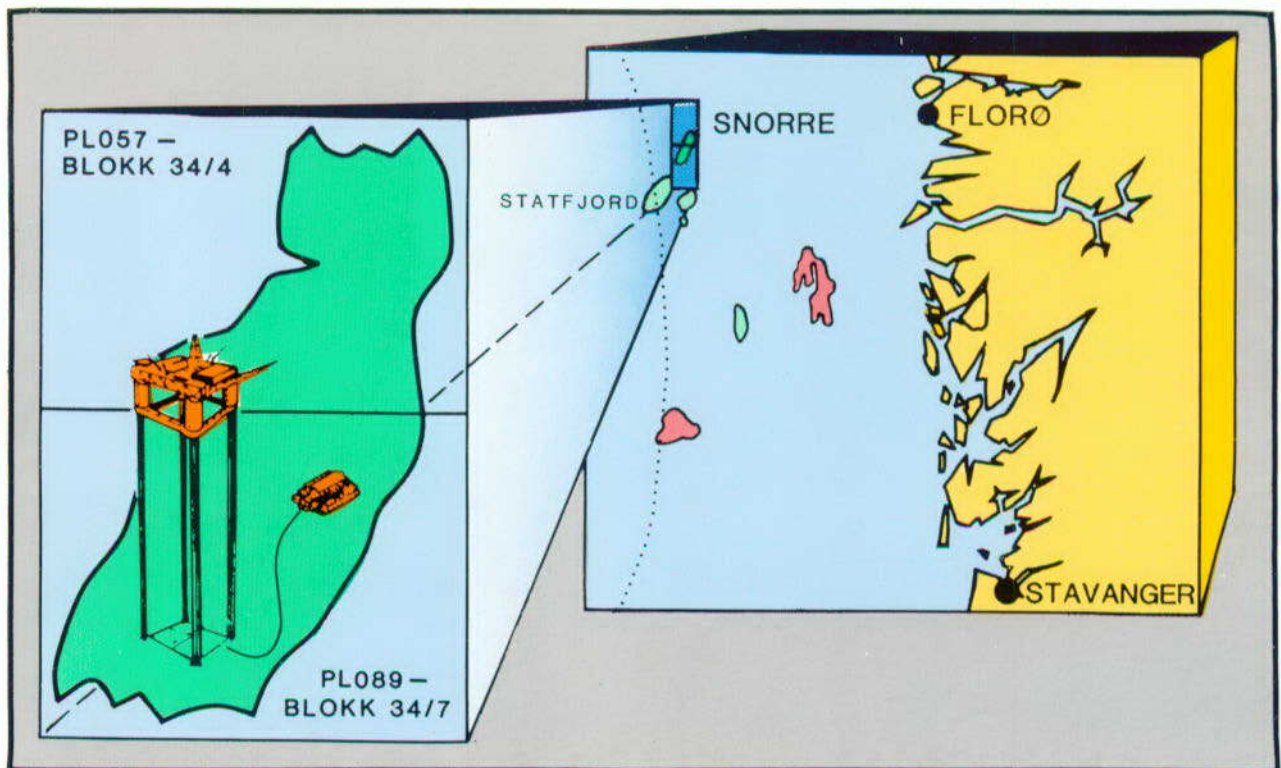




Snorre-feltet Plan for utbygging og drift

Vedlegg 6 – Konsekvensutredningen



R-DD-018
August 1987





Dokument id. : R-DD-018
 Referansekode : 4131
 Dato : August 1987
 Revisjonsnummer :
 Revisjonsdato :
 Tekstbehandling :

Rapport tittel

SNORRE-FELTET - PLAN FOR UTBYGGING OG DRIFT
 Vedlegg 6, Konsekvensutredningen

Forfatter (e)

Snorre Team Organization

Sammendrag

Konsekvensutredningen er et vedlegg til "Plan for utbygging og drift av Snorre-feltet". Den er utarbeidet i forbindelse med Saga Petroleum a.s.' søknad på vegne av rettighetshaverne på blokk 34/4 og 34/7 om en samordnet utbygging av feltet.

Konsekvensutredningen gir et sammendrag av denne planen, og redegjør for prosjektmessige, sosioøkonomiske og miljømessige problemstillinger og påregnelige virkninger under utbygging og drift.

En avveining mellom de positive og negative virkninger ved utbygging av Snorre viser at gjennomføringen i henhold til gitte forutsetninger og planer vil gi betydelige, positive nettoeffekter for landet som helhet, for Stavanger- og Flørø-regionene der driftsorganisasjonen er planlagt lokalisert, og for rettighetshaverne.

Utredningen bygger på et omfattende planleggings- og utredningsarbeide, dels gjennomført av Saga, dels av eksterne konsulenter. Arbeidet er utført i henhold til et utredningsprogram som tidligere har vært forelagt oppnevnte høringsparter.

Emneord

Snorre, Plan for utbygging og drift, Konsekvensutredning, sosioøkonomiske virkninger, biofysiske påvirkninger

Tilgjengelighet

Åpen

Saga og partnere

Intern

Konfidensiell

Org.enhet	Dev. Planning	Exploration	Tech. Development	Proj. Control & Systems	Proj. Execution Planning	Contracts & Procurement	Team Org. direktører
Gjennomgått	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>
Akseptert	<i>[Signature]</i>	<i>N.B. Hollander</i>	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>
Godkjent	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>

Hovedkontor Head Office Oslo
 Adresse Address
 Maries vei 20
 Postboks 9
 1322 Høvik
 Norway

Telefon Telephone
 Nasjonalt (02) 12 01 11
 Intern + 47 2 12 01 11

Teleks Telex
 18852 Saga n
 Faksimile Facsimile
 Nasjonalt (02) 53 99 00
 Intern + 47 2 53 99 00

Avd. kontor Regional Office Stavanger
 Adresse Address
 Postboks 117
 4033 Forus
 Norway

Telefon Telephone
 Nasjonalt (04) 57 66 55
 Intern + 47 4 57 66 55

Teleks Telex
 33244 sagap n
 Faksimile Facsimile
 Nasjonalt (04) 57 02 61
 Intern + 47 4 57 02 61

SNORRE KONSEKVENsutREDNING

INNHOLDSFORTEGNELSE

FORORD

1 SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER

1.1 UTBYGGINGSLØSNING

1.2 ØKONOMISKE FORHOLD

1.3 SOSIOØKONOMISKE VIRKNINGER

1.3.1 Utbygging

1.3.2 Drift

1.3.3 Samordningseffekter Snorre-Statfjord

1.3.4 Fisket

1.4 BIOFYSISKE PÅVIRKNINGER

1.4.1 Virkninger på miljøet under regulær drift

1.4.2 Effekter på miljøet av et større oljeutslipp

2 INNLEDNING

2.1 KONSEKVENsutREDNING - BAKGRUNN OG FORMÅL

2.2 UTREDNING SARBEIDET

2.2.1 Utredningsprogram

2.2.2 Underlagsstudier

3 PLAN FOR UTBYGGING OG DRIFT

3.1 HISTORIKK

3.1.1 Beliggenhet

3.1.2 Rettighetshavere

3.1.3 Utforskning

3.1.4 Evaluering

3.1.5 Drivverdighet

3.1.6 Søknad om samordnet utbygging

3.2 GEOLOGI OG RESERVOAR

3.2.1 Snorre

3.2.2 Andre funn og prospekter

3.3 UTBYGGINGSLØSNINGER

3.3.1 Rammebetingelser

3.3.2 Utbyggingsstrategi

3.3.3 Produksjonsforløp

3.3.4 Olje- og gassavtak

3.4 FELTINSTALLASJONER

3.4.1 Plattform

3.4.2 Undervannsproduksjonssystem

3.4.3 Eksportørledninger

3.5 PROSJEKTGJENNOMFØRING

3.5.1 Tidsplan

3.5.2 Prosjektorganisasjon

3.5.3 Kvalitetssikring

3.5.4 Kontraktsfilosofi

3.6 DRIFT

3.6.1 Produksjon

3.6.2 Koordinering mellom Snorre og Statfjord

3.6.3 Logistikk

3.7 SIKKERHET OG BEREDSKAP

3.7.1 Sikkerhetstyring

3.7.2 Sikkerhetsvurdering

3.7.3 Beredskap for personell

3.7.4 Beredskap for oljesøl

4 ØKONOMISKE FORHOLD

4.1 ANTAKELSER OG FORUTSETNINGER

4.2 KONTANTSTRØMMER

4.3 ØKONOMISKE RESULTATER

5 VIRKNINGER FOR NORSK INDUSTRI OG ANNEN NÆRINGSVIRKSOMHET

5.1 UTBYGGINGSFASEN

5.1.1 Investeringer

5.1.2 Behov for arbeidskraft - fase 1

5.1.3 Norsk industris deltakelse

5.1.4 Kompetanseutvikling

5.2 DRIFTSFASEN

5.3 SAMORDNINGSEFFEKTER SNORRE - STATFJORD

6 LOKALISERING AV DRIFTSORGANISASJON

6.1 BAKGRUNN OG UTREDNINGSARBEID

6.2 DRIFTSORGANISASJON

6.3 LOKALISERINGSVURDERINGER

6.3.1 Lokaliseringskriterier

6.3.2 Vurdering av alternative lokaliseringssteder

6.3.3 Arbeidsfordeling mellom Florø og Stavanger

6.3.4 Muligheter for overflytting av ytterligere aktiviteter
til Nordvestlandet

6.4 FORUTSETNINGER OG KONSEKVENSER PÅ LOKALISERINGSSTED

6.4.1 Stavanger

6.4.2 Florø

7 MARINE MILJØFORHOLD OG SÅRBARHET

- 7.1 OLJEFORURENSNING I NORDSJØEN**
- 7.2 INFLUENSOMRÅDET FOR SNORRE-FELTET**
- 7.3 GRUNN- OG MILJØFORHOLD PÅ FELTET**
- 7.4 SÅRBARE FISKERESSURSER**
- 7.5 SJØFUGL**
- 7.6 AKVAKULTUR**
- 7.7 ANDRE SÅRBARE RESSURSER LANGS KYSTEN**

8 VIRKNINGER FOR FISKET OG MARINE FORHOLD

- 8.1 FISKET**
 - 8.1.1 Innledning
 - 8.1.2 Fiskeriaktiviteten på Snorre-feltet
 - 8.1.3 Tekniske installasjoner på havbunnen
 - 8.1.4 Konsekvenser for fisket av en Snorre-utbygging
- 8.2 MILJØKONSEKVENSER VED REGULÆR DRIFT**
 - 8.2.1 Boreslam
 - 8.2.2 Borekaks
 - 8.2.3 Produsert formasjonsvann
- 8.3 MILJØKONSEKVENSER AV STØRRE OLJEUTSLIPP**
 - 8.3.1 Utslipp av større kvanta olje
 - 8.3.2 Mulige effekter for sårbare fiskeressurser
 - 8.3.3 Mulige effekter på sjøfugl
 - 8.3.4 Mulige effekter på nære kystområder
 - 8.3.5 Effekt av oljevern
- 8.4 OPPFØLGENDE ARBEID OG OVERVÅKNINGSPROGRAM**

REFERANSER

VEDLEGG 1: Brev til Saga Petroleum a.s. fra
Mekaniske Verksteders Landsforening

FORORD

Saga Petroleum a.s. startet arbeidet med konsekvensutredningen for Snorre høsten 1986. Et utkast til utredningsprogram ble lagt fram for Olje- og energidepartementet i januar 1987. Programmet ble oppdatert våren 1987 etter en høringsrunde med berørte departementer, fylkeskommuner, Midt-Norsk Oljeråd og Noregs Fiskerlag.

Utredningsprogrammet tok blant annet utgangspunkt i at Saga Petroleums søknad om lokalisering av driftsorganisasjon for Snorre ville bli avgjort av Stortinget i løpet av våren 1987 basert på omfattende utredninger utført fra 1984 til 1987. Regjeringen besluttet imidlertid å behandle lokaliseringssted samtidig med en utbyggingssøknad for Snorre.

I konsekvensutredningen er det tatt med hovedpunktene i Sagas tidligere vurderinger og anbefaling om en delt lokalisering av driftsorganisasjonen mellom Stavanger og Florø. Bemanningsbehovet for driftsorganisasjonen er oppdatert basert på en bedre definisjon og utforming av anleggene til havs. Den relative fordeling mellom driftsenhetene på land er opprettholdt.

Forøvrig er konsekvensutredningen utført i samsvar med Petroleumsloven og de generelle retningslinjene Olje- og energidepartementet utga våren 1987 og utifra at Snorre er lokalisert i et område med etablert petroleumsvirksomhet siden tidlig 1970.

1 SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER

Konsekvensutredningen legges fram som et vedlegg til søknaden fra Saga Petroleum a.s. på vegne av rettighetshaverne i blokk 34/4 og 34/7 om en samordnet "Plan for utbygging og drift av Snorre-feltet". Et sammendrag av planen presenteres og det blir redegjort for sentrale prosjektmessige, sosioøkonomiske og miljømessige problemstillinger og sannsynlige virkninger knyttet til planens gjennomføring.

En avveining mellom de positive og negative virkninger ved utbygging av Snorre viser at gjennomføringen i henhold til gitte forutsetninger og planer vil gi betydelige, positive nettoeffekter for landet som helhet, for Stavanger- og Florø-regionene der driftsorganisasjonen vil bli lokalisert og for rettighetshaverne.

1.1 UTBYGGINGSLØSNING

Snorre er et stort oljefelt med små mengder oppløst gass. Feltet ligger i blokkene 34/4 og 34/7 i den nordlige delen av Nordsjøen, ca. 150 km vest av Florø. Utbyggingen vil finne sted på havdyp varierende fra 310 m til 360 m og er planlagt gjennomført i to faser.

Fase 1 omfatter en strekkstagsforankret plattform (TLP) lokalisert sør på feltet og et undervanns-produksjonsanlegg installert sentralt på feltet. Plattformen har anlegg for delvis prosessering av olje og gass. Undervanns-anlegget er fjernstyrt med brønnstrømsoverføring av produksjonen til plattformen. Sluttprosessering og utskipning av olje er planlagt utført på Statfjord-feltet. Disponering av den assosierte gassen fra Snorre er basert på en opsjonsavtale med Statfjord-gruppen der gassen blir solgt til Statfjord-gruppen som drivstoff og for å erstatte operative tap ved Statfjordfeltets egen gassproduksjon. Eventuelt mer lønnsomme alternativer for gassdisponering vil bli søkt utviklet.

Fase 2 har to utbyggingsmuligheter. En opsjon (A) innebærer flytting av plattformen til den nordlige delen av feltet etter at det sørlige området er drenert. Den andre opsjonen (B) medfører en videreutbygging av feltet med to nye undervanns-produksjonsanlegg.

Begge opsjoner er likeverdig bearbeidet. Reservoarets produksjonsegenskaper og tekniske driftserfaringer fra fase 1 vil bli vurdert før det velges utbyggingsløsning for fase 2. En beslutning vil baseres på en oppdatert plan og forventes tidligst i 1994.

Prosjektstart er planlagt i 4. kvartal 1987, forutsatt Stortingets godkjenning. Prosjektkontor vil bli opprettet i Oslo-regionen og hos hovedkontraktørene.

Det er beregnet at produksjon vil komme i gang i løpet av 3. kvartal 1992. Produksjonsperioden vil strekke seg fram til 2011-2014, avhengig av utbyggingsløsning for fase 2. Feltet vil totalt produsere 119-122 millioner Sm³ olje, med en toppproduksjon på ca. 27000 Sm³ olje pr. dag som gjennomsnitt over året. Totalt salgsvolum av tørr gass er anslått til ca. 7 milliarder Sm³, og av kondensat (NGL) til ca. 3.3 millioner tonn.

1.2 ØKONOMISKE FORHOLD

Med en konstant realpris på 1040 NOK/Sm³ olje, tilsvarende omtrent 22 USD/fat, er bruttoverdien av produsert olje og gass på Snorre-feltet anslått til 134-137 milliarder kroner. Prosjektet har en beregnet netto nåverdi før skatt på 13 til 21 milliarder kroner ved henholdsvis 10% og 7% reell kalkylerente. Prosjektøkonomisk lønnsomhet etter skatt illustreres ved en reell internrente i underkant av 14%. Prosjektet vil isolert sett betale skatter i størrelsesorden 36-44 milliarder kroner, basert på den samme prisforutsetningen.

1.3 SOSIOØKONOMISKE VIRKNINGER

1.3.1 Utbygging

Totale investeringer for en full utbygging er anslått til 28-31 milliarder kroner. Av dette utgjør Fase 1 20.9 milliarder kroner.

Snorre-utbyggingen vil gi oppdrag til prosjekteringsbedrifter umiddelbart etter prosjektstart. Forutsatt Stortingets godkjenning i løpet av høsten 1987, kan de første innkjøpsordrer bli satt ut i siste halvdel av 1988. Kontraktsfilosofien innebærer en oppdeling av prosjektet ut fra intensjonen om at norsk industri skal gis muligheter til å konkurrere om oppdragene.

Utbyggingsløsningen for Snorre-feltet inneholder vesentlige elementer av ny teknologi. Prosjektet vil kunne bli et viktig referanseprosjekt for fremtidig norsk og internasjonal petroleumsutbygging på dypt vann. I nært samarbeid med Mekaniske Verksteders Landsforening har Saga etablert kontakt med et stort antall norske verksteds- og leverandørbedrifter for å trekke norske bedrifter tidlig inn i prosjektet, både med tanke på utvikling av tekniske løsninger og fremtidige leveranser til utbyggingsprosjektet.

Utbyggingsprosjektet er i fase 1 forventet å gi en samlet sysselsetting på 9400 årsverk, med en topp i 1990 på rundt 3450 årsverk.

Oppdrag for prosjektering og fabrikasjon av plattformen utgjør henholdsvis ca. 1650 og 5050 årsverk. For prosjektering, fabrikasjon og installasjon av undervannsproduksjonssystem og feltledninger er behovet beregnet til ca. 450 årsverk. For eksportsystemer, stigerør, marine operasjoner og ferdigstilling er behovet anslått til 750 årsverk. Til prosjektstyring er det anslått å medgå vel 1500 årsverk.

1.3.2 Drift

Driftsorganisasjonen, Snorre Produksjon, vil bli delt mellom Stavanger, Florø og sokkelen og er forventet å sysselsette vel 600 personer. I tillegg er det beregnet kjøp av

varer og tjenester fra petroleumsrelatert industri og næringsvirksomhet i størrelsesorden 550-850 millioner kroner pr. år. I hovedsak retter denne etterspørselen seg mot innkjøp i Norge.

Et bedre definisjonsnivå for utforming og drift av anleggene til havs har resultert i et mer effektivt driftsopplegg og et noe lavere bemanningsbehov enn tidligere forventet. Den faste sokkelbemanningen vil i gjennomsnitt være ca. 390 personer. I tillegg vil det bli benyttet ca. 100 årsverk fra kontraktørselskaper for å dekke arbeidstopper.

Landdelen av Snorre Produksjon vil ha driftsenheter plassert i Stavanger og Florø, og er forventet å ha ca. 210 Saga-ansatte.

Driftsenheten i Stavanger vil ha ca. 155 Saga-ansatte. Behovet for nyansettelser er ca. 90 personer utover de 65 personer som Saga allerede har i Stavanger. Rekrutteringen ventes i stor grad å bli gjennomført lokalt. I Stavanger-regionen vil Snorre driftsorganisasjon kunne fange opp noe av nedgangen i sysselsettingen på grunn av utfasing av eksisterende petroleumfelt. Dermed vil Snorre bidra til å bevare såvel fagmiljøet som servicenæringen og infrastrukturen innen oljenæringen i Rogaland.

Driftsenheten i Florø vil gjennomsnittlig beskjeftige ca. 80 personer, derav 55 ansatt i Saga og 25 personer innleid fra lokale kontraktører til den daglige drift. I tillegg vil det i Florø være behov for 40 årsverk i forbindelse med vedlikehold og reparasjon av utstyr innsendt fra produksjonsanleggene. En vesentlig del av arbeidet vil kreve tildels høy teknisk kompetanse. Driftsenheten vil årlig foreta innkjøp av varer for ca. 200 millioner. Enheten vil også stå for innkjøp av en del vedlikeholds- og forpleiningstjenester som utføres på feltet. Dette behovet er anslått til rundt 75 årsverk.

1.3.3 Samordningseffekter Snorre-Statfjord

Snorre-utbyggingen innebærer omfattende bruk av eksisterende infrastruktur på sokkelen. For å oppnå kostnadsbesparelser vil oljen bli sluttprosessert, lagret og lastet på Statfjord-feltet, der det er ledig kapasitet for den perioden Snorre-feltet vil være i produksjon. Sammenlignet med en tradisjonell, selvstendig utbygging, er netto reduksjon i investeringer anslått til 2.2 milliarder kroner i tillegg til forventede driftsbesparelser for de to feltene samlet. Direkte samfunnsøkonomiske besparelser er beregnet til 1.4-1.7 milliarder kroner, uttrykt som økt netto nåverdi før skatt ved 7% kalkylerente, forutsatt at feltet bygges ut i henhold til den foreslåtte tidsplanen. Eventuelle utsettelse av prosjektet kan gi betydelige reduksjoner i samordningsgevinster.

1.3.4 Fisket

Virkingen på fisket ved en utbygging av Snorre er vurdert til å være liten.

Hovedtråltrekket langs Egga krysser blokk 34/7 mellom området for Snorre-plattformen og Statfjord-feltet. Den største aktiviteten av konsumtrål foregår sør for Snorre-feltet på havdyp fra 150 til 300 m. Noe industritråling foregår ned til 400 m dybde og krysser

selve Snorre-feltet. Linefisket drives på begge blokkene med størst aktivitet i blokk 34/4. Andre fangstformer som garn, ringnot og snurrevad drives i hovedsak vest og sør av Snorre-feltet.

Brutto årlig fangstverdi på de to blokkene er grovt beregnet til vel 6 mill. kroner, fordelt med ca. 5 mill. i blokk 34/7 og vel 1 mill. i blokk 34/4.

Rundt plattformen vil det i henhold til petroleumsloven bli opprettet en sikkerhetsone med radius 500 m. Det vil også bli søkt om å innføre en begrensningssone rundt undervannsproduksjonsanleggene. Økonomiske konsekvenser for fisket som følge av disse begrensningssonene forventes å bli små.

Påvirket fangstareal på grunn av Snorre-utbyggingen er beregnet til å utgjøre maksimalt 4-8% av det totale arealet for de to blokkene, avhengig av hvilken utbyggingsløsning som velges. Det er i hovedsak tråling som vil bli berørt. Arealbeslagene ventes ikke å gi noen negative sysselsettingseffekter i fiskerinæringen.

Olje- og gassrørledningene mellom Snorre- og Statfjord-feltet krysser et aktivt trålfelt, og vil blant annet av den grunn bli grøftet ned i sjøbunnen. Oljeledningen er planlagt nedgravd. Det ventes ikke negative konsekvenser for trålfisket av disse rørtraséene.

Feltledninger mellom plattform og undervannsanlegg samles innenfor en 31 1/2" (ca. 0.8 m) rørmantel av stål fri for hefter. Trållaktiviteten som eventuelt kan berøres er liten i det aktuelle området. Linefisket og fiske med annen redskap vil ikke komme i konflikt med rørtraséene.

1.4 BIOFYSISKE PÅVIRKNINGER

Sårbare ressurser og kystområder er kartlagt og statistiske analyser av drivbaner for større oljeutslipp er utført. De lokale vind- og strømforholdene langs kysten gjør det vanskelig å avgrense sårbare områder nøyaktig.

1.4.1 Virkninger på miljøet under regulær drift

Utslipp under regulær drift forventes bare å ha lokal påvirkning.

Kaks boret med oljebasert slam vil bli rensset, slik at maksimalt innhold av hydrokarboner bringes under kravet på 10% tørr vekt. Hydrokarbonforurensning av sjøvannet gjennom disse utslippene forventes å bli små, og vil foregå langsomt.

Formasjonsvann vil bli separert fra brønnstrømmen, rensset og sluppet ut fra plattformen. Hydrokarboninnholdet i utslippsvannet ventes i gjennomsnitt å ligge på halvparten av det som Statens Forurensningstilsyn tillater.

Med produsert vann kan det bli sluppet ut en del kjemikalier og polare forbindelser. Kjemisk sammensetning og mengder utslipp er ennå ikke kjent. Saga vil vurdere disse forholdene nærmere i søknad om bruk- og utslippstillatelse.

1.4.2 Effekter på miljøet av et større oljeutslipp

Det er beregnet at risikoen for uhell ved den planlagte Snorre-utbyggingen ikke skiller seg ut fra det risikonivået en finner ved annen petroleumsvirksomhet på norsk sokkel. Utbyggingen vil finne sted i et område med omfattende oljevirkosomhet både i norsk og britisk sektor. Innenfor en radius av ca. 50 km fra Statfjord-feltet er det allerede installert 20 plattformer fordelt på 11 felt. Snorre-plattformen vil bare være en av flere som er planlagt installert. Snorre-utbyggingen vil ikke eksponere nye geografiske områder for mulig forurensing, og prosjektets bidrag til totalrisikoen for oljeforurensing er liten.

For Snorre-feltet er det vurdert konsekvenser av en utblåsning på 9500 tonn olje/dag med varighet 10 dager. Under et slikt utslipp er sannsynligheten for at olje kan strande på norskekysten beregnet til ca. 70% . Avhengig av vind og strømforhold, kan denne oljen nå land et sted på kyststrekningen fra Hardangerfjorden til grensen mellom Sør- og Nord-Trøndelag.

Det er kun i begrensede områder skadelige konsentrasjoner av olje vil finnes nedblandet i sjøen. Effekten på sårbare fiskeressurser ventes derfor å være liten.

Innenfor influensområdet av Snorre-feltet finnes flere viktige hekkeplasser og overvintringsområder for sårbare sjøfuglarter. Datagrunnlag om bestandstørrelser er begrenset, og det er vanskelig å bestemme sammenhengen mellom mengde olje på sjøen og skadeomfang. En ytterligere beskrivelse av eventuelt skadeomfang og langtidseffekter på sjøfugl er derfor vanskelig å gi.

Oppdrettsnæringen er av betydning for økonomien i kyst-Norge, og antall anlegg ventes å øke. Anleggenes beliggenhet, ofte langt ute i skjærgården, gjør dem utsatt for inndrift av olje. På grunn av lokale vind- og strømforhold langs kysten er det vanskelig å forutsi og avgrense eksakt de utsatte områdene. Utredningen har derfor vurdert skadekonsekvenser kvalitativt. Den såkalte "renommé-effekten", dvs. vanskeligheter med avsetning av fisk fra områder som har vært eksponert for olje, sammen med skader på grunn av tilsøling av utstyr og anlegg, antas å representere de største negative konsekvenser.

2 INNLEDNING

2.1 KONSEKVENsutREDNING - BAKGRUNN OG FORMÅL

Når en petroleumsforekomst ønskes utbygd, pålegger Lov om Petroleumsvirksomhet av 1985 rettighetshaverne å legge fram en utførlig "Plan for utbygging og drift" (PUD). Petroleumslovens forskrifter §15 krever et særskilt vedlegg til planen, omtalt som Konsekvensutredningen, som har følgende formål (Ref. 1):

- Gi et sammendrag av Plan for utbygging og drift
- Belyse de vesentlige fordeler og ulemper gjennomføringen av planen antas å ha for annen næringsvirksomhet og almene interesser
- Framskaffe et allsidig beslutningsgrunnlag slik at Stortinget kan fatte et prinsipielt vedtak.

2.2 UTREDNINGSARBEIDET

2.2.1 Utredningsprogram

I januar 1987 la Saga frem et utkast til konsekvensutredningsprogram. Det redegjorde for planlagt innhold og omfang, og beskrev spesifikt hvilke problemstillinger som ble ansett som vesentlige i utredningssammenheng. Programmet ble sendt på høring til berørte departementer, fylkeskommuner og organisasjoner. Med utgangspunkt i kommentarer fra høringsinstansene utarbeidet Saga et endelig program våren 1987 (Ref. 3).

