

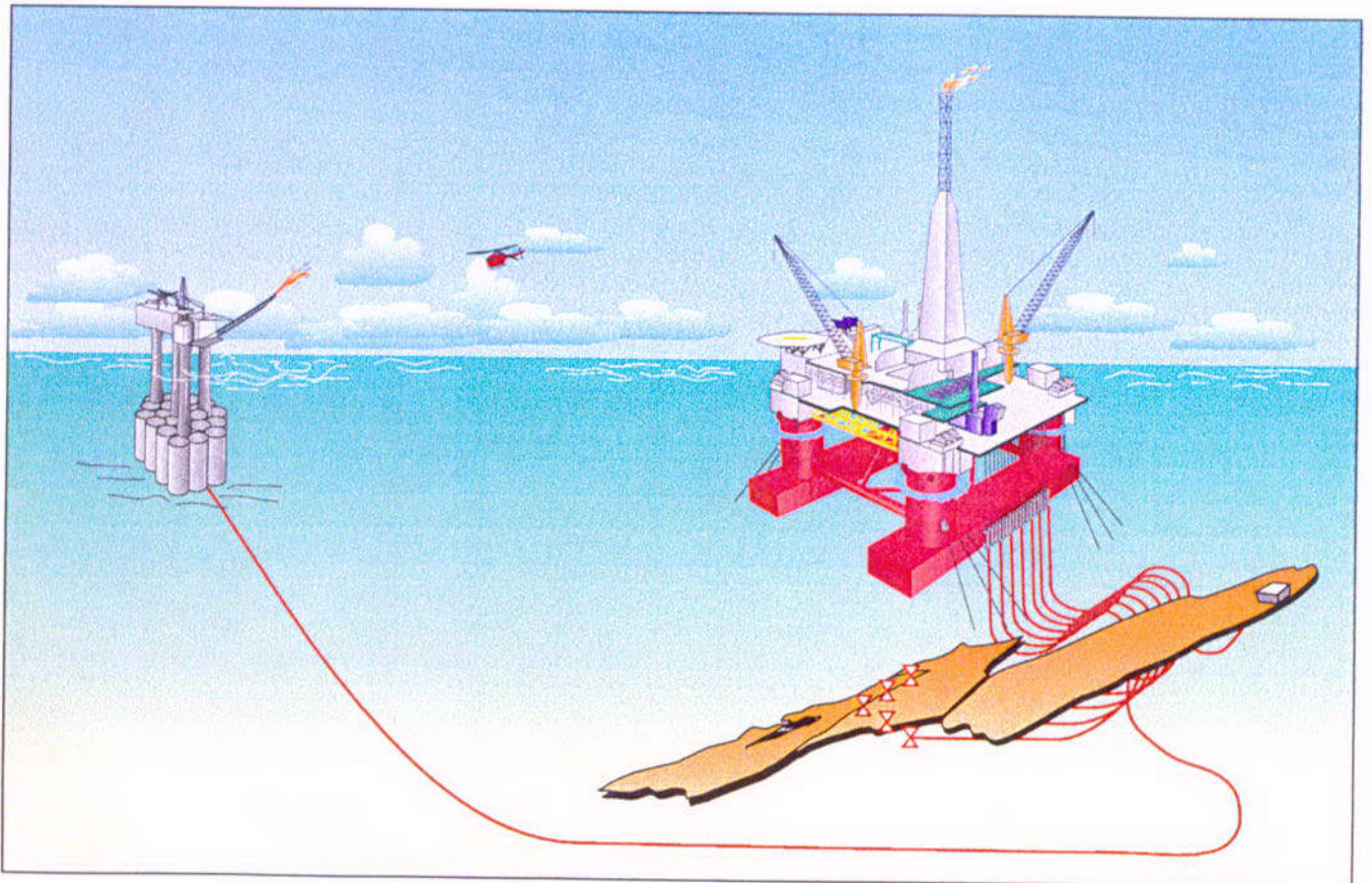


VISUND

Konsekvensutredning

PL 120

September 1995



Operator:



Partners:





U&P-divisjonen

| |
|-----------------|
| Gradering |
| Intern |
| Nedgradering |
| Oppbevaringstid |
| Erfaringsdok. |

| | | | | | | | | | |
|--|---------------------------|--------------------|--|-----------------------------------|-----------|-------------------------|--------------|---------------|--------------|
| Tittel | | | | | | | | | |
| VISUND KONSEKVENsutredning | | | | | | | | | |
| Emneord | | | | | | | | | |
| Environmental studies, Economic analysis | | | | | | | | | |
| Dokumentkategori | | | | Dokument-ID | | | Tillegg nr. | | |
| Rapport | | | | R-071942 | | | | | |
| Områdekode | | Systemkode | | Kontraktsnr./Leverandørs pakkenr. | | | | | |
| SCM referanse | | | | Utstyrsnr. | | | | | |
| 21-00-NH-X15-00011 | | | | | | | | | |
| Kvadrant/blokk/brønn | | | | Lisensnr. | | Prosjekt | | | |
| 34/8 | | | | PL120 | | VISUND | | | |
| Sider/vedlegg/bind | | | | | Erstatter | | | | |
| Utarbeidet | Navn | | | Org. enhet | | Dato | | Sign. | |
| | A. J. Røstum T. Melien | | | Sikkerhet P&A | | 1995-09-08 1995.09.8 | | AJR TME | |
| Kontrollert | Navn | | | Org. enhet | | Dato | | Sign. | |
| | U. Kjellén | | | Sikkerhetsledelse | | 1995-09-08 | | MIG | |
| Verifisert | Navn | | | Org. enhet | | Dato | | Sign. | |
| | L.I. Eide | | | KMS, T&U | | 1995-09-08 | | LGE | |
| Godkjent | Navn | | | Org. enhet | | Dato | | Sign. | |
| | A. Liverud B.A. Sund | | | Prosjektledelse F&T ledelse | | 13.9.95 | | AS | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| 05M | 08.09.95 | Approved | | | | | | | |
| 04 | 01.09.95 | Issued for IDC | | | AJR | UKj | | | |
| 03 | 30.06.95 | For partner review | | | AJR | UKj | | | |
| 02 | 13.06.95 | U&P/T&U høring | | | AJR | UKj | | | |
| 01 | 24.05.95 | Issued for IDC | | | AJR/UKj | | | | |
| Rev./ status | Dato | Beskrivelse | | | Utarb. | Kontrl. | Fagl. godkj. | Prosj. godkj. | Hydro godkj. |

Norsk Hydro a.s F.nr. 914 778 271

| | | | | |
|-----------------------|-------------------|----------------------------|----------------------------|---------------|
| Postadr.: | Kontoradr.: | Telefon: | Telefaks: | Telex: |
| P.O. Box 200 | Drammensveien 264 | Nasjonal: 22 73 81 00 | Nasjonal: 22 43 27 25 | 78350 hydro n |
| N-1321 STABEKK NORWAY | Vækerø, Oslo | Internas.: +47 22 73 81 00 | Internas.: +47 22 43 27 25 | |

VISUND

Konsekvensutredning

Produksjonslisens Nr.: 120
Blokk Nr.: 34/8 og del av 34/7



Innholdsfortegnelse

Side

| | |
|--|-----------|
| 1 Sammen drag og konklusjon | 2 |
| 1.1 Introduksjon | |
| 1.2 Feltutbygging | |
| 1.3 Miljømessige virkninger | |
| 1.4 Virkninger på fiskeressurser og fiskerier | |
| 1.5 Samfunnsøkonomiske virkninger | |
| 2 Innledning | 5 |
| 2.1 Generelt | |
| 2.2 Lovverkets krav til konsekvensutredninger | |
| 2.3 Formålet med konsekvensutredningen | |
| 2.4 Konsekvensutredningens form | |
| 2.5 Offentlig saksbehandling | |
| 3 Planer for utbygging og drift | 7 |
| 3.1 Lokalisering | |
| 3.2 Rettighetshavere | |
| 3.3 Reserver og produksjonsstrategi | |
| 3.4 Valg av utbyggingsløsning | |
| 3.5 Utbyggingsplan | |
| 3.6 Plan for drift | |
| 3.7 Feltøkonomi | |
| 3.8 Sikkerhet og beredskap | |
| 3.9 Avvikling av feltvirksomheten | |
| 4 Sammenfatning av innkomne uttalelser | 16 |
| 5 Miljømessige virkninger | 19 |
| 5.1 Generelt | |
| 5.2 Miljøforhold i influensområdet | |
| 5.3 Utslippoversikt | |
| 5.4 Regulære utslipp til luft | |
| 5.5 Regulære utslipp til sjø | |
| 5.6 Akuttutslipp av olje | |
| 5.7 Områdevurderinger; belastning fra regulære og akutte utslipp | |
| 5.8 Vurderte utbyggings-alternativer | |
| 6 Virkninger for eksisterende næringer | 59 |
| 6.1 Generelt | |
| 6.2 Fiskeriaktiviteten i området | |
| 6.3 Arealbeslag | |
| 6.4 Konsekvenser av utslipp til sjø | |
| 7 Samfunnsøkonomiske virkninger | 67 |
| 7.1 Generelt | |
| 7.2 Aktivitetsnivå i petroleumssektoren | |
| 7.3 Vare- og tjenesteleveranser | |
| 7.4 Arbeidskraftbehov og sysselsetting | |
| 7.5 Statens inntekter | |
| 8 Oppfølging og forslag til avbøtende tiltak | 72 |
| 8.1 Oppfølging | |
| 8.2 Avbøtende tiltak | |
| 9 Referanser | 73 |

1 Sammendrag og konklusjon

1.1 Introduksjon

Denne Konsekvensutredningen beskriver de antatt viktigste miljø- og samfunnsmessige konsekvenser knyttet til utbygging og drift av Visund-feltet i Nordsjøen (Tampén-området). Konsekvensutredningen følger som vedlegg til Plan for Utbygging og Drift (PUD) for Visund-feltet.

1.2 Feltutbygging

Visund-feltet er et kombinert olje- og gassfelt med forventede reserver på hhv. 48,5 MSm³ olje og kondensat og 53,4 GSm³ gass. Planen er å bygge ut og produsere de vesentligste oljereservene først, og å produsere gassreservene fra et senere tidspunkt.

Visund-feltet vil bli utbygd med undervannsbrønner koplet opp til en flytende bore-, bolig og produksjonsplattform. Oljen planlegges mellomlagret på Gullfaks før den lastes til skytteltankere for videre transport. Produksjonsstart er planlagt til medio 1998.

Konsekvensutredningen omhandler produksjon av olje- og gassreservene på Visund-feltet. I oljeproduksjonsperioden vil gassen bli injisert tilbake i reservoaret. Eksport av salgsgass fra Visund antas tidligst å bli aktuelt fra år 2006. Den produserte gassen planlegges sendt til Kårstø via eksisterende Statpipe gassrørledning. På Kårstø vil gass og kondensat bli separert, før gassen sendes til kontinentet.

1.3 Miljømessige virkninger

De viktigste forutsetningene for vurdering av miljøeffektene av Visund er:

- reinjeksjon av produsert vann
- bruk av nedbrytbare kjemikalier med lav giftighet
- bruk av råoljelager på Gullfaks, noe som vil redusere VOC-utslippet i forhold til å ha eget lager

Utslipp til sjø

Produsert vann (maksimalt ca. 15.000 Sm³/sd) planlegges injisert til reservoaret for å øke oljeutvinningen. Utslipp til sjø av produsert vann vil derfor normalt være null.

På Gullfaks er ballastvannet i direkte kontakt med råoljen og det vil der være utslipp av hydrokarbonholdig ballastvann. Utslipp av ballastvann på Gullfaks som følge av Visund vil på det meste være ca. 16.000 Sm³/sd. Dette tilsvarer ca. 160 kg hydrokarboner pr. døgn, når hydrokarboninnholdet er ca. 10 ppm.

Det vil bli benyttet vannbasert slam til boring der dette er mulig. I de deler av brønnene der det er nødvendig, vil det bli benyttet esterbasert eller annen pseudo-oljebasert boreslam. Borekaks som inneholder vannbasert slam har små miljøvirkninger. Borekaks som inneholder esterbasert slam vil kunne medføre en midlertidig påvirkning av bunndyrsamfunnet innenfor 1 - 2 km fra plattformen, men denne virkningen vil forsvinne raskere enn ved tilsvarende bruk av oljebasert slam. Det er foreløpig ikke planlagt å bruke oljebasert boreslam. Dersom dette likevel skulle bli nødvendig, vil kaks bli fraktet til land.

Ved akuttutslipp av olje, vil de mest eksponerte områdene med kortest drivtid til land og størst mengde olje strandet, være fra Sognefjorden til Smøla. Slike hendelser har imidlertid en svært lav sannsynlighet for å inntreffe. Lang drivtid vil redusere oljens skadepotensiåle innen den når kysten. De viktigste sjøfugl-lokalitetene som kan rammes, er ved Runde. Det er stort sett samme kystzone som vil bli berørt ved oljeutslipp fra feltene i Tampenområdet, dvs. Statfjord, Gullfaks og Snorre.

Akutte oljeutslipp vil også kunne skade akvakulturanlegg og forurensning strender og friluftsområder.

Utslipp til luft

Visunds utslipp av klimagassene CO₂, CH₄ og N₂O anslås i år 2000 til 0,8 % av de nasjonale utslippene i 1993, målt i CO₂-ekvivalenter.

Vestlandet er utsatt for forsurening av vassdrag og jordsmonn som følge av nedfall av sulfat og nitrat (sur nedbør). Utslipp av nitrogenoksider fra Visund vil maksimalt bidra med en økning på 0,04 % av dagens nitratavsetning.

I Sør-Norge forekommer også tilfeller med bakkenært ozon i konsentrasjoner over anbefalte grenser. Utslipp av VOC og NO_x vil kunne bidra med en økning av gjennomsnittsnivået på 0,0025 %.

1.4 Virkninger på fiskeressurser og fiskerier

Den flytende plattformens ankerkjettinger har en utstrekning på ca. 2 km. Det vil bli søkt om begrensningssone innenfor dette ankringsområdet.

Et eventuelt akutt oljeutslipp forventes ikke å ha noen merkbar effekt på fiskeressursene. Den største effekten kan trolig komme som følge av at de berørte områdene blir stengt for fiske inntil det er demonstrert at fisken er upåvirket. Et slikt tiltak vil trolig bli iverksatt av myndighetene for å unngå at norsk fisk blir nedvurdert i markedet. Tilsvarende effekter kan komme som følge av nødslaktning av oppdrettsfisk som enten er berørt eller truet av oljesøl. I begge tilfeller kan virkningene for de berørte næringer bli store, både i form av økonomiske tap og tåpt sysselsetting.

1.5 Samfunnsøkonomiske virkninger

De samfunnsøkonomiske virkninger av Visund prosjektet som her er vurdert, knytter seg til prosjektets betydning for sokkelaktivitetene totalt, leveranser og sysselsetting innenlands, samt statens inntekter.

Utbyggingen av feltet vil utgjøre en moderat andel av det totale investeringsnivået på norsk sokkel. Investeringene knyttet til oljeproduksjonen fra Visund-feltet vil representere 5 - 10 % av forventet totalnivå på norsk sokkel i årene 1996 - 98. Oljeproduksjonen vil på plåtå utgjøre ca. 2 % av forventet totalproduksjon av olje på norsk sokkel ved århundreskiftet.

Det forventes at norske leveranser til utbyggings- og boreaktivitetene på Visund vil kunne komme opp i 4 - 5 mrd. 1995-kroner totalt, eller ca. 50 % av totalprosjektet. I tillegg kommer potensialet for norske vare- og tjenesteleveranser i driftsfasen, anslått i størrelsesorden 200 mill. kroner årlig.

Det innenlandske sysselsettingsbehovet i Visund prosjektet knytter seg til operatørens egen bemanning i utbyggings- og driftsorganisasjonen, og hos norske leverandører av varer og tjenester til feltaktivitetene.

Operatorbemanningen vil over feltets levetid kunne bli vel 200 årsverk i utbyggingsfasen, ca. 300 årsverk i boring og brønnvedlikehold, og i tillegg 2.500 - 3.000 årsverk over hele driftsfasen.

I norsk leverandørindustri kan sysselsettingspotensialet knyttet til Visund-feltet kunne komme opp i 9 - 11.000 årsverk akkumulert. Dette fordeler seg på 6 - 7.000 årsverk i utbyggingsfasen, 1.500 - 2.000 årsverk knyttet til bore- og brønnaktiviteter, og 1.500 - 2.000 årsverk over driftsfasen forøvrig.

Med de forutsetninger som er lagt til grunn mht. bl.a. olje- og gasspris, vil prosjektet gi en nåverdi før skatt på 6,6 mrd. kroner ved 7 % realrente.

2 Innledning

2.1 Generelt

Den foreliggende konsekvensutredning oppsummerer de antatt viktigste miljø- og samfunnskonskvenser ved en utbygging av olje- og gassreservene i Visund-feltet. Utredningen er basert på den utbyggingsløsning som Norsk Hydro, som operatør på Visund-feltet, har forutsatt i Plan for Utbygging og Drift av Visund-feltet (PUD).

Den foreliggende konsekvensutredningen dekker olje- og gassproduksjon fra reservoarene på Visund-feltet. Dette omfatter oljeproduksjon fra år 1998 samt start av gassproduksjon i perioden 2006 - 2010 og produksjon fram til et tidspunkt hvor produksjon fra feltet ikke lenger er lønnsomt.

2.2 Lovverkets krav til konsekvensutredninger

Petroleumslovens § 23 pålegger en rettighetshaver som vil starte utbygging av en petroleumsforekomst å fremlegge for Nærings- og energidepartementet (NOE) en Plan for Utbygging og Drift av forekomsten (PUD). Petroleumslovens forskrifter, § 15, krever at det i et særskilt vedlegg til planen skal gis et sammendrag av denne samt en oversikt over de fordeler og ulemper gjennomføringen av planen antas å få for annen næringsvirksomhet og allmenne interesser. Det tidligere Olje- og energidepartementet har utarbeidet veiledende retningslinjer for utarbeidelse av konsekvensutredninger ved utbygging og drift av petroleumsforekomster (utgitt mars 1987).

Lovverket inneholder også andre bestemmelser om gjennomføring av konsekvensanalyser. Forurensningsloven, plan- og bygningsloven og havneloven har bestemmelser som kan ha betydning for en konsekvensutredning. Konsekvensutredningen for Visund forutsettes å dekke også de krav til konsekvensanalyser lovverket således stiller utover petroleumsloven.

2.3 Formålet med konsekvensutredningen

Formålet med konsekvensutredningen for Visund er å gi en beskrivelse av Visund-utbyggingen med forventede følger for miljø og samfunn, slik at berørte parter kan uttale seg om prosjektet, og slik at myndighetene kan fastsette relevante vilkår for utbyggingen. Arbeidet med konsekvensutredningen er et virkemiddel til å finne fram til tekniske løsninger som tar hensyn til både miljø og samfunns- og bedriftsøkonomiske forhold. For å komme fram til slike løsninger er det viktig å klargjøre hvordan omgivelsene og samfunnet påvirkes av løsningene, slik at det på områder der konsekvensene synes å være lite ønskelige kan vurderes alternative tekniske løsninger.

Gjennom beslutningen om å åpne et område for leteboring og tildele utvinningstillatelser, har de sentrale myndigheter allerede foretatt en avveining av de viktigste fordeler og ulemper som oljevirkosmhet i dette området vil kunne medføre. Det er dessuten gjort grundige konsekvensutredninger av utbyggingene av de nærliggende feltene Snorre (Ref. /2-1/), Tordis (Ref. /2-2/) og Vigdis (Ref. /2-3/).

Videre er det under utarbeiding en "regional konsekvensutredning" for nordlige Nordsjø ("Tampe-nområdet") som er det området Visund ligger i, Ref. /2-4/.

Det er lagt hovedvekt på å beskrive konsekvenser som er spesifikke for Visund, og på temaer der det har foreligget reelle valgmuligheter mellom alternativer. Det er også søkt å unngå ren repetisjon av forhold som er godt beskrevet i tidligere studier og i andre konsekvensutredninger for samme område. De viktigste konklusjonene fra disse er kort referert med henvisning til disse

arbeidene. Spesielt er områdebeskrivelsen gjort summarisk, ettersom denne er godt beskrevet, bl.a. i ovennevnte utredninger.

Konsekvensutredningen for Visund er utarbeidet internt i Norsk Hydro. Delutredninger er utført av Norsk Hydros forskningssentra i Porsgrunn og Bergen og av eksterne konsulenter.

2.4 Konsekvensutredningens form

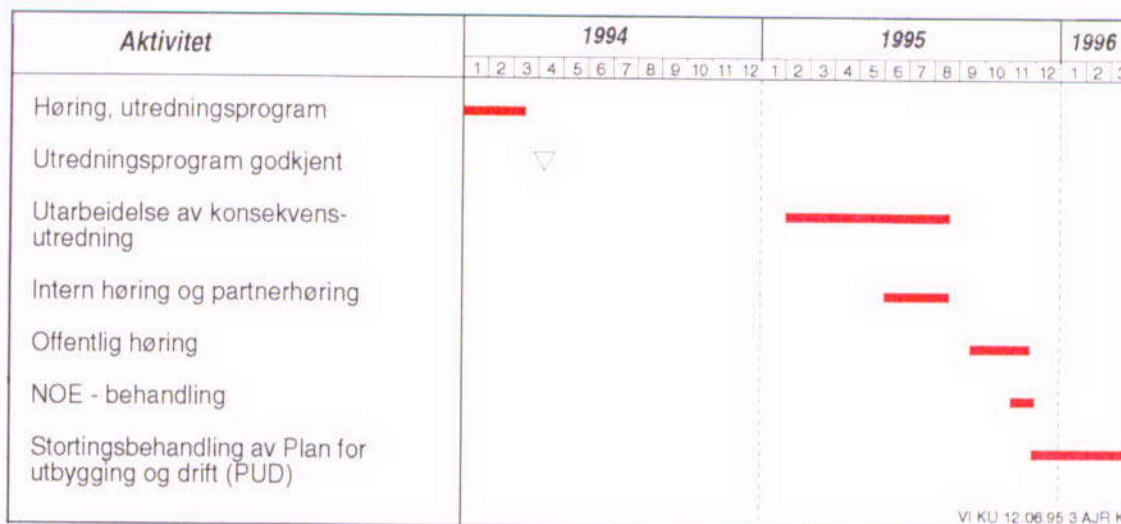
Oppbyggingen av konsekvensutredningen for Visund er i hovedtrekk lik den for utredningsprogrammet, Ref. /2-5/. En kort beskrivelse av influensområdet er gitt i Kapittel 5.2. Videre er det innført et nytt Kapittel 4 som oppsummerer høringsuttalelsene.

2.5 Offentlig saksbehandling

Den foreliggende konsekvensutredningen er utarbeidet i overensstemmelse med utredningsprogrammet som ble sendt på offentlig høring i januar 1994. Kommentarene fra høringsrunden er innarbeidet i konsekvensutredningen.

Nærings- og energidepartementet (NOE) sender konsekvensutredningen på høring til de samme høringsinstansene som har mottatt utredningsprogrammet. På bakgrunn av de innkomne uttalelsene vil NOE fastsette nærmere vilkår for utbyggingen av Visund. *Figur 2-1* viser tidsplanen for saksbehandlingen av konsekvensutredningen.

Konsekvensutredningen leveres myndighetene ca. 2 uker før innlevering av PUD, dvs. medio september 1995. Dette vil bli gjort for å unngå at behandlingen av konsekvensutredningen skal forsinke PUD-behandlingen forøvrig. Forutsatt PUD godkjenning første kvartal 1996, vil oljeproduksjonen på Visund kunne starte medio 1998.

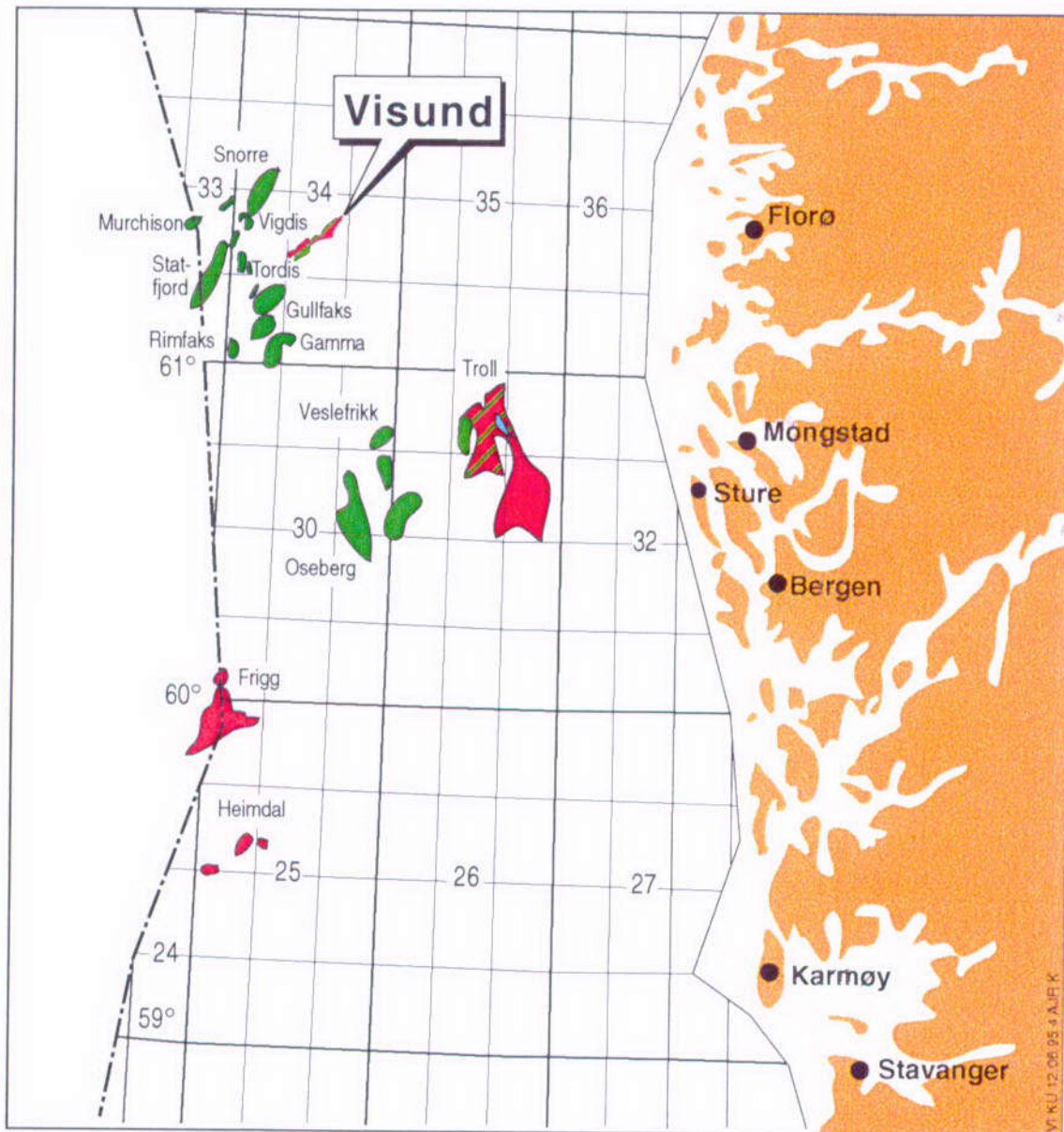


Figur 2-1 Tidsplan for myndighetsbehandling av konsekvensutredning og PUD

3 Planer for utbygging og drift

3.1 Lokalisering

Feltet ligger ca. 130 km vest/nord-vest for Sognefjorden på et vanddyb varierende fra 270 - 380 meter i vest-skråningen av Norskerenna. Feltets plassering er vist i *Figur 3-1*.



Figur 3-1 Beliggenhet av Visund-feltet

3.2 Rettighetshavere

Blokk 34/8 og del av 34/7, utvinningstillatelse 120, ble tildelt 23.08.1985. De deltagende selskapenes eierandeler er vist i *Tabell 3-1*. De refererte tallene er eierandelene etter at regjeringen tidlig i 1995 tok i bruk glideskala.

| Selskap | Eierandel |
|---|-----------|
| Norsk Hydro Produksjon a.s | 12,6 % |
| Statoil inkludert SDØE (Statens direkte økonomiske engasjement) | 65 % |
| Saga Petroleum a.s | 4,2 % |
| Conoco Norway Inc. | 9,1 % |
| Elf Petroleum Norge a.s | 9,1 % |

Tabell 3-1 Rettighetshavere

Statens Direkte Økonomiske Engasjement (SDØE) utgjør 49,6 %-poeng av Statoils eierandel.

I august 1993 ble lisensperioden utvidet til å omfatte tiden fram til og med 23.08.2023.

3.3 Reserver og produksjonsstrategi

De hydrokarbonførende reservoarene ligger fra ca. 2.700 til 3.200 meter under havbunnen. På rundt 1.000 meter dyp ligger Utsiraformasjonen, som er et vannførende reservoar. Vann fra denne formasjonen planlegges brukt som injeksjonsvann på Visund.

Visund vil få olje og gass fra reservoarene Statfjord-Amundsen-SI, Brent-NI, Brent-NII+ og Brent-SI, se *Figur 3-2*. *Tabell 3-2* viser tilstedeværende olje- og gassressurser for de ulike hovedstrukturene. Forventet mengde utvinnbare ressurser er i størrelsesorden 48,5 MSm³ olje og kondensat samt 53,4 GSm³ gass.

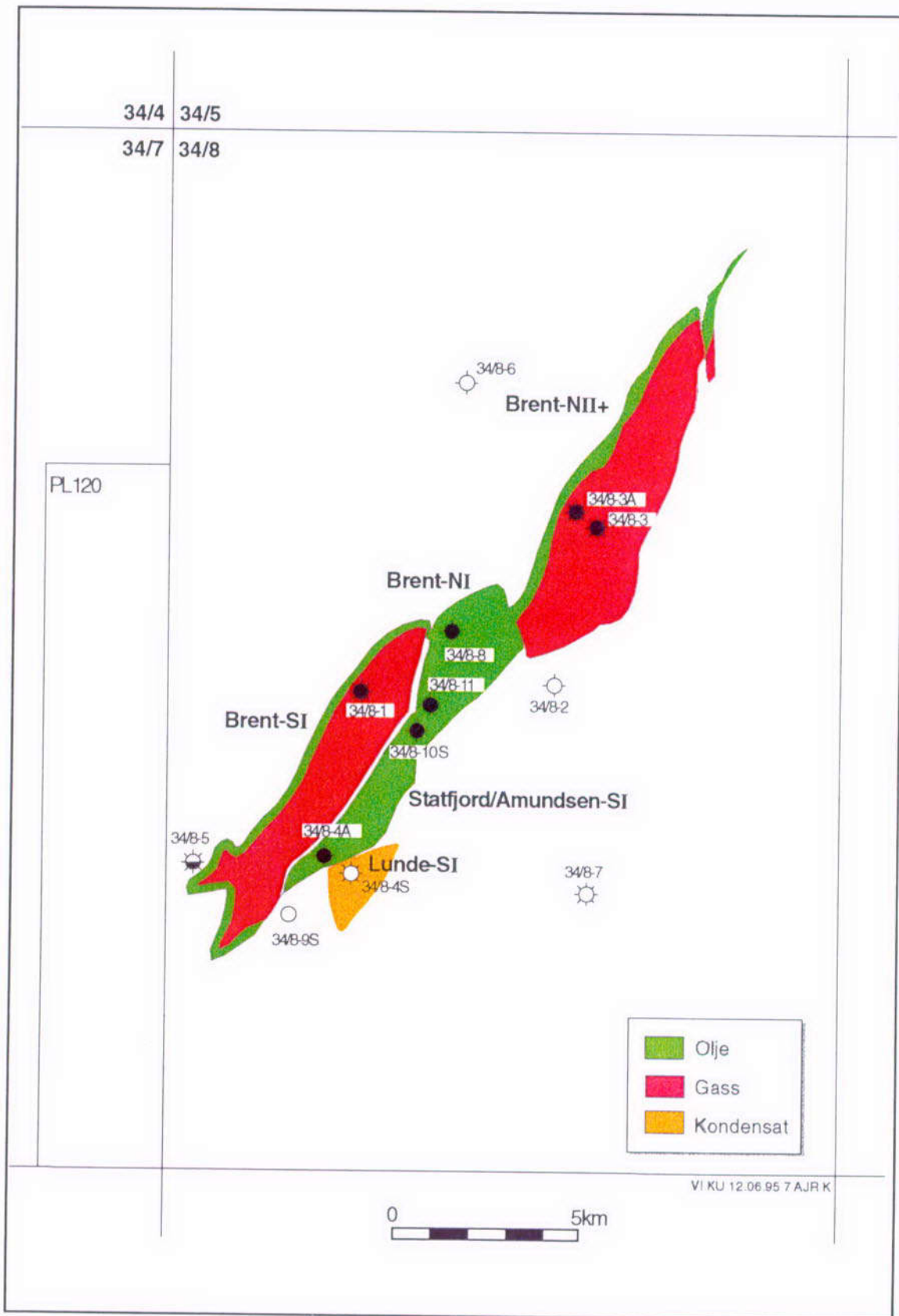
I tillegg til å benytte gass for å øke oljeutvinningen fra reservoaret, vil man også reinjisere produsert vann. Produksjonsstrategien for Visund i oljeproduksjonsperioden er basert på vanninjeksjon i Brent-NI og gassinjeksjon i Brent-NII+, Brent-SI og Statfjord/Amundsen-SI. Da mengdene av produsert vann ikke dekker injeksjonsbehovet, vil man supplere med vann hentet fra Utsiraformasjonen. Det vil bli boret to brønner i Utsiraformasjonen for å ta opp dette vannet.

Planene for undervannsutbygging omfatter i dag 12 produksjonsbrønner, 7 gassinjeksjons-brønner/gassproducentbrønner, 2 vanninjeksjonsbrønner og 2 vannproducentbrønner (Utsira). I gass-eksportperioden vil gassinjeksjonsbrønnene bli omgjort til gassprodusenter. I tillegg planlegges sidesteg av 2 brønner for gassproduksjon. Alle brønnene er havbunnskompletterte. 21 av brønnene vil bli plassert på havbunnen rett under plattformen og er direkte tilkoblet plattformen med stigerør. Fleksible rør vil lede oljen fra brønnhodene og opp til plattformen.

To av de oljeproduserende brønnene planlegges tilkoblet en bunnramme nord på feltet, der bunnrammen vil bli tilknyttet plattformen via en felles 8 km lang rørledning.

Antall brønner og type brønner som planlegges er vist i *Tabell 3-3*. Antall forborete brønner er begrenset til 5, hvorav 3 er oljebraer.

Planen er å produsere oljereservene fra år 1998, og deretter å produsere gassreservene fra et senere tidspunkt. Forventede olje- og gassproduksjonsprofiler for Visund er vist i *Figur 3-3*. Gasseksporten antas å starte i perioden 2006 til 2010. Tidspunktet for start av gasseksport vil bl.a. avhenge av gassmarkedet og av de produksjons-erfaringer som inntil da er gjort på feltet.



