsekvensutredningsarbeidet for å sikre at resultater fra utredningsarbeidet vurderes løpende. Prosjektets HMS-arbeid er således tett koblet mot konsekvensutredningsarbeidet og konsekvensutredningen vil bli lagt til grunn for det videre miljøarbeidet etter PUD-/PAD-fasen.

4.9.1 *HMS-program*

Som en følge av at Åsgard ligger i et miljøfølsomt område, vil prosjektet vektlegge miljøhensyn spesielt. I den forbindelse er prosjektets helse, miljø og sikkerhets (HMS)-program et sentralt dokument og skal sikre en systematisk planlegging og implementering av aspekter relatert til helse, miljø og sikkerhet. HMS-programmet inneholder blant annet prosjektets mål, akseptkriterier og de aktivitetene som må gjennomføres for å nå målene. Det beskriver ansvaret for at HMS-aspektene følges opp, samt krav til HMS-styring hos kontraktører. Dokumentet er basert på Statoils styrende dokumentasjon.

Åsgards overordnede mål for helse, miljø og sikkerhet er:

- at virksomheten i forbindelse med utbygging og drift ikke skal forårsake skader på personell,

- miljø eller materielle verdier,
- at det skal velges tekniske løsninger som gir godt arbeidsmiljø, lavest risiko og minimal miljøforurensning,
 - at alle systemer utformes slik at de kan opereres med et minimum av forurensende utslipp, både med hensyn til mengder, giftighet, potensiale for bioakkumulering og annen skadelig miljøpåvirkning.

Med utgangspunkt i de overordnede målene utarbeides det spesifikke delmål for de ulike prosjektfasene. Disse delmålene oppdateres underveis i prosjektet.

4.9.2 Miljøstyring

I neste fase vil prosjektet bli delt inn i følgende delprosjekter:

- Gassenter
 - GBS
 - SEMI
- FPSO
- Havbunnsutstyr
- Boring

Flere av disse delprosjektene vil bli satt ut til kontraktører der Statoil- og Sagapersonell vil jobbe i integrerte team. Det vil bli opprettet et HMS-nettverk mellom de ulike delprosjektene

slik at en sikrer en systematisk og helhetlig håndtering av HMS-relaterte aspekter.

Det vil bli stilt krav til at de kontraktorselskapene som får ansvar for de ulike delprosjektene, samt deres underleverandører, utarbeider egne HMS-program basert på prosjektes overordnede HMS-program. Kontraktorselskapenes HMS-program skal ta utgangspunkt i prosjektets mål, akseptkriterier og krav, samt detaljere målene på de områdene som er relevant for de ulike delprosjektene. Kontraktorselskapene skal ha et miljøstyringsystem på linje med Britisk Standard 7750.

Videre vil kontraktorene bli pålagt å benytte et miljøregnskapsystem på linje med det som benyttes i prosjektet forøvrig ved valg mellom alternative tekniske løsninger. Forventet kjemikaliebehov, energibehov og utslipp skal kartlegges for ulike alternative løsninger og miljøaspektet skal inn som et evalueringskriterium i beslutningsprosessen.

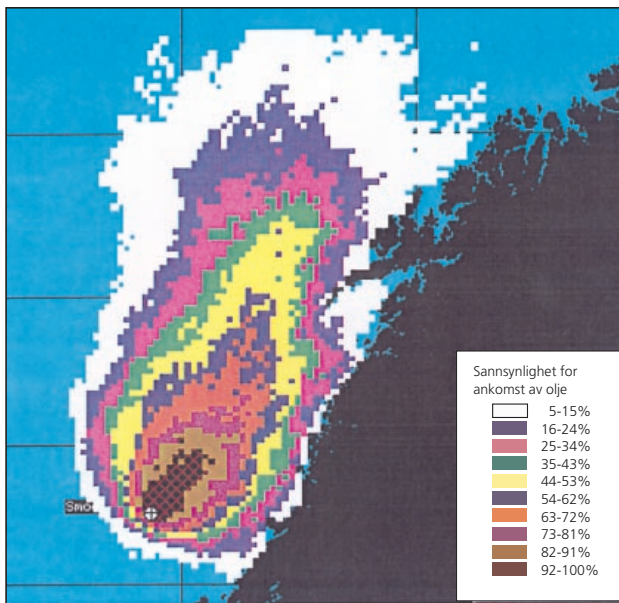
Ved tildeling av kontrakter skal helse, miljø og sikkerhet inn som et evalueringskriterium. I den forbindelse må kontraktorselskapene dokumentere at de har et tilfredsstillende styringsystem med hensyn på helse, miljø og sikkerhet.

5 Generell miljøbeskrivelse av utredningsområdet

Miljøressursbeskrivelsen er kortfattet og generell. For utfyllende informasjon henvises til referansedokumentene nr. 8, 10, 12 og 15. I tillegg til det influensområdet som avgrensnes nedenfor, beskrives fiskeribiologiske forhold langs rørledningstraséen.

Influensområdet er definert til å omfatte alle områder som har en sannsynlighet på 5% eller mer for å bli berørt av olje fra en utblåsning på Åsgard vinterstid med varighet på 45 døgn. Utstrømnings-raten fra brønnen vil være på ca. 2500 tonn pr. døgn. Begrunnelsen for valg av 45 døgns scenariet er gitt i kap. 8.3. Spesielt miljøfølsomme områder like utenfor influensområdet (1-5% sannsynlighetskote for treff av olje) tas også med i beskrivelsen.

Basert på dette avgrensnes influensområdet til deler av kyststrekningen langs Nord-Trøndelag og Nordland, samt havområdene utenfor fra 64°N til 71°N. Det understrekes at områdets utstrekning er basert på 200 overlappende simuleringer, og at et eventuelt oljeutslipp kun vil ha potensiale til å berøre en svært begrenset del av dette området. Influensområdet er således kun av statistisk interesse for å kunne beregne treffsannsynlighet og drivtid, og gir ingen indikasjoner på størrelsen av et enkelt oljeflak.

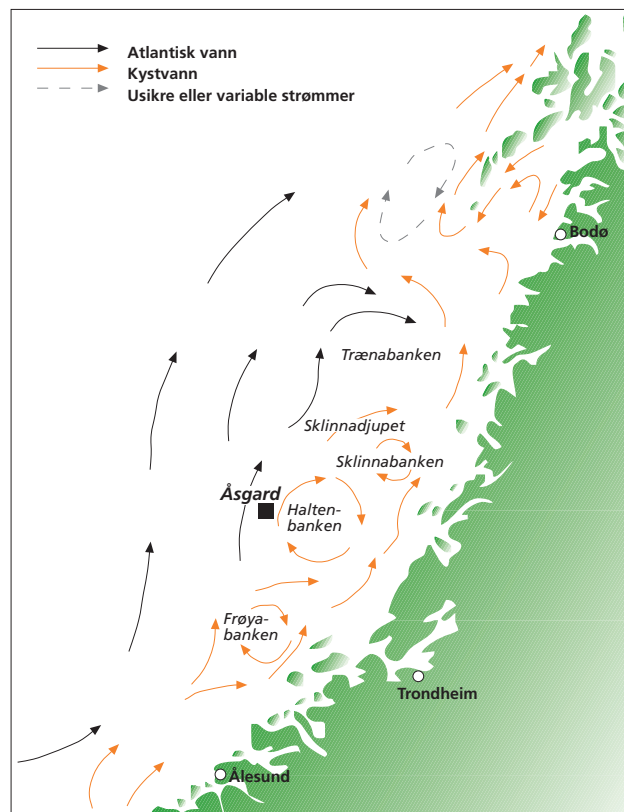


Figur 5.1 Influensområdet til Åsgard

5.1 Meteorologiske og oceanografiske forhold

Området fra 62°N til 68°N har det mest ekstreme bølgeklimate langs kysten av Norge, og hyppige og kraftige stormer kan forårsake sterk strøm og omrøring av vannmassene. Vinder fra sørøst er typisk om vinteren. Da måles også de høyeste vindstyrkene. Nordøst og sørvest er framherskende vindretninger om sommeren. Havtemperaturen i området er relativt moderat med minimums- og maksimumsverdi i overflaten på ca 3°C og 13°C.

Figur 5.2 viser dominerende strømforhold i influensområdet. Vannmassene på Haltenbanken domineres av Atlanterhavsvann med saltholdighet på 35 promille eller mer. Nærmere land møter dette vannet den norske kyststrømmen som har noe lavere saltholdighet. Kyststrømmen følger norskekysten nordover i et belte på 10 - 100 km. Vannmassene utenfor Midt-Norge strømmer nordover med en gjennomsnittshastighet på ca 0,5 knop. Det er imidlertid store lokale forskjeller i strømhastighetene. Bunntopografien har avgjørende betydning for retningen og styrken på havstrømmene, samt blanding mellom vannmassene. En markert effekt av bunntopografien er dannelsen av storstilte stabile virvlersystemer over enkelte av bankområdene. Dette er velkjent fra Halten- og Sklinnabanken, hvor rotasjonen foregår med urviseren, mens det er mer uvisst om stabile virvler dannes over den noe dypere Trænabanken. I slike virvler kan både marine organismer og eventuelle forurensninger akkumuleres og gis en forlenget oppholdstid.



Figur 5.2 Dominerende strømforhold i influensområdet

5.2 Bunnfauna

Store deler av norsk sokkel er lite undersøkt m.h.t. bunnfauna - og flora, men i forbindelse med utvinningen av gass og olje på sokkelen og miljøundersøkelsene som er utført i denne sammenheng, har en etterhvert fått store mengder data om biologiske ressurser i slike områder. For

Haltenbanken ble det i 1985 utført en generell kartlegging av bunnens fysiske, kjemisk og biologiske egenskaper i hele området. Resultatene gir også et representativt bilde av miljøforholdene i Åsgardområdet.

Bunnfaunaen viste karakteristikk som er typiske for upåvirkede områder. Dette samfunnet er et meget stabilt samfunn med små variasjoner fra år til år, noe som har sammenheng med høy stabilitet m.h.t. temperatur, lys, oksygen og saltholdighet. Samfunnet er dominert av børstemark og skjell, mens grupper som slangestjerner, krepsdyr samt en del mindre grupper vil også finnes.

5.3 Plankton

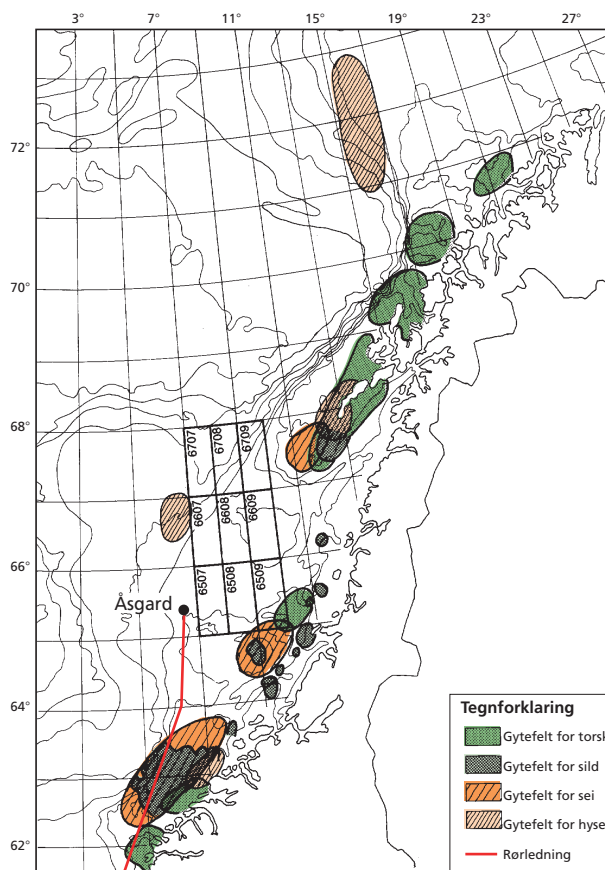
Planteplankton utgjør basis for produksjonen i havet, og er selv føde for organismer høyere opp i næringskjeden. Omrøring av vannmassene bringer næringsalter fra større dyp opp i de øverste vannlag, slik at planteplankton kan nyttiggjøre seg av dem. I områder der kyststrømmen møter det mer saltholdige og tynge Atlanterhavsvannet blir denne omrøringen forsterket, og primærproduksjonen ekstra høy. Produksjonen av planteplankton øker når den lyse årstiden starter i mars-april, og når en topp i april-mai. I denne perioden opptrer dyreplankton som rauåte og krill i store mengder. Disse beiter på planteplankton og er selv næringsgrunnlaget for fiskelarver. Bankområdene er viktige for dette samspillet, ved at virvlene medfører lengre oppholdstid av plankton og fiskelarver.

5.4 Fisk

Midt-norsk sokkel er et høyproduktivt havområde med store bestander av bl. a. torsk, hyse, sei, uer og sild. I tillegg til å være et viktig næringsområde, er det kartlagt flere gytefelt i området. Kyststrømmen transporterer egg og larver nordover slik at egg og larver fra gytefelt sør for influensområdet kan drive inn i influensområdet og holdes igjen i virvlene over bankområdene. Figur 5.3 viser gyteområder på midt-norsk sokkel.

Langs traséen for Åsgard transport er det kartlagt gyteområder for norsk-arktisk torsk og hyse, sei, makrell og norsk vårgytende sild. Gyteområder for sild og makrell i Nordsjøen, som berøres av rørledningen, er vist i figur 5.4. Gytingen i Nordsjøen skjer ikke så konsentrert verken i tid eller rom som i områdene lengre nord.

Torsken gyter på kysten fra ca. 60°N og nordover til 70°N. De viktigste gytefeltene er i Lofoten, utenfor Møre og på Haltenbanken. Det vesentligste av gytingen foregår i Nord-Norge, og da først og fremst i Lofoten, hvor det er anslått at over 50% av den norsk-arktiske torsken gyter innen et meget begrenset område. Gyteperioden strekker seg fra begynnelsen av mars til begynnelsen av mai. Torsken gyter på 50-200 meters dyp, avhengig av hvor den finner en vanntemperatur på mellom 4°C og 6°C.



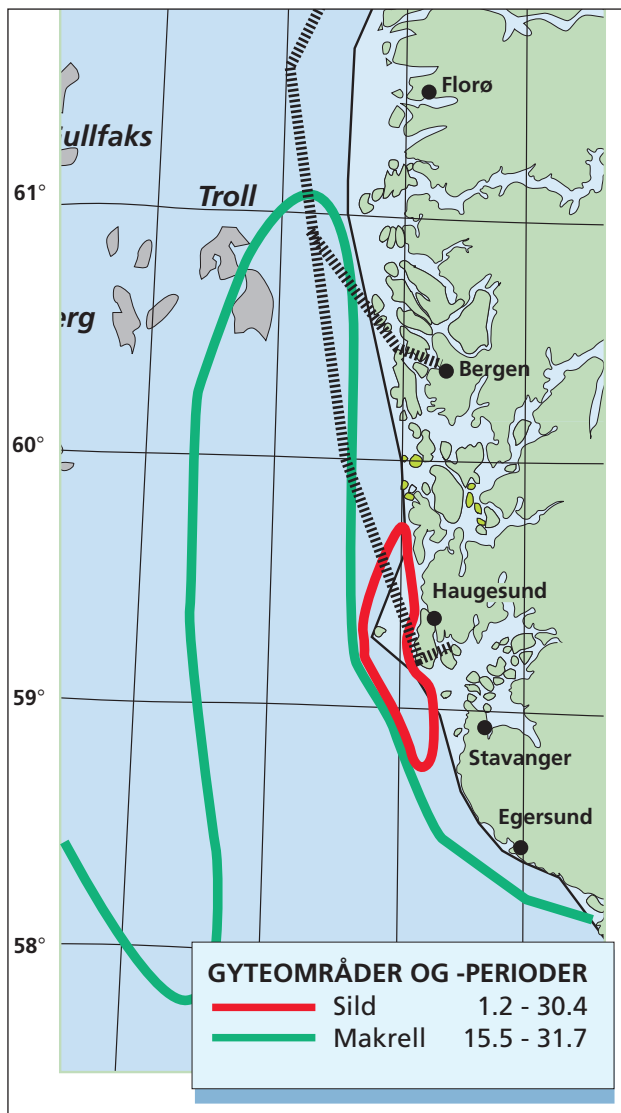
Figur 5.3 Gyteområder på midt-norsk sokkel

Norsk-arktisk hyse gyter over kontinentalskråningen, men lokalitetene er ikke helt klarlagt. Dette skyldes bl.a. problemer med å skille hyse-egg fra torsk-egg på et tidlig stadium. Hovedtyngden av gytingen skjer nord for 68°N. Gytingen utenfor Møre med hovedtyngden i april, kan muligens stamme fra lokale bestander.

Det er registrert gyteområder for sei på strekningen Stadt-Grip, på Haltenbanken og på Røstbanken. I Møreområdet og på Haltenbanken tar gytingen til i begynnelsen av februar og slutter i april, med en topp i første halvdel av mars. Hovedtyngden av sei gyter sør for 66°N.

Brosme gyter langs norskekysten i april - juli fra Skagerrak til ca. 70°N. Gytingen foregår på dyp fra 50 til 500-600 meter, men mest i ca. 200 meters dyp.

Uer føder levende unger. Larvene frigjøres på relativt dypt vann i perioden april-juni, med hovedtyngden i mai. Snabel-uer gyter langs Eggaskråningen fra 72°30'N og sørover på omlag 500 meters dyp. Vanlig uer gyter fra Egga-skråningen og innover mot land med viktige gyteområder på Storegga, Frøyabanken og fra Røstbanken til Andenes. Lus-uer, som foreløpig ikke er kommersielt interessant, gyter på bankområdene mellom 64°N og 68°N fra omlag 50 meters dyp og innover mot land. Det foregår også noe gyting av vanlig uer og lus-uer inne i fjordene. Områdene der larvene frigjøres er ikke godt kartlagt for noen av de to artene.



Figur 5.4 Gytefelt langs rørledningstraséen i Nordsjøen.

Den norske vårgytende silda gyter over et stort område langs vestkysten av Norge. Gytingen foregår over sand- og steinbunn på dyp mellom 50 og 200 meter, hvor eggene fester seg og klekkes etter ca. tre uker. Det har vært betydelig langperiodisk endringer i lokaliseringen av sildas gytefelt. De viktigste gyteområdene er kystbankene på strekningen Møre-Sklinna. Områdene utenfor Møre har hele tiden vært viktige gyteområder, og regnes som de mest stabile av sildas gyteplasser. Tidspunktet for hovedgytingen utenfor Møre har variert noe, men har oftest skjedd i de første ukene av mars. Siste halvdel av april er klekkingen avsluttet. De siste 12 årene har mellom 80% og 90% av den norske vårgytende silda gytt mellom 60°N og 64°N.

Vassild finnes langs kontinentalsokkelen på kysten fra Skagerrak til Finnmark. Vassild lever pelagisk på 100-900 meters dyp. Det mest vanlige er 300-600 meter. I norske farvann finner gytingen sted fra mars til august.

Makrell gyter over store deler av Nordsjøen fra midten av mai og ut juli.

Bestandsituasjonen for disse fiskeslagene er beskrevet i kap. 7.1.2.

Langs kysten av Midt-Norge finnes en rekke elver som laks og sjørret (anadrome laksefisk) søker inn til i forbindelse med gytevandringen.

Ungfiskens (smoltens) utvandring fra elvene foregår hovedsakelig i mai, mens gyteklare individer returnerer fra sjøen i perioden fra juni til september/oktober.

5.5 Sjøfugl

Influensområdet er av internasjonal betydning som sjøfuglområde ettersom det oppholder seg flere millioner sjøfugl innenfor dette området gjennom hele året. Den høye diversiteten og det store antallet hekkende par gjenspeiler den svært rike produksjonen i sokkelområdene om sommeren. Utenfor Lofoten og Vesterålen møtes atlantehavsvannet og kystvannet særlig nær land, med en følgende høy biologisk produksjon. Her finnes landets største fuglefjell, noe som klart er en tilpasning til at det er kort vei fra koloniene og ut til de gode beiteområdene. Imidlertid er artsmangfoldet også høyt vinterstid, om ikke så høyt som om sommeren. Karakterfugler i influensområdet gjennom hele året er havhest, skarver, marine dykkender, måkefugler og alkefugler. I antall dominerer alkefugler, stormfugler og måkefugler, men også ærfugl opptrer i betydelig antall spesielt i vinterhalvåret. Viktige områder for sjøfugl er vist i figur 5.5. Tabell 5.1 angir antall hekkende par av sjøfugl i de viktigste hekkeområdene.

Influensområdet må regnes som landets viktigste hekkeområde for de fleste av våre sjøfugler. Store fuglefjell ligger på rekke og rad langs kysten fra Sklinna til Nord-Troms. Blant annet hekker 2/3 av den norske lundebestanden i influensområdet, hvorav nesten halvparten på Røst. Dessuten hekker viktige bestander av andre typiske fuglefjellsarter som havhest, krykkje, lomvi og alke i området. Også for andre kolonihekkende arter som havsule og skarver er området svært viktig. Særlig viktige områder finnes langs kysten av Sør-Trøndelag, Sør-Helgeland, i Lofoten/Vesterålen og Nord-Troms. Over halvparten av den norske storskarvbestanden hekker i Trøndelag og langs Helgelandskysten fra Vikna til Træna-Myken, mens ca. 40 % av den norske havsulebestanden hekker i to kolonier utenfor Lofoten/Vesterålen. Langs Helgelandskysten hekker landets største bestand av ærfugl og teist. Spesielt store tettheter finnes i områdene fra Brønnøysund til Lurøy. I det samme området hekker også hovedandelen av bestanden av den utrydningstruede nordskandinaviske sildemåken. Dette betyr at selv om Sør-Helgeland ikke er spesielt viktig for typiske fuglefjellsarter, er området av stor betydning for andre arter.

I åpent hav er spesielt havområdene utenfor Lofoten og Vesterålen viktige i hekkesesongen både for alkefugler (lomvi, alke og lunde), havhest, havsule og krykkje. Dette skyldes at

havområdene utenfor de sentrale koloniene er viktige beiteområder for de lokale hekkebestandene, men området er også viktig som næringsområde for sjøfugl fra andre kolonier i Nordvest-Europa, spesielt havhest.

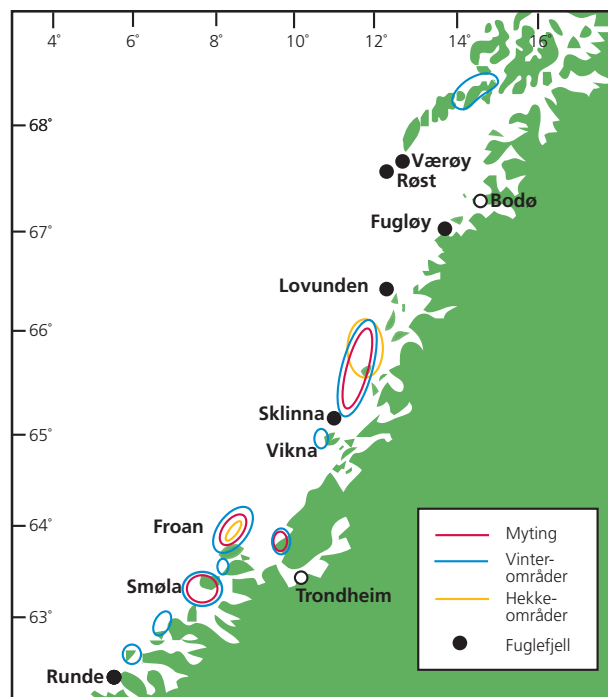
I mytesesongen er influensområdet først og fremst av stor betydning for ærfugl og alkefugler (lomvi og alke). De viktigste myteområdene for ærfugl ligger i Sør-Trøndelag, Sør-Helgeland, Lofoten og Nord-Troms. Alkefuglenes myteområder ligger i hovedsak i havområdene utenfor de sentrale koloniene, særlig Røst og andre kolonier i Lofoten/Vesterålen. For lomvibestanden på Runde kan Haltenbanken være et viktig område etter at fuglene har trukket vekk fra hekkeområdet.

Viktige overvintringsområder for mange sjøfuglarter finnes langs kysten av hele influensområdet. De sørligste delene fra Trøndelag til Lofoten er særlig viktig for skarver, ærfugl og teist, mens områdene nord for Lofoten er viktig for ærfugl (spesielt fugler fra Svalbard) og praktærfugl. Det bør også nevnes at en stor andel av Europas eneste regulære overvintringsbestander av islom og gulnebbblom finnes innenfor influensområdet. I åpent hav synes spesielt havområdene utenfor Lofoten/Vesterålen å være viktige både for alkefugler, havhest og krykkje om vinteren.

5.6 Sjøpattedyr

Av selene har havert og steinkobbe permanent tilhold i influensområdet. Andre selarter opptrer sporadisk.

Havert finnes spredt over det meste av influensområdet i de aller ytterste kystområdene. Den totale bestanden i influensområdet er beregnet til ca. 3 000 dyr, som utgjør storparten av en totalbestand på ca. 3500 dyr i Norge. Den viktigste kasteplassen for havert i Norge, Froan i Sør-Trøndelag, ligger i influensområdet. Andre store ansamlinger innen influensområdet (100 dyr eller mer) finnes i Grogna, Melstein i Sør-Trøndelag, Brønnøy, Kvernstein, Vega og Valvær/Myken på Helgelandskysten, samt i Tromsø kommune. I Lofoten og Vesterålen finnes flere noe mindre lokale bestander.



Figur 5.5 Viktige områder for sjøfugl i influensområdet

Steinkobben finnes i skjærgården og fjordområdene i det meste av influensområdet. Den totale bestanden i området er beregnet til ca. 2 100 dyr. Dette utgjør 60% av en totalbestand på ca. 3500 dyr i Norge. Store ansamlinger av steinkobbe (100 dyr eller mer) finnes i Froan og Tarva i Sør-Trøndelag, Ofstadsjøen på Namdalskysten samt Røst, Nordmela og Stø i Lofoten/Vesterålen. Noe mindre bestander finnes forøvrig spredt over det meste av området.

Den eurasiatisk oteren er vanlig langs kysten fra Nordmøre og nordover. Bestandstettheten innenfor influensområdet er trolig størst på Sør-Helgelandskysten og i Vesterålen/Sør-Troms. Arten er klassifisert som sårbar. Vår forholdsvis tallrike oterbestand utgjør en vesentlig del av bestanden i Europa og er derfor gjenstand for internasjonal oppmerksomhet.

| Koloni | Kommune | Krykkje | Alke | Lomvi | Lunde |
|-------------|-----------|---------------|---------|--------|---------|
| Nord-Fugløy | Karlsøy | - | 10.000 | 100 | 220.000 |
| Sør-Fugløy | Tromsø | 0 | < 100 | 50-100 | 175.000 |
| Bleiksføy | Andøya | 4.000 | 100-200 | 200 | 80.000 |
| Anda | Øksnes | 400 | 10 | - | 25.000 |
| Frugga | Bø | - | - | - | 15.000 |
| Fuglenykan | Bø | 4.000 | 300 | <300 | 180.000 |
| Værøy | Værøy | 20.000 | <800 | <500 | 70.000 |
| Røst | Røst | 17.000-20.000 | 2.000 | <1.000 | 600.000 |
| Fugløy | Gildeskål | - | - | - | 10.000 |
| Lovund | Lurøy | - | - | - | 60.000 |

Tabell 5.1 Antall hekkende par av sjøfugl i de viktigste hekkeområdene, se kart på figur 5.7.

De vanligste hvalartene i influensområdet er nise, vågehval, spekkhogger og spermhval. De områdene som er mest rik på hval er Lofoten/Vesterålen, Vestfjorden, samt Tysfjord/Ofofjord-systemet.

5.7 Havstrand

Omlag 90 % av strandområdet i influensområdet består av hardbunnsfjære i form av rullestendrer, svaberg og klipper. Bløtbunn i form av sandstrender, strandenger m.m., finnes spredt langs hele kysten, men utgjør samlet et lite område.

I Nordland består mesteparten av kystlinjen av fjellgrunn eller av en blanding av grov grus og stein. Sandstrender finnes imidlertid spredt langs kysten av hele fylket, oftest i grunne bukter som vender ut mot havet og som er skjernet av skjærgården.

Også i Nord-Trøndelag domineres den ytre kystlinjen av fjell- og steinstrender. Sandstrender finnes først og fremst langs fjordene nord-vest for Namsos, men også inne i Trondheimsfjorden og ellers spredt langs den åpne kystlinjen. Leire og mudderstrender finnes hovedsakelig inne i Trondheimsfjorden.

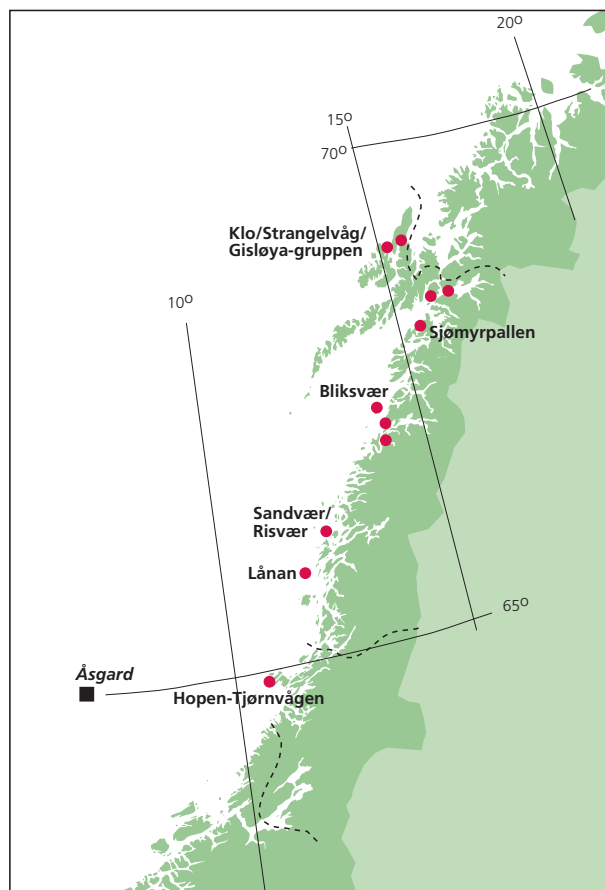
Med hensyn til biologiske ressurser er strandenger (leire/silt strender) viktige. Strandenger domineres av ettårige og flerårige urter som bl.a. fjøresaulauk og skjørbuksurt. Figur 5.6 viser strandenger med nasjonal verneinteresse som er lokalisert i ytre kystsone av influensområdet .

5.8 Naturvern og friluftsliv

Naturvernområder

Langs hele kysten av Norge finnes områder og lokaliteter som innehar spesielle eller karakteristiske naturverdier. For en rekke slike områder er det allerede etablert vern i henhold til naturvernloven, eller det foreligger forslag til vern. I Marin Ressurs DataBasen (MRDB) er det registrert 10 naturvernede områder i Nordland, 15 i Nord-Trøndelag og 30 i Sør-Trøndelag. I Nordland og Sør-Trøndelag er områdene i hovedsak vernet som sjøfuglområder, mens områdene i Nord-Trøndelag i like stor grad er verdsatt utifra botaniske og geologiske verdier.

I tillegg til allerede eksisterende verneområder, finnes det en rekke andre områder som vies stor verneinteresse. Figur 5.6 viser naturområder som er vernet, foreslått/planlagt vernet og som er av regional eller høyere verdi. Viktige fuglefjell er særskilt markert. Nordland har mange områder med høy verneinteresse som pr. i dag ikke har vernestatus. I den forbindelse har Fylkesmannen i sitt utkast til kystverneplan (1994) gitt forslag til 70 verneområder i Nordland fylke fordelt på 63 nye naturreservat, 4 nye landskapsvernområder og 4 nye fuglefredningsområder. Disse områdene



Figur 5.6 Strandenglokaliteter med nasjonal verneinteresse

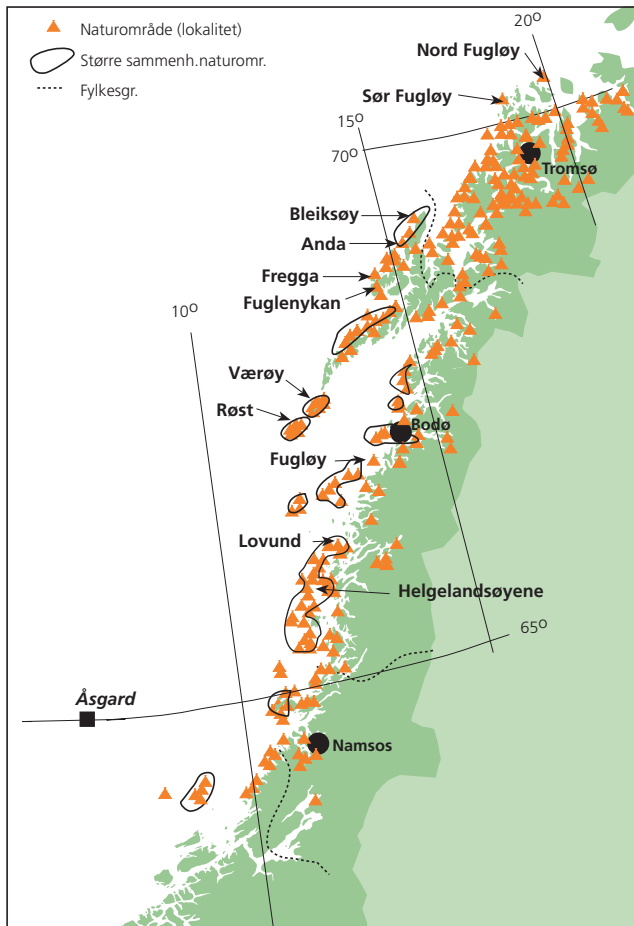
er valgt utifra zoologiske, ornitologiske, botaniske og kvartærgeologiske forekomster.

Direktoratet for Naturforvaltning (DN) har foreslått vern av enkelte undersjøiske arter og økosystemer langs kysten fra Sør-Trøndelag til Nordland på et rent vitenskapelig grunnlag. De marine områdene vil eventuelt bli vernet under naturvernloven og få status som naturreservater. Langs kysten av influensområdet er Froan og Skarnsundet innenfor Trondheimsfjorden gitt høyest prioritet i verneforslaget. Deretter følger Gaulosen og Grandefjæra i Sør-Trøndelag, og Vistenfjorden og Tysfjord i Nordland med høy prioritet.

Friluftsliv

I Marin Ressurs Data Basen (MRDB) er det registrert tilsammen 36 badeområder ved sjø med verneverdi langs kysten av Nordland. Av disse har 16 en verdi på region-/fylkesnivå. Omlag halvparten av områdene har betydning for utøvelse av friluftsliv utover bading bl.a. til båtutfart, nærrekreasjon, turgåing, camping og fritidsfiske.

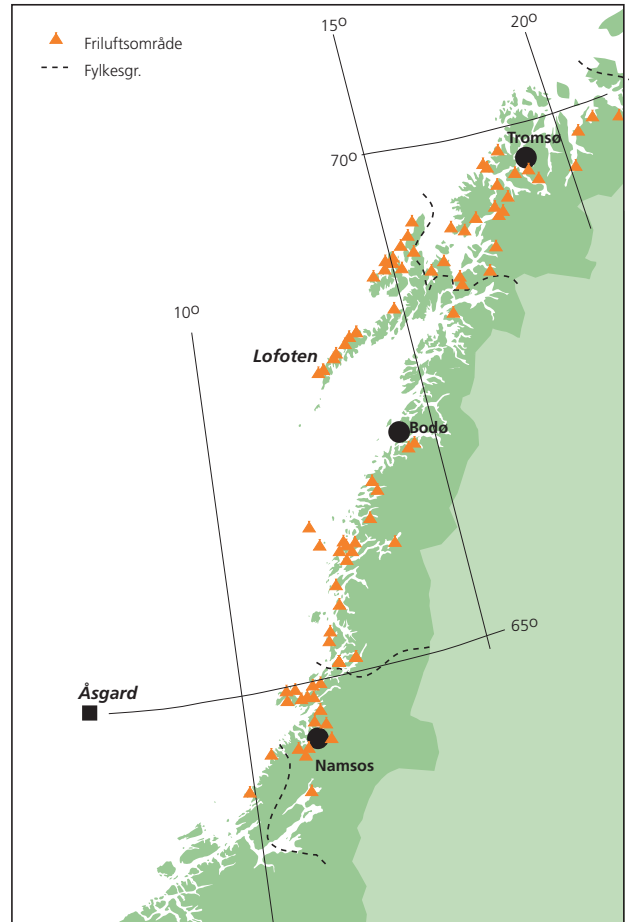
Det er i tillegg registrert 17 andre områder med verneverdi for friluftsliv langs Nordlandskysten. Verneformålet for disse områdene er dels uspesifisert og dels registrert som utfartsområder. De viktigste friluftsområdene for befolkninger er lokalisert i nærheten av tettstedene. Dette



Figur 5.7 Naturområder som er vernet, foreslått/-planlagt vernet og som er av regional eller høyere verdi

omfatter bl.a. Vesterålen, Lofoten, områdene utenfor Bodø og Helgelandøyene nord for Sandnessjøen. Figur 5.7 viser friluftsområder av regional eller høyere betydning eller som er gitt høy eller middels prioritet i de enkelte fylkenes beredskapsplaner mot oljeforurensning.