Sentrale problemstillinger for konsekvensutredningen har vært:

- Fornuftig ressursutvinning
- Verdiskapning for samfunn, berørte regioner og deltakere
- Norsk industris medvirkning og kompetanseutvikling
- Samordningsgevinster ved utnyttelse av etablert infrastruktur på sokkelen
- Lokalisering av driftsorganisasjonen
- Marine miljøforhold og sårbarhet
- Fiskeri og innvirkning p.g.a. planlagte installasjoner
- Miljøkonsekvenser av regulære og større oljeutslipp på sårbare ressurser til havs og langs kysten

2.2.2 Underlagsstudier

Konsekvensutredningen bygger på et omfattende planleggings- og utredningsarbeid i perioden 1984-87. Delvis er dette arbeidet gjennomført av Saga, delvis er det benyttet eksterne konsulenter. Konsekvensutredningen søker å dekke konklusjonene fra utredningsarbeidet, og gir konkrete referanser til de ulike studiene.

Ved vurdering av biofysiske forhold er det tatt utgangspunkt i at Snorre-feltet ligger i et område av Nordsjøen som ble åpnet for petroleumsvirksomhet allerede tidlig i 1970-årene, og hvor det idag er utbygget eller under utbygging en rekke felt både på norsk og britisk side av sokkelen. Utredningsarbeidet har dessuten vist at Snorre-utbyggingen ikke eksponerer nye geografiske områder for mulig forurensning av eventuelt store oljeutslipp, sammenlignet med de felt i området som allerede er utbygd. Kartlegging av biofysiske forhold langs kysten er av den grunn basert på sammenstilling av eksisterende og alment tilgjengelige data.

Konsekvenser for fisket er derimot direkte knyttet til geografisk lokalisering av det enkelte felt, dets planlagte utbyggingsløsning og fiskeaktiviteten i området. Saga har derfor gjennomført en omfattende studie for å kartlegge fangstmønster nær Snorre-feltet og for å vurdere mulige konsekvenser ulike utbyggingsløsninger kan ha på fisket (Ref. 4).

Når det gjelder andre sosioøkonomiske forhold, anser Saga mulige virkninger av utbyggingen for norsk industri og annen næringsvirksomhet som viktig.

Arbeidet med å utrede lokalisering av driftsorganisasjonen startet allerede i 1984 og finnes dokumentert i to rapporter (Ref. 5 og 6). Fra høsten 1986 ble utredningen koordinert med myndighetene gjennom en arbeidsgruppe bestående av representanter fra Olje- og energidepartementet, Kommunal- og arbeidsdepartementet, Distriktenes Utbyggingsfond og Saga Petroleum (Ref. 7).

3 PLAN FOR UTBYGGING OG DRIFT

3.1 HISTORIKK

3.1.1 Beliggenhet

Snorre-feltet ligger i blokkene 34/4 og 34/7, ca. 150 km vest av Florø. Vanddyptet varierer mellom 290 m og 385 m, økende fra sørvest mot nordøst.

Utbyggingen av Snorre vil finne sted i et område som tidlig i 1970-årene ble åpnet for leteboring og utbygging både på norsk og britisk side av grenselinjen. Innenfor en avstand av ca. 50 km fra Statfjord-feltet finnes idag 11 utbygde petroleumfelt med ialt 20 produksjonsplattformer (Figur 3-1).

3.1.2 Rettighetshavere

Blokk 34/4 ble tildelt som utvinningstillatelse 057 i 1979, blokk 34/7 som utvinningstillatelse 089 i 1984. Rettighetshavere er:

<u>Rettighetshavere</u>	<u>Eierandeler - %</u>	
	<u>057</u>	<u>089</u>
Saga Petroleum a.s. (operatør)	15	10
Amerada Hess Norwegian Exploration A/S	5	-
Amoco Norway A/S	10	-
Deminex (Norge) A/S	15	4
Den norske stats oljeselskap a.s. (Statoil)	50	50
Det Norske Oljeselskap A/S (DNO)	-	1
Elf Aquitaine Norge A/S	-	8
Esso Exploration and Production Norway A/S	-	15
Norsk Hydro Produksjon a.s.	-	12
Texas Eastern Norway A/S	5	-

Ved tildeling av utvinningstillatelse 089 ble Esso oppnevnt som Sagas samarbeidspartner på blokk 34/7 og på Snorre-feltet. I juni 1984 opprettet de to selskapene en egen organisasjon, Snorre Team Organization, for gjennomføring av utforsking og utarbeidelse av utbyggingsplaner.

Utbyggingen av feltet vil bli samordnet mellom rettighetshaverne i begge berørte utvinningstillatelser.

3.1.3 Utforskning

Første funn ble gjort i 1979, og hittil er det boret i alt 17 brønner på de to blokkene. 11 av brønnene er boret på selve Snorre-feltet, og det er påvist olje med assosiert gass i alle disse. Oljen er påvist i Staffjord- og Lundeforvasjonene.

Det er også påvist mindre oljeforekomster i tre satellittstrukturer, og det er identifisert flere prospekter i området rundt Snorre (Figur 3-2). Ytterligere utforskningsarbeid gjenstår før disse er endelig kartlagt.

3.1.4 Evaluering

Operatøren har siden 1984 gjennomført et omfattende planleggings- og evalueringsarbeid i samarbeid med de øvrige rettighetshaverne med sikte på en lønnsom utbygging av feltet. Et stort antall utbyggingsløsninger har vært vurdert. Alternativene har omfattet 15 ulike typer bærestrukturer i stål eller betong, både bunnfaste og flytende konstruksjoner. Ulike produksjonskapasiteter og prosesseringsgrader har vært vurdert sammen med et bredt spekter av plattformløsninger kombinert med undervannsbrønner. Resultatene av evalueringsarbeidet er tidligere dokumentert gjennom tre hovedrapporter; to større evalueringsstudier (Preliminary Evaluation Report, 1985 og Interim Evaluation Report, 1986) og Drivverdighetsrapporten (Report of Commerciality) i mars 1987.

Styringskomiteen besluttet enstemmig i november 1986 at drivverdighetsvurderingen for Snorre skulle baseres på en faset feltutbygging. En flyttbar strekkstagsplattform i stål med undervannsproduksjonsanlegg og sluttprosessering av olje og gass på Staffjord ble valgt som teknisk hovedløsning.

Etter at denne beslutningen ble tatt foreslo en norsk kontraktør å studere en strekkstagsplattform med skroget bygget i betong. Begrunnelsen var potensiale for kostnadsbesparelser.

Saga samarbeidet aktivt med kontraktøren. Nødvendig underlag for design, funksjonskrav, dekkutforming etc. ble stilt til disposisjon, og et forstudie ble presentert tidlig 1987. Saga vurderte det foreslåtte konseptet som interessant, men det var ikke tilstrekkelig bearbeidet til at en kunne gjøre en reell sammenligning av utforming, kostnader og konsekvenser for gjennomføringen av Snorre-prosjektet.

Etter grundig vurdering konkluderte Saga at det ville kreve betydelig arbeid og kostnader å utvikle et tilstrekkelig gjennomarbeidet betongkonsept før en kunne gjøre en reell sammenligning og et valg. Sannsynlige forsinkelser og kostnadsøkninger innen andre aktiviteter mer enn oppveiet de eventuelle kostnadsbesparelser som et betongskrog isolert sett kunne gi. Prosjektets lønnsomhet kunne bli svekket betydelig.

En enstemmig styringskomité sa seg enig i Sagas vurdering og besluttet i juni 1987 at strekkstagsplattformen skulle bygges i stål.

3.1.5 Drivverdighet

Som operatør for de to berørte lisensgruppene konkluderte Saga Petroleum i mars 1987 at Snorre-feltet var økonomisk lønnsomt å bygge ut og utstedte en omfattende drivverdighetsrapport som beskrev basis og forutsetninger for denne uttalelsen.

Partnerne hadde fire måneder til å vurdere Sagas drivverdighetsuttalelse. Ved fristens utløp, 31. juli 1987, hadde alle de ni øvrige partnerne gitt sin tilslutning.

3.1.6 Søknad om samordnet utbygging

Ifølge lisensavtalene skal rettighetshaverne sende myndighetene en søknad med "Plan for utbygging og drift" så snart som mulig etter drivverdighetserklæringen. Rettighetshaverne godkjente operatørens plan 27. august 1987, og besluttet å søke om tillatelse for en samordnet utbygging av Snorre-feltet.

3.2 GEOLOGI OG RESERVOAR

3.2.1 Snorre

De oljeførende lagene i Snorre-feltet ligger rundt 2500 meter under havets overflate og er fordelt over et areal på vel 100 kvadratkilometer (Figur 3-2). Totalt er det påvist 490 millioner kubikkmeter olje, fordelt med 69% i blokk 34/7 og 31% i blokk 34/4. Reservoaret består av sandstein i Statfjord- og Lundeforrasjonene. Statfjordforrasjonen av Jura alder finnes i sørvest i blokk 34/7, mens bergartene i Lundeforrasjonen er av Trias alder og blir gradvis eldre mot nordøst inn i blokk 34/4. Statfjordforrasjonen er delt opp i tre soner med tykkelse på opptil ca. 100 meter. Lundeforrasjonen er opptil 1200 meter tykk og oppdelt i flere soner (Figur 3-3 og 3-4).

De oljeførende lag i Snorre-reservoaret består av sandlag med varierende egenskaper, utstrekning og orientering. Sandlagene er dannet av gamle elveløp som har forandret sitt leie over en lengre tidsperiode. I tillegg er feltet gjennomskåret av en rekke forkastninger (Figur 3-4). Utstrekning og kontinuitet og derved antall og plassering av vanninjeksjons- og produksjonsbrønner har vært gjenstand for grundig vurdering.

Det er skutt ca. 10000 kilometer seismikk på Snorre-feltet. Det meste av dette er tredimensjonal seismikk. Denne informasjonen, sammen med data fra 11 brønner, danner grunnlaget for tolkningen av reservoaret.

Produksjonstester på Snorre-feltet har vist at de beste sonene både i Statfjord- og Lundeforrasjonen har meget gode produksjonsegenskaper. I de beste produksjonsbrønnene kan stabile produksjonsrater på over 4000 Sm³/d forventes. Uten ekstra trykkstøtte ville imidlertid ratene synke raskt og total utvinning ville blitt lav. Ulike utvinningsmekanismer er vurdert. Trykkstøtte med bruk av vanninjeksjon fra produksjonsstart er funnet å være økonomisk mest fordelaktig samtidig som det gir best ressursutvinning.

Utvinningsgraden i de beste sonene som omfattes av planen (øvre Statfjord og øvre Lunde D, E, F), er beregnet til ca. 40%. I de dårligere sonene, som ikke omfattes av planen, (øvre Lunde A,B,C og midtre/nedre Lunde), er utvinningsgraden beregnet til rundt ca. 20% og lavere av tilstedeværende olje (Figur 3-4 og 3-5).

Med den foreslåtte utvinningsstrategi er det forventet at 119-122 millioner Sm³ olje, ca. 7 milliarder Sm³ tørrgass og ca. 3.3 millioner tonn NGL vil kunne utvinnes økonomisk med totalt 93 produksjons- og injeksjonsbrønner. De sonene som omfattes av planen dekker et areal på ca. 78 km² (Figur 3-6). Utbyggingsløsningen er lagt opp slik at olje i soner innenfor utbyggingsområdet som idag vurderes som teknisk utvinnbare, men uøkonomiske, kan utvinnes senere dersom dette skulle vise seg lønnsomt.

Grunnseismikk og erfaringer fra letebrønnene viser at det er liten sannsynlighet for at Snorre-utbyggingen vil stå overfor problemer med grunn gass.

3.2.2 Andre funn og prospekter

I blokkene 34/4 og 34/7 er det gjort tre oljefunn utenfor Snorre. (Figur 3-2.)

Ved boring er det påvist at satelittfeltet Statfjord Øst strekker seg fra blokk 33/9 og inn i blokk 34/7. Tilstedeværende oljemengder i feltet er foreløpig anslått til 39 millioner Sm³ olje. Drivverdighet vil bli vurdert i samarbeid med rettighetshaverne i lisensgruppen for blokk 33/9.

Et mindre oljefunn er gjort på C-strukturen sør for Snorre med ca 13 millioner Sm³ tilstedeværende olje.

I Zeta-strukturen, nord for Snorre, er det påvist ca. 5 millioner Sm³ tilstedeværende olje.

Rundt Snorre-feltet er det ved seismisk kartlegging identifisert flere prospekter. Ytterligere utforskningsarbeid og boring gjenstår.

3.3 UTBYGGINGSLØSNINGER

3.3.1 Rammebetingelser

Utbygging av Snorre-feltet representerer en betydelig utfordring med usikkerhetsmomenter både av naturgitt, teknologisk og økonomisk art.

Snorre-reservoaret har en stor arealutbredelse med varierende reservekonsentrasjoner og produksjonsegenskaper. Dette, sammen med et komplisert forkastningsmønster og behov for tidlig trykkstøtte i form av vanninjeksjon, resulterer i relativt små reserver pr. brønn i forhold til andre felt. (Figur 3-6).

Utbyggingen vil finne sted på vanddyp fra 310 til 360 meter. Det har tidligere ikke vært gjennomført plattformutbygginger på tilsvarende dyp i Nordsjøen. (Figur 3-7). Det høye

gjennomført plattformutbygginger på tilsvarende dyp i Nordsjøen. (Figur 3-7). Det høye antallet undervannsbrønner som følge av stort vandyp såvel som anvendelsen av krevende plattformteknologi, representerer betydelige tekniske og organisatoriske utfordringer.

Snorre-utbyggingen vil foregå i en region med etablert infrastruktur. (Figur 3-8). En optimal utnyttelse av denne må tilpasses ledig kapasitet, og vil være påvirket av levetiden til eksisterende installasjoner.

De siste årene har vist at det er store usikkerheter knyttet til oljeprisnivået, og fremtidig utvikling av oljeprisen er en betydelig risikofaktor.

3.3.2 Utbyggingsstrategi

Den valgte utbyggingsløsning tar sikte på å begrense risiko som følge av usikkerhet i rammebetingelsene. Dette søkes oppnådd ved å:

- Gjennomføre en full feltutbygging i to faser
- Opprettholde fleksibilitet for valg av utbyggingsløsning i fase 2
- Utnytte etablert infrastruktur
- Anvende kostnadseffektive tekniske løsninger
- Bruke en slank driftsorganisasjon

Fase 1:

Utbyggingen er planlagt å starte med en plattform på den sørlige delen av Snorre-feltet (Figur 3-9). Denne delen av reservoaret er best utforsket og har de antatt beste produksjonsegenskaper. Plattformen har en boreradius på ca. 4 km, som gjør det mulig å drenere størstedelen av Statfjordformasjonen og den sørligste delen av Lundeformasjonen. I fase 1 er det planlagt totalt 36 plattformbrønner; 18 produksjonsbrønner og 18 injeksjonsbrønner. Seks av brønnene vil bli forboret før plattformen installeres på feltet.

Plattformen er en flytende strekkstagsforankret plattform utstyrt for delvis prosessering av olje og gass. Den delvis prosesserte oljen og gassen vil bli transportert i rørledning til Statfjord-feltet for sluttprosessering, lagring og eksport. Plattformens produksjonskapasitet vil være 30000 Sm³ olje/dag. Som gjennomsnitt over året vil kapasiteten være ca. 27000 Sm³ olje/dag.

Fase 1 vil i tillegg omfatte et undervannsproduksjonssystem plassert sentralt på Snorre-feltet. Undervannsanlegget vil produsere fra Lundeformasjonen. Første fase er planlagt med ti brønner, fem produksjons- og fem injeksjonsbrønner. Produksjon fra undervannsanlegget vil overføres direkte til plattformen for prosessering, og systemet er forventet å starte i 2. kvartal 1993.

Fase 2:

Utbyggingsplanen innebærer en viss fleksibilitet i valg av løsning for fase 2. Valget vil

blant annet kunne avhenge av reservoarmessige produksjonserfaringer i den første fasen, erfaringer med bygging, drift og vedlikehold av undervannsproduksjonssystemet og mulige endringer i forventninger om oljeprisutviklingen og øvrige rammebetingelser. To mulige opsjoner er derfor utviklet for fase 2. En opsjon (A) innebærer flytting av plattformen til en nordlig posisjon på Snorre-feltet etter at reservoaret er drenert i den opprinnelige posisjonen. En slik flytting er antatt å finne sted i år 2004. Etter hvert som brønner fases ut fra undervannsproduksjonsanlegget vil det her kunne bores inntil ti nye brønner.

Den andre opsjonen (B) innebærer at plattformen forblir i sin opprinnelige posisjon og at den nordlige delen av Snorre-feltet bygges ut ved hjelp av ytterligere to undervannsproduksjonsanlegg. Fra hvert av disse anleggene vil det kunne bores inntil 24 brønner, 12 brønner fra hvert anlegg i to sekvenser. Tidligste produksjonsstart fra disse anleggene er forventet i 1998 og i 1999. I fase 2 er det planlagt å bore totalt 47 nye brønner.

3.3.3 Produksjonsforløp

Figur 3-10 viser det forventede gjennomsnittlige produksjonsforløp uttrykt i tonn oljeekvivalenter pr. dag for en utbygging med flytting av plattformen (opsjon A), og med utvidet undervannsutbygging (opsjon B). Gjennomsnittlig regularitet er estimert til vel 90% for begge alternativer.

Produksjonen starter i 1992 fra de forborede plattformbrønnene, og platåproduksjonen på 27000 Sm³ olje/dag i årlig gjennomsnitt ventes nådd i løpet av 1993. Platåproduksjonen forventes å vare i ca. tre år. Det vil også bli produsert mindre mengder tørrgass og kondensat (NGL).

Totale salgskvanta ved de to opsjonene er vist i Tabell 3-1:

Utbyggingsløsning	Relokalisering av plattform	Utvidet under- vannsutbygging
Olje (millioner Sm ³)	122.0	119.0
Gass (milliarder Sm ³)	7.0	6.9
NGL (millioner tonn)	3.3	3.3
Totalt antall tonn olje- ekvivalenter (millioner t.o.e.)	111.6	109.0

Tabell 3-1: Salgskvanta fra Snorre-utbyggingen

Produksjonsperioden vil strekke seg til og med år 2014 for opsjon A, tre år kortere for opsjon B.

3.3.4 Olje- og gassavtak

Olje og gass fra Snorre-feltet er planlagt transportert via Statfjord-feltet. Avtaler om

tilknytning og sluttprosessering vil bli inngått med Statfjord-gruppen.

Det er innledet diskusjoner med K/S Statfjord Transport A/S om koordinering av skipstransport for olje fra Snorre og Statfjord. En opsjonsavtale vil bli inngått for salg av produsert gass til Statfjord-gruppen til bruk som drivstoff og som erstatning for avbrent gass på Statfjord-feltet.

I juni 1987 ba Olje- og energidepartementet om at det ble opprettet et gassalgsutvalg for Snorre-feltet med deltakelse fra Statoil, Saga og Norsk Hydro under Statoils ledelse. Formålet med utvalget er å utrede andre og eventuelt bedre muligheter for disponering av gassen. Følgende alternativer er foreløpig identifisert:

- Gasskraftverk på Kårstø
- Gasskraftverk på Karmøy
- Leveranse til Ekofisk
- Direkte eksport av gassen, til kontinentet eller UK
- Kombinasjonsløsninger

3.4 FELTINSTALLASJONER

3.4.1 Plattform

Snorre-feltet er planlagt utbygd med en flytende, strekkstagsforankret plattform (eng.: Tension Leg Platform eller TLP) kombinert med undervannsproduksjonsanlegg (Figur 3-11). Forankringssystemet reduserer plattformens vertikale bevegelser og gjør det mulig å plassere brønnhodene på plattformdekket. Plattformen kan flyttes på et senere tidspunkt, og blir dimensjonert slik at den uten større modifikasjoner kan reinstallerer nord på Snorre-feltet der havdypet er 40 m større.

Plattformen er planlagt som en integrert bore-, produksjons- og boligplattform. Sikkerheten på plattformen, hensiktsmessige rømningsveier og adskillelse av boligkvarteret fra brønn- og prosessområdet har vært av stor betydning ved utforming av dekkområdet.

Boligkvarteret er beregnet for 220 personer og konstruert som en integrert del av dekket. Prosessområdet er plassert på motsatt side av dekket i forhold til boligkvarteret (Figur 3-12). Hovedprosessen vil bestå av en to-trinns separering av olje og gass. Gass og delvis stabilisert olje fra Snorre vil bli transportert i to rørledninger til Statfjord A-plattformen for videre prosessering og eksport. Brønnområdet har plass for 44 brønner, mottak av produksjon fra inntil tre undervannsproduksjonsanlegg samt eksportørledninger for olje og gass.

Tabell 3-2 gir en oversikt over noen av de viktigste tekniske spesifikasjoner for Snorre-plattformen.

Vanndyp	: 310/350 m	Prosesskapasiteter (1000 Sm ³ /dag):	
Skrogvekt	: 30700 tonn	- olje	: 30
		- gass	: 3200
		- vannbehandling	: 34
		- vanninjeksjon	: 60
Dekksvekt			
v/operasjon	: 36560 tonn		
Dekksstørrelse	: 136 x 92 m		
Deplasement	: 106000 tonn	Kraftproduksjon	: 3 x 20 MW
Brønnsliiser	: 44	Boligkvarter	: 220 personer

Tabell 3-2: Noen hovedtall for Snorreplattformen.

Inspeksjon og vedlikehold av strekkstag og brønnramme vil bli utført med fjernstyrte, ubemannede undervannsfarkoster. Disse vil bli operert fra plattformen eller fra egne hjelpefartøy på overflaten.

3.4.2 Undervannsproduksjonssystem

Undervannsproduksjonsanlegget utviklet for Snorre-feltet baserer seg på gjennomprøvde komponenter, systemer og driftprosedyrer.

Planen omfatter undervannsanlegg i to ulike størrelser. Det første anlegget vil ha 20 brønnsliiser, med mulighet for maksimalt 10 brønner i drift samtidig. Etterhvert som disse fases ut, kan inntil 10 nye brønner bores og tilkoples. En slik trinnvis utnyttelse av undervannsanleggene er vurdert å være svært kostnadseffektiv på Snorre hvor brønnene vil ha relativt kort levetid. Dersom Snorre-feltet besluttes utbygd med ytterligere to undervannsanlegg, er disse planlagt med 24 brønnsliiser hver.

Figur 3-13 viser et typisk undervannsproduksjonsanlegg. Undervannsrammens ytre dimensjoner er 43 x 33 x 16 m. Vekt på land er ca. 1560 tonn. Manifold-seksjonen er plassert sentralt mellom brønnrekkene. Denne inneholder enheter for overvåking og kontroll, fordeling av injeksjonsvann og samling av produksjon for transport til plattformen. Brønnrammen beskytter utstyret mot skader fra fiskeutstyr. Strukturen er planlagt installert ved hjelp av kranfartøy og vil bli pelet til sjøbunnen.

Systemet er konstruert slik at boring, komplettering og vedlikeholdsoperasjoner kan gjennomføres uten bruk av styreliner. Tungt utstyr låres på siden av installasjonen for deretter å bringes horisontalt inn. Dermed reduseres risiko forbundet med fall av tunge laster.

Undervannsanleggene er planlagt for samtidig boring og produksjon. Vedlikehold er planlagt utført uten bruk av dykkere. Mindre komponentutskiftninger og operasjoner vil bli utført ved hjelp av fjernstyrte vedlikeholdsroboter eller ved bruk av TFL (Through Flowline)-verktøy som pumper gjennom egne rør fra plattformen. Større utskiftninger eller brønnvedlikehold vil bli gjort fra overflatefartøy eller rigg.

Kontrollkabler, serviceledninger, vanninjeksjonsrør og produksjonsrør fra undervannsanlegget til plattformen vil bli samlet og lagt på havbunnen i et 31 1/2" (ca. 0.80 m) beskyttelsesrør av stål. (Figur 3-14).

3.4.3 Eksportørledninger

Rørledningene fra Snorre-plattformen til Statfjord A-plattformen omfatter en 20" (ca. 0.5 m) diameter oljeledning og en 10" (ca. 0.25 m) gassledning. Begge ledninger er planlagt lagt i grøft blant annet av hensyn til fiske med bunnredskap. For å redusere varmetap fra oljen under transport, vil oljeledningen bli gravd ned.

3.5 PROSJEKTGJENNOMFØRING

3.5.1 Tidsplan

Utbyggingsprosjektet for fase 1 vil bli gjennomført i flere etapper:

- Prosjektering
- Fabrikasjon av komponenter, utstyr, skrog og dekk
- Oppkobling og utprøving
- Installasjon og ferdigstillelse
- Produksjonsstart

Tidsplanen forutsetter Stortingets godkjenning av "Plan for utbygging og drift" i løpet av 4. kvartal 1987. Prosjekteringen vil starte umiddelbart etterpå, og de første innkjøpsordrer for fabrikasjon av utstyr og komponenter kan da tildeles i løpet av 1988. Fabrikasjon og sammenstilling av skrog, dekk og montering av større utstyrspakker vil foregå i tidsrommet 1989-1991. Oppkoblingsarbeider tar til i slutten av 1991, med utslep i løpet av sommeren 1992 og med planlagt produksjonsstart fra plattformen høsten 1992 (Figur 3-15).

Installasjon av det første undervannsproduksjonsanlegget vil skje i løpet av 1992, med oppkobling mot plattformen og produksjonsstart i 1993.

Foreløpig framdriftsplan for begge aktuelle opsjoner for fase 2 er vist i Figur 3-16.

3.5.2 Prosjektorganisasjon

Innledning

Saga vil etablere en integrert prosjektorganisasjon bestående av eget personell og prosjektjenestekonsulenter. Ansvarsmessig vil denne organisasjonen være underlagt divisjon for Teknologi og Utbygging i Saga. Prosjektorganisasjonens hovedoppgave vil

være å lede, overvåke og sikre at prosjektgjennomføringen skjer i henhold til godkjente planer, kvalitetsnormer og budsjetter.

Arbeidet deles opp i klart definerte områder og prosjektet er organisert etter matriseprinsippet i delprosjekter og funksjonelle avdelinger, der de funksjonelle avdelingene gir støtte til delprosjektene. Oppbyggingen av organisasjonen er vist i figur 3-17.

En hovedkonsulent vil ha ansvar for prosjektering av plattformen og vil sammenstille og koordinere teknisk underlag som skal brukes av andre konsulenter og leverandører slik at det sikres en helhetlig styring og overensstemmende løsninger.

Snorres prosjektorganisasjon vil bli lagt til Oslo-regionen. For å sikre god kommunikasjon og optimale arbeidsforhold vil prosjektorganisasjonen og hovedkonsulenten bli lokalisert i nærheten av hverandre. I tillegg vil prosjektet ha personell utplassert hos hovedkontraktører på forskjellige steder rundt omkring i Norge.

Bemanningen for prosjektorganisasjonen i fase 1 forventes i gjennomsnitt å ligge på ca. 300. De funksjonelle avdelingene vil bli bemannet først, mens delprosjektene bemannes etter hvert relatert til fasene i det tekniske arbeidet. Det vil være bemanningstopper i begynnelsen av 1990 og 1991 i forbindelse med sammenstillings- og oppkoblingsarbeider. Bemanningen vil gradvis synke henimot midten av 1992 i forbindelse med utslep av plattformen til feltet.

De spesielle utfordringene man står overfor på Snorre vil kreve betydelig utvikling og videreføring av norsk kompetanse innen krevende teknologiske områder. Nyutvikling av komponenter og løsninger vil være nødvendig for forankringssystem, stigerør, undervannsproduksjon etc.

Plattformkonseptet representerer en optimalisert løsning av dekk og skrog, hvor produksjonsutstyr og dekkseheter innpasses i en integrert dekksskrog. På grunn av sin integrerte natur er konseptet prosjekteringsintensivt. Vekt- og dimensjonskontroll under prosjektering og fabrikasjon må styres innen snevre rammer blant annet gitt av hydrodynamiske egenskaper ved skroget.