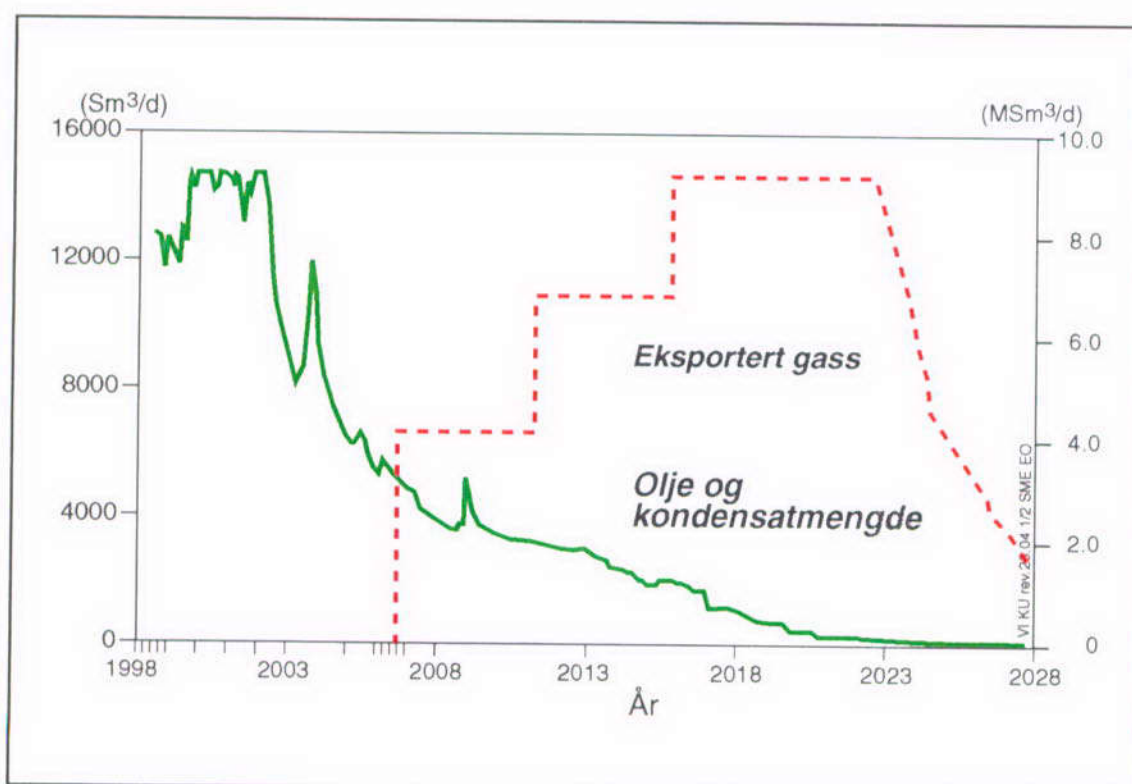
Figur 3-2 Olje- og gass reservoarene på Visund-feltet

| Reservoar | Olje (MSm ³) | Assosiert kondensat (MSm ³) | Fri gass og assosiert gass (GSm ³) | Produksjonsmekanisme |
|---------------------------|--------------------------|---|--|-----------------------------------|
| Brent-NI | 32,7 | - | 7,2 | Vanninjeksjon |
| Brent -NII+ | 31,8 | 13,7 | 44,9 | Gassinjeksjon/sirkulasjon |
| Brent-SI | 6,7 | 8,3 | 22,4 | Gassinjeksjon/sirkulasjon |
| Statfjord/Amundsen-SI | 26,4 | - | 8,1 | Uttømming og senere gassinjeksjon |
| Totalt | 97,6 | 22 | 82,6 | |
| Tilleggsreserver | | | | |
| Lunde-SI (olje) | 6,8 | - | 1,8 | Trykkavlastning |
| Lunde-SI (gass/kondensat) | - | 2,7 | 2,6 | Trykkavlastning |

Tabell 3-2 Tilstedeværende olje- og gassmengder i hovedstrukturene på Visund-feltet

| Reservoar | Oljeproducent | Vanninjektor | Gassinjektor/-producent | Vannproducent |
|-----------------------|---------------|--------------|-------------------------|---------------|
| Brent-NI | 3(1) | 2(0) | - | |
| Brent-NII+ | 4(1) | - | 2(1) | |
| Brent-SI | | | 2(0) | |
| Statfjord/Amundsen-SI | 5(1) | - | 3(0) | |
| Utsira vann-formasjon | | | | 2(1) |

Tabell 3-3 Antall og type brønner (Tall i parentes angir antall forborete brønner)



Figur 3-3 Produksjonsprofiler

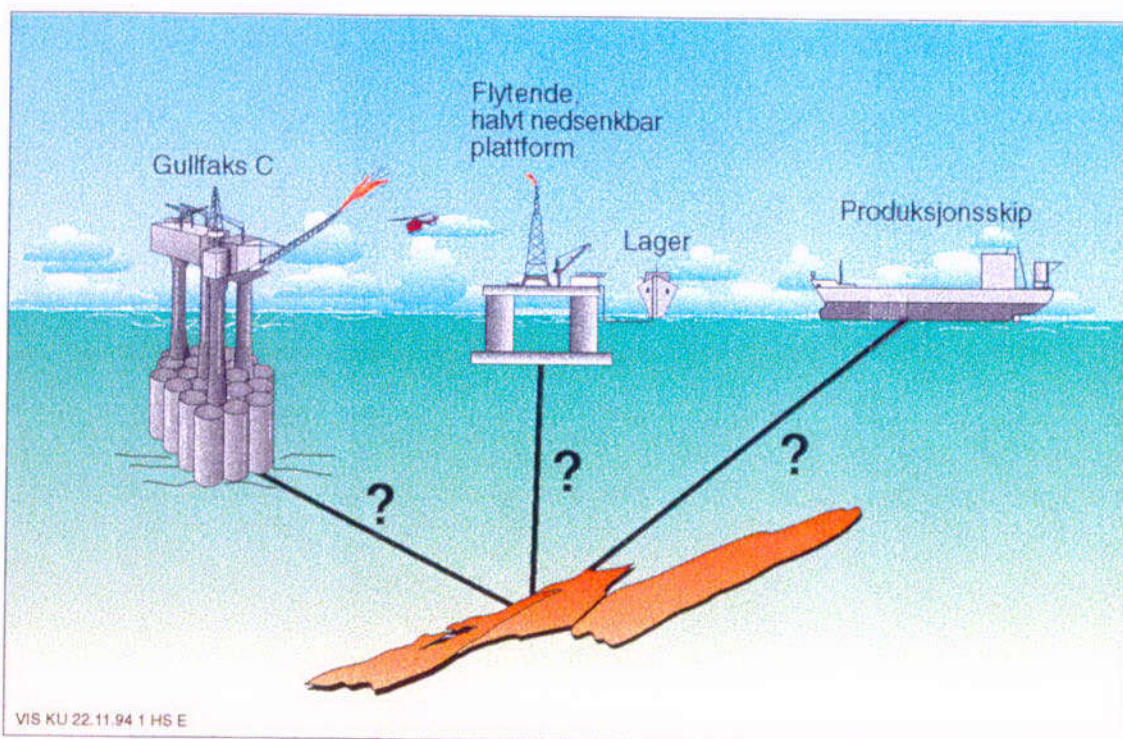
3.4 Valg av utbyggingsløsning

De tre hovedutbyggingsalternativene som har vært vurdert er alle basert på undervannskompleterte brønner på grunn av det store vanddypet (se Figur 3-4). Alternativene har vært:

- Tilkobling til en flytende, halvt nedsenkbar produksjons- og boreplattform med transport av råoljen til lagerskip eller til Gullfaks for lagring og utlasting. Dette alternativet har hoveddelen av brønnene (21) lokalisert under plattformen og 2 satellittbrønner tilkopleet en brønnramme langt nord på feltet.
- Tilkobling til et kombinert produksjons- og lagerskip. I dette alternativet er brønnene samlet i tre brønnrammer.
- Tilkobling av tre brønnrammer til Gullfaks for prosessering, råoljelagring og utlasting.

Den valgte utbyggingsløsning er en flytende produksjons- og boreplattform med lager på Gullfaks.

Hovedbegrunnelsen for valg av utbyggingsløsning er økonomisk og ressursmessig. Det valgte konseptet er også miljømessig mest attraktivt. Forskjellene mellom konseptene i utslipp og miljømessige virkninger som følge av disse er beskrevet i Kapittel 5.8.



Figur 3-4 Vurderte utbyggingsalternativer

3.5 Utbyggingsplan

Visund-feltet vil bli utbygd med en flytende, halvt nedsenkbar bore-, bolig og produksjonsplattform i stål, Figur 3-5. Lagring av råoljen på Gullfaks er hovedalternativ. Oljen planlegges transportert i en ca. 27 km lang rørledning til Gullfaks for lagring. Skytteltankere vil hente oljen fra lageret for å frakte den videre til markedet. Et alternativ til lagring på Gullfaks som vurderes er eget lagerskip. Prosjektet anser lager og lastning via Gullfaks som det beste alternativ ut fra samfunnsøkonomiske og også bedriftsøkonomiske hensyn, dersom akseptable priser oppnås fra Gullfakslisensen.

All gass som blir produsert og som ikke brukes på plattformen, vil i oljeproduksjonsperioden bli reinjisert i reservoaret for å øke oljeutvinningen.

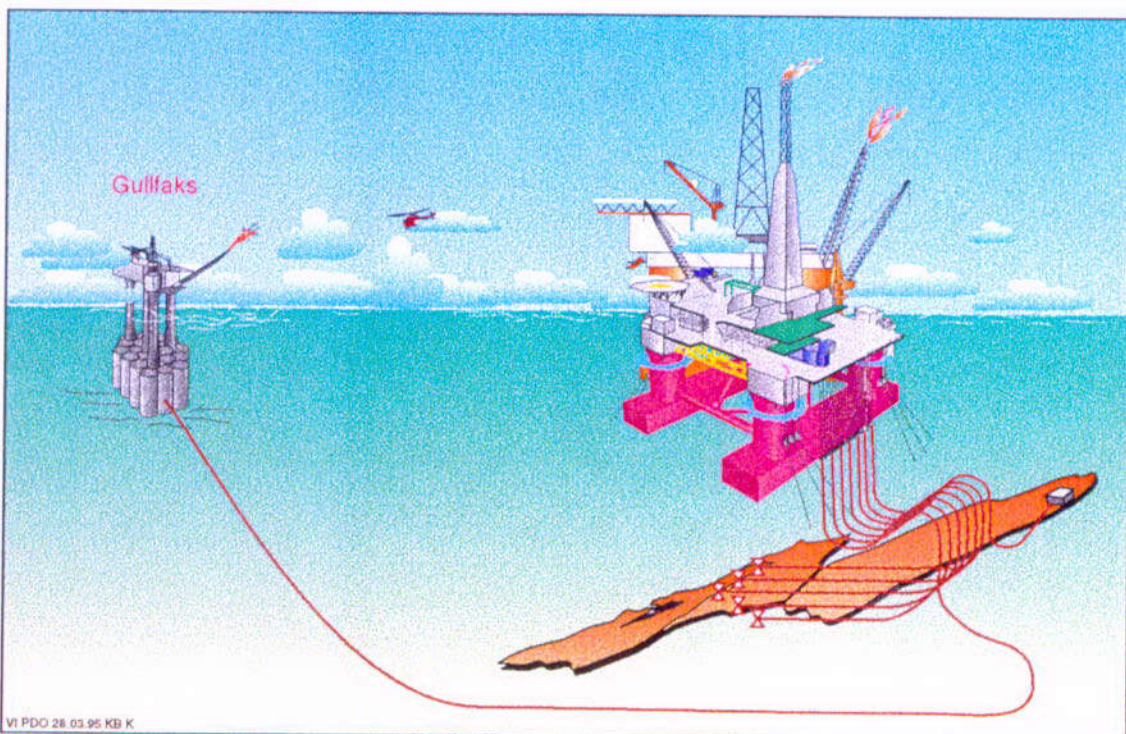
Mengde olje og gass som produseres varierer over produksjonstiden. Olje- og gassproduksjonen kan grovt inndeles i 3 perioder som hver krever modifikasjoner av kompressorutstyret:

- I den første perioden fra medio år 1998 produseres kun olje for eksport, mens all produsert gass blir komprimert og reinjisert for å opprettholde trykket i reservoaret.
- Fra tidsrommet 2006 - 2010 planlegges start av gasseksport. Kompresjonsprosessen vil bli ombygd for å møte dette behovet.
- Fra ca. år 2016 planlegges all gass eksportert og kompresjonsprosessen vil bli noe endret som følge av dette. For å utvinne mest mulig av reservene, vil innløpstrykket på plattformen reduseres mot slutten av levetiden. Dette vil kreve en ytterligere ombygging av kompressorene.

Prosesskapasiteter er gitt i *Tabell 3-4*.

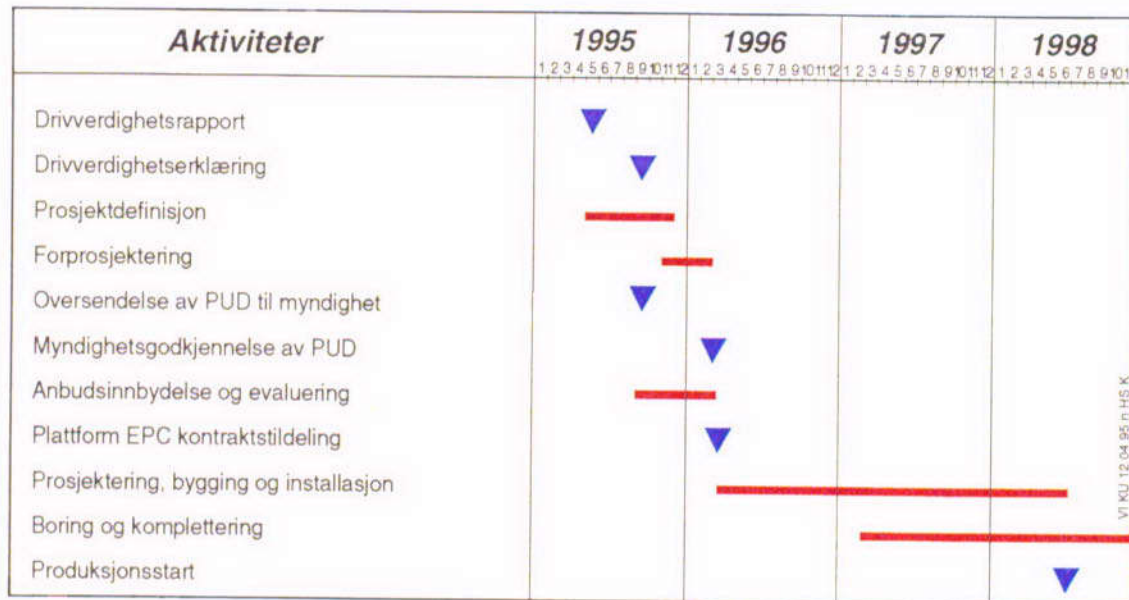
| Prosess utstyr | Kapasitet |
|--|----------------------------|
| Oljeproduksjon | 16.000 Sm ³ /sd |
| Væskeproduksjon | 28.000 Sm ³ /sd |
| Vannproduksjon | 15.000 Sm ³ /sd |
| Vanninjeksjon | 18.000 Sm ³ /sd |
| Utsira vann produksjon | 15.000 Sm ³ /sd |
| Gassproduksjon initielt (ekskl. brenngass) | 10 MSm ³ /sd |
| Gassinjeksjon | 10 MSm ³ /sd |
| Produksjon av eksportgass | 13 MSm ³ /sd |

Tabell 3-4 Prosesskapasiteter



Figur 3-5: Utbyggingsløsning

Fremdriftsplanen for Visund-utbyggingen er vist i *Figur 3-6*.



Figur 3-6 Visund gjennomføringsplan

3.6 Plan for drift

Driftsorganisasjon for Visund vil bli opprettet i løpet av utbyggingsperioden, og vil omfatte personell på plattformen og på land. Driftsorganisasjonen på land vil omfatte lisensledelse, feltledelse, faglige og administrative støttefunksjoner og base funksjoner.

Den permanente bemanningen på plattformen vil være 27 personer. På grunn av skiftordninger vil dette totalt sysselsette 81 personer. Rekrutteringen vil bl.a. skje fra Norsk Hydro's eksisterende virksomheter, noe som innebærer at en vil få rekruttering fra hele landet.

I tillegg til den faste bemanningen vil det være behov for ca. 8 kontraktorer/leverandører ombord til enhver tid. Disse vil bli innleid i forbindelse med valg av utstyrspakker samt vedlikeholdskontrakter som vil bli inngått.

Driftsorganisasjonen på land vil bli integrert i Hydros eksisterende driftsorganisasjon i Bergen. Det vil være behov for ca. 40 årsverk.

I forbindelse med lokaliseringen av driftsorganisasjonen er følgende hovedkriterier lagt til grunn:

- lavest mulig driftskostnad for Visund
- muligheter til å operere Visund uten å øke landbemanningen i Hydro's driftsområde
- samordningsgevinst med andre feltinstallasjoner

Forsyningsbasen vil bli lagt til Florø eller Mongstad. Plassering av forsyningsbasen er under vurdering.

3.7 Feltøkonomi

Økonomien i Visund-feltet er beregnet på basis av forventede produksjons- og kostnadsanslag.

Olje- og kondensatreservene er anslått til 48,5 MSm³, mens gassreservene er anslått til 53,4 GSm³. Oljen er planlagt produsert fra år 1998, med en platåproduksjon på 16.000 Sm³/sd. Gassen skal etter planen produseres for eksport fra ca. år 2006. Totalt er produksjonen forventet å vare 25 - 30 år.

Utbyggingskostnadene for oljeproduksjon knytter seg til produksjonsplattform, brønner, undervannsutstyr og rørledning, og er beregnet til 7,3 mrd. 1995-kroner. Før gasseksporten kan starte, må det investeres i tilleggsutstyr og brønner for ca. 2,2 mrd. kroner.

Ved full oljeproduksjon er det beregnet årlige driftskostnader for aktivitetene på feltet, og støtteaktivitetene på land, på 484 mill. 1995-kroner. Ved full gasseksport er driftskostnadene anslått til 350 mill. kroner. I tillegg kommer tariffbetalinger for lagring og transport av olje.

Med en oljepris på 15 dollar/fat, en gasspris på 59 øre/Sm³ og en dollarkurs på 6,25 kroner konstant over feltets levetid, er det beregnet nåverdier før skatt på 6,6 og 4,3 mrd. 1995-kroner ved hhv. 7 og 10 % realrente.

Nåverdi etter skatt er beregnet til 1,1 - 1,4 mrd. 1995-kroner (10 %) i hhv. ukonsolidert og konsolidert skatteposisjon.

3.8 Sikkerhet og beredskap

Norsk Hydro definerer sikkerhet som:

- sikkerhet mot skade på menneskers liv og helse (arbeidsmiljø)
- sikkerhet mot skade på miljøet
- sikkerhet mot ødeleggelse av materielle verdier
- sikkerhet mot ikke planlagt produksjonsstans

Sikkerhetsarbeidet skal være en integrert del av arbeidet i alle prosjektets faser og skal utøves i henhold til lover og forskrifter samt Norsk Hydros egne akseptkriterier og retningslinjer.

Spesielle aspekter ved det valgte utbyggingskonseptet for Visund har tidligere blitt vurdert i forbindelse med etablering av plan for utbygging og drift av Njord-feltet. Disse fremgår av Ref. /3-1/ og omfatter:

- sikkerhet mot kantring og sterk slagside
- mulighet for å trekke plattformen unna i tilfelle utblåsning fra en av de brønnene som er lokaliserte under plattform
- lokalisering av fakkell i toppen av boretårnet

I tillegg har andre forhold som er spesifikke for Visund blitt vurdert med særlig fokus på følgende (Ref. /3-2/):

- krav til beskyttelse av undervannssystemer (Ref. /3-3/)
- krav til hvor langt plattformen skal kunne trekkes tilbake i tilfelle utblåsning under plattformen, (Ref. /3-4/)

Valg og etablering av operative beredskapstiltak for aktivitetene på Visund-feltet vil bli basert på den detaljerte risiko- og beredskapsanalysen som vil bli gjennomført i forbindelse med

forprosjektering, og på senere mer detaljerte vurderinger. Beredskapen vil bygge på forskriften om beredskap i petroleumsvirksomheten, og vil ta hensyn til operatørselskapenes felles beredskap (NOFO) og til mulig assistanse fra nærliggende felt (f.eks. Gullfaks og Snorre).

3.9 Avvikling av feltvirksomheten

Plan for avvikling av installasjonene er ikke laget ennå. I henhold til NOU nr. 25 1993, "Avslutning av petroleumsproduksjon - fremtidig disponering av innretninger" foreslås dette gjort fra 5 til 2 år før feltavvikling.

Imidlertid kan følgende operasjoner være aktuelle:

Plattform

Plattformen vil bli fjernet. Den vil enten kunne brukes om igjen på andre felt eller bli brakt til land for opphugging. Følgende operasjoner vil bli utført:

- Alt prosessutstyr vil bli avstengt og sikret mens plattformen ligger offshore.
- Stigerør og kontrollkabler vil bli sikret og trukket ombord.
- Ankerliner vil bli løsnet fra kjetting og anker og trukket ombord. Kjettinger og ankere vil bli etterlatt og overdekket med grus, hvis nødvendig.
- Plattformen vil så bli tauet til land for inspeksjon og istandsettelse, eller for fjerning av brukbart utstyr og opphogging av bærestrukturen.

Undervannsinstallasjoner

Alle brønner vil bli plagget og etterlatt i henhold til gjeldende regler. Brønnhoder, rammer og annet utstyr vil bli tatt opp og brakt i land for eventuell ny anvendelse eller skrotning.

Rør

Rørinstallasjoner i forbindelse med Visund som forventes å bli etterlatt er:

- 14" ID oljerørledning fra plattformen til Gullfaks
- 24" ID gasseksportørledning fra plattformen til gassledningen Statpipe
- 2 mindre nedgravde rørledninger mellom bunnrammen og plattformen, så som:
 - en 6" ID produksjonsrørledning
 - en 5" kontrollkabel

Samtlige forlatte rørledninger vil være overtrålbare og vil eventuelt bli tildekket med stein.

Ledningene mellom plattformen og brønnehodene under denne, forventes å bli fjernet sammen med plattformen.

4 Sammenfatning av innkomne uttalelser

På de neste sidene er det gitt en sammenfatning av de viktigste uttalelsene som kom inn i høringsrunden. Disse er sortert i forhold til temaer i utredningsprogrammet. For noen av kommentarenes vedkommende er det gitt en henvisning til hvor dette er omtalt i utredningen, mens i tilfeller der temaet ikke er omtalt nærmere, er det gitt en kort vurdering.

| Kommentar | Vurdering/henvisning |
|---|---|
| <p><u>Utbyggingsplan</u></p> <p>Miljøverndepartementet (MD) og Statens forurensningstilsyn (SFT) ber om at det blir redegjort for miljømessige kriterier som eventuelt har medvirket til valg av utbyggingsløsning og hvilken betydning valg av et slikt konsept har for miljømessige forhold.</p> <p>MD og SFT ønsker avviklingsfasen beskrevet og hvordan den innvirker på utbyggingsløsningen.</p> <p>MD ønsker transportalternativene for petroleum beskrevet. Ved transport med skip bør risikoen for akutt utslipp omtales nærmere.</p> <p>MD ønsker redegjort for muligheten av reinjeksjon av borekaks og borevæske samt evt. forekomster av sand ved produksjon.</p> <p>Oljedirektoratet (OD) påpeker at aktuelle sikkerhetssoner ikke er definert før konseptvalg er gjort.</p> | <p>Se Kapittel 3.4 og Kapittel 5.8.</p> <p>Dette er gjort i Kapittel 3.9 og Kapittel 5.8. Mer detaljerte feltavviklingsplaner vil først bli laget fra 5-2 år før feltavvikling.</p> <p>Se Kapittel 5.6 og Kapittel 5.8.</p> <p>Hvis det blir aktuelt å bruke oljeholdig borevæske, vil Norsk hydro vurdere å reinjisere borekaks som et alternativ til landtransport, se Kapittel 5.5.4. Det planlegges sandkontroll i Statfjord/Amundsen, det vil si at en ikke tar sikte på å produsere sand til overflaten.</p> <p>Sikkerhetssoner forbundet med valgt konsept er beskrevet i Kapittel 6</p> |
| <p><u>Lokalisering av driftsorganisasjon</u></p> <p>Sogn og Fjordane Fylkeskommune er opptatt av base lokalisering og ønsker denne lagt til Florø.</p> | <p>Se Kapittel 3.6.</p> |
| <p><u>Beskrivelse av influensområdet</u></p> <p>MD og SFT ønsker en kort oppsummering av hva som særpreger influensområdet.</p> <p>Videre ønskes det både av MD og SFT en redegjørelse av tilleggsbelastningen resipienten utsettes for ved utbygging av Visund.</p> | <p>Dette er oppsummert i Kapittel 5.2.</p> <p>Se Kapittel 5.7</p> |

| Kommentar: | Vurdering/henvisning: |
|--|---|
| <p><u>Utslipp til luft</u></p> <p>SFT påpeker viktigheten av at omfang og effekter av utslipp til luft blir grundig omtalt. Dette gjelder hvilken teknologi som velges ved kraftproduksjon, vurdering av bruk av kombinerte kraftanlegg, bruk av lav NO_x-brennere i turbinene, bruk av kraft fra land, bruk av nitrogen som dekk-gass, rensing av eksosgass og fraseparering av CO₂, deponering eller injisering av CO₂ osv.</p> <p>SFT ønsker en vurdering av hvorvidt utslipp til luft kan reduseres ved oppsamling av brønnstrømmen ved brønntesting i stedet for brenning og hvorvidt gass som planlegges faklet under perioden med oljeproduksjon kan benyttes eller selges.</p> | <p>Se Kapittel 5.4</p> <p>All brønntesting er planlagt å skje mot testseparatoren på Visund-flyteren.</p> <p>I perioden med oljeproduksjon vil gassen bli reinjisert. Den injiserte gassen vil så kunne produseres i perioden med gassalg. Fakling av gass i olje- og gass- produksjonsperiodene vil kun skje av sikkerhetsmessige grunner. Luftutslipp og hva som gjøres for å redusere fakling er nærmere beskrevet i Kapittel 5.4.</p> |
| <p><u>Virksomheter av utslipp til sjø</u></p> <p>Direktoratet for naturforvaltning (DN) ønsker at virkninger av produsert vann og kjemikalier på alle deler av det marine miljøet dokumenteres.</p> <p>SFT påpeker at det er viktig at den ekstra belastning på resipientene som utbygging av Visund vil gi blir nærmere beskrevet og vurdert. Dette gjelder også akkumulering av olje og kjemikalier i næringskjeden.</p> <p>SFT påpeker at det er påvist olje i fisk som stammer fra borevæske. Det er også påvist råolje i fisk uten at det med sikkerhet er fastslått hvor oljen kommer fra.</p> | <p>Produsert vann vil normalt bli reinjisert tilbake til reservoaret og virkningen av prod.vann og kjemikalier som følger dette, vil derfor være minimal.</p> <p>Belastningen på resipienten vil være minimal, se Kapittel 5.5. og Kapittel 5.7.</p> <p>Regulære utslipp av oljeholdige komponenter fra Visund vil være lave, da oljeholdig borekaks ikke planlegges brukt, samt at det planlegges reinjeksjon av produsert vann.</p> |
| <p><u>Akutte utslipp</u></p> <p>DN anbefaler at analyseverktøyet SIMPACT benyttes til å karakterisere konsekvenser av oljeutslipp.</p> | <p>SIMPACT-verktøyet er blitt kritisert av flere, Ref. /4-1/-/4-3/. I stedet for er det derfor i denne utredningen gjort beregninger og vurderinger basert på erfaring fra store oljesøl. Spredningsberegninger av akutt oljesøl fra Visund er gjort av Oceanor, mens MRDB kart er brukt for å vise sårbare ressurser i influensområdet.</p> |

| Kommentar: | Vurdering/henvisning: |
|--|--|
| <p><u>Fiskerimessige konsekvenser</u></p> <p>Fiskeridirektoratet (FD) tilrår at en studie gjennomføres ang. fiskeriaktiviteten og evt. arealbeslag rundt Visund.</p> <p>FD spør etter beskrivelse av hvilke avbøtende tiltak som evt. vil bli iverksatt for å minimalisere konsekvensene for fiskerinæringen.</p> <p>FD/Norges Fiskarlag (NFL) forventer at utslipp fra Visund sett i sammenheng med de totale utslippene i området blir tillagt stor vekt.</p> <p>NFL ønsker verifisert at fortynningshastigheten og konsentrasjonene av olje og kjemikalier kommer ned på et nivå som ligger innenfor tåleevnen til liv i sjøen.</p> <p>NFL ønsker vurdert konsekvensene for fiskerinæringen ved stadig mer utbygging innenfor et område som Visund. NFL ønsker at man ser på forskjeller i driftsmønsteret for områder som dekkes av Visund og f.eks. Vigdis.</p> <p>FD forutsetter at det ikke vil bli søkt om begrensingsområde rundt undervannsinstallasjonene på Visund.</p> <p>Norges Fiskarlag ønsker at Havforskningsinstituttet, Fiskeridirektoratet og lokalkjente fiskere aktivt må bringes inn i KU prosessen.</p> | <p>En slik studie er gjennomført, jfr. Ref. /6-1/. Se også Kapittel 6. I utredningsfasen har det vært møter med Fiskeridirektoratet, Fiskerisjefen i Rogaland, Rogaland Fiskarlag og Sør-Norges Trålarlag.</p> <p>Det vises til Kapittel 5.8 og Kapittel 6.</p> <p>Det henvises til Kapittel 5.7 og Kapittel 6.</p> <p>Jfr. Kapittel 5.5. Når det gjelder produsert vann, planlegges som tidligere nevnt reinjeksjon.</p> <p>Se Kapittel 6. For øvrig arbeides det med en regional konsekvens- utredning som blant annet ser på dette, Ref. /2-4/.</p> <p>Det vil ikke bli søkt om begrensningssone for bunnrammen, brønner og rørledninger. Imidlertid vil det bli søkt om begrensningssoner rundt ankerfestene for plattformen.</p> <p>Dette er gjort gjennom:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) møte med FD i Bergen, 2) møte med representanter for fiskerne i Haugesund |

5 Miljømessige virkninger

5.1 Generelt

Dette kapitlet gir en kort beskrivelse av influensområdet, oppsummerer forventede utslippsmengder fra regulær drift av Visund-feltet samt søker å vurdere konsekvensene av disse. Likeledes er sannsynligheten for et akutt oljeutslipp og mulige konsekvenser av dette beskrevet. Kapitlet gir videre en oversikt over utslippene fra Visund sett i sammenheng med utslippene fra øvrige felt i Tampenområdet i nordlige Nordsjø, og skisserer totale konsekvenser.

5.2 Miljøforhold i influensområdet

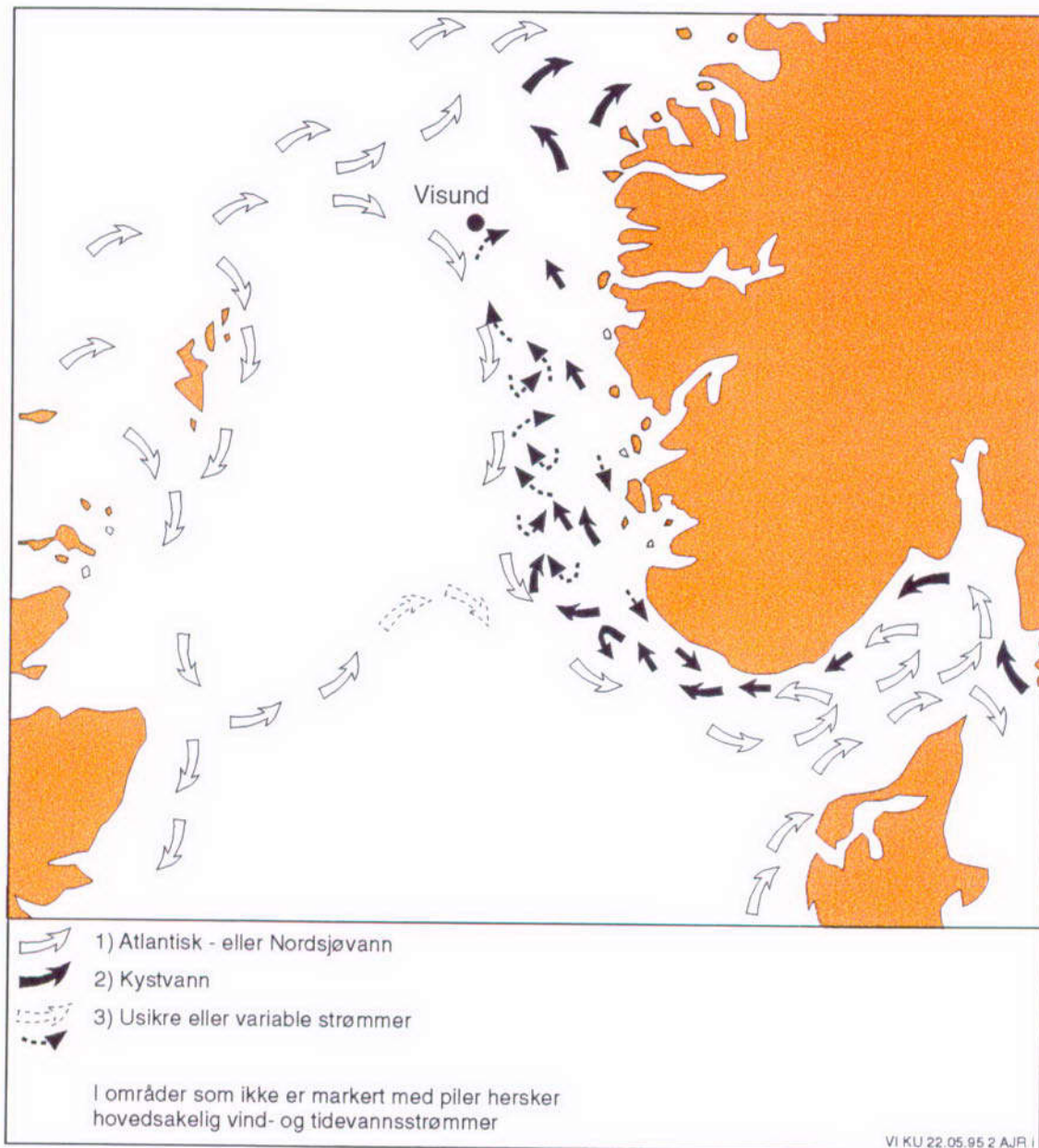
Det er her gjort en kort oppsummering av hva som særpreger influensområdet. For øvrig henvises det til tidligere konsekvensutredninger for Tampenområdet som Snorre, Tordis og Vigdis (Ref. /2-1/, /2-2/ og /2-3/) og til Marin Ressurs Data Base (MRDB), Ref. /5-1/.

5.2.1 Influensområdets utstrekning

Spredningsberegninger basert på oljeutblåsing fra Visund og tilsvarende beregninger utført for nabofeltene, viser at området som kan bli berørt av et eventuelt oljeutslipp strekker seg fra Lista i sør til Sandnessjøen i nord, Ref. /5-2/. Primærinfluensområdet, definert som det området hvor det er 50 % sannsynlighet for at olje fra en eventuell utblåsing kan strande innenfor, går fra Sognefjorden til Smøla. Akutte oljeutslipp vil kunne ha størst virkninger på marint dyreliv, primært sjøfugl, og på kystområder.