Deler av Nord-Trøndelag, nærmere bestemt kommunene Leka, Vikna, Nærøy, Fosnes, Namsos og Flatanger inngår også i influensområdet til Åsgard. I disse kommunene, som er lokalisert ut mot kysten nord i fylket, er det ifølge MRDB registrert tilsammen 77 badeområder. 13 av disse områdene har status som verneområde på



Figur 5.8 Friluftsområder av regional eller høyere betydning eller som er gitt høy eller middels prioritet i de enkelte fylkenes beredskapsplaner mot oljeforurensning.

region/fylkesnivå, de resterende har verneinteresse på lokalt/kommunalt nivå. Over halvparten av disse friluftsområdene med verneverdi har flere funksjoner, vanligst er kombinasjon mellom bading, båtutfartsområde og fritidsfiske.

Både for lokalbefolkningen, helgebesøkende og turister er bruksverdien av friluftsliv- og rekreasjonsområdene langs kysten av Nord-Trøndelag og Nordland knyttet til de naturmessige kvalitetene til områdene. Friluftaktivitetene omfatter bl.a. strand- og fjellturer, båtturer, fiske, hytteliv, bærplukking og eggsanking.

6 Miljømessige konsekvenser fra utbygging, drift og nedstenging

I dette kapitlet er følgende vurdert:

- miljøkonsekvenser i utbyggingsfasen
- miljøkonsekvenser fra regulære utslipp til sjø og luft i driftsfasen
- avfallshåndtering i driftsfasen
- miljøaspekter ved nedstenging etter produksjonsavslutning

I forbindelse med hvert kapittel er aktuelle tiltak vurdert for å redusere de miljømessige konsekvensene.

Dette kapitlet er basert på rapport nr. 1, 2, 3, 4, 5, 12, 13 og 14 i referanselisten.

6.1 Virkninger for miljø i utbyggingsfasen

6.1.1 Installasjonsarbeider på felt

Utplassering av brønnrammer, legging av rørledninger på felt, oppankring av produksjonsskip og plassering/oppankring av en GBS eller en semi fører til lokal oppvirvling og tildekking av bunnsedimenter. Det er forventet et stabilt faunasamfunn med 40-70 arter på havbunnen. Etter en forstyrrelse vil reetablering forventes å skje i løpet av 2-5 år. Forstyrrelser om høsten når larvene søker bunnen, gir størst skade og lengst reetableringstid.

Virkningene vil være lokale og det forventes ingen andre effekter for andre deler av næringskjeden.

Tiltak

Den fysiske forstyrrelsen bør tilstrebtes til å bli minst mulig.

6.1.2 Boring og brønnoperasjoner

Utslipp til sjø

Boring vil skje fra en mobil borerigg som ligger oppankret under arbeidet. Etter boring vil det bli utført brønnkomplettering, dvs. at brønnene bli rensket og klargjort. Etter kompletteringen vil brønnene bli testet for produksjon. Brønnstimuleringsoperasjoner planlegges ikke utført. Borevirksomheten fører til utslipp av borekaks (utboret steinmasse) og borevæske. Boringen planlegges utført med vannbasert

borevæske, men for enkelte av seksjoner i noen brønner vil olje- eller pseudo-oljebasert borevæske bli brukt av tekniske grunner.

Det planlegges boret 59 brønner i årene 1996-2005 med hovedmengden av boringene i tidsrommet 1997-2001. Boringene innebærer et totalt utslipp av borevæske/borekaks på omlag 212.000 m³.

Av totalen vil 132.000 m³ bli sluppet ut ved havbunnen ved boring av de øvre brønnseksjonene, mens 80.000 m³ vil bli sluppet ut 30 m under havoverflaten ved boring av de nedre brønnseksjonene. Mengder borevæske/kaks basert på oljebasert borevæske er estimert til 22.000 m³. Fordelingen av utslippene på feltene er vist på tabell 6.1.

Oljebasert borevæske/-kaks vil enten måtte reinjiseres eller fraktes til land for rensing og deponering. Av disse alternativene er reinjisering å foretrekke miljømessig.

Av den vannbaserte borevæsken utgjør sjøvann omlag 70 vektprosent, resten er borekjemikalier. Av kjemikaliene utgjør vektstoffet baritt omlag 80%, hvorav mesteparten er bariumsulfat. I tillegg til barium kan baritt også inneholde spor av andre tungmetaller som bly, krom, kvikksølv, sink og kobber. Disse tungmetallene forventes ikke å forårsake akutte skadevirkninger på marine organismer, siden metallene generelt foreligger som sulfider som er tungt løselig i vann og dermed lite biotilgjengelige. Selv om tungmetaller er svært persistente, indikerer foringsforsøk av flatfisk at tungmetaller ikke vil kunne akkumuleres i bunnorganismer og dermed heller ikke oppkonsentreres i næringskjeden.

Vannbasert borevæske inneholder i tillegg til barium, en rekke kjemikalier. Det er foretatt konsentrasjonsfeltsberegninger av utslipp av borevæskeskjemikalier og disse viser en fortykning på 1:125.000 innen 500 meter og 1:250.000 innen 1800 meter fra utslippspunktet.

Farene for oppkonsentrering av barium, tungmetaller og kjemikalier i næringskjeder er gjenstand for miljømessig oppmerksomhet. De valgte kjemikaliene i borevæsken forventes ikke å forårsake akutte skadevirkninger på marine organismer i resipienten.

| | Smørbukk | Smørbukk Sør | Midgard |
|---|------------------------|-----------------------|-----------------------|
| Utslipp til sjøbunn, gjennomsnitt for hver brønn | 2.500 m ³ | 2.500 m ³ | 1.100 m ³ |
| Utslipp på 30 m dyp, gjennomsnitt for hver brønn | 1.700 m ³ | 1.500 m ³ | 0 m ³ |
| Reinjeksjon/deponering på land, gjennomsnitt for hver brønn | 400 m ³ | 290 m ³ | 370 m ³ |
| Totalt antall brønner | 38 | 10 | 11 |
| Utslipp til sjø, total mengde | 159.600 m ³ | 40.000 m ³ | 12.100 m ³ |
| Reinjeksjon/deponering på land, total mengde | 15.200 m ³ | 2.900 m ³ | 4.070 m ³ |

Tabell 6.1 Fordeling av utslippene av borevæske/kaks på Åsgard.

Det forventes en sedimentoppbygging rundt hver brønn i en radius på 100 m i forbindelse med utslippene på havbunnen. Ved boring av de nedre seksjonene, hvor boreslam og finknust borekaks pumpes opp på boreriggen og slippes ut på 30 m dyp, forventes ikke en slik sedimentoppbygging. Imidlertid vil det kunne forventes at barittpartikler vil være suspendert i vannmassene nedstrøms utslippspunktet.

De største effektene av utslipp av borekaks og borevæske vil en forvente å finne på bunnsfaunaen i nærheten av utslippspunktet. En gjennomsnittlig sedimentoppbygging på ca 3-4 cm innenfor en radius på omtrent 100 m for hver brønn, antas å ha effekter på bunndyrene som er tilpasset å leve i sedimenter med en viss kornstørrelsesfordeling. Bunnundersøkelser i Nordsjøen viser at 2-3 år etter at boring og utslipp av vannbasert borevæske opphører, er diversitetsindeksen som for uberørte områder.

Baritt vil i likhet med borekaks sedimentere på havbunnen. Imidlertid har baritt en mindre partikkelstørrelse og vil derfor spres over et større område og forventes ikke å ha merkbare negative påvirkninger på miljøet.

Ved sementering av brønnelementene vil det bli små utslipp av kalsiumklorid, sementrester og andre stoffer. Utslippene forventes ikke å ha merkbare virkninger på miljøet.

Ved boreoperasjoner vil det bli utslipp av sanitært avløpsvann fra 40-60 personer og drenasjevann fra boreplattformen. Sanitærvannet vil bli sluppet ut urensert og vil fortynnes raskt. Drenasjevannet kan inneholde små mengder olje og borekjemikalier. Oljeholdig vann slippes ut dersom innholdet av hydrokarboner er lavere enn 15 mg/l og den totale oljemengden i denne type utslipp er erfaringsmessig mindre enn 5 l/år fra en leterigg. Utslippene vil ikke ha merkbare negative virkninger på miljøet.

Brønnoperasjoner som brønnkomplettering og brønntesting vil bli utført med en spesialrigg/-fartøy. Ved brønnkomplettering vil det bli sluppet ut kjemikalier. For Åsgard forventes det et utslipp av omlag 2.000 m³ kjemikalier. Alle kjemikaliene i kompletteringsvæsken er vannløselige og har et lavt potensiale for bioakkumulering. Utslipet har derimot et større potensiale for akutte effekter, med pga. en sannsynlig høy fortynning medfører det en lav sannsynlighet for skadevirkninger.

Utslipp til luft under borevirksomheten

Boreriggene dekker sitt kraftbehov under operasjonene fra dieselmotorer. Basert på tidligere erfaringer medgår det omlag 900 m³ diesel for hver brønn til bore- og brønnoperasjonene.

Tabell 6.2 viser utslippene i år 2000 fra boring og brønntesting da dette er det år hvor det etter planene vil bli boret flest brønner (10 stk.)

| | CO ₂ | CO | NO _x | VOC | SO ₂ |
|--|-----------------|----|-----------------|-----|-----------------|
| Kraftgenerering (6120 t diesel) | 19.600 | 43 | 428 | 31 | 17 |
| Testproduksjon (35 millioner m ³ gass) | 82.000 | 53 | 420 | 10 | 2 |

Tabell 6.2 Utslipp til luft fra boring og brønntesting i år 2000 (tonn/år)

Tiltak

Prosjektet har etter en teknisk/økonomisk og miljømessig vurdering, besluttet å reinjisere alt oljebasert boreslam/kaks.

Kjemikalier med minst mulig miljøskadelig potensiale vil bli valgt. Prosedyrer fastlagt i Statoil's styrende dokumentasjon for testing og utvelgelse av kjemikalier vil bli brukt.

Prosedyrene krever at giftighet, nedbrytbarhet og bioakkumuleringspotensiale skal vurderes og gir kriterier for valg av kjemikalier med hensyn på økotoksikologiske egenskaper. Bruk av produkter som ikke står på SFT's A-liste vil bli redusert til et minimum.

Ved brønntesting vil væskestrømmen bli skilt i gass, olje og vann i en testseparator. Oljen vil bli samlet opp og ikke brent på brennebom. Dette sikrer at uforbrente væskekomponenter ikke slippes ut til sjø og eliminerer utslipp til luft fra denne kilden. I tillegg vil reinjisering av gassen i reservoaret ved testproduksjonen bli vurdert. Dette vil i så fall kunne eliminere et utslipp av CO₂ på tilsammen 485.000 tonn for hele boreperioden.

6.1.3 Klargjøring og oppstart av rørledninger

Det kan bli aktuelt å bruke biosid/lut og oksygenfjerner ved vannfylling av rørledningene i forbindelse med klargjøring og oppstart av rørledningene internt på feltene. Begge rørledningskjemikaliene har imidlertid høy løselighet i vann og vil brytes raskt ned i det marine miljøet og vil dermed ikke utgjøre en risiko for bioakkumulering. Eventuelle akutte skadevirkninger vil være svært begrenset og kun opptre i nærområdet rundt utslippspunktet.

Før gasseksportørledningen blir satt i drift, må den klargjøres. Dette innebærer fjerning av sveiseblærer, innvendig rengjøring og geometrimåling, trykktesting, vanntømming og tørking. Normalt vil en rørledning bli vannfylt i forbindelse med tilkobling til plattform og mottaksanlegg. Ved gjennomføring av aktivitetene som inngår i klargjøringen, vil ulike skraper (plugg) bli sendt gjennom ledningen ved hjelp av vann eller komprimert luft. Ved bruk av vann kan det være nødvendig å tilsette oksygenfjerner og biosid/lut for å minimalisere innvendig korrosjon.

Fra klargjøring av Statpipe i 1984 har Statoil gjennom Zeepipe I, Europipe, Troll Oljerør og Zeepipe IIA gjennomført et kontinuerlig

utviklingsarbeid mht. tekniske løsninger og redusert bruk av kjemikalier ved klargjøring av rørledninger. Resultatet er bla. at bruken av miljøskadelige kjemikalier er redusert med i størrelsesorden en faktor på 10 i forhold til Statpipe. Gjennomføring av dette utviklingsarbeidet skjer i nær dialog med SFT.

For tiden blir det vurdert ulike konsept for klargjøring av rørledningen fra Åsgard. De alternativene som blir vurdert kan gi utslipp ved plattformen, ved land (Kalstø eller Kollsnes) eller begge steder. Valg av endelig konsept ligger noe fram i tid, men på bakgrunn av de erfaringene Statoil nå har vil det maksimalt bli to utslipp med rester av biosid/lut. I den grad biosid blir benyttet, er det tale om glutaraldehyd. Dette blir av SFT regnet som det gunstigste mht. biologisk nedbrytning og akkumulering i næringskjeden. Et slikt utslipp vil vare i størrelsesorden 10-15 dager, med en rate på ca 1.600 m³/time. Resultatene fra omfattende undersøkelser i felt og i laboratorium, viser at et utslipp av rørledningsvann med rester av glutaraldehyd har sterkt avgrenset og kortvaring effekt på økosystemet. Direkte skadelig effekt kan kun påregnes i de nærmeste 10-talls metrene fra utslippspunktet.

Tiltak

Statoil arbeider for å finne alternativ til bruk av biosid. Dersom dette gir de forventede resultatene, vil utslipp av vann fra rørledningen i forbindelse med klargjøring ikke medføre skade på det marine økosystemet.

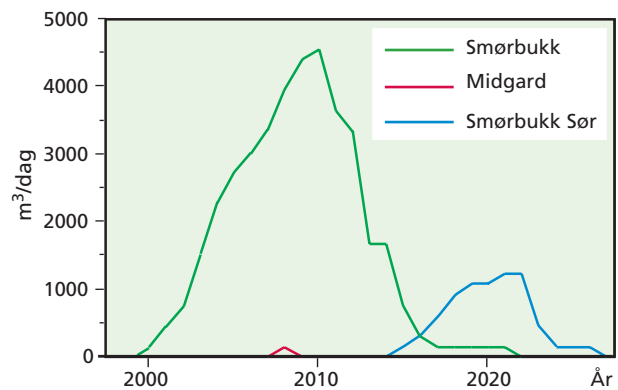
6.2 Regulære utslipp til sjø i driftsfasen

Planlagte utslipp til sjø i driftsfasen er utslipp av produsert vann (formasjonsvann), kjølevann, drenasjevann og sanitærvann fra begge produksjonsenhetene. Feltene vil produsere moderate mengder produsert vann og relativt store mengder kjølevann. Det produserte vannet vil inneholde relativt store kjemikaliemengder. I tillegg kommer utslipp fra skipsoperasjoner.

6.2.1 Utslipp av produsert vann og produksjonskjemikalier

Utslippsbeskrivelse

I reservoarene finnes olje, gass og vann. Vannet vil følge brønnstrømmen og blir separert ut i prosessen både på produksjonsskipet og på gassenteret. Vannmengden som blir skilt ut, vil variere over feltets levetid og kan enten slippes ut i sjøen eller reinjiseres. Den foreløpige vannproduksjonsprofilen fra feltene er vist i figur



Figur 6.1 Vannproduksjonsprofiler for feltene på Åsgard

6.1. De forventede maksimale vannmengdene vil opptre i årene 2007-2009 og er henholdsvis 1460 m³/d fra gassenteret og 3220 m³/d fra produksjonsskipet. Tabell 6.3 viser planlagte utslipp fra feltene på midt-norsk sokkel i år 2007.

Vannet i reservoarene vil inneholde en rekke kjemiske komponenter fra både formasjonen (mineraler og salter) og oljekomponenter. Vannet fra to Smørbukk-brønner er analysert med hensyn på ionekonsentrasjoner og konsentrasjonene av de fleste tungmetallene er lave. De fleste fortynnes ned til bakgrunnskonsentrasjon i sjøvann ved fortynning 1:1000. Enkelte av verdiene ligger over det man finner i sjøvann. Ionekonsentrasjonene varierer mye i vann fra de forskjellige formasjonene.

I formasjonsvannet er det spesielt barium som skiller seg ut med høye verdier og vil trolig felles ut som bariumsulfat ved konsentrasjoner over 1 mg/l ved blanding med sjøvann. Radioaktiviteten målt som aktivitet av ²²⁶Ra fra de to samme brønnene er blitt målt til 6,8 og 5,2 Bq/l. Radioaktiviteten til formasjonsvannet fra Smørbukk viser et forhøyet nivå i forhold til sjøvann.

Vannet vil inneholde dispergert olje og oppløste oljekomponenter hvorav karboksylsyrer, aromater og fenoler utgjør hovedmengden. Tabell 6.4 viser en oversikt over konsentrasjoner av oljekomponenter i et typisk produsert vann fra Nordsjøen og Norskehavet. I tillegg vil det finnes oppløste salter i det produserte vannet. De mest miljøbetenkelige av disse er salter av tungmetallene barium og strontium, som vil foreligge i forhøyede konsentrasjoner i forhold til sjøvann.

Det produserte vannet vil også inneholde kjemikalier fra produksjonen. Dette vil dreie seg om glykol fra hydrathemming og gasstørking, korrosjonshemmer, avleiringshemmer,

| | Heidrun | Draugen | Norne | Njord | Åsgard | Midt-norsk sokkel |
|--------------------------------------|---------|---------|--------|-------|--------|-------------------|
| Utslippsmengde, Sm ³ /dag | 18.000 | 8.330 | 10.880 | 1.900 | 4.680 | 43.790 |

Tabell 6.3 Utslipp av produsert vann fra feltene på midt-norsk sokkel i år 2007.

| Komponent | Konsentrasjon |
|--|---------------------|
| Monoaromatiske hydrokarboner | 0,5-50 mg/l |
| Polyaromatiske hydrokarboner | 100-600 µg/l |
| Fenoler | 1-20 mg/l |
| Dispergert olje (hovedsakelig alifater) | 40 mg/l (maksimalt) |
| Organiske syrer (hovedsakelig eddiksyre) | 70-150 mg/l |

Tabell 6.4 Konsentrasjoner av oljekomponenter i et typisk produsert vann

emulsjonsbryter, skumdemper, flokkulant og kjemikalier fra H₂S-fjerning. Tabell 6.5 beskriver utslippsmengder av de kjemikaliene som vil bli brukt mest.

Grensen for tillatte utslipp av hydrokarboner er 40 mg/l. Renseprosesser fjerner ikke organiske hydrokarboner som organiske syrer, aromater og fenoler, kjemikalier eller spor av tungmetaller og radioaktive isotoper.

Fortynningsberegninger

Det er foretatt fortynningsberegninger for det produserte vannet. Utslippsmengdene av produsert vann fra de to produksjonsenhetene på Åsgard vil variere over tid, og det er i denne utredningen valgt å betrakte det verst tenkelige tilfellet, dvs. den perioden med høyest vannproduksjon.

Fortynningsgraden vil variere avhengig av strøm og vind, men beregningene viser at det vil kunne forventes en fortykning på 1:1000-1:5000 1 km fra utslippspunktene, med en økende fortykning på 1:200 000 ca 20 km fra utslippspunktene. De to utslippspunktene har overlappende konsentrasjonsfelt, men kun ved svært lave konsentrasjoner (fortynning på ca 1:500 000).

6.2.2. Virkninger på det marine miljøet av produsert vann og produksjonskjemikalier

Organismer på et tidlig livsstadium, dvs. egg og larver av fisk og dyreplankton, er svært følsomme for oljeholdig forurensning. Egg- og larvestadiet hos fisk faller sammen med en periode på året

hvor næringstilgangen er god. Rauåten utgjør den dominerende delen av dyreplankton-biomassen. Ferdiggytt voksen rauåte og senere egg og larver vil i likhet med flere viktige arter av fiske-egg og -larver befinne seg spredt over et større område på Haltenbanken om våren. De organismene som vil være lokalisert i nærområdet til utslippet, kan trolig bli utsatt for akutte skadelige doser.

Utslipp av produsert vann forventes å ha akutte skadelige effekter på marint liv i et svært begrenset område rundt offshore-installasjonene. Den store fortykningen (1:1000-1:5000) innenfor en avstand på 1 km fra utslippspunktet, bidrar til å redusere konsentrasjonsnivåene under nedre dødelighetsgrenser for marine organismer. Statistiske beregninger av risiko for skadevirkninger indikerer at innen en avstand på 50-100 m fra utslippspunktet, er det muligheter for akutte effekter på organismer som blir eksponert for utslippstrømmen. Utover denne avstanden er sannsynligheten for akutte effekter minimal. Andelen av organismer som kan bli utsatt for konsentrasjonsnivåer som kan føre til akutte skadevirkninger, anses for å være for liten til at det kan få noen merkbar innvirkning på de samlede marine ressurser i området.

Utslipp av produsert vann resulterer i tilførsel av en stor mengde organisk materiale til sjø. Dette omfatter produksjonskjemikalier, løste oljekomponenter og dispergert olje. Den biologiske nedbrytningen krever oksygen, men beregninger viser at tilførselen av organisk materiale til sjø ikke vil medføre risiko for utvikling av oksygenfattige områder i utslippsområdet.

Produsert vann har en overtemperatur på ca 50° C i forhold til sjøtemperaturen. Dette vannet vil kunne innlagres på dypt vann (40-50 m) på grunn av høyt saltinnhold og forventes å ha små effekter på marint liv på grunn av høy fortykning og lav tetthet av organismer i dette dyp.

Langtids effekter fra utslipp av produsert vann og produksjonskjemikalier er spesielt vurdert under kap. 6.2.3 og 6.2.4.

| Kjemikalium | Produksjonsenhet | Utslippsrate (liter/dag) |
|---|------------------|--------------------------------------|
| Metanol | Produksjonsskip | Benyttes ved oppstart av nye brønner |
| Glykol | Gassenter | 10.000 |
| H ₂ S-fjerner: Flexorb-prosessen/alkonol-amin | Gassenter | 35 1) |
| H ₂ S-scavenger (30 ppm H ₂ S i gassen) | | 1125 2) |
| Korrosjonshemmer | Gassenter | 29 |

Tabell 6.5 Oversikt over de mest brukte kjemikaliene på Åsgard

1) Gjennomsnitt over 30 år

2) Gjennomsnittlig estimert forbruk i perioden 2009-2015. Benyttes i tillegg til Fexorb-prosessen i år med maksimum produksjon.

6.2.3 Nærmere vurdering av virkninger av de enkelte komponentene i det produserte vannet

Tungmetaller

Forhøyede konsentrasjonsnivåer av tungmetallene barium og strontium antas å felles ut som sulfater i sjøvannet. Disse vil etterhvert kunne sedimentere på havbunnen. Metallene vil dermed foreligge i en form som gjør dem lite tilgjengelige for marine organismer. Utslippsvannet inneholder også forhøyede nivåer av den radioaktive komponenten radium (^{226}Ra) som i likhet med tungmetallene, forventes å bli utfelt som sulfater i sjøvannet. Disse vil trolig ikke forårsake skadevirkninger på marine organismer i utslippsområdet.

Organiske syrer

Det produserte vannet vil inneholde en betydelig mengde organiske syrer, spesielt eddiksyre, som har en lav akutt giftighet og som raskt blir brutt ned i det marine miljøet. Utslipp av organiske syrer til sjø vil dermed ikke forårsake skadevirkninger på marine organismer i utslippsområdet.

Hydrokarboner

Dispergerte oljedråper suspendert i sjøvannet vil kunne tas opp av filtrerende dyreplankton i de frie vannmassene, både ved opptak via føde (planktonalger) og ved direkte opptak fra vannet. På denne måten vil oljekomponenter kunne bli overført til organismer, på neste ledd i næringskjeden. Imidlertid har dyreplankton i likhet med de fleste marine organismer kapasitet til å omdanne hydrokarboner til mindre giftige og mer vannløselige forbindelser som raskt kan utskilles fra organismen.

De monoaromatiske hydrokarbonene (benzen, toluen og xylen) har vist å forårsake akutte skadevirkninger på egg og larver av både fisk og dyreplankton ved kortvarig (24-96 timer) eksponering for lave konsentrasjoner (20-50 mg/l) av vannløselig fraksjon av råolje. Lette aromatiske hydrokarboner og enkle fenoler brytes relativt hurtig ned i det marine miljøet. I løpet av noen få dager vil mesteparten (>99%) av komponentene være omsatt og vil dermed ikke være tilgjengelige for marine organismer. Det er derfor lite sannsynlig at de monoaromatiske komponentene og enkle fenoler har potensiale for langtidseffekter hos marine organismer.

Produksjonsvannet inneholder en lav konsentrasjon av polyaromatiske hydrokarboner (PAH). Disse komponentene har en svært lav vannløselighet og er derfor lite tilgjengelige for marine organismer. PAH-forbindelser forventes derfor ikke å ha potensiale for akutte effekter på marint liv. Imidlertid er den biologiske nedbrytningen av PAH-forbindelser i det marine miljøet langsom og vil ved kontinuerlige utslipp til sjø, kunne bidra til en akkumulering i resipienten. Dette gjelder også for de tyngre (alkylerte) fenolforbindelsene som forekommer i det produserte vannet. Både PAH og tyngre fenolforbindelser kan utgjøre et potensiale for langtidseffekter på marine organismer på Åsgard og omtales nærmere under kap. 6.2.4.

Produksjonskjemikalier

Det vil bli tilført en rekke produksjonskjemikalier til de forskjellige produksjonsprosessene på Åsgard. Blant disse er det spesielt monoetylen-glykol, korrosjonshemmer og H_2S -fjerner som i utgangspunktet kan forårsake effekter på organismer i utslippsområdet.

Fra produksjonskipet er det planlagt periodevis store utslipp av metanol. Metanol vil sannsynligvis ikke kunne forårsake akutte skadevirkninger på biologiske ressurser utover et svært begrenset område.

Monoetylen-glykol har lav akutt giftighet og forventes ikke å ha betydelige skadevirkninger etter fortykning i resipienten. Det er ikke registrert bioakkumulering av monoetylen-glykol, men det er likevel usikkert hvilken effekt dette kjemikalie vil ha på marint liv på lengre sikt ved den høye utslippsraten som er planlagt.

Korrosjonshemmeren som skal brukes i produksjonsprosessen, antas å ikke ha potensiale for akutte skadevirkninger på marint liv, siden en høy initiell fortykning i resipienten vil bringe konsentrasjonen under giftighetsgrensen. Kjemikalie har et relativt lavt bioakkumuleringspotensiale og vil kunne brytes ned i det marine miljøet. Det forventes derfor lav risiko for langtidseffekter av korrosjonshemmeren på marine organismer.

Det foreligger flere alternative muligheter for å fjerne H_2S fra den produserte gassen.

Hovedalternativet er en Exxon Flexorb-prosess i kombinasjon med en H_2S -scavenger (et kjemikalie som reagerer med H_2S) som benyttes i tillegg i de årene med høyest produksjon (2009-2015). I Flexorb-prosessen absorberes H_2S av et alkonolamin og etter en prosess omdannes svovelet via SO_2 til sulfat som slippes ut i sjøen. Utslipet av sulfat forventes ikke å ha noen effekt på marine organismer.

Den maksimale konsentrasjonen av den aktive komponenten og reaksjonsproduktet i et utslipp fra Flexorb-prosessen vil være lav, og den høye initielle fortykningen av produsert vann fra Åsgard vil bidra til at disse komponentene ikke vil gi et merkbart bidrag til akutt giftighet i dette utslippet. Kjemikalie har et lavt potensiale for bioakkumulering og forventes derfor ikke å oppkonsentreres i næringskjeden.

H_2S -scavengeren er et kjemikalie som har relativt høy akutt giftighet på marine organismer og forventes derfor å forårsake akutte skadevirkninger på biologiske ressurser i utslippets nærområde. Imidlertid har H_2S -fjerner et lavt bioakkumuleringspotensiale og brytes lett ned i det marine miljøet og vil sannsynligvis ikke forårsake langtidseffekter i marine organismer. I denne prosessen blir det dannet et reaksjonsprodukt som har lavere giftighet og som har en betydelig lavere konsentrasjon i utslippet. Reaksjonsproduktet vil trolig ikke bidra til akutte skadevirkninger på

marint liv, da en fortyning på minimum 1:10 av kjemikaliet er tilstrekkelig for å komme under grensen for akutt skadevirkning på de mest sårbare artene. Denne fortyningen oppnås umiddelbart etter utslipp til sjø.

Da det er planlagt høye utslippsrater av både monoetylen-glykol, H₂S-scavenger og metanol via det produserte vannet, er det også foretatt en vurdering av disse kjemikaliene ved blanding av produsert vann og kjølevann i et felles utslipp. Dette resulterer i en fortyning av komponentene som inngår i det produserte vannet i størrelsesorden 1:124 for gass-senteret og 1:36 for produksjonsskipet. Å blande kjølevann og produsert vann er en mulig løsning for å redusere akutte skadeeffekter av spesielt produksjonskjemikalier på biologiske ressurser.

Tiltak er vurdert under kap. 6.2.4.

6.2.4 Potensiale for langtidseffekter fra utslipp av produsert vann fra Åsgard og de andre feltene i regionen

Som følge av kontinuerlige utslipp av produsert vann på Åsgard, antas det at komponenter som er lite nedbrytbare i marint miljø og som har evne til akkumulering i biologisk materiale, vil kunne ha potensiale for kroniske skadevirkninger på marine organismer (langtidseffekter). Basert på vurderinger i kap. 6.2.3 forventes bioakkumulering av forbindelser å kunne forekomme spesielt for tunge aromatiske og alifatiske hydrokarboner, samt langkjedete alkylerte fenoler. Dette kapitlet gir en nærmere vurdering av potensialet disse stoffene har ift. langtidseffekter på det marine miljøet.

For de fleste marine organismer, bla. bunndyr, krepsdyr, fisk, sel, hval og en rekke sjøfuglarter, er det påvist akkumulering av polyaromatiske hydrokarboner (PAH). Kildene til disse forbindelsene er imidlertid ukjente. Akkumuleringsgraden til en komponent i en organisme er avhengig av komponentens oktanol/vann-fordelingskoeffisient (K_{ow}) og organismens kapasitet til å omdanne komponenten til mer vannløselige og utskillbare forbindelser (metabolisering). En høy K_{ow} -verdi indikerer høy evne til akkumulering i organismen. Imidlertid har de fleste organismer mer eller mindre effektive avgiftningssystemer som kan omdanne giftstoffene til forbindelser som er mindre giftige og som lettere kan utskilles. I enkelte tilfeller kan metaboliseringen resultere i dannelse av forbindelser som er mer giftige og som dermed kan utøve kreftfremkallende og mutagene effekter.

Det foreligger få rapporterte arbeider som omfatter studier av bioakkumulering og biomagnifisering hos marine organismer i forbindelse med kontinuerlige utslipp av produsert vann. Til tross for kjente effektive avgiftningsprosesser både hos fisk, marine pattedyr og sjøfugl og liten effektivitet til å ta opp oljekomponenter via føden, foreligger det i dag ikke tilstrekkelig dokumentasjon til å utelukke en oppkonsentrering av bla. hydrokarboner i næringskjeden.

Med bioakkumulering menes det opptak og tilbakeholdelse av forbindelser i vevene til en organisme fra alle vanlige ytre kilder. Med biomagnifisering menes oppkonsentrering av stoffer i næringskjeden.

Det har blitt utført beregninger av spredning og fortyning av produsert vann fra de samlede utslipp fra eksisterende og framtidige olje- og gassinstallasjoner (Åsgard, Norne, Heidrun, Njord og Draugen). Bioakkumulering og biomagnifisering har blitt modellert ved å betrakte en forenklet næringskjede bestående av fytoplankton, rauåte, krill og sild. De teoretiske beregningene betraktet et bestemt antall sild som ble eksponert for C₇-fenol og naftalen fra de fem utslippene. Det ble tatt hensyn til sildas vandring i området, fôrtilgang og biomagnifisering opp gjennom den forenklete næringskjeden. Valget av C₇-fenol og naftalen som kandidater for bioakkumulering og biomagnifisering er motivert ut ifra det tilgjengelige datagrunnlaget. C₇-fenol og naftalen er eksempler på forbindelser som har et potensiale for bioakkumulering, samtidig som de nødvendige data finnes.

Denne modellen er basert på en rekke parametre, som opptaks- og utskilleleshastighet av de kjemiske komponentene i de 4 organismene i næringskjeden og beitehastighet. Dette er parametre som ikke er godt beskrevet i litteraturen, slik at flere tilnærmelser er gjort. Valg av ledd i næringskjeden, er også gjenstand for en forenkling, og det er ikke tatt hensyn til adsorpsjon av de valgte komponentene i biologisk og uorganisk partikulært materiale. Det er også svært sannsynlig at det finnes komponenter med høyere potensiale for bioakkumulering og biomagnifisering enn naftalen og C₇-fenol i det produserte vannet. Imidlertid er de forskjellige leddene i modellen betraktet svært konservativt, og det er gjort forsøk på å betrakte det verst tenkelige tilfellet.

Beregningene ga uttrykk for lav risiko for bioakkumulering i sild eller biomagnifisering av C₇-fenol og naftalen i den forenklete næringskjeden, med de antakelser som ble foretatt. En tilsvarende beregning for utslippene fra Åsgard isolert har også blitt utført. Denne beregningen ga også uttrykk for lav risiko for bioakkumulering og biomagnifisering av C₇-fenol og naftalen.

På grunn av få rapporterte arbeider vedrørende bioakkumulering og biomagnifisering av oljekomponenter i næringskjeden, er det knyttet stor usikkerhet til de langsiktige virkningene av produsert vann utslipp. Modellen er et viktig skritt i utviklingen av metoder for å beregne bioakkumulering og biomagnifisering, men denne framgangsmåten vil ikke gi mer klargjørende svar før gode bakgrunnsdata foreligger.

Tiltak

Det knytter seg mange usikkerheter angående de langsiktige konsekvensene på økosystemet fra utslipp av produsert vann fra Åsgard. Langtidseffekter kan imidlertid ikke utelukkes. Reinjisering av produsert vann tilbake til

reservoaret er derfor blitt vurdert. Kostnadene er kalkulert til i størrelsesorden 230 mill. kr for gassenteret ved et betongalternativ og omlag 280 mill. kr ved et flyteralternativ. Inkluderes forsyningsskipet blir kostnadene henholdsvis 380 mill. kr og 490 mill.kr.

På bakgrunn av det usikre miljøfaglige grunnlaget og de høye kostnadene, har prosjektet ikke funnet det riktig på dette tidspunktet å beslutte reinjisering. Det arbeides for å finne mer optimale og billigere løsninger for reinjeksjon. Videre vil det bli gjennomført en mer nøye vurdering av det miljøfaglige grunnlaget hvor også ulemper som utslipp til luft ved kraftbehov og utslipp til sjø fra en ekstra brønn, trekkes inn. Videre ønsker prosjektet en dialog med omgivelsene/ myndighetene før en beslutning tas.

Det vil ellers bli arbeidet for å redusere kjemikaliemengdene mest mulig.

6.2.5 Utslipp av ballastvann

Produksjonsskipet og lagerskipet vil ha egne ballastvannstanker og følgelig ikke utslipp av oljeholdig ballastvann. Betongplattformen vil ha utslipp av ballastvann med konsentrasjoner på 2-5 mg/l dispergert olje.

Tiltak

Det er ikke funnet nødvendig med særskilte tiltak.

6.2.6 Produisert sand

Oljeholdig sand vil følge brønnstrømmen opp i prosessanlegget og vil bli fjernet fra separatorsystemet ved hjelp av sandsykloner.