Prosjektering

Styring, koordinering og kontroll av teknisk utviklingsarbeid og prosjektering blir av største viktighet i arbeidet med å oppnå en rasjonell, kostnadsbevisst og effektiv gjennomføring av prosjektet. Her inntar hovedkonsulenten (MEC) en spesielt sentral rolle. Hovedkonsulenten vil ha ansvar for prosjektering av plattformen og vil sammenstille og koordinere teknisk underlag som skal brukes av andre konsulenter og leverandører slik at det sikres en helhetlig styring og overensstemmende løsninger. I tillegg til de tradisjonelle fagdisipliner vil det på et tidlig tidspunkt i prosjektet være behov for spesialkompetanse innen fagområder som hydrodynamikk, undervannsproduksjon, materialteknologi, prosjektstyring og komponentutprøving.

Ingeniørtjenester til prosjektering av plattformen vil totalt kreve ca. 1600 mannår med en topp på 5-600 ingeniører i 1988 og 1989. Den nødvendige ingeniørkompetanse finnes

blant de store prosjekteringskonsulentene i Oslo-regionen. Selv disse vil måtte knytte til seg utenlandske spesialistfirmaer for å komplettere spekteret av ingeniørtjenester.

I tillegg til det prosjekteringsarbeidet som hovedkonsulenten (MEC) vil utføre, vil det foretas en betydelig mengde detaljprosjektering hos leverandørbedrifter. Ifølge Mekaniske Verksteders Landsforbund er slike prosjekteringsoppgaver, såsom boligkvarter, boremoduler, helikopterdekk, fakkelbom, strekkstagsystemer og UV-vedlikeholdsrobot spesielt godt egnet for norske verkstedbedrifter. Detaljprosjekteringen vil enten kunne utføres på de enkelte verksteder eller settes ut som en underleveranse til større eller mindre prosjekteringsbedrifter.

Prosjektstyring

Sagas prosjektstyringsmodell innebærer bruk av prosjektjenestekonsulent (PSC) integrert i operatørens eget prosjektteam (PT). Denne styringsmodellen har vist seg å være best egnet til å ivareta det multidisiplinære samspill som er nødvendig overfor prosjekteringskonsulenten. Operatørens prosjektteam, bestående av Sagas egne representanter samt PSC, må plasseres i så intim kontakt med hovedkonsulenten som praktisk mulig for å sikre god styring og oppfølging i ledelsen av arbeidet. Behovet for nærhet er spesielt stort fordi et stort antall innkjøpsordre for prefabrikerte dekkseheter vil bli satt ut av Saga/PSC, men forberedes av MEC. Et annet viktig område som betinger nær kontakt mellom partene i prosjektet er teknologiutviklingen hvor flere oppdrag er planlagt. For å kunne velge den best kvalifiserte bedrift ut fra tekniske/ økonomiske vurderinger under hensyn til krav om norsk andel og kompetanseutvikling, er det nødvendig at operatøren koordinerer disse oppdragene sentralt.

Firmaer som er kvalifisert til PSC-oppgaver er alle lokalisert i Oslo-området. I perioder kan den totale Saga/PSC/MEC-bemanningen være opp mot 1000 personer. De praktiske vanskelighetene og merkostnadene forbundet med å flytte størstedelen av disse ut av området vil være formidable.

Som Sagas første store utbyggingsoppgave må Snorre-prosjektet støtte seg til selskapets hovedkontor og divisjon for Teknologi og Utbygging på Høvik. Nærhet til hovedkontoret tillater en bedre utnyttelse av selskapets kompetanse og hensiktsmessig disponering av personell når demobilisering starter. Sammen med bruk av PSC-modellen ivaretar dette Sagas behov for, som et lite oljeselskap, å kunne håndtere et omfattende, komplisert arbeide med store svingninger i bemanning.

Den geografiske fordeling av totalt antall ansatte i ingeniørselskaper med tilknytning til oljevirkosomhet er gitt i tabell 3-3 (neste side).

Som denne tabellen viser er det en konsentrasjon av ingeniørpersonell i Akershus/Oslo, Vest-Agder, Rogaland og Hordaland. Dette er fylker med kompetanse som det vil være aktuelt å utnytte. Oslo/Akershusregionen er den eneste som kan dekke behovet for prosjektjenestekonsulent og hovedprosjekteringskonsulent, samt rekruttering til Sagas egen organisasjon. Utenfor regionen finnes en rekke bedrifter som vil kunne være kvalifiserte for tildels omfattende prosjekterings- og byggeoppdrag, slik som boremoduler, fakkelbom, boligkvarter, prefabrikerte dekkseheter osv.

Etter operatørens vurdering er det kun Oslo-området som har tilstrekkelig konsentrasjon av spesialistkompetanse og mulighet for å dekke behovet for ingeniørkompetanse innen de ulike disipliner som må trekkes inn tidlig i prosjekteringen. Kravet til nærhet mellom PT, hovedkonsulenten og Sagas hovedkontor er avgjørende for beslutningen om at prosjektet vil bli etablert i Oslo-området.

<u>FYLKE</u>	<u>ANTALL ANSATTE I INGENIØRSELSKAPER</u>
ØSTFOLD	48
AKERSHUS	3249
OSLO	869
OPPLAND	1
BUSKERUD	44
VESTFOLD	72
TELEMARK	4
AUST-AGDER	45
VEST-AGDER	589
ROGALAND	1286
HORDALAND	869
SOGN OG FJORDANE	19
MØRE OG ROMSDAL	15
SØR-TRØNDELAG	155
NORD-TRØNDELAG	4
NORDLAND	44
TROMS	11
TOTALT	7322 (Herav 816 utlendinger)

Tabell 3-3 : Sysselsetting pr. fylke for ingeniørselskaper i oljeaktivitet.
(Kilde: Arbeidsdirektoratet, 1986)

3.5.3 Kvalitetssikring

Et system for kvalitetssikring er utviklet og tatt i bruk for å sikre at nødvendige tekniske og driftsmessige krav til produksjonsinnretninger og utstyr blir fastsatt og etterlevet. Kvalitetssikringen omfatter også de systemer, prosedyrer og retningslinjer som er nødvendig for en sikker gjennomføring og dokumentering av prosjektarbeidet.

Norske myndigheters krav til rettighetshavers internkontroll ivaretas gjennom den kvalitetssikring som er tatt i bruk for utbygging og drift av Snorre-feltet.

Kvalitetssikringen er beskrevet i form av retningslinjer og instruksjoner i prosedyrehåndbøker, og i tekniske spesifikasjoner som danner grunnlag for kontrakter og innkjøp av varer og tjenester. En kvalitets-revisjonsfunksjon, som rapporterer til

prosjektdirektøren, vil på fritt grunnlag følge opp at kvalitetssikringen fungerer som forutsatt.

3.5.4 Kontraktsfilosofi

Snorre-utbyggingen er planlagt gjennomført ved en hensiktsmessig oppdeling av prosjektet slik at norsk industri vil være i stand til å konkurrere om oppdragene. Ulike oppdragsformer vil bli benyttet. Det er lagt opp til flere større prosjekteringsoppdrag, og oppdrag der prosjektering, innkjøp og fabrikasjon gis samlet (EPC-kontrakter). Videre vil det bli tildelt rene fabrikkasjonskontrakter og kontrakter for marine operasjoner. Det vil dessuten bli et betydelig antall innkjøpsordrer og kontrakter for prefabrikerte dekkseheter med påmontert utstyr. Plattformen vil bli bygget i to hoveddeler; dekk og skrog. Dekket vil bli satt sammen på en måte som er vel kjent for industrien. Den tradisjonelle fabrikkasjonsmetoden med modularisering er delvis erstattet med et integrert dekk der det monteres inn et større antall utrustede dekkseheter. Disse kan produseres av mindre og mellomstore verksteder, og gjør det mulig å overføre mer prosjekteringsansvar til leverandørene. Boligkvarter, avbrenningsbom og boremoduler er planlagt som selvstendige prosjekterings-, innkjøps- og fabrikkasjonsoppdrag. Figur 3-18 viser kontraktoppdeling for plattformen.

Skroget kan produseres i seksjoner og segmenter på forskjellige steder. Dette kan oppnås ved en oppdeling i prefabrikerte enheter med vekt fra 500 til 2000 tonn. Flere norske verkstedsbedrifter kan håndtere slike oppdrag. Enkelte skrogdeler med arbeidsintensivt sveisearbeid vil sannsynligvis bli levert fra utenlandske underleverandører. Senere vil disse monteres sammen til en enhet ved et større verksted i Norge.

Undervannsproduksjonsanlegget er planlagt prosjektert samlet av en egen hovedkonsulent. Denne vil ha ansvar for å etablere teknisk underlag samt koordinere grenseflater mellom forskjellige komponentfabrikanter. Kontraktene for undervannsproduksjonskomponenter er planlagt som EPC-kontrakter. Figur 3-19 viser kontraktoppdeling for undervannsproduksjonsanlegget.

Kontrakter med norske leverandører vil bli basert på den rammeavtale som er utviklet mellom Statoil, Norsk Hydro, Saga og MVL. Standardkontrakter for de forskjellige typer oppdrag vil bli etablert i løpet av 1987/1988. Disse kontraktene blir gjennomgått med industrien før anbudsinvitasjoner sendes ut.

3.6 DRIFT

3.6.1 Produksjon

Driften av plattformen vil bli overvåket fra et sentralt kontrollrom, mens boreoperasjonene og kompletteringsarbeidene vil bli utført og ledet fra selve boreområdet. Det vil bli lagt stor vekt på å sikre god koordinering mellom produksjons- og boreoperasjonene som vil foregå simultant.

3.6.2 Snorre-Statfjord koordinering

Snorre-produksjonen vil være avhengig av driftsregulariteten på Statfjord. Driftsplaner og vedlikeholdsprogram vil bli samordnet og detaljerte prosedyrer for oppstart, måling, skipning, pigging, rapportering etc. vil bli utarbeidet. I tillegg til fortløpende kontakt vil det bli avholdt regelmessige koordineringsmøter mellom Snorre og Statfjord Produksjon. Det vil bli opprettet direkte kommunikasjon mellom kontrollrommene på de to plattformene.

3.6.3 Logistikk

Forsyningstjenesten vil foregå og bli styrt fra Florø. Under normale bore- og produksjonsoperasjoner vil flere fartøyer bli benyttet for forsyningstjenester, vedlikehold og beredskapsovervåking. Lager for reservedeler og annet materiell vil ligge i Florø.

Personelltransport vil foregå med helikopter. En regner med 6 - 7 flyvninger pr. uke. Saga vil forøvrig søke samarbeid med andre operatører på nærliggende felt for å optimalisere transportaktiviteten.

3.7 SIKKERHET OG BEREDSKAP

3.7.1 Sikkerhetstyring

Sikkerhetsarbeidet har en klar målsetting om vern av mennesker, miljø og materielle verdier.

Utbygging og drift av et petroleumsfelt er forbundet med en viss risiko. Saga vil derfor gjennom tekniske og administrative virkemidler prioritere arbeidet med å begrense

muligheten for uhell og ulykker, samt eventuelle skader forårsaket av selskapets virksomhet. Skadelige langtidseffekter vil i denne sammenheng også bli tillagt vekt.

For prosjektet er det utarbeidet et eget sikkerhetsprogram. Programmet sikrer en systematisk planlegging av sikkerhetsarbeidet og at dette arbeidet blir tilfredstillende koordinert, utført og dokumentert gjennom de ulike prosjektfaser.

3.7.2 Sikkerhetsvurdering

Sikkerhetsvurderinger av installasjonene på Snorre-feltet er blitt utført fortløpende. Ulike utbyggingsalternativ som har vært vurdert er blitt underkastet sikkerhetsmessige vurderinger. Resultatene fra disse studiene har vært en del av underlaget for totalvurderingen og valg av den foreliggende utbyggingsløsningen.

Utbyggingsløsningen er blitt underkastet en særskilt sikkerhetsanalyse som har omfattet både sikkerhet for mennesker, miljø og materielle verdier. Det kan konkluderes at

sannsynligheten og konsekvenser av ulykker ved den planlagte utbygging ikke skiller seg fra det risikonivå en finner ved annen petroleumsproduksjon på norsk sokkel.

Detaljerte sikkerhetsevalueringer vil bli utført etter hvert som mer detaljert design og operasjonsprosedyrer blir utviklet.

3.7.3 Beredskap for personell

Saga har etablert en hovedberedskapsplan for selskapets virksomhet. Den er et operativt styringsverktøy som skal sørge for at det opprettholdes en effektiv beredskap på alle nivå.

Den overordnede evakueringsfilosofi for personell på plattformen er at rømning skal være til et beskyttet område i boligkvarteret. Fra mønstringsområdet vil, hvis nødvendig, evakuering foregå kontrollert i frittfall livbåter plassert ved boligkvarteret. Det vil være ekstra livbåtkapasitet i forhold til personell på plattformen i henhold til Oljedirektoratets forskrifter.

Hovedrømningsveier, det sentrale beskyttelsesområdet, mønstringsområdet og livbåter vil være beskyttet mot varmestråling og eksplosjonslaster i tilfelle det skulle oppstå brann eller eksplosjoner i brønner og prosessområde.

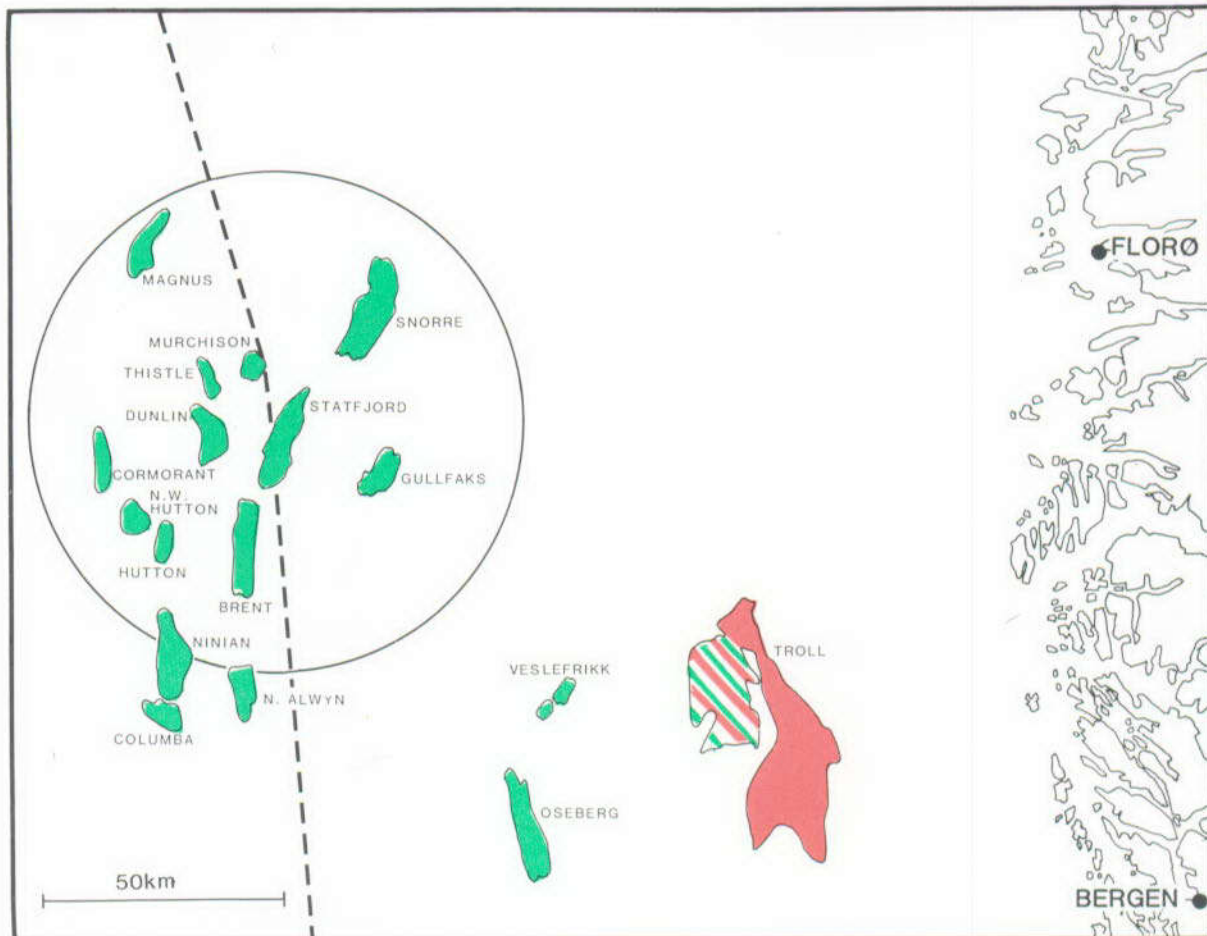
Saga vil søke å inngå beredskapsavtaler med operatørene på nærliggende felt for felles bruk av brannslukningsfartøyer, søke- og redningsfartøyer og helikopter. Bruk av dedikert stand-by båt vil bli vurdert.

3.7.4 Beredskap ved oljesøl

Saga Petroleum er medlem av Norsk Oljevernforening for Operatørselskaper (NOFO). På vegne av operatøren ivaretar NOFO myndighetenes krav til oljevernberedskapen, og organisasjonen disponerer havgående oljevernutstyr fordelt på bl.a. tre baser i Sør-Norge.

NOFO's plan for mobilisering og operering av oljevernutstyret inngår som en del av Sagas beredskapsplan. Planen forutsetter i første rekke bekjemping av et eventuelt oljesøl ved kilden. Dersom oljesøl driver mot kysten, vil det statlige og kommunale oljevern bli mobilisert.

For å håndtere mindre utslipp vil det bli opprettet et lokalt oljevern i tilknytning til feltinstallasjonene. Det vil også bli forsøkt etablert gjensidige avtaler om bruken av lokalt oljevern med de operatører som har feltinstallasjoner i nærheten av Snorre.



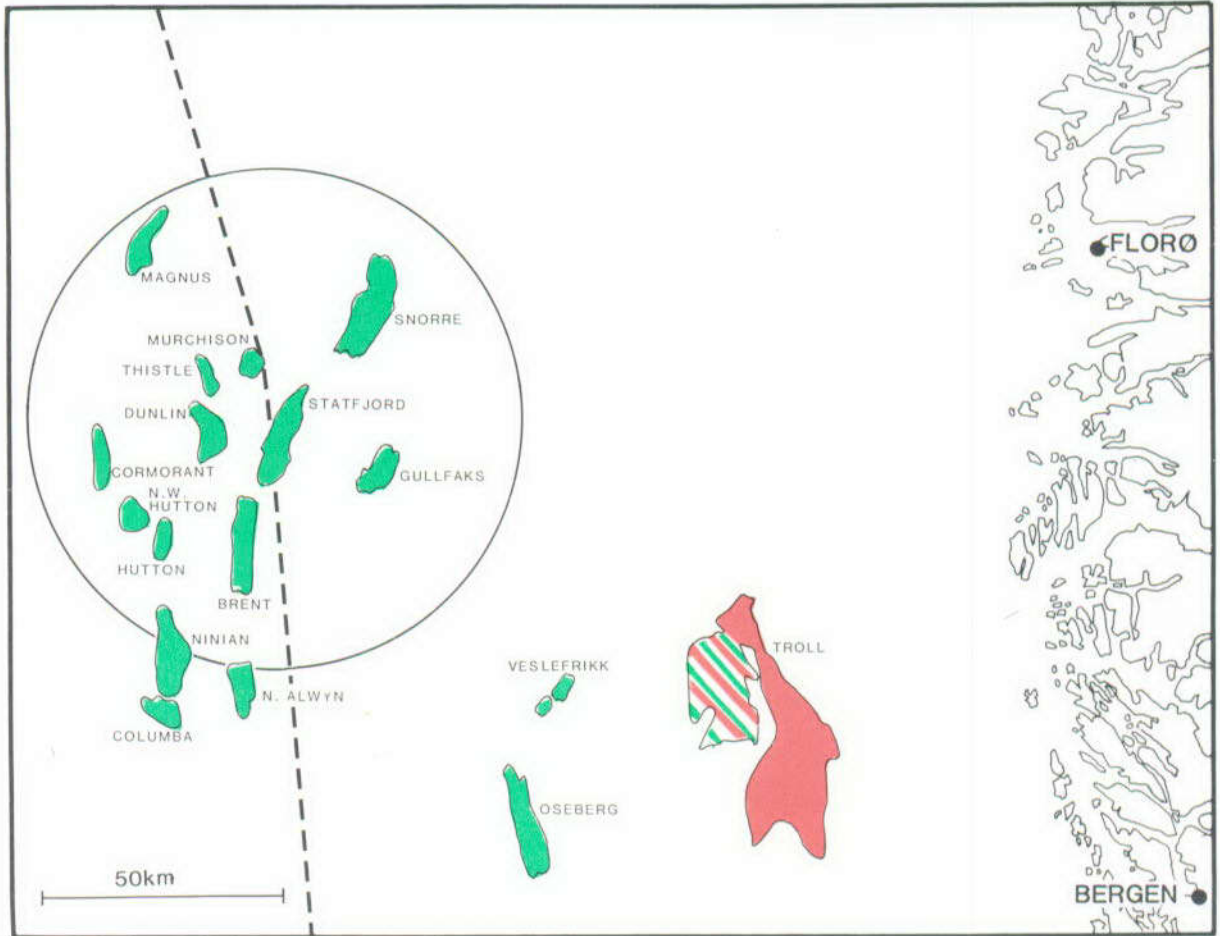
UTBYGDE FELT PR.AUGUST 1987

<u>UK</u>			<u>NORGE</u>		
		PLATT FORMER			PLATT- FORMER
BRENT	1976	4	STATFJORD	1979	3
DUNLIN	1978	1	GULLFAKS	1986	2
THISTLE	1978	1			
NINIAN	1978	3			
CORMORANT	1979	2			
MURCHISON	1980	1			
MAGNUS	1983	1			
N.W. HUTTON	1983	1			
HUTTON	1984	1			
			TOTALT: 11 FELT 20 PLATTFORMER		



Konsekvensutredning for Snorre
Snorre-feltets beliggenhet

Figur
3-1



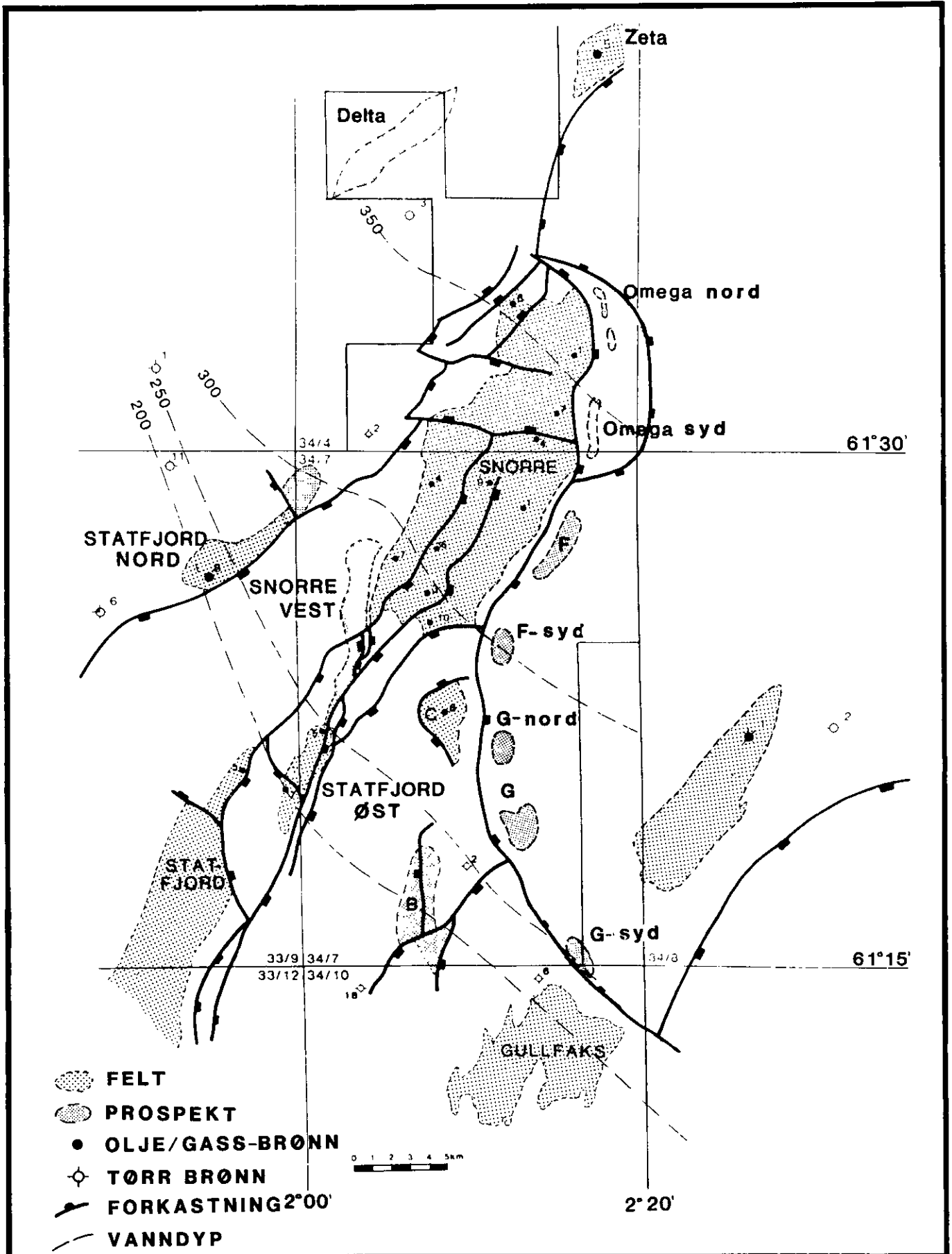
UTBYGDE FELT PR.AUGUST 1987

<u>UK</u>			<u>NORGE</u>		
		PLATT FORMER			PLATT- FORMER
BRENT	1976	4	STATFJORD	1979	3
DUNLIN	1978	1	GULLFAKS	1986	2
THISTLE	1978	1			
NINIAN	1978	3			
CORMORANT	1979	2			
MURCHISON	1980	1			
MAGNUS	1983	1			
N.W. HUTTON	1983	1			
HUTTON	1984	1			
			TOTALT: 11 FELT 20 PLATTFORMER		