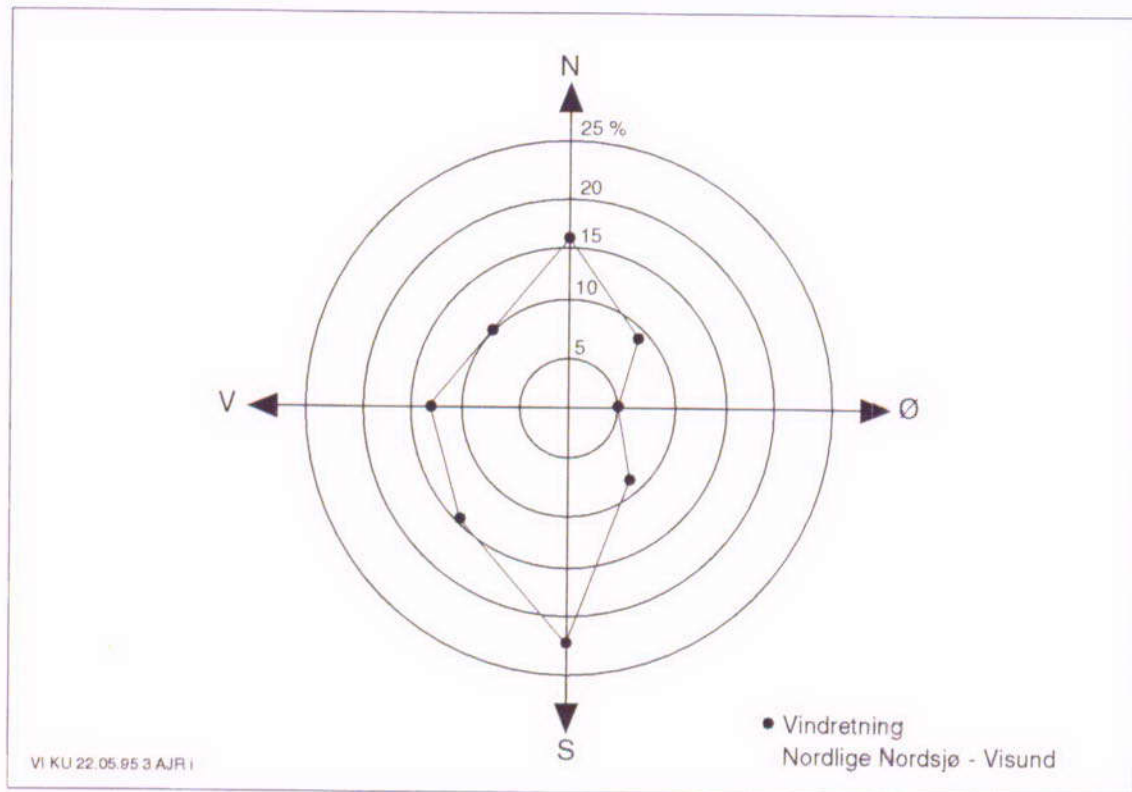
5.2.2 Meteorologi og oseanografi

Strømforholdene i den nordlige del av Nordsjøen og langs norskekysten er vist i *Figur 5-1*. Visund ligger i et område hvor strømbildet er dominert av det innstrømmende Atlanterhavsvannet og den norske kyststrømmen. De dypere liggende vannmasser, 100 - 300 m, følger dybdekonturene nordover rundt Shetland og inn i Nordsjøen hvor de gir opphav til en strøm som følger vestskråningen av Norskerenna sørover, Ref. /2-1/.



Figur 5-1 Strømforhold i nordlige Nordsjø

Den dominerende vindretning i Visundområdet er fra syd. Vindrosen i *Figur 5-2* viser hyppighe-
ten av de ulike vindretningene. Ekstremverdien for vindhastighet, målt med en times varighet 10
m over havnivå, er 41 m/s. Denne vinden forekommer i gjennomsnitt bare en gang hvert 100. år.



Figur 5-2 Vindrose i Visund-området

Luft- og sjøtemperaturen varierer gjennom året. Lufttemperaturen varierer fra ca. +23 til ca. -6°C, mens sjøtemperaturens maksimal- og minimalverdier i øverste lag av vannmassene er +16 og +3°C, Ref. /5-3/.

5.2.3 Bunnforhold

Visund-feltet ligger i vestskråningen av Norskerenna på dyp varierende mellom ca. 270 m og ca. 380 m. Brønnrammene ligger på en dybde på ca. 380 m. Vanndybden der plattformen skal ligge er 335 m.

De øverste 10 - 15 m av sjøbunnen er bløt leire, under dette og ned til en dybde på ca. 50 - 60 m finnes leire med et tynt sandlag.

5.2.4 Økosystemet i de frie vannmasser

Plankton er planter og dyr som stort sett driver med vannmassene. Planteplanktonets fotosyntese er grunnlag for næringskjedene i åpent hav. Dyreplanktonet har betydning bl.a. som føde for fisk og fiskelarver. Karakteristisk for planktonbestander er store variasjoner gjennom året og flekkvis, skiftende geografisk fordeling. Variasjonene er knyttet til strømforhold og lagdeling av vannmassene, tilgang på næringssalter og lys, og dels resultat av vekselvirkning mellom plante- og dyreplankton.

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

Dyreplankton utgjør den viktigste ernæringskilden for viktige fiskeslag som f.eks. sild. Bestanden avhenger av tilgang på planteplankton og fordeler seg flekkvis. Den største bestandproduksjonen

av dyreplankton forekommer like etter at planteplankton har nådd sin topp under våroppblomstringen. Produksjonen holder seg imidlertid høy gjennom sommeren, for så å avta utover høsten.

Visund ligger i gyte- og larveområdet for bl.a. torsk, hyse, hvitting, sei og nordsjømakrell. Gytefelt for noen kommersielt viktige fiskeslag er vist i *Figur 5-3*. Det kan forventes at egg og larver fra andre gyteområder blir ført forbi Visund-feltet.

5.2.5 Kystmiljøet

Kyststrekningen som kan bli berørt av oljeutslipp fra Visund inneholder flere verneverdige strandområder.

Hvert område kan ha flere verneinteresser knyttet til seg. For eksempel er strender ofte både verdifulle fugleområder og av botanisk interesse. Antall enkeltlokaliteter i influensområdet som har vernestatus eller er vurdert verneverdig er stort.

Kyststrekningen som kan bli berørt av oljeutslipp fra Visund inneholder en rekke områder som brukes til friluftsliv og rekreasjon. *Figur 5-4* gir en oversikt over områder som er prioritert på grunn av nasjonal og internasjonal interesse samt vernetede områder langs kysten.

Godkjente lokasjoner for akvakultur langs kysten er vist i *Figur 5-5*. Figuren viser konsesjoner for alle typer akvakultur, det vil si lokasjoner for både matfiskoppdrett, settefisk- og skalldyranlegg. Influensområdet langs kysten inneholder omkring 50 % av alle norske lokasjoner med konsesjon for oppdrett av matfisk.

5.2.6 Sjøfugl

Sjøfuglenes årlige livssyklus har følgende viktige perioder: hekking, myting (fjærfelling), trekk, streif og overvintring. De betydeligste områdene for sjøfuglbestanden i regionen er oppsummert på *Figur 5-3*. De viktigste fuglefjellene er også avmerket.

Runde er det eneste større fuglefjellet i Sør-Norge og den viktigste hekkelokaliteten i Sør-Norge for lunde, alke, lomvi, toppskarv, havsule, havhest og krykkje. Mindre hekkelokaliteter for lunde, alke og lomvi er Veststeinen, Klovningen og Einevarden.

Alkefuglene, som vurderes å være spesielt sårbare for oljesøl, bl.a. fordi de oppholder seg en stor del av tiden på sjøen, er i store deler av året funnet i størst konsentrasjon nær fuglefjellene (eksempelvis Runde), Ref. /5-4/, /5-5/ og /5-6/.

5.2.7 Sjøpattedyr

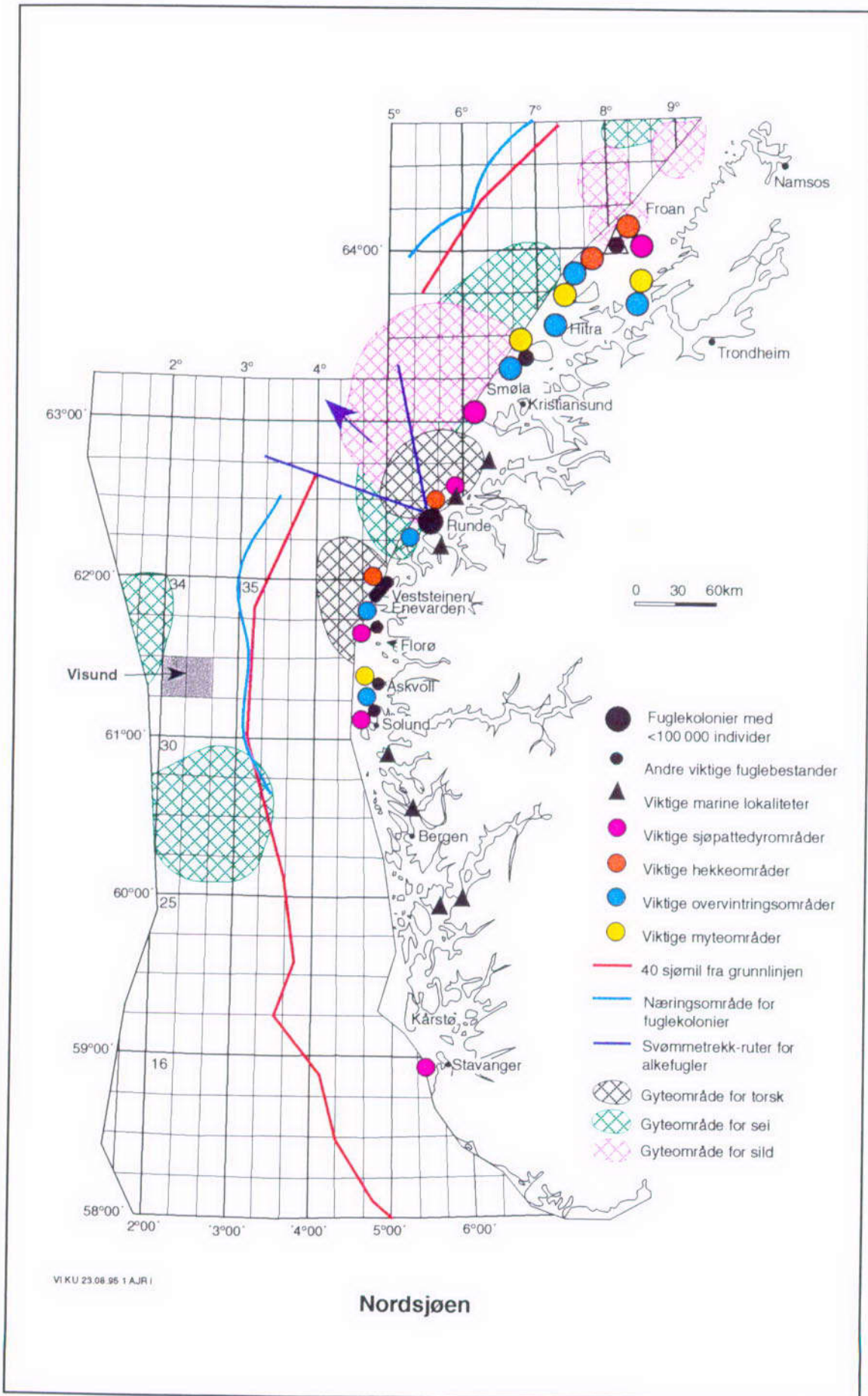
En lang rekke hvalarter kan opptre regelmessig i dette havområdet. Nise og spekkhogger er de mest kystnære artene, med forekomst stort sett hele året.

Kysten fra Hardangerfjorden til Nord-Trøndelag har kolonier av kystsel (havert og steinkobbe). Hovedtyngden av havert finnes fra Trøndelag og nordover, men forekommer også sørover langs kysten.

Steinkobbe forekommer i kolonier langs hele norskekysten. Hovedtyngden finnes i Møre og Romsdal, med Nordøyane og Orskjæra som viktige områder.

Kystselen både ernærer og forplanter seg inne ved kysten og er tilstede ved kysten hele året.

Viktige sjøpattedyr er avmerket på *Figur 5-3*.



Figur 5-3 Oversikt over gyteområder samt viktige lokaliteter for sjøfugl og sjøpattedyr

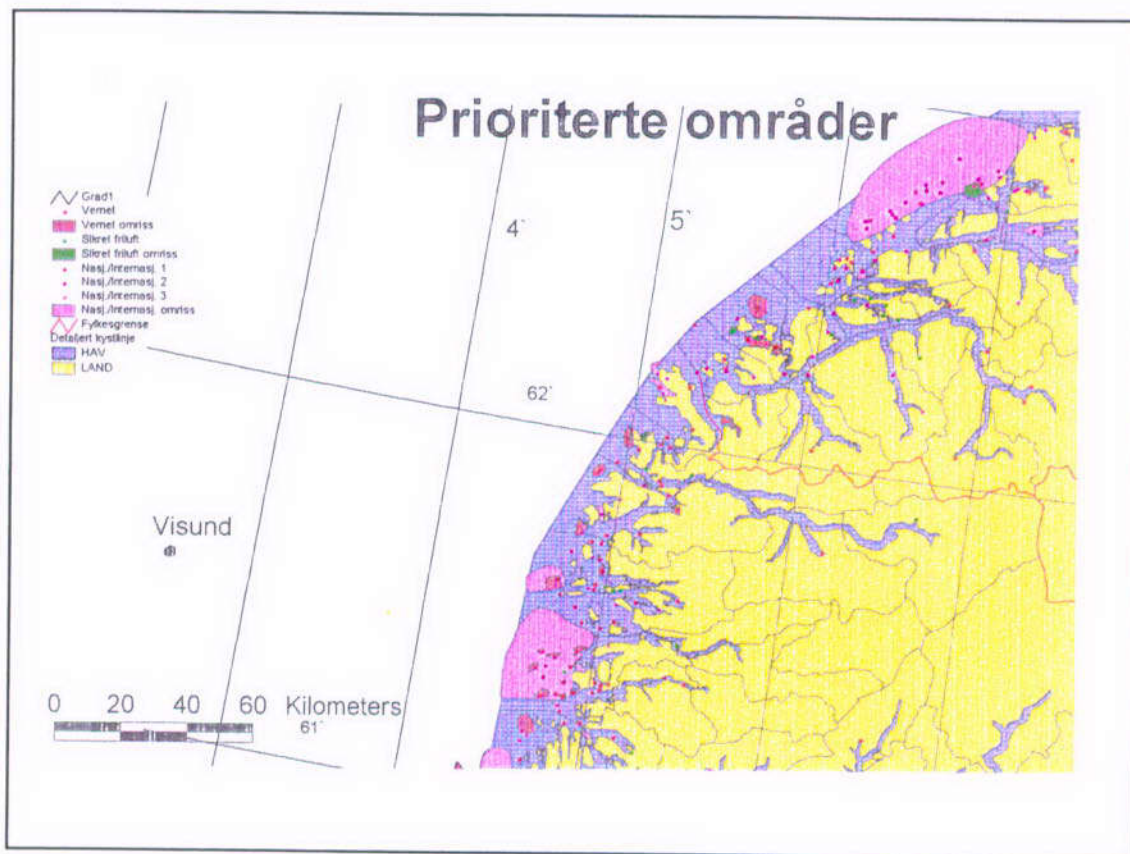
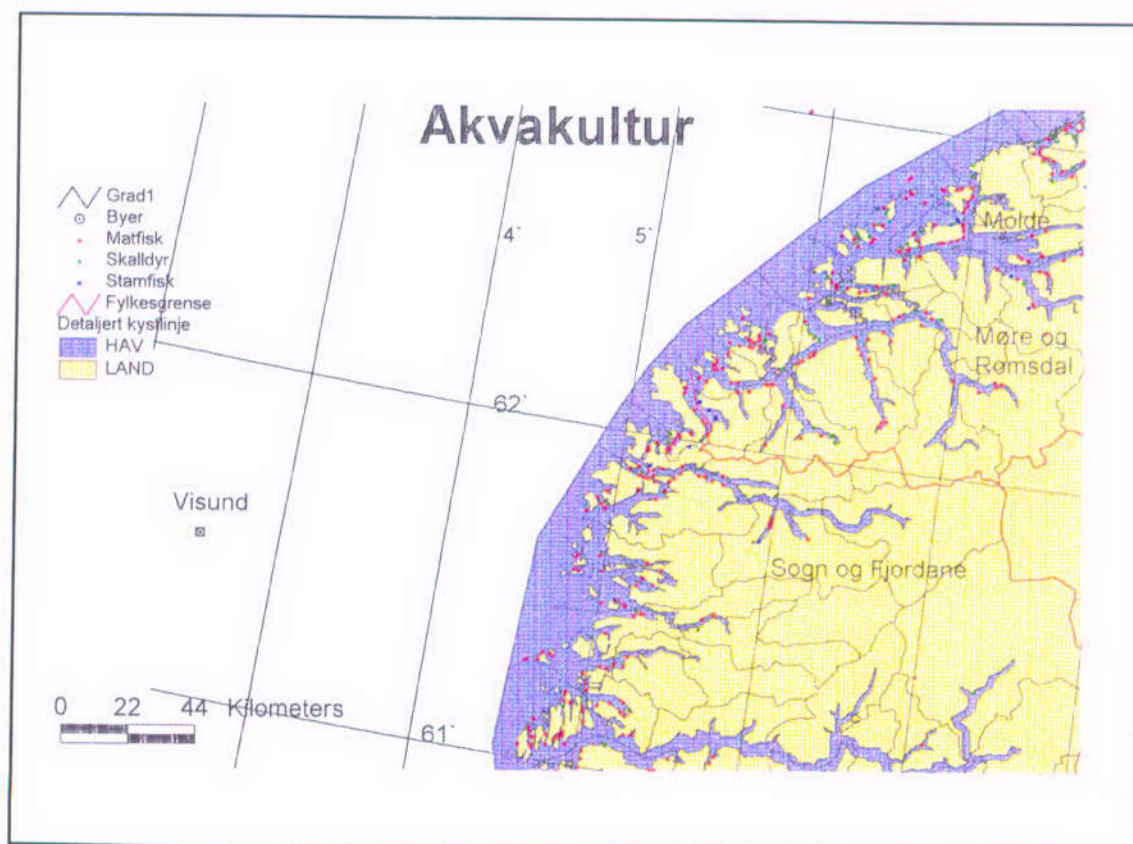


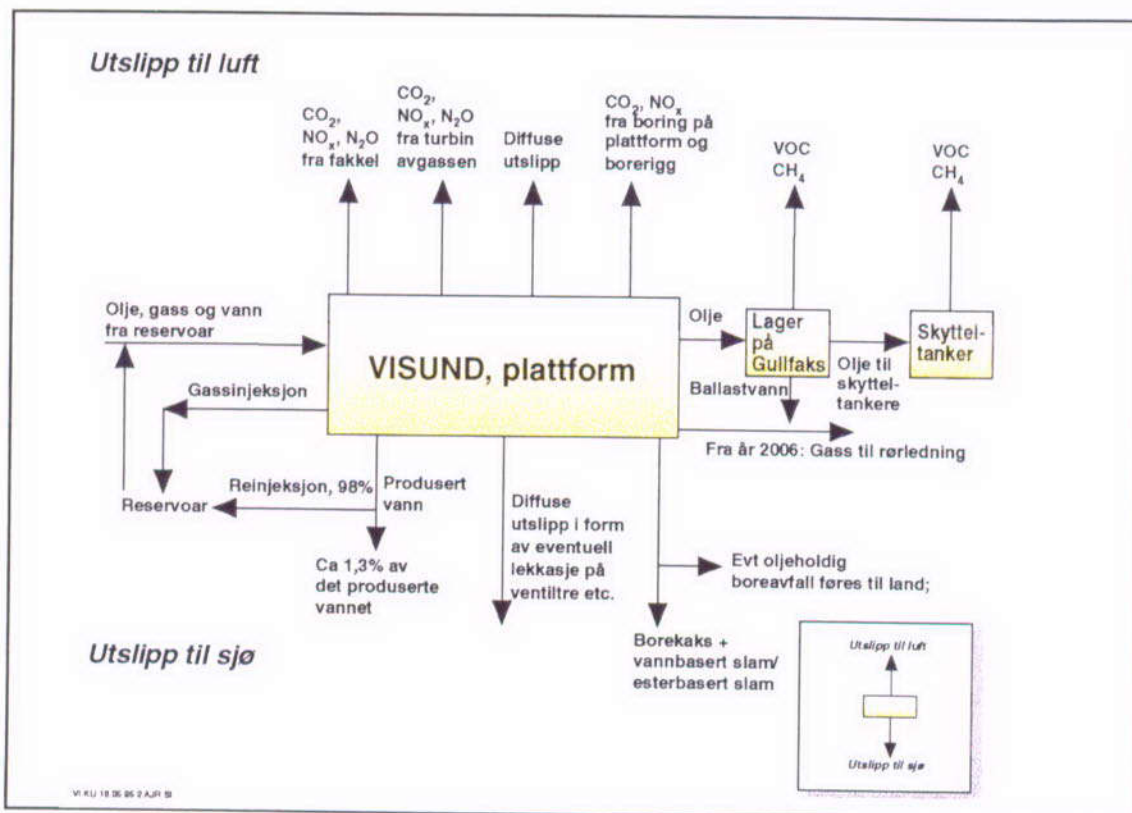
Figure 5-4 Område som er prioritert på grunn av nasjonal og internasjonal interesse, samt vernede områder langs kysten



Figur 5-5 Oppdrettslokaliteter

5.3 Utslippsoversikt

Utslipp til luft og sjø er spesifisert i Kapittel 5.4 og Kapittel 5.5. Typer utslipp til luft og vann er vist i *Figur 5-6*. Lasting av skytteltanker er inkludert i utslippstallene i de to følgende kapitlene. Bidraget fra drift av skytteltankere, forsyningstrafikk og separat borerigg er små i forhold til det totale luftutslippet fra Visund og er ikke inkludert.



Figur 5-6 Typer av utslipp fra Visund med undervannsinstallasjonene

5.4 Regulære utslipp til luft

5.4.1 Generelt

Det vil være utslipp til luft av CO_2 , NO_x , CH_4 , VOC og N_2O .

Tabell 5-1 oppsummerer noen viktige egenskaper ved disse gassene.

| Komponent | Kilder | Miljøegenskaper |
|---------------------------------------|--|--|
| Karbondioksid (CO_2) | Turbiner, fakkell, motorer | Bidrar til økt innhold av CO_2 i atmosfæren, som kan ha konsekvenser for klimaet. |
| Nitrogenoksider (NO_x) | Turbiner, fakkell, motorer | Bidrar til sur nedbør. Kan også bidra til dannelsen av bakkenært ozon. |
| Flyktige organiske forbindelser (VOC) | Oljelasting, diffuse lekkasjer, ufullstendig forbrenning | VOC er i denne forbindelse flyktige hydrokarboner utenom metan. Kan bidra til dannelsen av bakkenært ozon. |
| Metan (CH_4) | Oljelasting, diffuse lekkasjer, ufullstendig forbrenning | Metan bidrar til klimapåvirkning. |
| Lystgass (N_2O) | Turbiner, fakkell, motorer | Lystgass bidrar til klimapåvirkning. |

Tabell 5-1 Oversikt over typer utslipp, kilder og virkninger av utslipp til luft

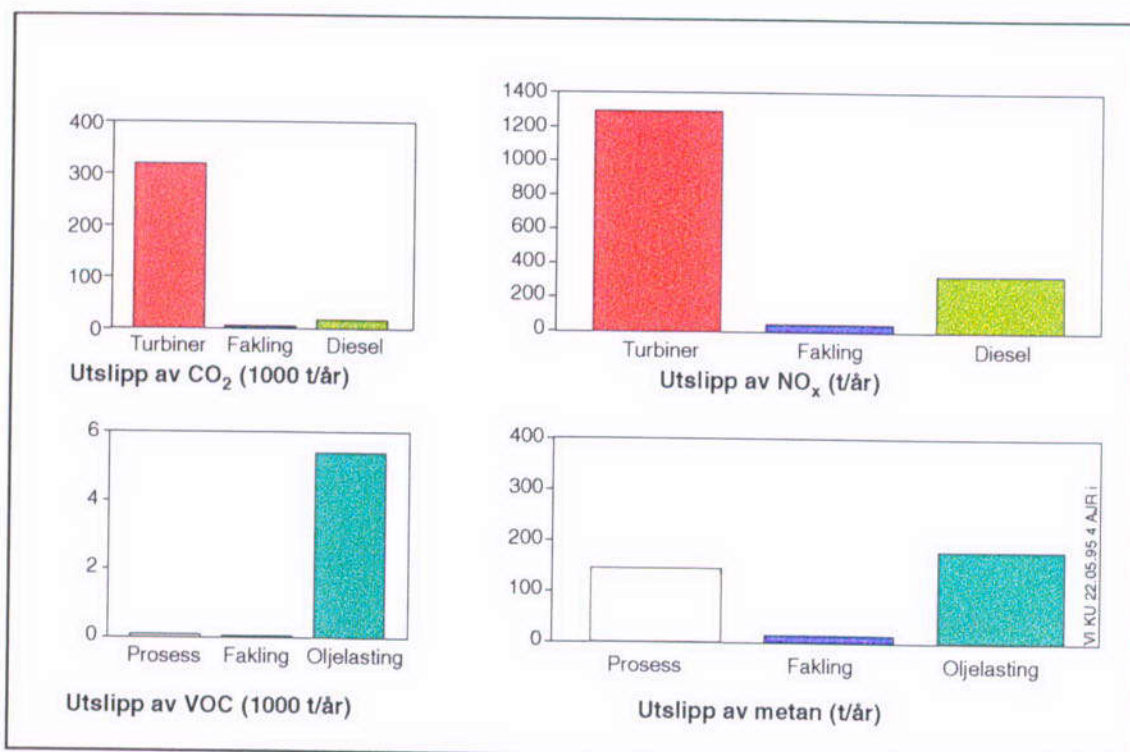
I Tabell 5-2 er det gitt en oversikt over de samlede utslippene av disse gassene for noen typiske produksjonsår.

| Komponent | | År 1998 Før oljeplatå, første produksjonsår | År 2000 Ved oljeplatå | År 2007 Ved kombinert gassinjeksjon og -eksport | År 2017 All gass eksporteres |
|------------------|------------------|--|-----------------------------|--|------------------------------------|
| CO ₂ | (x 1000 tonn) | 175 | 350 | 272 | 181 |
| NO _x | (tonn) | 825 | 1.645 | 1.281 | 856 |
| VOC | (tonn) | 2.370 | 5.596 | 1.949 | 718 |
| Metan | (tonn) | 207 | 338 | 196 | 129 |
| N ₂ O | (tonn) | 16 | 32 | 25 | 16 |

Tabell 5-2 Oversikt over utslipp til luft

VOC-tallene er inklusiv utslipp fra lastning av skytteltankere. Luftutslipp forøvrig, vil når boring ikke pågår være 5 - 10 % lavere enn det som er angitt over.

Figur 5-7 viser fordelingen av utslippene på de ulike kildene i år 2000.



Figur 5-7 Oversikt over utslipp til luft fra Visund fordelt på kilder i år 2000

5.4.2 Nærmere om de enkelte utslippskilder og vurdering av tiltak

Energiproduksjon

Det meste av utslippene til luft vil være knyttet til produksjon av energi for prosess- og hjelpesystemer. Det totale effektbehovet for Visund er estimert til å være ca. 64 MW pr. år i de første årene med kun oljeproduksjon. Dette tilsvarer et brenngassforbruk på ca. 140 MSm³/år. 70 % av dette går til kompresjon og reinjeksjon av assosiert gass. Vanninjeksjon, hjelpesystemer og

boring, utgjør henholdsvis i størrelsesorden 15 %, 8 % og 5 - 10 % av kraftbehovet. Dette vil imidlertid variere noe fra år til år.

Reduksjon i brenngassforbruk oppnås enten ved å redusere effektbehovet, eller ved å øke virkningsgraden i kraftgenereringen. I forbindelse med energianalysen for Visund prosjektet, Ref. /5-7/, er følgende muligheter til reduksjon i gassforbruket identifisert:

1) Reduksjon av energibehov:

- Kompressortogene: Reduksjonspotensialet for kompressortogene kan være betydelig, siden kompressorenes effektbehov ligger på 60-70 % av det totale effektbehovet på plattformen. Forskjellige løsninger angående konfigurasjoner og reguleringsystemer er under vurdering. Det søkes å finne en energioptimal løsning som samtidig er totaløkonomisk og driftsmessig fornuftig.
- Varmebehov: Hvis hele varmebehovet på plattformen dekkes med varmemedium som utnytter varmen i røykgassen fra gassturbinene, kan det totale energibehovet reduseres noe. Det vil være behov for varme i hovedprosessen, glykolgjenvinningsprosessen og til forskjellige hjelpesystemer.
- Frekvensstyring: Bruk av frekvensstyring i stedet for fast turtall kan være aktuelt for følgende pumper: Oljeeksporthpumper, sjøvannsløftepumper og vanninjeksjonspumper.

2) Økt effektivitet i kraftgenerering:

Virkningsgraden i kraftproduksjonen kan forbedres ved:

- Å gjenvinne energi fra brenngassen fra turbinene. Det er to alternative prosesser å gjøre dette på, men ingen av disse er foreløpig kommersielt tilgjengelig. Den ene er en såkalt luftbunnsprosess for kombinert kraftproduksjon (ABC-prosess) og den andre er en kombinert prosess med kompakt dampkjel. Norsk Hydro vil følge utviklingen av disse alternativene nøye for å vurdere mulige potensialer for Visund.
- Å benytte gassturbiner/gassturbinkonfigurasjoner med høyest total virkningsgrad under aktuelle produksjonsbetingelser. Gassturbiner har høyest virkningsgrad når de opererer nær full last. Optimalt valg av gassturbiner mht. antall og kapasitet, tatt i betraktning effektbehovet under aktuelle produksjonsbetingelser, kan gi store besparelser i brenngassforbruket.

Disse tiltakene vil bli ytterligere vurdert teknisk og økonomisk under forprosjekteringen.

Følgende tiltak er vurdert som ikke aktuelle for Visund:

A) El-forsyning fra land og mellom plattformer:

I forbindelse med OLFs miljøprogram ble det sett på muligheten for å forsyne plattformen med elektrisk kraft fra land, enten enkeltvis eller som en koordinert utbygging, Ref. /5-8/.

Koordinert kraftforsyning synes ikke aktuelt for Tampenområdet, da dette området allerede er godt utbygd. De største funnene er trolig gjort og det forventes å være få nye installasjoner å fordele kostnadene på.

En dedikert forsyning av en enkelt plattform kan i følge OLF (Ref. /5-9/) være marginalt lønnsomt hvis avstanden til land er kort (ca. 100 km) og effektbehovet stort (ca. 100 MW). For Visund, hvor avstanden til land er større enn 100 km og effektforbruket er vesentlig mindre enn 100 MW, er dette ikke vurdert som aktuelt.

Når det gjelder el-kraft samkjøring mellom plattformer, er kraftbehovet på Visund så stort at det forsvarer behovet for egne turbiner. Turbinene på Visund utnyttes godt og det er derfor ikke vurdert som aktuelt å overføre kraft mellom Visund og andre plattformer.

B) Reinjeksjon av CO₂ i reservoaret

Muligheter for å fjerne CO₂-utslippene ved utskilling av CO₂ fra turbinavgasser og injeksjon i reservoaret, har vært vurdert. Med tilgjengelig teknologi har Hydro konkludert med at injeksjon av CO₂ ikke er økonomisk akseptabelt, da et renseanlegg for utskilling av CO₂ er svært plass-, vekt- og energikrevende. Norsk Hydro har deltatt i utvikling av ny teknologi for utskilling av CO₂ som er komprimert med hensyn på areal og vekt, Ref. /5-10/. Slik teknologi vil ikke foreligge tidsnok til at Visund prosjektet kan ta det i bruk. Tiltaket er derfor vurdert som ikke aktuelt. Et slikt "kompakt" anlegg vil heller ikke kunne forsvares økonomisk.

Lav NO_x -turbiner

For å redusere NO_x -utslipp vil lav NO_x -turbiner bli nærmere vurdert.

Lav NO_x-brennere for installering i konvensjonelle turbiner er tilgjengelige på markedet, men vil generelt øke brenngassforbruket og dermed utslippet av CO₂.

Turbiner opprinnelig designet for lav NO_x -utslipp er under utvikling for kombinerte brennstoffsystem (gass og diesel), men utviklingen går generelt mot bruk av kun gass som brensel. Disse turbinene forventes ikke å øke brenngassforbruket. I den videre vurdering må en ta hensyn til hvorvidt det for Visund er tilstrekkelig å kun ha gassturbiner og ikke kombinerte brennstoff-turbiner. Utslippets-beregningene er derfor basert på konvensjonell teknologi.

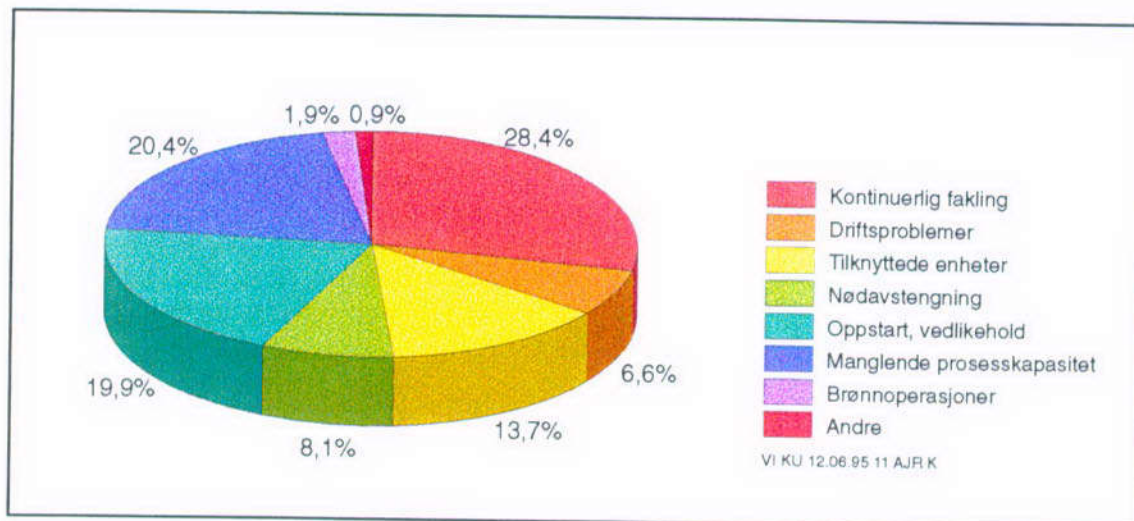
Fakling

Fakling er en sikkerhetsfunksjon. *Figur 5-8* viser fordelingen av mengden CO₂-utslipp fra fakling fordelt på ulike årsaker fra 6 undersøkte oljeplattformer på norsk sokkel i 1992, Ref. /5-11/ og /5-12/. I følge OLFs sammendragsrapport utgjør kontinuerlig fakling ca. 1/4 av gassfaklingen.

Hovedkildene til kontinuerlig fakling ved konvensjonell teknologi har vært å føre lekkasjer fra sikkerhetsventiler til fakkelen, i tillegg til at prosessutstyr blir "spylt" med gass for å hindre inntrengning av luft (hindre eksplosjonsfare). Ved å lukke systemene som samler opp lekkasjegass fra sikkerhetsventilene, kan disse gassene rekomprimeres og benyttes som fyrgass. I stedet for å spyle utstyr med fyrgass, kan nitrogen benyttes.

Disse to tiltakene kan derfor eliminere den kontinuerlige faklingen. Det forutsettes imidlertid at sikkerhetsnivået kan opprettholdes ved hjelp av hurtig-åpnende ventiler og et tenningsystem som trer i funksjon når det er behov for fakling av sikkerhetsgrunner. Statoil har installert slike systemer på Gullfaks, og Hydro har gjennomført studier med sikte på også å ta dem i bruk på Oseberg Feltsenter, Ref. /5-13/. Dette vil også bli vurdert for Visund.