Tiltak

Sanden vil bli samlet i containere og transportert til land som spesialavfall eller reinjisert sammen med borekaket. På land vil sanden bli behandlet som oljeholdig borekaks og deponert på godkjent område.

6.2.7 Utslipp av kjølevann

Prosessene på begge produksjonsenhetene vil kreve mye vann til kjøling pga. reservoarets høye temperatur, og kjølevannet vil bli sluppet ut på 20 m dyp. Temperaturen vil være omlag 30 °C og mengdene henholdsvis 7.500 m³/t fra gassenteret og 5.000 m³/t fra produksjonsskipet. Utslipet vil inneholde kopperioner fra produksjonsskipet og rester av hypokloritt fra gassenteret fra tilsetning av natriumhypokloritt for å hindre begroing i vår- og sommermånedene.

Utslipp av kjølevann vil bidra til minimale effekter på marine organismer i utslippsområdet. Hypokloritt-konsentrasjonen vil etter fortykning i resipienten komme ned i konsentrasjoner som ligger langt under giftighetsgrensen for marine organismer. Effekten av en overtemperatur på ca 20°C i kjølevannet sammenlignet med sjøvannet, er neglisjerbar siden temperaturen raskt vil utjevnes i kontakt med det kaldere sjøvannet.

Sammenlignet med naturlige temperaturvariasjonene er de forventede temperaturendringene små og det forventes ingen betydelige endringer i dyre- og plantelivet i utslippsområdet.

Tiltak

Det er ikke funnet nødvendig med spesielle tiltak, se forøvrig utslipp av sanitæravløpsvann.

6.2.8 Utslipp av sanitæravløpsvann

Det vil bli sluppet ut sanitæravløpsvann fra omlag 210 personekvivalenter under driften av Åsgard, 90 fra produksjonsskipet og 120 fra gassenteret. Innholdet av organisk materiale i utslippet vil raskt fortynnes i resipienten. Gode strømforhold og høyt oksygeninnhold i vannmassene vil bidra til hurtig biologisk nedbryting av det organiske materialet. Det forventes ikke registrerbare effekter av utslippet.

Tiltak

Det organiske materiale i utslippet av sanitæravløpsvann kan føre til dannelse av halogenerte forbindelser ved reaksjon med klorrester i kjølevannet. Disse to utslippene vil derfor bli adskilt fra hverandre.

6.2.9 Utslipp av drenasjevann

Dette avfallsvannet vil kunne inneholde vaskevann fra spyling av separatortanker og drenering av prosessområdene. Avfallsvannet vil videre ledes til et rensesystem, der en olje/vannseparator (hydrosyklon) skiller ut de største oljedråpene fra vannet, slik at konsentrasjonen av dispergert olje i drenasjevannet ikke overskrider utslippsgrensen på 40 mg/l. Regnvann og annet avfallsvann som ikke inneholder olje, vil dreneres direkte ut til sjø uten noen form for rensning. Utslippsmengdene er små og utslippene forventes ikke ha påviselige virkninger på marint liv.

Tiltak

Utover rensing i hydrosykloner er det ikke funnet nødvendig med ytterligere tiltak.

6.2.10 Utslipp fra tankskipsoperasjoner

Ombord i skytteltankerne vil det være en tank for oppsamling av oljeholdig vann fra oljelekkasjer, smøreolje, m.m. Tanken har et volum på 60-70 m³ og kan således samle opp oljeholdig vann over en lengre periode før den må tømmes. Tømmingen kan skje sporadisk under transport i åpne havområder. Gjeldende bestemmelser krever at oljekonsentrasjoner skal være lavere enn 15 mg/l. Automatisk overbordstengning vil tre i funksjon hvis konsentrasjonen overskrider denne grensen.

Tiltak

Det er ikke funnet nødvendig med ytterligere tiltak.

6.3 Regulære utslipp til luft i driftsfasen

Ved produksjon av olje og gass fra Åsgard vil det bli utslipp til luft fra følgende hovedkilder:

- Turbiner og motorer for kraftgenerering på gassenter og forsyningskip til prosess, gassreinjisering og gasskompresjon
- Diffuse utslipp fra prosessanleggene på gassenter og produksjonskip samt fra bøyelasting
- Utslipp fra støttefunksjoner som helikopter og fartøyer
- Utslipp fra skipstransport av olje (skytte trafikk)

Det er beregnet utslipp til luft av de enkelte gassene og drivhuseffekt, forsuring og dannelse av bakkenært ozon er vurdert. Nitrogenavsetning over hav er ikke vurdert, da bidraget er så lite at det vil være neglisjerbart sammenlignet med andre kilder.

6.3.1 Utslippsoversikt for Åsgard

Gassenteret og produksjonskipet planlegges med to gassfyrte turbiner hver for energiproduksjon til prosessering og annet energibehov. Disse turbinene vil kunne yte 40 MW hver. I tillegg vil

begge produksjonsenhetene ha hver sin turbin for reinjeksjon av produsert gass. Gassenteret skal også ha to turbiner for gasseksport (Kollsnes-alternativet). Turbiner for gasseksport og reinjeksjon skal kunne yte opp til 22 MW hver. Alle turbinene vil være gassdrevne og ha lav-NO_x-brennere installert.

Begge installasjonene vil være utstyrt med et fakkelsystem uten kontinuerlig pilotflamme. Fakling vil bare finne sted i nødsituasjoner.

På begge installasjonene vil det være installert dieseldrevne motorer som brukes ved oppstart når gass ikke foreligger. Ved bøyelasting vil det være et utslipp av VOC fra avdamping av lettflyktige hydrokarboner. I tillegg vil det være diffuse VOC-utslipp fra prosessanleggene.

Nedenfor er det i tabell 6.6 - 6.10 gitt en oversikt over de planlagte årlige utslippene til luft fra

| Kilde | CO ₂ | CO | NO _x | CH ₄ | NMVOC | SO ₂ |
|---|-----------------|------------|-----------------|---|--|-----------------|
| Helikopter | 1.335 | 0.2 | 6.7 | 0 | 0 | 0 |
| Bøyelasting inkl. shuttle-tanker; diffuse utslipp | 81 300 | 181 | 1 809 | 59 ¹⁾ 108 ²⁾ | 5 461 ¹⁾ 8 892 ²⁾ | 72 |
| Stand by båter | 2 200 | | 50 | 0 | 3.5 | 2 |
| Forsyningskip | 14 200 | | 315 | 0 | 23 | 13 |
| TOTAL | 99.035 | 181 | 2 181 | 59¹⁾ 108²⁾ | 5 488¹⁾ 8 919²⁾ | 87 |

¹⁾Bøyelasting GBS-alternativet ²⁾ Bøyelasting Semi-FSU-alternativet

Tabell 6.6 Utslipp til luft fra støttefunksjoner inkl. diffuse utslipp (tonn/år)

| Antatt forbruk | CO ₂ | CO | NO _x | CH ₄ | NMVOC | SO ₂ |
|---|-----------------|------------|-----------------|-----------------|-----------|-----------------|
| Diesel 850 t/år | 2.700 | 6 | 60 | - | 4 | 2 |
| Gass 90 x 10 ⁶ Sm ³ /år | 322.000 | 153 | 135 | 82 | 22 | - |
| Total FPSO¹⁾ | 324.700 | 159 | 195 | 82 | 26 | 2 |

¹⁾I kalkulasjonene er faktorer fra leverandør brukt for CO₂ og NO_x, mens OLF faktorer er benyttet for resten da andre ikke er tilgjengelig.

Tabell 6.7 Utslipp til luft fra produksjonskipet (tonn/år)

| Antatt forbruk | CO ₂ | CO | NO _x | CH ₄ | NMVOC | SO ₂ |
|--|-----------------|------------|-----------------|-----------------|-----------|------------------|
| Diesel 850 t/år | 2.700 | 6 | 60 | - | 4 | 2 |
| Gass 150 x 10 ⁶ Sm ³ /år | 424.000 | 255 | 185 | 137 | 36 | |
| Total GBS | 426.700 | 261 | 245 | 137 | 40 | 2 *28 |

* H₂S fjerning ved Exxon Flexorb Prosess

Tabell 6.8 Utslipp til luft fra gassenteret (tonn/år)

| Antatt forbruk | CO ₂ | CO | NO _x | CH ₄ | NMVOC | SO ₂ |
|--|-----------------|------------|-----------------|-----------------|-----------|-------------------|
| Diesel 7.332 t/år | 23.000 | 51 | 513 | - | 37 | 21 |
| Gass 150 x 10 ⁶ Sm ³ /år | 424.000 | 255 | 185 | 137 | 36 | - |
| Total Semi+FSU | 447.000 | 306 | 698 | 137 | 73 | 21 *47 |

* H₂S fjerning ved Exxon Flexorb Prosess

Tabell 6.9 Utslipp til luft fra semi-lagerskip (tonn/år)

Åsgard spesifisert på de enkelte utslippskomponentene. N₂O-utslippene er så marginale at de er lagt inn som en del av NO_x-utslippene.

Utslippene er basert på gasseskport til Kollsnes. For Kårstø-alternativet blir utslippstallene høyere pga. større behov for gasskompresjon. Dette vil bli nærmere redegjort for i konsekvensutredningen for landanleggene og sett sammenheng med de øvrige utslippet i transportsystemet.

Som en følge av utslippsminimerende tiltak for NO_x på feltinstallasjonene, utgjør støttefunksjonene 90% og 74 % av NO_x-utslippene fra henholdsvis GBS- og semialternativet. Bare skytteltrafikken alene utgjør henholdsvis 75% og 62%.

Til sammenligning er utslipp fra andre kilder for CO₂, NO_x og NMVOC vist i tabell 6.11. For Åsgard er semi-alternativet med høyeste utslippstall vist.

CO₂-utslippet fra Åsgard må vurderes som betydelig i nasjonal sammenheng. Utslippet må imidlertid sees i sammenheng med en store gasseskporten. I OLF sitt miljøprogram (1993) er det konkludert med at dersom gassen erstatter andre fossile energikilder som olje og kull, vil utslippet av CO₂ i mottakerlandet bli redusert med 1 mill. tonn pr. milliard Sm³ gass. Med et eksportvolum på 12 milliarder Sm³ gass kan dette føre til en reduksjon i mottakerlandene på tilsammen 12 millioner tonn CO₂.

| | CO ₂ | CO | NO _x | CH ₄ | NMVOC | SO ₂ |
|--|-----------------|------------|-----------------|---------------------------------------|--|---------------------|
| Støttefunksjoner inkl. diffuse utslipp | 99.035 | 181 | 2 181 | 59 ¹⁾ 108 ²⁾ | 5 488 ¹⁾ 8 919 ²⁾ | 87 |
| FPSO | 324.700 | 159 | 195 | 82 | 26 | 2 |
| GBS | 426.700 | 261 | 245 | 137 | 40 | 2 28* |
| Semi+FSU | 447.000 | 306 | 698 | 137 | 73 | 21 47* |
| Åsgard GBS alt. | 850.435 | 601 | 2 621 | 278 | 5.554 | 91 117* |
| Åsgard Semi alt. | 870.735 | 646 | 3.074 | 327 | 9.018 | 110 136* |

* H₂S fjerning ved Exxon Flexorb Prosess

Tabell 6.10 Samlet oversikt over utslippene til luft fra regulær drift på Åsgard (tonn/år)

| Utslippskilde | CO ₂ | NO _x | NMVOC |
|---|--------------------------|-----------------|---------|
| Åsgard (semi) | 871.000 | 3.070 | 8.900 |
| Utslipp fra norsk fiskeflåte nord for 62 °N ¹⁾ | 1.040.000 | 25.000 | 1.000 |
| Andre felt på midt-norsk sokkel | 1.530.000 | 10.700 | 36.500 |
| Totale norske utslipp ¹⁾ | 35.500.000 ²⁾ | 220.000 | 284.000 |
| Åsgards (semi) bidrag i forhold til norske utslipp (%) | 2,4 | 1,4 | 3,1 |

1) Kilde: Norne konsekvensutredning ²⁾Kilde: SFT, 1993

Tabell 6.11 Utslipp av CO₂, NO_x og NMOC fra Åsgard og andre kilder (tonn/år)

| | CO ₂ 10 ³ tonn | CO tonn | NO _x tonn | CH ₄ tonn | NMVOC tonn | SO ₂ tonn | Produksjonsmengde olje/gass Mtoe |
|-------------------------|---|--------------|-------------------------|-------------------------|---------------|-------------------------|-------------------------------------|
| Draugen | 187 | 217 | 1.411 | 662 | 7.924 | 49 | 5,11 |
| Heidrun | 645 | 593 | 4.404 | 535 | 11.183 | 84 | 10,56 |
| Norne | 430 | 414 | 2.952 | 805 | 9.240 | 65 | 7,84 |
| Njord | 271 | 264 | 1.922 | 460 | 8.180 | 46 | 3,33 |
| Åsgard (semi) | 871 | 646 | 3.134 | 327 | 8.985 | 110 136* | 24,18 |
| SUM Haltenbanken | 2.403 | 2.292 | 14.186 | 5.102 | 51.796 | 341 (576*) | 51,02 |

Tabell 6.12 Årlige utslipp til luft fra felt på midt-norsk sokkel inkl. Åsgard

Gassen fra Smørbukk-reservoaret er relativ CO₂-rik og inneholder konsentrasjonene som varierer fra 3 til 6% innen reservoaret. For å møte kravene til CO₂-innhold på 2,5% for salgsgass, blir den blandet med gassen fra Midgard som er CO₂-fattig. Det vil imidlertid oppstå perioder da CO₂-innholdet i gassen som blir eksportert overskrider kravene til CO₂-innhold. Dette kan føre til behov for CO₂-utskilling ved landterminal eller blanding med annen gass. Denne problemstillingen vil bli nærmere belyst i konsekvensutredningen for landanleggene.

6.3.2 *Utslippsoversikt for felt på midt-norsk sokkel*

I tabell 6.12 er det gitt en oversikt over utslippene fra felt på midt-norsk sokkel som enten er utbygd, besluttet utbygd eller under planlegging. Utslippene inkluderer også helikoptertransport, supply- og standbyskip og skytteltrafikk.

For å kunne relatere utslippene til produksjonsmengder, er mengdene av olje og gass til eksport regnet om til millioner tonn oljeekvivalenter (Mtoe) og vist for de ulike feltene.

CO₂-utslippene fra Åsgard er 36 kg CO₂ pr.toe, mens de gjennomsnittlige CO₂-utslippene fra de øvrige feltene på midt-norsk sokkel er 57 kg pr. toe.

6.3.3 *Utslipp av drivhusgasser fra felt på midt-norsk sokkel*

Karbondioksid (CO₂), lystgass (N₂O) og metan (CH₄) har globale virkninger som klimagasser. Ved å regne bidragene om til CO₂-ekvivalenter, kan feltenes samlede bidrag til drivhuseffekten framstilles, se tabell 6.13.

| | CO ₂ -ekvivalenter |
|---|-------------------------------|
| Draugen | 204.000 |
| Heidrun | 661.000 |
| Norne | 451.000 |
| Njord | 284.000 |
| Åsgard (semi-alternativet) | 890.000 |
| Sum midt-norsk sokkel | 2.570.000 |
| Norsk petroleumsvirksomhet på norsk sokkel 1992¹⁾ | 8.215.000 |
| Nasjonale utslipp 1992¹⁾ | 40.820.000 |

1) Kilde: Norne konsekvensutredning

Tabell 6.13 *Utslipp av drivhusgasser målt som CO₂-ekvivalenter fra Åsgard og feltene på midt-norsk sokkel*

6.3.4 *Regionale forsureffekter og dannelse av bakkenært ozon fra Åsgard og felt på midt-norsk sokkel*

Det er utført analyser av bidragene til dannelse av bakkenært ozon (fotokjemisk oksydantdannelse) og forsurening fra Åsgard og de øvrige feltene på

midt-norsk sokkel. Inngangsdatene for beregningene er gjengitt i underlagsdokumentasjonen. Det er gjort beregninger for bidragene fra midt-norsk sokkel med og uten Åsgard og det er kjørt beregninger for Åsgard alene. Analysene er utført med en modell (FOTOPLUME) som beskriver fotokjemiske reaksjoner i luftblandingen av de røykfanene som slippes ut og bakgrunnsluften. Bakgrunnsverdiene er beregnet med en separat modell (EMEP).

Beregningene er basert på totalt NO_x-utslipp fra Åsgard på omlag 3.900 tonn pr. år. og et NMVOC-utslipp på omlag 11.000 tonn pr.år. Utslppsminimerende tiltak har imidlertid redusert disse utslippene til 2.621/3.134 og 5.554/8.985 tonn pr.år for henholdsvis GBS- eller semialternativet i forhold til de opprinnelige beregnings grunnlaget. Utslppsforutsetningene for Åsgard må derfor betraktes som konservative.

Forsuring

Forsuring av ferskvann og jordsmonn forårsakes i Norge hovedsakelig av atmosfærisk tilførsel av svovelkomponenter, men under gitte forutsetninger kan nitrogen også bidra til forsurening på lik linje med svovel. Utslippene av svovelforbindelser fra feltene på midt-norsk sokkel er små og er derfor ikke tatt med i denne diskusjonen. Den direkte avsetningen av nitrogenoksider er liten, fordi disse er uløselige i vann. Konsentrasjonene av nitrogendioksid på land vil også være lite påvirket av utslipp fra midt-norsk sokkel. Nitrogenoksidene må omdannes kjemisk for at nitrogenet skal avsettes med nedbøren. Dette skjer blant annet ved reaksjoner der ozon inngår.

Det meste av nitrogenoksidene som blir sluppet ut fra feltene på midt-norsk sokkel vil være omdannet til HNO₃ eller nitrat innen luften kommer over land. Disse stoffene er lett løselige i vann og avsettes derfor med nedbøren. Den beregnede maksimale avsetningen av nitrogen var 46 mg/N/m² for utslipp fra alle kilder på feltene på midt-norsk sokkel (1990). Den maksimale avsetningen av nitrogen fra disse feltene uten utslipp fra Åsgard var 37 mg/m² pr. år og avsetningen av nitrogen fra utslipp på Åsgard ble beregnet til 29 mgN/m² (1990). Dette utgjør 1-6% av den normale avsetningen av nitrogen til dette området som er ca 490 mg N/m² pr. år.

De små forskjellene mellom de beregnede maksimale avsetningene av nitrogen ved utslipp på feltene på midt-norsk sokkel og bare utslipp fra Åsgard, skyldes at utslippene skjer over et stort område. Avstanden nord-sør fra Norne til Njord er ca 200 km. Dette tilsier at det maksimale bidraget fra de forskjellige utslippene kommer på forskjellige steder (men dekker et større område). Denne effekten kan forsterkes noe ved at modellen ikke tar hensyn til sammenblanding av røykfaner. Der det er to overlappende røykfaner, er det den som gir høyest bidrag som regnes med, og ikke den andre. Dette vil føre til at det beregnede bidraget er lavt.

Spredningsmodellene beskriver avsetning av nitrogen over 25.000 km² i et ca 40 km bredt belte langs kysten fra Bergen til Lofoten. I dette området har 4.500 km² overskredet tålegrense med 0-60 mekv/m²/år. Disse overskridelsene er små og det er ikke registrert forsuringsskader i dag som følge av disse overskridelsene. Tålegrenseberegninger viser at nitrogen-utslipp fra feltene på midt-norsk sokkel ikke bidrar til endring av overskredet areal, og at den maksimale syretilførselen som følge av utslipp fra feltene på midt-norsk sokkel er 3 mekv/m²/år.

Disse tallene er så lave at syre-bidraget fra feltene på midt-norsk sokkel ikke forventes å gi noen innvirkning på forsuringssituasjonen i de berørte områdene. Beregningene er dessuten gjort ved å anta at all tilført nitrogen bidrar til forsuring. I et naturlig system som ikke er mettet på nitrogen slik som i de berørte områdene, vil imidlertid mesteparten av det tilførte nitrogenet bli tatt opp i biologisk materiale i nedbørfeltene. Vi kan derfor konkludere med stor sikkerhet at N-utslipp fra feltene på feltene på midt-norsk sokkel ikke vil ha innvirkning på forsuringstilstanden i vann i områder som er berørte av deponisjonen.

Dannelse av bakkenært ozon

Bakkenært ozon er skadelig for planter og mennesker. Plantene får redusert tilvekst når konsentrasjonene av ozon kommer over visse grenser, og ozon nedsetter lungefunksjonen hos menneske. Høye ozonkonsentrasjoner kan også forårsake betennelsesreaksjoner i luftveiene hos dyr og mennesker.

Ozon i troposfæren (nær bakken) dannes ved kjemiske reaksjoner mellom flyktige organiske stoffer og nitrogenoksider under påvirkning av sollys.

Ozon i troposfæren har et varierende bakgrunnsnivå og forekommer dessuten episodisk med høye konsentrasjoner. Bakgrunnsnivået er vanligvis lavere enn anbefalte luftkvalitetskriterier, men likevel relativt høyt i forhold til kriteriene enn for de fleste andre luftforurensninger.

Beregningene har vist at det var nitrogenoksid-utslippet som var den begrensende faktor for dannelse av ozon for utslippene på feltene på midt-norsk sokkel. Ved en halvering av utslippene av VOC på Åsgard fra 13.970 tonn pr. år til 6.985

tonn pr. år, viste beregningene at konsentrasjonen av ozon inne i røykfanen oftest påvirkes lite (redusert med 0.6 µg/m³). Ved en reduksjon i nitrogenutslippet fra 1.256 tonn pr. år til 628 tonn pr. år for feltinstallasjonene, viste beregningene at ozonkonsentrasjonen normalt reduseres med 1.5 µg/m³. Bidraget fra Åsgard til ozonkonsentrasjonen i røykfanen vil vanligvis være av størrelsesorden 6 µg/m³ som timemiddel, men kan også være 20 µg/m³ avhengig av konsentrasjonene i den luft utslippene slippes ut i. Bakgrunnskonsentrasjonene er viktig for fotokjemiske reaksjoner i røykfanene.

SFT's anbefalte luftkvalitetskriterium for ozon er 100 µg/m³. Utslippet fra feltene på midt-norsk sokkel ble beregnet til å bidra til et økt antall timer pr. år over 100 µg/m³ på 27 timer på Voss, 26 timer på Kårvatn og 26 timer på Tustervatn. Bidraget fra Åsgard alene var henholdsvis 20, 21 og 20 timer.

For vegetasjon er virkningen beregnet etter konseptet akkumulerte eksponeringsdoser, beregnet som differansen mellom timemiddelkonsentrasjonen og 80 µg/m³ (40 ppb), for hver time der konsentrasjonen overskrider 80 µg/m³. Beregningsmetoden refereres som AOT40 (Accumulated exposure Over a Threshold of 40 ppb). Tålegrensen for AOT40 er satt til 10 000 ppbh basert på 10 prosents vekstreduksjon i en seks-måneders periode fra april til og med september.

Det er målt konsentrasjoner av ozon på tre stasjoner i beregningsområdet. Tabell 6.14 gir en oversikt over målte AOT40 verdier på disse stasjonene og det beregnede bidraget til AOT40-verdiene fra Haltenbanken og Åsgard.

Beregningene viser at VOC- og nitrogenoksid-utslippene fra feltene på midt-norsk sokkel kan forårsake en belastning på 2-3% av tålegrensen for AOT40 langs kysten fra Bergen til Lofoten. Utslippene fra Åsgard alene vil utgjøre omlag 1% av grenseverdien for AOT40 i det samme området.

6.3.5 Utslippsreducerende tiltak

Energioptimalisering

Energioptimalisering ved hjelp av PINCH-analyser er gjennomført for å få en best mulig

| | Målte AOT40 verdier 1990 | Beregnet bidrag fra feltene på midt-norsk sokkel | Beregnet bidrag fra feltene på midt-norsk sokkel uten Åsgard | Beregnet bidrag fra Åsgard |
|---------------------------|--------------------------|--|--|----------------------------|
| Voss i Hordaland | 9138 | 227 | 211 | 108 |
| Kårvatn i Møre og Romsdal | 990 | 257 | 244 | 91 |
| Tustervatn i Nordland | 4506 | 277 | 264 | 105 |

Tabell 6.14 Målte verdier og beregnede bidrag til AOT40 verdien på tre steder i Norge i 1990. Enhet: ppbh.

utnyttelse av varmen gjennom varmeveksling. Gassturbiner er planlagt med varmegjennvinningsenheter både på produksjonsskipet og gassenteret, noe som øker virkningsgraden på disse med omlag 20% fra 30-35% til 50-55%.

Reduserte NMVOC-utslipp

Ved planlagte tiltak for å redusere damptrykket på olje- og kondensat ved lastning, er utslippene av NMVOC redusert med fra opprinnelig beregnede 15.000 tonn pr.år til henholdsvis 5.554 og 8.985 tonn pr.år for GBS- eller semialternativet.

NMVOC-utslippet lar seg også redusere ved å gjenvinne dampene på skytteltanker. Et slikt gjenvinningsanlegg er innstallert ombord på M/T Tove Knutsen og ventes å redusere utslippet med opptil 70%. Skvalpeskott i skipene vil også redusere avdamping. Slike tiltak vil bli vurdert på andre skip.

Lav-NOx-brennere

Opprinnelig var 5 av totalt 10 turbiner for kraftgenerering planlagt som såkalte "dual fuel"-turbiner som kunne drives også med diesel ved oppstart. Disse er nå planlagt erstattet med rene gassturbiner slik at nå er alle gassturbinene utstyrt med lav-NOx-brennere som reduserer utslippene med 80-90% sammenlignet med konvensjonell teknologi. Dette representerer en innsparing av NOx-utslippene med 620 tonn pr.år i forhold til planlagt konsept. Hver lav-NOx-brenner representerer en ekstra kostnad på 10 mill.kr.

Kombinerte kraftverk (combined-cycle)

Prosjektet har vurdert kombinerte kraftverk, dvs. å la varmen fra avgassen fra gassturbinen drive en dampturbin. Dette ville økt virkningsgraden med 5-10% til 55-60% og redusert CO₂-utslippene med i størrelsesorden 40.000 tonn pr.år. NOx-utslippene ville bare bli redusert med 15-20 tonn pr.år da de allerede er kraftig redusert på feltinstallasjonene gjennom lav-NOx-teknologi. Dersom investeringen og driftsutgiftene samt innsparte kostnader (fyrgass og CO₂-avgift) ble vurdert over prosjektets levetid og regnet om til 1995-kroner, ville det representere en kostnad på omlag 250 millioner kroner. Tiltaket er derfor ikke funnet samfunnsøkonomisk lønnsomt.

El-kraft fra land

Prosjektet har vurdert muligheten for å forsyne feltinstallasjonene med elektrisk kraft fra land. Det er kun likestrøm som vil være teknisk/økonomisk mulig med de avstandene og kraftbehovene det her er tale om. Prosjektet har ikke funnet det teknisk og økonomisk gjennomførbart med el-kraft fra land.

Rensing og deponering av CO₂ fra eksos

CO₂-konsentrasjonen i eksosgassen er svært lav grunnet det store luftoverskuddet ved forbrenning. Det er ikke utviklet teknologi som gjør det mulig å rense ut CO₂ fra avgassene i de mengdene det her er tale om.

NOx-reduserende tiltak på skip

Med de tiltakene som er gjennomført på feltinstallasjonene med tanke på NOx-reduksjon, er skytteltanker de største bidragsyterne mht. NOx-utslipp og følgelig bør de vurderes nærmere med hensyn til utslippsminimering.

Transportbehovet for avtaket av olje og kondensat vil bli delvis dekket av eksisterende tonnasje og delvis med nybygg. Nybyggede skip vil få motorer som er optimalisert med hensyn på lavt NOx-utslipp og vil dermed tilfredsstille IMO's krav til NOx-utslipp for skip med saktegående dieselmaskineri. Videre vil det bli satt av plass ombord for en eventuell framtidig installasjon av anlegg for katalytisk rensing av avgassen (SCR). Slike anlegg ventes å redusere NOx-utslippene med omlag 90%, men teknologien er foreløpig på prøvestadiet og ikke kommersielt tilgjengelig.

Anleggene er relativt store og investerings- og driftskostnadene betydelige. Arbeidet med å utvikle teknologien fram til et pålitelig og effektivt system for reduksjon av NOx fra dieselmotorer, vil bli fulgt nøye i tiden framover. Avhengig av resultatet av dette arbeidet, kan det på et senere tidspunkt bli aktuelt å etterinstallere anlegg for katalytisk rensing av avgassen fra de nye bøyelasterne på Åsgard.

Andre metoder for reduksjon av NOx-utslipp vil også bli vurdert for skipstrafikken tilknyttet Åsgard. For eksempel vil bruk av vann-emulsjoner i drivstoffet kunne ha en NOx-reduserende effekt på 6-13%.

6.4 Avfallshåndtering i driftsfasen

Som en del av konsekvensutredningen for Åsgard, er det utarbeidet en avfallsplan for feltet. Målsetningen har vært å utarbeide en plan for framtidig avfallshåndtering med fokus på kildesortering. Foruten avfallsmengder og avfallshåndtering (inkl. spesialavfall), er tiltak for å redusere mengder og evt. skadevirkninger vurdert. Ved kildesortering sorteres avfallet i ulike kategorier etter hvert som avfallet oppstår. Dette muliggjør økt gjenvinning og reduserer mengde avfall som må deponeres. Gevinsten ved kildesortering er således en nedgang i totalvolum av avfall.

Basert på de muligheter som finnes på land til å ta hånd om kildesortert avfall, får kildesorteringen på installasjonene følgende inndeling:

- 1) **Spesialavfall** med gruppering innenfor 15 avfallsgrupper.
- 2) **Forbruksavfall** med sortering i gruppene medisinsk avfall, hvitt papir, brunt papir, metall, glass, plast, trevirke, matavfall til oppmaling og til kompost, samt restavfall.
- 3) **Produksjonsavfall** som ofte faller inn under én av gruppene for spesialavfall.

Dette forventes å medføre 100 % gjenvinning av hvitt papir, brunt papir, metall og glass. Separat håndtering av trevirke og matavfall vil også

redusere mengde restavfall. Gjenvinningsgraden for plast er relativt lav. Mengde avfall som må deponeres på fyllplass, forventes å utgjøre ca 33% av den samlede mengde forbruksavfall.

Med utgangspunkt i erfaringstall fra andre plattform, er mengde spesialavfall og forbruksavfall estimert. Mengde spesialavfall kan første året komme opp mot 1650 tonn/år, der oljeholdig borekaks utgjør 1600 tonn/år. Ved å reinjisere oljeholdig borekaks som besluttet i prosjektet, reduseres mengde spesialavfall til maks. 50 tonn/år. Mengde forbruksavfall bestemmes i stor grad av antall personer på feltet og er estimert til 66 tonn/år for hvert av de to første årene og deretter 168 tonn/år de to neste årene.

Avfallsplanen gir konkrete anbefalinger for håndtering av avfall fra Åsgardfeltet helt fra borestart av første brønn med mobil borerigg (1996). Oppdatering må deretter skje etterhvert som aktivitet og bemanning endres.

Det må utarbeides administrative rutiner og lokale retningslinjer (LR) for avfallshåndteringen. Dette arbeidet omfattes ikke av avfallsplanen. Lokale retningslinjer bør utarbeides for å ivareta ansvarsfordeling og praktiske detaljer når det gjelder avfallshåndtering på installasjonene.

Tiltak

Det er besluttet å tilrettelegge for kildesortering av avfall og avfallsminimering i Åsgardprosjektet. Basert på foreliggende avfallsplan kommer dette til å bli fulgt opp i den videre planlegging, utbygging og drift av prosjektet. Avfallsplanen vil bli oppdatert ettersom prosjektet utvikles.

6.5 Miljøaspekter ved nedstengning etter produksjonsavslutning

For Åsgard vil den overordnede avfallsstrategi ved nedstengning være i prioritert rekkefølge:

- Gjenbruk
- Gjenvinning/resirkulering
- Deponering

I kap. 4.7.1 er det redegjort for de antatte mulighetene de ulike installasjonene har for gjenbruk på andre felt.

6.5.1 Feltinstallasjoner

Potensielle forurensningskilder ved fjerning.

I forbindelse med nedstengning og disponering av innretninger, kan potensielle forurensningskilder på innretningene grupperes på følgende måte:

- Oljeholdig materiale
- Kjemikalierester
- Miljøgifter
- Lavradioaktive avleiringer

Oljeholdig materiale kan foruten avsetninger fra råoljeproduksjon og lagring (voksavleiring o.l.) i betongunderstellet, bestå av motorolje, smørølje, hydraulikkolje, brukte oljefiltre, oljeavfall fra

rensning av produsert vann og dreneringsvann, drivstoffrester (diesel) og annet oljeholdig avfall. Bortsett fra evt. voksavleiringer i et evt. betongunderstell, vil alt annet oljeholdig avfall kunne samles opp under nedstengning, deklarerer og fraktes til land som spesialavfall iht. gjeldende forskrifter om spesialavfall. På land vil dette kunne behandles ved godkjent mottak for spesialavfall.

Kjemikalierester kan omfatte boreslam-, sementerings-, kompletterings-, brønnbehandlings-, produksjons-, injeksjons-, rørlednings- og diverse støttekjemikalier. Alle kjemikalierester på installasjonene vil kunne bli returnert til land iht. prosedyre for kjemikaliehåndtering. Det vil si at alle ubrukte kjemikalier vil kunne returneres til leverandør etter ilandsending.

Miljøgifter er stoffer/forbindelser som kan medføre skadelige effekter på naturlivet selv ved lave konsentrasjoner. De er lite nedbrytbare og kan akkumuleres i næringskjeden. De mest aktuelle tungmetaller er nikkel, sink, kopper, kadmium, krom, bly og kvikksølv.

Strukturelt materiale er dannet for å være resistent og har således liten utlekkingsgrad. I strukturstål er innholdet av kopper, krom og nikkel henholdsvis 0.25%, 0.10% og 0.20%. Alle stålkonstruksjoner vil kunne demonteres og tas på land for gjenbruk eller resirkulering. Det vil derfor ikke være problemer knyttet til tungmetallinnholdet i stål. På Åsgard skal det benyttes malingspigmenter som ikke inneholder bly- og organo-tinn forbindelser.

Faste partikler fra brønnstrømmen som avleires i produksjonsrør og annet produksjonsutstyr, kan inneholde **lavradioaktivt materiale**. I denne forbindelse benyttes ofte begrepet LSA (Low Specific Activity)-avleiringer. Radium-226 (²²⁶Ra) eller forskjellige Barium-isotoper (eks. ¹³⁸Ba) er hovedkomponenter i LSA-avleiringer.

LSA-avleiringer er et sentralt arbeidsmiljøtema ved eventuell opphogging av produksjonsrør og annet produksjonsutstyr på installasjonene. Det vil derfor måtte bli tatt tilstrekkelige forhåndsregler for at lavradioaktivt støv ikke skal føre til helseskader hos arbeidere som utfører opphogging.

Dersom det foretas en systematisk forhåndsrensning og fjerning av farlige stoffer i flytende og fast form, forventes det ikke målbare konsekvenser på det marine miljø ved evt. etterlatelse eller deponering av deler av installasjoner i havet.

Ressursbruk

Tabell 6.15 viser en oppstilling over ressurser som går med til bygging av en betongplattform og en stålsemi, og hvor mye av dette som er gjenvinnbart.

Det er dokumentert at energiforbruk/miljøbelastning ved gjenvinning av stål kun er ca 10% av energiforbruk/miljøbelastning som ny produksjon medfører.

| | Betongplattform | Stål-semi |
|--|------------------------|-------------|
| DEKK | | |
| Total tørrvekt | 27.200 tonn | 25.400 tonn |
| - herav gjenvinnbart stål (85 %) | 23.150 tonn | 21.590 tonn |
| GBS UNDERSTELL | | |
| Betongvolum | 110.000 m ³ | |
| Betongmengde (tonn) | 250.000 tonn | |
| - herav sement (tonn) | 45.000 tonn | |
| - sand / grus mengde (tonn) | 180.000 tonn | |
| - armeringsstål | 38.300 tonn | |
| Mekanisk utrustning (stål og titan) | 7.000 tonn | |
| SKROG SEMI | | |
| Total stålvekt | | 14.685 tonn |
| - herav gjenvinnbart stål (95 %) | | 13.950 tonn |
| LAGERSKIP | | |
| Total stålvekt | | 20.000 tonn |
| - herav gjenvinnbart stål (95 %) | | 19.000 tonn |
| Total mengde medgått stål i fabriksajon | 72.500 tonn | 60.085 tonn |
| Gjenvinnbart stål i prosent av medgått stål ved fabrikasjon: | 41,5 % | 90 % |

Tabell 6.15 Ressursbruk for bygging av plattform konsept.