Konsekvensutredning for Snorre
Snorre-feltets beliggenhet

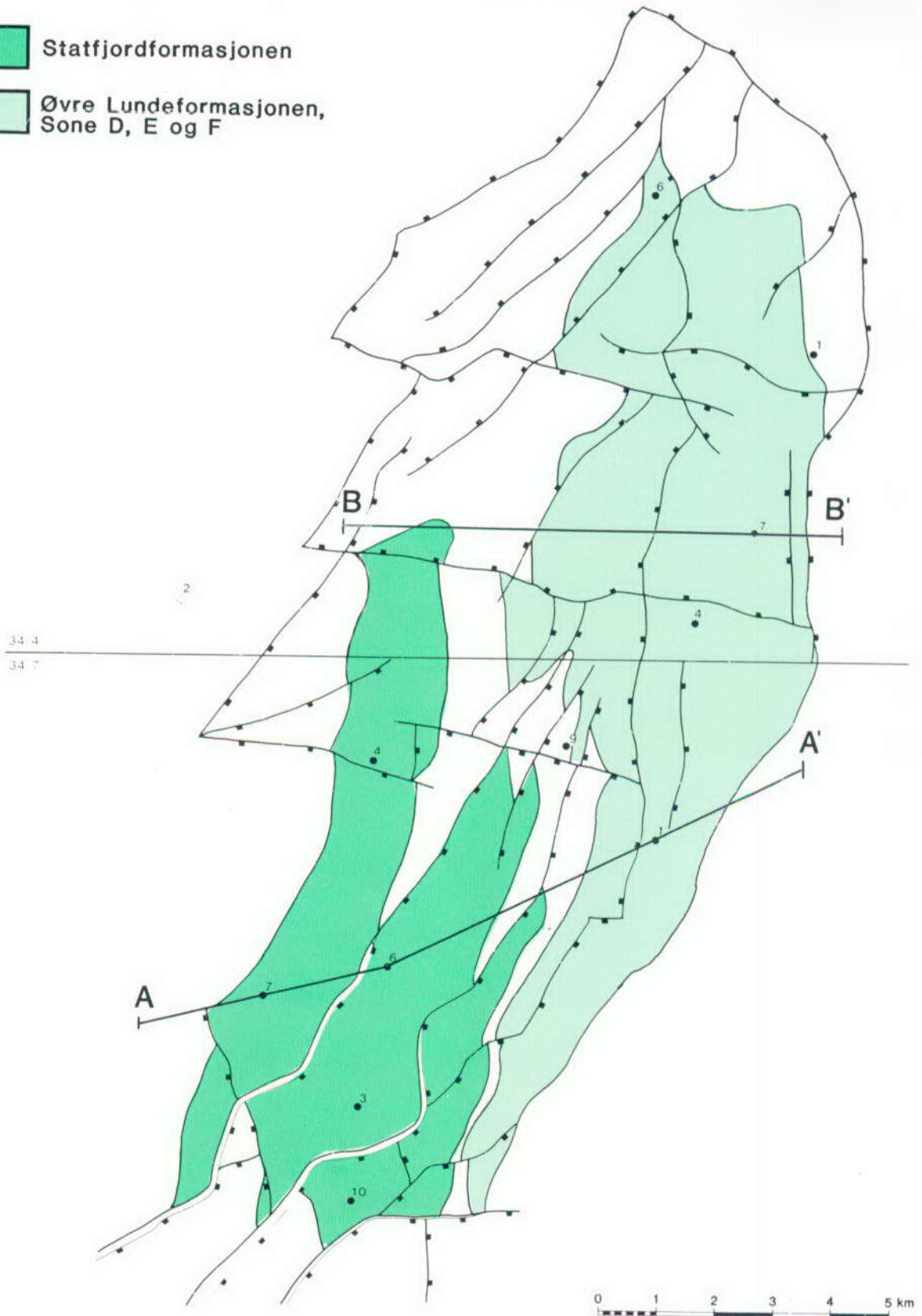
Figur
3-1



Konsekvensutredning for Snorre
Felt og prospekter i
Snorre/Statfjord/Gullfaks-regionen

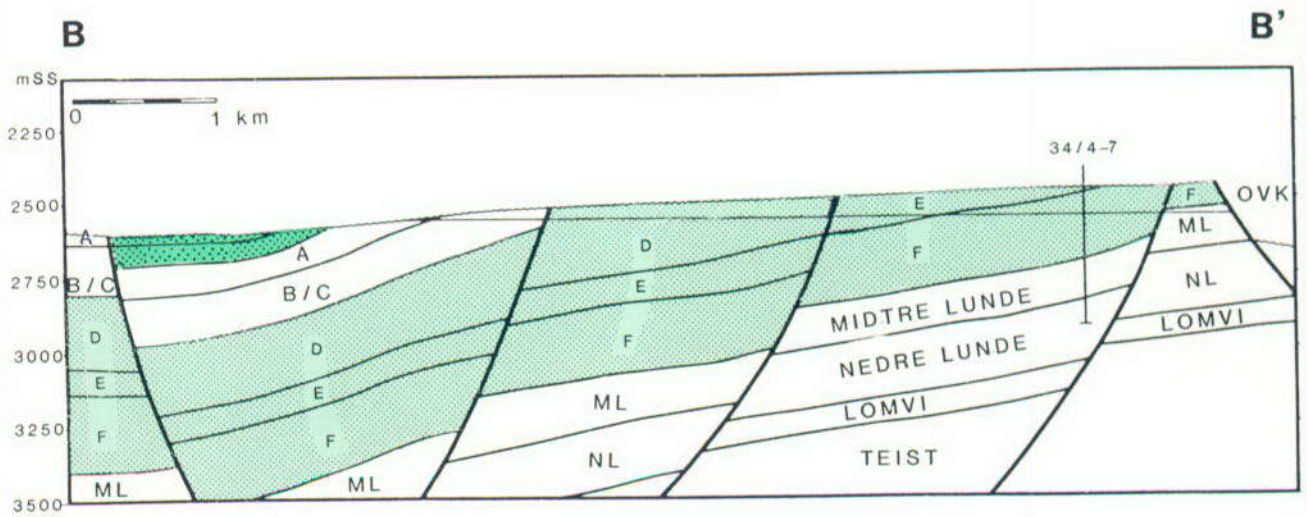
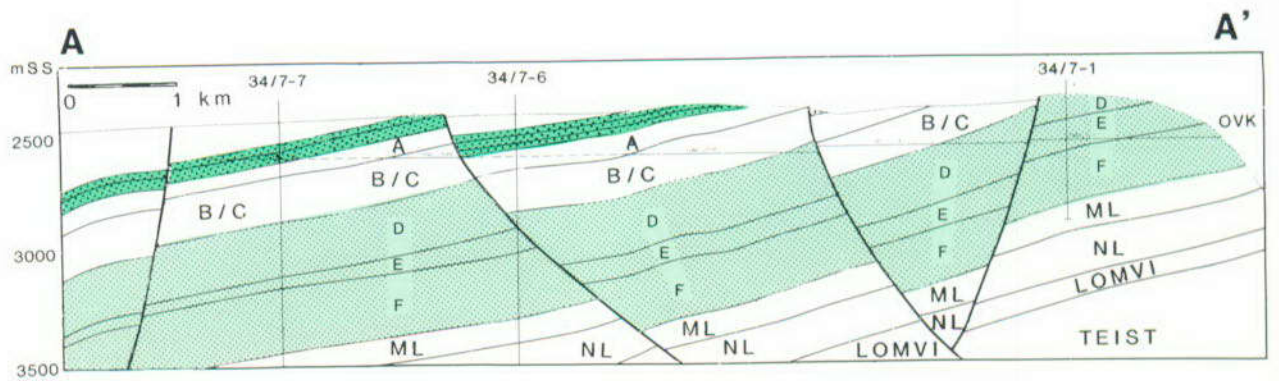
Figur
3-2

- Statfjordformasjonen
- Øvre Lundeformasjonen,
Sone D, E og F



Konsekvensutredning for Snorre
Statfjord og Øvre Lunde D, E, F
reservoarenes utstrekning

Figur
3-3



OVK = Olje/Vann Kontakt

-  STATFJORDFORMASJONEN
-  ØVRE LUNDEFORMASJONEN,
ENHET D,E,F

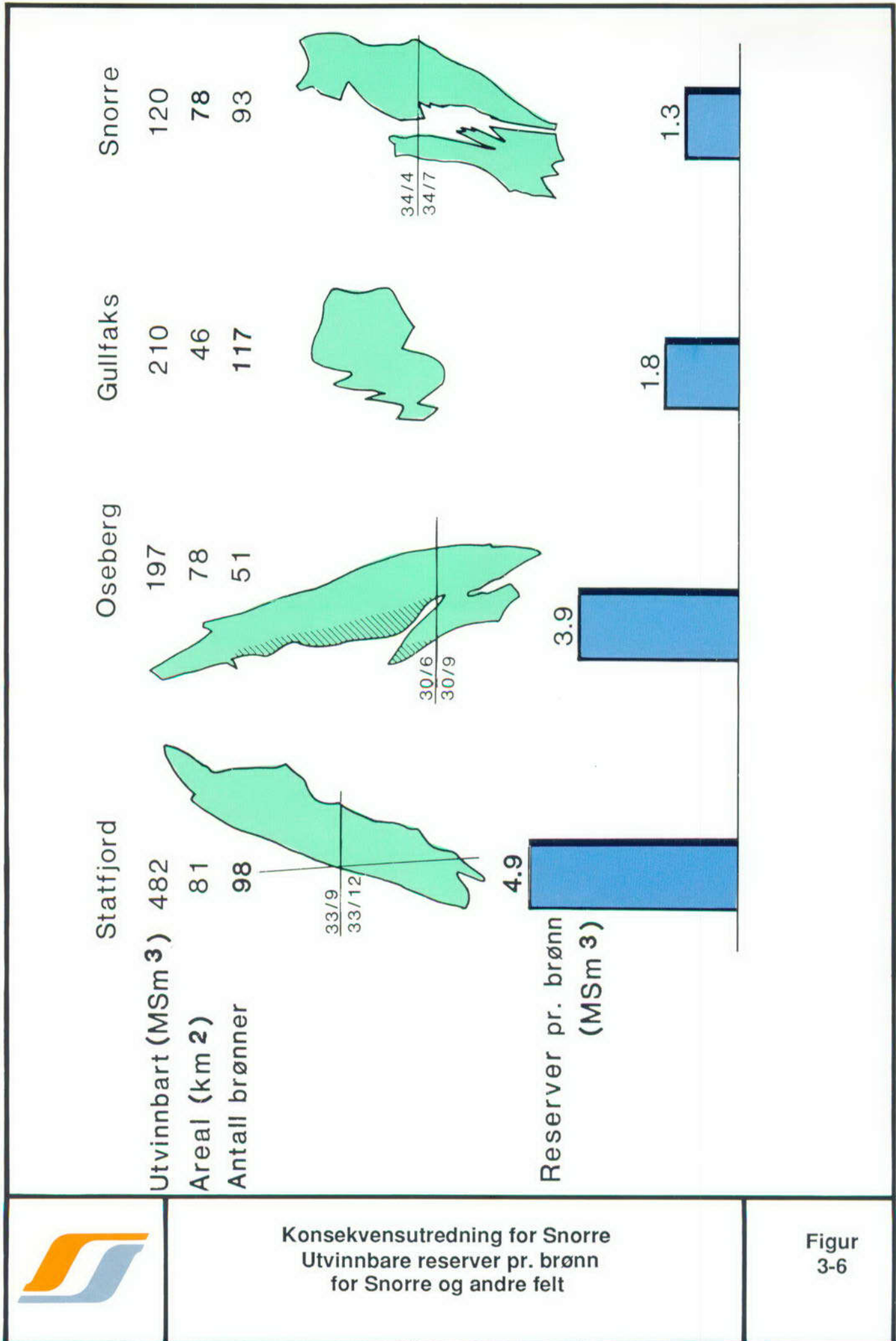
Se figur 3-3 for lokalisering av tverrsnitt



	Tilstedeværende reserver	Utvinnbare reserver
Olje (MSm³)		
Statfjordformasjonen	123	45 - 47
Øvre Lundeformasjonen		
Sone A/B/C	115	-
Sone D/E/F	243	72 - 77
Midtre og Nedre Lundeformasjonen	9	-
<hr/>		
Olje totalt (MSm³)	490	119 - 122
<hr/>		
Tørr gass (GSm ³)		7
Kondensat (Mt)		3.3
<hr/>		
Oljeekvivalenter (t.o.e.)		109-111.6

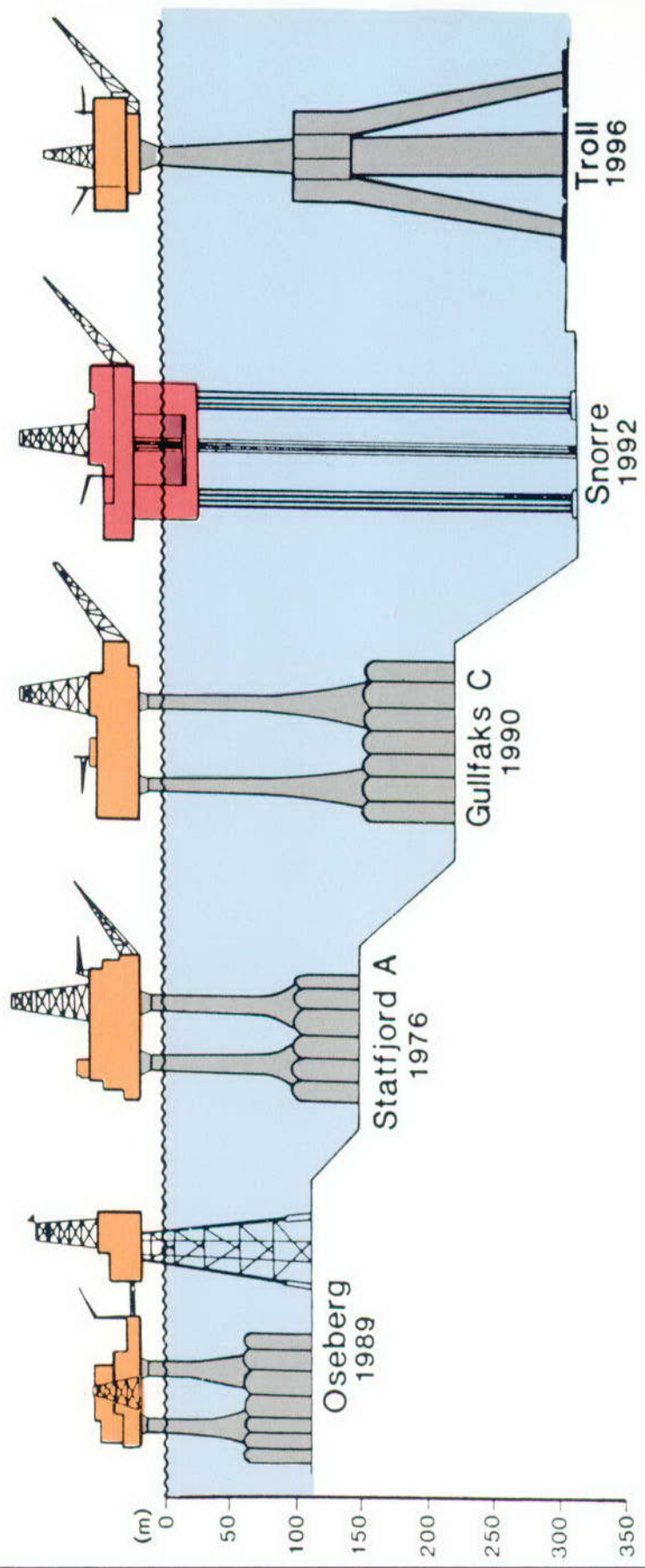
(Opsjon A-Opsjon B)





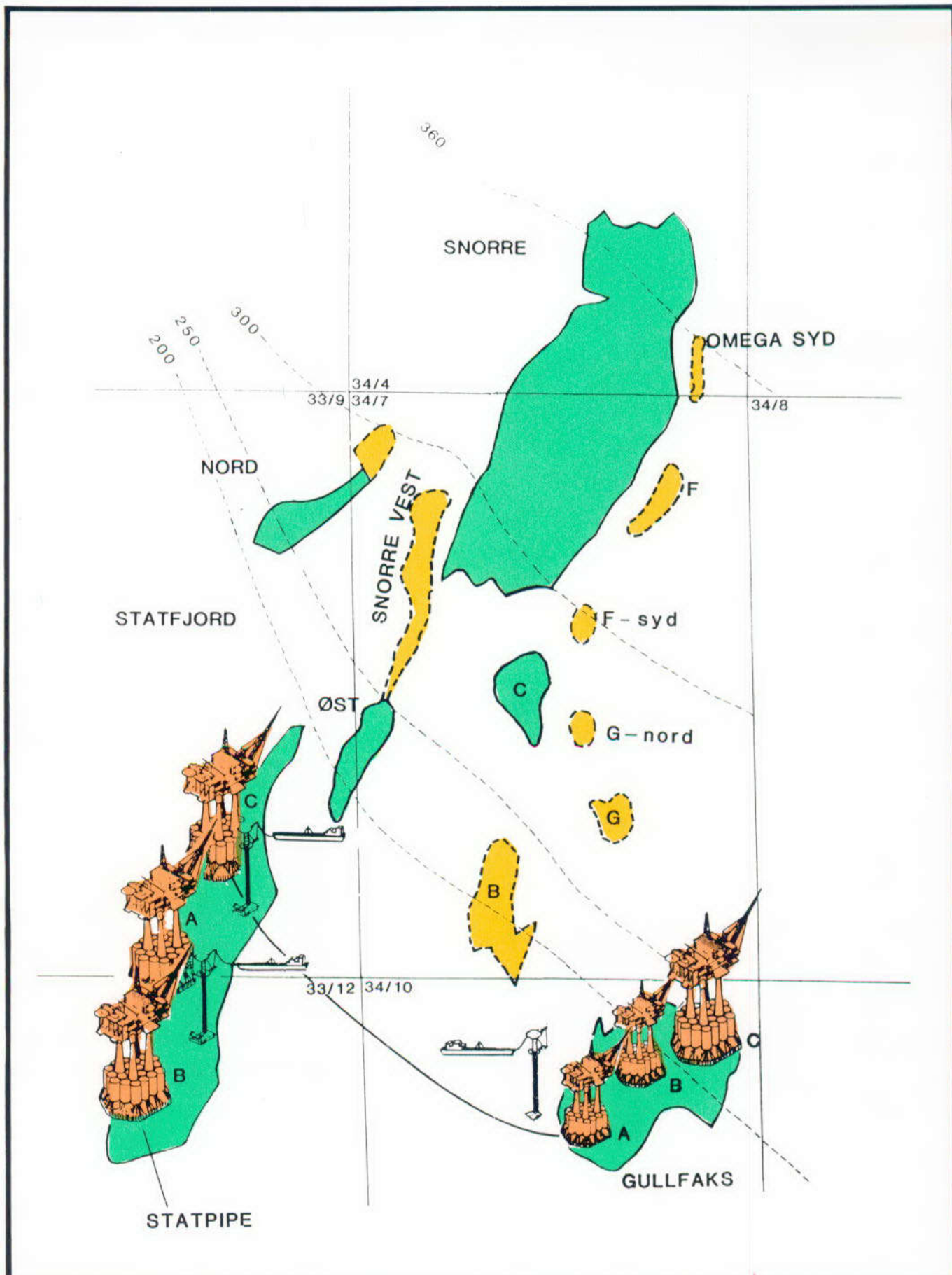
Konsekvensutredning for Snorre
 Utvinnbare reserver pr. brønn
 for Snorre og andre felt

Figur
 3-6



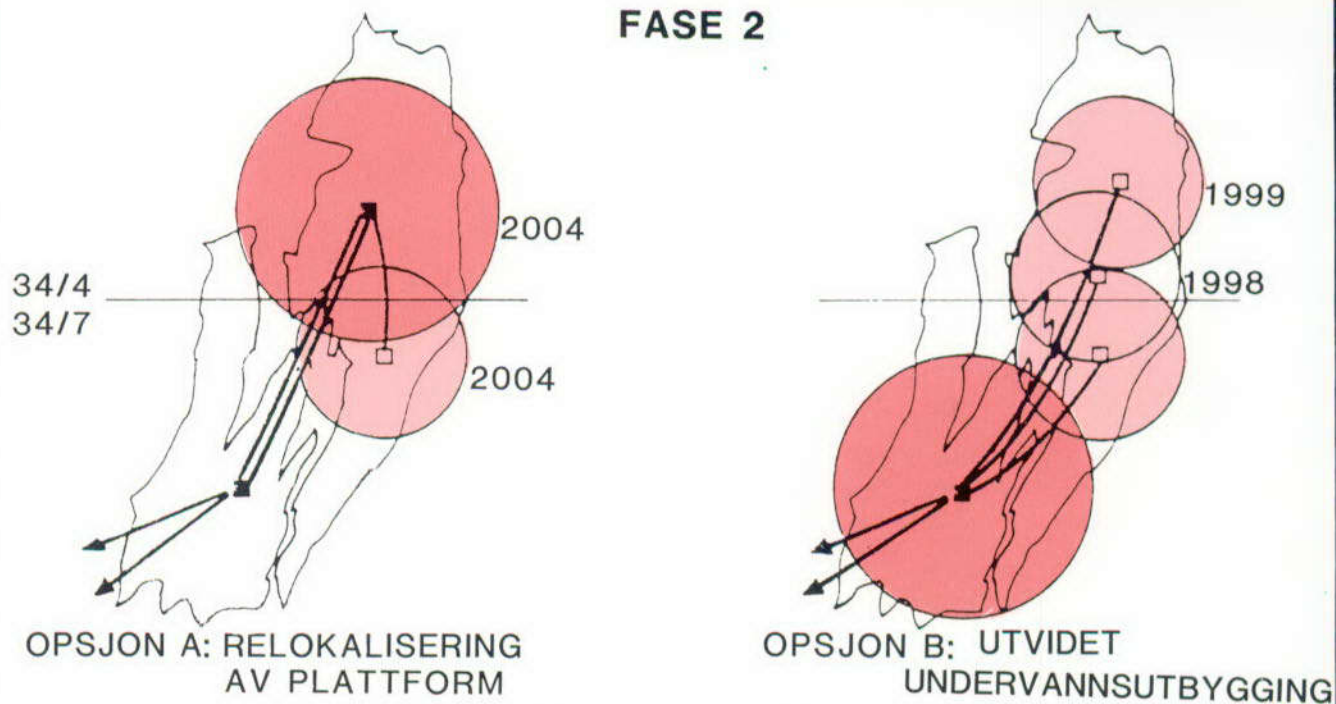
Konsekvensutredning for Snorre
Plattformutvikling på dypt vann

Figur
3-7

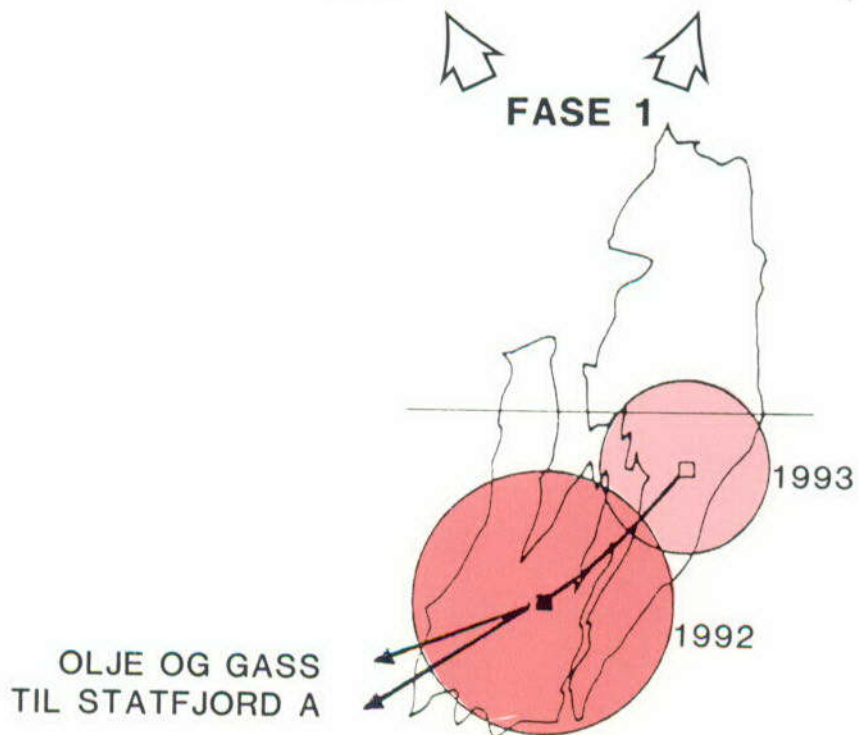


Konsekvensutredning for Snorre
Etablert infrastruktur nær Snorrefeltet

FASE 2



FASE 1



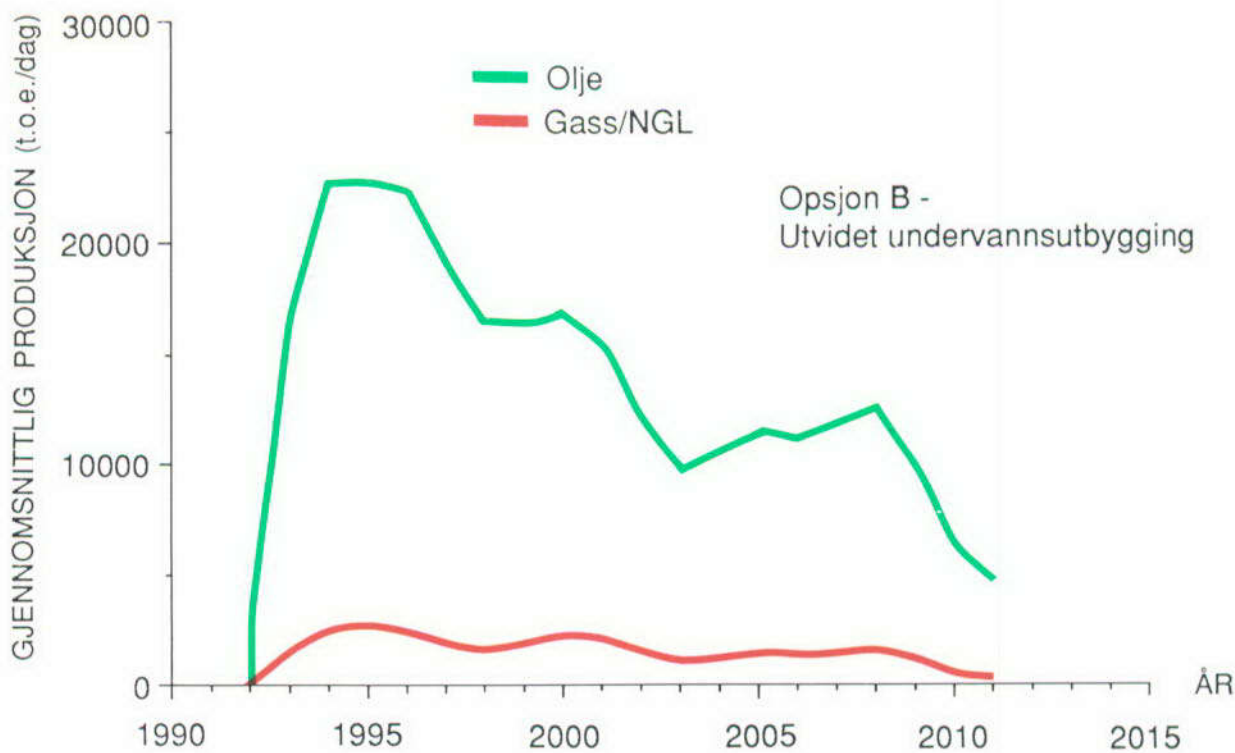
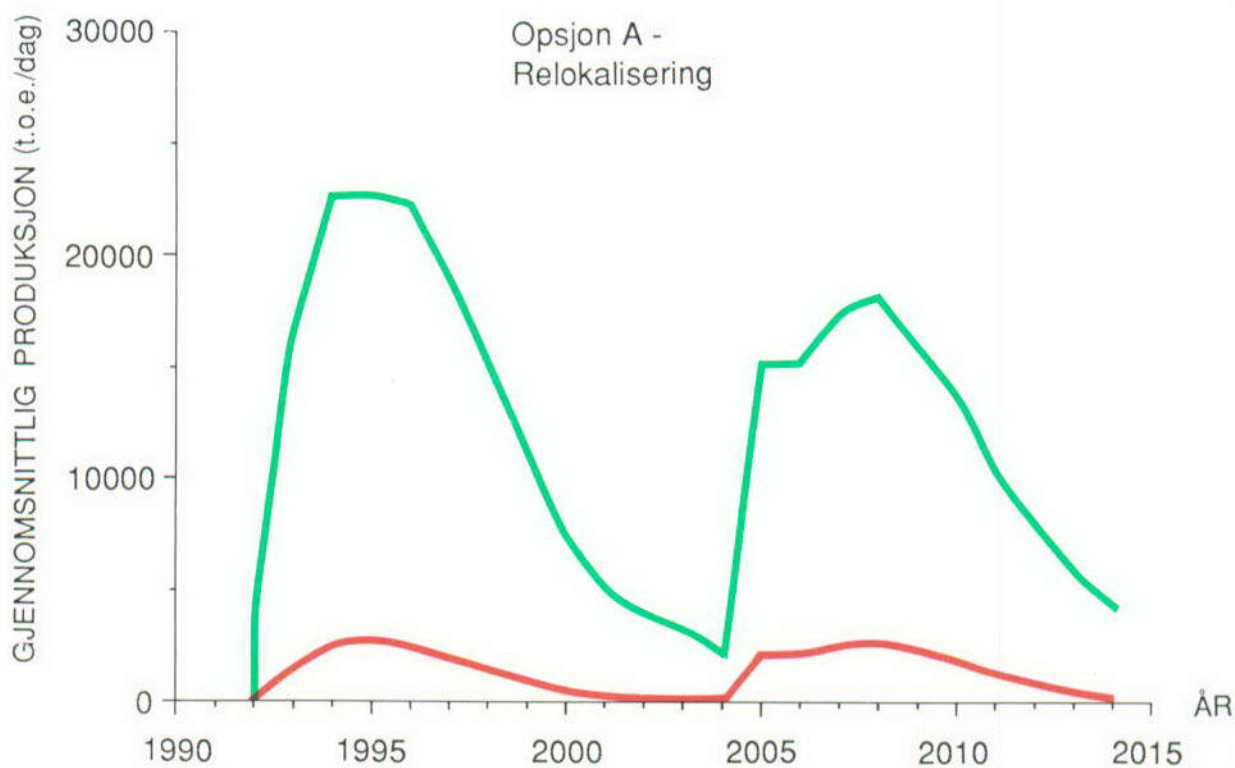
● REKKEVIDDE FRA STREKKSTAGS PLATTFORM