Episode-fakling kan bl.a. skyldes overbelastning av prosessutstyret, instrumentfeil, stans i deler av prosessutstyret eller rene nødsituasjoner. Disse forholdene vil det bli tatt hensyn til i den videre detaljprosjektering og utarbeidelse av driftsinstruks. De anslagene som er gjort for faklingsmengdene er basert på det som er oppnådd ved de seneste feltutbyggingene som Hydro har vært ansvarlig for; Brage og Oseberg C.



Figur 5-8 Årsaker til fakling på oljeplattformer på norsk sokkel i 1992, Ref. /5-12/

Råoljelasting

Den dominerende utslippskilden av VOC og CH₄ utslipp fra Visund, er råoljelasting fra skytteltankere. Disse utslippene oppstår som følge av at lette komponenter i oljen damper av under lasting. Gassvolumet i tankene fortrenses til atmosfæren når tankene fylles opp.

Visund vil kun bidra til en mindre økning i VOC-avgassing som følge av råoljelagring på Gullfaks.

Utslipp fra råoljelasting på norsk sokkel og fra terminaler i Norge utgjør på årsbasis ca. 125.000 tonn (1994-prognose, Ref. /5-14/), eller vel 40 % av de nasjonale utslippene av VOC. De tilsvarende tallene for metan er ca. 3.500 tonn/år, som utgjør vel 1 % av de nasjonale metan-utslippene.

Ved landanlegg er det utviklet kommersielt tilgjengelig teknologi for gjenvinning av VOC-damp fra lasting av råolje. Et slikt gjenvinningsanlegg er under bygging ved Sture-terminalen. Tilsvarende teknologi for plassering ombord på skip er under utprøving på en Statoil-operert tanker, men en kan tidligst vurdere resultatene tidlig i 1996, Ref. /5-15/. Skytteltankere vil ikke bli eid av Hydro, og utslippene fra disse vil derfor avhenge av tilgjengelighet av skytteltankere med gjenvinningsutstyr.

Det er forutsatt at VOC-utslippene kan reduseres med rundt 70 % med slike gjenvinningsanlegg. Reduksjonen er størst for de tyngre komponentene, mens man får tilnærmet null reduksjon av metan-utslippet. Det foregår også et forsknings- og utviklingsprosjekt støttet av Norges forskningsråd med sikte på å redusere utslipp ved hjelp av enklere modifikasjoner og bedre lasteprosedyrer.

5.4.3 Konsekvenser av utslipp til luft

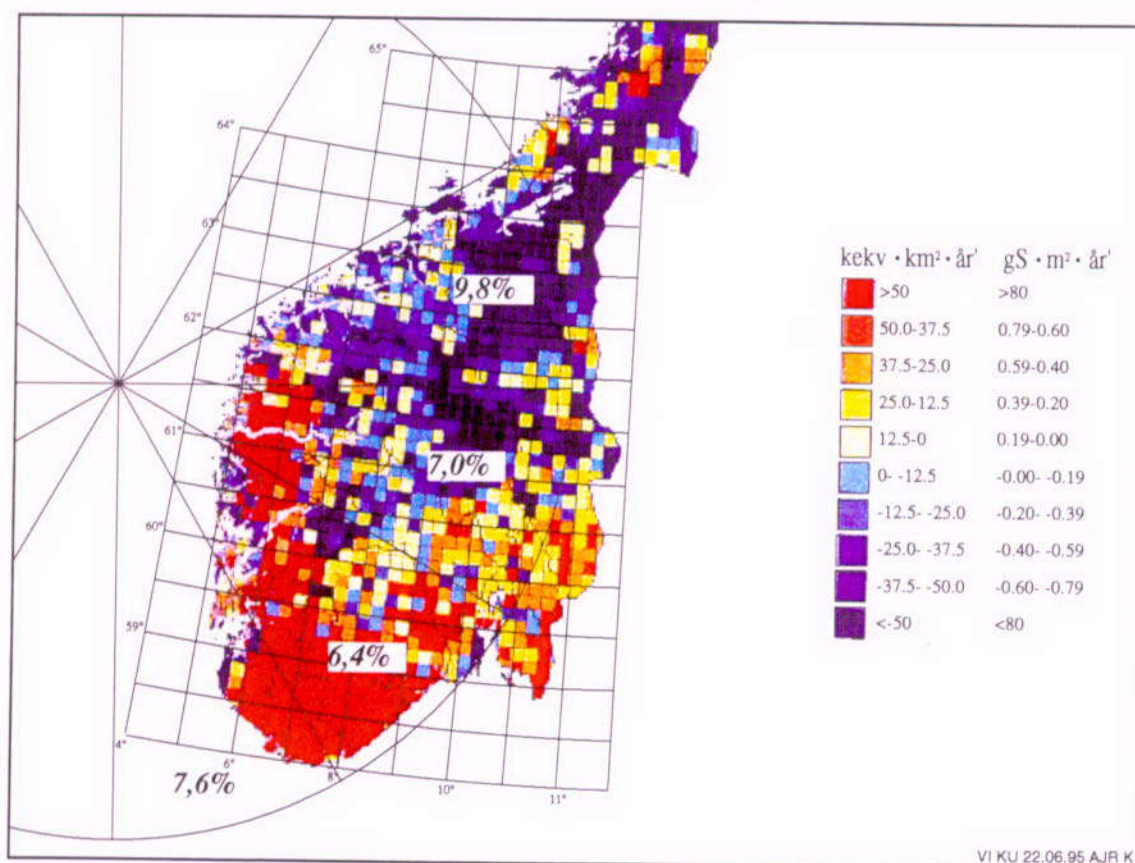
Vurdering av regionale effekter av NO_x- og VOC-utslipp

NO_x- og VOC-utslipp gjennomgår kjemiske reaksjoner i atmosfæren, dels under innflytelse av sollys. De viktigste reaksjonsproduktene i en miljømessig sammenheng er salpetersyre/nitrat (HNO₃) og ozon (O₃). For det nærliggende Vigdisfeltet er det gjort beregninger for hvor mye som dannes av disse stoffene og til hvilke områder de blir ført og eventuelt avsatt med nedbør, Ref. /5-16/ og /5-17/. Disse beregningene anses som representative også for Visund, og resultatene fra Vigdisberegningene er derfor bare skalert i forhold til utslippenes størrelse.

Salpetersyre bidrar til sur nedbør. Hovedkomponenten i sur nedbør er svovelsyre, som har en sterkere forurensningseffekt enn nitrogenforbindelser. Nitrogenforbindelser tas opp av planter, slik at bare en mindre andel av tilførslene av nitrogen når fram til vassdragene. I sørlige deler av landet, hvor tilførslene er større enn plantene kan nyttiggjøre, kan opp mot 40 % av tilført nitrogen ende opp i vassdragene som forsurende nitrat. I Møre og Romsdal og nordover regner en med at mer enn 90 % av tilført nitrogen tas opp av vegetasjonen, Ref. /5-18/.

NIVA m.fl. har utarbeidet forslag til tålegrenser for sur nedbør basert på overflatevannets kapasitet til å nøytralisere sterke syrer (ANC = acid neutralizing capacity). På bakgrunn av kartlegging av sammenhengen mellom fiskestatus i en rekke sjøer og ANC er det anbefalt at ANC ikke bør være mindre enn 20 $\mu\text{ekv./liter}$.

Figur 5-9 viser i hvilken grad denne tålegrensen er overskredet i det området som vil bli påvirket av utslippene fra Visund. I rutene som er gule og røde er dagens belastning høyere enn tålegrensen. Figuren viser også innenfor hvilke sektorer avsetningene av nitrat fra Visund vil fordele seg. Av et NO_x utslipp fra Visundfeltet på 365 tonn/år (regnet som N) vil ca. 3,5 % felles ut over havet innen det når land, mens ca. 31 % vil nå kysten av Vest-Norge.



Figur 5-9 Fluks av NO_x fordelt på 45° sektorer (%) sammenholdt med forurensningsutsatte områder, Ref. /5-20/

NO_x må omvandles til nitrat før det kan avsettes med nedbør eller ved tørravsetning. Det er derfor omvandlingshastigheten fra NO_x til nitrat som i stor grad styrer hvor mye som avsettes i forskjellige avstander. Fordi denne hastigheten er lav, vil det meste av det som når land følge vinden tvers over landet uten å avsettes. Beregningene viser at den høyeste årlige avsetningen kan bli i størrelsesorden 0,1 - 0,2 mg N/m^2 pr. år, mens dagens belastningsnivå på Vestlandet er ca. 500 - 1.500 mg N/m^2 pr. år med nedbøren, Ref. /5-19/.

Regnet som syreekvivalenter representerer bidraget fra Visund ca. 0,01 mekv./m^2 pr. år, mens dagens belastning ligger omkring 50 - 70 mekv./m^2 pr. år over store deler av Vestlandet.

Det kan derfor konkluderes med at Visund vil representere et meget lite bidrag til den sure nedbøren, men det området som berøres er sterkt utsatt for forurening, og det er derfor en målsetting å begrense bidraget så langt som praktisk mulig.

Utslipp av VOC i kombinasjon med NO_x kan bidra til dannelse av bakkenært ozon under innflytelse av sollys. Mens ozon i høyere luftlag er gunstig for å beskytte mot ultrafiolett stråling, kan ozon ved bakken være skadelig for mennesker, planter og materialer. Anbefalte grenser for ozon overskrides regelmessig over store deler av det europeiske kontinent og det sørlige Skandinavia, Ref. /5-21/.

Det er tidligere gjort grove modellberegninger for bidraget til dannelsen av ozon som følge av utslipp fra bl.a. feltene Troll Olje og Vigdis, Ref. /5-16/. Disse viste at utslippene bidrar meget lite til økt ozon-nivå i Sør-Norge; i størrelsesorden 0,003 % for Vigdis' vedkommende. Siden utslippene av VOC for Visunds vedkommende er noe mindre enn det som ble benyttet i beregningene for Vigdis, kan bidraget derfor anslås til 0,0025 %.

Selv om beregningene viser en meget liten økning av ozondannelsen, beror dette på at de fotokjemiske reaksjonene er langsomme, slik at virkningene spres over et meget stort område. Hele det nordlige Europa er som nevnt utsatt for skadelige konsentrasjoner av ozon, og Norge har derfor forpliktet seg til å redusere de nasjonale VOC utslippene sør for 62°N med 30 %. Det er derfor også for Visunds del ønskelig å redusere utslippene så langt som praktisk mulig.

Beregningsmodellene for ozondannelse er meget kompliserte og baseres på usikre forutsetninger. Nyere beregninger utført av NILU i 1995, tyder på at offshorevirksomheten har større betydning for ozondannelsen enn de ovenstående resultater antyder. NILU konkluderer også med at det er NO_x-utslippene som har størst betydning for ozondannelsen, mens de tidligere beregningene viste at det var VOC-utslippene som var avgjørende. NILU's rapport ventes å bli offentliggjort høsten 1995.

Bidrag til drivhus-effekt

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

Gassenes relative påvirkning kan beregnes bl.a. ut fra deres evne til å absorbere langbølget stråling og deres oppholdstid i atmosfæren. Det er vanlig å oppgi dette som "CO₂ ekvivalenter". Tabell 5-3 oppgir Visunds bidrag til de nasjonale utslippene av klimagasser.

| Komponent | CO ₂ -faktor | Utslipp fra Visund (tonn/år) | Omregnet til CO ₂ ekvivalenter (tonn/år) | Andel av nasjonale utslipp |
|------------------|-------------------------|------------------------------|---|----------------------------|
| CO ₂ | 1 | 350.000 | 350.000 | 0,94 % |
| CH ₄ | 23 | 338 | 7.774 | 0,11 % |
| N ₂ O | 270 | 32 | 8.640 | 0,22 % |
| Sum | | | 366.414 | 0,76 % |

Tabell 5-3 Utslipp av klimagasser fra Visund med utgangspunkt i driftsår 2000. Andel av nasjonale utslipp er beregnet i forhold til 1993, Ref. /5-21/

5.5 Regulære utslipp til sjø

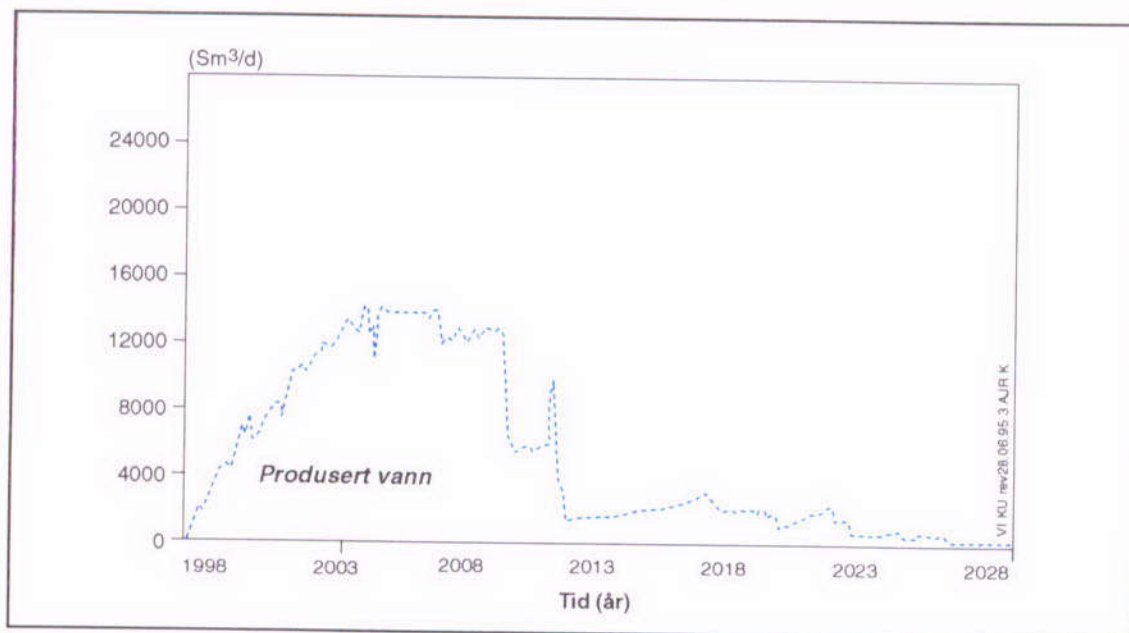
5.5.1 Generelt

Til sjø vil det være utslipp av ballastvann, boreavfall og produsert vann. Produsert vann planlegges reinjisert slik at det normalt vil være null utslipp av dette.

5.5.2 Produsert vann

Mengde og sammensetning

Produsert vann inneholder dispergerte og oppløste hydrokarboner samt kjemikalier. Foruten olje inneholder formasjonsvannet en rekke salter. Mengde produsert vann fra Visund er vist i *Figur 5-10*, mens vannets sammensetning av mineraler og salter er gitt i *Tabell 5-4*.



Figur 5-10 Produksjonsprofil for produsert vann

| Komponent | Produsert vann (formasjonsvann) mg/l | Naturlig sjøvann mg/l | Utsira formasjonsvann mg/l |
|---|--------------------------------------|-----------------------|----------------------------|
| Natrium, Na | 11.300 - 12.160 | 10.600 | 10.392 |
| Kalium, K | 550 - 600 | 380 | 208 |
| Kalsium, Ca | 340 - 650 | 400 | 426 |
| Magnesium, Mg | 53 - 90 | 1.300 | 630 |
| Strontium, Sr | 70 - 230 | 13 | 10 |
| Barium, Ba | 95-270 | 0,05 | 0,5 |
| Jern, Fe | 0,1 | 0,002 - 0,02 | 2 |
| Kobber, Cu | < 0,01 | 0,0001-0,009 | - |
| Krom, Cr | < 0,01 | - | - |
| Mangan, Mn | 0,3 | 0,001-0,01 | - |
| Nikkel, Ni | < 0,1 | 0,0001-0,0005 | - |
| Klorid, Cl ⁻ | 19.500 | 19.000 | 18.482 |
| Bikarbonat, HCO ₃ ⁻ | 800 - 1.050 | 140 | 707 |
| pH | 6,5 - 6,9 | 7,8-8,2 | 7,1 |

Tabell 5-4 Konsentrasjoner av mineraler og salter i formasjonsvann fra 2 brønnprøver, sammenliknet med sjøvann, Ref. /5-23/ og /5-24/

Kjemikalier

Produksjonskjemikalier som vil bli brukt på Visund forventes å være metanol for å hindre hydratdannelse (ca. 350 m³ pr. år), avleiringshemmer, korrosjonshemmer, natriumkarbonat og eventuelt en vokshemmer. Metanol vil bli brukt i forbindelse med nedstenginger og oppstart av anlegget. Mengden vil avhenge av antall nedstengninger samt vannandelen av olje-vann blandingen. Avleiringshemmer vil tilsettes den produserte olje-vann blandingen i en konsentrasjon på 30 ppm (basert på volum av produsert vann). Korrosjonsinhibitor vil bli tilsatt olje-vann blandingen i en konsentrasjon på 10 ppm (basert på volum av produsert olje). Det vil normalt ikke bli noe utslipp av disse produksjonskjemikaliene da det produserte vannet på Visund vil bli reinjisert.

Behandling av produsert vann

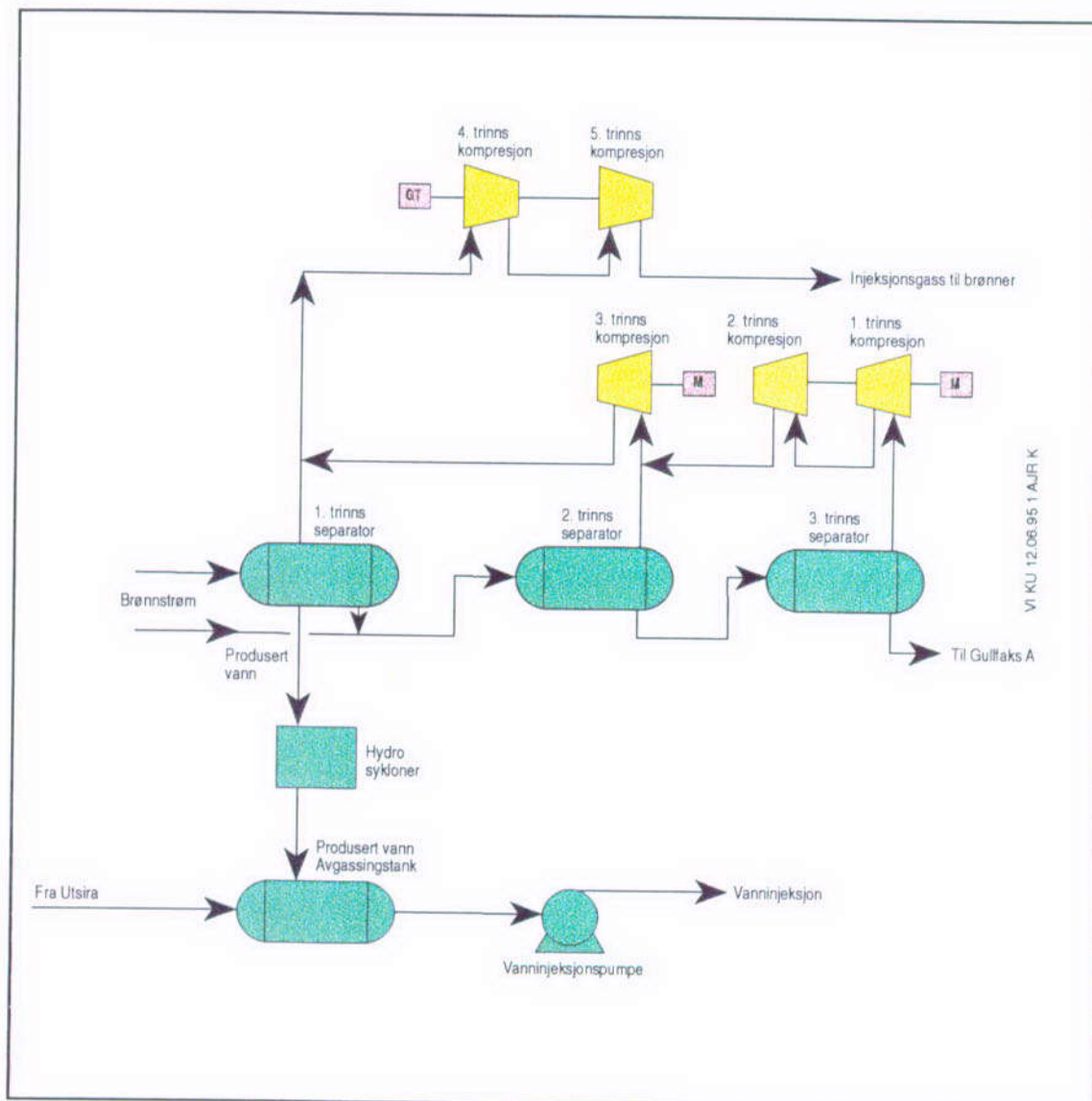
Følgende alternativer for behandling av vannet har vært vurdert:

- konvensjonell løsning med rensing av produsert vann og utslipp til sjø
- reinjeksjon av produsert vann til trykkvedlikehold i produserende reservoar
- injeksjon av produsert vann i Utsira formasjonen, Ref. /5-23/

Bruk av det produserte vannet som injeksjonsvann for trykkvedlikehold i produksjonsreservoarene er valgt som hovedalternativ for vannbehandling på Visund. Ved reinjeksjon av produsert vann vil man benytte det sulfatfattige Utsiravannet som supplement til det produserte vannet. Utsiraformasjonen er en vannførende geologisk formasjon som strekker seg over store deler av Nordsjøen. Denne løsningen er vurdert å være økonomisk og miljømessig mest attraktiv. Løsningen er imidlertid avhengig av tilfredsstillende produktivitet i Utsiraformasjonen. Dersom produktivitetstest av Utsiraformasjonen viser at man ikke klarer å produsere tilstrekkelige vannmengder fra Utsira til å dekke injeksjonsbehovet, kan det bli aktuelt å injisere sjøvann for å trykkvedlikeholde reservoaret. Det produserte vannet vil da bli behandlet konvensjonelt med utslipp til sjø etter rensing. Grunnen til at man ikke kan reinjisere det produserte vannet i dette tilfellet, er at det bl.a. dannes utfellinger som vil tette igjen injeksjonsutstyret og brønnene dersom man blander formasjonsvann og sjøvann.

Produsert vann vil i hovedalternativet kun slippes til sjø ved feil i reinjeksjonsutstyret. Dette forventes å tilsvare ca. 2 % av den totale produserte vannmengden. Ved ca. år 2016 forventes det ikke lenger å være behov for vanninjeksjon for trykkvedlikehold i produksjonsreservoarene. Det vil da være aktuelt å slippe ut det produserte vannet til sjø etter rensing. Disse vannmengdene er vesentlig mindre enn de som reinjiseres.

Rense- og reinjeksjonsystemet for produsert vann er vist i *Figur 5-11*. Som det fremgår av figuren planlegger man å ha konvensjonell rensing i hydroykloner av det produserte vannet til ca. 40 ppm olje før reinjeksjon.



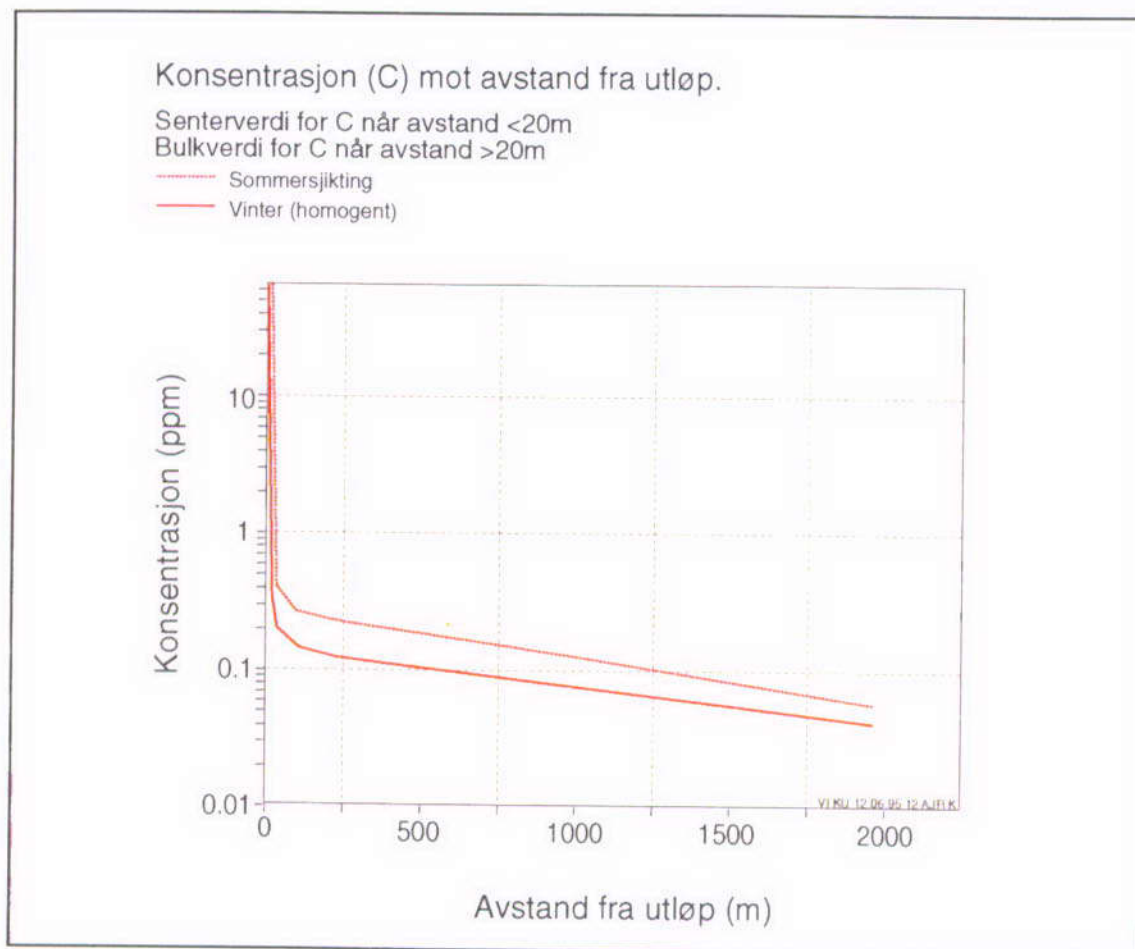
Figur 5-11 Olje-, vann og gassbehandling på Visund før start av gasseksport

Spredning og effekter av produsert vann

Visund ligger i den østlige delen av en plattformklynge som står for nærmere 70 % av alt utslipp av produsert vann i Nordsjøbassenget. I følge Ref. /2-3/ er Statfjord-Gullfaks-Snorre regionen idag en kilde til hoveddelen av utslippene av produsert vann på norsk sokkel og vil ifølge prognosene fortsette å være det de nærmeste årene, se Figur 5-22.

Som tidligere nevnt er det pga. reinjeksjon normalt null utslipp av produsert vann til sjø fra Visund. Spredningsberegninger for Visund har likevel vært gjennomført med tanke på de få tilfellene at produsert vann med et oljeinnhold på 40 ppm slippes til sjø på grunn av stopp i reinjeksjonsutstyret.

Fortynningsforløpet er vist i Figur 5-12. Diagrammet viser at en fortynning på 1/100 oppnås i løpet av 40 - 50 m, mens en fortynning på 1/1000 oppnås på ca. 2000 m.



Figur 5-12 Fortynning av produsert-vannutslipp fra Visund, målt ved oljekonsentrasjon. Antatt initiell oljekonsentrasjon på 40 ppm, Ref. /5-26/

Målinger i nærområdet til Statfjord C og Gullfaks plattformene indikerer at fortynningen er betydelig raskere i virkeligheten enn det som de matematiske modellene forutsier, Ref. /5-26/.

En sammenstilling av toksisitetstester på produsert vann fra oljefelt i Nordsjøen er gjort av E&P Forum, Ref. /5-27/. Tabell 5-5 viser noen av resultatene.

| Organisme | Virkning | Test-varighet (døgn) | EC ₅₀ /LC ₅₀ (ml/l) |
|-------------------|----------------|----------------------|---|
| Alger | Redusert vekst | 2 | 45 -676 |
| Muslinger | Dødelighet | 2 | 50 |
| Krepsdyr | Dødelighet | 1 | 20-180 |
| | Reproduksjon | 20 | 3 |
| | Ubevegelighet | 1-4 | 20-50 |
| Fisk (egg/larver) | Dødelighet | 2-4 | 7,5-423 |

Tabell 5-5 Resultater av giftighetstester for produsert vann fra oljefelt i Nordsjøen

LC₅₀ (dødelighetskonsentrasjonen) er den konsentrasjon som medfører at halvparten av testorganismene dør i løpet av testen. EC₅₀ (effektkonsentrasjonen) er den konsentrasjon som medfører for eksempel en halvering i vekst eller reproduksjon.

Det fremgår at giftigheten varierer en god del, både mellom ulike avløpsvann og mellom ulike organismer. Fra amerikanske undersøkelser fremgår det at bruk av biocider i prosessen ofte er

utslagsgivende for giftigheten (Ref. /5-28/); med andre ord har man mulighet for å redusere giftigheten ved fornuftig bruk av kjemikalier.

Dersom man legger den laveste konsentrasjonen som ga økt dødelighet for fisk til grunn, kreves det en fortykning på 1/130. Dette vil når produsert vann slippes til sjø oppnås ca. 40 - 50 m fra plattformen (dvs. etter noen få min.), mens en fortykning på 1/1000 oppnås etter ca. 2.000 m (dvs. etter ca. 3 timer). I forhold til de eksponeringstider som er benyttet i testene, er det derfor god margin i forhold til akutte effekter i forbindelse med det produserte vannet.

Eventuelle sub-letale effekter, slike som redusert reproduksjon, vekst o.l. forutsetter langvarig eksponering ved de konsentrasjonene som er aktuelle i plattformens nærområde. Slik eksponering vil bare kunne oppleves av stasjonære organismer, som f.eks. skjell og alger på plattformbeina. Planktoniske organismer som driver inn i "utslippsskyen", vil oppleve en kortvarig forhøyet eksponering, som raskt reduseres i takt med fortykningsforløpet.

Enkelte miljøgifter oppkonsentreres i næringskjeder på en slik måte at dyra øverst i kjeden (pattedyr og fugl) kan bli kronisk forgiftet. Det er imidlertid ikke påvist at noen av stoffene som forekommer naturlig i formasjonsvannet (tungmetaller, hydrokarboner, PAH m.v.) akkumuleres i næringskjeder, selv om mange organismer tar opp slike stoffer. Dette skyldes at de høyere organismene har tilstrekkelig evne til å bryte ned (metabolisere) eller skille ut disse stoffene, Ref. /5-27/. For eksempel akkumulerer fisk og skalldyr PAH og hydrokarboner i mindre grad enn skjell, fordi de har bedre utviklet enzymssystem for nedbrytning og utskilling.

Når det gjelder produksjonskjemikalier, skjer det en stadig utvikling i retning av å benytte mindre giftige og mer biologisk nedbrytbare stoffer, og alle aktuelle kjemikalier forutsettes testet før de tas i bruk. De viktigste kriteriene her er giftighet, biologisk nedbrytbarhet og evne til bioakkumulering.

Radioaktivitet

De fleste typer formasjonsvann inneholder små mengder naturlig forekommende radioaktive stoffer, først og fremst nedbrytningsprodukter av uran (U^{234} og U^{238}) og thorium (Th^{228} og Th^{232}). Fordi de er tungt løselige i vann og kjemisk sett likner barium og strontium, vil de lett anrikes i avleiringer av barium- og strontiumsulfat i prosessutstyr. Det er først og fremst radium (Ra^{226} og Ra^{228}) som medfører strålerisiko i denne sammenhengen.

Slike avleiringer vil måtte kontrolleres med hensyn til radioaktivitet når utstyr åpnes for vedlikehold, og eventuelle radioaktive avleiringer vil så måtte deponeres på betryggende måte. Slikt avfall karakteriseres vanligvis som lav-aktivt, og lagres midlertidig i beskyttede containere ved IFE's anlegg på Kjeller. Myndighetene arbeider med å etablere et permanent lager i fjell for dette og andre typer radioaktivt avfall i Norge. En alternativ metode for denne spesielle type avfall kan være injeksjon i forlatte brønner, med etterfølgende sementering av hullet.

For Visund er det ikke foretatt egne målinger av radioaktivitet i formasjonsvannet. Imidlertid viser tilsvarende analyser av produsert vann fra det nærliggende feltet Vigdis 3,7 - 4,7 Bq/l av Ra^{226} (Ref. /2-3/). Sjøvann har et naturlig radioaktivitetsnivå på 0,02 - 0,05 Bq/l. På bakgrunn av at vannet fra Visund vil reinjiseres og kun bli sluppet ut til sjø ved feil i reinjeksjonsutstyret, samt en forventet umiddelbar fortykning ned til et nivå på linje med det en finner i sjøvann, vil dette ikke representere noen betenkelig belastning. For tritium (H^3) er dette målt til å være lavere i formasjonsvannet til Vigdis (1 Bq/l) enn i sjøvann (2Bq/l).

Sand

Sand forventes ikke å følge med olje og gasstrømmen fra reservoaret.

5.5.3 Ballast vann

På Gullfaks vil oljen fra Visund bli lagret i celler i bærestrukturen. Oljen ligger på en "vannseng" som varierer i nivå i takt med oljenivået for å holde et jevnt trykk i lagercellen. Når oljen lastes til skytteltankeren, pumpes vann inn for å opprettholde væsknivået, og ettersom olje fylles på, pumpes vann ut. Mengden av dette ballastvannet tilsvarer derfor oljemengden som produseres. Fra produksjonsprofilen, jfr. Figur 3-3, fremgår det at mengdene vil variere over feltets levetid. Gjennomsnittet over feltets 10 første år er ca. 7.000 Sm³/d. Ballastvann inneholder små mengder olje, vanligvis under 10 mg/l, noe som gir et daglig hydrokarbonutslipp fra Visund på ca. 70 kg. Ut fra den kjennskap vi har til effekter, vil det være lite trolig at utslipp i denne størrelsesorden og konsentrasjon vil gi skadelig effekt.