Tabellen viser at av totalt medgått stål på 72.500 t for en GBS, vil omlag 30.000 t være gjenvinnbart. Av omlag 60.000 t stål medgått på en stål-semi, vil omlag 54.000 t være gjenvinnbart.

På en GBS medgår det i tillegg 250.000 tonn betong, hvorav sand og grus utgjør 180.000 tonn. Det knytter seg tildels betydelige negative miljøaspekter til uttak av sand og grus. Betongdelen har svært begrenset gjenbrukspotensiale og sand/grus- og stålressursene kan vanskelig gjennvinnes.

6.5.2 Eksportørledningen

Dersom en tar forholdsregler ved kutting og håndtering av rørdelene, kan disse være velegnet for gjenbruk og således representere en betydelig ressurs. Rør fra rørledninger vil kunne benyttes ved legging av nye rørledninger både i Nordsjøen og andre steder i verden. Alternativt kan rør fra rørledninger tenkes benyttet som peler, vann- eller kloakkledninger på land etc.

Gassrør vil være tilnærmet rene uten rester av hydrokarboner inni rørene. Resirkulering medfører således ikke behov for fjerning av rester av hydrokarboner innvendig. Feltskjøter, asfaltbelegg og betongkappe vil måtte fjernes før eventuell resirkulering av stålet, og vil kunne representere et avfallsproblem.

6.5.3 Tiltak

Nødvendige tiltak vil bli nærmere vurdert i forbindelse med utarbeidingen av en detaljert disponeringsplan for feltinstallasjoner og rørledningen. Disponeringsplanen vil bli forelagt NOE innen de gjeldende tidsfrister.

Det vil bli lagt vekt på de miljømessige forskjellene mellom en GBS og en semi ved endelig valg av gassenter, herunder miljømessige forskjeller mht. nedstenging og disponering.

7 Konsekvenser for fiskerinæringen

Dette kapitlet beskriver konsekvensene Åsgard-utbyggingen kan få for fiskerinæringen. Kapitlet er basert på delutredning nr. 15 i referanselisten.

Utbyggingen av Åsgard kan både i utbyggingsfasen og driftsfasen, medføre et arealtap for fiskeriene. I tillegg kan dumping av grus og stein samt ankermerker etter installasjonsarbeidene medføre operasjonelle hindringer for fiske.

7.1 Konsekvenser for fiskeressursene

7.1.1 Gyteområder og perioder

Midt-norsk sokkel er et høyproduktivt havområde med store bestander av bl.a. torsk, hyse, sei, uer og sild, og som er svært viktige i fiskerisammenheng. Det er ikke registrert gytefelt for kommersielt viktige fiskeslag nær Åsgard. Langs traséen for Åsgard gasstransportør er det imidlertid kartlagt gytefelt for norsk-arktisk torsk og hyse, sei og norsk vårgytende sild. Gytefeltene også for disse artene fremgår av figur 5.3 og 5.4 i kapittel 5. Rørledningen vil krysse gyteområdet for sei og sild, men gå klar av de viktigste gytefeltene for torsk.

Lengre sør vil en rørledning til Kollsnes krysse gyteområder for makrell. En rørledning til Kårstø vil i tillegg krysse gyteområder for sild vest av Karmøy. Disse gyteområdene er vist i figur 5.4. Gytingen i Nordsjøen foregår ikke så konsentrert verken i tid eller rom som i områdene lengre nord.

7.1.2 Bestandssituasjonen for kommersielt viktige fiskeslag

Bestandssituasjonen for kommersielt viktige fiskeslag på midt-norsk sokkel og i Nordsjøen vurderes nedenfor med utgangspunkt i Havforskningsinstituttets ressursoversikt for 1995.

Bestandsutviklingen er for tiden positiv for flere av de artene det drives fiske på utenfor Midt-Norge, dette gjelder i første rekke torsk, hyse og sei. Sildebestanden øker fortsatt, men dagens beskatningsnivå kan gi reduserte kvoter om få år. For arter som er særlig viktige i linefisket som lange og brosme, foreligger det ikke tilstrekkelig med data til å foreta en bestandsvurdering. Det er indikasjoner på at fangstgrunnlaget allerede er maksimalt utnyttet. Uerbestandene ser ut til å ha vært utsatt for altfor stor beskatning.

I Nordsjøen er bestandsgrunnlaget for tiden svakt for sei, som er den viktigste arten for det norske konsumfisket. For øyepål og tobis som utgjør driftsgrunnlaget for industritrålerflåten, er bestandsutviklingen positiv. For sild og makrell som er de viktigste artene for ringnotfisket, er situasjonen at gytebestanden av sild har gått betydelig tilbake. Bestanden av Nordsjømakrell er på et kritisk lavmål, samtidig som gytebestanden av vestlig makrell i 1995 ser ut til å nå det laveste nivå

som hittil er kjent. Det framtidige årlige fangspotensialet er samlet sett større enn det fangsttallene for senere år gir uttrykk for.

Lokale fiskebestander

Det foreligger liten systematisk kunnskap om lokale bestander i influensområdet for Åsgard. Noen uerarter gyter innenfor Eggaskråningen, og til en viss grad inne i fjordene. Vassild kan også karakteriseres som en stasjonær og lokal bestand. For øvrig begynner sei-yngel å konsentrere seg langs kysten i mai, og i løpet av juli befinner det meste av sei-yngelen seg ved kysten. Deler av seibestanden har oppvekstområde på Helgelandskysten.

Det finnes antagelig flere enkeltbestander av torsk langs kysten, særlig knyttet til større fjorder. Dess større og mer isolert et fjordsystem er oceano-grafisk sett, dess mindre synes innblandingen av norsk-arktisk torsk å være. Fra og med 1973 har Det internasjonale råd for havforskning (ICES) tilrådd en kvote på 40.000 tonn norsk kysttorsk i tillegg til den årlige kvoten norsk-arktisk torsk.

7.1.3 Konsekvenser for fiskeressursene av Åsgard-utbyggingen

Utbygging og drift av Åsgard kan gi virkninger for fiskeressursene pga.:

- Aktivitet i utbyggingsfasen.
- Regulære utslipp av produsert vann, kjølevann, rørledningsvann, sanitæravløpsvann og drenasjevann.
- Akutte utslipp.

Konsekvenser av aktiviteter i utbyggingsfasen

Det er ikke registrert omfattende gyting i det området som berøres direkte av feltutbyggingen på Åsgard. Det foreligger ikke materiale som dokumenterer at aktivitet til havs medfører merkbare negative konsekvenser for fiskens gyting. Det antas derfor at aktiviteten i tilknytning til utbygging og drift av Åsgard ikke vil ha negative konsekvenser for fiskens gyting.

Leggingen av Åsgard gasstransportør er planlagt gjennomført i perioden mai-september i 1998 og 1999, og vil dermed foregå utenom gyteperioden for de viktigste fiskeslagene. Utenfor Møre går rørledningstraséen gjennom viktige gyteområder for sei og for norsk vårgytende sild. I og med at leggearbeidet i dette området gjennomføres etter at klekkingen av sildelarver er over, normalt i siste halvdel av april, ventes leggingen ikke å ha virkninger for fiskebestandene.

I Nordsjøen vil rørleggingsarbeid i sommerhalvåret overlappet med gyteperioden for makrell. Gytingen i Nordsjøen foregår imidlertid over et så stort område at rørleggingen ikke ventes å medføre forstyrrelser i fiskens gyting som kan påvirke rekrutteringen til bestanden.

Utslipp i forbindelse med RFO er uthevet i kapittel 6.1.3.

Konsekvenser av regulære utslipp

Regulære utslipp til sjøen fra Åsgard vil innenfor meget begrensede områder, kunne medføre dødelighet på planktoniske organismer, bl.a. fiskeegg og -larver. Voksen fisk regnes ikke å bli påvirket av utslippene. Utslippene fra Åsgard forventes ikke å medføre registrerbare virkninger på bestandsnivå for noen fiskeslag. Med hensyn til utdyping av disse vurderingene, vises det til kap. 6.2.

Konsekvenser av akutte utslipp behandles i kapittel 8.

7.2 Fiskeriaktivitet i områder som berøres av utbyggingen

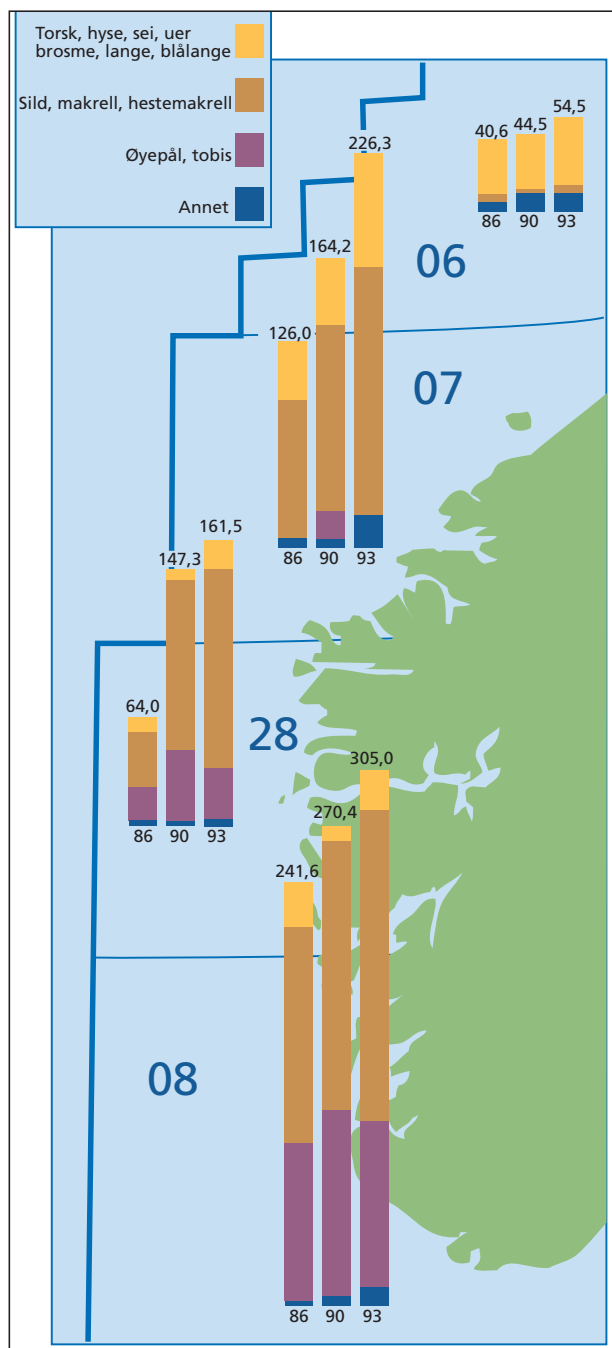
I områdene utenfor Midt-Norge foregår det et omfattende fiske både med trål, ringnot og konvensjonelle (passive) redskaper som garn og line. Det er et betydelig mer variert fiske mht. både fiskeslag og redskapstyper enn i Nordsjøen, der de viktigste fiskeriene foregår med trål og ringnot. Vurdert ut fra samlet fangstverdi er det områdene utenfor Møre, statistikkområde 07 i fiskeristatistikken, som er de viktigste fiskeriområder som berøres av den planlagte rørledningen. De viktigste trålfeltene som berøres av Åsgard gasstransportør ligger også på bankområdene utenfor Møre.

I figur 7.1 er det gitt en grafisk presentasjon av fangsten i fiskeristatistikkområder utenfor Midt-Norge og i Nordsjøen fordelt på viktigste fiskeslag for årene 1986, 1990 og 1993. Målt i kvantum er fangsten størst i statistikkområde 08, som dekker sentrale deler av Nordsjøen. Ved sammenlikning av fangstene i de ulike statistikkområdene er det viktig å være oppmerksom på at gjennomsnittlig kilopris innenfor torskefiskeriene (torsk, hyse, sei, lange, blålange m.m.) de senere årene har vært 5 - 6 ganger høyere enn innen sildefiskeriene (sild, makrell, øyepål, tobis m.m.).

7.2.1 Nærmere om fisket ved Åsgard

Det ble i 1987 og 1991 gjennomført fiskerikartlegginger som dekker området omkring Åsgard. Figur 7.2 viser viktige fiskefelt omkring Åsgard, basert på fiskerikartleggingen i 1991. I følge kartleggingene er hele området som berøres av utbyggingen viktig for linefisket. Områdene i Eggaskråningen vest for Smørbukk fra omlag 350 meter og dypere, er meget viktige linefelt. Områdene i Eggaskråningen og sørøst for Midgard er viktige garnfelt, men det foregår ikke garnfiske av noe omfang i området som berøres direkte av utbyggingen.

I følge fiskerikartleggingene er Eggaskråningen vest for Smørbukk, fra omlag 350 meter og dypere, et meget viktig konsumtrålfelt. Dette er en relativ vurdering, med en rangering av den forholdsvis

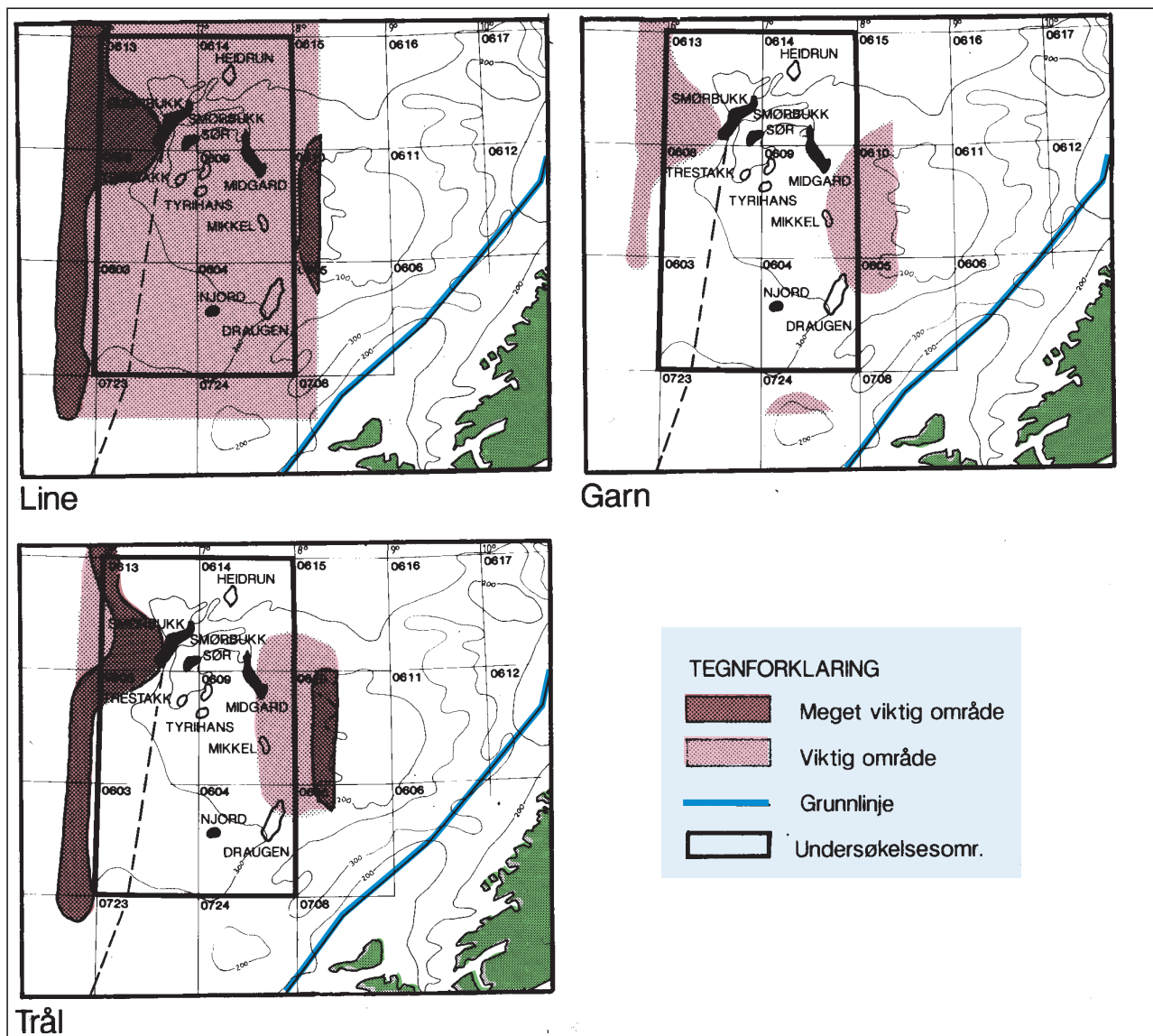


Figur 7.1 Det norske fisket i fiskeristatistikkområder utenfor Midt-Norge og i Nordsjøen fordelt på viktigste fiskeslag (Kilde:

begrensede tråleraktiviteten som foregår i undersøkelsesområdet. Vurderingen fra fiskerikartleggingene er derfor sammenholdt med fiskeristatistikk for området omkring Åsgard, jfr. tabell C1 i vedlegg C. Sett i lys av de rapporterte fangstkvanta må konsumtrålfisket i det berørte området karakteriseres som svært begrenset. Det er heller ikke registrert industritrålfangster og bare mindre ringnotfangster i dette området.

7.2.2 Nærmere om fisket langs gasstransportørledningen

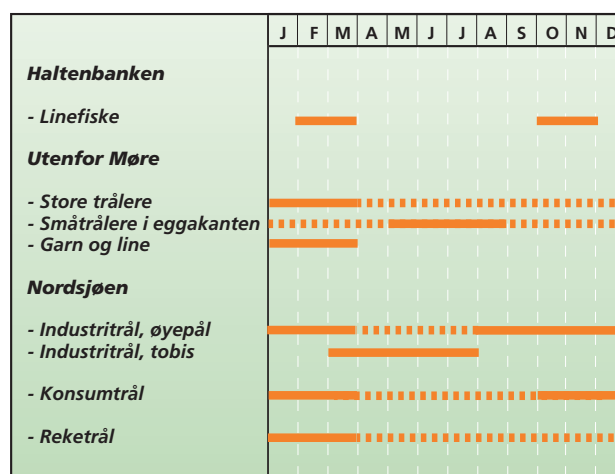
Fiskeriaktiviteten langs traséen for Åsgard gasstransportør kan variere sterkt over året. En



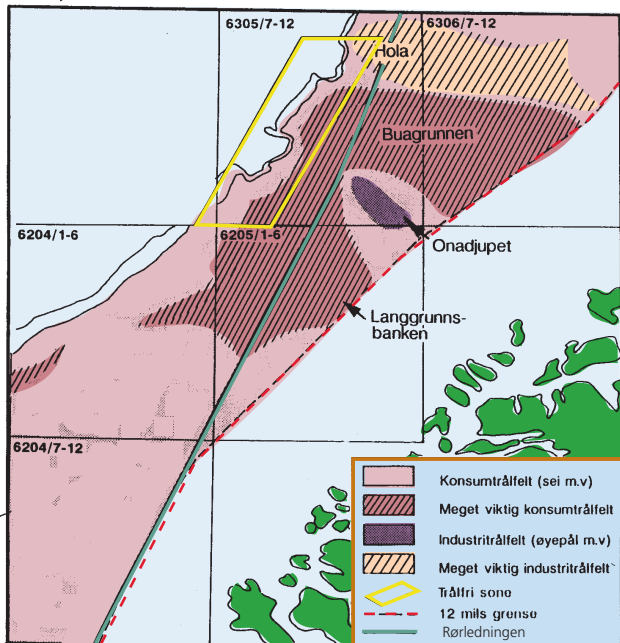
Figur 7.2 Viktige fiskefelt omkring Åsgard basert på 1991-kartleggingen

sammenfatning av de viktigste fangstperiodene er gitt i figur 7.3. Det pelagiske fisket etter sild og makrell er ikke så bundet i tid og sted som fisket med trål og konvensjonelle redskaper som garn og line. Når og hvor det pelagiske fisket foregår, vil i stor grad bli bestemt av fiskens vandring og de reguleringer som gjennomføres.

Etter at leggearbeidet er gjennomført, er det i praksis bare trålfisket som kan bli berørt av en rørledning. En oversikt over trålfangster i områder som kan bli berørt av rørledningen er gitt i figur C1 i vedlegg C. I de berørte områdene utenfor Møre foregår det et svært omfattende konsumtrålfiske. Noen av de viktigste fiskefeltene er i et område tilsvarende blokkene 6205/1-6 og 6305/7-12, der det i tillegg til trålfiske fiskes med både garn, line og ringnot. De viktigste trålfeltene ligger i dag mellom 62°40' og 63°20'N. Det tråles helt inn til 4 nautiske mil fra land (4-mils grensen). Lokaliseringen av viktige trålfelt utenfor Møre i forhold til rørledningstraséen er vist i figur 7.4. I Nordsjøen foregår det ikke trålfiske av noe omfang i områdene som berøres av rørledningen.



Figur 7.3 Viktigste fiskeperioder langs traséen for Åsgard gasstransportør.



Figur 7.4 Viktige trålfelt utenfor Møre i forhold til rørledningstraséen.

7.3 Konsekvenser for fiskeriene av Åsgard-utbyggingen

Utbygging og drift av Åsgard kan gi virkninger for fiskeriene pga:

- Aktivitet i utbyggingsfasen
- Arealbeslag omkring installasjonene
- Gasstransportrøret krysser trålfelt

7.3.1 Konsekvenser av aktiviteter i utbyggingsfasen

Boringen av brønnene på Åsgard planlegges å starte i begynnelsen av 1996, og vil foregå over en periode på ti år. Tilrettelegging for og installering av rørledninger og installasjoner på feltet planlegges gjennomført i perioden mai-august 1997 og mars-august 1998.

I utbyggingsfasen kan til enhver tid inntil tre brønner være under boring, og sikkerhetsonene omkring boreriggene vil medføre et arealbeslag for fisket. De meget viktige fiskefeltene i Eggaskråningen berøres ikke av utbyggingen. Samlet sett vil arealbeslaget for fiskeriene i perioder være noe større enn i driftsfasen. Installeringen av de feltinterne rørledningene planlegges gjennomført i sommermånedene, utenom de viktigste fangstperioder. Samlet sett vil konsekvensene for fiskeriene ikke avvike vesentlig fra konsekvensene i driftsfasen, jfr. kapittelet nedenfor.

7.3.2 Konsekvenser av arealbeslag omkring installasjonene

Ved feltutbygging på Åsgard etableres det sikkerhetsoner med forbud mot oppankring og fiske omkring lastebøye eventuelt lagerskip, plattform og produksjonskip. I tillegg er det aktuelt å søke om etablering av begrensingsområder med forbud mot oppankring og fiske med bunnredskaper, herunder trål, omkring undervannsinstallasjoner og feltinterne rørledninger. Arealet på begrensingsområdene er i størrelsesorden 170 km² rundt Smørbukk/Smørbukk Sør, 30 km² rundt Midgard, og 70 km² langs rørledningen mellom gassenteret og Midgard, jfr. figur 4.6 i kap 4. Innenfor begrensingsområdene kan fisket med line og garn foregå som tidligere etter at anleggsarbeidet er avsluttet.

For fiske med line og garn er arealbeslaget i driftsfasen begrenset til tre sikkerhetssoner med radius fra 500 til 750 meter, som alle ligger på bankområdet øst for Eggaskråningen. De meget viktige områdene i Eggaskråningen berøres ikke. Ulempene for lineflåten vil i driftsfasen være begrenset til operasjonelle ulemper som følge av at det må tas hensyn til sikkerhetsonene ved valg av fiskeområde. Utbyggingen av Åsgard ventes ikke å medføre merkbare fangstreduksjoner for linefisket verken vurdert alene eller i sammenheng med annen planlagt utbygging i Haltenbanken-området. Det foregår ikke garnfiske av noe omfang i området som beslaglegges av sikkerhetssonene.

For fiske med trål vil begrensingsområder alltid medføre et direkte arealbeslag, men på Åsgard har det tidligere ikke vært drevet trålfiske av noe omfang. Utbyggingen av Åsgard og etableringen av begrensingsområder ventes derfor ikke å medføre operasjonelle ulemper eller fangstreduksjoner for trålerflåten.

7.3.3 Konsekvenser av gasstransport-rørledningen

Etter at rørledningen er installert, vil den ikke medføre ulemper for fiske med konvensjonelle redskaper som garn, line m.m. Det er derfor lagt vekt på å vurdere hvilke eventuelle ulemper de to alternative traséene kan ha for trålfisket.

Vurderingene av eventuelle ulemper for trålfiske tar utgangspunkt i resultatene fra tråltesten som ble gjennomført i mai 1993 med tråling over Zeepipe-rørledningen med 40" diameter. Ved bruk av industritrål viste tråltesten at ved avtagende krysningsvinkler under 30°, økte risikoen for at tråldøren la seg etter passering av rørledningen. Men i alle tilfellene der dette skjedde reiste tråldøren seg etter få minutter. Reketrål passerte rørledningen uten at det oppsto problemer, uavhengig av krysningsvinkel. Samlet sett viste tråltesten at ulempene knyttet til overtråling av store rørledninger var vesentlig mindre enn tidligere antatt.

Under trålfiske på bankområdene utenfor Møre benyttes det til dels betydelig større og tyngre trålutstyr enn under industritrålfiske i Nordsjøen, og det er reist spørsmål om erfaringene fra tråltesten kan overføres til dette trålutstyret. Tilsvarende utstyr har lenge vært benyttet av større ferskfisktrålere som driver konsumtrålfiske i Nordsjøen. I Fiskeridirektoratet er en ikke kjent med at noen av disse fartøyene har hatt problemer med overtråling av rørledninger. Ved vurdering av konsekvenser for fisket på bankområdene utenfor Møre, legges det derfor til grunn at erfaringene fra tråltesten i 1993 har gyldighet også for dette området.

Fra Fiskeridirektoratet har det framkommet synspunkter på at steinfyllinger langs rørlednings-traséer kan skape problemer under fiske. Under vanlig konsumtrål- eller industritrålfiske går selve trålposen klar av bunnen. Dersom det ved passering av steinfyllinger kommer stein i trålposen, kan den bli presset mot bunnen og dermed bli utsatt for stor slitasje. Under industritrålfiske kan stein som følger med lasten ombord forårsake skade på fiskepumpene ved lossing av fartøyene. Det vises også til at stein i trålposen kan ødelegge deler av fangsten, og at dette særlig kan være et problem under reketrålfiske.

I forbindelse med legging av rørledningen vil det være nødvendig med steindumping langs deler av traséen for å redusere frie spenn og stabilisere rørledningen. Omlag 90% av steindumpingen, tilsvarende 1,25 mill. m³ stein, vil foregå langs de 100 første kilometrene av ledningen. Dette volumet fordeler seg som angitt i tabell 4.1.

| Strekning Kp* | Mengde | Havdyp meter | Posisjon |
|---------------|--------|--------------|---------------------------|
| 0-15 | 27% | 240-350 | Kp 15: 6° 32'Ø, 65° 05'N |
| 15-40 | 3% | 310-370 | Kp 40: 6° 27'Ø, 64° 53'N |
| 40-77 | 65% | 270-325 | Kp 77: 6° 27'Ø, 64° 34'N |
| 77-100 | 5% | 325-370 | Kp 100: 6° 25'Ø, 64° 22'N |

Tabell 4.1 Fordeling av dumpet stein langs de 100 første kilometrene av rørledningen

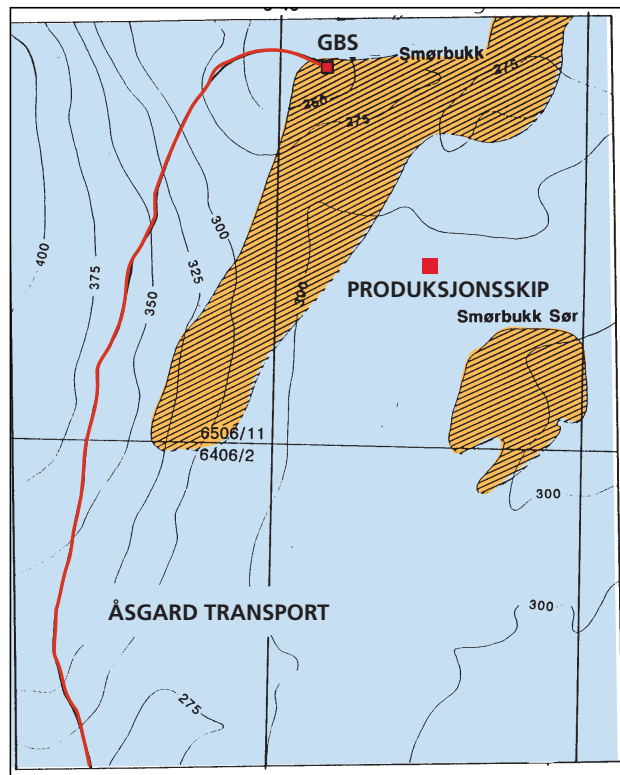
* Kp = kilometerpunkt (kilometer regnet langs traséen fra Åsgard)

Videre planlegges omlag 5,5% av samlet steinvolum dumpet langs en eventuell ilandføringskorridor til Kollsnes. Det kan videre være nødvendig med noen steinfyllinger ved omlag 64°N og i pløyermerker fra istiden i østskråningen av Norskerenna mellom 61°30'N og 61°50'N. På bankområdene utenfor Møre er det ikke aktuelt med steinfyllinger.

Omfanget av prepareringsarbeide/steindumping vil være gjenstand for videre optimalisering, bl.a ved å se på alternative metoder for å redusere de frie spennene.

Ved Åsgard starter rørledningstraséen like øst for trålfeltene langs Eggakanten, jfr. figur 7.5. På strekningen sørover til omlag 65°N går den i randsonen av trålfeltet på 350-360 meters dyp. Ved tråling i dette området kan rørledningen eventuelt krysses i spiss vinkel, med risiko for at tråldørene kan legge seg. Det er samtidig mulig å

ungå overtråling uten at dette medfører vesentlig arealtap. Strekninger der det er aktuelt med steinfyllinger ligger utenfor områdene som er karakterisert som viktige eller meget viktige for trålfisket i de fiskerikartleggingene som er gjennomført. Sett i sammenheng med det begrensede trålfisket i dette området, ventes ikke rørledningen å medføre operasjonelle ulemper eller fangsttap av noen betydning for trålfisket.



Figur 7.5 Trasé for gassrørledning ut fra plattformen på Åsgard (Basert på GBS-alternativet)

Dersom det velges en semi som gassenter vil denne bli plassert noe lenger sør og øst enn ved en GBS. Rørledningen vil også kunne få en annen retning ut fra gassenteret. Traséen ut fra en semi vil ligge øst for traséen som er vist i figur 7.5.

Videre sørover fra Åsgard går traséen deretter gjennom områder der det drives lite trålfiske fram til om lag 64°N, der det tradisjonelt har vært trålt på tvers av den foreslåtte traséen, den gunstigste vinkelen i forhold til overtråling. Steinfyllinger i dette området kan medføre noen operasjonelle ulemper for trålfisket, men vurdert ut fra Fiskeridirektoratets fangststatistikk, er det en forholdsvis begrenset fiskeriaktivitet som kan bli berørt.

De viktigste fiskeriområder som berøres av gasstransportørledningen er trålfeltene utenfor Møre. Det vil ikke være aktuelt med steinfyllinger her. Konsumtrålfisket i disse områdene foregår uten noen bestemt trålrøtning. Vurdert ut fra erfaringene fra trålforsøkene i 1993, vil en rørledning i disse områdene i utgangspunktet ikke medføre operasjonelle ulemper av noe omfang for konsumtrålfisket.

Industritrålfisket etter øyepål i skråningen ned fra Buagrunnen vil i hovedsak foregå på tvers av rørledningstraséen, jfr. figur 7.4. Dette er den gunstigste vinkelen i forhold til overtråling. Rørledningstraséen ventes derfor ikke å medføre ulemper av noen betydning for denne fartøygruppen.

I Nordsjøen vil en trasé til Kollsnes eller Kårstø ikke berøre viktige fiskeriområder på strekningen fram til ilandsføringstunnelen. Rørledningen ventes derfor ikke å medføre ulemper av betydning for fiskeriene i Nordsjøen.

Ankermerker

Stein og leire som graves opp av leggefartøyets ankre og blir liggende langs rørtraséen, innebærer en risiko for fastkjøring av fiskeredskaper. Fra Fiskeridirektoratet har det framkommet synspunkter på at ankermerker etter leggefartøyet kan være et større problem for fiskefartøyene enn selve rørledningen.

Statoil har foretatt kartlegging av ankermerker langs rørledningene Zeepipe IIA og Troll olje. Resultatene viser at

- Ankermerkene er orientert fra 200-1400 meter ut fra rørledningen.
- På sandbunn var ankermerkene praktisk talt utvisket etter ett år.
- På bløt leire hadde de registrerte ankermerkene en maksimal høyde på 0,5 meter 50 dager etter legging.
- På middels bløt leire ble det påvist ankermerker med maksimal høyde på 0,8 meter 4 måneder etter legging. Etter ca. ett år var høyden redusert til 0,5 meter.

Britiske erfaringer synes å bekrefte at størrelse og

type ankre er med på å bestemme ankermerkens størrelse. Erfaringer med to ulike typer ankre viste at mens den ene ankertypen ga en maksimal høyde på ankermerkene på 0,5 - 0,8 meter, ga den andre typen en maksimal høyde på omlag 2 meter. Denne forskjellen ble tilskrevet ulik konstruksjon på ankrene. Valg av ankertype for leggefartøyet synes derfor å ha stor betydning for hvor store ulemper ankermerker etter leggefartøyet kan påføre trålfisket i de aktuelle områder

7.4 Tiltak

For å redusere de negative konsekvensene for fiskeriinteressene som følge av utbyggingen av Åsgard, er følgende avbøtende tiltak aktuelle:

- Prosedyrer for valg av seilingsrute og kommunikasjon med fiskerflåten vil bli etablert for å unngå problemer for fiskeriene knyttet til skipstrafikk til og fra feltinstallasjonene.
- I den videre detaljprosjekteringen vil videre optimaliseringer skje med sikte på å redusere behovet for steindumping langs rørledningen.
- Det tas sikte på å etablere prosedyrer mht. detaljert rapportering av lokalisering og mengde steindumping, og det vil eventuelt bli vurdert å ta med en observatør fra fiskeriinteressene i tilknytning til stein- og grusdumpingsaktivitetene.
- Rørleggingsaktivitetene vil bli gjennomført utenom de viktigste fiskerisesongene.
- Valg av ankertype for rørleggingsfatøy vil bli vurdert, og prosedyrer for ankerhåndtering etablert med sikte på å redusere ankermerkeproblematikken.
- Behovet for eventuelle inspeksjoner av ankermerker i viktige tråloområder vil bli vurdert i samråd med fiskerimyndighetene.

8 Konsekvenser av uhellsituasjoner

Dette kapitlet gir en beskrivelse av uhellshendelser som kan medføre større utslipp av gass eller olje, og konsekvensene for biologiske ressurser, friluftsliv og næringsinteresser. Kapitlet er basert på delutredningene nr. 6, 7, 8, 9, 10, 11, 15 og 16 i referanselisten.

8.1 Akutt utslipp av gass

Beskrivelse av mulige uhellshendelser

Mulige årsaker til eventuelle akutte gassutslipp fra gasstransportrørledningen kan for eksempel være skade av ankere, fallende last, korrosjon, materialfeil eller konstruksjonsfeil. Erfaringene fra drift av store gassrørledninger i Nordsjøen tilsier at sannsynlighetene for uhellutslipp av gass fra rørledninger er svært liten, i størrelsesorden 1×10^{-5} feil pr. km/år. Det vil si 6×10^{-3} feil pr. år for rørledningen fra Åsgard til Kollsnes. Med feil menes fra små lekkasjer fra sprekkdannelser i rørledningen til fullt rørbrudd.

Som grunnlag for vurderingene er valgt en verst tenkelig betraktning som omfatter fullt rørbrudd, og antakelse om at hele gassmengden i rørledningen ved et slikt tilfelle slippes ut. Beregninger av utslippsmengder er basert på valg av 40" rørledning og en strømningsrate på 35,7 MSm³/døgn.