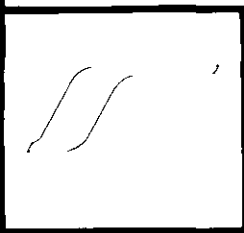
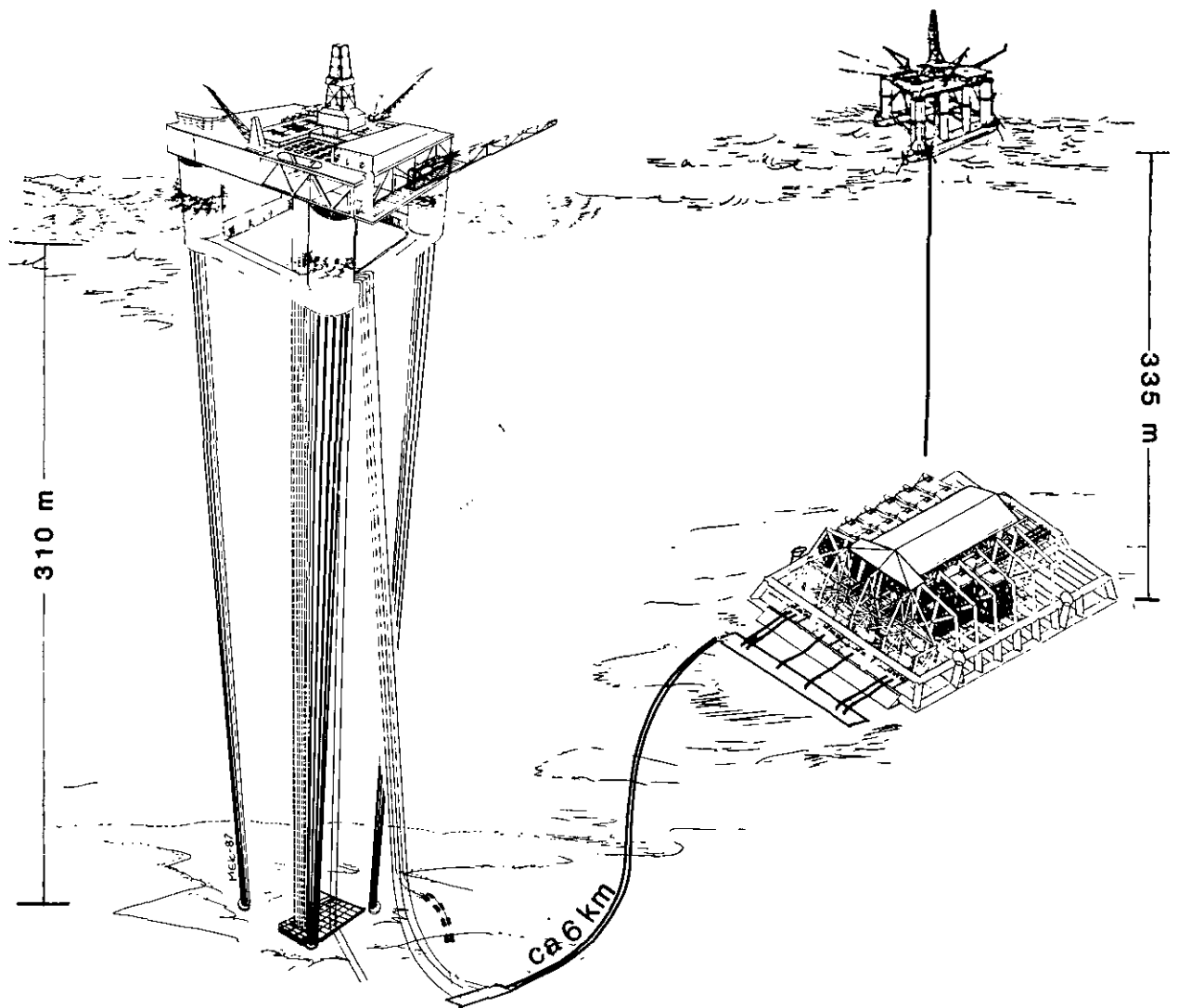
● REKKEVIDDE FRA UNDERVANNSPRODUKSJONSANLEGG



Konsekvensutredning for Snorre
Utbyggingsløsninger - Fase 1 og 2

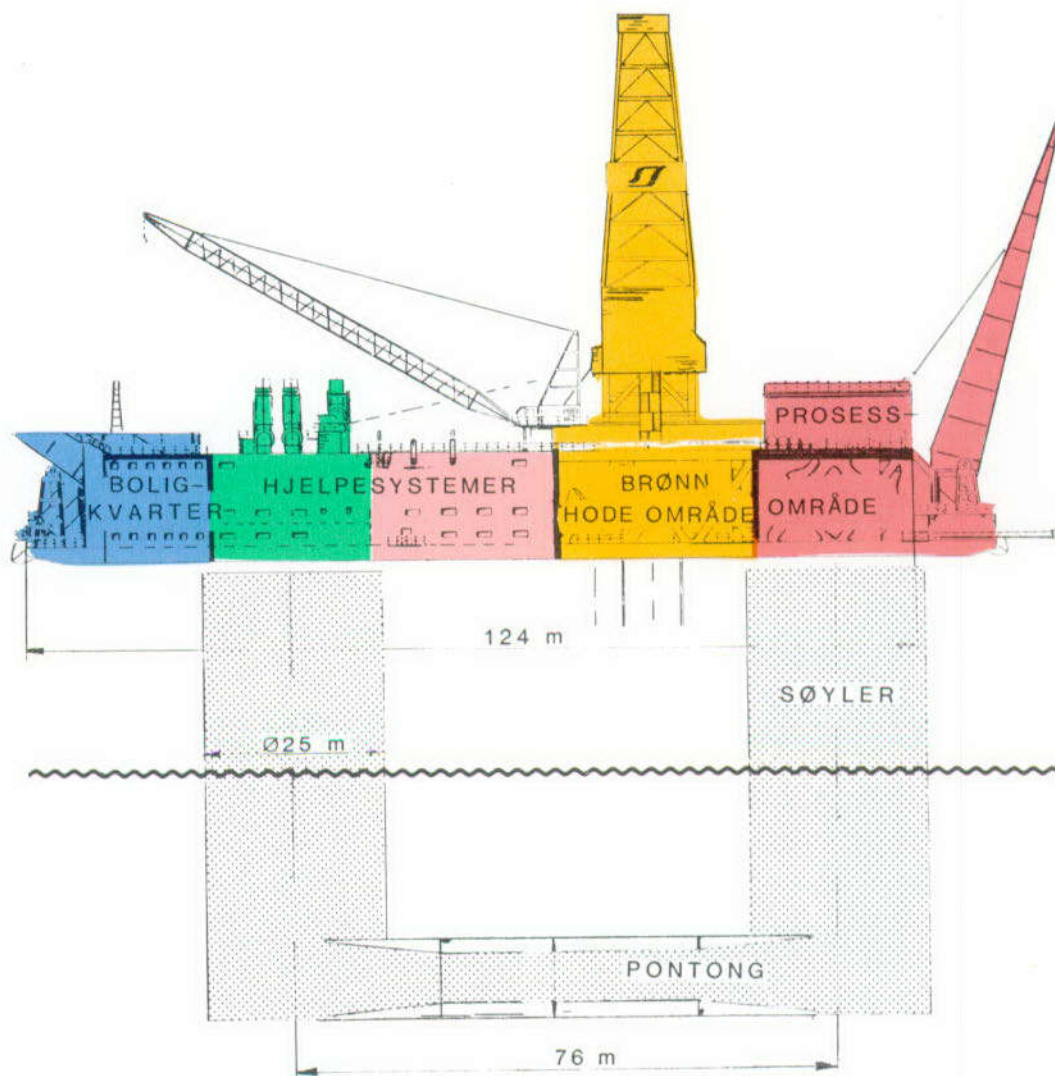
Figur
3-9





Konsekvensutredning for Snorre
Utbyggingsløsning for fase 1

Figur
3-11



— Adskillelse av hovedområder med brannbeskyttelse

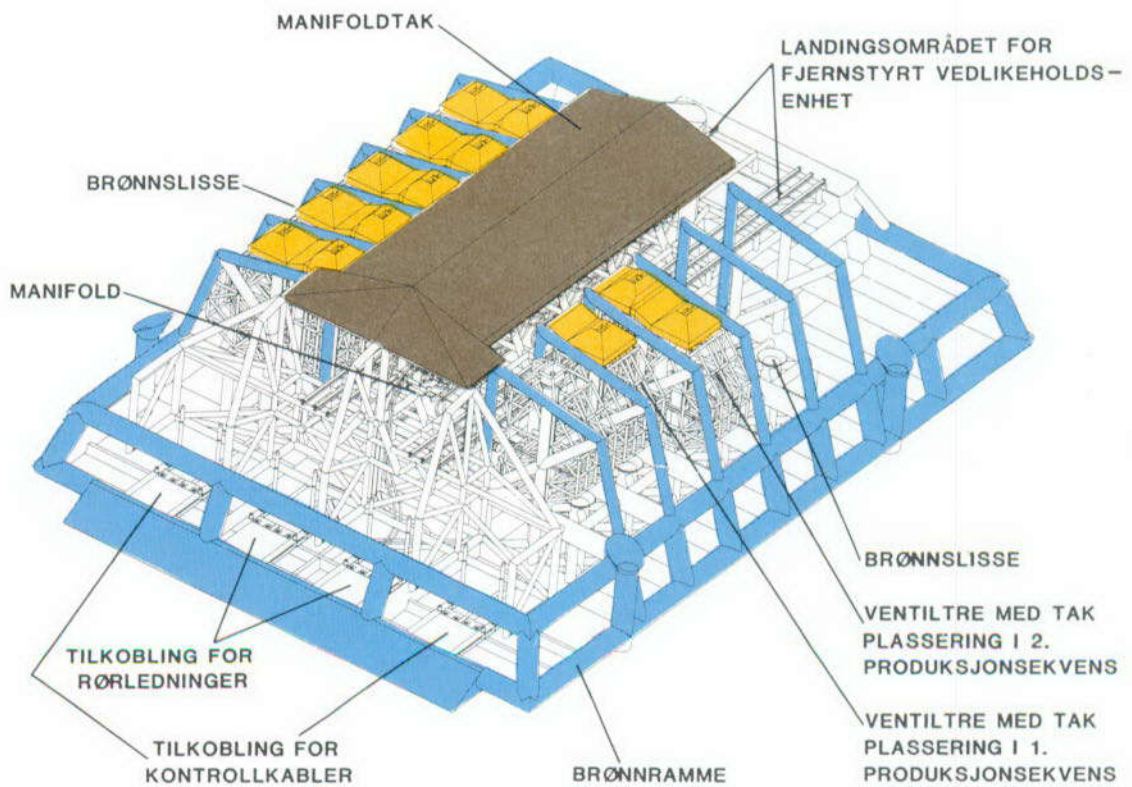
HOVEDDATA:

Vanndyp	310 m
Oljeproduksjon	30000 Sm ³ /dag
Antall brønnsliiser	44
Dekksvekt	37000 tonn
Skrogvekt	30000 tonn



Konsekvensutredning for Snorre
Plattforminndeling

Figur
3-12



HOVEDDATA - FASE 1:

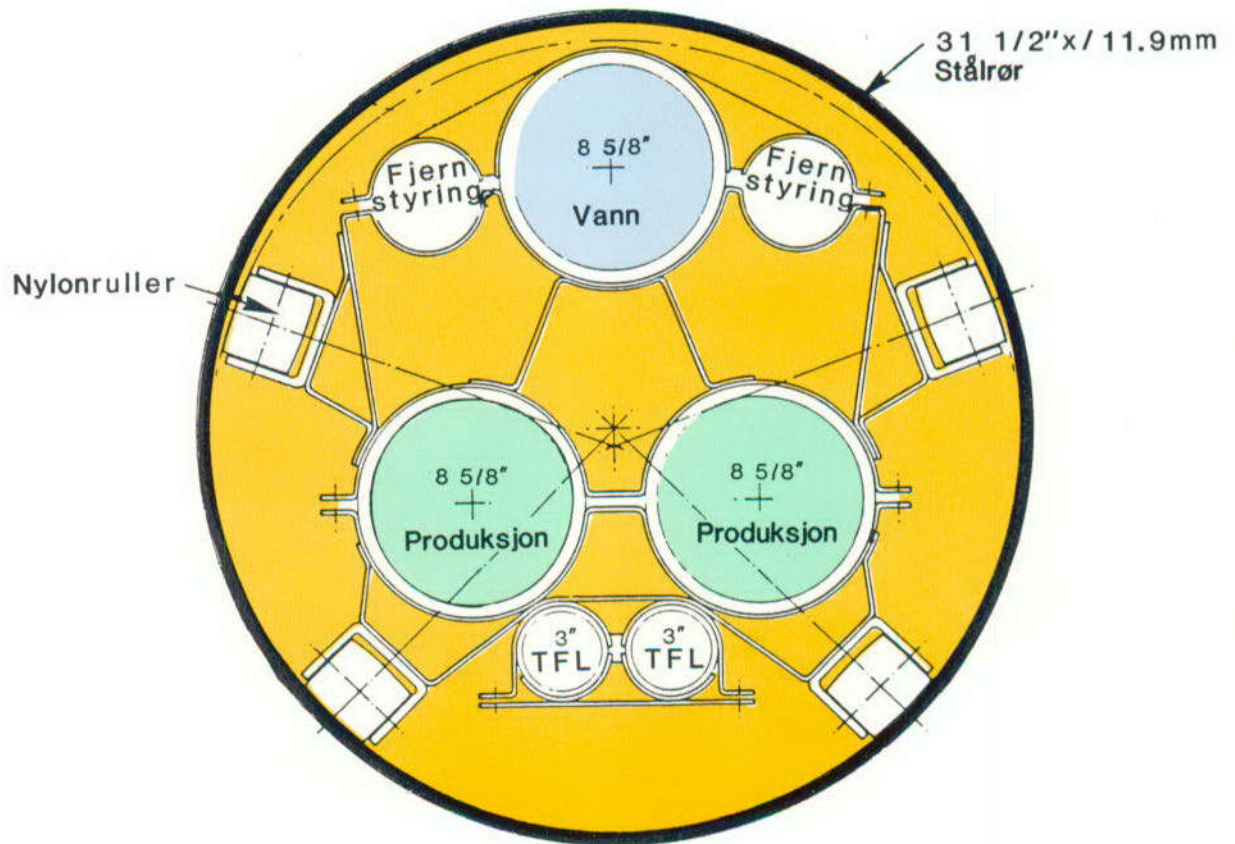
Vanddyb
 Oljeproduksjon
 Antall brønnslisser
 Vekt
 Dimensjoner

335 m
 8200 Sm³/dag
 10 + 10
 1560 tonn
 43 x 33 x 16 m



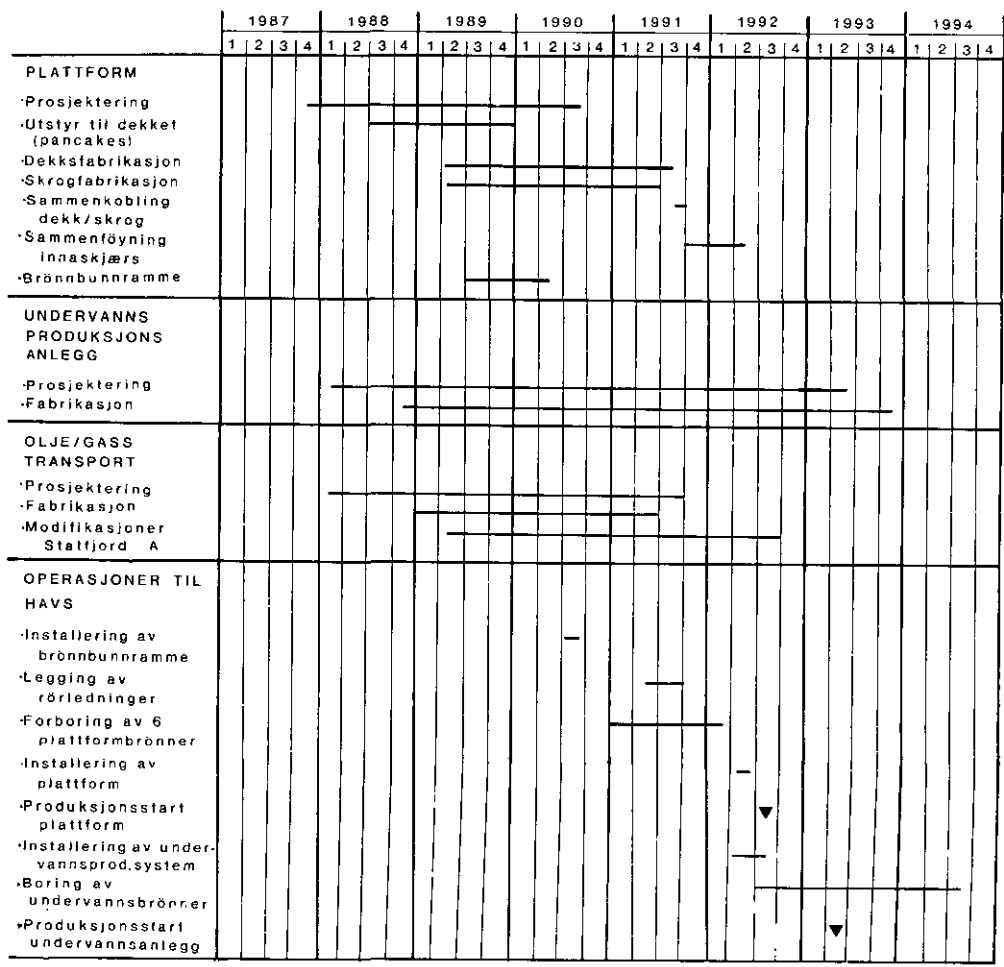
Konsekvensutredning for Snorre
Undervannproduksjonssystem

Figur
3-13



Konsekvensutredning for Snorre
Tversnitt av rørbunt for feltledninger
mellom plattform og undervannsanlegg

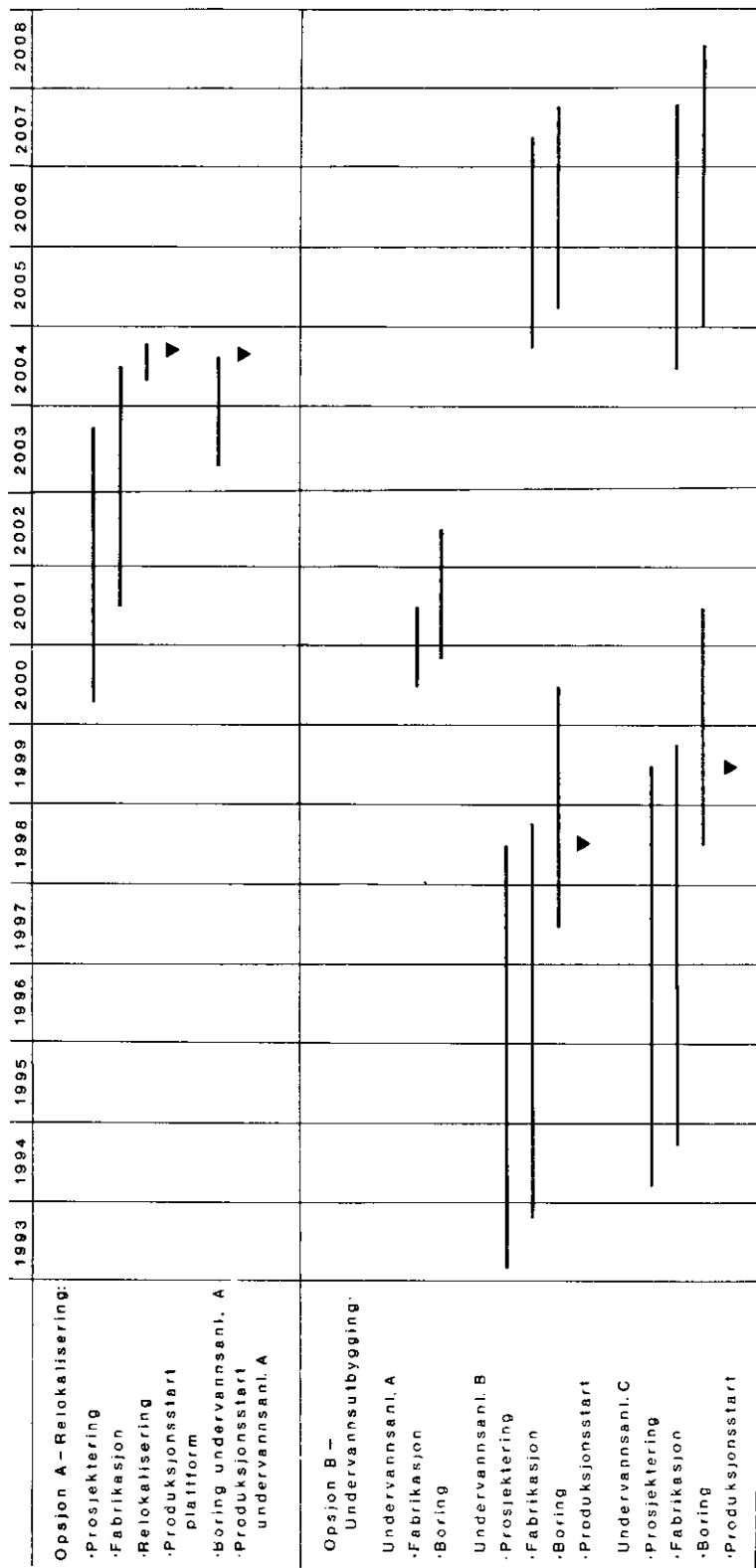
Figur
3-14



Konsekvensutredning for Snorre
Framdriftsplan for fase 1

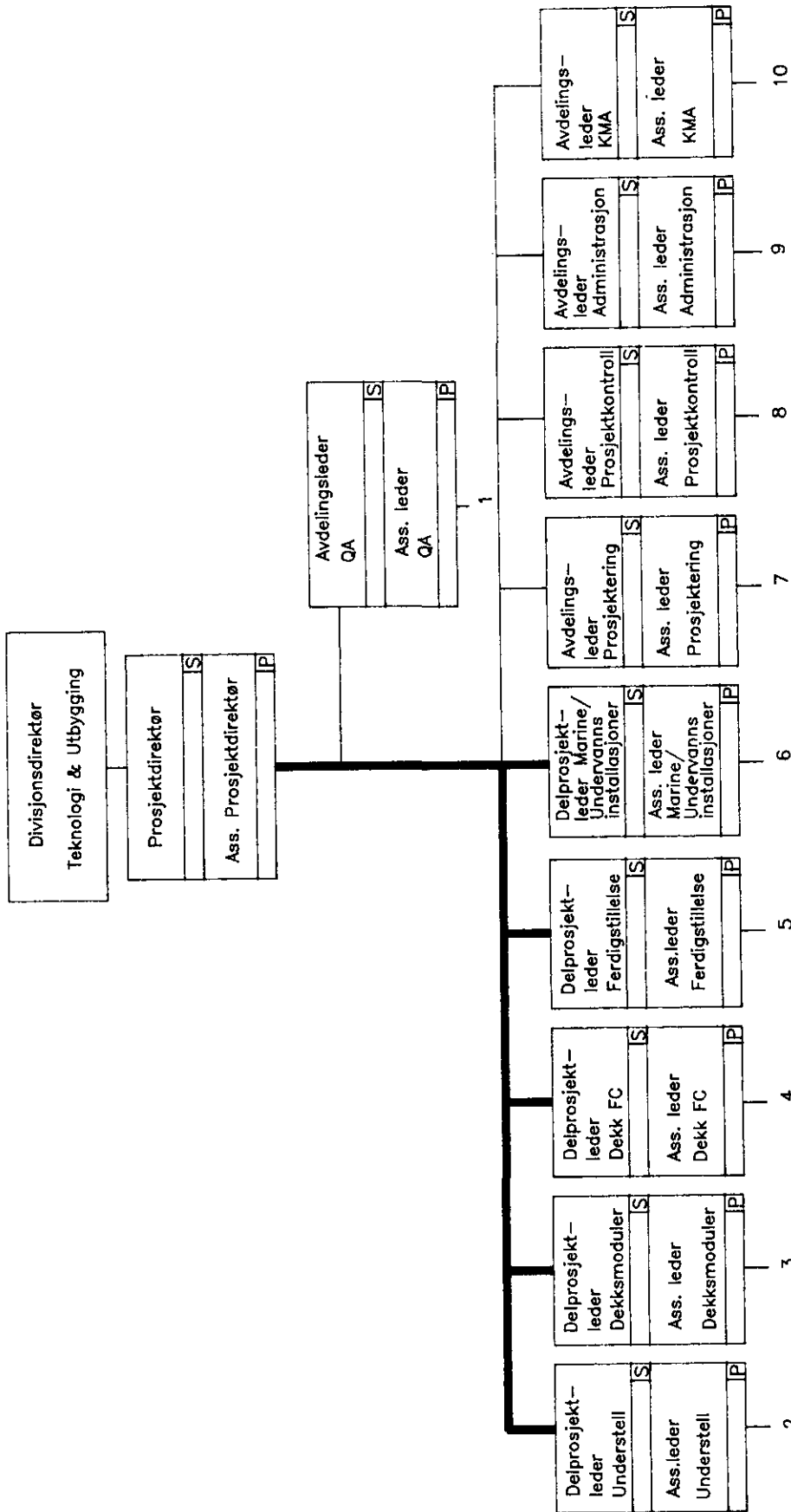
Figur
3-15

2012 512 512 512 512



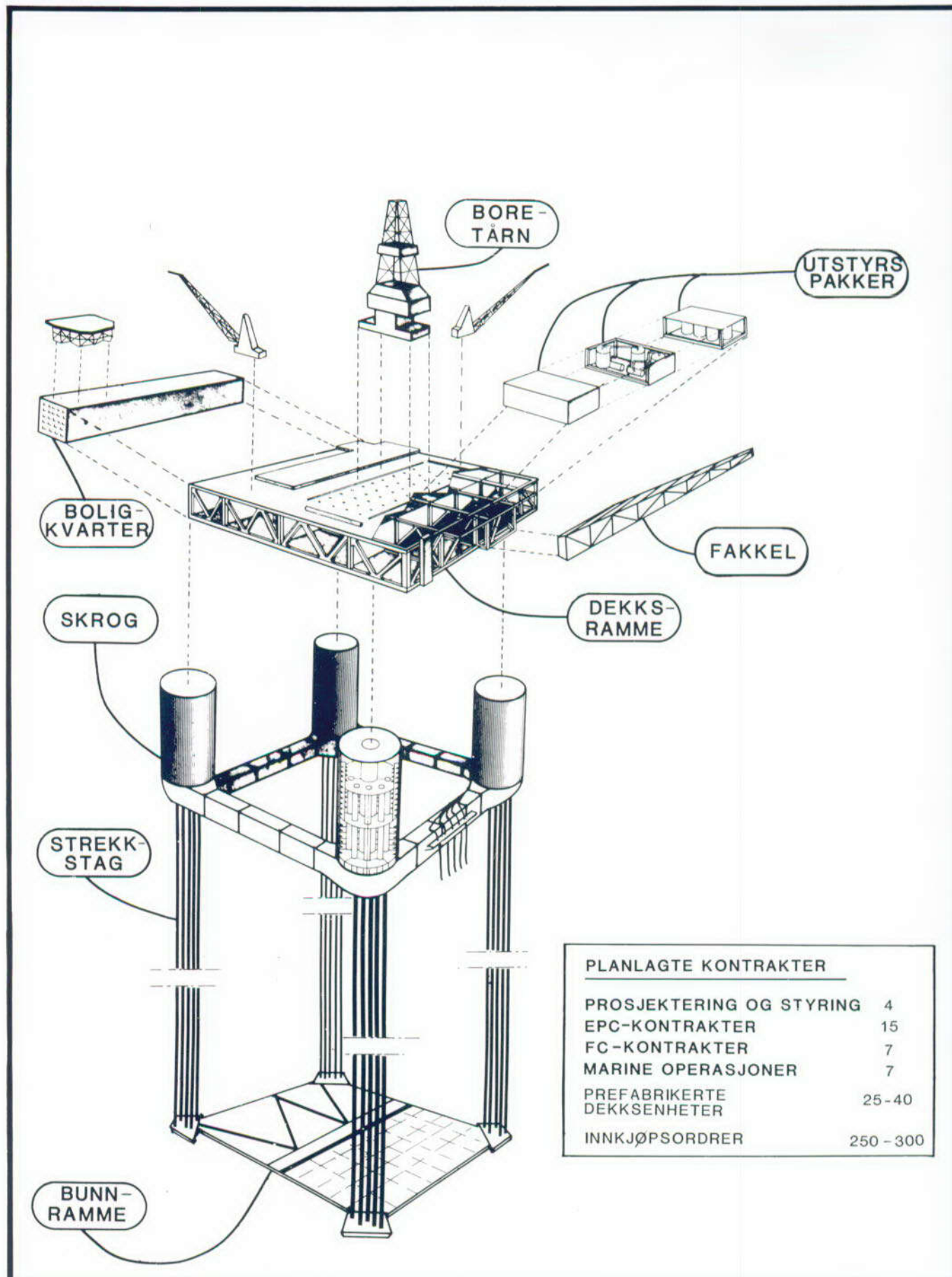
Konsekvensutredning for Snorre
 Foreløpig framdriftsplan for fase 2
 Forutsatt valg av opsjon i 1994