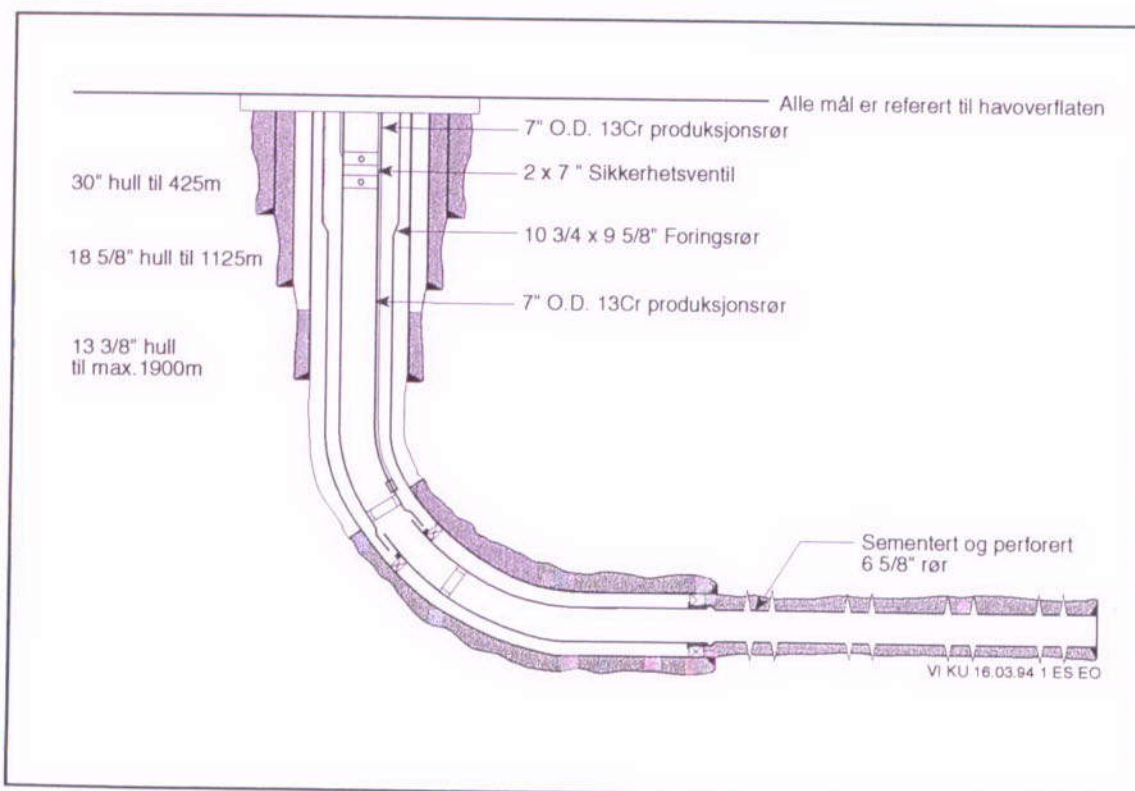
5.5.4 Avfall og utslipp fra boring

Boreomfang

Utbyggingen av Visund planlegges basert på 23 brønner, hvorav 12 produksjonsbrønner, 7 gassinjeksjonsbrønner/gassproducentbrønner, 2 vanninjeksjonsbrønner og 2 brønner i Utsira-formasjonen for å få opp vann herfra. De fleste brønnene vil bli boret fra produksjonsplattformen, mens 3 oljebørner, 1 gassinjeksjonsbrønn og 1 Utsira-brønn planlegges forboret fra egen bore-rigg. Hovedboreaktiviteten forventes å skje i perioden 1997 - 2001. I tillegg vil det være 3 brønner, hvorav 2 oljebørner, som ikke vil nås fra Visund-flyteren men må bores fra separat bore-rigg i ca. år 2002. Brønnlengdene varierer og vil gjennomsnittlig være ca. 5.500 m.

Samtlige oljeproduksjonsbrønner på Visund vil være horisontale, noe som generelt medfører en reduksjon i antall brønner, og dermed i mengde forurenset borekaks.

Eksempel på hvordan brønnene bygges opp med ulike hullstørrelser og rørdimensjoner er vist i Figur 5-13.



Figur 5-13 Hullstørrelser og foringsrør i horisontale brønner på Visund-feltet

For boring på Visund vil det i hovedsak bli benyttet vannbaserte borevæsker. For de to øverste seksjonene vil det alltid bli benyttet vannbasert boreslam. For de tre nederste seksjonene er esterbasert eller annen pseudo-oljebasert borevæske planlagt brukt for ca. 20 % av brønnene.

Ved boring fra de to øverste seksjonene, hvor man ikke har etablert transportmulighet opp til plattformen, vil kaks og slam bli liggende igjen på sjøbunnen. Da det av praktiske grunner ikke er ønskelig å ha boreavfall like i nærheten av bunnrammen, benyttes en pumpe for å spre kakset. For de neste seksjonene bringer man kaks og slam opp til plattformen, hvor kaks og slam blir separert. Kakset slippes ut til sjøen, mens det gjenvunne boreslammet blir brukt på nytt. Man søker å gjenvinne så mye som mulig av boreslammet.

Esterbasert borevæske forutsettes brukt i deler av borehullet hvor det er behov for borevæske med bedre inhiberende og/eller smørende egenskaper enn det man pr. idag kan oppnå med vannbasert borevæske. Dette vil være aktuelt på lange og kompliserte brønner. Kakset fra boring med denne type væske vil bli sluppet ut i sjøen, mens brukt borevæske vil bli gjenvunnet for ny bruk. Den esterbaserte slamtypen som planlegges benyttet er fiskeoljebasert. Boreslammet vil bli vurdert økologisk samt teknisk og økonomisk. Det gjennomføres også simulerte sjøbunnsstudier og feltstudier ved borelokaliteter der denne type slam er blitt brukt.

Bruk av oljebasert boreslam er ikke planlagt. Dersom det likevel skulle bli behov for å benytte oljebasert slam, vil en lav toksisk oljebasert slamtype benyttes og det oljeholdige avfallet vil bli transportert til land.

Mengde kaks fra en brønn forventes typisk å være ca. 292 m³ på de to øverste seksjonene og ca. 343 m³ på de tre nederste seksjonene. *Tabell 5-6* viser mengden av borekaks ved bruk av vannbasert slam og kaks med bruk av esterbasert slam. *Tabell 5-7* inneholder et anslag over sammensetningen av henholdsvis vannbasert og esterbasert slam. Reseptene er kun å betrakte som veiledende med hensyn på stoffer og konsentrasjoner, da hverken slamprogram er laget, eller slamkontraktør er valgt.

| Kakstype | Volum (m ³) |
|------------------|-------------------------|
| Vannbasert slam | 13.584 |
| Esterbasert slam | 1.650 |

Tabell 5-6 Estimerte mengder borekaks fordelt på kaks med bruk av vannbasert slam og kaks ved bruk av esterbasert slam

| Produkttype | Konsentrasjon (kg/m ³) |
|------------------------------|------------------------------------|
| Ester slam: | |
| - Barytt | 900 |
| - Primær emulgator | 20 |
| - Sekundær emulgator | 10 |
| - Organofil leire | 6 |
| - Reologi moderator | 1 |
| - Filtreringskontroll middel | 4 |
| - Kalsiumklorid | 50 |
| - Ester | 500 |
| KCI slam: | |
| - Barytt | 450 |
| - Kaliumklorid | 150 |
| - Polyanionisk cellulose | 15 |
| - XC polymer | 3 |
| - PHPA | 5 |
| - Glykol | 30 |

Tabell 5-7 Forventet mengde vannbasert og esterbasert slam

Miljømessige virkninger

Overvåking av forlatte borelokaliteter der det bare er brukt vannbasert slam, viser stort sett ingen biologiske effekter, bortsett fra dem som følger av endringen av nedslamming og endring av kornstørrelsesfordelingen, Ref. /5-29/. Der man tidligere har sluppet ut kaks forurenset med oljebasert slam, har man fått en klar effekt på bunndyrssamfunnet som synes å vedvare i flere år. Effektene manifesterer seg ved redusert arts mangfold og en økt dominans av forurensningstolerante arter. Denne effekten er normalt begrenset til en avstand av 1 - 2 km nedstrøms for plattformene, men på enkelte felt er det registrert effekter 4 - 6 km fra plattformene. Dette har medført at utslipp av oljeforurenset kaks i praksis er blitt forbudt.

Alternativene for operatørselskapene er da for de boreoperasjonene hvor vannbasert slam av tekniske grunner ikke kan benyttes:

- å benytte oljebasert slam og frakte forurenset kaks til land for behandling
- å injisere finmalt kaks i undergrunnen
- å gå over til "pseudo-oljebasert" slam, dvs. slamtyper som har tilsvarende tekniske egenskaper som oljebasert, men som er mindre giftig og lettere nedbrytbare

Å frakte kakset til land for behandling er kostbart. Behandlingen medfører også uønsket miljøbelastning, selv om dette så langt er tillatt.

Det er komplisert og kostbart å injisere kaks i undersjøiske brønner, i motsetning til på plattformer med brønnhodene på plattformen. Hvis det blir aktuelt å bruke oljeholdig borevæske, vil injeksjon av borekaks bli vurdert som et alternativ til landtransport.

Det er utviklet en del nye borevæsker for å tilfredsstille krav til boreegenskaper samtidig som miljøet påvirkes i mindre grad enn ved bruk av de oljebaserte borevæskene. De alternative borevæskene er relativt nye. Den foreløpige erfaringen er (Ref. /5-9/):

- I løpet av ett år med boring med esterbasert borevæske, ble kun spor av ester funnet i boresedimentene.
- Laboratorieforsøk og feltundersøkelser viser at esterbaserte borevæsker er bedre enn andre mhp. miljøskadepåvirkninger. Den brukte esteren hadde lav giftighet og var lett nedbrytbar.

Esterbasert slam er under utprøving av flere operatørselskaper. Tester hittil har vist at kaks forurenset med ester-slam er mindre giftig og at de organiske komponentene brytes raskere ned enn med oljebasert slam. Noen estertyper er derfor blitt tillatt sluppet ut med kakset. Hydro deltar i utviklingen av nye estertyper, som vil bli vurdert i samarbeid med SFT før de eventuelt tas i bruk.

Utslipp fra opprensing av brønner i forbindelse med forboring

Forboringen av tre oljebørner og boring av to oljebørner som med dagens teknologi ikke kan nås fra Visund-flyteren, vil skje fra mobile borerigger. Disse har ikke prosessutstyr for å stabilisere oljen, eller samle den opp og lagre den på riggen. De er heller ikke forbundet med en gassrørledning som muliggjør eksport av gassen. Hydrokarbonene som produseres under opprensingen planlegges fjernet ved brenning i en brennerbom.

Opprensingen foregår ved å la brønnstrømmene blåse ut rester av slam, partikler og annet materiale som måtte ligge igjen i røret. Denne brønnstrømmen blir faklet i riggens brennerbom. Varighet er ca. 12 timer og strømningsraten pr. brønn er estimert til å være ca. 1.000 m³/d. De forborete brønner vil så bli fylt med en tung saltlake og forseglet inntil produksjonsplattformen overtar.

I forbindelse med OLFs miljøprogram ble det foretatt målinger av utslippene i forbindelse med brønntesting i en landbasert rigg, Ref. /5-9/ og /5-30/. Med forbehold om at disse målingene var usikre, ble det antydnet utslipp som vist i *Tabell 5-8*.

| Komponent | Utslipp pr. tonn brent olje | Estimerte utslipp pr. oljebrønn |
|------------------------|-----------------------------|---------------------------------|
| Til luft: | | |
| CO | 18 kg/tonn | 7,6 tonn |
| NO _x | 3,7 kg/tonn | 1,6 tonn |
| VOC og CH ₄ | 3,3 kg/tonn | 1,4 tonn |
| Sot | 25 kg/tonn | 10,5 tonn |
| Dioksiner | 10 mikrogram/tonn | 4 mikrogram |
| PAH | 12 g/tonn | 0,005 kg |
| Til sjø: | | |
| Uforbrent olje | 1 kg/tonn | 0,3 tonn |

Tabell 5-8 Utslipp pr. brønn ved brenning i forbindelse med opprensing

Brenningen gir svart røyk, og nedfall av uforbrent olje kan gi en oljefilm på et begrenset område. Med strenge prosedyrer under oppstarten av brønnrensingen, kan utslippene av uforbrent olje komme ned mot 1 kg/tonn forbrent olje. Utslippene forventes forøvrig ikke å ha negative konsekvenser av betydning.

Hydro har på andre produksjonsplattformer gjort forsøk med å føre brønnstrømmen via testseparator til prosessanlegget ved bønnrensing av oljebrønner. Dette har i noen tilfeller vært vellykket, i andre tilfeller har det ført til driftsproblemer i vannrenseanlegget. På bakgrunn av disse erfaringene vil man installere en brennerbom som skal kunne brukes for opprensing av de 7 oljebrønnene som planlegges boret fra Visund-plattformen. Det vil da være utslipp til luft og sjø tilsvarende som i *Tabell 5-8*.

5.6 Akuttutslipp av olje

5.6.1 Sannsynlighet for akuttutslipp

Et akuttutslipp av olje fra Visund-feltet vil kunne skje ved utblåsning fra en produksjonsbrønn eller ved brudd på et stigerør.

Det er også risiko for akuttutslipp av Visund-olje i forbindelse med lagring og lastning fra Gullfaks. Eksport av Visund-olje fra Gullfaks vil innebære en viss økning av trafikken med skytteltankere fra denne installasjon. Sikkerheten i disse operasjoner ligger utenfor Visund-operatørens ansvar.

Lekkasje eller brudd på rørledning og stigerør

Tabell 5-9 gir en oversikt over planlagte rørledninger med olje på Visund. Hyppigheten av brudd på stigerør og rørledninger er basert på Ref. /5-31/.

Ved lekkasje eller brudd på rørledning fra produksjonsbrønn vil ventilene på sjøbunn og plattformen stenge raskt (innen 30 sekunder) og isolere rørledningen. På grunn av det høye gassinnholdet i brønnstrømmen må en regne med at hele innholdet vil strømme ut.

| Type | Antall x innerdiameter | Lengde | Anslått maks. utslipp av olje | Sannsynlighet for brudd eller lekkasje pr. år |
|--|------------------------|--------|-------------------------------|---|
| Stigerør fra satellitt brønn under plattformen | 10 x 6" | 800 m | 8 - 12 m ³ | 1 x 10 ⁻² |
| Rørledning og stigerør fra bunnrammebrønner | 1 x 6" | 8 km | 80 - 120 m ³ | 1 x 10 ⁻³ |
| Stigerør og rørledning for oljeeksport | 1 x 14" | 27 km | 2.700 m ³ | 4 x 10 ⁻³ |

Tabell 5-9 Type rørledninger på Visund og anslått mengde og hyppighet for utslipp av olje

Det anslåtte utslippet ved et eventuelt brudd på rørledning for oljeeksport er å betrakte som konservativt da det betinger at hele ledningen tømmes. Siden dette er stabilisert olje, vil drivkraften for å tømme ledningen være tetthetsforskjellen mellom olje og vann. Tømmingen vil da skje langsomt, og vil kun omfatte olje som ligger lavere enn lekkasjepunktet på rørledningen.

Olje-lekkasje fra undervannsinstallasjoner

Utslipp som følge av olje-lekkasje i undervannssystemene på Visund kan forekomme og er estimert til ca. 0,8 tonn pr. år i gjennomsnitt, Ref. /5-32/. Lekkasje kan skyldes ventiler og flenser.

Som det fremgår av *Tabell 5-10*, står lekkasjen fra brønnrammebrønnene for nesten 50 % av lekkasjeraten selv om det bare er 2 brønnrammebrønner mot 10 satellittbrønner under plattformen. Årsaken til dette er at ved små lekkasjer tar det lenger tid før en lekkasje ved brønnrammen blir detektert.

| Brønn plassering | Siving (Lekkasje rate på 0,01 kg/sek.) | Mindre (Lekkasje rate på 0,1 kg/sek.) | Stor (Lekkasje rate på 1 kg/sek.) | Sum forventet lekkasje pr. år |
|-------------------------------------|--|---|---|----------------------------------|
| Satellitt brønner under plattformen | 42 kg | 417 kg | 29 kg | 488 kg |
| Brønnramme brønner | 25 kg | 254 kg | 9 kg | 288 kg |
| Totalt | 67 kg | 671 kg | 38 kg | 776 kg |

Tabell 5-10 Estimerte årsutslipp av olje fra lekkasjer på undervannsutstyret

Utblåsning

Forventet hyppighet for utblåsning og utblåsningsrater er beregnet ut fra historiske data og fra Visunds aktivitetsprogram for brønnene, reservoarforhold og beredskapsplan. Total gjennomsnittlig hyppighet av utblåsninger under 17 års oljeproduksjon er beregnet til 48 tilfeller pr. 10.000 år (ca. en utblåsning hvert 200. år). *Tabell 5-11* viser forventet hyppighet fordelt på ulike rater og varigheter, Ref. /3-4/.

Mange av utblåsningene forventes å bli langvarige, se *Tabell 5-11*. Den maksimale utblåsningsvarigheten er satt til 50 døgn, som er den tiden det minimum tar å bore en avlastningsbrønn.

Erfaringer viser at mange utblåsninger stopper av seg selv, eller at mengden gradvis reduseres. Dette skjer på grunn av at blokkering oppstår i reservoaret eller at det etter hvert suges inn vann og gass i stedet for olje. Blant utblåsningene med en varighet på over 5 dager er det antatt en lik fordeling av sannsynligheten i intervallet mellom 5 og 50 dagers varighet.

| Utslippsrate (Sm ³ olje pr. dag) | Antall utblåsninger pr. 10.000 år for ulike varigheter | | | | |
|--|--|----------------|--------------------|--------------|-------------|
| | < 1,5 timer | 1,5 - 12 timer | 12 timer - 5 dager | 5 - 50 dager | Totalt |
| 1.200 | 0,5 | 0,6 | 0,2 | 4,3 | 5,6 |
| 1.800 | 1,8 | 0,5 | - | 7,7 | 10 |
| 2.500 | 1,7 | - | 0,3 | 6,4 | 8,4 |
| 3.100 | 0,6 | 0,5 | - | 4,5 | 5,6 |
| 3.800 | 0,4 | 0,3 | 0,3 | 3,5 | 4,5 |
| 6.500 | 0,6 | 0,3 | - | 2,5 | 3,4 |
| 10.500 | 1,6 | 0,6 | 0,5 | 8 | 16,8 |
| Totalt | 7,1 | 2,8 | 1,3 | 37,1 | 48,2 |

Tabell 5-11 Forventet hyppighet pr. 10.000 år av utslipp med forskjellige utslippsrate og varighet på grunn av utblåsning på Visund-feltet

Etter avsluttet oljeproduksjon, vil det ikke være noen risiko for akuttutslipp av olje. Gassen inneholder mindre mengder kondensat. Ved en eventuell gassutblåsning vil man også kunne få utslipp av kondensat. Disse kondensatmengdene vil imidlertid være vesentlig mindre enn oljemengdene fra en eventuell oljeutblåsning i oljeproduksjons-perioden og hoveddelen av kondensat vil fordampe. Når det gjelder utblåsningssannsynligheten for gass-eksportperioden, er den ifølge Ref. /3-4/ vurdert til å være mindre enn i perioden med bare oljeproduksjon. På denne bakgrunn er miljøeffektene av en eventuell gass-kondensat utblåsning vurdert til å være relativt liten.

Skytteltanker

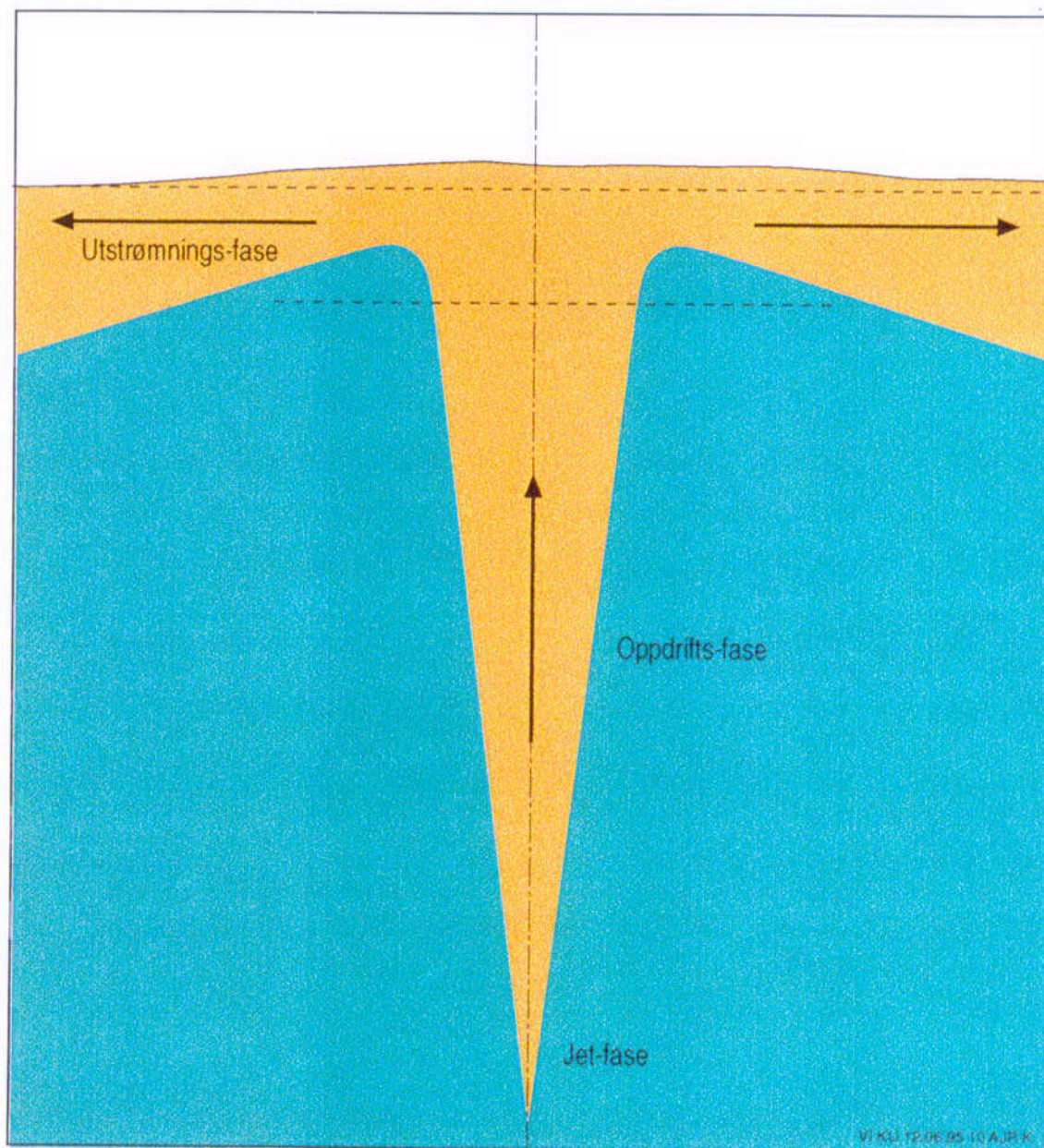
Skytteltanker som benyttes er moderne skip med høy grad av sikkerhet. Olje fra Gullfaks går i dag til Mongstad. Da Visund vil ha oljelager på Gullfaks, er det rimelig å forvente at Visund-oljen vil ha samme destinasjon. For innseilingen til Mongstad er det gjort flere trafikksikkerhetsanalyser (bl.a. Ref. /5-33/). Mengden av olje fra Visund vil utgjøre en liten del av transporten over Mongstad. Det er derfor ikke funnet grunn til å gjøre nærmere sikkerhetsvurderinger av denne transporten utover det som allerede er gjort.

5.6.2 Spredning av olje fra en undervannsutblåsning

Utblåsninger kan initielt finne sted både fra plattformen og fra sjøbunnen. Dersom utblåsningen skjer på plattformen, og man ikke får kontroll over denne, vil en måtte koble seg fra stigerøret og trekke plattformen unna. Alle større utblåsninger vil derfor i prinsippet skje fra sjøbunnen. Den dimensjonerende utblåsningssraten er ca. 10.500 Sm³ olje pr. dag.

Figur 5-14 viser forløpet av en typisk undervannsutblåsning. Ut- og oppstrømningen vil gå gjennom følgende faser: 1) jet-fasen, 2) oppdriftsfasen og 3) spredningsfasen. I jet-fasen skaper det høye trykket en stråle av gass og olje som river med seg vann fra omgivelsene. Dernest vil gassen danne bobler som stiger mot overflaten, samtidig som de ekspanderer. Når strømmen når overflaten, blir den avbøyd ut i alle retninger, samtidig som nye vannmasser rives med og hastigheten dempes. Dernest følger en passiv fortynningsfase, hvor energien i utstrømningen er brukt opp og fortyningen drives av havstrømmene. Oljen vil dels kunne være finfordelt som dråper som følger gassboblene, dels vil oljen være dispergert i vannet.

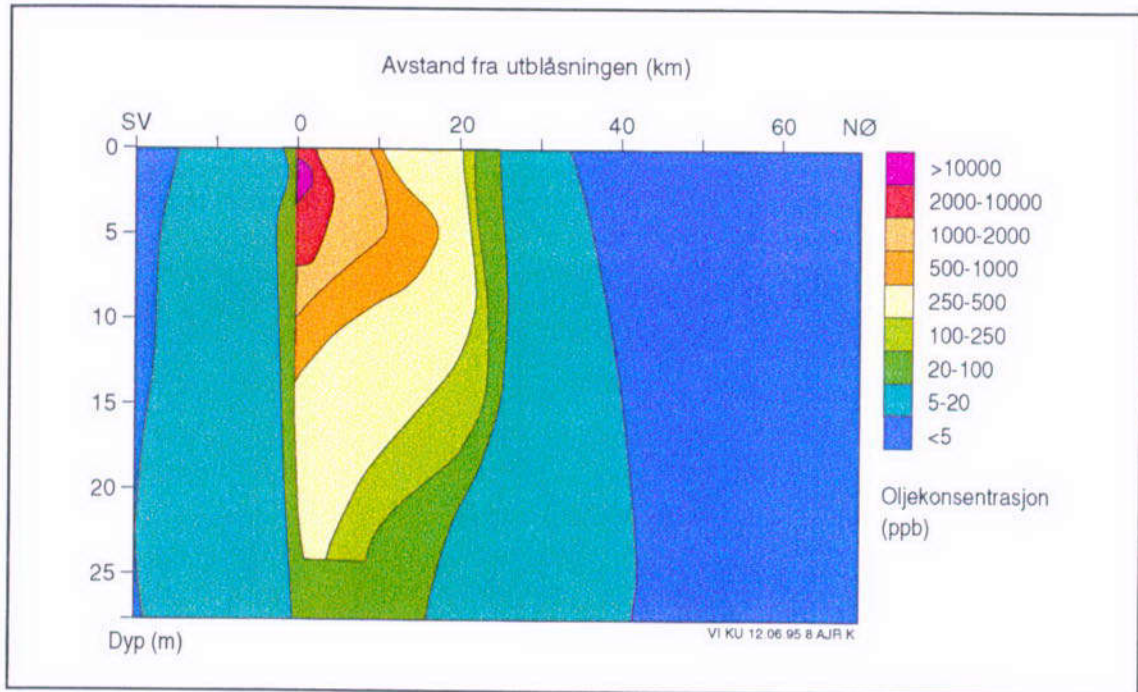
Når gassboblene når overflaten vil de medrevne vannmassene og oljen spres horisontalt i alle retninger. Noe av den dispergerte oljen vil stige til overflaten og danne et tynt flak, mens de fineste dråpene vil kunne forbli i vannmassene i lengre tid. Noen oljekomponenter vil løses i vannet, spesielt aromater.



Figur 5-14 Undervannsutblåsning, Ref. /5-34/

Det er usikkert hvor mye olje som vil bli dispergert og løst i vannmassene. Tilgjengelige beregningsmodeller er svært usikre. De målinger som ble gjort i forbindelse med Ixtoc-utblåsningen kan imidlertid gi en god indikasjon på hva som kan forventes. Dette er vist i Figur 5-15. Nedstrøms for utblåsningen ble det målt konsentrasjoner på opptil 10 ppm 1 km fra utslippet i 2 - 5 m dybde. Over 100 ppb ($\mu\text{g/l}$) ble målt i en avstand på 15 - 25 km i 20 - 25 m dybde. På 40 km avstand var konsentrasjonene i vannmassene på bakgrunnsnivå (mindre enn 5 ppb), Ref. /5-35/.

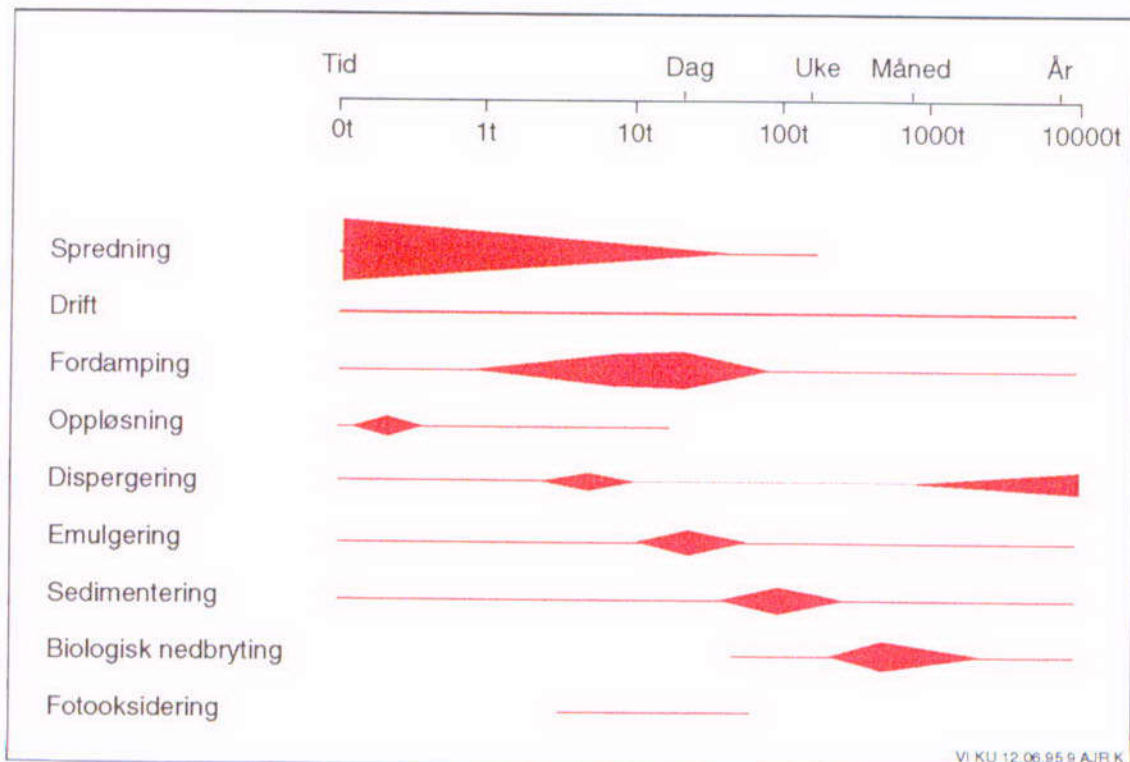
Det store vanddypet på Visund vil medføre at enda større vannmasser enn ved Ixtoc settes i bevegelse som følge av medrivning. Dette kan medføre at nærsonefortynningen blir noe større enn ved Ixtoc, men at nærsonen også vil ha en noe større utstrekning. I fjernsonen vil imidlertid konsentrasjonene avta som følge av passiv fortynning, biologisk nedbrytning og sammensmelting til større dråper som stiger til overflaten. Forløpet her vil trolig være nokså likt det man fant ved Ixtoc.



Figur 5-15 Konsentrasjon i vannmassene under Ixtoc-1-utblåsningen i Mexico-golfen

5.6.3 Drift og nedbrytning av oljeutslipp

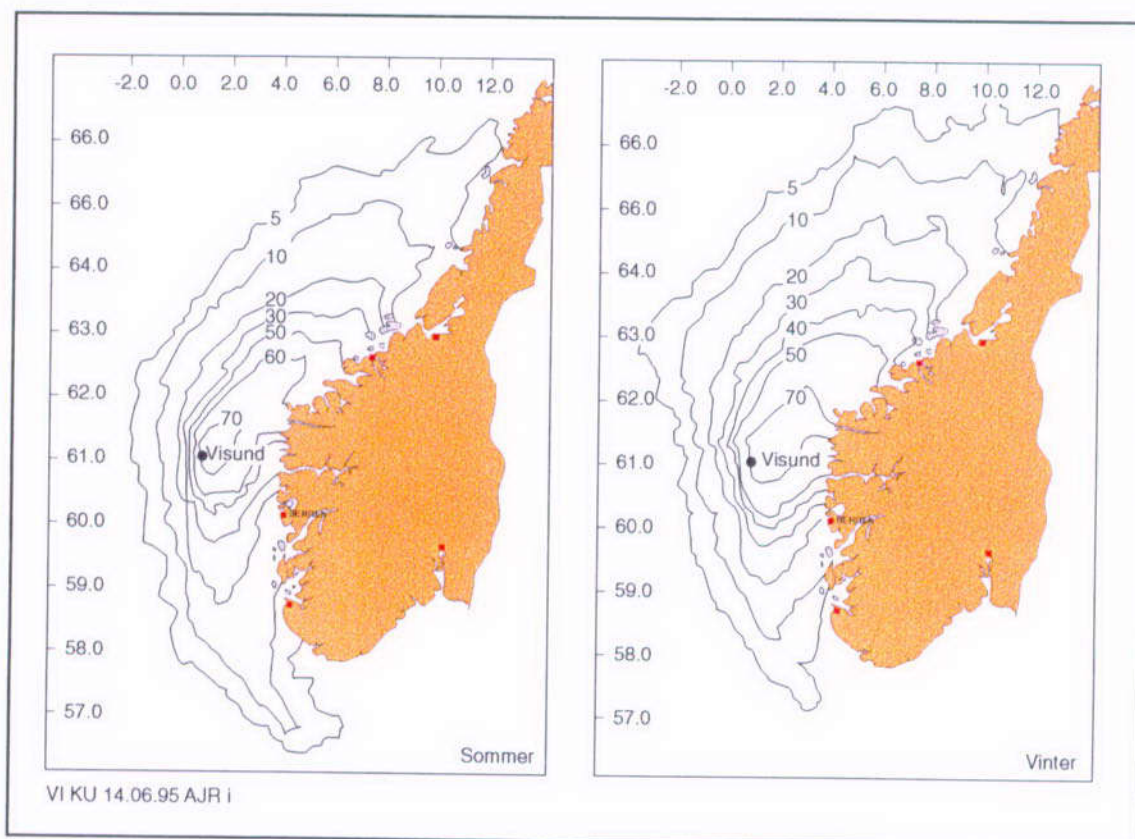
Olje som driver på havet gjennomgår forskjellige prosesser som etterhvert uskadeliggjør oljen. Innen så skjer kan imidlertid oljen forårsake forskjellige typer skader. Skadepotensialet avhenger av hvilket stadium i nedbrytningsprosessen oljen er i. Figur 5-16 viser den relative betydningen av de viktigste prosessene som funksjon av tiden etter utslippet, Ref. /5-34/.



Figur 5-16 Relativ betydning av ulike prosesser som påvirker et oljesøl på havoverflaten som funksjon av tiden etter utslippet

I oljedriftsberegninger tas det hensyn til fordamping og nedblanding i vannmassene. Disse avhenger av oljens sammensetning og av temperatur og værforhold, som det tas hensyn til i modellen. Ved en undervannsutblåsning vil en større andel av oljen i utgangspunktet bli nedblandet, men i beregningene er det forutsatt at utblåsningene skjer på plattformen.

I Figur 5-17 viser sannsynlighetsfordelingen for berøring av olje forutsatt at det har skjedd en utblåsning (Ref. /5-2/). Det må påpekes at dette ikke sier noe om mengden eller skadeligheten av oljen på de forskjellige lokalitetene. Oljespredningsberegningene i Figur 5-17 er basert på utblåsningsdatene gitt i Tabell 5-11.



Figur 5-17 Beregnede sannsynligheter for berøring av olje fra utblåsning på Visund i henholdsvis sommer- og vinterhalvåret, forutsatt at det har skjedd en utblåsning

Fersk olje har generelt mye større skadepotensiale enn olje som har drevet på havet i noen dager. Dette fordi lette komponenter fordampes og oljen dispergeres i sjøen og flaket omdannes til oppbrutte flak, tjæreklumper og "chocolate mousse", som er en viskøs vann-i-olje-emulsjon med rundt 70 - 80 % vann. Rundt disse emulsjonsklumpene kan det imidlertid ligge en utstrakt, men svært tynn oljefilm. For vurderingen av skadepotensialet er derfor både drivtid og mengde sentrale parametre.