Den totale utslippsmengden ved skade på rørledninger vil til en viss grad avhenge av hvor bruddet/lekkasjen skjer. Totale utslippsmengder vil trolig være i samme størrelsesorden uansett hva slags type brudd eller lekkasje som oppstår. Anslagsvis maksimale mengder gass som vil kunne slippe ut til luft, er i størrelsesorden 85 MSm³ og 110 MSm³ for henholdsvis Kollsnes- og Kårstø-alternativet. Dette tilsvarer 60.000 tonn for Kollsnes-alternativet og 77.000 tonn for Kårstø-alternativet. Metan utgjør ca 80 vektprosent av disse mengdene.

Ved brudd vil imidlertid noe av gassen i rørledningene kunne tas imot i mottakersystemet, størrelsesorden 20%, og rørledningene kan trykkavlastes ved at gassen fakles. Det er derfor lite trolig at hele utslippet frigis til atmosfæren uantent.

Virkninger for det marine miljø

Virkningene for det marine miljø ved en alvorlig skade på en rørledning vil være begrenset til nærområdet ved bruddstedet og de vannmassene som rives med i den oppstigende plumen av gass og vann. Planktonorganismer, inkludert fiskeegg og -larver som rives med, vil gå til grunne pga trykk- og sjokkskader. Bunndyr i umiddelbar nærhet av bruddstedet vil skades. Eventuelle virkninger av gass og hydrokarboner løst i sjøvannet vil til sammenlikning være marginal.

Uansett tid på året og hvor en slik utslippshendelse inntreffer, vil skadevirkningene i det marine miljø

være ubetydelige. Hvis det skjer en gassutblåsning i et område med mye fiskeegg og nyklekte larver, vil uhellet kunne medføre akutt dødelighet. Utstrekningen av gassplumen er imidlertid så liten at dødeligheten bare vil opptre helt lokalt og være ubetydelig sammenliknet med den store naturlige dødeligheten for egg og larver.

Den store gassmengden som bryter overflaten vil ikke umiddelbart stige opp til atmosfæren, men kan på grunn av at den er nedkjølt, sige utover langs vannflaten. Enkeltindivider av sjøfugl eller sjøpattedyr i området vil kunne rammes ved innånding av gass, men lite trolig med dødelig utgang. Etter kort tid vil gassen varmes og stige opp, og vind vil bidra til rask spredning og fortykning av gassen. Ved undersøkelser under og etter gasslekkasjen på Haltenbanken i 1985, var det ikke mulig å registrere påviselige effekter på det marine miljøet.

Utslipp av klimagasser

Utslippet ved et fullt rørbrudd for de to rørtraséene tilsvarer rundt 60.000 og 77.000 tonn naturgass for henholdsvis Kollsnes og Kårstø. Med en klimagassfaktor for metan på 23 vil et uforbrent utslipp av gass ved fullt rørbrudd fra rørledningen til Kollsnes og Kårstø, henholdsvis kunne gi et utslipp på opptil omlag 1,1 og 1,4 millioner tonn CO₂-ekvivalenter. Dette tilsvarer i størrelsesorden 2,3% og 2,9% av det årlige utslippet i Norge på omlag 48,2 millioner tonn. Det anses som en rimelig antakelse at mottaksanlegget kan ta i mot 20 % av gassen som er i rørledningen. Hvis dette tas hensyn til, blir naturgass-utslippene redusert til 48.000 tonn for Kollsnes-alternativet og 62.000 tonn for Kårstø-alternativet. Dette utgjør henholdsvis 1,9% og 2,3% av de årlige norske utslippene av CO₂-ekvivalenter. Det understrekes imidlertid at sannsynligheten for rørledningsbrudd er svært liten.

8.2 Skipstransport

8.2.1 Resultater fra risikoanalyse av skytteltankere

I Åsgard-prosjektet er det utført en studie for å kartlegge risikoen for oljeutslipp fra skytteltanker som planlegges å frakte oljen fra feltene på Haltenbanken (Norne, Heidrun, Åsgard, Draugen og Njord). Bortsett fra for Norne- og Tampen-området i nordre Nordsjø, er det ikke utført egne studier for transportfasen for andre oljefelt på norsk sokkel. Dette gjelder også de siste feltutbyggingene på Haltenbanken.

Denne studien avgrensner seg til oljetransport fra Haltenbanken-området til området utenfor Statfjord /Gullfaks. Årsaken til dette er at miljøet i Haltenbanken området betraktes som mest sårbart. Dessuten legges det vekt på at det i søndre del av Nordsjøen er en svært omfattende skipstrafikk som skipene fra Haltenbanken kun representerer en liten andel av.

Med den antatte seilingsruten på strekningen fra Haltenbanken til Statfjord/Gullfaks-området, er sannsynligheten for grunnstøting eller kollisjon vurdert til å være svært liten. Dette skyldes retningslinjene skytteltankerene har for seiling langs Norskekysten, som betinger stor avstand til kysten samt en forholdsvis lav trafikktetthet i området. Risikoen for en større forurensningshendelse forårsaket av grunnstøting eller kollisjon er vurdert til å være neglisjerbar, da dobbeltskrog i de fleste tilfeller vil forhindre inntrengning i lagertankene. Likeledes har skytteltankerene på Haltenbanken seksjonerte lastetanker (typisk 18), noe som vil begrense utslippssomfanget ved en ulykke.

Ekspløsjoner og branner er vurdert til å ha et risikonivå på linje med kollisjonsrisikoen. Det er imidlertid vurdert som lite sannsynlig at en eventuell eksplosjon eller brann på tankeren skal føre til en større forurensningshendelse. Dette er basert på analyse av faktiske hendelser som viser at eksplosjoner oftest skjer i ballast-kondisjon med tomme lagertanker, og at det som har skjedd i mange av disse tilfellene er at tankluken er blåst opp. Ti prosent av eksplosjonene har statistisk et potensiale til å spre seg til flere tanker.

Sannsynlighet for skytteltankerulykker som medfører et betydelig oljeutslipp er liten ($2,6 \times 10^{-5}$) sammenlignet med forurensningsrisiko knyttet til drift av produksjonsbrønnene på installasjonene i området (se tabell 9.1), og er for Åsgard vel innenfor de etablerte akseptkriterier. Risikobildet for skytteltankertrafikken ansees som akseptabelt dersom anbefalte risikoreducerende tiltak gjennomføres.

8.2.2 Risikoreducerende tiltak

- Til tross for at risikoen for grunnstøting og kollisjon er vurdert til å være svært lav for seiling fra Haltenbanken til Statfjord/Gullfaks-området, bør det i forbindelse med kontrakts- og anbudsvaluering til seilingsruter, pålitelighet i fremdrifts- og styringsmaskineri og navigasjonssystemer, samt operasjonsprosedyrer og opplæring av mannskapet, gjennomgås med tanke på å gjøre risikoen for grunnstøting og kollisjon så lav som mulig.
- Det bør vurderes å opprette seilingskorridorer til og fra feltene, samt dedikerte "venteområder" for skytteltankerene, for ytterligere å redusere kollisjonsrisiko. Dette bør også vurderes i forhold til fiskeriaktivitetene (jfr.kap 7)
- Gjennomgangen av operasjonsprosedyrer og planer for opplæring/teining av mannskapet bør også gjennomføres med tanke på å redusere risikoen for branner og eksplosjoner på skytteltankerene.
- Tilgjengelige beredskapsressurser, f.eks. slepeassistanse ved et større maskinhavari, bør gjennomgås med tanke på responstid og kapasitet.
- Relatert til muligheten for at hydrokarboner kan trenge inn i ballasttanker, bør plasseringen av ventilasjonsutløp fra ballasttankene vurderes i forhold til mulige antennesskilder. Utluftningen bør være til område hvor det er liten

sannsynlighet for at en eventuell brennbar gassblanding fra ballasttankene kan antennes.

- Gassdeteksjon i ballasttankene bør også vurderes. I tråd med kost-nytte betraktninger gjort for Norne, anbefales et system for regelmessig manuell kontroll av atmosfæren i ballasttankene. Dette systemet må implementeres i operasjonsprosedyrer.

8.3 Akutt utslipp av olje

I dette kapittelet vurderes mulig konsekvenser av et akutt utslipp av olje/kondensat fra feltinstallasjonene for biologiske ressurser, naturvern, friluftsliv og turisme. For fire ulike utslippsscenarioer beskrives ulykkeshendelsene, oljedrift og skadepotensialet med hensyn til biologiske ressurser og næringsinteresser. For å vurdere miljøkonsekvensene er de mest sårbare ressursene identifisert, og det potensielle skadeomfanget er vurdert med hensyn til disse.

Som grunnlag for konsekvensvurdering for ressursene i influensområdet, ble oljedriftsmodellen OILMAP valgt for å beskrive oljedrift fra Åsgard. Konsekvenser for sjøfugl/sjøpattedyr er utredet av NINA (Norsk Institutt for Naturforskning) basert på analysesystemet SIMPACT. Resultatene fra denne analysen gav imidlertid mye lavere konsekvenser i kystnære områder enn forventet basert på tidligere analyser. NINA rekvirerte selv oljedriftsberegninger basert på modellen SLIKMAP som tidligere har vært brukt i SIMPACT beregninger. Analyser basert på denne oljedriftsmodellen gav resultater som avviker betydelig for sjøfugl i kystnære områder.

Denne rapporten er basert på oljedriftsberegninger utført med OILMAP. Det knytter seg imidlertid usikkerhet til resultatene fra oljedriftsmodellen som igjen fører til usikkerhet angående konklusjoner på konsekvensene for sjøfugl, sjøpattedyr og andre ressurser i kystnære områder.

Det må arbeides videre med å vurdere disse usikkerhetene, herunder vurdere både modeller for oljedrift og modell for beregning av skade på sjøfugl/sjøpattedyr.

8.3.1 Definisjon av ulykkeshendelser med vurdering av sannsynligheter

For å beskrive konsekvensene av akutte oljeutslipp fra Åsgard-feltene illustreres følgende utslippsscenarioer med forventet oljedrift :

- Scenario 1: Utblåsning fra en av brønnene med strømningsrate på ca. 2500 tonn/døgn ($3000 \text{ m}^3/\text{døgn}$), i 45 døgn (totalt ca. 113.000 tonn).
- Scenario 2: Utblåsning fra en av brønnene med strømningsrate på ca. 2500 tonn/døgn i 15 døgn (totalt ca. 38.000 tonn)
- Scenario 3: Havari av produksjonsskip med et momentanutslipp på ca. 60.000 tonn over 1 time
- Scenario 4: Utslipp av ca. 9600 tonn olje over 15 døgn (ca. 640 tonn/døgn)

Oljedriftsberegninger for scenariene 2 og 3 er vist i figur 8.1 og 8.2. Oljedrift for 45-døgns-scenariet er vist i figur 5.1 i kap.5.

I scenario 1 er varigheten av utslippet avgrenset til den tiden det tar for å bore en avlastningsbrønn, dvs. 45 døgn når det er en borerigg tilstede på feltet. Fire til fem år ut i driftsfasen vil det imidlertid ikke være en borerigg på feltet, og det kan dermed ta 80 døgn før en avlastningsbrønn er boret. Erfaringer viser imidlertid at det er svært sjelden at en utblåsning varer så lenge. Tabell 8.2 viser fordeling av varighet for oljeutblåsninger basert på historiske data. Ifølge tabellen er det bare 5% av utblåsningene som varer mer enn 30 døgn. Videre vil strømningsraten fra reservoaret være mindre jo lenger ut i driftsfasen en utblåsning skjer. Basert på dette er 45 døgn-scenariet valgt for å illustrere en langvarig utblåsning både i bore- og driftsfasen.

| Type hendelse | Sannsynlighet |
|--------------------------------|-----------------------|
| Utblåsning (borefasen) | 9×10^{-4} |
| Utblåsning (driftsfasen) | $15,8 \times 10^{-4}$ |
| Rørledningsbrudd (feltinterne) | 303×10^{-4} |
| Ulykker på produksjonsskip | 20×10^{-4} |
| Ulykker med skytteltanker | $0,26 \times 10^{-4}$ |

Tabell 8.1 Sannsynlighet for oljeutslipp over 50 tonn

Tabell 8.1 viser sannsynligheten for at uhellshendelser skal medføre utslipp av olje over 50 tonn. Når det i tabellen står rørledningsbrudd, menes brudd på de oljeførende rørledningene mellom gassenteret og produksjonsskipet eller brønnstrømsrørledningene fra Smørbukk Sør. Maksimal oljemengde som slippes ut ved et brudd er henholdsvis 450 tonn og 115 tonn.

8.3.2 Forvitring av olje

Ved et akutt oljeutslipp kan olje komme på sjøen

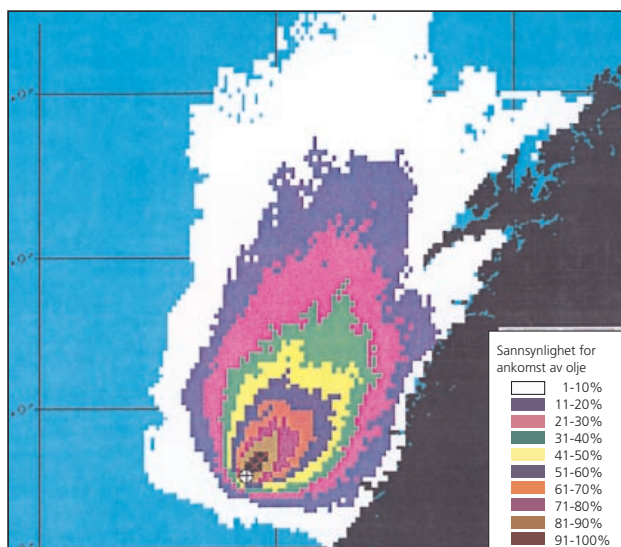
enten direkte til overflaten (eks. skipshavari) eller fra havbunnen (eks. utblåsning fra brønnhodet). Oljen påvirkes ulikt ved en undervannsutblåsning kontra et utslipp til overflaten. En viktig forskjell er at et undervannsutslipp medfører forholdsvis høy nedblanding av olje i vannmassene og forholdsvis lav fordampning.

Etterhvert som oljen sprer seg utover vannet, vil det raskt skje en fordampning av de letteste oljekomponentene, som ofte er mer giftige enn tyngre komponenter. Den gjenværende oljen får deretter høyere tetthet og viskositet (seighet). I tillegg til fordampningsprosessen er det nedblandingen, forårsaket av brytende bølger og turbulens i de øverste vannlagene, som bidrar sterkest til å redusere oljemengden på havoverflaten

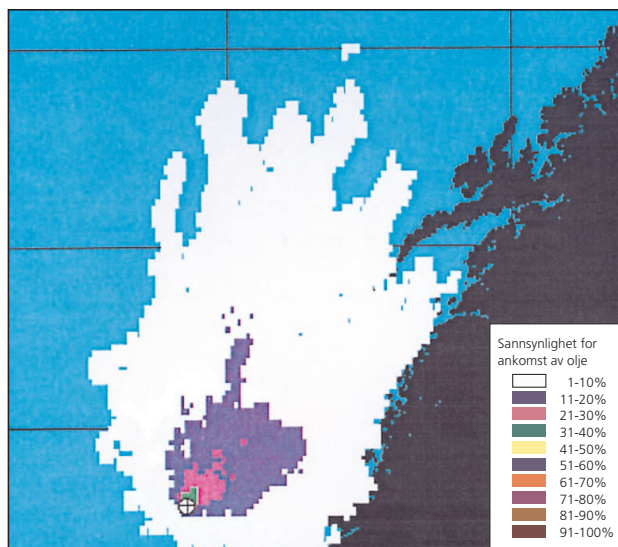
Opptak av vann i oljeflaket (vann-i-olje emulsjon/"mousse"-dannelse) er den viktigste forvitningsprosessen som gjør at råoljen blir bestandig på vannoverflaten. Emulsjonsdannelsen forsinker både fordampningen og nedblandingen. I tillegg til de nevnte fysiske forvitningsprosessene, vil det også skje en naturlig biologisk nedbryting av oljeflaket ved at mikroorganismer utnytter oljen som næring.

8.3.3 Drivbaneberegninger

Drivbaneberegninger er utført for de fire utslippsscenariene for sommer- (april-sept.) og vinterhalvåret (okt.-mars). Beregningene illustrerer oljedrift og resultatene benyttes for å avgrense influensområdet for akutte oljeutslipp (figur 5.1 i kap.5), og for å vurdere potensielt skadeomfang på sårbare ressurser i dette området. For hvert av utslippsscenariene er det utført 200 simuleringer pr. sesong med en følgetid på 15 døgn.



Figur 8.1 Oljedrift ved 15-døgn scenariet (scenarier 2)



Figur 8.2 Oljedrift ved skipshavari (scenarier 3)

| Fordeling over varighet | ≤ 1 time | 1 time - 2 døgn | 3 d - 15 d | 16 d - 30 d | >30 d |
|-------------------------|----------|-----------------|------------|-------------|-------|
| Oljeutblåsninger | 25 % | 40 % | 25 % | 5 % | 5 % |

Tabell 8.2 Fordeling av varighet av oljeutblåsninger

Med hensyn til miljøkonsekvenser er oljen fra Smørbukk vurdert å være verst da denne er mest bestandig, og oljedriftsberegningene for momentanutslipp er basert på olje fra dette feltet. Utslippsraten er imidlertid vurdert å kunne bli høyest på Smørbukk Sør-feltet, og utblåsningsscenariene er derfor basert på oljetype og rater fra dette feltet.

Sannsynligheten for stranding er størst ved Vikna, Vega, langs midtre del av Helgelandskysten, ved Træna og ved Røst.

Tabell 8.3 og 8.4 viser treffsannsynligheter og drivtider for 45-døgns-scenariet for lokalitetene Vikna, Vega, Lovund og Røst, hvor det forventes at skadepotensialet i enkelte perioder kan bli stort ved tilsøling. Det understrekes at resultatene ikke inkluderer oljevernberedskap eller mikrobiell nedbryting som begge vil redusere oljemengden på sjøen. Resultatene ansees derfor å være overestimert i forhold til en reell utslippsituasjon. En oljevernaksjon vil kunne samle opp bortimot 60-80% av olje i sommersesongen, og 20-30% i vintersesongen.

Drivtiden er i liten grad avhengig av strømningsrater og varighet. Drivtiden varierer i motsetning til spredning og treffsannsynlighet, lite mellom utslipps scenariene. Scenario 1 og 2 har størst sannsynlighet for stranding. Betydningen av utslippsvarigheten er spesielt merkbar når en sammenlikner scenario 3 med scenario 4. Skadepotensialet er betydelig større for de lengste utslippene (15 døgn), selv om utslippsmengdene her er kun 1/6 av momentanutslippet (1 time).

8.4 Sårbarhet og konsekvenser for biologiske ressurser

Vurdering av sårbarhet kan gjøres på individ- eller bestandnivå. På individnivå vil generelt sett plankton, fiskeyngel, sjøfugl, nyfødte selunger og oter være sårbare for oljesøl. Individuell sårbarhet er imidlertid i miljørammen mindre relevant enn sårbarhet på bestandnivå, ettersom alle forekomster av biologiske ressurser har en evne til å kunne restitueres. Individuell sårbarhet vil være viktig dersom dyrevernspespektet skal vurderes

En bestand vil først kunne trues ved høy dødelighet hvis den respektive art samtidig er særpreget av en lang restitusjonstid; noe som gjelder en rekke sjøfugl og sjøpattedyr. De mest alvorlige miljøskadene er forventet å inntreffe ved skade på den reproduktive delen av bestanden.

8.4.1 De frie vannmasser

Vannopløseligheten bidrar minimalt til reduksjon av mengde olje fra havoverflaten. De vannløselige fraksjonene av hydrokarboner vies allikevel stor oppmerksomhet, da den antas å kunne gi akutte skadevirkninger på livet i vannmassene under et oljeflak.

Potensialet for akutt giftighet er i hovedsak knyttet til de lettere hydrokarbonene i fersk, flytende olje. Etter noen dagers drift er det lite sannsynlig at vannmassene under flaket vil inneha giftige konsentrasjoner av hydrokarboner. Det er derfor valgt å konsentrere oppmerksomheten om de områder som vil kunne bli direkte berørt av olje som har drevet i mindre enn seks døgn, vist i figur 8.3. Dette er vurdert å være konservativt med hensyn til skadelige konsentrasjoner av hydrokarboner i vannmassene. Det understrekes at området er basert på statistikk, og at et oljeutslipp kun vil ha potensiale til å berøre en svært begrenset del av det illustrerte området.

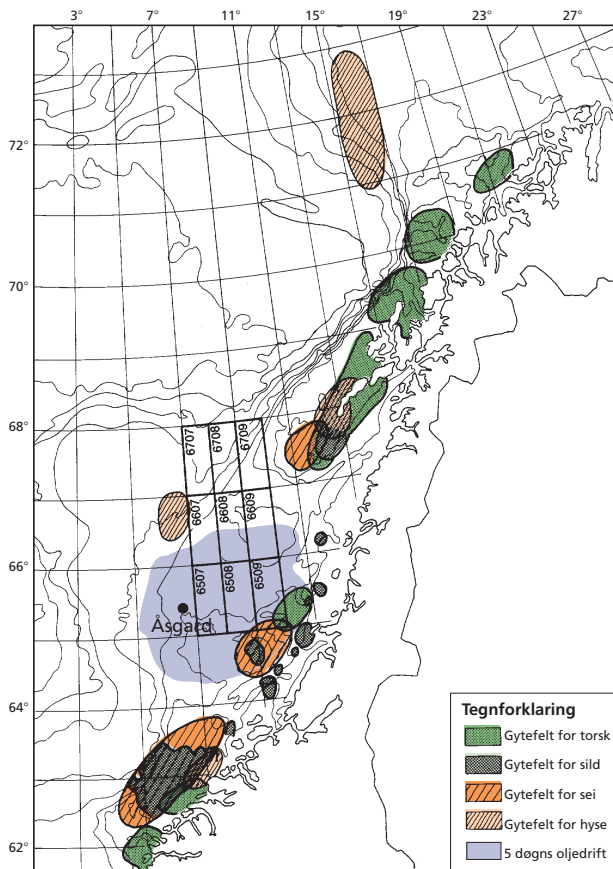
| Treffsannsynlighet (%) for sommer/vinter | Froan | Vikna | Vega | Lovund | Røst |
|--|-------|-------|-------|--------|-------|
| Scenario 1: 2500 tonn/d, 45 d | 3/<1 | 18/40 | 23/37 | 9/13 | 32/35 |
| Scenario 2 : 2500 tonn/d, 15 d | - | 10/21 | 9/20 | 6/11 | 12/13 |
| Scenario 3 : 60 000 tonn/t, 1t | - | 4/4 | 2/3 | 3/2 | 5/1 |
| Scenario 4 : 640 tonn/d 15 d | - | 6/10 | 4/14 | 5/7 | 12/10 |

Tabell 8.3 Resultater fra oljedriftsberegningene; treffsannsynlighet.

| Drivtid (døgn) for sommer/vinter | Froan | Vikna | Vega | Lovund | Røst |
|----------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Scenario 1 : 2500 tonn/d, 45 d | 42/10* | 15/10 | 18/11 | 25/15 | 27/18 |
| Scenario 2 : 2500 tonn/d, 15 d | - | 16/9 | 17/11 | 17/11 | 20/15 |
| Scenario 3 : 60 000 tonn/t, 1t | - | 20/15* | 27/17* | 21/14* | 23/23* |
| Scenario 4 : 640 tonn/d, 15 d | - | 14/8 | 17/12* | 17/12 | 19/13 |

* For de tilfellene hvor treffsannsynligheten er lav < 5%, er det knyttet store usikkerheter til drivtiden.

Tabell 8.4. Resultater fra oljedriftsberegningene; gjennomsnittlig drivtid.



Figur 8.3 Avgrensning av influensområdet for olje etter 5 døgns drift, (jfr. viktige gytefelt)

Plankton

Generelt kan populasjoner av plankton betraktes som mindre sårbare overfor olje pga. vid utbredelse og rask generasjonstid. Direkte effekter etter et oljeutslipp er vurdert å kun være av forbigående karakter begrenset til de områder som berøres av olje de fem første døgnet.

Fisk

Voksen fisk har et velutviklet sanseapparat og kan sannsynligvis lukte hydrokarboner og dermed aktivt unngå olje. I tillegg beskytter slimlaget fisken ved at oljen vanskelig festes til skinnet. De tidligste utviklingsstadiene med egg og larver (< 2 cm) som passivt driver med vannmassene, er mest sårbare ved eksponering. Effektene etter et oljesøl bestemmes av nedblanding og fortynning av skadelige konsentrasjoner av hydrokarboner, egg og larvers oppholdstid i de forurensede vannmassene, fiskens livsstadium og artens sårbarhet for hydrokarboner.

Spesielt er nyklekkede larver av sei vurdert å være sårbare ved kontakt med olje. Seien gyter imidlertid på 100-200 meters dyp, og med pelagiske larver er det lite sannsynlig at disse tidlige stadiene vil kunne bli eksponert for skadelige konsentrasjoner av hydrokarboner. Det samme gjelder for sild, som i tillegg har vist seg å ha lav sensitivitet for olje. Sildelarvene tåler tilsynelatende bra de konsentrasjonene av hydrokarboner som normalt vil kunne forekomme under et oljeflak. Hovedgytingen av torsk foregår langt nord i

influensområdet. Drivtiden er opptil flere uker og oljen forventes da å ha lavt skadepotensial for fiskeegg og larver.

Fiskebestandene har generelt stor geografisk spredning, slik at selv et stort oljeutslipp ikke vil ha potensiale til å ramme mer enn en forholdsvis begrenset fraksjon av en enkelt årsklasse på et meget tidlig utviklingsstadium. Havforskningsinstituttet konkluderer i HELP-programmet (Havforskningsinstituttets egg- og larveprogram 1985-1991) at en reduksjon av sei-egg gytt i kystnære farvann (stedvis 10-50% dødelighet) som følge av et oljeutslipp, kun vil ramme en liten del av den totale populasjonen da hovedgytingen finner sted langt til havs.

8.4.2 Havoverflaten

Mengden gjenværende olje på havoverflaten ved drift bestemmes i stor grad av de rådende værforholdene.

Da de mest akutt giftige oljekomponentene fordamper raskt, er de potensielle skade-effektene her først og fremst knyttet til tilsøling av fugl og pattedyr som oppholder seg i havoverflaten. Tilsølingseffektene vil kunne bli størst når oljen er fersk, har lav viskositet og hvor flaket er stort og sammenhengende.

Sjøfugl

I det følgende beskrives sårbarhet og konsekvenser for sjøfugl i åpent hav. Konsekvenser for sjøfugl langs kysten beskrives senere i kapittel 8.4.4.

For å gjøre konsekvensvurderingene mer oversiktelige er de ulike sjøfuglartene gruppert etter hvor og på hvilken måte de skaffer seg næring. Disse forholdene betyr mye for deres sårbarhet for olje. I denne sammenheng skiller det mellom arter som beiter i åpent hav (pelagiske arter), og de som henter næring i kystnære farvann. I tillegg skiller det mellom arter som dykker og de som beiter i overflaten. Grupperingen resulterer i fire ulike adferdbetingede grupper; pelagiske dykkende sjøfugl, pelagisk overflatebeitende sjøfugl, kystbundne dykkende sjøfugl og kystbundne overflatebeitende sjøfugl. Da alle pelagisk dykkende sjøfugl i influensområdet er alkefugler, omtales denne gruppen heretter som pelagiske alkefugler. I tabell 8.5 gis en oversikt over hvilke arter hver av disse gruppene dekker i de ulike sesongene.

Akutt dødelighet etter et oljesøl er først og fremst knyttet til tilsøling av fjærdrakten med påfølgende varmetap. Historisk sett har oljesøl først og fremst rammet dykkende sjøfugler. Disse fuglene tilbringer det meste av tiden på eller under havoverflaten, og har derfor mindre sjanse til å oppdage et oljesøl enn individer av arter som tilbringer mye tid på vingene under næringsøk.

For å vurdere konsekvensene et akutt utslipp av olje kan få for sjøfugler, er det benyttet et analyseverktøy, SIMPACT, som er utviklet av NINA. SIMPACT beregner relative verdier

(konsekvensindekser) for direkte konsekvenser av et oljesøl ved å koble oljedriftsimuleringer til ressursenes fordeling innenfor influensområdet og deres sårbarhetsindekser. Erfaringer fra tidligere hendelser danner utgangspunkt for å avgrense følgende konsekvenskategorier med hensyn til konsekvensindeksen:

- Store konsekvenser: Det forventes en synlig nedgang i bestandene (over 25%) hvor restitusjonstiden er mer enn 10 år
- Middels store konsekvenser: Skadene kan spores i bestandene, og restitusjonstiden er 5-10 år
- Små konsekvenser: Skadeomfanget er så lite at det vanskelig lar seg skille fra naturlige variasjoner i bestandene, og restitusjonstiden er 2-5 år
- Ingen eller ubetydelige konsekvenser: Det forventes at kun et begrenset antall fugl vil bli drept, og at skadeomfanget er så lite at det ikke vil ha betydning for bestandene

Basert på bruk av oljedriftsmodellen OILMAP, gir SIMPACT-analysene følgende skadebilde på sjøfugl og sjøpattedyr.

For sjøfugl er konsekvensene vurdert å bli størst for pelagiske sjøfugl i alle sesonger (hekking, myting og overvintring). På åpent hav er risikoen først og fremst knyttet til Haltenbanken og havområdene utenfor Røst og Lofoten.

For en utblåsning som varer i 45-døgn er konsekvensene i disse havområdene vurdert å bli store, med synlig nedgang i bestandene, for hekkende og mytende alkefugler nær utslippsstedet og utenfor Røst og Lofoten. Dette er bestander som i lengre tid har vært utsatt for en alvorlig bestandsnedgang, og som derfor er svært sårbare for ytterligere reduksjoner. I nærheten av utslippstedet kan et utslipp ramme hekkfugler fra

Runde, først og fremst lomvi som i noen år kan trekke dit med ungene etter at de forlater kolonien.

For overflatebeitende sjøfugl vil konsekvensene bli store i vintersesongen, med en synlig nedgang i bestandene. Selv om stor dødelighet må forventes vil et utslipp neppe få varige konsekvenser for bestandene. Mindre konsekvenser hvor skadeomfanget er så lite at det vanskelig lar seg skille fra naturlige variasjoner i bestandene, er forventet for overvintrende alkefugl utenfor Røst og Lofoten, overflatebeitende sjøfugl på næringssøk fra Røst og Værøy i hekkesesongen og mytende ærfugl ved Vega.

For et tilsvarende utslipp med kortere varighet (utblåsning i 15 døgn) er konsekvensene i havområdene på Haltenbanken og utenfor Røst og Lofoten vurdert å bli størst for overvintrende overflatebeitende sjøfugl, hvor skadene kan spores i bestandene. Mindre skader er forventet om sommeren, hvor mytende og hekkende alkefugl er mest utsatt. Skadeomfanget er her vurdert å være så lite at det vanskelig lar seg skille fra naturlige variasjoner i bestandene. Det kan imidlertid ikke utelukkes at et utslipp som i særlig grad rammer Røst og havområdene rundt føre til en alvorlig bestandsnedgang for pelagiske alkefugler.

Hval

Det er relativt få dokumenterte eksempler på at sjøpattedyr er blitt skadet eller drept av oljesøl. Hvalene antas å være lite utsatt for oljesøl fordi de stort sett oppholder seg i åpne farvann og fordi varmeisolasjonen skjer ved hjelp av et tykt spekklag. I tillegg opptrer hvalene (bortsett fra spekkhogger) sjelden i tette flokker og det forventes at kun få individ vil kunne bli berørt av et enkelt søl.

| Adferdsbetinget sjøfuglgruppe | Hekkesesong | Mytesesong | Vintersesong |
|-----------------------------------|--|----------------|---|
| Pelagiske: - alkefugler | Lomvi, Alke, Lunde | Lomvi, Alke | Lomvi, Alke, Lunde Polarlomvi, Alkekonge |
| - overflatebeitende | Havhest, Havsule, Sildemåke, Krykkje | | Havhest, Krykkje |
| Kystbundne: - dykkende | Storskarv, Toppskarv, Smålom, Ærfugl, Siland, Teist | Ærfugl, Siland | Storskarv, Toppskarv, Islom, Gulneblom, Ærfugl, Praktærfugl, Siland, Teist, Havelle, Sjøorre, Svartand |
| - overflatebeitende | Stokkand, Gråmåke, Svartbak, Grågåås, Gravand, Tyvjo, Fiskemåke, Makrellterne, Rødnebbterne | | Stokkand, Gråmåke, Svartbak |

Tabell 8.5 Inndeling av sjøfugl i ulike adferdsbetingede grupper

Erfaringer har vist at spekkhoggere er mest sårbare ved oljeforurensning. Dette skyldes antakelig at de er utpregede flokkdyr. Spekkhoggere kan forekomme i influensområdet om vinteren (oktober-januar). Omlag 40-60% av den norske bestanden oppholder seg i Tysfjorden/Ofotfjorden i denne perioden. Drivtiden hit er imidlertid lang, og det forventes at den forvitrede oljen vil ha et lavt skadepotensiale for hval. I tillegg er sannsynligheten for treff av dette området svært lav (< 5%). Eventuelle skader på hval ved et oljeutslipp fra Åsgard vil være begrenset til enkelt individer som streifer nær utslippspunktet.

8.4.3 Havbunnen

Aktivitetene på Åsgard foregår på vanddyp større enn 250 meter. Et utslipp i relativt rolig vær vil ventelig ikke influere på bunndyrssamfunnet da lite hydrokarboner forventes å nå bunnen. Dersom tidspunktet for utslippet faller sammen med dårlig vær og i tillegg faller sammen med perioder med høyt partikkelinnhold i vannmassene (stor primær- og sekundærproduksjon), kan deler av oljen bindes til partiklene og fraktes til bunnen. Imidlertid finnes det ingen strand i nærheten som kan gi en "oppstuings effekt". Nedslagsfeltet vil derfor bli stort og konsentrasjonene lave. Dessuten vil det store vanddypet også gi en økt spredning, samtidig som transporttiden vil øke nedbrytingen av de ulike komponentene.

Ved et overflateutslipp vil det sannsynligvis ikke kunne spores noen negativ effekt på bunndyrsamfunn i området. Et utslipp ved bunnen vil imidlertid ventelig gi en lokal effekt, delvis grunnet fysisk endring av sedimentet og delvis grunnet nedslag av hydrokarboner.

8.4.4 Strandsonen

Botaniske lokaliteter

Strandens naturlige evne til selvrensing er avhengig av biologiske nedbrytningsprosesser og fysiske prosesser som nedbør- og bølgeenergi, samt fordampning. Bølgeenergien utgjør den viktigste faktoren. Bløtbunnsfjæra vurderes som meget sårbar overfor oljesøl og skadevirkningene knyttes ofte til akkumulering av olje i sediment og organismer.

Det er forventet at olje som kan strande fra et akutt utslipp fra Åsgard, vil være svært forvitret etter flere døgn drivtid, og at skadene i strandsonen i stor grad vil skyldes tildekkings effekter ("kvelning"). Sekundære effekter av omfattende plantedød, som f.eks erosjon, kan være særlig tydelig på strandenger hvor selve plantedekket har en strukturerende effekt på substratet.

Basert på drivbaneberegningene er treffsannsynligheten ved en utblåsning over 45 døgn på Åsgard størst langs midtre del av Helgelandskysten nord for Vega med Herøy og Lurøy. Treffsannsynligheten er størst om vinteren med oppimot 25 % i den ytre kystsonen. For mindre utslipp er treffsannsynligheten lav; mindre enn 5% om sommeren.

Flere av de høyest verdsatte strandene i Midt-Norge er lokalisert i indre kyst- og fjordområder og er dermed beskyttet mot oljeutslipp til havs. I ytre kystsonen er risikoen først og fremst knyttet til Sandvær/Risvær og Lånan som er vist i figur 5.6 i kap. 5. I tillegg er det registrert 35 lokaliteter med regional verneinteresse knyttet til strandengbiotopen i midtre/ytre kystregion.

Restitusjonstiden for flerårige planter vil være kort da plantene kan danne nye skudd når oljen fjernes. For ettårige planter kan restitusjonstiden bli to til tre sesonger ved tildekking av begrensede områder. Ved tildekking av store områder kan restitusjonstiden bli lenger da reetableringen vil avhenge av tilførsel av frø fra områder som ikke er tildekket av olje.