Figur
 3-16



Konsekvensutredning for Snorre
Prosjektledelse

Figur
3-17

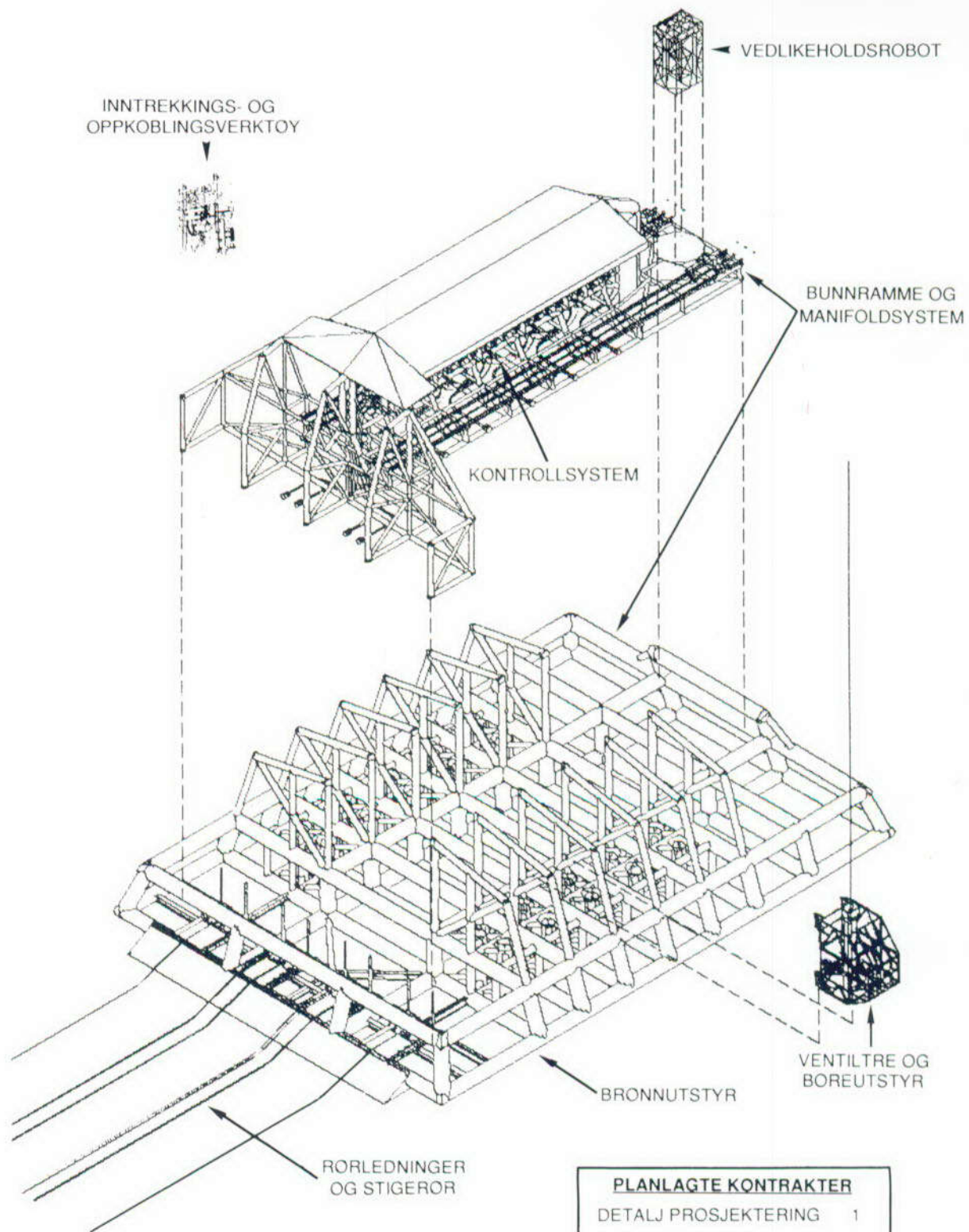


PLANLAGTE KONTRAKTER	
PROSJEKTERING OG STYRING	4
EPC-KONTRAKTER	15
FC-KONTRAKTER	7
MARINE OPERASJONER	7
PREFABRIKERT DEKKSSENHETER	25-40
INNKJØPSORDRER	250-300



Konsekvensutredning for Snorre
Kontraktoppdeling for plattformen

Figur
3-18



PLANLAGTE KONTRAKTER

DETALJ PROSJEKTERING	1
PSC - TJENESTER	1
EPC KONTRAKTER	7
MARINE OPERASJONER	3
INNKJOPSORDRER	30-50



Konsekvensutredning for Snorre
 Kontraktoppdeling for
 undervannsproduksjonssystemer

Figur
 3-19

4 ØKONOMISKE FORHOLD

4.1 ANTAKELSER OG FORUTSETNINGER

Resultater av lønnsomhetsberegninger er nært knyttet til de antakelser som legges til grunn for beregningene. Viktig i denne forbindelsen er oljepris- og inflasjonsutviklingen, dollarkurs, skattenivå og finansieringsbetingelser.

Alle økonomiske størrelser i utredningen er oppgitt i faste 1987-kroner. Ved lønnsomhetsberegninger for Snorre-feltet er det antatt en konstant reell oljepris på 1040 NOK/Sm³ (22 USD/fat ved dollarkurs lik 7.50 NOK/USD) gjennom hele feltets produksjonsperiode. Økonomien er også beregnet for ulike prisbaner for fremtidig utvikling av oljepriser. Antakelsene for Snorre ligger innenfor det bånd som Olje- og energidepartementet har lagt til grunn i Stortingsmelding nr.46 (1986-87). (Figur 4-1.)

Inflasjonen er forutsatt å ligge på 8% fra 1986 til 1987, og på 6% i påfølgende år. Alle investeringer er forutsatt finansiert gjennom 75% opplåning til en rente på 8% til og med 1994, stigende til 10% fra og med 1995.

Skatteberegningene er i samsvar med de skatteregler som ble vedtatt av Stortinget høsten 1986. De økonomiske beregningene etter skatt har antatt at skattemessige avskrivninger kun kan benyttes mot inntekter generert av prosjektet, dvs. en beskatning av feltet alene (prosjektøkonomi). De virkelige skatter kan bli lavere på grunn av fradrag som følge av deltakernes andre aktiviteter i Norge. Imidlertid vil staten få inntekter fra Statoils andel i feltet samt skatt fra selskaper og personer som blir involvert i utbygging og drift av Snorre.

Lønnsomheten er her rapportert enten som netto nåverdi (NNV) eller reell internrente (RIR). Internrente viser avkastning på den til enhver tid investerte kapital i prosjektet. Nåverdien er et uttrykk for hva kontantoverskuddet over prosjektets levetid er verdt i dag. Størrelsen av nåverdien er betinget av den kalkylerenten som benyttes.

4.2 KONTANTSTRØMMER

Brutto produksjonsinntekter ved oljepris på 1040 NOK/Sm³ er beregnet til 134-137 milliarder kroner, mens totale investeringer er beregnet til 28-31 milliarder kroner. Påløpte kostnader før feltet er kommet i produksjon anslås til 17.3 milliarder kroner.

Totale kostnader for drift av feltet pluss transport og prosessering av olje og gass er beregnet til 41-42 milliarder kroner. Tariiffene for prosessering av oljen på Statfjord-feltet vil i noen grad være avhengig av oljeprisen.

4.3 ØKONOMISKE RESULTATER

Tabell 4-1 viser lønnsomheten uttrykt som nåverdi og internrente før skatt ved full utbygging av Snorre-feltet og for fase 1 avhengig av oljeprisnivå og kalkylerente.

Utbyggings- løsning		850 NOK/Sm ³ (18 USD/fat)	1040 NOK/Sm ³ (22 USD/fat)	1270 NOK/Sm ³ (27 USD/fat)
Relokalise- ring	NNV (7%)	12.2 GNOK	21.1 GNOK	31.4 GNOK
	NNV (10%)	6.4 GNOK	12.8 GNOK	20.1 GNOK
	RIR	16.5%	21.9%	27.1%
Utvidet undervanns- utbygging	NNV (7%)	11.2 GNOK	21.1 GNOK	32.2 GNOK
	NNV (10%)	5.9 GNOK	13.1 GNOK	21.2 GNOK
	RIR	16.1%	22.0%	27.5%
Fase 1 alene	NNV (7%)	6.1 GNOK	12.8 GNOK	20.5 GNOK
	NNV (10%)	3.0 GNOK	8.2 GNOK	14.2 GNOK
	RIR	14.3%	20.5%	26.4%

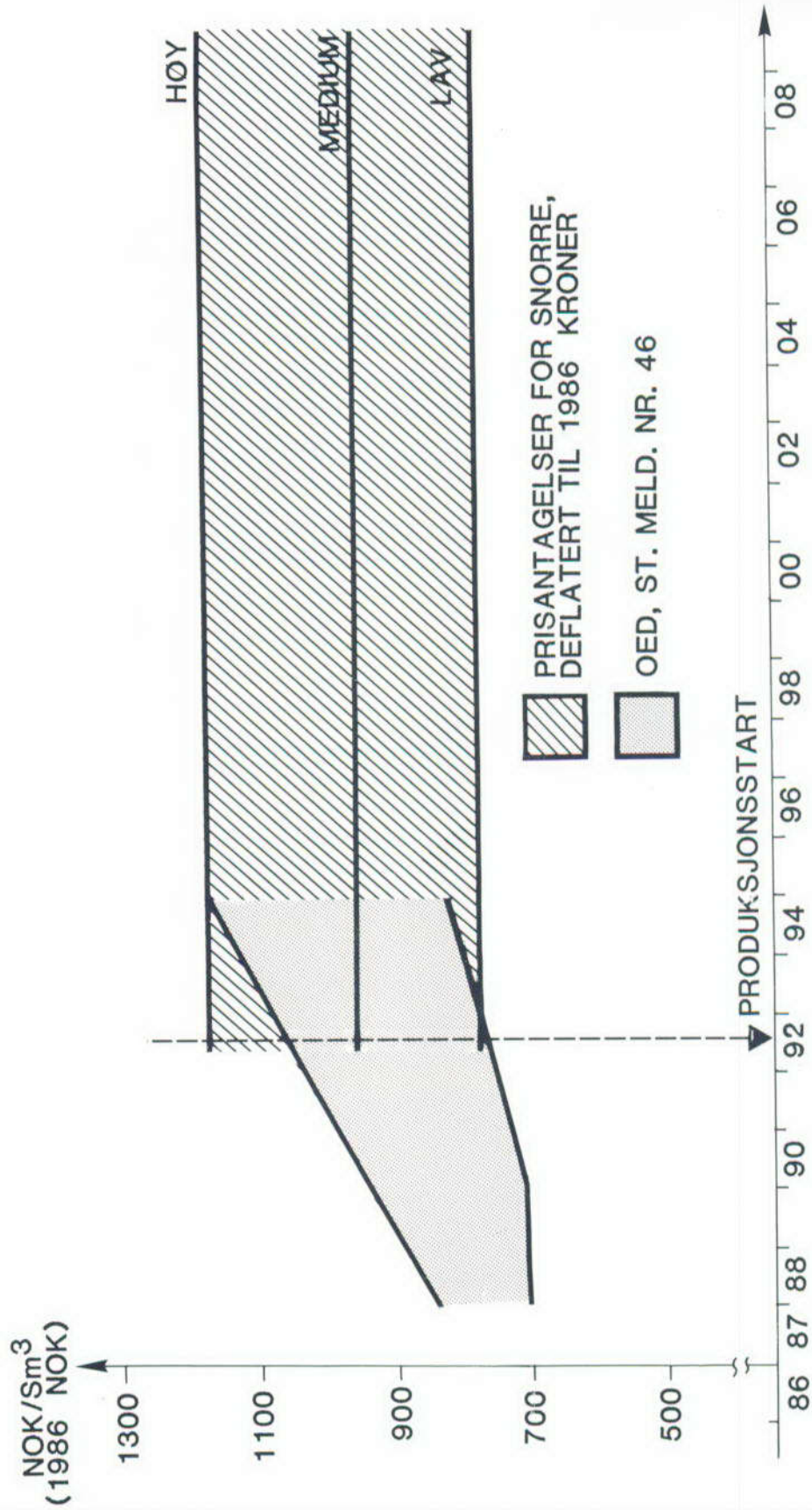
Tabell 4-1: Lønnsomhet før skatt ved utbygging av Snorre for ulike oljeprisnivå og kalkylerenter. (NNV netto nåverdi i milliarder kroner, RIR = reell internrente).

Det er liten forskjell i lønnsomheten mellom de to utbyggingsopsjonene. Begge viser stor variasjon med oljeprisnivået, også etter skatt.

Utbyggings- løsning	850 NOK/Sm ³ (18 USD/fat)	1040 NOK/Sm ³ (22 USD/fat)	1270 NOK/Sm ³ (27 USD/fat)
Relokalisering	10.5%	13.6%	16.6%
Utvidet under- vannsutbygging	10.5%	13.8%	17.0%
Fase 1	8.6%	12.0%	15.4%

Tabell 4-2: Reell internrente etter skatt ved utbygging av Snorre for ulike oljeprisnivå.

Statens skatteinntekter fra Snorre-feltet er påvirket av oljeprisnivå og selskapenes skatteposisjon. Ved en oljepris på 1040 NOK/Sm³ betaler Snorre-prosjektet totale skatter i området fra 36 til 44 milliarder kroner avhengig av utbyggingsløsning for fase 2 og rettighetshavernes skatteposisjoner.



Konsekvensutredning for Snorre
Realoljeprisantagelser for Snorre

Figur
4-1

5 VIRKNINGER FOR NORSK INDUSTRI OG ANNEN NÆRINGSVIRKSOMHET

I denne sammenheng fremheves spesielt Snorre-prosjektets investeringsomfang, arbeidskraftsbehov, bruk av nye teknologiske løsninger og Sagas involvering av norsk industri. I en forlengelse av det søker konsekvensutredningen å trekke opp mulige langtidsvirkninger.

Videre påpekes de store samfunnsmessige besparelser og gevinster som vil oppnås ved at utbyggingsløsninger for Snorre utnytter ledig kapasitet på Statfjord-feltet og koordinerer transport av olje og gass fra feltet.

5.1 UTBYGGINGSFASEN

5.1.1 Investeringer

Den planlagte utbyggingsløsningen for Snorre representerer, avhengig av hvilken opsjon som velges for fase 2, et totalt investeringsvolum på ca. 28-31 milliarder kroner. Av dette utgjør fase 1 ca. 20.9 milliarder kroner. Figurene 5-1 og 5-2 viser tidsprofilene for investeringene; for fase 1 er disse delt opp i ulike kategorier.

Kostnadsfordelingen er avhengig av om plattformen vil bli flyttet eller om undervannsanlegg velges for fase 2. Plattformen med utrustning, dekk, skrog, forankring og installasjon utgjør den dominerende av kostnadene, mellom 44 og 50%. Et stort antall brønner utgjør mellom 30 og 35% av investeringene. Undervannsproduksjonssystemene utgjør mellom 7 og 17%. Eksportsystemene representerer omlag 4% av investeringene.

Kalkylene reflekterer et gjennomsnittlig pris- og ratenivå for tidligere prosjekter. Elementer som representerer nye teknologiske elementer i design og utførelse utgjør ca. 20% av kostnadene.

5.1.2 Behov for arbeidskraft - fase 1

Utbyggingsprosjektet vil gi betydelige oppgaver til leverandører av tjenester og produkter. Det er forventet at prosjektet vil gi en direkte samlet sysselsetting på ca. 9400 årsverk i fase 1, med en topp i 1990 på ca. 3450 årsverk. Fordeling over tid er vist i figur 5-3.

Oppdrag for fabrikasjon av dekkstramme, utrustning, boligkvarter, borepakker etc. er forventet å kreve 2900 årsverk. Arbeidskraftbehov ved fabrikasjon og sammenstilling av skrog, strekkstag og fundamenter utgjør ca. 2150 årsverk. For prosjektering, fabrikasjon og installasjon av undervannsproduksjonssystem og feltledninger er behovet anslått til

450 årsverk, mens det for eksportsystemer, marine operasjoner og ferdigstilling vil medgå ca. 750 årsverk. Prosjektering av plattformen vil utgjøre ca. 1660 årsverk, mens samlet prosjektstyring er anslått til ca. 1500 årsverk. Sysselsetting over tid er vist i figur 5-4 og 5-5 for de ulike hovedaktivitetene.

5.1.3 Norsk industris deltakelse

Snorre-prosjektet vil i betydelig grad etterspørre varer og tjenester fra innenlandsk verkstedsindustri, leverandører av utstyr og komponenter såvel som ingeniørbedrifter. (Figur 5-6).

Fra verkstedsindustrien er det uttrykt bekymring over oppdragssituasjonen i de kommende 2-3 årene. For den petroleumsrettede virksomheten antar MVL at oppdragsvolumet i den aktuelle perioden kan synke til ca. 30% av volumet i 1986. (Vedlegg 1).

Dersom Snorre-prosjektet realiseres innenfor de oppgitte tidsplaner, vil prosjekteringsoppdrag tildeles rundt årskiftet 1987/88, mens de første innkjøpsordre vil bli tildelt allerede i 3. kvartal 1988. Oppdragene vil være viktige bidrag til å opprettholde beskjeftigelse og kompetanse hos prosjekterings- og verkstedsbedrifter.

Gjennomføringen av prosjektet er planlagt slik at norsk industri skal kunne konkurrere om de fleste oppdrag.

Det er lagt opp til at plattformens to hoveddeler, skrog og dekk, skal kunne sammenstilles ved minimum to norske verksteder. For skroget oppnås dette ved en oppdeling i prefabrikerte enheter med vektorer fra 500 - 2000 tonn. Flere norske petroleumsrelaterte verkstedbedrifter kan håndtere slike byggeoppdrag. For dekket vil samme prinsipp med oppdeling i flere enheter være mulig. Selve dekkstrukturen og deler av nedre dekk vil bli bygget ved et større verksted, eventuelt ved bruk av underleverandører. Utrustning av dekket er basert på at et større antall dekkseenheter kan bygges og ferdigstilles i så stor utstrekning som mulig ved andre verksteder enn hovedverkstedet. Dekkseenheter vil deretter bli transportert til hoveddekkfabrikanten, installert i dekkstrukturen og koplet opp. Primærhensikten med denne arbeidsdelingen er å holde toppbelastningen for hoveddekkfabrikanten på et rimelig nivå. Samtidig er konsekvensen for industrien en mer omfattende bruk av underleverandører, og dermed muligheter for leveranser også fra mindre byggeverksteder.

Undervannsproduksjonssystemet for Snorre består av flere hoveddeler som brønnramme og manifold, kontrollsystem, ventiler og kompletteringsutstyr og rørledninger. Prosjektering, fabrikasjon og uttesting av disse enhetene ligger til rette for såkalte EPC (Engineering, Procurement and Construction)-kontrakter. Disse kontraktene kan gjennomføres av flere norske firmaer, som i en viss grad sannsynligvis vil være avhengig av samarbeid med utenlandske underleverandører.

Brønnramme og manifold kan fabrikeres ved flere verksteder i Norge. Disse må ha tilstrekkelig innendørsarealer egnet for sammenstilling og utrustning.

Fabrikasjonskravene for brønnrammer med bl.a. dimensjoner, toleranser, materialer og sveising, kvalitetskontroll etc. vil være velkjent for flere verksteder i Norge. Oppbygging av manifolden med rørledningsarrangement er også arbeid som kan utføres av norske verksteder.

Det har i de siste årene blitt installert flere undervannssystemer i den norske delen av Nordsjøen hvor norske firmaer har stått ansvarlig for leveranse av kontrollsystemer, ventiltrær og kompletteringssystemet. Det vil være mulig å bruke industriens kompetanse også for undervannsproduksjonssystemet til Snorre. Endel av den type utstyr som vil inngå er allerede utviklet og produsert i Norge. Som eksempel kan nevnes fjernstyrte mekaniske rørkoplinger. For endel andre komponenter vil en fremdeles være avhengig av utenlandske underleverandører. Sammensetning og uttesting vil imidlertid bli foretatt av norske verksteder.

Det vil være en sammenstillings- og utprøvsperiode på land for utstyret. Det vil være naturlig at uttesting av utstyr foregår der bunnrammen og manifolden sammenstilles.

5.1.4 Kompetanseutvikling

Stort vanddyb, komplekst reservoar og usikkerhet om fremtidige oljepriser med videre gjorde det nødvendig å vurdere et bredt antall muligheter for å bygge ut Snorre-feltet. Til nå har det vært tildelt 272 studiekontrakter til ulike firmaer. Verdien av disse oppdragene har vært ca. 170 millioner kroner, fordelt på studier av faste og flytende plattformer, dekkdesign, undervannssystemer, brønnteologi, boring, utrustning, installasjon, vedlikehold, sikkerhet, miljøundersøkelser m.v. Norske firmaer har hatt studier for mer enn 70% av samlet kontraktsverdi. Oppdragsspredningen er vist på figur 5-7. Gjennom disse studiene ble flere plattformløsninger utviklet i betydelig grad og kan representere interessante løsninger for andre prosjekter.

Av særlig interesse kan nevnes arbeidet med Betong Monotårn-plattform og konseptet med utvidet prøveproduksjon fra en flytende boreplattform/fartøy og undervannssystem (Extended Pilot Production, EPP). EPP-konseptet ble ført fram til tidlig konseptdesign i nært samarbeid med norske bedrifter. Det representerer en aktuell produksjonsløsning for andre funn og prospekter på blokk 34/4 og 34/7.

I tillegg til studieoppdrag har det vært avholdt møter med mer enn 100 forskjellige firmaer. Disse har fått anledning til å presentere egen kompetanse og muligheter samtidig som de er blitt orientert om behov og framdriftsplaner for Snorre-prosjektet.

Utbyggingsløsningen for Snorre er utradisjonell for norsk sokkel. Plattformkonseptet og undervannsinstallasjonene består av flere komponenter med høyt teknologiinnhold. I 1986 ble det innledet et samarbeid med Mekaniske Verksteders Landsforening (MVL). Gjennom dette samarbeidet har mer enn 100 norske selskaper og institusjoner blitt kontaktet, for å etablere en dialog for å diskutere og dele synspunkt på teknologiaspekter ved utbyggingen. Bedriftenes kvalifikasjoner, kapasitet og interesse er diskutert både med tanke på deltakelse i utvikling av spesielle komponenter og utstyr for TLP-plattformen og undervannsinstallasjonene og for å kvalifisere norske leverandører for senere anbudsdelaktelse og leveranser. Det blir utarbeidet planer for

slike utviklingsoppdrag, og det er gitt orientering til industrien via MVL og direkte. Gjennom disse oppdragene er det forventet at norsk industri vil etablere nye samarbeidskonstellasjoner seg imellom og med bedrifter i utlandet.

Det er en tendens i global sammenheng til økt satsing på flytende konstruksjoner og mer bruk av undervannsproduksjonssystemer. Gjennom deltakelse i Snorre-prosjektet kan norske bedrifter få en viktig referanse for oppdrag på norsk og utenlandsk sokkel, spesielt for produkter med høyt teknologiinnhold. I Stortingsmeldingen om petroleumsvirksomheten på mellomlang sikt og i en uttalelse fra MVL (Ref. 8, Vedlegg 1) blir det understreket viktigheten av å utvikle kompetanse på områder med høyt teknologiinnhold for å øke eksporten.

MVL mener at prosjektet ligger særlig godt tilrette for utforming av oppdrag med utvidet kontraktsinnhold, dvs. oppdrag som kombinerer planlegging, ingeniørtjenester, innkjøp og fabrikasjon. MVL understreker at dette er et kontraktskonsept som vil styrke norsk verkstedsindustri.

Snorre-utbyggingen representerer etter Sagas og industriens vurderinger et viktig teknologisteg ikke bare i norsk, men også i internasjonal petroleumssammenheng. Gjennom prosjektet åpnes det også opp for nye samarbeidskonstellasjoner innenfor petroleumstett industri og det tilrettelegges for norsk deltagelse i teknologiutvikling, noe som vil kunne bidra positivt til industriens internasjonale konkurranseevne.

5.2 DRIFTSFASEN

Det er forventet at driftsorganisasjonen for Snorre vil sysselsette ca. 600 personer, fordelt med ca. 210 i landorganisasjonen og 390 til havs. I tillegg vil det periodevis være behov for ekstra kontraktørpersonell for å dekke arbeidstopper som større vedlikeholdsarbeider på feltet. Dette behovet er anslått til 100 årsverk. En oppdeling av årlig arbeidskraftbehov i landorganisasjonen og på plattformen er gitt i figur 5-8. Størrelsen på driftsorganisasjonen og innleid personell er vurdert ut fra personellbehovene på plattformen. I forhold til tidligere utredninger om driftsorganisasjonen for Snorre er bemanningsbehovet noe redusert. Det skyldes at det nå er etablert et bedre definisjonsnivå for utforming og drift av installasjonene.