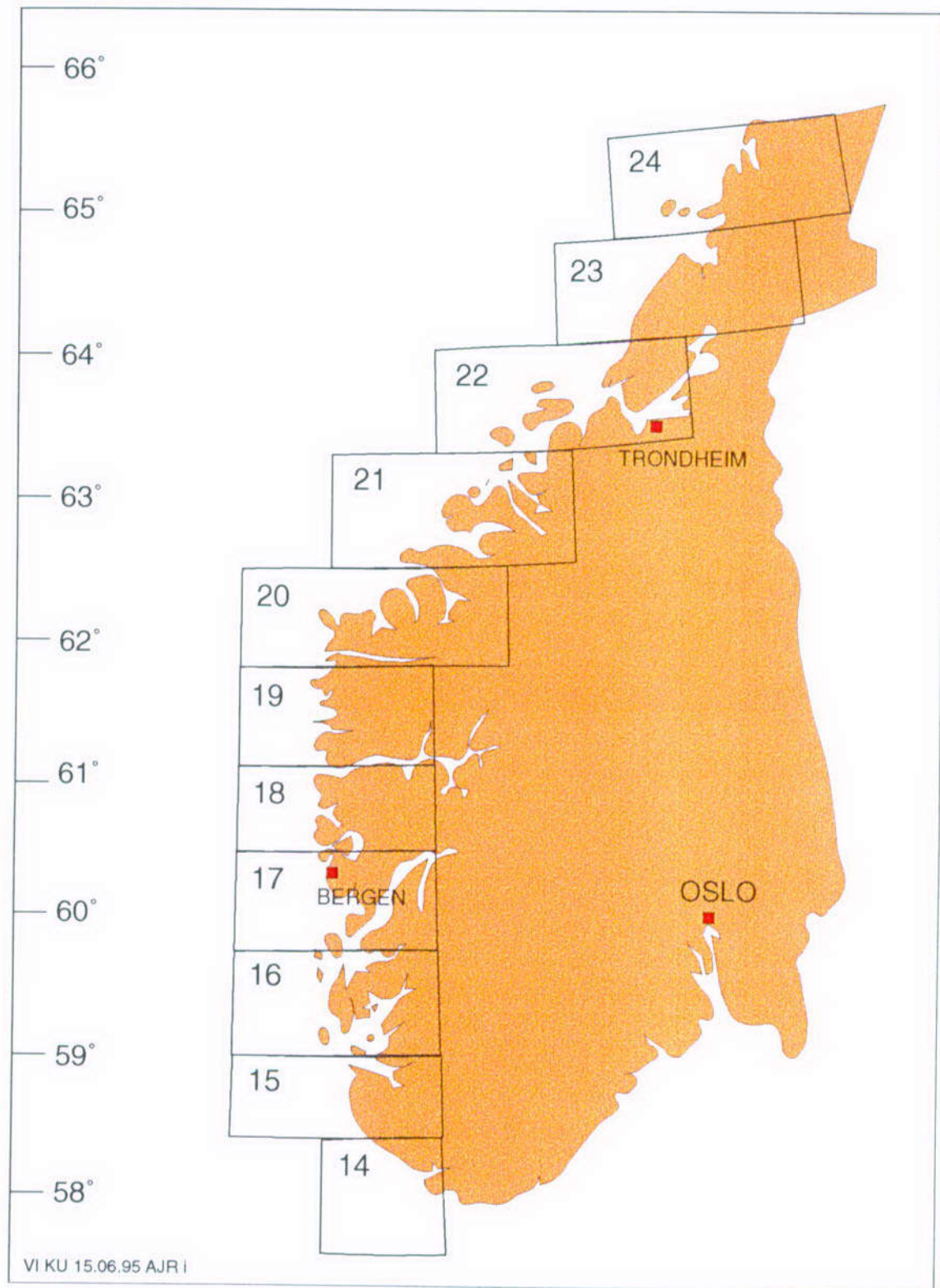
I Tabell 5-12 og 5-13 er det vist henholdsvis sannsynlige drivtider til land og sannsynlige mengder som når land på de kystavsnitt som har viktige sårbare ressurser. Kystavsnittene som ligger svært langt fra Visund er ikke gjengitt i nevnte tabeller, da disse har svært små sannsynlighetstall. Forventet effektivitet av havgående oljevernberedskap under de aktuelle værforhold er lagt til grunn, men ingen kyst-nær beredskap. Definisjon av kystavsnittene er vist i Figur 5-18.

| Kystavsnitt | Viktige lokaliteter | Sannsynlige drivtider til land, % av tilfellene | | | | | |
|-------------|---------------------|---|--------|---------|--------|---------|--------|
| | | t < 5d | | t < 10d | | t < 15d | |
| | | Sommer | Vinter | Sommer | Vinter | Sommer | Vinter |
| 16 | | - | - | - | - | - | 0,3 % |
| 17 | | - | - | - | - | 0,3 % | 2,9 % |
| 18 | | - | - | - | 0,6 % | 2,4 % | 12,5 % |
| 19 | Askvoll, Solund | 0,7 % | 0,6 % | 5,6 % | 4,5 % | 13,2 % | 31,9 % |
| 20 | Runde, Einevarden | 5,9 % | 6,4 % | 22,3 % | 21,4 % | 38,3 % | 58,1 % |
| 21 | Smøla | 0,3 % | 15 % | 4,2 % | 43,8 % | 13,6 % | 17,6 % |
| 22 | Froan | - | 0,3 % | 0,3 % | 7 % | 1,7 % | 7,3 % |
| 23 | | - | - | - | 1,3 % | 0,3 % | 1,6 % |
| | | - | - | - | - | - | 0,3 % |

Tabell 5-12 Sannsynlighet i % for mindre drivtid enn henholdsvis 5, 10 og 15 dager til forskjellige kystavsnitt, Ref. /5-2/, forutsatt at det har skjedd en utblåsning

| Kystavsnitt | Viktige lokaliteter | Prosentvis fordeling av strandede mengder olje | | | | | |
|-------------|---------------------|--|--------|------------|--------|-------------|--------|
| | | Q > 100t | | Q > 1.000t | | Q > 10.000t | |
| | | Sommer | Vinter | Sommer | Vinter | Sommer | Vinter |
| 14 | | 1,4 % | 1 % | - | - | - | - |
| 15 | | 3,1 % | 1 % | 0,3 % | - | - | - |
| 16 | | 7,3 % | 3,2 % | 0,7 % | 0,3 % | - | - |
| 17 | | 8,7 % | 4,8 % | 0,7 % | 0,3 % | - | - |
| 18 | | 13,6 % | 17,3 % | 3,8 % | 3,8 % | - | - |
| 19 | Askvoll, Solund | 30,3 % | 44,1 % | 14,3 % | 14,7 % | 0,3 % | 0,6 % |
| 20 | Runde, Einevarden | 57,1 % | 67,1 % | 35,9 % | 39,9 % | 7,7 % | 6,1 % |
| 21 | Smøla | 30,7 % | 30 % | 10,8 % | 6,4 % | - | - |
| 22 | Froan | 15,3 % | 12,5 % | 3,1 % | 1 % | - | - |
| 23 | | 2,1 % | 1,3 % | - | - | - | - |
| 24 | Vikna, Sklinna | - | 1,9 % | 0,3 % | - | - | - |

Tabell 5-13 Sannsynlighet for at mengde olje som driver i land på forskjellige kystavsnitt skal overstige henholdsvis 100 tonn, 1.000 tonn eller 10.000 tonn, Ref. /5-2/, forutsatt at det har skjedd en utblåsning



Figur 5-18 Kart som viser definisjon av kystavsnittene

5.6.4 Virkninger av akutte oljeutslipp

Akutte oljeutslipp kan forårsake skader på organismer i de frie vannmassene, på sjøfugl og havpattedyr og på strandsoner. I dette kapittelet er det gitt en generell oppsummering av skadepotensialet for hvert av disse elementene, og en vurdering av skadeomfanget for eventuelle oljeutslipp fra Visund.

Virkninger i de frie vannmassene og på fisk

I åpent hav kan oljeflak fra en utblåsning på Visund om våren overlape med forekomster av egg og larver av viktige fiskeslag som torsk, hyse, hvitting, sei og makrell. I HELP-programmets sluttrapport, Ref. /5-36/, fremgår det at den naturlige dødeligheten for egg og larver er meget stor (99,99 % fra egg til "postlarver" for torsk). Hvor mange egg man starter med, synes å ha liten betydning for styrken av en årsklasse, derimot er næringstilgang og nedbeiting av rovdyr de avgjørende faktorene. Oljeflak kan medføre dødelighet av fiskeegg/-larver, og kan i ekstreme tilfeller medføre en periode på noen få år med redusert fiskbar bestand.

For Visund synes det mest sannsynlig at en langvarig utblåsning vil skje i form av en undersjøisk utblåsning. Dette vil gi potensielt toksiske konsentrasjoner i vannmassene (>100 ppb) opptil 20 km fra plattformen om man legger erfaringene fra Ixtoc til grunn. I tillegg kan vannmassene få tilført olje fra dispergering av det drivende flaket. Etter 1 - 2 dager vil det meste av de lett løselige komponentene som bidrar til giftigheten ha fordampet, slik at man ikke lenger får giftige konsentrasjoner under flaket. Maksimal utstrekning av det området som påvirkes av flaket er trolig også i størrelsesorden 20 km. I følge Ref. /5-35/ er det usannsynlig at en skal kunne få kombinasjoner av konsentrasjoner og eksponeringstid (dvs. dose) i et reelt søltilfelle som kan gi skader på det marine liv.

Selv om olje kan skade planteplankton i form av veksthemming m.v., er reproduksjonsevnen for disse organismene så stor at bestanden vil være restituert i løpet av få dager, Ref. /5-34/.

Det er i det store og hele enighet blant forskere om at oljespill ikke representerer noen trussel mot fisk som er stor nok til å unnvike spillet, dvs. larver som er større enn 20 mm. Det er imidlertid forskjellige vurderinger av hvor stor trusselen er mot egg og mindre larver, som nærmest passivt følger vannmassene, og hvilken konsekvens økt dødelighet blant disse vil ha for gytebestanden.

Virkninger på sjøfugl

Effekten av oljeutslipp i havet synes å være størst på sjøfugl. Dette skjer ved at fjærdrakten tilgriper med olje, noe som medfører at isoleringsevnen reduseres og fuglen dør av varmetapet. I tillegg kan fuglene bli utsatt for forgiftningseffekter når de prøver å rengjøre seg ved pussing av fjærdrakten og ved fødeopptak. Erfaringsmessig er skadeomfanget avhengig av tidspunkt og sted, og mindre avhengig av mengden olje som er tilstede. Følgende situasjoner er vurdert som spesielt sårbare når det gjelder oljeskade på sjøfugler:

- myteområder/mytende flokker (ikke flyvedyktig fugl)
- svømmevandring etter hekking (for alkefugl) (ikke flyvedyktig fugl)
- områder med store ansamlinger av ungfugl
- fuglekonsentrasjoner ved hvilestedene
- perioder med dårlig lysforhold/natt

Influensområdet i åpent hav er viktig oppholdsområde for flere sjøfuglarter, både norske bestander og bestander fra andre land som grenser til den nordlige del av Nordsjøen og Norskehavet. Spesielt utsatt er alkefugler, særlig fra februar til august, i havområder utenfor Runde. Olje som når inn hit kan redusere de norske bestander av alkefugler, Ref. /2-3/. Nasjonalt og internasjonalt viktige fuglekolonier som vil bli berørt av et oljeutslipp fra Visund er Runde, Klovningen og Smøla, Ref. /5-1/.

Erfaringer fra oljesøl tyder på at vintersesongen er tiden da sjøfugl er mest sårbar på individnivå, trolig på grunn av en kombinasjon av lite lys (fuglene greier ikke å unngå oljen), lav temperatur (raskere tap av kroppsvarme pga. olje på fjærene), dårligere kondisjon, og at fuglene oppholder

seg større del av tiden på sjøen. Samtidig er imidlertid bestandene spredt over forholdsvis store områder, slik at de bestandsmessige konsekvensene av et oljesøl ikke nødvendigvis blir så store.

Selv om det er et dyrevernmessig problem at sjøfugl omkommer i forbindelse med akutte oljeutslipp, til dels i stort antall, er det et mer overordnet økologisk problem dersom sjøfuglbestander blir redusert over lengre tid, og spesielt hvis dette gjelder arter som i utgangspunktet kan være truet på annen måte. I hekketiden er fuglene i større grad enn ellers samlet på få steder, og faren for større bestandsmessige reduksjoner er derfor større.

Flere av de mest sårbare artene, spesielt lomvi, har i de senere årene hatt en betydelig bestandsreduksjon. Faktorer som matmangel og drukning i fiskeredskap er trolig de viktigste årsakene, men oljeskader kan også ha hatt betydning.

I hekkeperioden foretar sjøfuglene matsøk i relativt lang avstand fra fuglefjellene, ofte ut til front-systemene mellom Atlanterhavsvann og kystvann. Dette kan dreie seg om opptil 100 - 150 km. Det må forventes en viss dødelighet blant disse fuglene som følge av at de treffer oljeflaket, men fordi fuglene sprer seg over store områder i matsøkingen, mens flaket til enhver tid har en begrenset utstrekning, er det likevel lite sannsynlig at dette vil medføre stor reduksjon i enkeltbestander.

Sjøfugls sårbarhet overfor olje avhenger av oljens alder da oljen etterhvert vil klumpe seg og dermed ha mindre utbredning. Olje som er 10 - 15 dager gammel vil fortsatt kunne skade sjøfugl, og en viss dødelighet må forventes, men i mindre omfang enn med fersk olje.

Dersom oljen når land mens den ennå er forholdsvis fersk, er det mer sannsynlig at enkeltbestander vil bli hardt rammet. Mest sårbare vil fuglene være på slutten av hekkesesongen, når ikke-flyvedyktige ungfugl beveger seg fra hekkeplassen til havet. Om strandsonen da er tilgriset med forholdsvis fersk olje, vil ungedødeligheten være stor. Likeledes kan dødeligheten blant voksne fugler være stor umiddelbart før hekkingen, når fuglene samler seg i flokker på sjøen nær land, noe som var tilfelle for "Exxon Valdez".

Tabell 5-12 og 5-13 viser at sannsynligheten for at Runde, Veststeinen, Klovningen og Einevar-den skal bli berørt av olje ikke er ubetydelig. Oljens skadepotensiale vil imidlertid avta med tiden.

Erfaringer fra store oljesøl har stort sett vært at sjøfuglbestandene har tatt seg rimelig raskt opp igjen. Etter "Exxon Valdez" ulykken foreligger det motstridende rapporter om hvor raskt sjøfuglbestandene har tatt seg opp eller forventes å ta seg opp. Det er anslått at lomvibestanden ble redusert med 40 - 60 % som følge av at anslagsvis 120 - 140.000 lomvi døde. Ifølge én rapport vil rehabilitering kunne ta 18 - 50 år, med fare for at enkelte kolonier forblir utryddet, mens en annen rapport konkluderer med at ulykken ikke har hatt noen merkbar effekt på sjøfuglbestanden i Prince William Sound, Ref. /5-34/. Etter utslippet fra "Stylis" i 1980/-81 i Skagerak, ble rundt 45.000 sjøfugl funnet døde, hovedsakelig lomvi, uten at dette har satt merkbare spor etter seg i bestandene i Skagerak i ettertid, Ref. /5-35/.

Det ligger imidlertid en del metodiske problemer i å bestemme hva som er "en bestand" og hvor stor den er. En lokal hekkebestand vil ofte produsere et overskudd av individer som blir kjønnsmodne, men som ikke hekker, enten på grunn av begrenset antall hekkeplasser eller begrenset næringstilgang i hekkeområdet. Etter et oljesøl som har redusert hekkebestanden, vil disse individene kunne fylle opp igjen de ledige plassene. Hekkeplassene kan derfor være fylt opp igjen etter få år. "Bestanden" vil imidlertid først være restituert når også antallet "frie individer" er restituert. En slik totalbestand er betydelig vanskeligere å bestemme på grunn av stor geografisk spredning.

En bestand av frie individer kan rekruttere fra mange hekkeplasser. Jo større rekrutteringsgrunnlag, desto raskere skjer restitusjonen. I populasjonsdynamiske modeller, som benyttes til å beregne restitusjonstiden, er antakelsene om størrelsen på og rekrutteringsgrunnlaget for bestanden av

frie individer en stor usikkerhetsfaktor. At de mest dystre spådommene oftest ikke slår til, kan skyldes at man undervurderer rekrutteringsgrunnlaget.

Beregninger viser at sannsynligheten for at det skal skje et oljetreff i hekketiden på kystavsnitt 20 iht. *Figur 5-19*, der den viktige fuglekolonien Runde ligger, er 4×10^{-5} , dvs. hvert 25.000 år, når man antar at det må 20.000 tonn olje til mot den aktuelle kyststrekningen for å utrette alvorlig miljøskade, Ref. /5-37/.

Virkninger på sjøpattedyr

Ifølge Ref. /2-3/ kan en rekke hvalarter opptre regelmessig i influensområdet til Visund. Nise og spekkhogger er de mest kystnære artene med forekomst stort sett hele året.

Det er alminnelig antatt at hval kan unngå oljesøl ved hjelp av forskjellige sanseintrykk. Hval som blir påvirket, er først og fremst sårbar ved inntak (tilgrising av bardene og ved svelging), mens hudpåvirkning har liten effekt, Ref. /5-34/.

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

I følge Ref. /5-34 og /5-35/, synes heller ikke olje å medføre vesentlige skader på sel. Da også de viktigste koloniene ligger utenfor det primære influensområdet, forventes ikke alvorlig miljøskade på sel.

Kystområder

Innsig av større mengder olje på kysten vil gjøre størst skade i fjæresonen (littoralsonen). Effekter kan skyldes giftighet eller rett og slett tildekking som hindrer fotosyntese, respirasjon, næringsopptak og bevegelse. Videre kan opprenskningsaksjoner ofte utrette større skader enn oljen i seg selv gjør.

Restitusjonen etter et slikt innsig går gjennom flere faser, for eksempel i et hardbunnsamfunn:

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

Erfaringer viser at på eksponerte områder (f.eks. klipper og havstrender) begynner rekoloniseringen meget raskt (< 1 år). Skjermede områder med liten bølgeerosjon kan ha meget lang restitusjonstid (5 - 20 år), dersom man legger til grunn at oljen skal være forsvunnet. Selv om man kan finne rester av olje i sedimentene i lang tid slike steder, synes rekoloniseringen også her å skje relativt raskt, dvs. innen 5 - 8 år, Ref. /5-38/. Det er liten grad av våtmarksområder på Vestlandet.

5.7 Områdevurderinger; belastning fra regulære og akutte utslipp

5.7.1 Generelt

Visund er kun ett av flere felt som er utbygd eller planlegges utbygd i Tampenområdet i nordlige Nordsjøen. Det er derfor aktuelt å vurdere om disse utbyggingene samlet kan gi opphav til konsekvenser utover det som hver enkelt utbygging gir opphav til.

Tabell 5-14 viser de aktuelle feltene i Tampenområdet, og aktuelle produksjonsperioder.

| | Utvinnbare reserver | | Produksjon (1994) | | Operatør | Oppstartsår |
|--|--------------------------|--------------------------|------------------------------|--------------------------------|----------|-------------|
| | Olje (MSm ³) | Gass (GSm ³) | Olje+NGL (MSm ³) | Gass+kond. (GSm ³) | | |
| Felt i produksjon: | | | | | | |
| Statfjord A, B og C, blokk 33/9, 33/12 | 620 | 67 | 32,6 | 3,3 | Statoil | 1979 |
| Gullfaks A, B, C og Gullfaks Vest, blokk 34/10 | 284 | | 31,0 | 2,1 | Statoil | 1986 |
| Snorre, blokk: 34/4, 34/7 | 173 | 76 | 10,2 | 0,5 | Saga | 1992 |
| Tordis, blokk: 34/7. | 18,8 | 1,2 | 1,6 | 0,1 | Saga | 1994 |
| Statfjord Øst, blokk 34/7 | 19,4 | 2,4 | 0,6 | | Statoil | 1994 |
| Statfjord Nord, blokk 33/9 | 31 | 2,5 | | | Statoil | 1995 |
| Felt under utbygging: | | | | | | |
| Vigdis, blokk 34/7 | 33,9 | 2,4 | | | Saga | 1997 |
| Felt under vurdering: | | | | | | |
| Visund, blokk 34/8 | 38 (+7 kond.) | 46 | | | Hydro | 1998 |
| Gullfaks Sør | 25,6 | 56,1 | | | Statoil | |
| Gamma, blokk 34/10-23 | 6 (kondensat) | 69 | | | Statoil | |
| Rimfaks, blokk 34/10-17 | 11-30 | 10 | | | Statoil | 1998 |
| Snorre Nord | 25 1) | | | | Saga | 1999 |
| Tordis Øst | 4 - 5 | | | | Saga | 1997 |
| Andre Saga-prospekter | 35 - 40 | | | | Saga | 1996 - 2001 |

Tabell 5-14 Felt i Tampenområdet, Ref. /5-39/

5.7.2 Samlede utslipp til luft

Utslippene av NO_x i området forventes å øke noe, fra rundt 8.000 tonn pr. år til ca. 11.000 tonn pr. år rundt år 2000, se Figur 5-21. Det er da ikke forutsatt gjennomføring av tiltak, som f.eks. lav-NO_x brennere.

Det er i de beregningene som er gjort av virkningene av luftutslipp fra Visund forutsatt at disse kan ekstrapoleres lineært. Siden de samlede utslippene av NO_x i området er ca. 10 ganger større

enn Visunds, kan det derfor anslås at det maksimale bidraget til sur nedbør fra hele Tampenområdet vil kunne bli i størrelsesorden 1 - 2 mg N/m² pr. år, eller tilsvarende 1/500 - 1/1000 av dagens belastningsnivå.

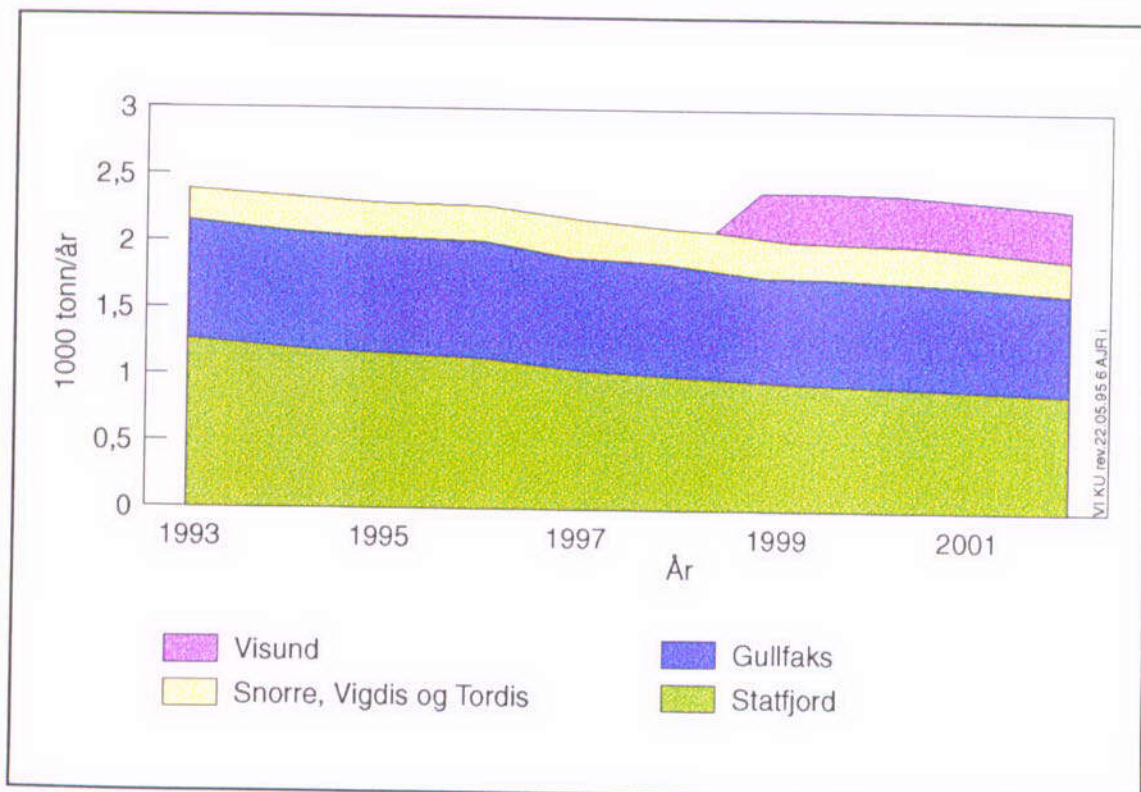
Utslippene av VOC i området vil reduseres frem mot år 2000 som følge av at produksjonen ved Statfjord og Gullfaks reduseres i større grad enn nye felt kan kompensere. Dagens utslippsnivå på ca. 90.000 tonn/år vil derfor reduseres til ca. 50.000 tonn/år i år 2000. Reduksjonen kan bli enda større dersom det installeres gjenvinningsanlegg for VOC på skytteltankerne.

Fordi VOC reagerer meget langsomt i atmosfæren, skjer også ozondannelsen meget langsomt. Karakteristisk for disse utslippene er derfor at de bidrar svært lite til ozondannelse på lokal skala, men det bidraget de gir spres seg over et meget stort område. I utredningen for Vigdis er det beregnet at bidraget til økt ozondannelse er større over f. eks. Tyskland og Frankrike enn over Norge/Skandinavia.

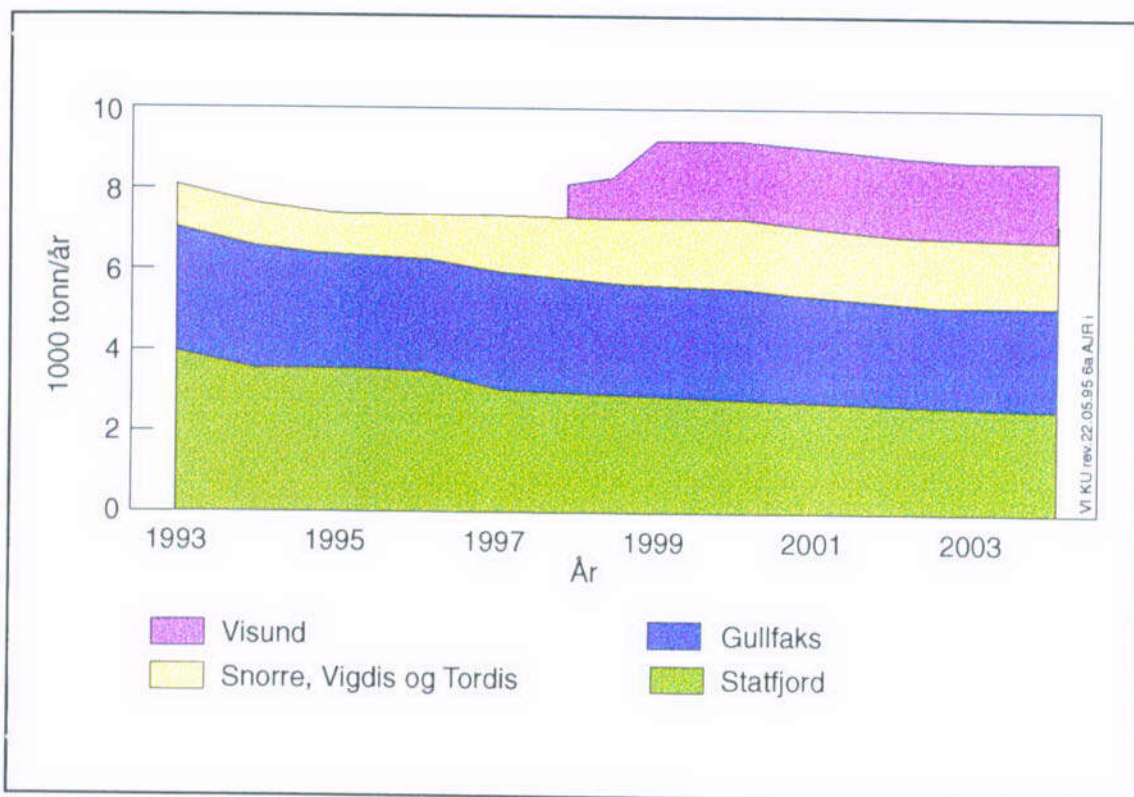
Beregningene gjort for Vigdis-feltet viser at bidraget til dannelsen av bakkenært ozon er tilnærmet lineært med mengden VOC og tilnærmet uavhengig av mengden NO_x. Ut fra de beregninger som ble gjort for Vigdis kan man derfor anslå bidraget til ozondannelsen ved å benytte forholdstallet mellom totalutslippet av VOC (90.000 tonn i 1995) og det utslippet som ble benyttet for Vigdis-beregningene (7.500 tonn/år).

Basert på dette kan det anslås at utslippene i Tampenområdet kan bidra til en økning av de maksimale ozon-konsentrasjonene i Tyskland og Frankrike på ca. 20 ppt (parts per trillion). Dette utgjør ca. 0,03 % av det midlere daglige maksimumsnivået for ozon i sommerhalvåret i dette området.

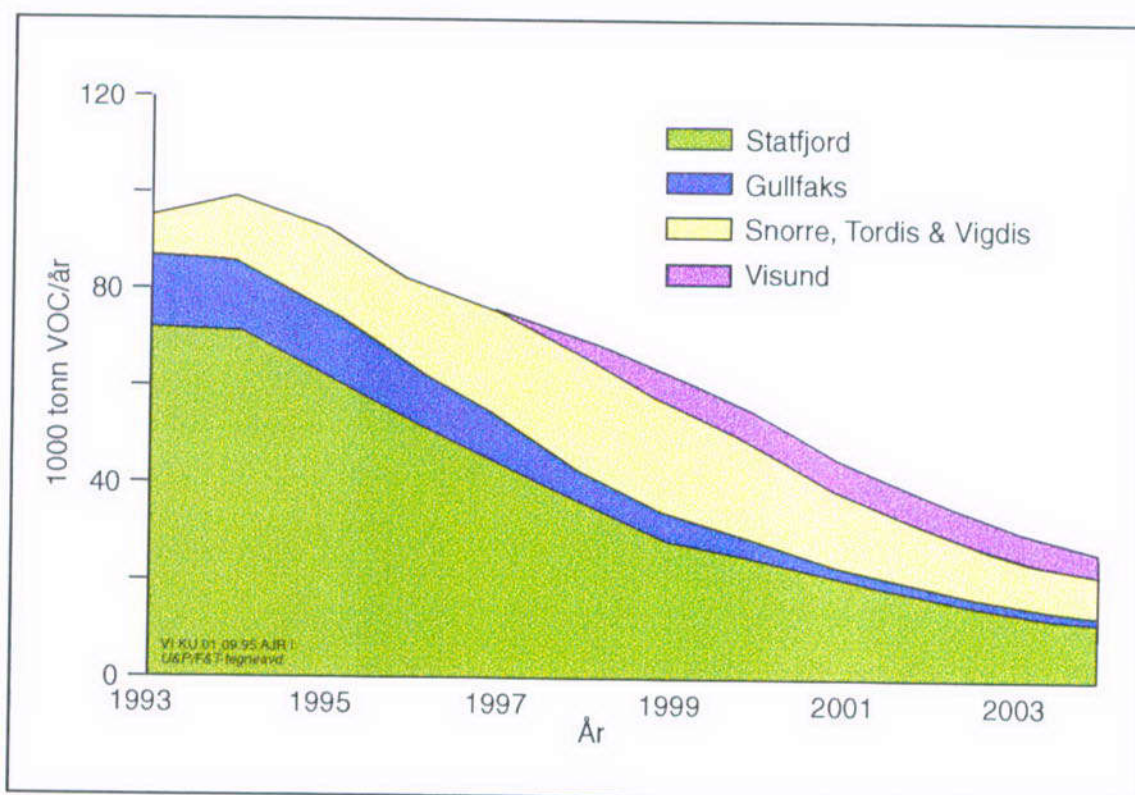
Som nevnt foran viser nye, foreløpig upubliserte beregninger fra NILU et annet bilde, der NO_x-utslippene synes å ha større betydning enn VOC-utslippene for dannelsen av ozon. Beregningene synes også å indikere at utslippene bidrar mer til ozondannelsen enn det som er referert ovenfor.



Figur 5-19 Samlede CO₂-utslipp fra feltene i Tampenområdet



Figur 5-20 Samlede NO_x-utslipp fra feltene i Tampenområdet



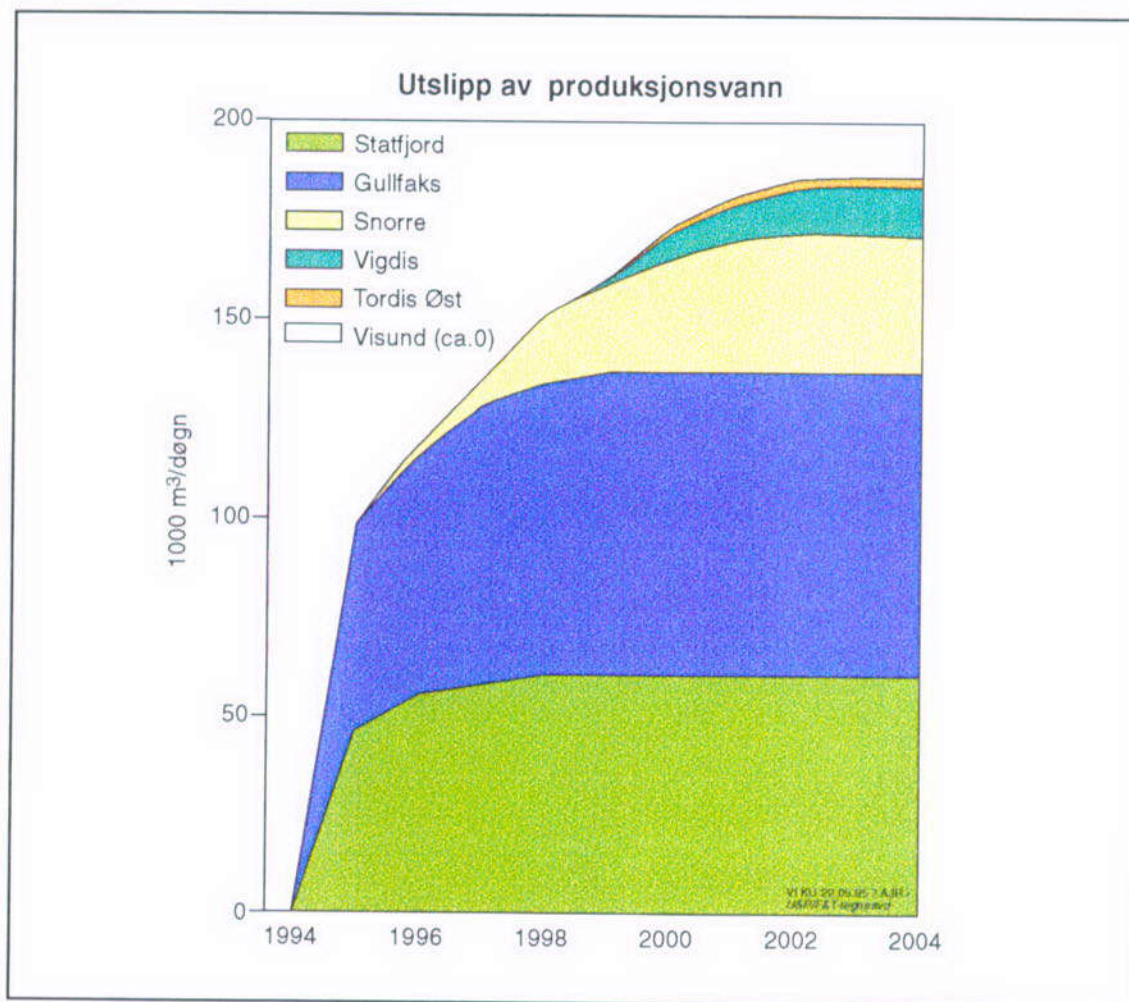
Figur 5-21 Samlede VOC-utslipp fra feltene i Tampenområdet

Det er utslippene av NO_x og VOC som eventuelt kan ha regionale konsekvenser (forurening og dannelse av bakkenært ozon). Anslag over utslippene av disse gassene fra utbygde og planlagt utbygde felt i Tampen området er usikre, og vil variere over tid, se Figur 5-19 til 5-21.