Anadrom laksefisk

Siden de anadrome fiskeslagene gyter i ferskvann, kan de yngste stadiene i fiskens liv ikke bli utsatt for forurensning fra oljevirkning til havs. Mest sårbar er laksefisk når den som smolt vandrer fra elva og ut i sjøen. Dette skjer om våren. I smoltstadiet er fisken svært følsom for stress og spesielt mottakelige for sykdom slik at en vil forvente skadeeffekter ved tilsøling med olje. Det er imidlertid få elver med anadrom laksefisk som munner ut på ubeskyttede lokaliteter i ytre kyst-avsnitt. Drivtiden til land er i tillegg lang, og det vil dermed ikke være skadelige konsentrasjoner av løste oljefraksjoner under oljeflaket. Et eventuelt akutt utslipp av olje på Åsgard forventes dermed ikke å medføre konsekvenser av betydning for anadrom laksefisk.

Sjøfugl

Konsekvensene for sjøfugl er vurdert å bli størst for pelagiske sjøfugl i alle sesonger (hekkning, myting og overvintring, (se forøvrig kapittel 8.4.2 om sjøfugl i åpent hav)). Langs kysten gjelder dette spesielt pelagiske alkefugl som hekker ved Røst og Værøy.

For 45-døgn scenariet er konsekvensene vurdert å bli store for hekkende alkefugl ved Røst og Værøy og det forventes en synlig nedgang i bestandene. Sannsynligheten for treff av Røst om sommeren er oppimot 32% for et dette utslippsscenarioet (se tabell 8.3).

For kystbundne sjøfugl forventes det ingen eller helt ubetydelige konsekvenser i hekke- og myteperioden. Størst risiko er knyttet til Helgelandskysten med Vega som det viktigste området, samt hekkebestander på Røst. Skadene kan bli større om vinteren hvor risikoen er knyttet til kystbundne dykkende sjøfugl langs Helgelandskysten fra Brønnøysund til Herøy/Dønna, og i Røst-Lofotenområdet. Skadeomfanget er allikevel forventet å bli så lite at det vanskelig kan skilles fra naturlige variasjoner i bestandene.

For et tilsvarende utslipp med kortere varighet (utblåsning i 15 døgn), er konsekvensene langs kysten vurdert å bli fra små til ubetydelige for alle

kategorier og sesonger. Størst risiko er knyttet til pelagiske alkefugl som hekker på Røst og Værøy. Skadeomfanget er imidlertid forventet å bli så lite at det vanskelig kan skilles fra naturlige variasjoner i bestandene.

Konsekvensene for sjøfugl av en utblåsning over 15 døgn og over 45 døgn er oppsummert i tabell 8.6 og 8.7.

Sel og oter

Det er relativt få dokumenterte eksempler på at sjøpattedyr er blitt skadet eller drept av oljesøl. Olje kan imidlertid gi irritasjon og sårddannelser, noe som er påvist hos flere selarter.

Det er antatt at sårbarheten er størst for selunger. Nyfødte selunger har et mindre utviklet spekklag enn voksne, og havert-ungene er avhengige av fødselspelsen for å hindre varmetap. Et større oljeutslipp i kasteperioden kan dermed føre til omfattende dødelighet blant nyfødte selunger. De viktigste områdene både for havert og steinkobbe er de som benyttes i hårfellings- og kasteperioden. I disse periodene vil begge artene tilbringe relativt mye tid på land og ofte vandre mellom land og sjø, noe som øker sjansene for oljeeksponering.

De viktigste områdene innen influensområdet er Froan, Grogna, Melstein, Brønnøy, Kvernstein, Vega, Floholman, Valvær/Myken og Tromsø for havert, og Froan, Tarva, Ofstadsjøen, Røst, Stø og Nordmela for steinkobbe. Generelt vil selartene være mindre utsatt for oljesøl enn mange sjøfugler i området. Ved en utblåsning i 45 døgn må en imidlertid forvente en viss dødelighet både for havert og steinkobbe.

Oter har en varmeisolerende pels, og enkeltindivider regnes derfor som sårbare for oljesøl på samme måte som sjøfugl. Oterens sosiale adferd tilsier at den sjelden opptrer i store og tette ansamlinger. Langs Midt-Norge hvor bestanden er sammenhengende, vil begrensede oljesøl neppe redusere oterbestanden på lengre sikt. Dersom bestanden reduseres lokalt, vil det trolig skje en innvandring fra omkringliggende områder.

8.5 Konsekvenser for naturvern-områder

I influensområdet er det en rekke områder som er vernet i etter naturvernloven. De fleste naturvernede områdene langs kysten av influensområdet er vernet som viktige sjøfuglområder eller botaniske områder. I tillegg foreligger forslag om vern av

| Konsekvens kategori | Sjøfugl | Sesong | Viktigste område |
|---------------------|-----------------------------|-----------------------|--|
| Middels store | Pelagiske overflatebeitende | - Overvintring | - Haltenbanken og havområdene utenfor Røst og Lofoten |
| Små | Pelagiske alkefugl | - Hekking - Myting | - Røst og Værøy - Havområdene nær utslippsstedet, utenfor Røst - Haltenbanken og havområdene utenfor Røst og Lofoten |

Tabell 8.6 Oppsummering av konsekvenser for sjøfugl ved en utblåsning i 15 døgn

| Konsekvens kategori | Sjøfugl | Sesong | Viktigste område |
|---------------------|---|---|---|
| Store | - Pelagisk alkefugl - Pelagisk overflatebeitende | - Hekking - Myting - Overvintring | - Overvintring- Røst og Værøy - Haltenbanken og havområdene utenfor Røst og Lofoten (lomvi) - Haltenbanken og havområdene utenfor Røst og Lofoten |
| Middels store | Pelagiske alkefugl | - Hekking | - Havområdene nær utslippsstedet, og utenfor Røst |
| Små | - Pelagiske alkefugl - Pelagisk overflatebeitende - Kystbundne dykkende | - Overvintring - Hekking - Overvintring | - Havområdene utenfor Røst og Lofoten - Åpent hav og Røst og Værøy - Helgelandskysten fra Brønnøysund til Herøy/Dønna og i Røst-Lofoten området |

Tabell 8.7 Oppsummering av konsekvenser for sjøfugl ved en utblåsning i 45 døgn

marine områder. Dette er omtalt i kapittel 5.8. Konsekvenser for disse ressursene er allerede beskrevet i kapittel 8.4. I enkelte tilfeller er det likevel naturlig at ressurser som befinner seg innenfor vernede områder tillegges større verdi enn om de betraktes isolert. Dette gjelder imidlertid bare når et område er vernet fordi det er ansett som spesielt representativt for en bestemt naturtype.

Verdien av naturvernområdene vil bli tatt hensyn til i beredskapsplanleggingen. Statoil har under utarbeidelse et kartverktøy som skal sikre at verdsetting av biologiske ressurser/ og prioritering med hensyn til beredskapsiltak blir lik for de enkelte kommuner og fylker.

8.6 Konsekvenser for næringsinteresser ved akutt utslipp av olje

I dette kapittelet vurderes konsekvensene for turisme, friluftsliv, fiskerne og oppdrettsnæringen.

8.6.1 Konsekvenser for turisme og friluftsliv

Beskrivelse av turistnæringen i influensområdet
Reiseliv og turisme langs kysten av Nord-Trøndelag og Nordland er bygd opp om de samme aktivitetene som friluftsliv, samt om særlige attraksjoner som sjøfugl, hval (safari), fritidsfiske, kystsamfunn og uberørt og vakker natur. (Beskrivelse av friluftsområder er gitt i kap. 5.8.). En stor andel av overnattingstedene er lokalisert nært sjøen og har båtleie som en del av reiselivstilbudet. Turer og opphold i fjæra og på kaikanten kombinert med fiske, utgjør kjerneaktiviteter for turistene på disse overnattingstedene.

De viktigste områdene for reiselivsnæringen i influensområdet til Åsgard er utvilsomt Lofoten og Vesterålen, der rorbuer og sjøhus utgjør en sentral del av overnattingstilbudet.

For hele Nordland viser grove estimater en omsetning på 2,7 mrd. kr i 1992. Tilsvarende totaltall for reiselivs-/turistbasert omsetning og sysselsetting i Trøndelagsfylkene mangler. De samlede reisevaluta inntekter i Norge var i følge Norges Bank i overkant av 12 milliarder kroner. Foreløpig er det forholdsvis begrenset reiselivsvirkosomhet i de 6 kystkommunene i Nord-Trøndelag som inngår i Åsgards influensområde. Utvikling av reiseliv/turisme i disse kystkommunene er imidlertid et prioritert satsingsfelt i Nord-Trøndelag.

Utviklingen av reiselivsnæringen i Nord-Trøndelag og Nordland samsvarer med hovedtrendene innenfor internasjonalt og norsk reiseliv, som går i retning av økt individuell trafikk, økt etterspørsel etter aktiv ferie, livsstilbaserte opplevelser og grønn naturbasert turisme.

Konsekvenser for turisme og friluftsliv

Konsekvensene for friluftsliv og turisme av at olje strander ved kysten av Nord-Trøndelag og

Nordland, vil avhenge av i hvor stor grad strandsonen blir tilsølt, hvor lenge forurensingssituasjonen varer og hvilket omfang det er på friluftslivs- og turistaktivitetene på det aktuelle stedet i den aktuelle tidsperioden. I tillegg til denne direkte og umiddelbare virkningen av en oljestranding, kommer eventuelle virkninger av medieomtale av oljeforurensingen på etterspørselen etter turistreiser til kystområdet. Lokalsamfunnene ved kysten kan således bli rammet av en oljestranding både ved at de kystnære friluftsområder blir uegnet for egne rekreasjonsaktiviteter, og ved at turister utelir. Dette kan gi et direkte økonomisk tap for virksomheter med omsetning knyttet til reiseliv.

Et tilnærmet verst tenkelig tilfelle for friluftsliv og turisme vil være stranding av store mengder olje på kysten av Lofoten på forsommeren. Sannsynligheten for stranding av olje ved en utblåsing over 45 døgn, er for de fleste steder i Lofoten mindre enn 10% i sommersesongen. Effekten av beredskap er da ikke inkludert.

Når det gjelder konsekvensene for helgetrafikk og turisttrafikk, foreligger ikke erfaringstall som gir klare indikasjoner om hvor stort frafall av turister det vil bli. Det synes sannsynlig at en overveiende del av turistbesøk og utfartsbaserte helgebekesøk vil falle bort siden hovedattraksjonen er tilsølt. Dette verst tenkelige tilfellet vil dermed kunne ha betydelige konsekvenser lokalt. Det er imidlertid rimelig å anta at noe av denne trafikken vil fordele seg til andre steder i regionen/fylket som ikke er direkte berørt av oljen. Den store betydningen av kjente turistmagneter som Polarsirkelen, Lofoten og Nordkapp vil medvirke til at store regionale ringvirkninger ikke kan forventes.

8.6.2 Konsekvenser for fiskeriene

Ressursgrunnlaget

Konsekvenser for marint liv av akutte utslipp er vurdert i kapittel 8.4.

Selv om et akutt oljesøl i perioder med fiskeegg og -larver i området lokalt kan medføre dødelighet hos disse, ventes ikke virkningene å være av et slik omfang at det påvirker rekrutteringen til fiskebestandene. Bestanden av sei regnes som mest utsatt, men fordi bare en begrenset andel av den totale seibestanden gyter i de enkelte gyteområdene, ventes ikke rekrutteringen til totalbestanden å bli vesentlig påvirket.

Fiskeriaktiviteten

Skadevirkninger for fiskeriene av et eventuelt akutt utslipp av olje på Åsgard vil avhenge både av sølets størrelse, varighet og drift, og når på året sølet skjer. Avhengig av oljens drift kan oljepåvirkningen av et område variere fra noen få dager til nærmest kontinuerlig påvirkning gjennom hele utslippsperioden.

De oljedriftberegningene som er gjennomført for Åsgard viser at viktige områder for fiske med både line, garn og trål kan bli berørt av et

eventuelt akutt utslipp. For alle utslippsscenarioene kan de meget viktige linefeltene og viktige garnfeltene i nærområdet til Åsgard bli berørt allerede få timer etter at utslippet har funnet sted. De viktigste fiskeriene her foregår i månedene februar-mars og oktober-november.

Et akutt utslipp kan videre berøre kyststrekningen fra Trøndelag til Troms. Minste drivtid til land er 5-6 døgn for alle utslippsscenarioene. Utenfor Nordland drives det et typisk kystfiske med sjarker (25 - 45 fot) hele året. Denne flåten har få alternative driftsmuligheter. For en utblåsning med 15 døgn varighet, er sannsynligheten for at fiskefeltene blir berørt opptil 30% i vinterhalvåret og 20% i sommerhalvåret. For øvrige scenarier varierer sannsynligheten i vinterhalvåret fra 10% til 50%, med høyest sannsynlighet for et langvarig kontinuerlig utslipp og lavest sannsynlighet for et stort momentanutslipp.

I Lofoten og Vesterålen finner vi noen av de mest fiskeri-intensive fiskefeltene på norsk sokkel, dvs. fiskefeltene fra Trænadjupet ut til Eggakanten og nordover til Troms II. Langs kysten foregår det i tillegg til de store sesongfiskeriene, som Lofotfisket og vinterfisket utenfor Vesterålen, et meget variert og omfattende fiske gjennom hele året med deltagelse av både kystfiske- og havgående fartøyer. For en 15-døgns utblåsning er minste drivtid til Lofoten omlag to uker, med en sannsynlighet mindre enn 10% for at fiskefeltene skal bli berørt i vinterhalvåret. For scenariet med et kontinuerlig utslipp over 45 døgn er det opptil 30% sannsynlighet for at Lofoten skal bli berørt av et oljesøl. For de øvrige scenarioene er sannsynligheten på samme nivå som for 15 døgns utblåsning. Effekten av oljevnerberedskap er ikke innkludert i disse vurderingene.

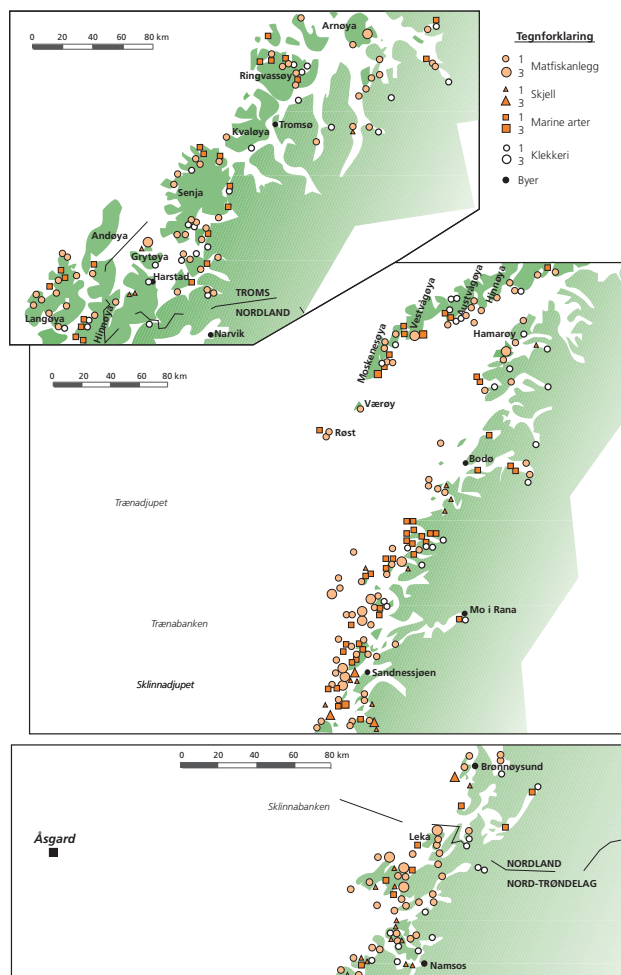
De store sesongfiskeriene har deltagelse fra hele kysten. Et akutt olje utslipp som faller sammen med noen av disse fiskeriene vil være svært uheldig for fiskeriene. Dette skyldes både de direkte konsekvensene av oljesølet i form av midlertidig stans i fisket og reduserte inntekter, og at det i en slik situasjon kan komme reaksjoner i markedet i form av redusert omsetning av fisk. Slike virkninger vil ikke bare berøre fiskeflåten, men også fiskeindustrien på land.

I tillegg til virkninger i form av fangsttap og markedsmessige reaksjoner, kan et akutt oljeutslipp føre til tilgrising av faststående redskaper som garn og line som sto i sjøen når utslippet startet. Ved fiske med trål og snurrevad vil en kunne unngå oljeinfiltrerte områder.

8.6.3 Konsekvenser for oppdrettsnæringen

Oppdrettsvirksomheten i influensområdet

Kystområdene i Midt-Norge er av sentral betydning for oppdrettsnæringen. I Nord-Trøndelag, Nordland og Troms er tyngdepunktene av oppdrettsanlegg samlet på Helgeland, i Rana og i Lofoten. Lokalisering av oppdrettsanlegg i disse fylkene er vist i figur 8.4. Over tid har



Figur 8.4 Oppdrettsanlegg i Nord-Trøndelag, Nordland og Troms

oppdrettsnæringen utviklet seg til å bli et viktig supplement til den tradisjonelle fiskerinæringen langs kysten, og har enkelte steder fått like stor økonomisk betydning som denne. De økonomiske interesser i oppdrettsnæringen er først og fremst knyttet til oppdrett av laks og ørret.

Fylkene Troms, Nordland og Nord-Trøndelag hadde i 1994 et samlet salg på ca. 62.000 tonn, tilsvarende 28 % av det samlede salget i landet. Disse tre fylkene har omlag 1/3 av konsesjonene i landet. Nordland er i dag det nest største oppdrettsfylket (etter Hordaland) uten hensyn til om en måler etter antall konsesjoner, anlegg i drift eller slaktet mengde.

Oppdrettsanleggs sårbarhet overfor oljeforurensning

Ved eksponering for oljeforurensninger som er lavere enn akutt dose, viser undersøkelser at oljekomponenter kan akkumuleres i fisken og sette bismak på kjøttet. Eksperimenter viser at dette forholdet er avhengig av den enkelte arts innhold av fettstoffer i vevet. Videre viser eksperimenter at de oljekomponenter som blir tatt opp i vevet relativt hurtig (ca 1 mnd.) blir skilt ut hvis fisken får gå i rent vann etter eksponeringen. Virkningen er også sterkt avhengig av hvor lang tid oljeforurenset vann finnes i nærområdet for oppdrettsanlegget.

Settefiskproduksjonen foregår i utgangspunktet i

ferskvann, men også saltvann benyttes under smoltifiseringsprosessen. Saltvannstinntaket er ofte plassert under sprangsjiktet, dvs. under et nivå hvor det er sannsynlig at olje i beskyttede områder blandes ned. Anleggene ligger også ofte i beskyttede områder hvor det er tilgang til store ferskvannsmengder. På bakgrunn av dette er settefiskanlegg ansett som mindre sårbare ved en oljesøl-situasjon. Det er ikke kjent at oljesølsituasjoner har skadet settefiskanlegg i norske farvann.

Konsekvenser av akutt oljeutslipp

Oljedriftberegningene viser at det er oppdrettsanlegg på Helgelandskysten og i Lofoten/Vesterålen som er mest utsatt for eventuell stranding av olje ved akutte utslipp på Åsgard, med høyest sannsynligheten for stranding på Helgelandskysten. Korteste drivtid til land er beregnet til 5-6 døgn for de ulike utslippsscenarioene.

For en utblåsning over 15 døgn er sannsynligheten for stranding av olje under 10% for størstedelen av den aktuelle kyststrekningen. For mindre deler av den aktuelle kyststrekningen er sannsynligheten i mellom 10%-20%. Tilsvarende gjelder for et kontinuerlig utslipp over 45 døgn. For øvrige scenarier er sannsynligheten under 10%. Effekten av oljevernberedskap er de ikke inkludert.

Den aktuelle kyststrekningen er et tyngdepunkt for oppdrettsnæringen i Midt- og Nord-Norge. I en situasjon med et akutt oljesøl vil virkningen for oppdrettsnæringen i form av tapt produksjon og redusert sysselsetting, avhenge av hvor mange anlegg som bli berørt av sølet.

Laksefisk er en fet fisk og tar lett smak av oljeforurensning. Eventuell oljeforurensning kan derfor skape forskyvninger i produksjons- og slakteplaner. Selv mistanke fra kjøperens side om at fisk har vært utsatt for oljesøl, kan ha økonomiske konsekvenser for næringen, og vil påvirke beslutning om nedslakting. Det anses som en rimelig antagelse at det kan være nødvendig å slakte en årsklasse i anlegg som blir berørt. Dette innebærer et tap i størrelsesorden 8 mill.kr. pr.anlegg. I tillegg kommer tap på grunn av sykdom, stress m.v. på de gjenværende årsklasser, samt utgifter til rengjøring, eventuelt flytting av anlegg.

8.7 Miljørisikoanalyse

Det er utført en risikoanalyse for Åsgard. Sjøfugl ble funnet å være den mest sårbare ressursen i influensområdet. Miljørisikoanalysen er et redskap

til å identifisere tiltak som kan redusere miljørisikoen i prosjektet, samt vurdere om miljørisikoen er akseptabel i henhold til Statoil's akseptkriterier. Analysen vil bli oppdatert etterhvert som konseptet utvikles.

8.7.1 Resultater fra miljørisikoanalysen

Tabell 8.8 viser estimert miljørisiko knyttet til ulykkehendelser og Statoil's akseptkriterier i forhold til denne.

Analysen omfatter akutte oljeutslipp til sjø som kan komme fra oljebrønner, bunnramme, oljerørledninger, prosessanlegg, lagerskip og lasting av olje til skytteltankere. Kondensat er vurdert å gi ubetydelige effekter med hensyn til ytre miljø som følge av rask forvitring og er derfor ikke inkludert i analysen. Utslipp av olje som er mindre enn 50 tonn, er heller ikke inkludert. Disse forventes å gi minimal miljøskade.

Influensområdet er avgrenset til deler av kyststrekningen langs Nord-Trøndelag og Nordland, samt havområdene utenfor fra 64°N til 71°N. Konsekvensene er forventet å bli størst for sjøfugl som søker næring i havet (pelagisk) i alle sesonger; hekking, myting og overvintring. Risikoen er først og fremst knyttet til havområdene nær utslippsstedet og utenfor Røst og Lofoten, og hekkelokaliteter på Røst og Værøy.

Den estimerte miljørisikoen er akseptabel i henhold til Statoil's feltspesifikke akseptkriterier og det er ikke identifisert spesielle behov for risikoreduserende tiltak. I borefasen er miljørisikoen lav; ca. 50 ganger lavere enn akseptkriteriene. I driftsfasen er miljørisikoen betydelig større, spesielt gjelder dette for mindre miljøskader. Denne risikoen skyldes overveiende stor andel av rørledningslekkasjer fra feltinterne oljerørledninger, som kan gi mindre (< 500 tonn) og kortvarige utslipp av olje til sjø.

8.7.2 Risikoreduserende tiltak

Det anbefales at rørledninger beskyttes mot fallende gjenstander i sikkerhetssonen 500 m rundt installasjonen, enten ved å direkte beskytte rørledningene, og/eller ved å innføre operasjonelle begrensninger på f.eks. kranbruk over ledningen.

Miljørisikoanalysen gir grunnlag for å planlegge oljevernberedskapen. Statoil's kart/database over "prioriterte områder som skal beskyttes ved en oljevernaksjon" bør benyttes (se beskrivelse i kap.

| Miljøskadekategori | Beregnet risiko for gjennomsnittsåret | | Akseptkriterier (risiko pr. år) |
|--------------------|---------------------------------------|-----------------------|---------------------------------|
| | Borefasen | Driftsfasen | |
| Mindre | $0,04 \times 10^{-2}$ | $1,7 \times 10^{-2}$ | 2×10^{-2} |
| Moderat | $0,1 \times 10^{-3}$ | $0,6 \times 10^{-3}$ | 5×10^{-3} |
| Betydelig | $0,04 \times 10^{-3}$ | $0,1 \times 10^{-3}$ | 2×10^{-3} |
| Alvorlig | $0,02 \times 10^{-3}$ | $0,05 \times 10^{-3}$ | 1×10^{-3} |

Tabell 8.8 Estimert miljørisiko sammenstilt med Statoils feltspesifikke akseptkriterier

8.6.1), og beredskapen bør dimensjoneres etter miljørisikoen.

Om vinteren kan stivnepunktet til oljen (Smørbukk Sør) etter 4-24 timer være en begrensende faktor for kjemisk dispergering. Det bør utføres mer omfattende studier av oljen i forbindelse med beredskapsplanlegging.

8.8 Oljevernberedskap

Oljevernberedskap er et risikoreduerende tiltak, men det gis her en utdypet omtale i forhold til andre risikoreduerende tiltak i kap.8.7.2. Den overordnede strategi innen oljevernet er å forhindre eller forebygge at oljesøl inntreffer. Dersom utslipp likevel skjer, skal beredskapen begrense skadene for biologiske ressurser, verneinteresser, friluftsliv og næringsinteresser så effektivt som mulig. Mekanisk oljevern er valgt som primærmethode i Norge. En beskrivelse av oljevernberedskapen i influensområdet til Åsgard er gitt i vedlegg A.

Områder som skal prioriteres ved en oljevernaksjon i Midt-Norge

I kapittel 8.4 ble det identifisert spesielle områder hvor det forventes at skadepotensialet på

biologiske ressurser er stort etter et akutt oljeutslipp fra Åsgard. For å redusere risikoen for miljøskade er det viktig at dette tas hensyn til ved at områdene prioriteres i beredskapsplaner, og at beredskapen dimensjoneres i forhold til miljørisikoen.

Statoil utarbeider i disse dager kart som viser hvilke områder som skal prioriteres ved en oljevernaksjon i Midt-Norge, Sør-Trøndelag, Nord-Trøndelag og Nordland, samt havområdene utenfor. Verktøyet skal gi innspill til hvilke naturressurser og områder som bør prioriteres utifra et rent biologisk/økologisk hensyn. Prioriteringene er utført i samarbeid med fylkesmennenes miljøvernavdeling i de tre fylkene i perioden mai - november 1995. Kriteriene for prioritering er hentet fra prioriteringssystemet "Modell Oljevernberedskap" (MOB). Det forutsettes at ressursen som prioriteres forekommer naturlig og har høy verneverdi (lokal/ regional /nasjonal /internasjonal), at den er sårbar for olje (middels til høy), samt at tiltakspotensialet er moderat til godt.

9 Samfunnsmessige konsekvenser

Dette kapittel omhandler de samfunnsmessige konsekvenser av feltinstallasjoner og rørledning i forbindelse med Åsgard-utbyggingen. Kapittelet er basert på delutredning nr. 17 i referanselisten.

9.1 Verdien av olje og gassproduksjon på Åsgard

9.1.1 Inntekter

For å beregne de samlede inntekter fra olje- og gassproduksjonen på Åsgard, har en tatt utgangspunkt i den planlagte produksjonsprofilen for henholdsvis olje, nafta, kondensat og gass, og lagt inn forutsetninger om framtidige salgspriser for disse produktene. Samlet inntektstrøm fra Åsgard er på dette grunnlaget beregnet til 239 milliarder 1995-kr, fordelt over perioden 1998-2029. De forventede salgsinntekter fra Åsgard øker raskt fra produksjonstart for olje i 1998 til en topp på nær 14 milliarder 1995-kr allerede i år 2001, og synker deretter langsomt ned til et nivå i underkant av 4 mrd. pr. år fram til planlagt nedstengning av feltet i år 2029. Inntektsprofilen er lik både i GBS- og i semi-alternativet.

Ny utvinningsteknologi og innfasing av eventuelle tilleggfelt i området, kan endre dette bildet og føre til større produksjon enn den en ser for seg i dag.

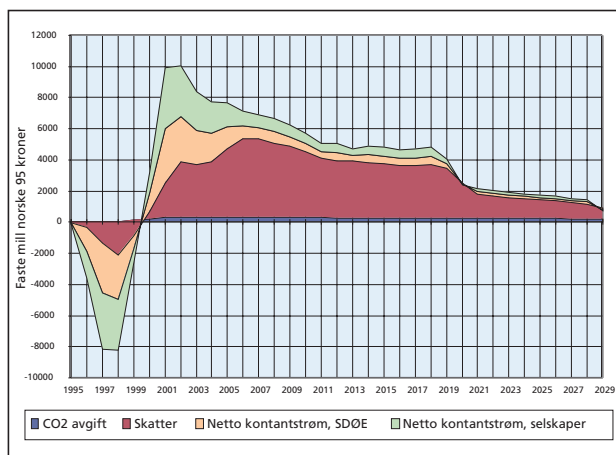
9.1.2 Kostnader

Kostnadene ved petroleumsproduksjon på Åsgard består dels i investeringskostnader til feltutbygging og rørledning til Kollsnes eller Kårstø, dels driftskostnader for disse installasjoner i driftsperioden, og dels av terminalkostnader på Kollsnes/Kårstø samt transportkostnader for olje og gass videre til markedet på kontinentet.

Samlede kostnader for Åsgard-prosjektet er beregnet til 121 milliarder 1995-kr, fordelt over perioden 1995-2029. Kostnadene øker raskt til en topp på vel 10 mrd 1995-kr under investeringstoppen i 1998. Deretter faller totalkostnadene i takt med produksjonen til et nivå rundt 2 mrd 1995-kr pr. år etter 2017. Kostnadene avviker noe mellom GBS-alternativet og semi-alternativet, men nokså marginalt i forhold til de tallstørrelser man her opererer med.

9.1.3 Samfunnsmessig lønnsomhet ved Åsgard-prosjektet

Tar en utgangspunkt i beregnet årlig inntektsstrøm fra Åsgard, og trekker fra de samlede kostnader år for år, får en et bilde av netto kontantstrøm fra Åsgard i perioden 1995-2029 som vist i figur 9.1. Netto kontantstrøm er i figuren oppdelt i henholdsvis CO₂-avgift, skatter til staten, statens direkte økonomiske eierinteresser (SDØE), og oljeselskapenes eierandel.



Figur 9.1 Netto kontantstrøm fra Åsgard-feltet

Det framgår av figur 9.1 at netto kontantstrøm fra Åsgard er negativ de første årene av investeringsfasen. Fra år 2000 snus dette til en positiv kontantstrøm, som når en planlagt topp på nær 10 mrd 1995-kr i år 2002, og deretter faller langsomt til et nivå rundt 5 mrd 1995-kr pr år fram til år 2017. Fra år 2018 synker kontantstrømmen i takt med synkende produksjon til et nivå på rundt 2 mrd 1995-kr pr år, og avtar langsomt fram mot planlagt nedstengning av feltet i år 2029.

Samlet gir dette en netto kontantstrøm fra Åsgard-prosjektet på vel 109 mrd 1995-kr i perioden 1995 - 2029. Også etter at kostnadene er trukket fra er det dermed meget store inntekter for det norske samfunn. Netto kontantstrøm fra Åsgard fordeler seg med rundt 8.5 mrd 1995-kr i CO₂-avgift til staten, vel 80 mrd 1995-kr i selskapsskatt og særskatt til staten, 13.2 mrd 1995-kr til statens direkte eierandel og 14.9 mrd 1995-kr til oljeselskapenes eierandel i prosjektet.

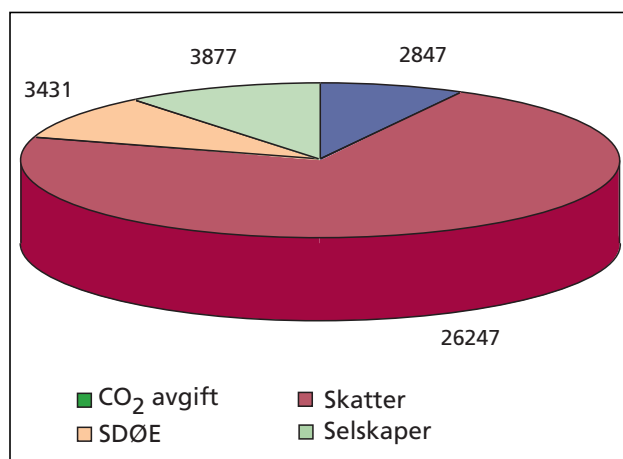
Den samfunnsmessige lønnsomhet av et investeringsprosjekt, uttrykkes gjerne i form av en nåverdibetraktning, der framtidige inntekter og utgifter ved prosjektet, neddiskonteres til beslutningstidspunktet og sammenliknes. For beregning av nåverdien i dag av framtidige inntekter og kostnader, benyttes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

Når det gjelder Åsgard prosjektet, er nåverdien i dag av framtidige inntekter og kostnader, det en i

figur 9.1 har kalt netto kontantstrøm, beregnet til vel 34 mrd 1995-kr inklusive CO₂-avgift. Nåverdien av Åsgard-prosjektet er dermed meget stor, selv med 7% samfunnsmessig kalkulasjonsrente, som er et meget strengt kriterium. Etter vanlige beregningskriterier er dermed Åsgard-prosjektet klart samfunnsmessig lønnsomt. En samfunnsmessig nåverdi på hele 34 mrd 1995-kr ligger langt over normal avkastning på samfunnets investeringsprosjekter.

Prosentvis fordeling av nåverdien av netto kontantstrøm ved Åsgard-prosjektet på henholdsvis CO₂-avgift til staten, selskapsskatt og særskatt til staten, statens direkte økonomiske eierinteresser, og på oljeselskapene, framgår av figur 9.2. En har her regnet vanlige skatter på statens direkte økonomiske andel. Man kunne alternativt trukket ut denne før skatteberegningen. SDØE-andelen ville da ha blitt større, og skatteandelen tilsvarende mindre. Resultatet for staten blir uansett det samme.

Av prosjektets totale nåverdi vil størsteparten tilfalle staten i en eller annen form. Særskatt på petroleumsutvinning og selskapsskatt fra oljeselskapene utgjør alene 26.2 mrd 1995-kr eller 71% av den samfunnsmessige nåverdien. I tillegg tar staten inn 2.8 mrd 1995-kr eller 7% i CO₂-avgift og ytterligere 3.4 mrd 1995-kr eller 11% av totalen på sine direkte økonomiske eierinteresser i prosjektet. Statens totale andel av den samfunnsmessige nåverdi av Åsgard-prosjektet blir dermed 32.6 mrd 1995-kr eller 89%. De øvrige 11% eller 3.9 mrd 1995-kr tilfaller oljeselskapene som deltar i prosjektet.



Figur 9.2 Fordeling av netto kontantstrøm fra Åsgard, nåverdi med 7 prosent kalkulasjonsrente

Beregningene av samfunnsmessig nåverdi av Åsgard-prosjektet er gjort under bestemte forutsetninger om investerings- og driftskostnader, petroleumspriser og produksjonsvolum. Særlig vurderingen av framtidige petroleumspriser vil her være en usikkerhetsfaktor. Den samfunnsmessige nåverdi ved Åsgard-prosjektet er imidlertid så høy

at petroleumsprisene i gjennomsnitt må falle med mer enn 35% for at prosjektet ikke lenger skal være samfunnsmessig lønnsomt. Det viser at Åsgard-prosjektet er temmelig robust overfor endringer i petroleumsprisene i årene framover.

9.2 Investeringer

Investeringsanslagene danner grunnlag for å beregne antatte norske leveranser og dermed de sysselsettingsmessige virkninger.

9.2.1 GBS-alternativet

Investeringene til utbygging av feltinnstallasjonene på Åsgard, fordeler seg som vist i tabell 9.1.

Investeringer av installasjon for H₂S-fjerning i 2007 (770 MNOK) samt kostander i forbindelse med flytting av produksjonsskip (450 MNOK) i 2014, er ikke inkludert.

Det framgår av tabellen at samlede feltinvesteringer til Åsgard-utbyggingen er kalkulert til ca 28.9 milliarder 1995-kr. Investeringene fordeler seg totalt over perioden 1995 - 2002, men med størsteparten konsentrert i årene 1996 - 2001. Det understrekes at

| | MNOK |
|-----------------------------------|---------------|
| Monotårn | |
| - Understell | 2.810 |
| - Dekk | 7.536 |
| Lastebøye | 189 |
| Prod.skip (skrog, dekk, stigerør) | 5.244 |
| Unvervannsintallasjonr | 2.207 |
| Rør m.v på felt | 4.209 |
| Boring | 6.670 |
| Sum Åsgard | 28.865 |

Tabell 9.1: Investeringer på GBS-alternativet

kostnadsanslagene inneholder betydelig usikkerhet.

9.2.2 Semi-alternativet

Investeringer i forbindelse med H₂S fjerning og kostnader med flytting av produksjonsskip er heller ikke her inkludert.