Totale kostnader for drift av feltet er anslått til mellom 26 og 27 milliarder kroner. Figur 5-9 viser at årlige driftskostnader ligger i størrelsesorden 1.1-1.5 milliarder kroner, hvorav kjøp av varer og tjenester utenom den faste bemanningen utgjør gjennomsnittlig 550-850 millioner kroner pr. år. Den vesentligste delen av dette ventes å være norske leveranser. Snorre-lisensen vil betale tariffer i størrelsesorden 15 milliarder kroner eller 670 til 740 millioner kroner i gjennomsnitt pr. år. Tariffene dekker kostnader for prosessering av olje og gass, lagring og lasting samt transport av oljen til land og gassen til Emden.

5.3 SAMORDNINGSEFFEKTER SNORRE - STATFJORD

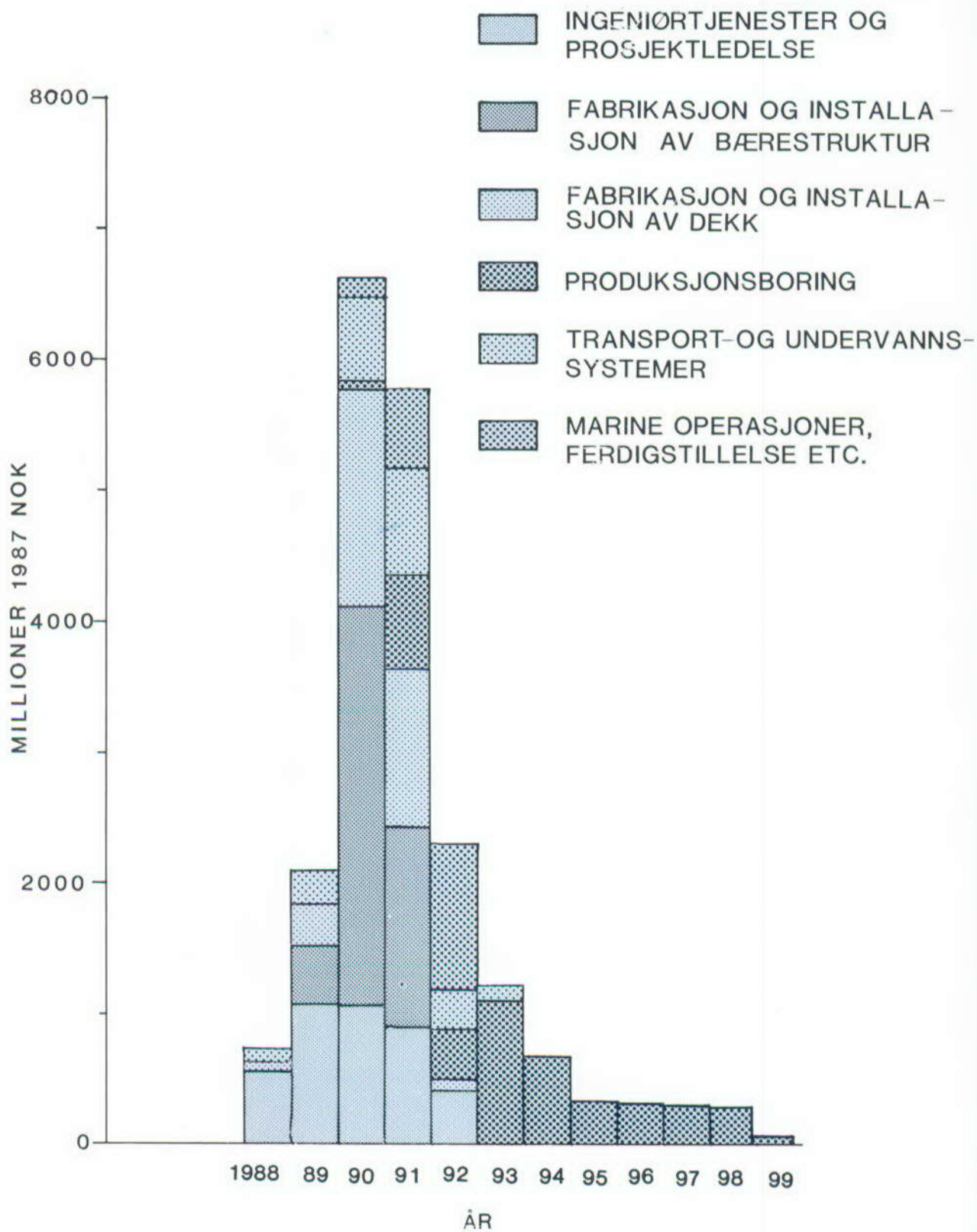
I flere sammenhenger er det blant annet fra Oljedirektoratet poengtert den samfunnsøkonomiske betydning en samordning av utbyggingsløsninger kan ha. I Oljedirektoratets perspektivanalyse fra 1986 (Ref. 10) heter det: "Foreløpige beregninger viser at potensialet for kostnadsbesparelse ved å samordne utbyggingsløsningene i 33/34 området er så vesentlige at det forutsettes at dette blir utredet nærmere".

Planarbeidet har vist at en utbyggingsløsning med delvis prosessering av oljen på Snorre-plattformen og sluttprosessering på Statfjord-feltet vil gi vesentlige kostnadsbesparelser. Snorre-feltets muligheter til effektiv utnyttelse av ledig kapasitet på Statfjord-feltet vil imidlertid være tidsbegrenset. Planene for samordning representerer allerede idag en overskridelse av den planlagte produksjonsperioden for Statfjord-feltet. (Figur 5-10). En utsettelse eller endring av planene for utbygging av Snorre-feltet kan resultere i at de positive samordningseffektene sterkt reduseres eller blir negative. Alternativet med å benytte senere tilgjengelig ledig kapasitet på Gullfaks-feltet synes lite aktuelt, idet antatt tidspunkt for nedstengning av Gullfaks faller sammen med nedstengning av Statfjord-feltet.

Beregninger har vist at en oppgradering av Snorre-plattformen til fullprosessering av olje vil øke de totale investeringene i området med omlag 2.2 milliarder kroner. I tillegg forventes det at samordningen Snorre-Statfjord også vil gi lavere totale driftskostnader for de to feltene sett under ett, uten at dette eksakt kan tallfestes idag.

Under hensyn til endret ressursforbruk, produksjonsforløp og inntektsfordeling mellom de to feltene er den direkte samfunnsøkonomiske gevinst ved samordning av Snorre og Statfjord beregnet til 1.4-1.7 milliarder kroner, uttrykt som økt nåverdi før skatt ved 7% reell kalkylerente. Denne beregningen tar ikke hensyn til forventede positive sekundærvirkninger ved en koordinert utbygging. Det kan nevnes:

- Netto reduksjon i totale investeringer på Snorre og samlede driftsutgifter for begge felt fører til lavere skattemessige avskrivninger og fradrag og dermed økt skattbar inntekt fra de berørte feltene.
- Muligheter for forlengelse av produksjon fra Statfjord-feltet ved at tariffinntekter fra Snorre kan dekke driftskostnader, og senke minimumsgrensen for produksjonsnivå før nedstengning.
- Besparelser ved samarbeid med operatøren på Statfjord- og Gullfaks-feltene om enkelte driftsoperasjoner, spesielt på logistikksiden.

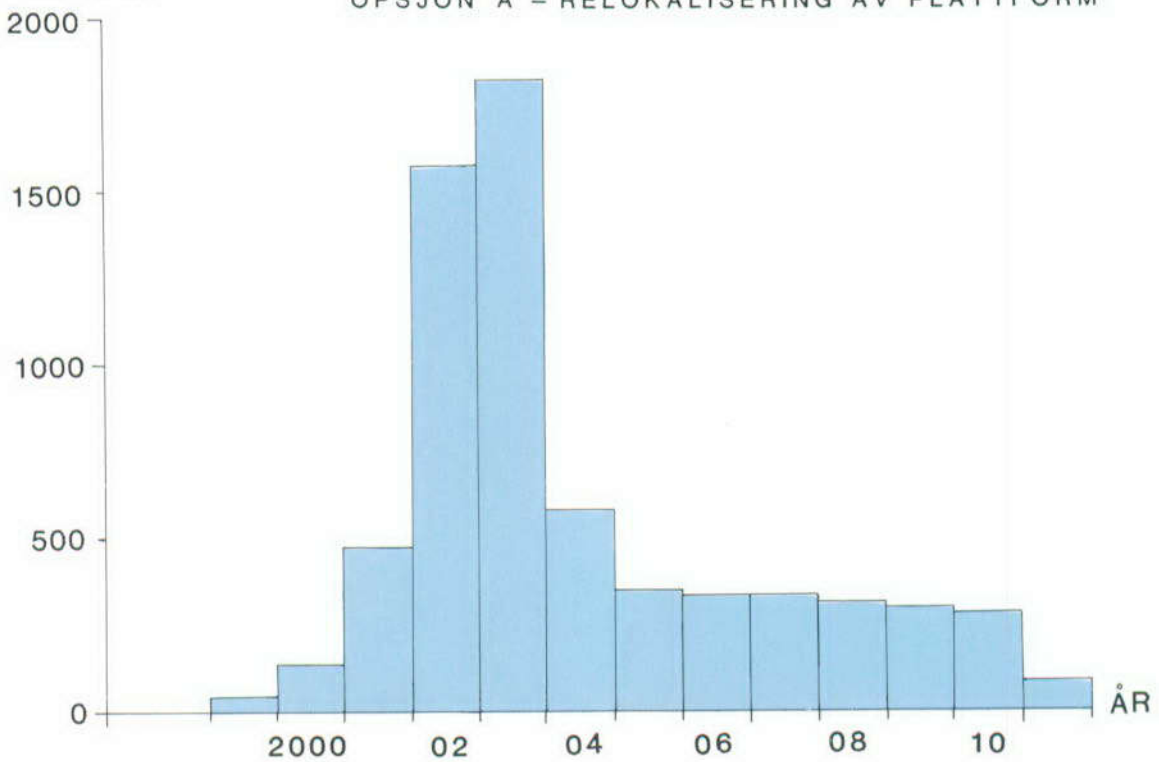


Konsekvensutredning for Snorre
Investeringer i fase 1

Figur
5-1

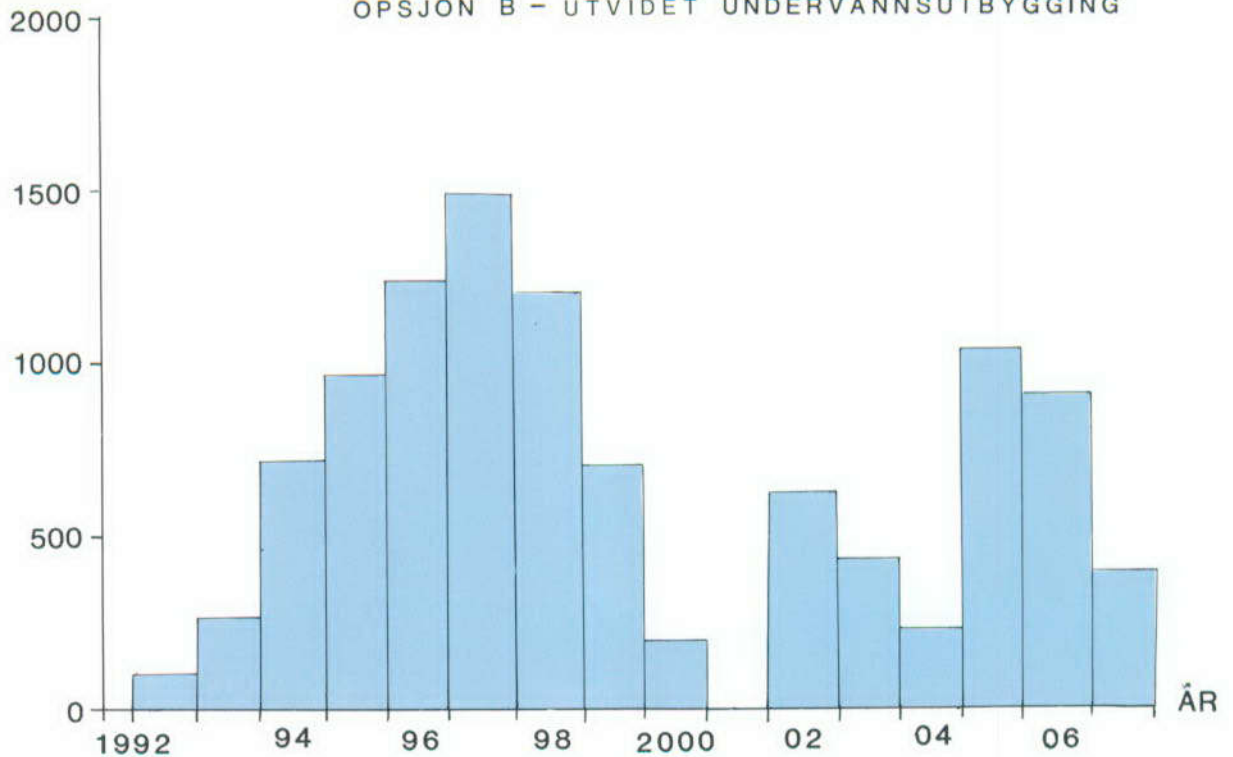
MILLIONER
1987 NOK

OPSJON A - RELOKALISERING AV PLATTFORM



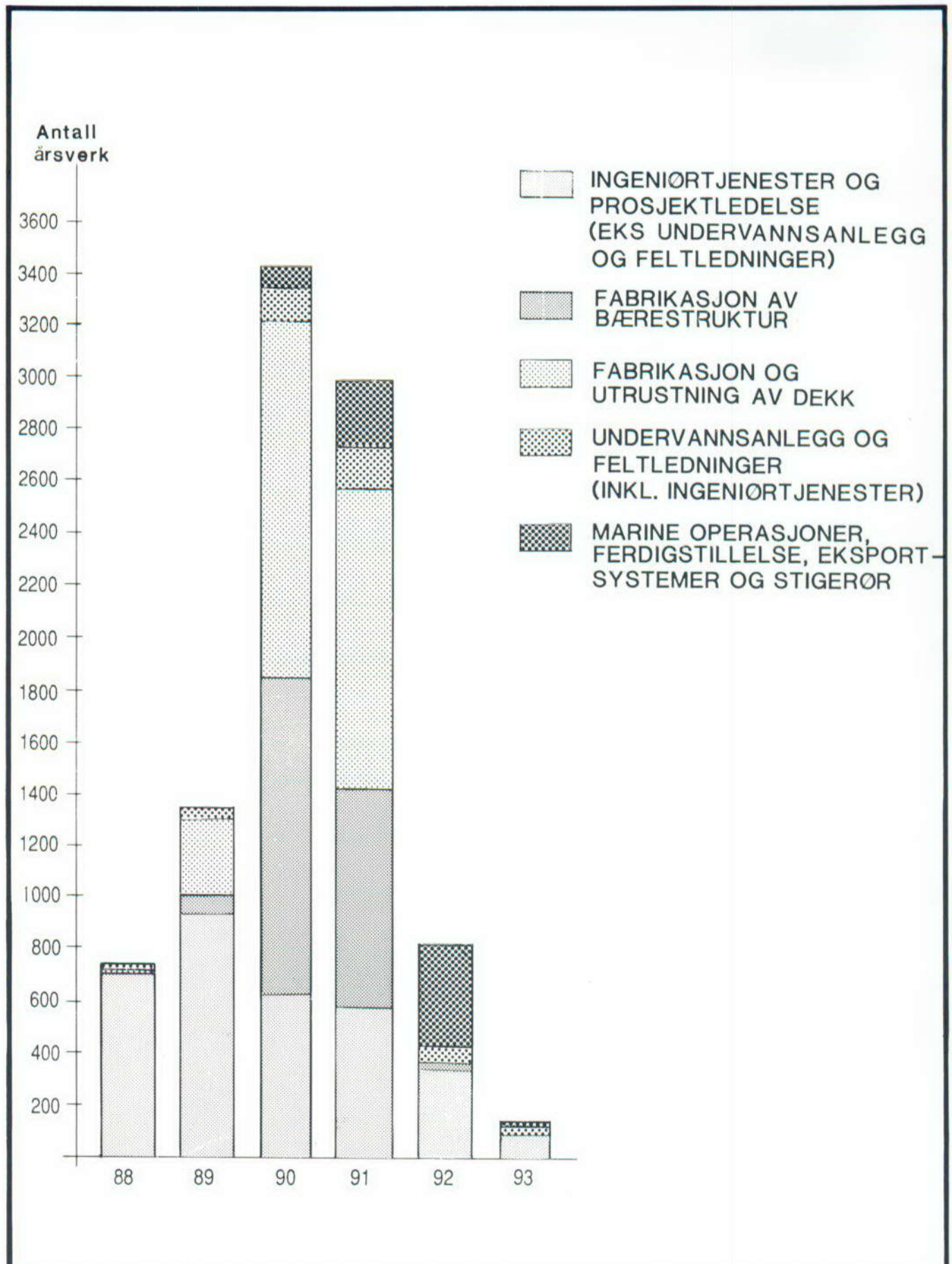
MILLIONER
1987 NOK

OPSJON B - UTVIDET UNDERVANNSUTBYGGING



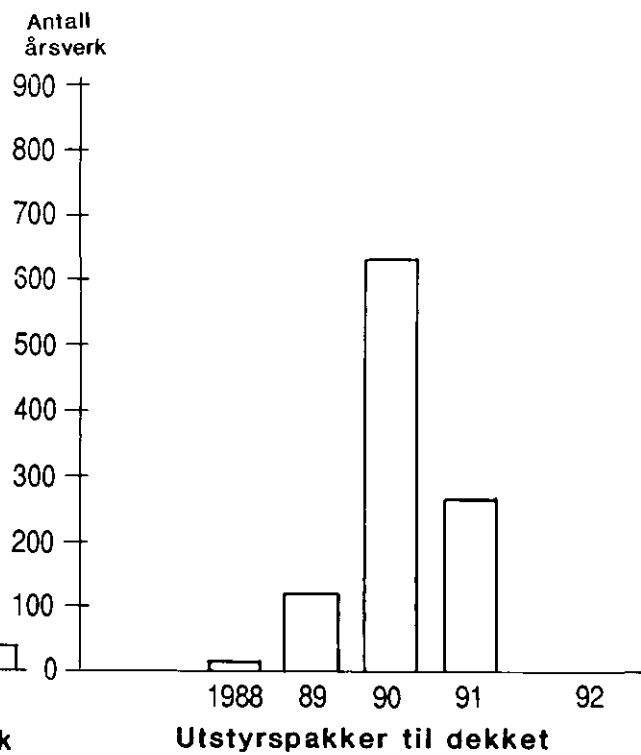
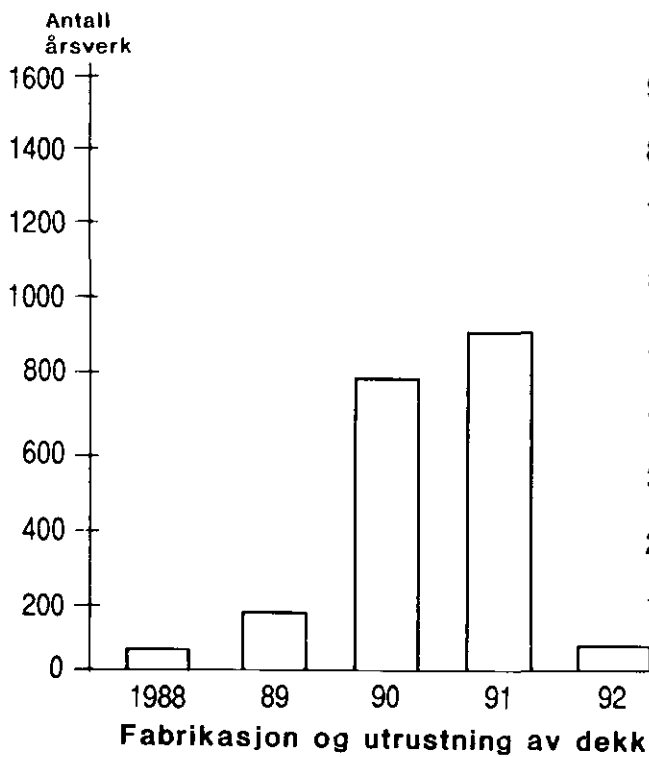
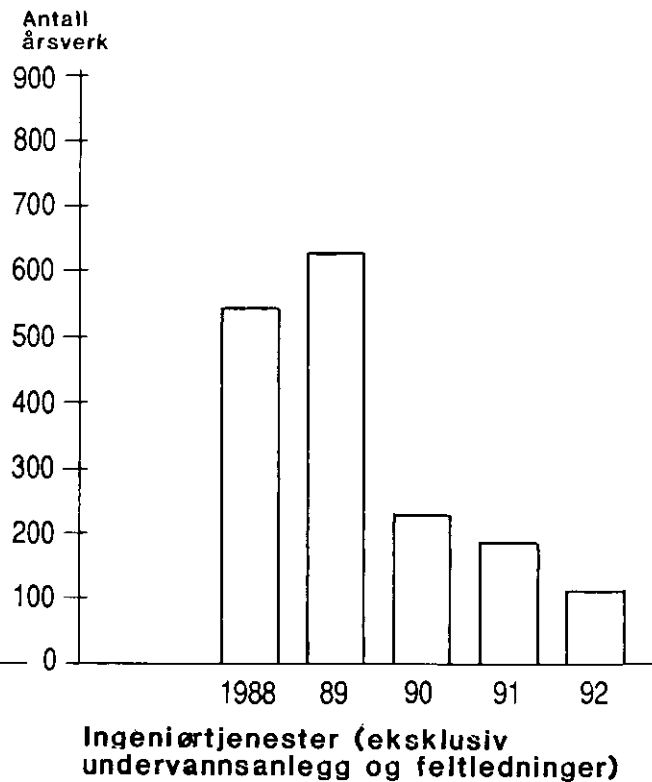
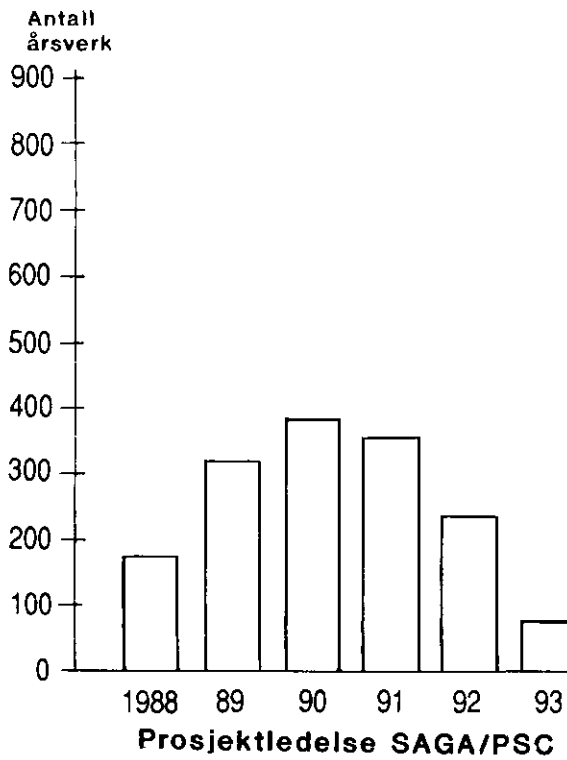
Konsekvensutredning for Snorre
Investeringer i fase 2

Figur
5-2



Konsekvensutredning for Snorre
Direkte arbeidskraftbehov for fase 1

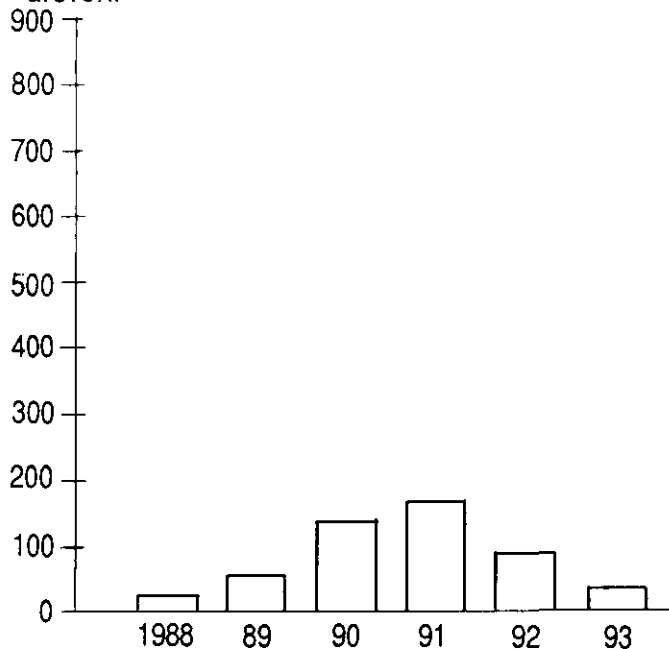
Figur
5-3



Konsekvensutredning for Snorre
Direkte arbeidskraftbehov for fase 1

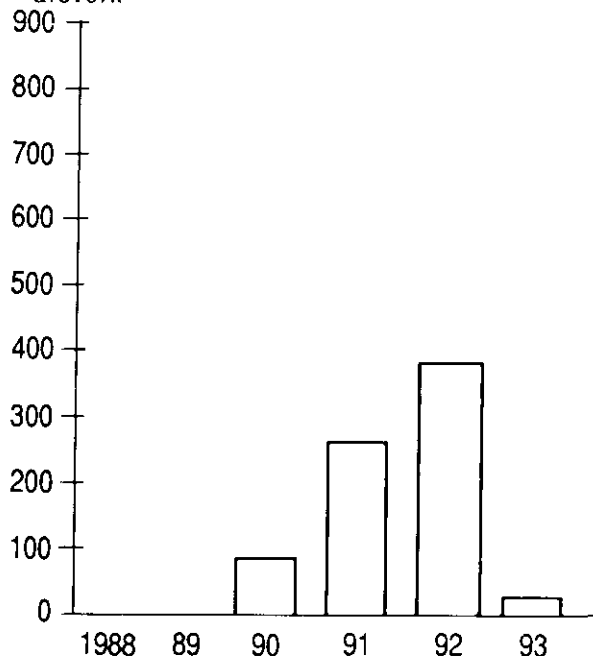
Figur
5-4

Antall
årsverk



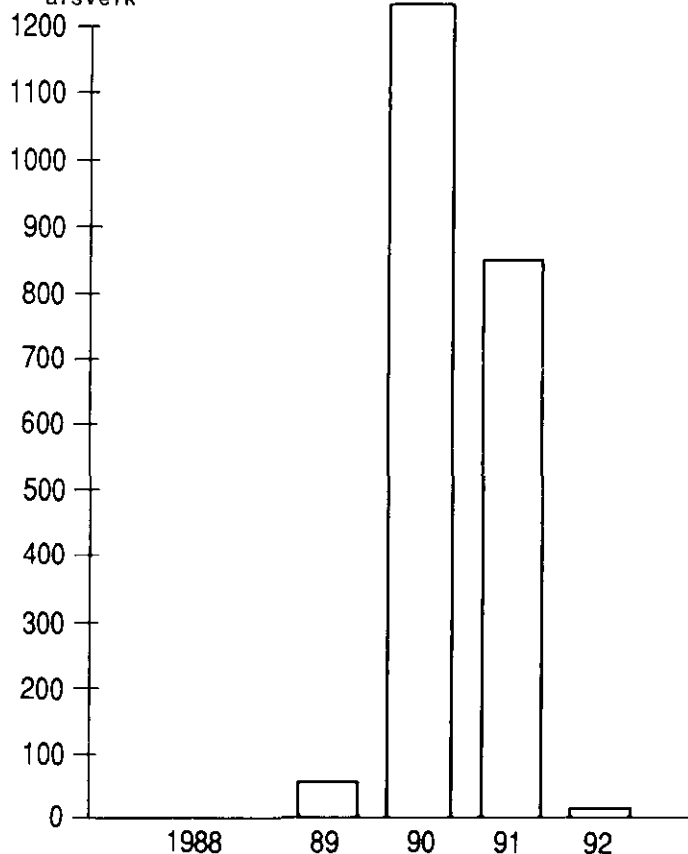
Undervannsanlegg og feltledninger
(inkludert ingeniørtjenester)