5.7.3 Samlede utslipp til sjø

De samlede utslippene av produsert vann i området, slik de er forventet, er vist i *Figur 5-22*.

Visund bidrar med en forsvinnende liten del av disse utslippene, ettersom utslippene av produsert vann normalt vil bli reinjisert. Regularitetsstudier viser at det er kun i 1 - 2 % av tiden at reinjeksjonsutstyret er ute av drift, og man vil slippe rensert produsert vann til sjø. Det er derfor ikke funnet grunnlag for noen detaljert drøftelse av de regionale utslippene i denne konsekvensutredningen. Det er her gjort en kort oppsummering av den regionale konsekvensutredningen, Ref. /2-4/.



Figur 5-22 Estimert utslipp av produsert vann fra Tampenområdet

Det er foran vist at influensområdene for eventuelle akutte effekter av utslippene av produsert vann dreier seg om maksimalt noen hundre meter fra plattformen. For slike effekter er det derfor ikke noe samvirke mellom de ulike plattformutslipp.

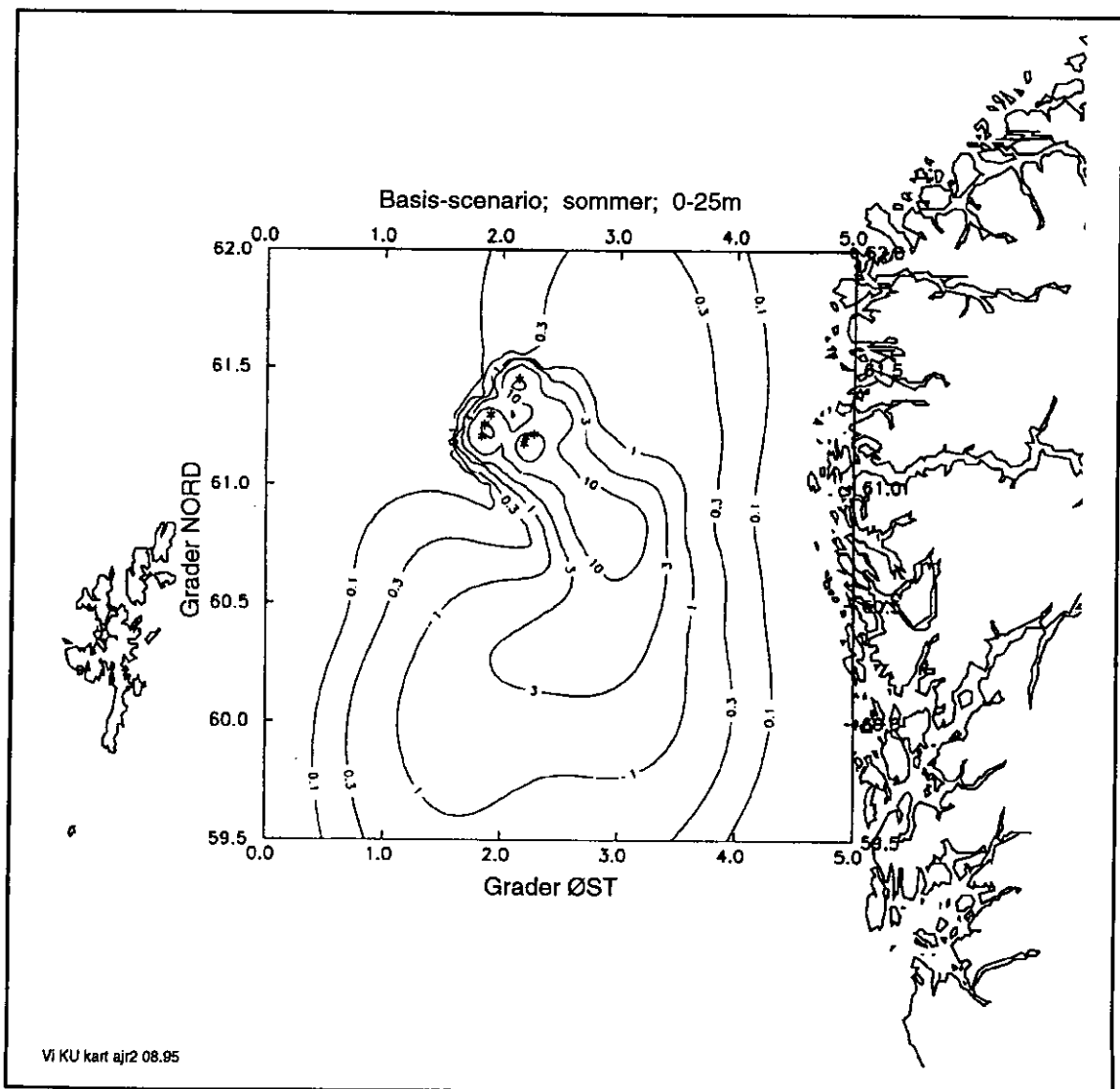
I forbindelse med den regionale konsekvensutredningen, Ref. /2-4/, er det gjennomført spredningsberegninger av produsert vann i Tampenområdet, Ref. /5-41/.

I disse spredningsberegningene er det tatt utgangspunkt i de forventede utslippene for de enkelte installasjonene i år 2002, se *Tabell 5-15*. Disse dataene er lagt inn i spredningsberegninger, hvor det dels er sett på nærsonefortynningen ved hver installasjon og dernest hvordan utslippsskyene spres med strømmen i området. I tillegg til de forventede mengdene er det lagt inn et "høyt scenario", med 50 % større utslipp enn forventet, og et lavt scenario, med halve utslippsmengden fra hver plattform.

| Installasjon/ felt | Statfj. A | Statfj. B | Statfj. C Statfj. Nord Statfj. Øst. | Gullfaks A | Gullfaks B GF Vest | Gullfaks C Tordis | Snorre Vigdis | Visund |
|------------------------------------|--------------|-----------|---|------------|-----------------------|----------------------|------------------|---------|
| Produsert vann (m ³ /h) | 840 | 840 | 840 | 912 | 663 | 1.450 | 1.937 | 0 (350) |
| Utslippsdyp (m.u.h) | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 15 | 20 |
| Kjølevann (m ³ /h) | | 5.000 | 5.000 | 6.700 | | | | |

Tabell 5-15: Inngangsdata for spredningsberegninger for produsert vann, basis-scenario. For Visund er det regnet med 0 utslipp i dette scenariet (reinjeksjon). I det høye scenariet er alle utslippene økt med 50 % og Visund er inkludert. I det lave scenariet er utslippene redusert med 50 %.

I den umiddelbare nærheten av utslippet skjer det en rask fortynning som følge av utslippets energi i form av moment og forskjell i tetthet fra sjøvannet. På grunn av lavere tetthet enn sjøvannet stiger skyen mot overflaten. Om vinteren kommer skyen helt til overflaten, mens tetthetssjiktningen i sjøen om sommeren gjør at skyen lagres inn på 6 - 10 m dyp for de fleste plattformene.



Figur 5-23 Konsentrasjon av produsert vann (ppm), Ref. /5-41/

Noen hovedkonklusjoner fra beregningene er:

- Utenfor nærsone er de beregnede konsentrasjonene tilnærmet proporsjonale med utslippsmengdene. Dette betyr at en enkelt kan skalere verdiene i forhold til større eller mindre utslippsmengder. (10 ppm-konturen blir da 15 ppm for det høye scenariet).
- I en vintersituasjon får man noe større vertikal fortytning. De høyeste konsentrasjonene opptrer derfor om sommeren, da ca. 85 % av det produserte vannet vil spres innenfor de øverste 50 meter, mens det tilsvarende tallet for vinteren er ca. 60 %.
- Innen skyene fra to nærliggende plattformer smelter sammen, er det produserte vannet fortynt mer enn 10.000 ganger.
- Typiske regionale konsentrasjoner er 3 - 30 ppm (dvs. 30.000 - 300.000 ganger fortynt), se *Figur 5-23*.
- Den dominerende strømretningen i området fører den samlede skyen mot sørøst. Mesteparten av skyen føres så videre mot den sentrale del av Nordsjøen, mens noe fanges opp av kyststrømmen og føres nordover. I disse fjerne områdene er fortytningen 1:10⁶ eller mer.

Den internasjonale arbeidsgruppen som vurderer "helsetilstanden" til Nordsjøen (North Sea Task Force) vurderer utslipp av produsert vann som et potensielt problem med tanke på langtidseffekter i Nordsjøregionen, uten at det er identifisert hvilke stoffer som eventuelt skulle forårsake slike effekter, Ref. /5-40/. Oljeselskapene har gjennom OLF satt i gang et arbeid for å kartlegge om det er sannsynlig at slike effekter kan forekomme. Det er imidlertid i dagens situasjon ikke mulig å gjøre noen kvantitativ områdevurdering.

Effektene av utslipp fra boring vil maksimalt strekke seg et par km, mens avstanden fra Visundfeltet til nærmeste naboplattform, Gullfaks C er ca. 27 km.

Når det gjelder akutte oljeutslipp, så vil man få en delvis overlapping av de potensielle influensområdene. Stort sett er det samme kystsoner som vil bli berørt ved oljeutslipp fra bl.a. Statfjord, Gullfaks, Snorre og Vigdis. Den mest utsatte strekningen er fra Måløy til Ålesund.

En samlet vurdering av akutte oljeutslipp fra felt i Tampenområdet vil bli nærmere omtalt i den regionale konsekvensutredningen som er under bearbeiding.

5.8 Vurderte utbyggings-alternativer

Flere utbyggingsløsninger har vært vurdert. De tre hovedalternativer er beskrevet i Kapittel 3.4 og er:

- alternativ 1: flytende, halvt nedsenkbar plattform
- alternativ 2: produksjonsskip med oljelager
- alternativ 3: undervannsutbygging med tilkobling til Gullfaks C

For alternativ 1 er det vurdert to alternative lager-konsepter:

- alternativ 1.1, lagerskip
- alternativ 1.2, lager på Gullfaks

Alternativ 1:

Utslippsmessig vil alt. 1.2 bety utslipp av ballastvann og VOC tilsvarende som for alt. 3, undervannsutbygging med tilkobling til Gullfaks C. Relativt til lagerskip (alt. 1.1) vil det være mindre VOC-utslipp, men man vil få utslipp av hydrokarbonholdig ballastvann. Videre vil alt. 1.2 medføre ca. 10 km² mindre reelt arealbeslag enn alt. 1.1 .

Alternativ 2:

I likhet med plattformalternativet med lagerskip (alt. 1.1), gir også dette alternativet to lasteoperasjoner med tilhørende VOC-utslipp. Boring skjer fra separat borerigg som er dieseldrevet.

Alternativ 3:

Boring skjer fra separat borerigg som er dieseldrevet. Råoljelasting skjer fra Gullfaks til skytteltankere. På Gullfaks er det oljelager med direkte kontakt med ballastvann. Dette alternativet vil i likhet med alt. 1.2 medføre utslipp av oljeholdig ballastvann, men mindre VOC-utslipp.

| Utbyggingsalternativer | Utslipp til luft | | | Utslipp til sjø | | | |
|---|----------------------------------|---------------------------|---------------|-----------------|-----------------------------|----------------|-----------------------------|
| | CO ₂ (tonn x 1000) | NO _x (tonn) | VOC (tonn) | Produsert vann | | Ballastvann | |
| | | | | Olje (tonn) | Vann (MSm ³) | Olje (tonn) | Vann (MSm ³) |
| Halvt nedsenkbar plattform med lagerskip (alt. 1.1) | 320 | 1.504 | 7.899 | 2 | 3,6 | - | - |
| Halvt nedsenkbar plattform med lager på GF (alt. 1.2) | 320 | 1.504 | 3.998 | 2 | 3,6 | 15 | 2,3 |
| Skip (alt.2) | 325 | 1.777 | 7.896 | 3 | 3,6 | - | - |
| GFC tilkobling (alt. 3) | 328 | 1.791 | 3.997 | 20 | 3,6 | 15 | 2,3 |

Tabell 5-16 Forskjeller i utslipp mellom de tre hovedutbyggingsalternativene i år 2004

Utslippene i *Tabell 5-16* refererer til år 2004, det vil si et par år etter at oljenivået er kommet av platå. På platå vil VOC-utslippene være høyere, men forholdet mellom de tre hovedkonseptene vil være det samme. Utslippstallene i *Tabell 5-16* er basert på de produksjonsprofiler og brenngassforbruk som var aktuell ved tidspunkt for konseptvalg.

I tillegg til luftutslippene som er nevnt i *Tabell 5-16*, vil det være mindre luftutslipp i forbindelse med opprensing av brønner. Disse luftutslippene vil være minst for alt.1, der det meste av boringen skjer fra plattformen. Denne har mulighet for å kjøre brønnstrømmen inn på testseparatoren og videre inn i prosessen.

Utslippene av NO_x og CO₂ er relativt like for de tre alternativene. Når det gjelder utslipp til sjø, er produsert vann utslippet fra Gullfaks (alt. 3) noe høyere enn fra de to separate utbyggingsløsningene. På Gullfaks (alt. 1.2 og alt. 3) er ballastvannet i direkte kontakt med oljen i lageret. Utslippene av VOC som følge av råoljelasting blir dermed mindre. Et eventuelt VOC-rensanlegg på skips- og plattformalternativene (alt. 2 og alt. 1.1) og skytteltankere, vil redusere VOC-utslippet.

Transportalternativer

For alle alternativene har skytteltankere for transport av olje fra Visund til land vært transport-alternativet.

Hvilke vurderinger er utført

I forbindelse med konseptvalg har det vært gjort en rekke miljømessige vurderinger. Blant annet er det sett på utslippsforskjeller for de ulike utbyggingsalternativene. I forbindelse med dette ble det også gjennomført en regularitetsstudie for rensing og reinjeksjon av produsert vann. Tilkobling til Gullfaks er kalkulert til å gi noe dårligere regularitet i vanninjeksjonssystemet og dermed

høyere utslipp av produsert vann enn de to separate utbyggingsalternativene. Videre har virkningene for fiskeriene ved ulike utbyggingsløsninger blitt studert, Ref. /6-1/.

Avvikling av feltvirksomheten - forskjeller mellom de ulike utbyggingsløsningene

Selve produksjonsenheten vil etter endt produksjon kunne flyttes både for alt 1, den flytende plattformen med eventuelt tilhørende skip for oljelagring, og for alt. 2, produksjonsskipet. Tilkoblingen til Gullfaks (alt. 3) vil ikke representere noen ny produksjonsinstallasjon, og feltavviklingen for Gullfaks vil være en del av Gullfaks og ikke av Visund. Når det gjelder brønrammer og rørledninger, er dette relativt likt for de tre hovedutbyggingsløsningene som har vært vurdert.

Ut i fra dette følger at det er ikke er identifisert noen vesentlige forskjeller når det gjelder avvikling av feltinstallasjoner av betydning for valg av utbyggingsløsning.

Konkluderende bemerkninger

Som tidligere nevnt er utbyggingskonseptene relativt like mhp. utslipp. Det som skiller konseptene er hovedsaklig type råoljelager og størrelsen på arealbeslaget. Det valgte konsept er gunstigst når det gjelder utslipp av produsert vann, VOC-utslipp samt utslipp i forbindelse med forboring. Videre vil det valgte konsept gi noe mindre utslipp i forbindelse med et eventuelt brudd på rørledning pga. kortere stigerør enn hva som ville vært tilfelle for en undervannsutbygging med tilkobling til Gullfaks. Beregningene tilsier ikke noen forskjell i sannsynlighet, varighet og utblåsningsrater for utbyggingsalternativene. Noe lavere utblåsnings sannsynlighet kan imidlertid forventes for det valgte alternativ, da man har en dedikert borerigg. Når det gjelder arealbeslag, gir imidlertid tilkoblingsalternativet til Gullfaks, noe lavere arealbeslag, men det er kun i de perioder det ikke drives boring.

6 Virkninger for eksisterende næringer

6.1 Generelt

En utredning av fiskeriaktiviteten i området ved Visund er gjort i forbindelse med denne konsekvensutredningen, Ref. /6-1/. De opplysningene som her er referert er fremkommet bl.a. fra Fiskeridirektoratet samt fra møte med representanter for fiskar- og trålarlag. I tillegg er det gjort tilsvarende utredninger i samme område i forbindelse med Snorre, Tordis, Vigdis og Statfjord satelittene, Ref. /6-2/, /6-3/ og /6-4/.

6.2 Fiskeriaktiviteten i området

I området omkring Visund foregår følgende fiskerier:

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

Det området som her er definert som Tampen-området ligger i fiskeristatistikken innenfor lokasjonene 4274 (33/9, 12 + område på britisk sektor) og 2853 (34/7-12). Fangsten i disse lokasjonene er presentert i *Tabell 6-1*.

| Lokasjon | Lokasjon 2853 (34/7-12) | | | | Lokasjon 4274 (33/9, 12 + UK) | | | |
|--------------|-------------------------|------|------|------|-------------------------------|------|------|------|
| | 1986 | 1988 | 1990 | 1992 | 1986 | 1988 | 1990 | 1992 |
| Konsumtrål | 1,7 | 0,8 | 0,8 | 1,9 | 1,9 | 1,3 | 0,5 | 0,8 |
| Industritrål | | | | | | | | |
| - øyepål | 14,5 | 11,2 | 20,2 | 13 | 0,2 | 0,2 | 0,3 | - |
| - tobis | - | - | - | - | - | - | - | - |
| - sild | 0,1 | 0,3 | 1,2 | 0,8 | - | - | - | - |

Tabell 6-1 Norsk fiske i Tampen-området (1.000 tonn)

Omlag 80 % av industritrålfeltene i de to nevnte lokasjonene ligger i de blokkene som innledningsvis ble definert som Tampen-området. Forutsatt en jevn fordeling av fangstene over det fiskbare arealet, ble fra 9.000 til 17.000 tonn industrifisk tatt i Tampenområdet årlig

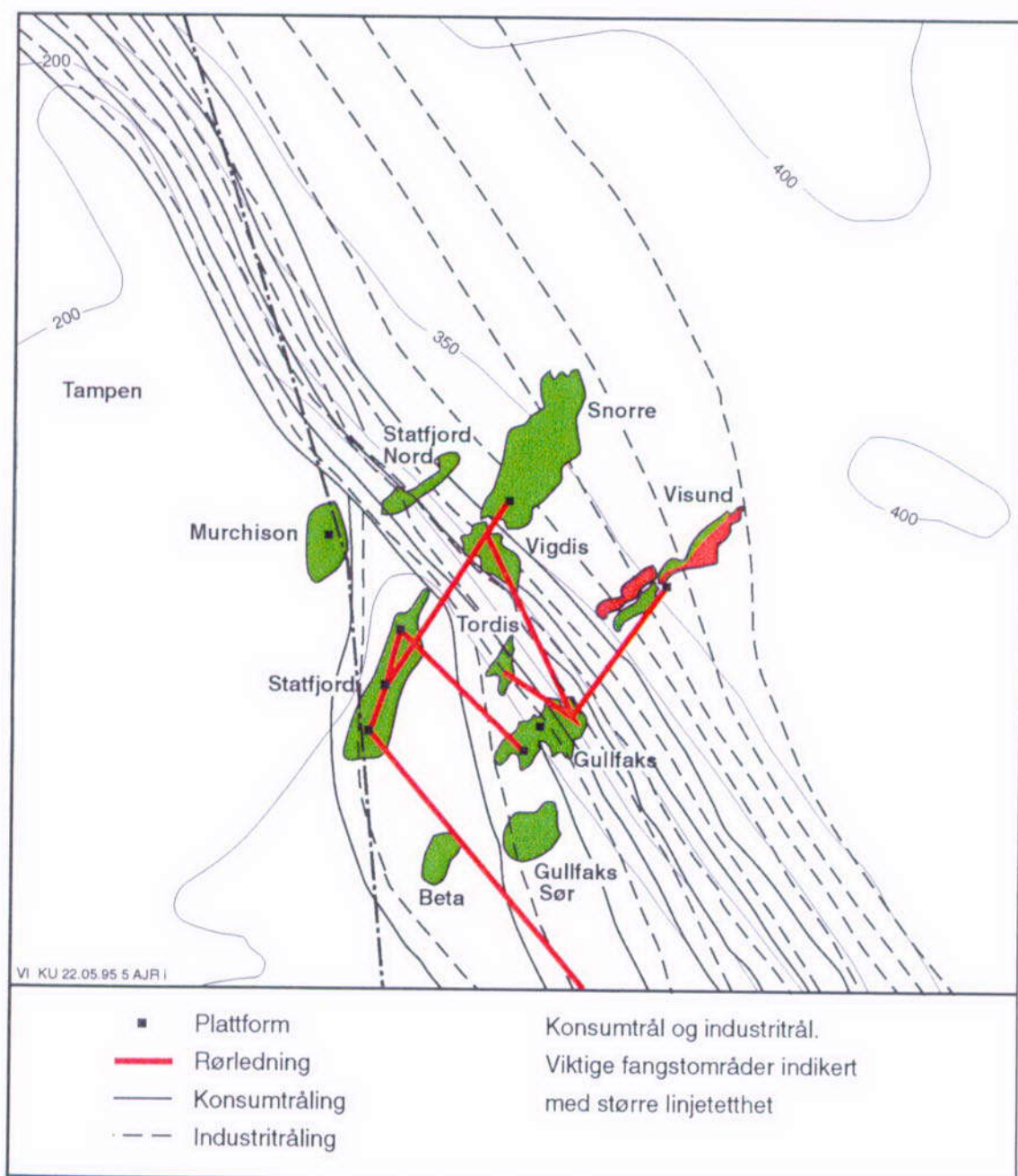
Industritråling i områdene omkring Visund er vist i *Figur 6-1*. Som det fremgår av denne figuren foregår hovedtrålingen vest for Visund. Industritrålfisket etter øyepål er det viktigste fisket regnet i kvantum i områdene langs eggakanten. Det karakteristiske ved dette fisket er at fisken ofte står på en bestemt dybde, og at trålingen dermed foregår langsetter dybdekotene. Det viktigste øyepålfisket forgår i hovedsak fra 300 meters dyp og videre vestover mot grunnere vann. Visund, som ligger på ca. 335 meters dyp i de midtre deler av blokk 34/8, ligger utenfor de viktigste områdene for industritrålfiske etter øyepål, se *Figur 6-1*.

Fra 280 til 350 meters dyp fiskes det kolmule (blåhvitting). Fangsten av kolmule kan ikke leses ut av fiskeristatistikken, da kolmulefangsten i hovedsak blir rapportert under "øyepål m.v". Det er idag rundt 50 industritrålere i aktivitet i Nordsjøen. Av disse driver omlag 10 fartøyer kolmulefiske langs de dypere deler av eggskrånningen fra Gullfaks og nordover i perioden fra januar til mai. Det fiskes helt ned til 350 meters dyp i dette området.

Det fiskes noe konsumfisk med bunntrål, i hovedsak lange og brosme, i det området som berøres av utbyggingen. Dette er stort sett bifangster under industritrålfisket. Konsumtrålingen med bunntrål foregår på grunnere deler av eggskrånningen, som i området rundt Tordis.

Ringnotfiske etter sild og makrell er strengt kvoteregulert. Hvor fisket på arter som sild og makrell finner sted og når det foregår, vil avhenge både av fiskens vandring og de fangstreguleringer som gjennomføres. Hvilket fiske som foregår i områdene som berøres av utbyggingen kan derfor variere fra år til år.

Når det gjelder bestandgrunnlaget er det for tiden svakt for den viktigste arten for norsk konsumtrålfiske i de berørte deler av Nordsjøen. For industritrålflåten er bestandsituasjonen for øyepål god, samtidig som tobisbestanden synes å være på bedringens vei. For de viktigste artene i ringnotfisket er situasjonen at veksten i sildebestanden har stanset, men er på et tilstrekkelig nivå mht. å sikre framtidig rekruttering. Forutsatt en god ressursforvaltning, er det framtidige årlige ressurspotensialet samlet større enn det fangsttallene for senere år gir uttrykk for, Ref. /6-1/.



Figur 6-1 Industritråling i områdene omkring Visund, Ref. /6-1/

6.3 Arealbeslag

6.3.1 Sikkerhets- og begrensingssoner

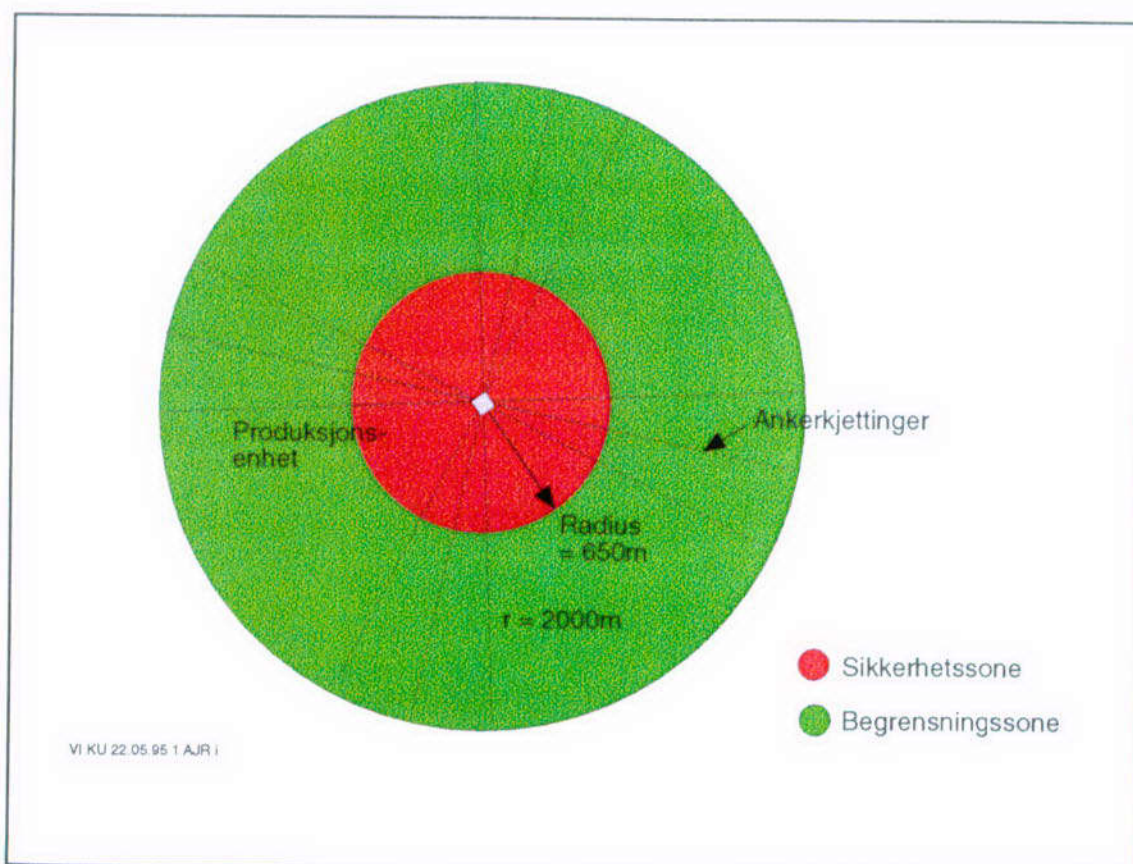
Av hensyn til sikkerheten til sjøs etableres det alltid sikkerhetssone rundt petroleumsinstallasjoner som stikker over havoverflaten. I sikkerhetssonen er fiske, oppankring og vanlig sjøverts ferdsel forbudt. Utstrekningen av sikkerhetssonen er normalt 500 m fra installasjonens ytterpunkter. Sikkerhetssonen for plattformen vil bli beregnet ut fra ankersystemet, og denne vil da kunne bli omkring 600 - 650 m i radius fra plattformens midtpunkt.

Plattformen som er oppankret like over 21 av brønnene på feltet, har en radius på ankerkjettingene på ca. 1.000 - 1.500 meter. Mellom plattformen og råoljelageret på Gullfaks (ca. 27 km) legges en overtrålbare 14" oljerørledning.

Omlag 8 km nord/nordøst for plattformen installeres en overtrålbare brønnramme på ca. 380 m dybde. Ifølge Ref. /6-1/ ligger denne undervannsinstallasjonen på så stort dyp at det neppe foregår noe fiske av betydning omkring den. Det er ikke planlagt å søke om begrensingszone omkring brønnrammen.

For å beskytte ankerlinene til den flytende plattform mot skade som kan påføres av ankring eller fiske med bunnredskaper, vil det bli søkt om begrensingszone på ca. 12 km² inkl. sikkerhetssonen, se *Figur 6-2*. Innenfor begrensingssonen vil det være forbud mot oppankring og fiske med tyngre redskap.

Den endelige utstrekningen av sikkerhets- og begrensingssonene vil fastsettes av Kommunal- og arbeidsdepartementet.



Figur 6-2 Feltarrangement med foreslåtte sikkerhets- og begrensingssoner.

6.3.2 Arealbeslag som følge av Visund-installasjonene

Det direkte arealbeslaget er vurdert til ca. 30 km², hvorav sikkerhetssonene utgjør ca. 2,5 - 3 km². Som bakgrunn for det estimerte arealbeslaget på 30 km², er det gått ut fra at ved passering av en ca. 4 km bred hindring (begrensningssonens diameter), må unnvikende manøvrering under tråling påbegynnes ca. 8 km før plattformen, Ref. /6-1/.

Ved vurdering av arealbeslag er det ikke tatt hensyn til om det etableres begrensingsområder som dekker installasjonenes oppankringsområder eller ikke, arealbeslaget forventes å være det samme. Ifølge informasjon fra representanter for fiskerne (Ref. /6-1) forventes i praksis dette ikke å innebære noen forskjell for trålerne, som vil tråle utenom ankrene for ikke å ødelegge redskapene.

Under kolmulefisket på de aktuelle dyp, kan trålerne miste 2 - 3 timers fisketid i forbindelse med passering av en fire km bred hindring, Ref. /6-1/.

Det vil være samme arealbeslag i hele feltets levetid.

6.3.3 Arealbeslag for alternative utbyggingsløsninger

Arealbeslaget vil være minst for en undervannsutbygging med tilkobling til Gullfaks. Dersom en tar hensyn til midlertidig arealbeslag fra boring fra separat borerigg, vil imidlertid forskjellen i arealbeslag mellom Gullfaks tilkoblingen og plattformalternativet være mindre.

For å redusere arealbeslaget for skipsløsningen, ble bunnrammene flyttet nærmere skipet og delvis innenfor ankerområdet til skipet. Videre ble den ene (nordlige) bunnrammen plassert på et dyp (større enn 350 m) der det er relativt lite fiske, Ref. /6-1/. For å redusere arealbeslaget for den flytende plattformløsningen med lagerskip, flyttet man lagerskipet og plattformen slik at disse ble liggende på langs og ikke på tvers av trålrretningen. Tabell 6-2 viser direkte arealbeslag for de ulike utbyggingsløsningene.

| Alternativ | Sikkerhetssone | | Arealbeslag som følge av ankringssoner | | Effektivt arealbeslag ved trålfiske, eks. separat borerigg |
|--|--------------------------------|------------------------------------|--|------------------------------------|--|
| | Areal pga. produksjons-enheten | Ekstra areal pga. separat borerigg | Areal pga. produksjons-enheten | Ekstra areal pga. separat borerigg | |
| 1.1 Flytende plattform og lagerskip | 2,7 km ² | Normalt null | 25,2 km ² | Normalt null | 40 km ² |
| 1.2 Flytende plattform med lager på Gullfaks | 1,2 km ² | Normalt null | 12,6 km ² | Normalt null | 30 km ² |
| 2. Produksjon- skip | 1,2 km ² | + 1,2 km ² | 12,6 km ² | + 12,6 km ² | 30 km ² |
| 3. Undervanns- utbygging med tilkobling til Gullfaks | < 1 km ² | + 1,2 km ² | < 1 km ² | + 12,6 km ² | <1 km ² |

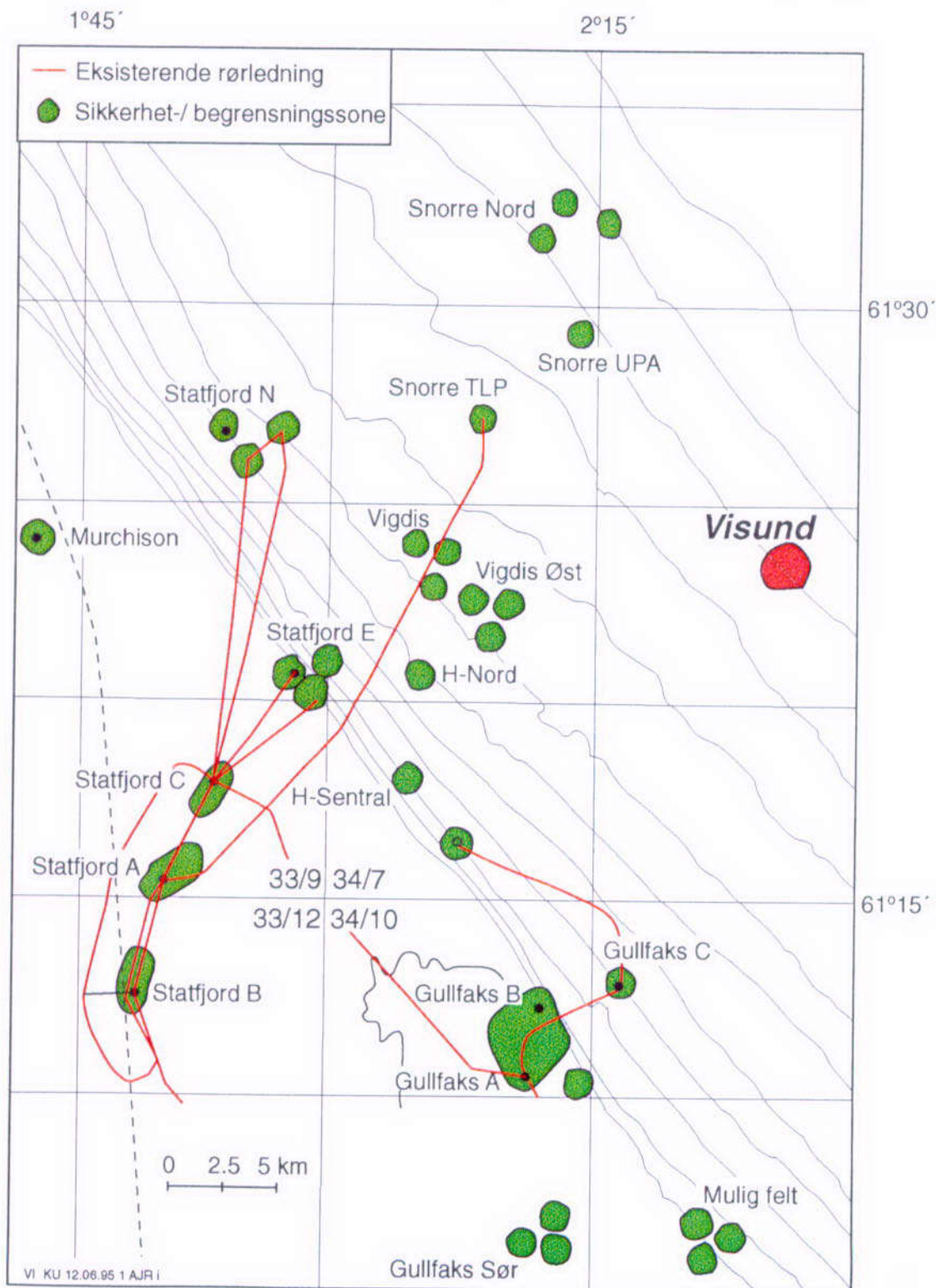
Tabell 6-2 Direkte arealbeslag for de ulike utbyggingsløsningene

Da den flytende plattformen er en kombinert bore- og produksjonsplattform, vil det normalt ikke medføre noe ekstra areal som følge av boring. For skipsalternativet samt for tilkoblingsalternativet til Gullfaks, vil behovet for separate borerigg og dermed et ekstra arealbeslag strekke seg over et lengre tidsrom. Separat borerigg vil medføre et ekstra effektivt areal overfor trålfiske på ca. 30 km². Når man tar hensyn til arealbeslag fra separat borerigg, vil arealbeslaget for alternativ 1 og alternativ 3 i boreperioden være i samme størrelse.