Investeringer til utbygging av Åsgard etter semi-alternativet, framgår av tabell 9.2. De samlede feltinvesteringer i semi-alternativet beløper seg til nær 26.7 milliarder 1995-kr. Dette er 2.1 milliarder kr lavere enn GBS-alternativet. Også her fordeler kostnadene seg over perioden 1995 - 2002, men med hovedtyngden i årene 1996 - 2001.

| | MNOK |
|-----------------------------------|---------------|
| Semi | |
| - Understell | 1.111 |
| - Dekk | 5.894 |
| Lasteskip | 713 |
| Stigerør,semi | 785 |
| Prod.skip (skrog, dekk, stigerør) | 5.244 |
| Undervannsinntallasjoner | 2.302 |
| Rør m.v felt | 4.025 |
| Boring | 6.670 |
| Sum Åsgard | 26.744 |

Tabell 9.2 Semi-alternativ. Investering

Årlige driftskostnader for Åsgard er i beregnet til nærmere 1.400 millioner 1995-kr i begge alternativ. Dette fordeler seg med rundt 595 mill kr til drift av felt, driftsorganisasjon og base, 195 mill kr til brønnvedlikehold, 395 mill kr til CO₂-avgift og arealavgift til staten, og 255 mill kr til forsikring.

9.2.3 Åsgard gassrørtransport

Produsert rikgass fra Åsgard transporteres ved hjelp av en rørledning på havbunnen, for ilandføring enten på Kollsnes i Øygarden, eller på Kårstø i Tysvær. På ilandføringsstedet utskilles tyngre komponenter fra gassen, før den eksporteres videre til kontinentet med salgsgasskvalitet.

Produsert mengde rikgass på Åsgard er i begge utbyggingsalternativ fastsatt til ca. 12 milliarder standardkubikkmeter gass pr. år (12GSm³). Rørledningen vil få en diameter på 40" og være dimensjonert for opp til 18GSm³ pr. år, med sikte på en eventuell innfasing av nye gassfelt senere. Antatte investeringskostnadene er vist i tabell 9.3.

| | Sum |
|---------------------|--------------|
| Tilkn. Åsgard | 105 |
| Åsgard-Kollsnes | 5.155 |
| Landfall Kollsn | 270 |
| Sum Kollsnes | 5.530 |
| Tilkn. Åsgard | 105 |
| Åsgard-Karmøy | 6.190 |
| Landfall/landrør | 365 |
| Sum Kårstø | 6.660 |

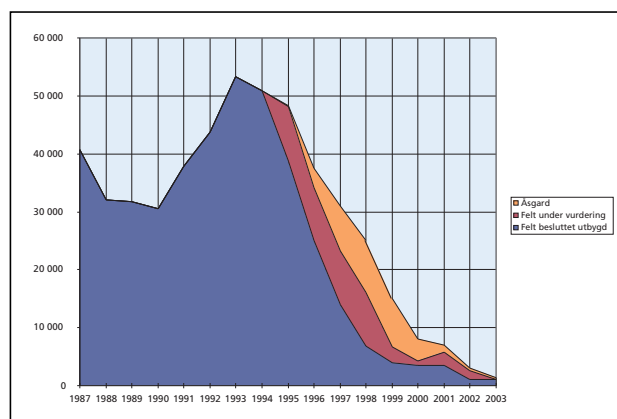
Tabell 9.3: Åsgard transport, investeringer (Mill. 1995-kr)

En ser av tabellen at gasstransport til Kollsnes i basis-alternativet er kostnadsberegnet til 5.530 millioner 1995-kr, fordelt over fire år i perioden 1997 - 2000. Alternativ transport av gassen til Kårstø er kostnadsberegnet til 6.660 millioner 1995-kr, fordelt over samme tidsperiode. Velger en semi-alternativet øker tilknytningskostnadene på Åsgard med 230 mill. 1995-kr. Det understrekes at kostnadsanslagene er foreløpige og inneholder betydelig usikkerhet.

Årlige driftsutgifter for transportsystemet er beregnet til 77 millioner 1995-kr for Kollsnes-alternativet og 90 millioner 1995-kr for Kårstø-alternativet.

9.3 Åsgard-utbyggingens innvirking på investeringsnivået på norsk kontinentalsokkel

Investeringer i feltinstallasjoner og rørledninger på norsk kontinentalsokkel har tradisjonelt ligget på et nivå i overkant av 30 milliarder 1995-kr pr år. De siste årene, og især i 1993 og 1994 har det imidlertid skjedd en betydelig opptrapping i offshoreinvesteringene, med samlede investeringer helt opp i 50 milliarder kr. I årene framover ventes investeringsnivået igjen å ville falle. Forventet utvikling slik det ser ut høsten 1995, framgår av figur 9.3.



Figur 9.3 Investeringer på norsk sokkel i 1995-kroner.

Figur 9.3 viser for årene framover henholdsvis investeringer i vedtatte prosjekter, investeringer i prosjekter under vurdering for utbygging, og investeringer i Åsgard. Investeringer i vedtatte felt og rørledninger vil falle raskt, helt ned til et nivå på rundt 5 milliarder 1995-kr pr. år fra 1999.

Investeringer i felt under vurdering begrenser fallet noe, men først når en i tillegg får med Åsgard, begynner investeringskurven å flate ut, i alle fall fram til 1998. I mellomtiden vil imidlertid trolig en del nye prosjekter komme til, slik at fallet i investeringsaktivitetene blir mindre enn hva det ser ut til i dag.

Med investeringer på rundt 35 milliarder kr, er Åsgard/Åsgard transport selv i offshore sammenheng et meget stort utbyggingsprosjekt, som i stor grad bidrar til å opprettholde investeringsaktivitetene på kontinentalsokkelen i en vanskelig periode. 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

fleksibel, og har de senere år stort sett vært tilpasset et investeringsnivå på 30 - 40 milliarder 1995-kr, med normale norske andeler av vare- og tjenesteleveransene på 50 - 60%. De siste årene har kapasiteten særlig i verkstedproduksjon, vært sterkt presset. Dette presset er nå imidlertid raskt i ferd med å avta, og allerede fra 1996 trenger deler av vårt offshore rettede næringsliv nye oppdrag.

Investeringene i Åsgard-prosjektet starter opp for alvor i 1996, og når en topp i perioden 1997 - 1999. Hovedtyngden av investeringene kommer dermed i den perioden da norsk offshore-rettet næringsliv, slik det nå ser ut, vil ha et stort behov for nye oppdrag. Det er derfor lite trolig at gjennomføring av Åsgard-prosjektet vil føre til pressproblemer av betydning i noen deler av norsk offshoresektor.

9.4 Vare- og tjenesteleveranser til Åsgard

9.4.1 Feltinstallasjoner

Åsgard feltutbygging har en kostnadsramme på nærmere 30 milliarder 1995-kr fordelt over utbyggingsperioden. Dette gjør utbyggingen til et av de største enkeltprosjekter på norsk kontinentalsokkel på mange år. En utbygging av denne størrelsesorden vil kunne gi store vare- og tjenesteleveranser til norsk offshore-rettet næringsliv, og skape store sysselsettingseffekter rundt i det norske samfunn.

For å kunne anslå disse virkningene, er det nødvendig å gjøre forutsetninger om forventede norske andeler av vare- og tjenesteleveransene til Åsgard-prosjektet både i investeringsfasen og i driftsfasen.

Nasjonale leveranser av varer og tjenester i investeringsfasen

Utgangspunktet for vurdering av norske leveranser i investeringsfasen, er erfaringer fra tidligere utbyggingsprosjekter på norsk kontinentalsokkel. Slike prosjekter er imidlertid sjelden direkte sammenlignbare, og teknologi og kostnadsbevissthet i offshore-sektoren er i rask utvikling. Ved vurdering av mulige norske vare- og tjenesteleveranser må en derfor dele opp utbyggingsprosjektet i undergrupper, og for hver undergruppe vurdere norske leverandørers konkurransevne og kompetanse. Dette gir et grunnlag for på forhånd å kunne vurdere norske andeler av leveransene. Det understrekes at slike vurderinger nødvendigvis vil være usikre.

For å vurdere norske andeler av vare- og tjenesteleveranser til Åsgard, vil en gjennomgå de enkelte kostnadskomponentene hver for seg for henholdsvis GBS-alternativet og semi-alternativet.

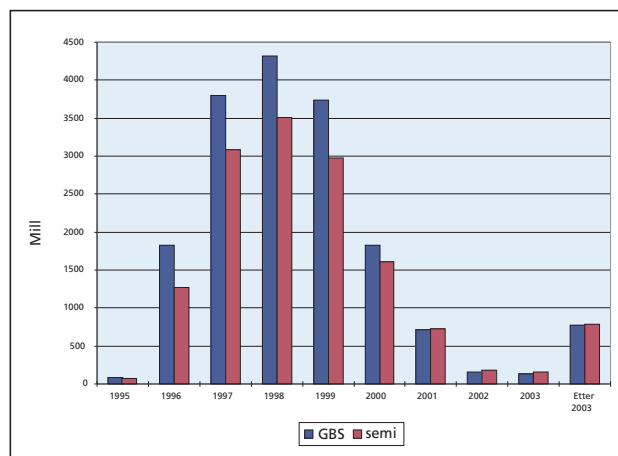
En utbygging av Åsgard etter GBS-alternativet ventes å gi samlede norske leveranser på 16-17 mrd 1995-kr, eller 58% av totalinvesteringene. Betongplattformen vil her trekke gjennomsnittet opp, med en beregnet norsk andel totalt på vel

70%, mens særlig havbunnsløst og produksjonsskip vil trekke gjennomsnittet ned med norske andeler på 30% og 45%.

Undervannsskroget til semi-plattformen er forutsatt å være en stor stålkonstruksjon som trolig vil bli satt sammen ved et norsk verft, basert på elementer produsert i utlandet. Lagrings- og lasteskip vil også være utenlandsprodusert på EPC-kontrakt. Stålet vil være utenlandsk, slik at norsk andel av disse arbeidene blir beskjedne, anslagsvis 20%. Dekket til semi-plattformen vil ha de samme funksjoner og i hovedsak det samme utstyr som dekket til betongplattform, og med omtrent de samme norske leveranseandeler.

Samlet gir dette beregnede norske leveranser til Åsgard-utbyggingen i semi-alternativet på 13-14 mrd 1995-kr, eller 51% av investert beløp. Dette er en noe lavere norsk andel enn i betongplattform-alternativet, i hovedsak som følge av at semi-plattformen er i stål og bare delvis blir produsert i Norge, og at lagerskipet i sin helhet forventes produsert i utlandet. Til gjengjeld gir semi-alternativet en billigere utbyggingsløsning enn betongplattform-alternativet.

De norske leveransene i begge utbyggingsalternativene, fordeler seg med rundt 50% på industri, mens bygg og anlegg og forretningsmessig tjenesteyting (konsulentvirksomhet) hver ventes å få leveranser rundt 20% av totalen. De øvrige leveransene fordeler seg på transportvirksomhet og varehandel. Leveransene fordeler seg over perioden 1995 - 2002, men med en klar leveransetopp i årene 1997 - 1999 når utbyggingen pågår for fullt.



Figur 9.4 Beregnede norske leveranser over tid. Betongplattform (GBS) og semi

En sammenligning mellom beregnede norske leveranser ved henholdsvis GBS-alternativet og semi-alternativet, er vist i figur 9.4. Det framgår her at leveransene i GBS-alternativet er klart størst, dels på grunn av en mer kostbar utbyggingsløsning, og dels på grunn av en noe høyere norsk andel av leveransene. Profilen på leveransene over tid er imidlertid temmelig lik.

9.4.2 Gasseksportrørledning

Utgangspunktet for å vurdere mulige leveranser til Åsgard transportsystem, er i likhet med feltdelen basert på erfaringer fra tidligere rørledningsprosjekter på norsk kontinental sokkel.

Innkjøp av rør og legging av rørledning på havbunnen utgjør hovedtyngden av investeringene i Åsgard transportsystem, med anslagsvis 5.5 milliarder 1995-kr for rørledning til Kollsnes, og 6.7 milliarder 1995-kr for rørledning til Kårstø. Norske leveranser til rørledningen vil i hovedsak kunne dreie seg om prosjektledelse og prosjektering, rørbehandling, grøfting, understøttingsarbeider og endel transport.

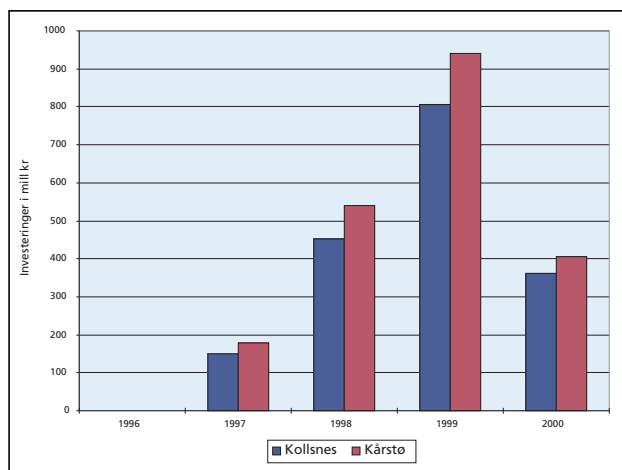
Rørledning fra Åsgard til Kollsnes ventes å gi norske vare- og tjenesteleveranser på rundt 1.770 millioner 1995-kr, eller 32% av investert beløp. Sjørørledningen alene ventes å gi leveranser for 1.520 millioner kr eller 30% av investeringene. Tilkobling Åsgard og landfall på Kollsnes gir større forventede norske andeler, slik at norsk andel for transportsystemet som helhet kommer opp i 32%.

Regionale leveranser til transportsystemet antas å begrense seg i hovedsak til landfallsarbeidene, og er anslått til ca. 95 millioner 1995-kr, i hovedsak innenfor bygge- og anleggsvirksomhet og transport.

Rørledning fra Åsgard til Kårstø ventes å gi norske vare- og tjenesteleveranser for rundt 2.070 millioner 1995-kr, eller 31% av investert beløp. Sjørørledningen gir også her ventede leveranser på 29% av investeringene, mens tilkobling Åsgard og landrørledningen til Kårstø bringer gjennomsnittet opp i 31%.

Regionale leveranser til transportsystemet fra næringslivet i Nord-Rogalandsregionen antas å begrense seg til arbeider med landrøret og noe arbeid på Kårstø. Samlet er disse leveransene anslått til 180 millioner 1995-kr, vesentlig bygge- og anleggsarbeider, og litt verkstedsproduksjon og transportvirksomhet.

9.4.3 Leveranser i driftsfasen



Figur 9.5 Norske leveranser fordelt over tid

Nasjonale leveranser til drift av Åsgard-feltene
Samlede kostnader til drift av Åsgard-feltene er i et normal år beregnet til ca. 1.400 mill 1995-kr. Av dette er ca. 30 mill kr arealavgifter, og ca. 275 mill kr CO₂-avgift til staten. Dette er rene avgifter på produksjonen, og ikke leveranser fra norsk næringsliv.

Fra driftskostnader knyttet til personell og forpleining ute på feltet, er beregnet en norsk andel på 100%. For produksjonsmateriell og vedlikeholdsmateriell er norsk andel anslått til 50%. Her vil kjemikalier og diesel kunne leveres fra Norge, mens reservedeler trolig på hentes fra utlandet. Kostnader til basevirksomhet, helikoptertransport og forsyningskip er i all hovedsak norske leveranser.

Mye av arbeidet med vedlikehold av brønner og undervannsproduksjonsystemer vil bli utført i Norge, mens en del reserveutstyr blir innkjøpt i utlandet, slik at norsk andel av leveransene i driftsfasen trolig blir rundt 70%. Driftsorganisasjon for Åsgard på land og driftsstøtte fra Statoils basis-organisasjon, vil i all hovedsak være norske leveranser. Forsikring derimot er på dette nivå internasjonale tjenester, selv om et norsk forsikringsselskap trolig vil få hovedkontrakten.

Samlet gir dette en beregnet norsk andel av driftskostnadene på Åsgard-feltene på vel 800 mill kr pr. år, eller rundt 77% av totalen. Av dette vil rundt 40% være lønn til driftspersonell, mens 60% vil være vare- og tjenesteleveranser fra norsk næringsliv.

Regionale leveranser

Drift av Åsgard vil kreve en bemanning på rundt 250 årsverk offshore, fordelt på tre skift. Disse vil bli rekruttert fra hele landet. På land vil driften kreve 100-120 årsverk totalt. En betydelig andel av disse antas å bli rekruttert internt i Statoil.

Lokalisering av driftsenhet og base er ikke bestemt. For beregning av mulige regionale vare- og tjenesteleveranser, legger en imidlertid til grunn at det etableres en driftsenhet for Åsgard i Stjørdal med en del operasjonelle driftsfunksjoner i Kristiansund.

Regionale leveranser til en driftsenhet består i hovedsak av leveranser til enheten selv. I tillegg vil driftsenheten bygge opp et lokalt leverandørnett rundt seg og rundt basen for driftsleveranser til feltet. Tidligere ble det i Norge bygget opp store, komplette driftsmiljøer med store leverandørnett rundt seg. Dagens kostnadsbevissthet og krav til effektiv drift har imidlertid ført til betydelige slankere driftsenheter, med sterk samordning mot etablerte driftsmiljøer, og utstrakt bruk av eksisterende leverandørnett. Regionale leveranser til nye driftsorganisasjoner i dag er derfor betydelig lavere enn tidligere.

Når det gjelder driftsenhet for Åsgard, vil drift av landorganisasjonen medføre kostnader på rundt 90

mill 1995-kr pr. år i Stjørdal, hvorav rundt 35 mill kr. i direkte lønn, pluss personell-kostnader knyttet til Kristiansund. I tillegg kommer regionale driftsleveranser fra næringslivet i Midt-Norge. Dette kan dels være tjenester til vedlikehold av brønner og undervannsutstyr, og dels leveranser av driftsmateriell og cateringtjenester. Grovt 60% av kostnadene til catering er anslått å være midt-norske leveranser, og 25% av den norske andel av vedlikehold av brønner og undervannsinstallasjoner, mens 20% av de norske materiell-leveransene er beregnet å komme fra Midt-Norge.

Basevirksomheten i Kristiansund er kostnadsberegnet til ca. 16 mill 1995-kr pr. år. I all hovedsak vil dette være kjøp av basetjenester, og dermed lokale leveranser. Kostnader til helikoptertransport er tilsvarende beregnet til 17 mill kr pr. år. Mesteparten vil gå til drift av helikopterene, slik at bare anslagsvis 20% eller 3 mill. kr pr. år vil være midt-norske leveranser. Regner en i tillegg med at 20% av de norske leveransene av forsyningsbåt-tjenester vil komme fra Midt-Norge, blir den midt-norske andel av leveranser til basevirksomhet og transport ca. 40%.

Samlet gir dette beregnede midt-norske leveranser til drift av Åsgard på vel 200 mill. 1995-kr pr. år. Dette utgjør ca. 25% av de samlede norske leveranser til drift av Åsgard.

Det understrekes at beregningene overfor baserer seg på en rekke forutsetninger og inneholder betydelige usikkerhet.

9.5 Sysselsettingsvirkninger av Åsgard-utbyggingen

9.5.1 Beregningsmetodikk for sysselsettingsmessige virkninger

For beregning av sysselsettingsmessige virkninger av Åsgard-utbyggingen på nasjonalt og regionalt nivå, er det benyttet en forenklet kryssløpsbasert beregningsmodell. På nasjonalt nivå benytter modellen virkningskoeffisienter hentet fra Statistisk Sentralbyrå's nasjonale planleggingsmodell MODIS. På regionalt nivå benyttes virkningskoeffisienter som baserer seg på planleggingsmodellen PANDA.

Beregningsmodellen tar utgangspunkt i anslåtte vare- og tjenesteleveranser fra norsk næringsliv fordelt på næring og år, slik disse framgår i tidligere i dette kapittel. 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 både nasjonalt og regionalt. Konsumvirkningene oppstår som følge av at de sysselsatte betaler skatt, og bruker sin lønn til kjøp av forbruksvarer og tjenester. For beregning av konsumvirkninger benytter modellen marginale konsumtilbøyeligheter hentet fra planleggingsmodeller på nasjonalt og regionalt 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 i beregningsresultatene på 20 - 30% bør en i allefall regne med.

9.5.2 Sysselsettingsvirkninger av Åsgard

Utbyggingsfasen

Ved å bruke beregningsmodellen som skissert, framkommer beregnede sysselsettingsvirkninger av Åsgard feltutbygging i de to utbyggingsalternativ: Betongplattform og semi (stål).

En ser av tabell 9.4 at en utbygging av Åsgard-feltet med GBS-alternativet er beregnet til å ville gi en samlet nasjonal sysselsettingsvirkning på ca. 50.000 årsverk, fordelt over utbyggingsfasen. Dette fordeler seg med ca. 21.000 årsverk eller 42% på direkte produksjonsvirkninger i leverandørbedriftene, ca. 12.000 årsverk eller 25% på indirekte produksjonsvirkninger i underleverandørnett, og vel 17.000 årsverk eller 33% på konsumvirkninger rundt om i det norske samfunn.

De nasjonale sysselsettingseffektene fordeler seg over perioden 1995 - 2002.

En utbygging av Åsgard etter semi-alternativet, ventes å gi en beregnet sysselsettingseffekt som vist i tabell 9.4. Semi-alternativet er beregnet til å gi en total sysselsettingseffekt for det norske samfunn på ca. 41.000 årsverk. Av dette er direkte produksjonsvirkninger hos leverandørbedriftene beregnet til å gi ca. 17.000 årsverk eller 41%, indirekte produksjonsvirkninger hos underleverandørbedrifter ventes å gi nær 10.000 årsverk eller 25%, mens de resterende nær 14.000 årsverk eller 34% er konsumvirkninger. Også her fordeler sysselsettingsvirkningene seg over perioden 1995 - 2002, med klar topp i årene 1997 - 1999. Det understrekes at sysselsettingsvirkningene i tabell 9.4 er beregnede tall som inneholder betydelig usikkerhet. Tallene bør derfor brukes med varsomhet.

Det understrekes også at sysselsettingseffektene av Åsgard-utbyggingen ikke nødvendigvis representerer nye arbeidsplasser. Hovedtyngden av sysselsettingsvirkningene kommer innenfor norsk offshore-rettet næringsliv, og vil der i stor grad belegge eksisterende byggekapasitet i en

| Nasjonalt | GBS | Semi |
|------------------------|--------|--------|
| Dir. prod.virkninger | 20.650 | 17.075 |
| Indir. prod.virkninger | 12.375 | 10.450 |
| Konsumvirkninger | 16.550 | 13.800 |
| Totalt | 49.575 | 41.325 |

Tabell 9.4 Samlede nasjonale sysselsettingsvirkninger for GBS-alternativet og semi-alternativet (årsverk)

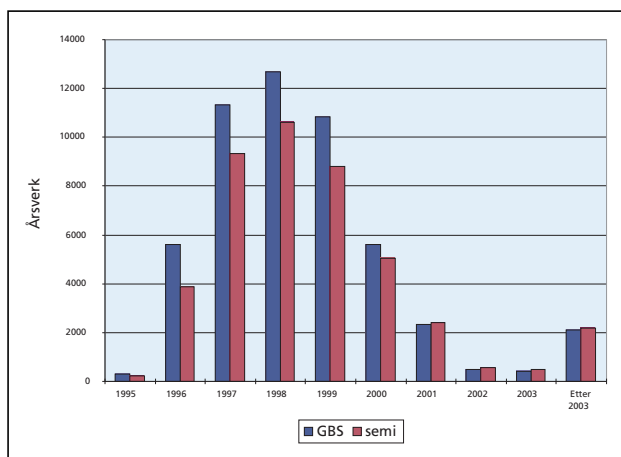
oppdragsmessig vanskelig periode. Det er mange offshore-rettede bedrifter som har ledig kapasitet i de årene utbyggingen pågår for fullt. Bare i liten grad vil en derfor i norsk næringsliv bygge opp ny kapasitet for å gjennomføre Åsgard-utbyggingen. De sysselsettingsmessige virkningene av utbyggingsprosjektet blir imidlertid ikke mindre av den grunn.

Semi-alternativet representerer imidlertid en utbyggingsløsning med teknologi som på sikt synes å bli mer etterspurt enn betongløsninger og vil således sikre et grunnlag for framtidig sysselsetting for norsk offshore-rettet næringsliv.

En sammenlikning av samlede nasjonale sysselsettingsvirkninger ved de to utbyggingsløsninger over tid, er vist i figur 9.6. Det framgår av figuren at en utbygging etter GBS-alternativet gjennomgående gir de største nasjonale sysselsettingsvirkningene. Forskjellen er særlig framtrædende i årene 1996 - 1999, når feltinstallasjonene bygges. For de øvrige år i utbyggingsperioden er forskjellen mellom de to utbyggingsløsningene små. Forskjellene i sysselsettingseffekt skyldes dels at semi-alternativet samlet sett er billigere enn GBS-alternativet, og dels at norsk leveranseandel er beregnet til å være lavere for semi-alternativet enn hva tilfellet er for GBS-alternativet.

I tillegg til en oppdeling på type sysselsettingsvirkning, gir beregningsmodellen også muligheter for å dele opp de direkte og indirekte produksjonsvirkningene på hovednæring.

GBS-alternativet får direkte og indirekte



Figur 9.6: Sysselsettingsvirkninger totalt fordelt over tid for GBS- og semi-alternativet (årsverk)

produksjonsvirkninger beregnet til ca. 33.000 årsverk, fordelt over utbyggingsperioden, og med toppår i perioden 1997 - 1999. Av dette ventes rundt 14.000 årsverk å komme innenfor industrivirksomhet, særlig verkstedsproduksjon. Videre kommer rundt 6.000 årsverk innenfor forretningsmessig tjenesteyting, dels i form av Statoil's egen prosjektledelse, og dels i form av innleide konsulentbedrifter og prosjekteringsmiljøer. Bygg og anleggsvirksomhet får også betydelige sysselsettingseffekter, beregnet til 5.000 årsverk, transportvirksomhet ventes å få rundt 3.000 årsverk, varehandel m.v. rundt 2.800 årsverk, mens de øvrige årsverk fordeler seg ut på andre næringer.

En utbygging etter semi-alternativet er beregnet til å gi produksjonsvirkninger på rundt 27.000 årsverk. Disse fordeler seg på næring omtrent på samme måte som for betongplattform-alternativet, med hovedvekt på industrivirksomhet, forretningsmessig tjenesteyting og bygge og anleggsvirksomhet, og noe mindre virkninger innenfor transport og varehandel. Også her fordeler produksjonsvirkningene seg over utbyggingsperioden, med en klar topp i perioden 1997 - 1999.

Driftsfasen

Norske vare- og tjenesteleveranser til drift av Åsgard-feltene i et normalår, er ca. 500 mill. 1995-kr pr. år, fordelt på en rekke næringsgrener, men med hovedtyngden innenfor konsulentvirksomhet og industri. I direkte og indirekte produksjonsvirkninger gir dette 1.300 årsverk. I tillegg kommer konsumvirkninger av hele sysselsettingseffekten. Samlet gir dette en sysselsettingseffekt i det norske samfunn av drift av Åsgard i et normalår på i underkant av 2.000 årsverk.

Det understrekes at beregningene er usikre, og at driftskonseptet for Åsgard ikke er endelig avklart. Tallene overfor kan derfor komme til å endre seg underveis i prosjektet.

De regionale virkninger av drift av Åsgard i Midt-Norge er beregnet til ca. 115 mill. 1995-kr ved en driftsorganisasjon i Stjørdal og ca. 110 mill. kr ved en base pluss enkelte driftsstøttefunksjoner i Kristiansund. I direkte og indirekte produksjonsvirkninger gir dette rundt 230 årsverk med drift i Stjørdal og rundt 200 årsverk i Kristiansund. I tillegg kommer direkte sysselsettingseffekt i driftsorganisasjonen på feltet og på land, og konsumvirkninger av det hele, slik at samlet midt-norsk sysselsettingsvekst som følge av drift av Åsgard vil ligge i størrelsesorden 500 årsverk ved en integrert driftsorganisasjon i Stjørdal, og rundt 400 årsverk i Kristiansund.

Den viktigste samfunnsmessige virkning er at man ved Åsgard integrert i driftsmiljøet i Stjørdal og basemiljøet i Kristiansund bidrar til å styrke grunnlaget for et integrert driftsmiljø i området som kan gi betydelige ringvirkninger både i industri og utdanning/forskning.

9.5.3 Sysselsettingsvirkninger av Åsgard gasstransport

Nasjonale sysselsettingsvirkninger i utbyggingsfasen

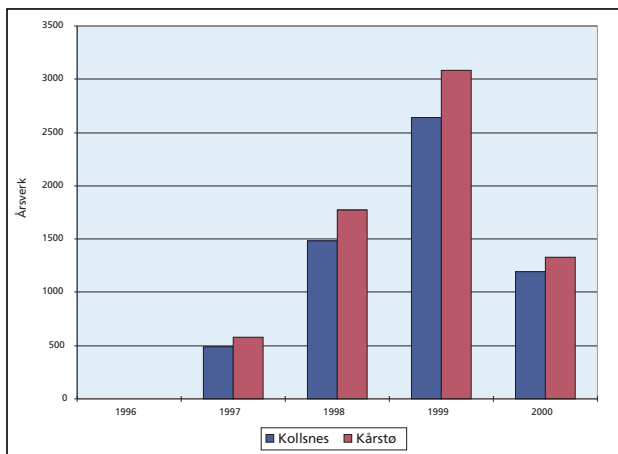
Ved hjelp av den nasjonale planleggingsmodellen MODIS har en beregnet sysselsettingsvirkningene av gasstransportørledningen som vist i tabell 9.5.

| Nasjonalt | Kollsnes | Kårstø |
|------------------------------|----------|--------|
| Dir. produksjonsvirkninger | 2.380 | 2.760 |
| Indir. produksjonsvirkninger | 1.480 | 1.750 |
| Konsumvirkninger | 1.940 | 2.250 |
| Totalt | 5.800 | 6.760 |

Tabell 9.5 Nasjonale sysselsettingseffekter Kollsnes/Kårstø (årsverk)

Det understrekes at dette er beregnede tall som inneholder betydelig usikkerhet.

En sammenligning av de nasjonale sysselsettingsvirkningene av Åsgard gassrørtransport ved ilandføring henholdsvis på Kollsnes og på Kårstø, er vist i figur 9.7.



Figur 9.7 Sysselsettingsvirkninger totalt fordelt over tid for gasstransportsystemet

Det framgår av figur 9.7 at de nasjonale sysselsettingseffektene ved ilandføring henholdsvis til Kollsnes og Kårstø viser omtrent samme forløp over tid. Sysselsettingseffektene ved ilandføring på Kårstø er imidlertid klart størst hele veien, dels som følge av lengre rørledning, og dels på grunn av en mer kostbar ilandføringsløsning som følge av landrøret over Karmøy.

Sysselsettingsvirkninger av Åsgard gasstransportsystemet i driftsfasen

Gasstransportsystemet bli integrert i Statoil's driftsmiljø for gasstransport i Nord-Rogaland. Driften vil her gi en aktivitetsøkning på noen få årsverk, men dette vil i stor grad bli hentet inn gjennom produktivitetsøkning andre steder i driftsmiljøet. Noen ny sysselsetting av betydning som følge av drift av rørledningen kan en derfor ikke regne med.

10 Miljø- og samfunnsmessig sammenligning av alternative feltutbyggingsløsninger

I foregående kapitler har de miljø- og samfunnsmessige forskjellene mellom GBS eller semi vært vurdert. I dette kapitlet vil de viktigste forskjellene mellom disse to alternativene bli oppsummert.

I konsekvensutredningen omhandles også to ulike gasseksportalalternativer, enten rørledning til Kollsnes eller Kårstø. Det er ikke identifisert vesentlige miljø-, fiskeri- eller samfunnsmessige forskjeller mellom de to alternative rørledningstraséene til sjøs. Rørledningene inngår derfor ikke i sammenligningen.

Kapitlet er basert på rapport nr. 17 og 19 i referanselisten.

10.1 Miljømessig sammenligning

Gassenter-alternativene er sammenliknet med hensyn på:

- Forventede regulære utslipp til sjø
- Forventede regulære utslipp til luft
- Risiko knyttet til akutte utslipp
- Nedstenging og disponering

Utslipp til sjø

Regulære utslipp av produsert vann, kjølevann, dreisvann, ballastvann og hydraulikkolje knyttet til havbunnsutstyr, er sammenliknet for GBS- og semi-alternativene. GBS-alternativet vil ha et tilleggslutslipp av ballastvann fra lagercellene med innhold av dispergert olje på 2-5 mg/l. Dette utslippet er imidlertid ikke vurdert til å ha noen miljømessig konsekvens. Utover dette er det ikke nevneverdig forskjell med hensyn på regulære utslipp til sjø fra de to alternativene.

Utslipp til luft

Med hensyn på utslipp til luft er de to gassenter-alternativene sammenliknet ved å kvantifisere forventede utslipp fra turbiner, dieselmotorer og lasting av olje og kondensat. Tabell 10.1 gir en oversikt over estimerte utslipp til luft for de to alternativene. Utslippstallene inkluderer alle utslipp, også produksjonsskip og støttfunksjoner/skytteltankere.

Som det fremgår av tabellen, har semi-alternativet de høyeste utslippene til luft. Dette skyldes dels høyere utslipp i forbindelse med lasting av olje og kondensat fra plattformen til lagerskip, og dels at

det er antatt at kraftgenerering på lagerskip vil skje ved bruk av dieselmotorer.

Miljørisiko knyttet til akutte utslipp

Faren for akutte utslipp av olje og kondensat er sammenliknet ved å se på utblåsnings- og lekkasjefrekvenser. Dette er gjort ved å vurdere forskjeller med hensyn til:

- Lengde/volum av rørledninger
- Lengde/volum av fleksible rør
- Antall brønner
- Lagring av olje og kondensat

Lengden på rørledninger er omtrent den samme for de to alternativene. Det er derfor ikke forskjell mht. risiko for lekkasje fra rørledninger på havbunnen. Semi-alternativet vil ha fleksible rør mellom havbunnen og tilknytningspunktet på plattformen og mellom plattform og lagerskip. Lekkasjefrekvensen for fleksible rørene er høyere enn for "vanlige" rørledninger. En lekkasje fra de fleksible slangene er imidlertid vurdert til å representere en liten miljørisiko, da en eventuell lekkasje vil være begrenset på grunn av de små volumene i rørene.

Begge de to alternativene er planlagt med like mange brønner og samtlige brønner vil være havbunnsbrønner i begge tilfeller. Utblåsningsfrekvensen vil være uavhengig av utbyggingsløsning på gassenteret.

Betydelige mengder olje og kondensat kan bli tapt ved en større lekkasje fra lagercellene. Kollisjon er en hendelse som vil kunne føre til en større lekkasje. Sannsynligheten for at dette skal kunne skje på betongplattformen er minimal, siden lagercellene ligger langt under havoverflaten. Lagertankene på lagerskipet ligger mer utsatt til ved en kollisjon. Det må imidlertid presiseres at sannsynligheten for en større lekkasje fra lagerskipet som følge av en kollisjon, er svært liten.

Miljørisikoanalyser fra andre felt konkluderer med at de hendelsene som bidrar mest til miljørisiko knyttet til akutte utslipp, er utblåsninger og uhell med skytteltankere. Det er ikke forskjell med hensyn til lastefrekvens for de to alternativene. Ut fra dette, samt ovenforstående vurderinger, kan en konkludere med at det er liten forskjell på de to alternativene med hensyn til risiko for akutte utslipp.

| Konsept | CO ₂ | CO | CH ₄ | NMVOC | NO _x | SO ₂ |
|-----------------|-----------------|-----|-----------------|-------|-----------------|-----------------|
| GBS | 850.435 | 601 | 2.561 | 278 | 5.554 | 91 117* |
| SEMI+FSU | 870.735 | 646 | 3.074 | 327 | 9.018 | 110 136* |

* H₂S fjerning ved Exxon Flexorb Prosess

Tabell 10.1 Estimerte utslipp til luft fra et GBS- og et semi-alternativ (tonn/år)

Nedstenging og disponering

Både semi- og GBS-alternativet designes med en levetid på 50 år. Forventet produksjonstid på gassenteret er omlag 30 år. Installasjonene kan dermed utnyttes ytterligere 20-30 år.

Det er ikke forskjell mellom alternativene med hensyn på mulighet for tilknytning til andre felt i området. Semi-alternativet som består av mobile installasjoner, har potensiale for gjenbruk på en annen lokasjon. Dette er lite realistisk for GBS-alternativet.