Maksimalt effektivt arealbeslag overfor trålfiske vil være ca. 30 - 40 km², se Kapittel 6.3, Ref. /6-1/.

6.3.4 Samlet arealbeslag i Tampenområdet

Visund ligger i et område der det har foregått og fremdeles planlegges utbygging av felt. Storparten av denne utbyggingen foregår lengre vest og i grunnere områder enn Visund, se Figur 6-1.



Figur 6-3 Totalt arealbeslag i Tampenområdet

En oljeblokk i det aktuelle området har en størrelse på omlag 500 km². De feltene som er vurdert ligger i blokkene 33/9, 33/12, 34/7, 34/8, 34/10 og 34/11. Samlet areal i disse blokkene vil være rundt 2500 km². Ved beregning av areal for industrifiske legges det til grunn at dette fisket i hovedsak foregår mellom 150 og 350 meters dyp, med det mest intensive fisket mellom 170 og 320 meter. Arealet av industritrålfeltene utgjør da i størrelsesorden 1.400 km², og de mest intensive trålfeltene i størrelsesorden 1.300 km².

Dersom arealbeslaget i Tampenområdet vurderes ut fra en "bit for bit" tilnærming, utgjør samlet arealbeslag for industritrålerflåten i størrelsesorden 250 km², dvs rundt 18 % av det fiskbare arealet i Tampenområdet. En slik "bit for bit" betraktningssmåte, kan gi et feilaktig bilde av arealbeslagene, da den ikke tar hensyn til hvordan arealbeslagene virker i forhold til hverandre. Videre tar den heller ikke hensyn til at øyepål kan stå på bestemte dyp og at det er hindringer langsetter tråltrekk på disse dyp som medfører ulemper i form av arealtap eller avbrudd i fisket, Ref. /6-5/.

Dersom en forutsetter en jevn fordeling av fangstene representerer de beslaglagte arealene et fangstpotensiale på 2.000 til 4.000 tonn industrifisk årlig.

Tar en hensyn til samvirkningen mellom feltene øker arealbeslaget for industritrålerflåten til omlag 23 %, eller knapt 1/4 av det fiskbare arealet i det aktuelle området.

6.4 Konsekvenser av utslipp til sjø

6.4.1 Generelt

Et større akutt oljeutslipp vil kunne påvirke fiskeri- og havbruksinteresser på følgende måter:

- ved å skade/drepe fiskeegg og -larver i en slik utstrekning at det reduserer ressursgrunlaget for fremtidig fangst
- ved å tilsøle redskap og merder
- ved å hindre utøvelse av fiske
- ved å redusere markedsverdi av fangst og oppdrettsfisk pga. frykt for smakspåvirkning

Konsekvensene på fiskeriene og for havbruksnæringen av en eventuell utblåsing er vurdert generelt. Sannsynligheten for slike konsekvenser forårsaket av en utblåsing fra Visund-feltet og totalrisiko for området, er omtalt i Kapittel 5.6 og 5.7.

6.4.2 Skade på fiskeressursene

Se Kapittel 5.6.4.

6.4.3 Skader på redskap og tap av fiskemuligheter

Fiskeredskaper vil kunne bli tilsølt med olje, slik at de enten må repareres eller erstattes. De økonomiske tapene som eventuelt ikke lar seg avverge ved å trekke redskapen unna sølet, vil måtte kompenseres av operatøren.

Ved et større oljesøl vil det ventelig bli lagt restriksjoner på fisket inntil det er dokumentert at det ikke lenger er noen påvirkning. Etter "Braer"-ulykken var det forbudt å fiske i det påvirkede området i tre måneder, Ref. /6-6/. Omfanget av slike restriksjoner vil avhenge av sølets størrelse og drift, og av myndighetenes vurdering av faren for kontaminering. Myndighetene må forventes å være restriktive av markedsmessige grunner. De økonomiske og sysselsettingsmessige virkningene av at man mister viktige deler av en sesong, kan bli meget store. Imidlertid forventes

industrikrålfisket trolig å være mindre sårbart enn konsumfisket i forhold til markedsreaksjoner på et oljesøl.

For skjell kan varigheten av kontaminering bli betydelig lenger på grunn av skjellenes langsomme metabolisme av hydrokarboner. Etter "Braer" var det fortsatt restriksjoner mer enn ett år etter ulykken. På grunn av lang drivtid må det forventes begrensede skader på skjellforekomster. Fangst av skjell har også langt mindre økonomisk betydning enn vanlig fiske.

6.4.4 Skader på oppdrettsanlegg

Tilsøling med olje vil kunne skje for merder og andre deler av anlegg for fiskeoppdrett. Slike skader vil imidlertid i stor grad kunne avverges ved å fjerne merdene, eller ved å legge ut lenser. Som det framgår av *Figur 5-5*, er det en del akvakulturanlegg langs kysten, og det vil derfor være en viss sannsynlighet for at noen vil bli berørt. Effekten av et slikt oljesøl vil blant annet avhenge av hvor "gammel" oljen er. Korteste drivtid inntil land er ca. 3 dager.

6.4.5 Redusert markedsverdi

Man har i liten grad kunnet påvise at fisk, enten "villfisk" eller oppdrettsfisk, er blitt påvirket med hensyn til smak på grunn av oljesøl. I de tilfeller man har kunnet registrere slike effekter, forsvinner denne påvirkningen etter noen uker i rent vann. Olje som når land etter flere døgns drift vil dessuten ha avgitt det meste av de stoffene som er flyktige og som bidrar mest til eventuell smaksetting.

Men selve mistanken om at fisken kan være påvirket, vil kunne ha dramatiske effekter i markedet, noe som blant annet gjorde seg gjeldende etter "Braer"-forliset ved Shetland i januar 1993. All voksen oppdrettsfisk på sørvest-kysten av Shetland ble da slaktet ned for ikke å svekke markedsverdien av fisken. Dette til tross for at prøver tatt i juli samme år viste normale PAH-verdier og ingen smaksetting, Ref. /6-6/.

De direkte økonomiske konsekvensene av en slik nedslaktning kan bli relativt store, likeledes den indirekte effekten av redusert markedsetterspørsel. Også for fiskeriene vil en kunne frykte etterspørselssvikt for fisk fra områder som antas å være berørt. Erfaringene fra "Amoco Cadiz" og andre større søl viser dessuten at markedet kan reagere negativt overfor fisk tatt i områder som ikke har vært berørt, fordi kjøperne ikke har tilstrekkelig kunnskap, men ønsker å være på den sikre siden.

6.4.6 Virkninger på turist- og reiselivsnæringen

Et oljesøl vil kunne ha negativ effekt på turistnæringen som følge av en midlertidig redusert bruksverdi for de berørte områdene. Videre kan man få en markedsreaksjon dersom større områder fremstår som forurenset.

Ut fra det som er resymert ovenfor, er det lite trolig at man vil få redusert bruksverdien i noe stort omfang eller over lang tid. Når det gjelder markedets reaksjon, er denne mer uforutsigbar, og vil i stor grad bero på omfanget av publisitet og tidspunktet i forhold til turistsesongen. I noen tilfeller har oljesøl ikke medført vesentlige reaksjoner (eks. "Deifovos" på Helgelandskysten), eller forholdsvis kortvarige ("Amoco Cadiz").

6.4.7 Andre virkninger på næringsliv og samfunn

En eventuell opprenskningsaksjon vil skape en kortvarig etterspørsel etter arbeidskraft og redskap. Erfaringene fra "Exxon Valdez" viste at noen benyttet muligheten til å skape seg velstand, fordi pengene "satt løst". Dette skapte igjen grobunn for splid i samfunn som ellers var basert på fiske og fangst, og hvor noen ble skadelidende på grunn av utslippet, mens andre profiterte. Stor medieoppmerksomhet og langvarige rettsaker med store erstatningskrav har til dels forsterket motsetninger. Det er blitt hevdet at de sosiale virkningene av "Exxon Valdez" er langt større og vil være mer langvarige enn virkningene på naturen, Ref. /5-38/. Selv om en skal være forsiktig med å overføre slike erfaringer fra USA, må en være forberedt på at liknende effekter kan oppstå i Norge som følge av en stor oljesølsulykke.

7 Samfunnsøkonomiske virkninger

7.1 Generelt

Visund prosjektet vil gi samfunnsmessige ringvirkninger på ulike måter. Dette kapitlet vil belyse antatte konsekvenser av Visund prosjektet for det generelle aktivitetsnivået i petroleumssektoren, behovet for vare- og tjenesteleveranser, samt arbeidskraftbehov og sysselsettingseffekter i utbyggings- og driftsfasen. Kvantitative anslag er basert på erfaringer fra tidligere prosjekter, bl.a. Njord, Ref. /7-1/.

7.2 Aktivitetsnivå i petroleumssektoren

Omfanget av Visunds oljeproduksjonsperiode målt i forhold til totalaktiviteten på norsk sokkel vil være begrenset.

Prosjektplanene, slik disse er beskrevet i Kapittel 3, innebærer totalinvesteringer på 1,4 - 2,8 mrd. kroner årlig i byggeperioden 1996 - 98, mens anslagene for det totale investeringsnivå på norsk sokkel i de nærmeste år framover varierer mellom 30 - 40 mrd. kroner årlig.

Oljeproduksjonen i Visund vil ligge på 5,5 MSm³/år i år 2000, eller ca. 2 - 3 % av forventet olje- og gassproduksjon på norsk sokkel.

7.3 Vare- og tjenesteleveranser

Å realisere Visund prosjektet vil kreve direkte innsats av arbeidskraft, samt leveranser av en rekke typer varer og tjenester både i utbyggings- og driftsfasen.

Vurderingene av norske leveransemuligheter tar utgangspunkt i en gjennomgang av aktuelle og mulige leverandører innenfor de vare- og tjenesteområder hvor Visund prosjektet vil ha leveransebehov. Den endelige fordeling av kontrakter og innkjøp vil generelt foretas på grunnlag av vanlige konkurranseprinsipper mht. pris, kvalitet og leveransedyktighet, bl.a. med basis i EØS-avtalens prinsipper. Forøvrig vil Norsk Hydros rammeavtaler med en rekke leverandørbedrifter bli lagt til grunn for fordeling av kontrakter og innkjøp. For hovedkontrakten for det flytende produksjonsanlegget til Visund, er 3 leverandører kvalifisert som anbydere gjennom EU-prosedyren, nemlig Aker, Kværner og Haugesund mek. verksted (HMV).

7.3.1 Utbyggingsfasen

I utbyggingsfasen skal det etableres et samlet produksjonssystem på Visund-feltet, som omfatter en flytende, halvt nedsenket produksjonsplattform med havbunnsinstallasjoner og brønner.

Feltinstallasjoner og havbunnsystemer for oljeproduksjon vil i hovedsak bli bygd og installert i perioden 1996 - 1998. Senere vil det etter planen foretas tilleggsinvesteringer i forbindelse med gasseksport i periodene 2004 - 2006, 2015 - 2016 og 2020 - 2021. Produksjonsbrønner vil etter planen bli boret i perioden 1996 - 2008.

Tabell 7-1 viser fordelingen av totale utbyggingskostnader, samt anslag for mulige norske leveranser.

| Element | Total kostnad (MNOK-95) | Mulig norsk andel |
|------------------------|-------------------------|-------------------|
| Plattform | 4.450 | 60 % |
| Havbunnsinstallasjoner | 2.500 | 40 % |
| Boring av brønner | 2.550 | 40 % |
| Totalt | 9.500 | 50 % |

Tabell 7-1 Visunds utbyggingskostnader (MNOK-95) og mulige norske leveranseandeler

Plattform

Plattformen består av en bærestruktur i stål, utrustet med prosess- og boreutstyr, boligkvarter og ulike hjelpesystemer installert på dekk. Den vil bli levert av en kontraktør, enten Aker, Kværner eller HMM, som vil forestå prosjektering, innkjøp av enkelte materialer og utstyr samt fabrikkasjons- og installasjonsarbeider.

Vesentlige deler av bærestrukturen vil kunne fabrikeres og sammenstilles i Norge. Enkelte spesialiserte utstyrsenheter på dekket vil måtte leveres fra utlandet, mens norske leverandører kan være konkurransedyktige for øvrig utstyr.

Oljerørledningen skal transportere Visundolje til Gullfaks for lagring og videre eksport. Her kreves leveranser og legging av rør, hvor utenlandske leverandører tradisjonelt står sterkt. Nødvendige modifikasjonsarbeider på Gullfaks-plattformen, vil imidlertid kunne gjennomføres med høy norsk innsats.

Prosjektledelsen vil organiseres integrert innenfor operatørens egen organisasjon, og vil i all hovedsak etableres i Norge.

Norsk andel av verdien for plattformen kan alt i alt komme opp i 60 %.

Havbunnsinstallasjoner

Havbunnsinstallasjonene omfatter alt utstyr som knytter de ca. 20 brønnene i reservoaret opp til produksjonsplattformen; bl.a. fleksible stigerør, ulike strømningsrør og kontrollsystemer. Dette dreier seg om en rekke spesialleveranser med mange utenlandske tilbydere. Den norske andelen er erfaringsmessig satt til 40 %.

Boring

Boring og komplettering av brønner på Visundfeltet vil foregå i perioden 1996 - 2008. Plattformen har egen boreutrustning og -mannskap, men vil trenge endel vare- og tjenesteleveranser forøvrig. Den norske leveranseandelen kan komme opp i 40 %.

7.3.2 Driftsfasen

Oljeproduksjonen på Visund er planlagt startet i 1998, mens gasseksporten er forutsatt startet i år 2006.

Driften av feltet omfatter primære produksjonsaktiviteter til havs, samt forsynings- og støtteaktiviteter fra land. Alt i alt har driftsfasen på Visund en forventet varighet på 25 - 30 år.

For å drive alle felt- og støtteaktiviteter er det beregnet et årlig driftskostnadsnivå knyttet til operatørbemanning på felt og land, samt kjøp av varer og tjenester på ca. 480 mill. kroner under full oljeproduksjon, og ca. 350 mill. kroner årlig ved full gassproduksjon. Disse tallene er inklusiv CO₂-avgift.

I tillegg til disse kostnadene kommer tariffbetalinger for lagring og transport av olje. Av kostnadene knytter hhv. ca. 215 og 160 mill. kroner seg til eksterne innkjøp av varer og tjenester som vil kunne gi norske bedrifter leveranse muligheter.

Disse kostnadene fordeler seg slik *Tabell 7-2* viser for typiske driftsår hhv. under olje- og gassproduksjon. Tabellen angir også mulige norske leveranseandeler pr. aktivitet.

| Element | Total kostnad (MNOK-95) | | Mulig norsk andel |
|---|-------------------------|------------|-------------------|
| | Oljeprod. | Gassprod. | |
| Plattformvedlikehold | 41 | 36 | 90 % |
| Brønnvedlikehold | 87 | 45 | 60 % |
| Driftsmateriell, inspeksjon og plattformtjenester | 21 | 21 | 80 % |
| Baser og logistikk | 45 | 45 | 100 % |
| Landorganisasjon | 20 | 15 | 100 % |
| Totalt | 214 | 162 | 80 - 85 % |

Tabell 7-2 Visunds driftskostnader pr. år (MNOK-95) og mulige norske leveranseandeler

Plattformvedlikehold omfatter alle innkjøp av varer og tjenester knyttet til vedlikehold av plattformen og dens funksjoner. Dette spenner fra høyt spesialiserte til tradisjonelle standardleveranser. Det er mulig at norsk leveranseandel vil komme opp i 90 %.

Brønnvedlikehold, overhaling av brønner og brønnutstyr vil hovedsaklig være innkjøp av spesial- og transporttjenester. En del spesialkompetanse vil måtte kjøpes fra utlandet. Forøvrig vil kjøp av varer og tjenester til brønnvedlikehold i stor grad basere seg på bruk av Norsk Hydros rammeavtaler for slike leveranser. Norsk andel er satt til 60 %.

Kostnadene til driftsmateriell, inspeksjon og plattformtjenester omfatter en serie varer og tjenester. Driftsmateriell knytter seg særlig til kjemikalier, diesel og ulike forbruksvarer. Innkjøp av slike varer vil kunne basere seg på Hydros rammeavtaler, og vil kunne gi høye norske leveranseandeler. Årlig inspeksjon av rør, styrekabler, bærestruktur, forankringssystemer og øvrig utstyr vil også kunne gi norske bedrifter store leveranse muligheter. Alt i alt er norsk leveransepotensiale satt til 80 %.

Baser og logistikk omfatter kostnader i tilknytning til forsyningsbase, leie av forsynings- og stand-by båter, samt helikoptertjenester. Basevirksomhet omfatter mottak, lagring og forsendelse av utstyr og reservedeler til installasjonene på feltet. Forsyningstjenestene med båt og helikopter vil bli organisert som en del av den etablerte forsyningsvirksomheten i Nordsjøen. Dette vil være norskrevet virksomhet, og leveranseandelen er satt til 100 %.

Kostnader for landorganisasjonen dreier seg i stor grad om bemanningskostnader i Hydros driftsorganisasjon på Sandsli. De kostnadene som her er angitt knytter seg imidlertid til innkjøp av div. driftsmateriell, konsulenttjenester, husleie, etc. Norsk andel av dette er satt til 100 %.

Av Visunds årlige vare- og tjenestebehov kan norsk leveransepotensiale komme opp i hhv. 170 og 140 mill. kroner i olje- og gassproduksjonsperioden, eller ca. 80 - 84 % av totalen.

7.4 Arbeidskraftbehov og sysselsetting

Å realisere Visundprosjektet vil kreve innsats av arbeidskraft direkte og indirekte. En kan i prinsippet skille mellom følgende sysselsettingsvirkninger av prosjektet :

- sysselsetting i operatørselskapet
- leveransegenerert sysselsetting
- konsumgenerert sysselsetting

Behovet for arbeidskraft i Hydros ulike prosjektorganisasjoner under utbygging og drift representerer direkte sysselsettingsvirkninger av prosjektet. Videre genererer behovet for vare- og tjenesteleveranser til utbygging og drift indirekte behov for arbeidskraft.

Inntektene som opptjenes av de ansatte i operatør- og leverandørbedrifter vil i sin tur gi opphav til en alminnelig etterspørsel etter private og offentlige varer og tjenester, som så kan skape ytterligere arbeidskraftetterspørsel og sysselsettingseffekter.

Dette kapitlet begrenser seg til å drøfte mulige sysselsettingseffekter i operatørselskapet og norske leverandørbedrifter.

7.4.1 Utbyggingsfasen

I utbyggingsfasen vil bemanningsbehovet i operatørselskapet Hydro samt i leverandørindustrien være knyttet til prosjektledelse og prosjekteringoppgaver, innkjøp av materialer og utstyr, samt fabrikkasjons- og installasjonsarbeider for plattform, havbunnsinstallasjoner, rørledning og brønnboring.

Som før nevnt vil utbyggingsaktivitetene på Visund etter planen foregå i flere faser, men med den initiale perioden 1996 - 1998 som den tyngste, også bemanningsmessig. I flere perioder fram til ca. år 2020 er det planlagt tilleggsinvesteringer og modifikasjoner, som vil kreve ytterligere innsats av arbeidskraft.

Når det gjelder prosjektledelsesoppgaver, vil Hydro etablere en prosjektorganisasjon med overordnet ansvar for gjennomføring og styring av utbyggingsoppgavene.

For den initiale utbyggingsperioden er behovet anslått til 100 - 150 årsverk for operatørens prosjektledelsesoppgaver, og 5.000 - 6.000 årsverk hos norske leverandører av plattform og havbunnsutstyr.

Arbeidskraftbehovet i senere faser er anslått forholdsmessig til 50 - 100 årsverk i operatørselskapet, og inntil 500 - 1.000 årsverk hos norske leverandører.

7.4.2 Boring og vedlikehold av brønner

I alt 21 produksjons- og injeksjonsbrønner er planlagt boret på Visund i perioden 1997 - 2008. Etter at brønnene er satt i produksjon vil disse kreve løpende vedlikehold over produksjonsperioden. Bemanningsbehovet knyttet til disse aktivitetene vil rette seg mot Hydro internt og mot bore-selskapene. Under oppboring av brønnene vil det være ialt 65 posisjoner på plattformen knyttet til brønnaktiviteter. Dette vil trolig variere mye fra år til år, men det forventes en gradvis

nedtrapping over tid. Med dagens skiftordninger, er det for norsk andel av boreaktivitene, beregnet et totalt bemanningsbehov på brønnsiden på i størrelsesorden 2.000 årsverk over feltets levetid.

7.4.3 Driftsfasen

I driftsfasen vil Hydro etablere en driftsorganisasjon på feltet, og utnytte bemanningen i eksisterende driftsorganisasjon på land.

Operatørens feltorganisasjonen vil bestå av 27 faste posisjoner, og vil pga. skiftordninger ha et totalt bemanningsbehov på 81 personer/årsverk. Dette behovet vil dekkes av allerede ansatt og nyrekrutert personell.

På land vil årlig arbeidskraftbehov totalt være ca. 40 årsverk. Av dette vil 20 årsverk bli utført innenfor Hydros etablerte driftsorganisasjon, mens resten vil kjøpes inn eksternt.

Behovet for vare- og tjenesteleveranser i driftsfasen i tillegg til brønnaktiviteter skaper et arbeidskraftpotensiale i norsk leverandørindustri som kan komme opp i 1.000 - 1.500 årsverk over feltets levetid.

Syssettingsanslagene ovenfor er svært usikre. Om vi likevel angir disse som intervallestimater vil det akkumulerte syssettingspotensialet i Norge kunne bli 12.000 - 15.000 årsverk i utbyggings- og driftsfasen hos operatøren og i norsk leverandørindustri. *Tabell 7-3* oppsummerer disse anslagene.

| | Operatør | | Leverandør | |
|-------------------------------------|----------|----------------------|---------------|-----------------------|
| | Pr. år | Akkumulert | Pr. år | Akkumulert |
| Initiell utbyggingsfase | 30 - 50 | 200 - 250 | 1.000 - 2.500 | 6.000 - 7.000 |
| Boring og brønnvedlikehold | 5 - 15 | 300 - 350 | 25 - 75 | 1.500 - 2.000 |
| Driftsfase: | | | | |
| - Feltaktiviteter (ekskl. brønner): | 80 | 2.000 - 2.300 | 40 - 50 | 1.000 - 1.500 |
| - Landstøtte | 20 | 500 - 600 | 15 - 20 | 500 - 600 |
| Totalt | | 3.000 - 3.500 | | 9.000 - 11.000 |

Tabell 7-3 Visunds arbeidskraftterspørsel (årsverk) innenlands

7.5 Statens inntekter

Statens inntekter i oljevirksomheten tas inn gjennom statens direkte eierandeler i lisensene (SDØE) og gjennom skatter og avgifter på selskapene. Feltøkonomitallene i Kapittel 3.6 er presentert som 100 %-tall som om det bare var ett eierselskap i prosjektet.

Dersom en tar hensyn til at 49,6 % av totalverdiene på Visund tilfaller SDØE direkte, blir fordelingen mellom stat og selskaper som følger: Av en total nåverdi (7 %) på 6,6 mrd. 1995-kroner før skatt, tilfaller 3,3 mrd. kroner staten direkte gjennom SDØE. Av det resterende betales omlag 2,2 mrd. kroner i selskaps- og særskatt. Staten vil dessuten motta ca. 1,5 mrd. kroner i CO₂-avgift. Selskapene vil netto sitte igjen med 1,1 mrd. kroner i nåverdi (7 %).

8 Oppfølging og forslag til avbøtende tiltak

8.1 Oppfølging

I den videre prosjektering vil det bli utarbeidet miljøbudsjetter som vil danne grunnlag for søknader om utslippstillatelse for henholdsvis boring, klargjøring av rørledninger og for produksjon. I denne forbindelse vil det bli gjennomført en rekke vurderinger av bl.a. kjemikalievalg. Myndighetene (SFT) har utarbeidet et system for systematisk miljømessig vurdering av kjemikalier som brukes i petroleumsvirksomheten, kalt CHARM (Chemical Hazard Assessment and Risk Management), som vil kunne benyttes i denne forbindelse.

Hydro deltar innenfor rammen av OLFs miljøarbeid aktivt i flere prosjekter av generell interesse. Ett av disse går ut på å kartlegge potensielle langsiktige effekter av produsert vann.

Før utbyggingen vil det bli gjennomført såkalte "grunnlags"-undersøkelser av bunnfaunaen og de fysio-kjemiske forholdene i sedimentene. I driftsfasen vil det bli gjennomført overvåking med grunnlags-undersøkelsene som referanse. Hydro har aktivt bidratt til å utvikle nye systemer for slik overvåking, som vil være mer kostnadseffektive enn de som har vært i bruk til nå.

Den esterbaserte slamtypen (fiskeoljebasert) som kan være aktuell å bruke på Visund, er nå i ferd med å bli tatt i bruk på Brage. Det blir gjennomført en rekke undersøkelser av miljøeffekter av denne slamtypen, bl.a. ved feltundersøkelser på Brage og ved laboratoriet ved NIVA.

8.2 Avbøtende tiltak

De viktigste aktuelle avbøtende tiltak er allerede vurdert foran i rapporten. Mye av det videre arbeidet vil være knyttet til bearbeiding av anbefalingene fra energianalysen, og vil inngå som en del av den videre forprosjekteringen av Visund. Man vil bl.a. vurdere:

- optimalisering av kompressorkonfigurasjoner og reguleringssystemer
- bruk av gasturbiner konstruert med tanke på lavt NO_x-utslipp
- redusert fakling som følge av resirkulering tilbake til prosessen av gass som kontinuerlig lekker ut i fakkelsystemene ("kald fakkel")
- frekvensstyring av kompressorer og pumper
- installasjoner for å gjenvinne energi fra røykgassen for kraft- eller varmeformål

Som nevnt foran vil en mer detaljert oljevernplan bli utarbeidet senere.

Utover dette vil Hydro vurdere behovet for avbøtende tiltak i lys av de høringskommentarer som kommer inn og som følge av egen miljøoppfølging av prosjektet.

9 Referanser

- /2-1/ Saga; "Snorre konsekvensutredning",
Rev. utgave R-EP-0042, August 1994.
- /2-2/ Saga; "Tordis konsekvensutredning", Desember 1990
- /2-3/ Saga; "Vigdis konsekvensutredning", Februar 1993, Rev. C
- /2-4/ Regional konsekvensutredning (under arbeid - planlegges ferdig oktober 1995).
- /2-5/ Norsk Hydro; "Program for Visund konsekvensutredning", januar 1994.
Dok. nr.: 21-00-NH-X15-00007, Rev. 02M.
- /3-1/ Scandpower; "Safety and emergency preparedness analysis - Njord field development".
Dok. nr.: 18-1A-NN-F15-00501, Rev. 02M.
- /3-2/ Scandpower; "Visund Coarse Risk Analysis", September 1995.
Dok. nr.: 21-00-NN-F15-00012.
- /3-3/ Norsk Hydro; "Dropped object protection of subsea structures",
Dok.nr.: 21-00-NH-K15-00050, Rev. 02M.
- /3-4/ Scandpower, "Frequency of different blowout scenarios and rig pull-off requirements in
blowout situations",
Dok. nr.: 21-00-NN-F15-00010, Rev. 03M.
- /3-5/ Norges Offentlige Utredninger (NOU) 1993:25; "Avslutning av petroleumsproduksjon-
fremtidig disponering av innretninger".
- /4-1/ G.M.Dunnet (Univ. of Aberdeen), R.B.Clark (Univ.of Newcastle); "Impact Assessment
for the Opening of New Areas at the Norwegian Continental Shelf to Oil activities. Revi-
ew of methodology and conclusions". OLF, januar 1994.
- /4-2/ Veritas, E.Sørgård; "SIMPACT evaluering", desember 1993.
- /4-3/ Norsk Hydro; "Konsekvensutredning for Midt-norsk sokkel og Skagerrak - åpning av
nye områder for oljevirkosomhet. Høringsrapport til U&P." E.Hoell et al.,
forskningssenteret, desember 1993.
- /5-1/ Main Ressurs Data Base (MRDB); Database og relevant dokumentasjon.
- /5-2/ Oceanor; "Statistical oil drift simulation Visund",
Dok. nr.: 21-00-NN-F15-100011, Rev. 01M.
- /5-3/ Norsk Hydro; "Visund Database",
Dok. nr.:21-00-NH-K15-00031, Rev. 06M.
- /5-4/ NINA, Kaspersen, T.E; "Sjøfugler i influensområdet til oljefeltet Vigdis", 1992.
Oppdragsmelding 144.
- /5-5/ Direktoratet for naturforvaltning, Follestad et. al.; "Svømmetrekk av alke og lomvi i
Nordsjøen juli 1986 og juli 1987", September 1987.
- /5-6/ Direktoratet for Naturforvaltning, Follestad, A.; "Om sjøfuglressursene i influensområ-
det til oljefeltet Snorre", 1987.

- /5-7/ Norsk Hydro; "Visund Energianalyse", Dok. nr.: 21-00-NH-F15-00019.
- /5-8/ OLF Env. Prog.; "Hydroelectric Power from Shore", mars 1993.
- /5-9/ OLF Miljøprogram Fase 2, "Sammendragsrapport", mars 1993.
- /5-10/ Kværner; "Removal of CO₂ from Offshore Gas Turbine Exhaust, Phase III", 1995.
- /5-11/ Norsk Hydro; "Coarse assessment of pollution",
Dok. nr.: 21-00-NH-F15-00017, Rev. 02M.
- /5-12/ OLF Environmental Programme. Phase 2, Project C04; "Gas Flaring Analysis", Aker
Engineering a.s, february 1993.
- /5-13/ Norsk Hydro; "Oseberg feltcenter forstudie installasjon av kaldfakkel", 16.01.1995,
Dok. nr.: NHT-X-00129, Rev. 01M.
- /5-14/ OLF Env. Prog; "Reduction in Emissions from Offshore Loading", mars 1993.
- /5-15/ Statoil; Reidar Vik, pers. meddelelse.
- /5-16/ Det Norske Meteorologiske Institutt. "Modelling the effect of VOC emissions from the
Vigdis field on ozone concentrations in Europe", Simpson, D., juli 1992.
- /5-17/ Det Norske Meteorologiske Institutt; "Spredning og nedfall av NO_x-nitrat fra utslipp på
Vigdis-feltet". Saltbones, J., august 1992.
- /5-18/ SFT; "Nitrogen som bidragsyter til forurening",
Rapport nr. 351/89
- /5-19/ SFT; "Overvåking av langtransportert forurenset luft og nedbør. Årsrapport 1992", sep-
tember 1993
- /5-20/ NIVA; "Tålegrenser for overflatevann", 05.11.1992
- /5-21/ SFT; "Forurensning i Norge 1994", juni 1994
- /5-22/ SFT; "Fiskestatus. 1000-sjøers undersøkelsen 1986", juni 1988.
- /5-23/ Geocare; "Environmental assessment of re-injection of produced water into the Utsira
sand, block 34/8". Dok. no.: 21-00-NN-F15-00005, Rev. 02M.
- /5-24/ Norsk Hydro; "Visund: environmental impact and different solutions for discharge of
produced water".
Dok. nr.: 21-00-NH-F15-00008, Rev. 02M.
- /5-25/ Norsk Hydro Bergen, G.Furnes; "Visund: Produsert vann spredningsberegninger",
2.5.1995. Da. nr.: VS9500361.
- /5-26/ Statoil forskningscenter; "Fate and effects of produced water discharges from Statfjord
and Gullfaks", S.Johnsen, , Trondheim, 1994.
- /5-27/ EP Forum; "North Sea Produced Water: Fate and Effects in the Marine Environment",
mai 1994.

- /5-28/ D.F. Boesch & N.N. Rabalais, Louisiana Univ.; "Long-Term Environmental Effects of Offshore Oil and Gas Development", 1987
- /5-29/ Allfors AVH, OLF; "Environmental effects of barite mud in offshore drilling operations", januar 1993.
- /5-30/ Kjelforeningen Norsk Energi, OLF; "Emission and discharges from well testing", februar 1993.
- /5-31/ Norsk Hydro: "Recommended data dossier - Part 1 - Subsea and downhole equipment", Dok.nr.: NHT-F15-000047, Rev. 01.
- /5-32/ Norsk Hydro; "Leakage of crude oil from the subsea production systems at Visund" Id. Nr.: VS9500282.
- /5-33/ NOU 1991:15; "Om miljøsikkerhet i innseilingsleder".
- /5-34/ Nærings- og energidepartementet; "Åpning av Trøndelag I Øst, Nordland IV, V, VI og VII. Mørebassenget, Vøringbassenget I og II for letevirsomhet. Konsekvensutredning for miljø, naturressurser og samfunn".
- /5-35/ J.A. Børresen, "Olje på havet", 1993
- /5-36/ Sluttrapport fra HELP, P. Fossum, V. Øiestad, Havforskningsinst. "De tidlige livsstadier hos fisk i møte med trusselen fra petroleumsvirksomheten", 1993.
- /5-37/ Norsk Hydro; "Miljørisikoanalyse for Visund", Dok. no.: 21-00-NH-F15-00020.
- /5-38/ Norsk Hydro, forskningssenteret; "Erfaringer fra store oljesøl". E. Hoell, H. Westin (NH forskn.senter) og K.I. Ugland (Univ. i Oslo), juli 1993.
- /5-39/ Oljedirektoratet, "Årsberetning 1993".
- /5-40/ North Sea Task Force; "North Sea Quality Status Report", 1993.
- /5-41/ Oceanor; "Spredning av produsert vann i Tampenområdet", OCN R-95027, juli 1995.
- /6-1/ Asplan Analyse; "Utbygging av Visund. Virkninger for fiskeriene", Dok. nr.: 21-00-NN-F15-00009, Rev. 02M.
- /6-2/ Barlindhaug; "Fiskeriaktiviteten på Snorre-feltet, blokkene 34/4 og 34/7", 1987.
- /6-3/ Barlindhaug; "Fiskeriaktiviteten på Tordis-feltet, blokkene 34/7", 1987.
- /6-4/ Barlindhaug; "Fiskeriaktiviten på Statfjord nord og øst", september 1989.
- /6-5/ Agenda; "Økonomiske konsekvenser av olje- og gassvirksomhet for fiskerinæringen", 12.mai 1995.
- /6-6/ The Scottish Office, Edinburgh 1994; "The environmental impact of the wreck of Braer".
- /7-1/ Norsk Hydro; "Njord Konsekvensutredning", Dok. nr.: 18-00-NH-X15-00501, Rev. 03M.