Både en semi og et lagerskip er mobile installasjoner som enkelt vil kunne fjernes. Dette alternativet ligger derfor til rette for fullstendig fjerning og full "opprydding" på feltet. En GBS er konstruert slik at den skal være fjernbar, men da det ikke er fjernet tilsvarende plattformer før, vil det knytte seg en viss usikkerhet til gjennomførbareheten av operasjonen.

Av totalt medgått stål på omlag 72.500 tonn for en GBS, vil omlag 40% være gjenvinnbart. Av omlag 60.000 tonn stål medgått på en semi, vil omlag 90% være gjenvinnbart. På en GBS går det i tillegg med omlag 250.000 tonn betong, hvorav sand og grus utgjør omlag 180.000 tonn. Det knytter seg tildels betydelige negative miljøaspekter til uttak av sand og grus. Betongdelen har et svært begrenset gjenbrukspotensiale og grus/ sand- og stålressursene kan vanskelig gjenvinnes.

Oppsummering

Med utgangspunkt i ovenforstående vurderinger, kan det konkluderes med at GBS-alternativet er å foretrekke med hensyn på regulære utslipp til luft, mens semi-alternativet er å foretrekke med hensyn til muligheten for fjerning, gjenbruk og resirkulering.

Eksosutslipp fra lagerskip kan trolig reduseres ved å legge opp til en mer optimal kraftgenerering. I tillegg arbeides det med ny teknologi for å redusere VOC-utslipp knyttet til lastning/lossing. Semi-alternativet er således vurdert til å ha et

større potensiale for forbedringer mht. miljø enn GBS-alternativet.

Ut fra en totalvurdering av de omtalte miljømessige aspektene tilknyttet valg av gassenter, er semi-alternativet vurdert til å være det beste.

10.2 Samfunnsmessig sammenligning

Investeringer og driftskostnader

GBS- og semi-alternativet representerer forskjellige konsekvenser for samfunnet når det gjelder leveranser og tjenester samt arbeidsplasser.

De totale investeringene for GBS-alternativet er anslått til ca 28.9 mrd 1995-kr, mens de for semi-alternativet er anslått til ca 26.7 mrd 1995-kr. Driftskostnadene for begge alternativ er beregnet til ca 1.400 mill. 1995-kr.

Varer og leveranser

GBS-alternativet ventes å gi de største samlede norske leveranser på ca 58% (dvs. 16-17 mrd. kr) av totalinvesteringen. Semi-alternativet er anslått til ca 51% norsk andel (dvs. 13-14 mrd. kr). Forskjellen skyldes at det for en semi-plattform i stål, forventes at denne bare delvis blir produsert i Norge, og at lagerskipet i sin helhet forventes produsert i utlandet.

Følgelig forventes leveransene til betongplattform-alternativet å være størst dels pga. større investeringer, og dels pga. en forventet høyere norsk andel av leveranser.

Arbeidsplasser

GBS-alternativet er beregnet å gi en samlet nasjonal sysselsettingsvirkning på ca 50.000 årsverk i hele utbyggingsperioden, mens semi-alternativet er beregnet til ca 41.000 årsverk. Semi-alternativet forventes å representere noen flere årsverk i driftsfasen. Det understrekes at tallene er beregnet og inneholder betydelig usikkerhet.

11 Oppfølgende tiltak og undersøkelser

11.1 Oppfølging av tiltak i konsekvensutredningen

I konsekvensutredningen er det under de fleste kapitler, angitt avbøtende tiltak som enten er besluttet eller under vurdering. Disse tiltakene vil bli løpende fulgt opp av prosjektet i utbyggings- og driftsfasen. I tillegg vil det i det videre planarbeidet, bli forsøkt identifisert nye avbøtende tiltak. Dette vil inngå som en del av prosjektets miljøstyringsystem, se kap.4.8.

Konsekvensutredningen vil danne basis for det videre miljøarbeidet i prosjektet. Etter som prosjektet planlegges videre, kan det bli aktuelt å oppdatere og utdype utredningens miljø- og naturressursdel. En slik evt. oppdatering og utdyping vil i såfall konsentreres om områder hvor det er usikkerhet om konsekvensene eller hvor evt. endringer i eller detaljering av utbyggingstiltakene, gjør det formålstjenlig. En slik evt. oppdatering vil i så fall inngå som en del av prosjektets miljøstyringsystem.

11.2 Regional konsekvensutredning

I forbindelse med Åsgard-utredningene er det utført en del studier med et regionalt perspektiv:

- I vurderingen av bioakkumuleringspotensialet er det utført modellforsøk hvor utslipp til sjø fra alle felt på Haltenbanken og Norne inngår.
- I vurderingen av forsuringspåvirkning og ozondannelse på landområdene, er utslippene til luft av NO_x, hydrokarboner og SO₂ fra de samme feltene inkludert.
- Videre er det etablert en samlet utslippsoversikt til luft fra feltene og et samlet klimagassutslipp er beregnet.
- Risikovurderingen av uhell med skytteltrafikken gjelder også skytteltrafikk fra alle feltene i området.

Disse studiene er lagt til grunn ved vurderingen av konsekvensene fra Åsgard. Dette arbeidet bør videreføres i en egen regional konsekvensutredning for et nærmere definert geografisk område.

Avgrensningen av regionen(e), innholdet i en slik utredning, organisering av arbeidet og offentlig prosess, må fastlegges etter nærmere diskusjon mellom berørte parter, myndigheter og operatører.

Vedlegg B skisserer nærmere formål med og innhold i en regional konsekvensutredning.

Ansvar for oppfølging av en regional konsekvensutredning må ligge på operatørene i området sammen med myndighetene og ligger således utenfor Åsgard-lisensens ansvar.

11.3 Miljøovervåkning på Åsgard

I henhold til Statoil's 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 veileder (90:01) hva slike miljøundersøkelser skal omfatte. Statoil's styringsystem for miljøundersøkelser er derfor knyttet nært opptil den systematiske identifisering og oppfølging av miljøindikatorer som er beskrevet i SFT's veileder.

Disse miljøindikatorer omfatter :

- totalt hydrokarboninnhold
- 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 miljøindikatorer var først og fremst utviklet for å følge effektene av den utstrakte bruken av oljebasert boreslam som tidligere var den etablerte praksis ved produksjonsboring, og indikatorer har fungert godt for å følge opp effekter på bunnfauna ved utslipp fra boreoperasjoner. De samme miljøindikatorer fungerer ikke for å vurdere effekter som skyldes utslipp av olje, kjemikalier og andre organiske forbindelser i produsert vann.

I planleggingen av miljøovervåkingen på Åsgard er det derfor viktig å skille mellom overvåking av utslipp fra boreoperasjoner, og overvåking knyttet til utslipp av olje og kjemikalier i produsert vann.

For **overvåking av boreaktivitetene** er det naturlig å ta utgangspunkt i SFT's veileder. Denne er til revisjon, men det forventes liten endring i måleparameterne eller miljøindikatorer for sedimentundersøkelsene. Endringene blir trolig større når det gjelder valg av prøvestasjoner, undersøkelsesfrekvens og områdedekning. Slik de foreløpige planene er, vil Haltenbanken utgjøre en region som skal overvåkes hvert 3. år. Første regionale undersøkelse er planlagt i 1997.

Grunnlagsundersøkelsen for Åsgard planlegges gjennomført i 1996. Stasjonsnett som da blir valgt, vil også inkludere regionale stasjoner som i fremtiden skal gi en bedre oversikt over den generelle miljøpåvirkningen i regionen.

Når det gjelder **overvåking knyttet til utslipp av olje og kjemikalier i produsert vann**, er fokus satt på overvåking av organismer i vannsøylen.

Foreløpig finnes det ikke standardiserte metoder på dette området som er egnet til bruk i en rutinemessig overvåkning. Statoil har derfor i 6-7 år drevet en utstrakt forskningsaktivitet for å undersøke hvilke negative effekter utslipp av produsert vann og kjemikalier kan gi. I de første årene var denne forskningen knyttet opp mot måling av akutte effekter av kjemikalier og produsert vann. Resultatene fra disse undersøkelsene har ikke gitt gode miljøindikatorer for registrering av akutte effekter, fordi slike effekter knapt har vært målbare i nærsonen rundt installasjonene.

Forskningen omkring utslipp av kjemikalier og produsert vann har derfor i de siste årene vært rettet mot akkumulering og langtidseffekter. I samarbeid med andre operatører og OLF har Statoil gjennomført hydrokarbonanalyser av fisk, modellstudier av utslipp for å se på risikoen for bioakkumulering, samt uttesting av lipidmembraner for å få et bedre grunnlag til å vurdere miljørisikoen av utslipp i vannsøylen.

Akkumulering av hydrokarboner i fisk har vært et diskusjonstema siden oljeaktivitetene til havs startet. I 1989-90 gjennomførte Rogalandforskning en mer omfattende analyse av fisk tatt på Osebergfeltet, Egersundsbanken og Haltenbanken. Resultatene herfra viste at aromat- og dekalin-nivået var statistisk sett høyere i fisk

tatt på Osebergfeltet enn på Haltenbanken og Egersundsbanken. Enkeltresultatene viste imidlertid store variasjoner innen hvert område.

Det er vanskelig å avgjøre om fisk tatt nær oljefelt inneholder hydrokarboner som kommer fra naturlige kilder, fra utslipp på land via elver eller som atmosfærisk nedfall, fra skipstrafikk eller fra petroleumsindustrien. I det pågående omtalte prosjektet på fisk, er det derfor lagt stor vekt på opparbeidings- og separasjonsteknikker for å redusere bakgrunnsstøyen av naturlige komponenter i fisken, samt benytte forbedrede analyseteknikker og multivariate statistiske dataanalyser i forsøk på å identifisere mulige hydrokarbonkilder.

Når disse forsøkene er ferdig rapportert, vil det være et bedre grunnlag for å velge ut miljøindikatorer som kan si noe mer konkret om mulige negative miljøkonsekvenser av utslipp i vannsøylen. Dette vil bl.a. danne grunnlag for arbeidet, med å fortsette et overvåkingsprogram for Åsgard.

Overvåkingsprogram mot for Åsgard vil bli fastlagt i samarbeid med SFT iht. til de nye retningslinjene som er under utarbeidelse. Programmet vil vektlegge regional overvåking og vannsøylen.

VEDLEGG A

Oljevernberedskapen

En effektiv oljevernberedskap vil være det avgjørende virkemiddel for bekjempelse av oljesøl, gitt en større lekkasje/utslipp til sjø. Forurensningsloven av 13. mars 1981 gir myndighetene adgang til å pålegge virksomheter som kan medføre akutt forurensning, å utarbeide beredskapsplaner som skal godkjennes av myndighetene. Det overordnede prinsipp for norsk oljevern er at den enkelte virksomhet selv har ansvar og plikt til å etablere den beredskap som er nødvendig for å møte et tilfelle av akutt forurensning. Stortingsmelding nr. 49 (1988-89) gir en detaljert beskrivelse av ansvars- og rollefordeling i dagens norske oljevernberedskap (Stortingsmelding nr. 49).

Norsk oljevernberedskap beskrives vanligvis som oppdelt i tre beredskapsordninger:

- Privat (her oljeselskapet og NOFO ¹⁾)
- Kommunal (her relevante IKOU ²⁾)
- Statlig (her SFT)

- 1) Norsk Oljevernforening for Operatørselskaper.
- 2) Interkommunale Oljevernutvalg.

Operatørselskapene har etablert godkjent beredskap gjennom NOFO som dekker aktiviteten på sokkelen. Når det gjelder skipstrafikk kommer denne ikke inn under private beredskapsplaner såfremt denne ikke er knyttet til virksomhet som er pålagt slike planer. Kommunal og interkommunal oljevernberedskap omfatter beredskapsplaner og utstyr som kommunene har ansvaret for. Den statlige beredskapen er et supplement til privat og kommunal beredskap og ved større oljesøl vil alle tre aktører i fellesskap gå til aksjon, og SFT (Statens forurensningstilsyn) vil ha det koordinerende ansvar.

I den påfølgende tekst er beskrevet organisering og kapasitet til eksisterende beredskap som er relevant med hensyn til utslipp/lekkasjer fra Åsgard. Et områdekart med relevante beredskapsdepoter er presentert. Avslutningsvis er effektiviteten av en oljevernaksjon vurdert.

Beskrivelsen dekker oljevern beredskapen med vekt på NOFO og SFT.

A.1 Privat oljevernberedskap (NOFO)

Norsk oljevernforening for Operatørselskaper (NOFO) har etablert godkjent beredskap for hele sokkelen og dermed også for hav og kystområder i Midt-Norge og Nord-Norge som vil bli berørt ved et eventuelt større oljeutslipp fra Åsgard.

Generelt er NOFO en operatørorganisasjon etablert for å skaffe tilveie et felles oljevernberedskapsopplegg bestående av:

- Oljevern fartøy
- Oljevern utstyr (lenser, skimmere osv.)
- Personell for bekjempelse av større oljesøl

Et hovedprinsipp ved beredskapen er at oljesølbekjempelse skal gjennomføres med mekanisk oppsamling, så langt råd er, og at utslippet skal bekjempes så nært kilden som mulig. Dispergeringsmidler skal benyttes som sekundær oljesølbekjempelse, og kun etter grundig overveielse og etter myndighetenes tillatelse.

Ved ukontrollerte utblåsninger og større oljeutslipp skal operatørselskapet kontakte varslingsentralen for mobilisering av:

- Oljevern baser
- Slepe fartøy
- Personell

Det ansvarlige operatørselskap skal selv mobilisere oljevern fartøy og tankskip og deretter underrette varslingsentralen om ankomst av oljevern fartøy til oljevern basen. NOFO har avtale med supplybåter som kan tas inn som oljevern fartøy. Videre er det inngått avtale med et antall skytteltankere (Scanpower 1992).

Oljevernberedskapen under NOFO omfatter også en "skadestedslederpool" som på oppfordring fra det ansvarlige operatørselskap vil kunne stille til rådighet en skadestedsleder ved en større oppsamlingsaksjon. Dette gjelder hvis operatøren ikke selv disponerer en skadestedsleder.

NOFO har etablert 5 baser langs kysten hvor NOFOs oljevern utstyr er lagret:

- GMC Stavanger
- Austevoll
- Vestbase Kristiansund
- Trænabasen Træna
- Polarbase Hammerfest

På baseområdene er det lagret totalt 14 oljevern systemer hver bestående av:

- 400 meter lense
- Et kombinert oljeopptakings- og lossesystem (FRAMO Transrec system)
- En reservedelscontainer
- Lager av emulsjonsbryter

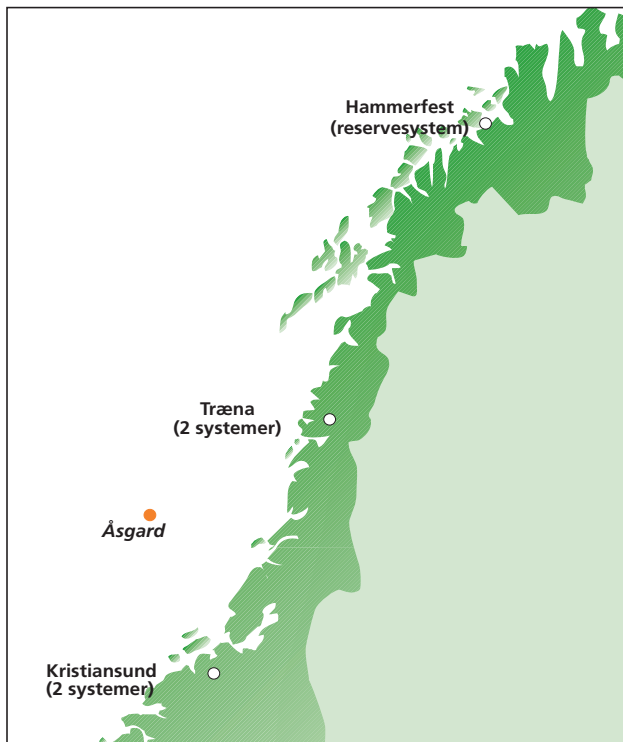
Videre finnes dispergeringsmiddel med tilhørende utstyr, kommunikasjonsutstyr, verneutstyr og overlevelsesdrakter.

Ved en ukontrollert utblåsning eller annen stor oljelekkasje fra Åsgard, vil det være behov for å mobilisere flere oljevern systemer. De to primære basene for Åsgard vil være:

- Vestbase Kristiansund (med 2 systemer)
- Trænabasen Træna (med 2 systemer)

Avhengig av oljeutslippets omfang vil reservesystemer mobiliseres. Ifølge NOFO vil minst 10 systemer vil kunne settes inn samtidig ved en operasjon. Reservesystemene vil videre kunne erstatte utstyr som trenger reparasjon eller vedlikehold.

Baser med antall oljebekjempelsessystemer er angitt i figur A.1.



Figur A.1 NOFO's oljevernbaser i Midt- og Nord-Norge.

A.2 Kommunal/interkommunal oljevernberedskap

Den enkelte kommunes ansvar er ikke spesielt beskrevet nedenfor da dette ansvar er knyttet til mindre akutte forurensninger som skjer innenfor kommunens grenser. For Åsgard-utbyggingen er imidlertid oljeutslipp som kan berøre flere kystkommuner aktuelt, og ved slike hendelser vil de interkommunale oljevernutvalgene (IKOU) tre i funksjon.

Kysten er delt inn i 51 interkommunale beredskapsområder der en innenfor hvert område samarbeider når et oljeutslipp berører flere kommuner. Det beskrevne influensområde for Åsgard indikerer at IKOU for kystkommuner i Nordland og Nord-Trøndelag (og muligvis også Sør-Trøndelag og Troms) må tre i aksjon ved større oljesøl.

Totalt disponerer de interkommunale oljevernutvalgene i Norge (AKUP 1992).

- Ca. 70.000 m lenser (lett type)
- Ca. 285 stk. lette oljeskimmere og pumper
- Ca. 125 stk. arbeidsbåter (typisk lengde 15 ft)

Utstyret vil kun fungere i smult farvann, og vil bare brukes i indre kystleia. Mobiliseringstiden for det interkommunale utstyret vil være avhengig av varslingsstid og tid for transport/utsetting av utstyr. Normalt vil 10 timer være tilstrekkelig (AKUP 1992).

SFT har oppdatert liste over alle aktuelle interkommunale oljevernutvalg langs kysten, inklusive IKOU i influensområdet til Åsgard. Listen inneholder:

- Navn på IKOU
- Spesifikasjon av kommuner som ligger i utvalgets geografiske ansvarsområde
- Navn på formann til utvalget
- Relevante telefon/telexnummer

Fra listen fremgår det at det er opprettet 15 interkommunale oljevernutvalg som dekker kystkommunene mellom Kristiansund N og Tromsø.

A.3 Statlig oljevernberedskap i regi av SFT

Den statlige oljevernberedskap er primært innrettet for å håndtere olje som truer kysten. Typiske mål ved beredskapen er:

- Unngå stranding av olje
- Foreta skjerming av områder av særlig viktig miljømessig karakter
- Unngå skade på næringsvirksomhet (fiskeoppdrettsanlegg osv.)
- Strandrensing

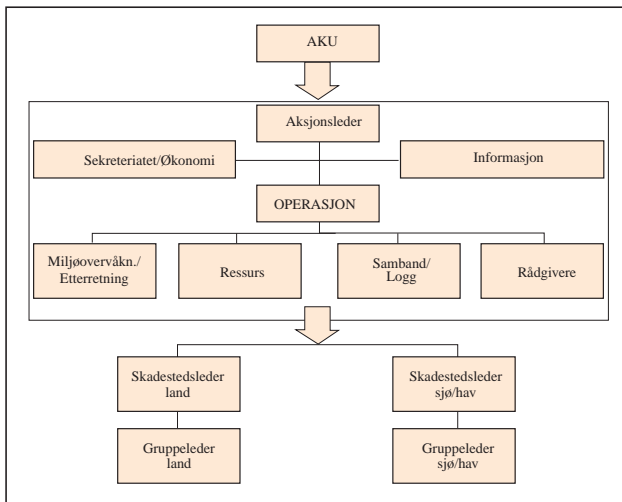
Ved større oljeutslipp vil Aksjonsutvalget for Staten (AKU) tre i aksjon. Dette utvalget vil ha som hovedoppgaver å:

- Samordne de forskjellige myndigheters arbeid
- Overvåke operatørens styring/gjennomføring av oljevernaksjonen
- Gi pålegg til operatørens aksjonsledelse etter vurdering

Organiseringen av Statens oljevernberedskap er vist i figur A.2.

Hvis AKU anser det formålstjenlig, kan utvalget helt eller delvis ta over aksjonsledelsen. Utvalget er organisert med representanter fra følgende instanser:

- Statens forurensningstilsyn (SFT)
- Sjøfartsdirektoratet (SD)
- Oljedirektoratet (OD)
- Forsvaret (FO)
- Justisdepartementet (JD)



Figur A.2. Organisasjonsplan for oljevernberedskapen.

Det sammensatte utvalget har det overordnede statlige ansvaret, og avgjørelser vil bli basert på ekspertise i SFT. Videre er det SFT's ansvar å sørge for de tekniske ressursene. I figur A.2 er organiseringen av aktiviteter/ressurser i en større oljevernaksjon presentert skjematisk. Normalt vil aktiviteter/ressurser som er beskrevet innenfor det skraverte området ble ledet av SFT. NOFO beredskapen vil ligge under skadestedsleder sjø/hav og IKOU vil ligge organisert under gruppeledere på land.

På ressursiden er inkludert 14 statlige oljeverndepoter med lenser og skimmere, ref. figur A.3. Tre av depotene ligger innenfor influensområdet til Åsgard; Sandnessjøen, Bodø og Lødingen. I tillegg kan Tromsø depotet være relevant og også dette inkludert i tabell A.2. Depotet på Ørlandet er ikke inkludert i tabellen, men kan også være aktuelt.

| Depot | Oljevernutstyr | | | | |
|------------------------|----------------|------------------|------------|--------------------|---------------------------------------|
| | Lett lense | Mellomtung lense | Tung lense | Skimmere (Foxtail) | Skimmere (Walosep, miniskimmere etc.) |
| Sandnessjøen | 1.400 m | - | 600 m | 1 | 4 |
| Bodø | 1.100 m | 304 m | 600 m | 2 | 4 |
| Lødingen ¹⁾ | 800 m | 304 m | 1.000 m | 1 | 2 |
| Tromsø | 1.425 m | 958 m | 1.100 m | 3 | 9 |

Tabell A.2 Oljevernutstyr ved SFT (SFT 1993c)

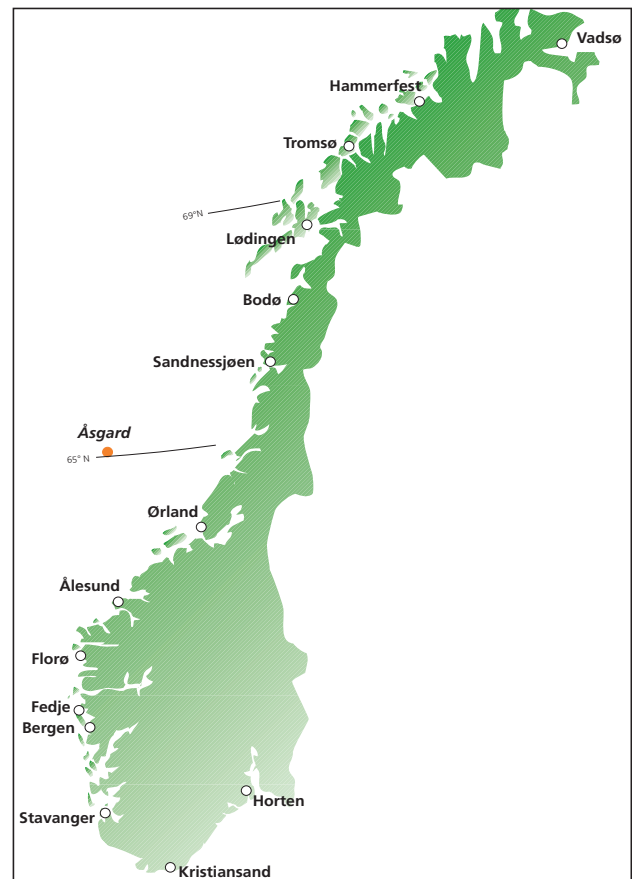
¹⁾ I tillegg til lenser i Lødingen er 200 meter lett lense (Sjuntorp) lagret i Norvik.

Lensene som er lagret på depotene er av forskjellig fabrikat (Expandi 3000, Sea Serpen 2000, Expandi 4300, NOFI 500 EP etc.). I tillegg til utstyret i tabell A.2 har hvert depot nødlossingsutstyr, dispergeringsutstyr og diverse strandrenseutstyr.

SFT har videre avtaler med 6 kystvakt fartøyer hvorav 3 er knyttet til Nord-Norge. Disse fartøyene er utstyrt med skimmere og tunge lenser.

I tillegg til de ovenfor nevnte ressursene disponerer SFT et overvåkingsfly for registrering av oljesøl langs kysten og på kontinentalsokkelen. Dette flyet er utstyrt med radar og kan oppdage oljesøl opp til 40 km på hver side av flyet. Også UV kamera for kartlegging av utbredelse og IR kamera for analyse av dybde finnes ombord.

De statlige oljeverndepotene er lokalisert som vist i figur A.3.



Figur A.3 Lokaliseringen av statlige oljeverndepoter i Norge.

A.4 Oljevernberedskapens effektivitet

Tar man med i betraktning oppsamlingseffektivitet som funksjon av værforhold kan man forutsette en samlet effektivitet ved en langvarig utblåsning utenfor Midt-Norge å være 60-80% om sommeren (mai-august) og 20-30% om vinteren (november-februar) (NOE 1993). Imidlertid er beredskapsvevnen trolig betraktelig lavere ved undervannsutslipp p.g.a. spredningsmønsteret (NOE 1993). Når oljen når overflaten ved et undervannsutslipp vil den allerede være spredd over et større område enn om utslippet skjedde direkte til overflaten.

VEDLEGG B

Regionale konsekvensutredninger på midt-norsk sokkel.

Basert på en foreløpig vurdering kan utredningens hovedformål beskrives slik:

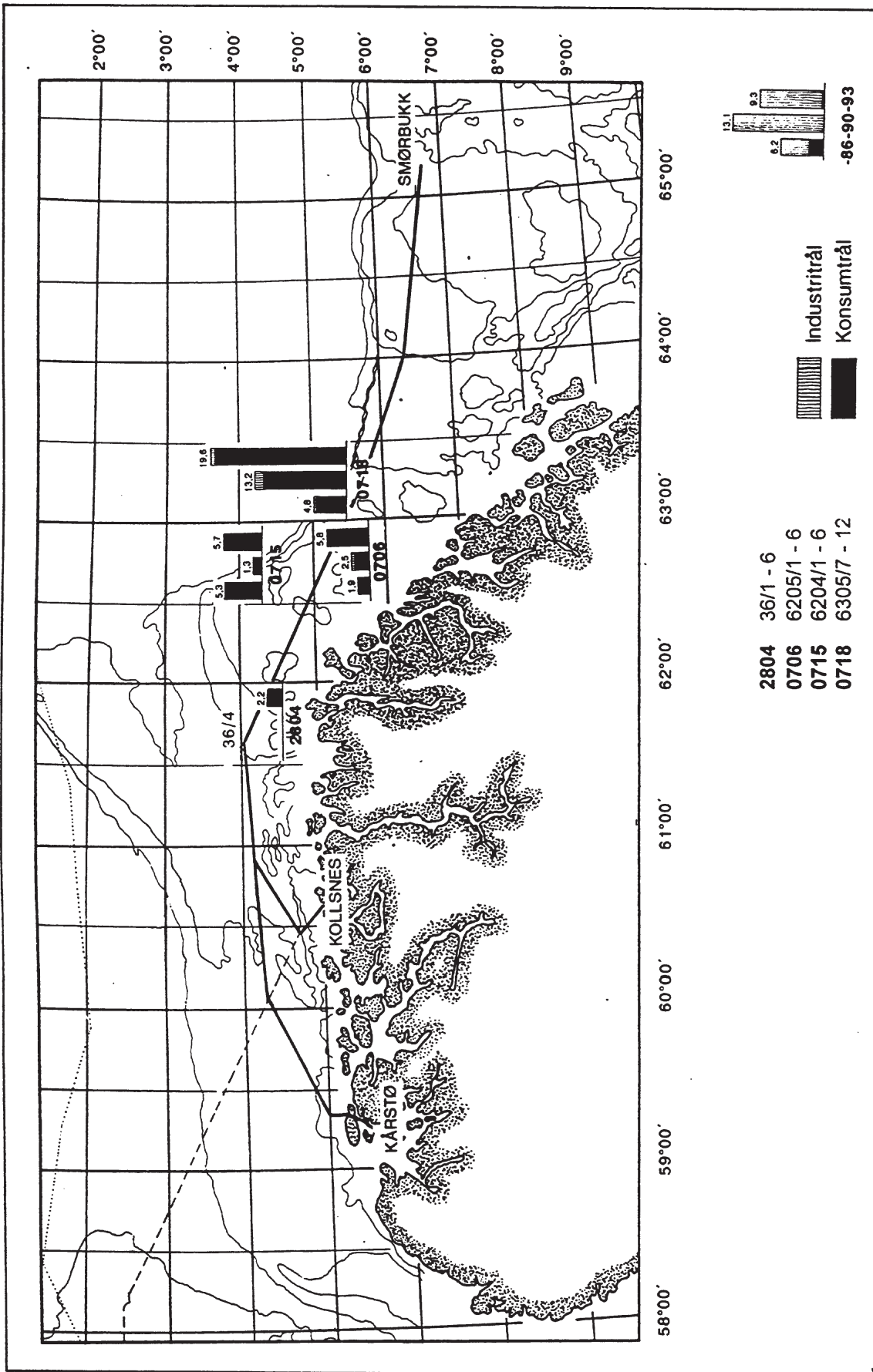
- *Foreta en helhetlig vurdering av hvordan en videre utbygging av petroleumsaktiviteten i regionen kan påvirke influensområdets fysiske miljø, biologiske ressurser, økologiske sammenhenger, samt influensområdets næringsmessige og rekreasjonsmessige interesser og verdier.*
- *Identifisere kostnadseffektive tiltak for å redusere belastninger fra petroleumsvirksomheten på viktige interesser i området, etablere et grunnlag for en effektiv regional overvåking av en evt. endret miljøtilstand, samt bidra til et effektivt beredskapsopplegg for området.*
- *Etablere en rasjonell konsekvensutredningsprosess der en regional konsekvensutredning fører til forenklinger for konsekvensutredninger på prosjektnivå både når det gjelder innhold og prosess.*

En videre detaljering av innholdet i en regional konsekvensutredning kan skisseres slik:

- Etablere et samlet datagrunnlag for områdets miljøressurser som grunnlag for framtidige studier, utredninger og planer. Identifisere områder hvor datagrunnlaget bør oppdateres, og etablere og gjennomføre programmer for slik datainnsamling.
- Identifisere og beskrive sårbare ressurser og spesielt sårbare områder innen influensområdet, og vurdere områdets totale påvirkning hvor alle kilder vurderes.

- Etablere en oversikt over de samlede utslippene til sjø og luft fra alle felt i regionen for hele feltenes levetid, og vurdere hvilke konsekvenser en samlet petroleumsvirksomhet har for miljø- og naturressursene (inkludert fiskeriene).
- Identifisere hvilke problemstillinger som bør fokuseres i konsekvensutredningene på prosjektnivå.
- Identifisere tiltak for å redusere negative miljøpåvirkninger og foreta en kost-nyttevurdering av disse.
- Vurdere særlig sårbare områder og ressurser i en oljevernberedskapssammenheng og utvikle et effektivt beredskapsopplegg for regionen.
- Etablere og gjennomføre et program for regionale miljøundersøkelser for overvåking av de mest sårbare ressursene, og etablere en klarere sammenheng mellom konsekvensutredninger og miljøundersøkelser/overvåking.
- Utvikle kunnskap og metoder for bedre å kunne vurdere miljøkonsekvensene i forhold til de mest sårbare ressursene i området. Langtidseffekter/bioakkumulering på økosystemet, oljedriftsmodeller og skader på sjøfugl som følge av akutte utslipp av olje, er sentrale områder.
- Etablere et felles grunnlag for konsekvensutredninger, miljørisikoanalyser, miljøundersøkelser og utslippssøknader på prosjektnivå og bidra til en mer kostnadseffektiv og tidsbesparende utredningsfase totalt sett for prosjekter på midt-norsk sokkel.

Vedlegg C



Figur C.1 Trålfangster i lokasjoner som berøres av traséen for Åsgard gasstransportør

| Blokker | 6506/7-12 Lokasjon 0613 | | | 6507/7-12 Lokasjon 0614 | | | 6406/1-6 Lokasjon 0608 | | | 6407/1-6 Lokasjon 0609 | | |
|-----------|----------------------------|----|-----|----------------------------|----|----|---------------------------|----|----|---------------------------|-----|----|
| | År | 86 | 90 | 93 | 86 | 90 | 93 | 86 | 90 | 93 | 86 | 90 |
| Torsk | 2 | 1 | 16 | - | - | - | 0 | - | - | 0 | 2 | - |
| Hyse | 1 | 1 | 4 | - | - | - | - | - | - | 0 | 3 | - |
| Sei | 1 | 2 | 18 | - | - | 1 | 17 | - | - | 115 | 159 | - |
| Uer | 80 | 42 | 226 | - | - | 0 | 2 | - | - | 9 | 80 | - |
| Blåkveite | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Annet | 4 | 0 | 2 | - | - | 0 | 0 | - | - | 1 | 3 | - |
| I alt | 89 | 45 | 266 | - | - | 1 | 19 | - | - | 125 | 246 | - |
| Fartøyer | 3 | 4 | 5 | - | - | 1 | 1 | - | - | 2 | 7 | - |
| Tråltimer | 91 | 75 | 303 | - | - | 1 | 14 | - | - | 103 | 284 | - |

* Foreløpige 1993-tall

**Tabell C. 1 Konsumtrålfangster i statistikklokasjonene omkring Åsgard i tonn *)
(Kilde: Fiskeridirektoratet)**

Referanseliste

1. NO_x-spredningsstudie for Haltenbanken. Innsamling av grunnlagsdata. SNOW as. 1995
2. CO₂ - og klimagassutslipp fra Åsgard og feltene på midt-norsk sokkel. Statoil. 1995
3. Utslipp fra petroleumsrelatert aktivitet på Haltenbanken. NILU/NIVA. 1995.
4. Konsekvenser av regulære utslipp til sjø fra Åsgard. Statoil. 1995
5. Bioakkumulering og langtidseffekter ved driftsutslipp fra petroleumsindustrien på Haltenbanken. Statoil. 1995.
6. Karakterisering og prediksjon av forvitringsegenskapene til oljene Smørbukk/Smørbukk Sør/Midgard. IKU. 1995.
7. Drivbaneberegninger - Åsgard. IKU. 1995.
8. Mulige konsekvenser for sjøfugl og kystsel ved petroleumsvirksomhet på Åsgard, midt-norsk sokkel. NINA oppdragsmelding. 1995.
9. Vurdering av risiko for oljeutslipp fra skytteltankere på Haltenbanken. Statoil. 1995.
10. Miljøkonsekvenser ved et eventuelt akutt oljeutslipp på Åsgard. Statoil. 1995.
11. Miljørisikoanalyse for Åsgard. Statoil. 1995.
12. Utbygging av Åsgard. Virkninger på bunnfauna og -flora i utbyggingfasen. Rogalandforskning. 1995.
13. Avfallsplan for Åsgard. Statoil. 1995.
14. Nedstenging og disponering av innretningene på Åsgard etter produksjonsavslutning. Statoil. 1995.
15. Utbygging av Åsgard. Virkninger for fiskeriene av utbygging av felt og transportsystem. Agenda utredning og utvikling. 1995.
16. Miljømessige konsekvenser av et gassutslipp ved rørledningsbrudd på Åsgard gassrørledning. Statoil. 1995.
17. Samfunnsmessige konsekvenser ved utbygging av Åsgard med tilhørende gasstransportsystem. Agenda utredning og utvikling. 1995.
18. Åsgard - environmental study. Evaluation of 5 concept alternatives. Aker Engineering. 1995.
19. Åsgard - environmental study. Evaluation of GBS and semi+FSU alternative. Aker Engineering. 1995.