Antall
årsverk



Eksportsystemer, stigerør,
marine operasjoner, ferdigstilling

Antall
årsverk



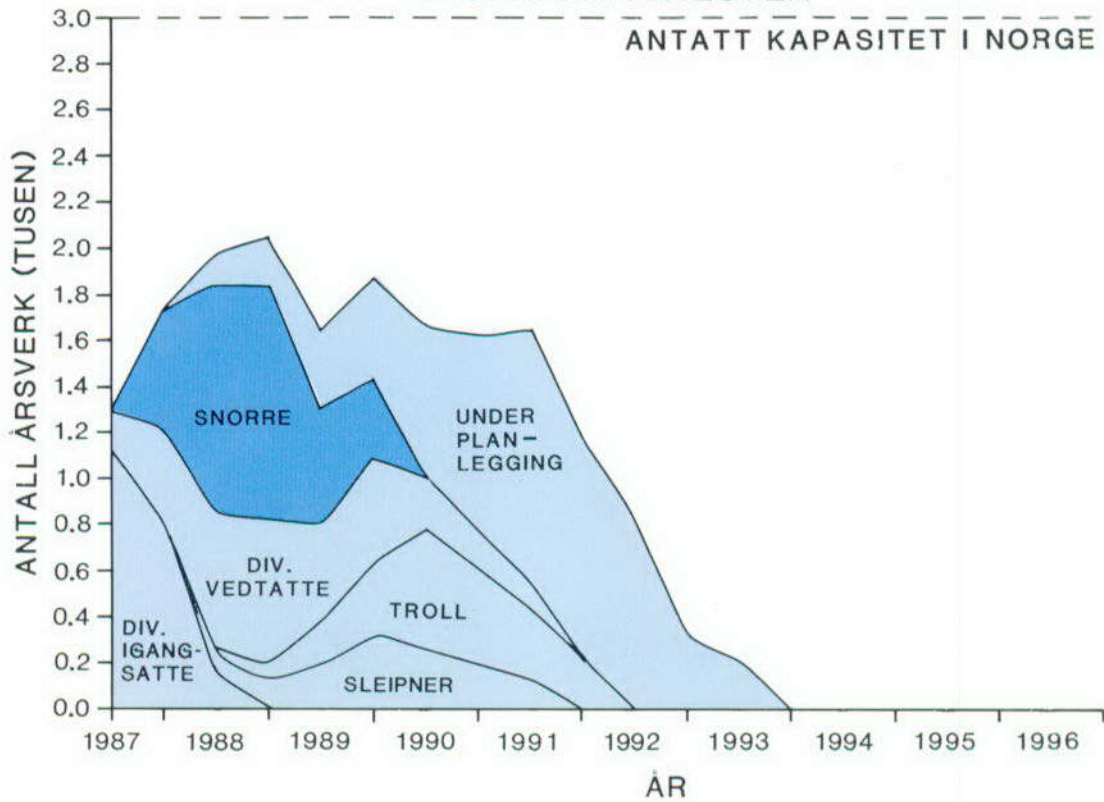
Fabrikasjon av bærestruktur



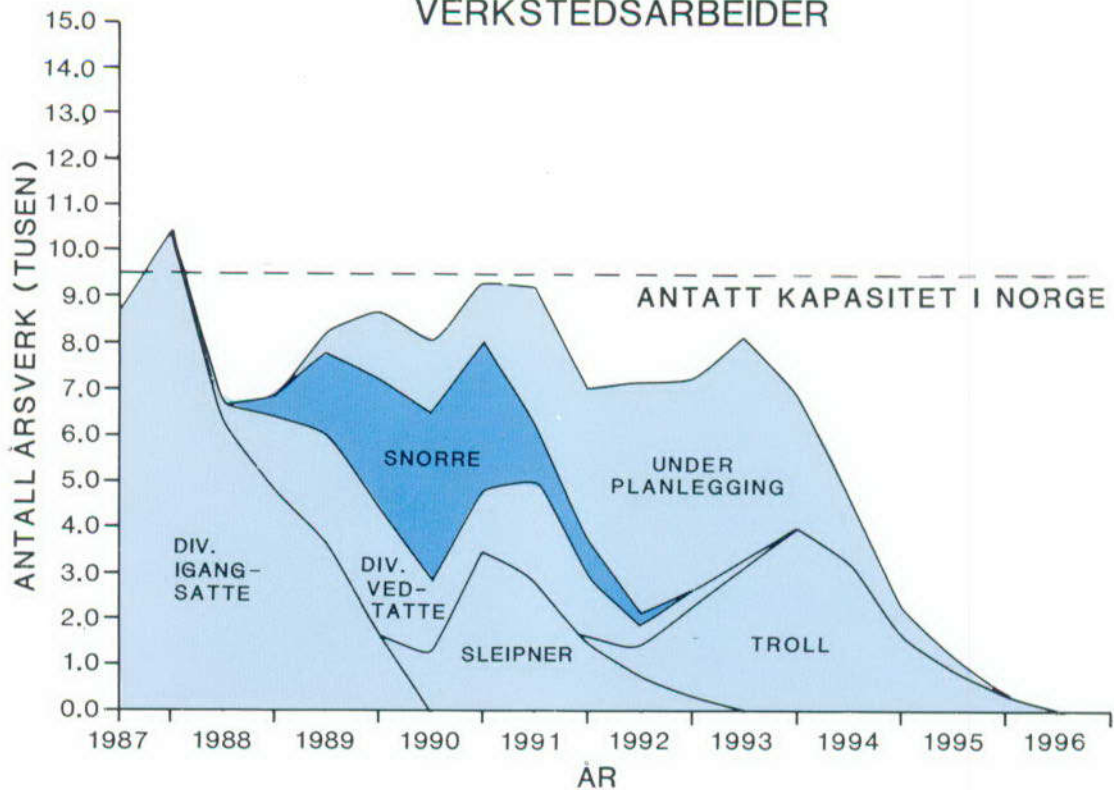
Konsekvensutredning for Snorre
Direkte arbeidskraftbehov for fase 1

Figur
5-5

INGENIØRTJENESTER

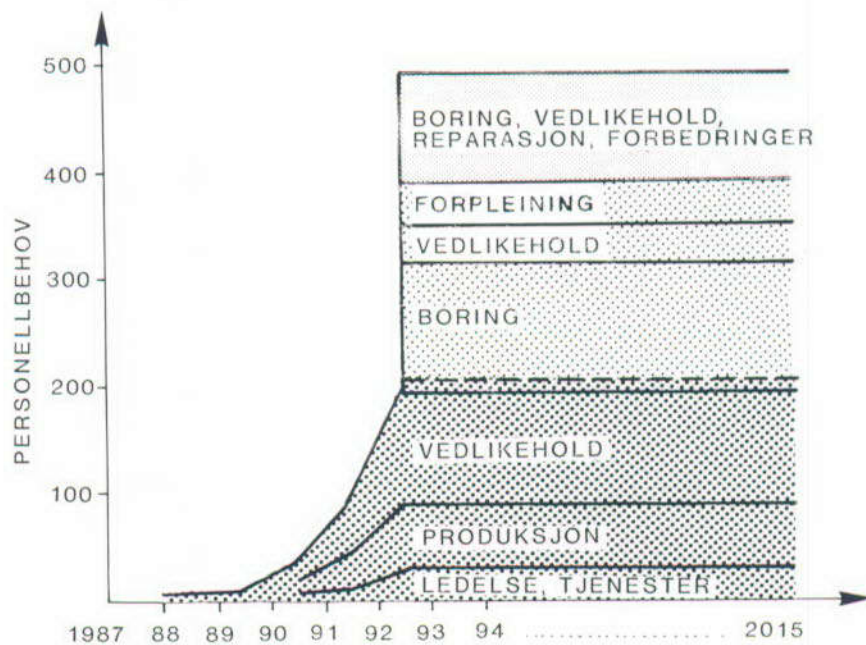
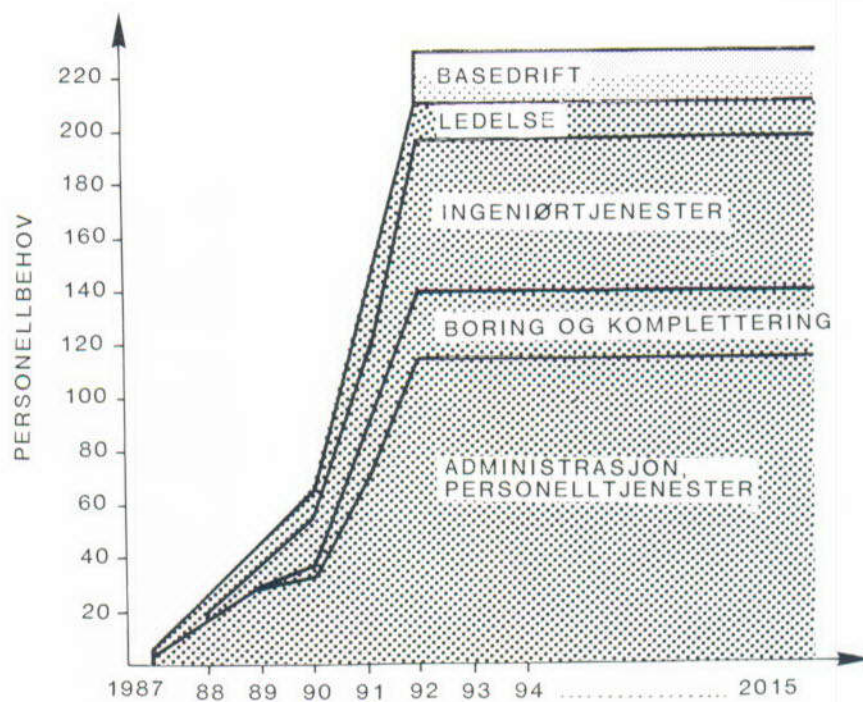


VERKSTEDSARBEIDER



Konsekvensutredning for Snorre
Utnyttelse av prosjekterings-
og fabrikasjonskapasitet

Figur
5-6



- SAGA ANSATTE
- FAST KONTRAKTORANSATTE
- KONTRAKTORANSATTE ENGASJERT FOR KORTTIDSOPPDRAG



Konsekvensutredning for Snorre
 Forventet personellbehov ved
 drift av Snorrefeltet

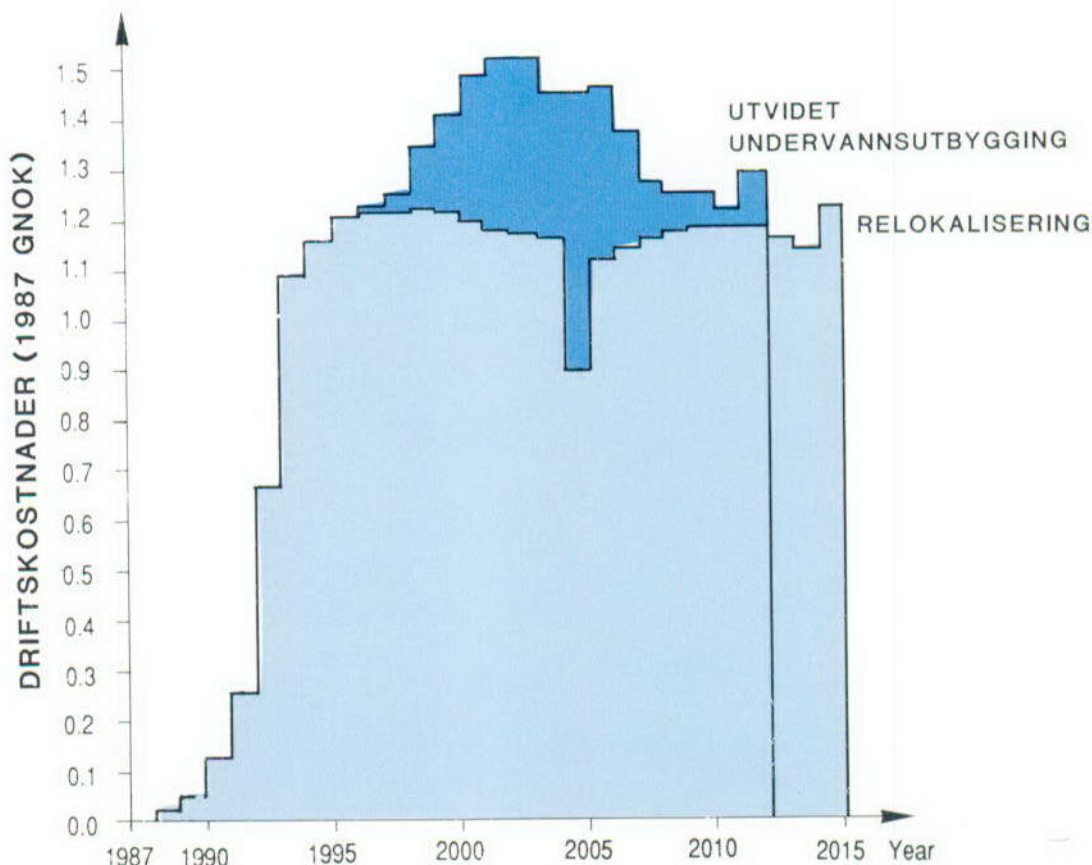
Figur
 5-8



Konsekvensutredning for Snorre
 Geografisk spredning av studiekontrakter
 1984 - 87

Figur
 5-7

ÅRLIGE DRIFTSKOSTNADER



DRIFTSKOSTNADER FORDELT PÅ KATEGORIER

FORSIKRING, INSTALLASJONER
TIL HAVS

FORPLEINING,
FORBRUKSVARER, O.A.

MARINE OG
HELIKOPTERTJENESTER

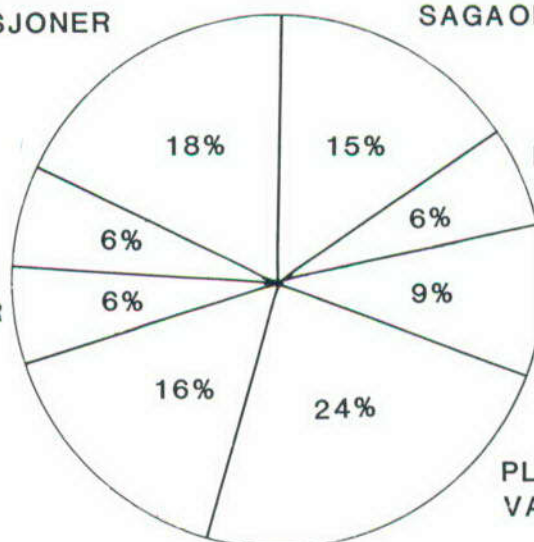
VEDLIKEHOLD,
HAVBUNNSYSTEMER

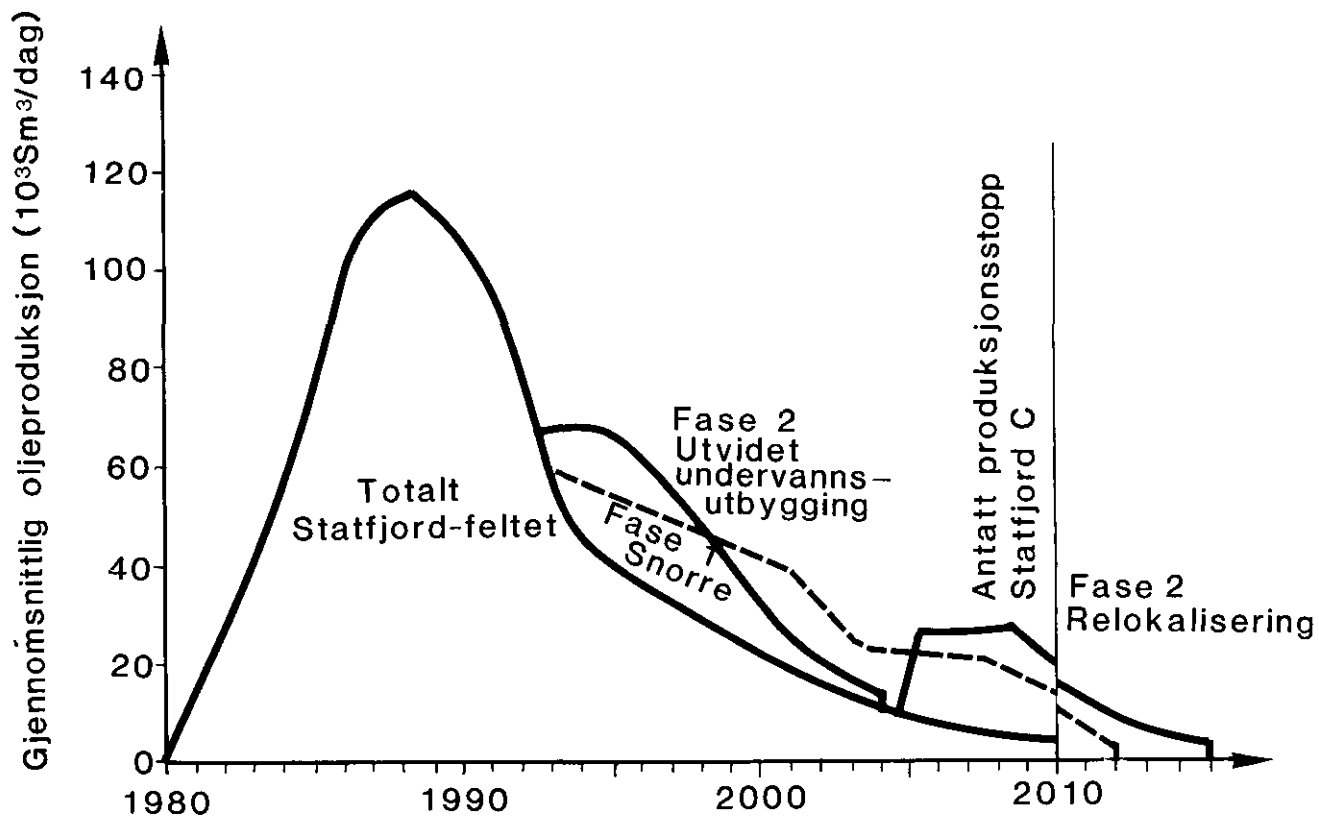
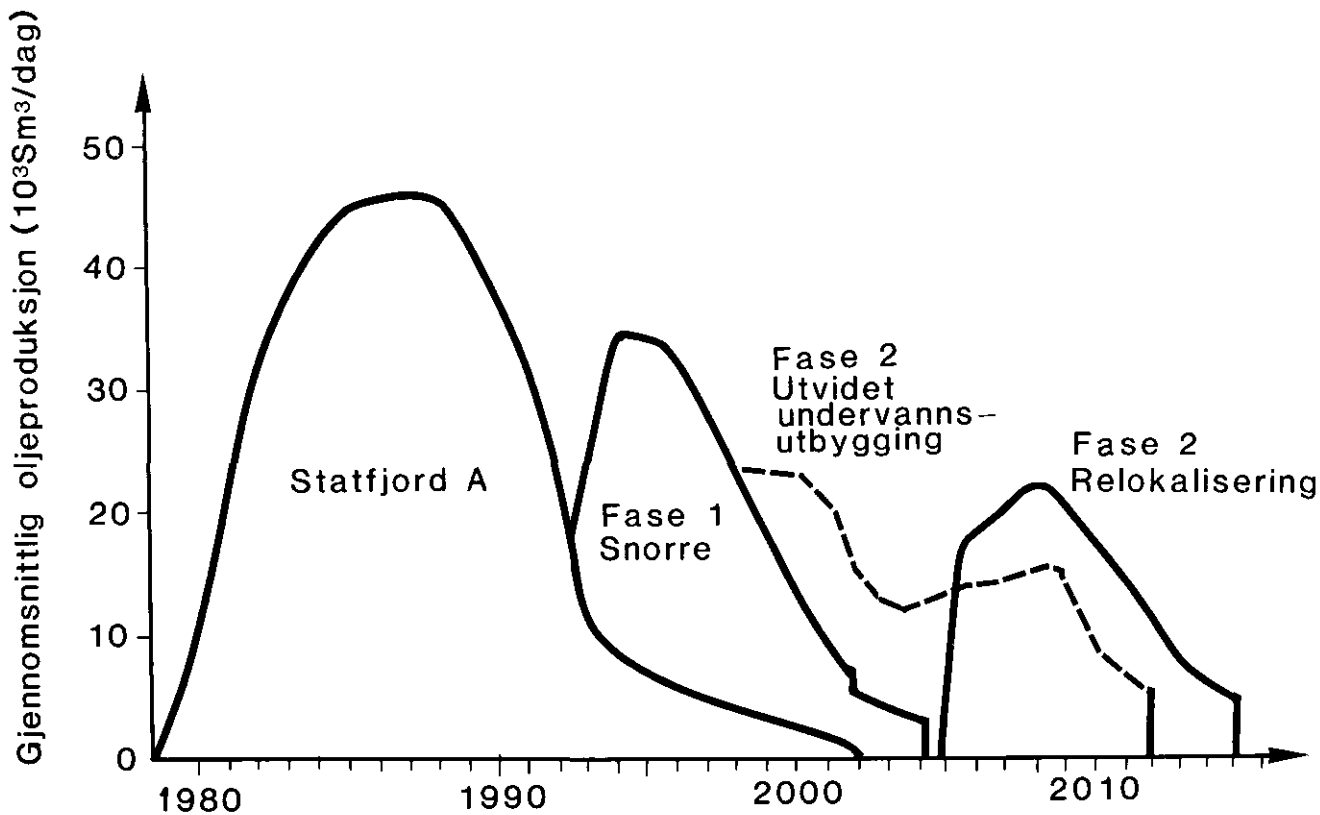
SAGAORGANISASJONEN PÅ LAND

KONTRAKTORTJENESTER
PÅ LAND

SAGAORGANISASJONEN
TIL HAVS

PLATTFORM-VEDLIKEHOLD,
VARER OG TJENESTER





Konsekvensutredning for Snorre
 Utnyttelse av ledig produksjonskapasitet
 på Statfjord

Figur
 5-10

6 LOKALISERING AV DRIFTSORGANISASJON

6.1 BAKGRUNN OG UTREDNINGSARBEID

Petroleumsloven krever samtykke fra regjeringen ved utbyggingstiltak som tar sikte på forsyningstjeneste eller administrasjon av petroleumsutvinning. Utbyggeren pålegges å framskaffe nødvendige opplysninger for etableringssøknaden. Ved tildeling av utvinningstillatelse 089 - blokk 34/7 påla dessuten Olje- og energidepartementet rettighetshaverne å utrede muligheten for lokalisering på Nord-Vestlandet.

Siden 1984 er det gjennomført et omfattende utredningsarbeid angående lokalisering av driftsorganisasjonen. Sagas egne utredninger er oppsummert i to rapporter (Ref. 5 og 6). Under disse studiene hadde selskapet regelmessig kontakt med Distriktenes Utbyggingsfond. Fra høsten 1986 ble utredningen koordinert med myndighetene gjennom en arbeidsgruppe betående av representanter fra Kommunal- og arbeidsdepartementet, Olje- og energidepartementet, Distriktenes Utbyggingsfond og Saga Petroleum (Ref. 7).

I brev av 22.10.85 til Rogaland og Sogn og Fjordane fylkeskommuner søkte Saga om etablering av kontorer for driftsaktivitet i Stavanger og Florø. Lokaliseringsutvalget i Distriktenes Utbyggingsfond behandlet saken i mars 1987 og utvalget ga en splittet uttalelse der fire lokaliseringalternativ ble fremført. Alternativet Stavanger/Florø hadde størst tilslutning.

Konsekvensutredningens videre behandling av lokaliseringsspørsmålet gir en oppsummering av de viktigste forutsetninger og vurderinger i de tre nevnte studier. For en mer omfattende behandling henvises det til rapportene.

6.2 DRIFTSORGANISASJON

Driftsfilosofien for Snorre-feltet er sammenfattet i begrepene sikkerhet, effektivitet og fleksibilitet. Driftsorganisasjonens funksjoner vil være å:

- Gjennomføre produksjonen i henhold til godkjente planer
- Forsyne installasjonene med utstyr og kvalifisert personell for en kontinuerlig drift
- Påse at de installasjoner som er bygget for å utvinne reservene, er i forskriftsmessig sikkerhetsmessig og operasjonell stand
- Regelmessig å få oppdatert utvinningsplanene for å sikre en god forvaltning av reservene
- Tilse at nødvendige fornyelser og modifikasjoner av installasjonene blir utført for å opprettholde effektiv drift

På grunn av feltets kompleksitet og usikkerhet knyttet til fremtidig oljepris er det nødvendig å sette strenge krav til effektivitet og kompetanse i driftsorganisasjonen. Saga vil tilstrebe en slank organisasjon fordi dette gir:

- Stabil arbeidskraft gjennom utfordrende oppgaver til alle medarbeidere
- Fleksibilitet ved forandring i arbeidsoppgavene
- Høyere effektivitet gjennom en oversiktlig og handlekraftig organisasjon

Plattformen vil ha en fast bemanning på ca. 140 personer. Dette vil kreve totalt ca. 390 personer. Av disse vil ca. 200 være ansatt i Saga og må rekrutteres før oppstart i 1992. Nøkkelpersonell på plattformen forventes å bosette seg på driftsstedene. I tillegg til den faste bemanningen vil det være behov for ca. 100 årsverk fra kontraktørselskaper for å dekke arbeidstopper, spesielt innen vedlikehold.

Ved oppstart av Snorre-feltet i 1992 vil driftsorganisasjonen på land bestå av ca. 210 Saga-ansatte. Disse vil være lokalisert med ca. 155 personer i Stavanger og ca. 55 personer i Florø. Til driftsenheten i Florø vil det i tillegg være behov for ca. 25 kontraktøransatte. Rekrutteringsmessig vil det bli behov for ca. 90 personer i Stavanger og ca. 55 personer i Florø. I Stavanger vil det bygges videre på operatørens eksisterende organisasjon.

Følgende fordeling av arbeidsoppgaver er planlagt mellom driftsenhetene i Stavanger og Florø:

Stavanger

- Operasjonsledelse
- Produksjonkoordinering
- Vedlikeholdskoordinering
- Ingeniørtjenester
- Administrative tjenester

Florø

- Anskaffelse og forsendelse til feltet
- Lagerhold og materialkontroll
- Vedlikehold av innsendt utstyr
- Kostnadsoppfølging av aktiviteter i Florø

Prosjektering av nye anlegg samt utvinningsplanlegging vil bli koordinert fra Sagas hovedkontor i Bærum.

6.3 LOKALISERINGSVURDERINGER

6.3.1 Lokaliseringskriterier

I 1985 startet arbeidet med å etablere kriterier som skulle danne basis for stedsvalget for driftsorganisasjon. Som et ledd i dette arbeidet ble det foretatt systematiske intervjuer med andre operatørselskaper både i Norge og i utlandet for å trekke på deres erfaringer med ulike løsninger og modeller for organisering og lokalisering av driftsfunksjonen. Det ble videre utført økonomiske vurderinger for flere alternative transportløsninger av personell og utstyr. Industriøkonomisk Institutt i Bergen ble engasjert i disse grunnleggende vurderingene.

Følgende kriterier og vurderinger for valg av lokaliseringssted ble lagt til grunn (Ref. 5):

1. Bredt oljerelatert rekrutteringsgrunnlag
 Saga vil tilstrebe en slank og effektiv driftsorganisasjon. En slik organisasjon er avhengig av et betydelig antall personer med lang erfaring innenfor drift av offshore-felt. Personell med denne erfaring vil bidra til økt sikkerhet i operasjonen. De store kostnadene for opplæring av personell uten relevant erfaring understreker ytterligere behovet for å satse på rekruttering av personell med nødvendig erfaring. Snorre er Sagas første driftsoppgave i Nordsjøen og de fleste må rekrutteres utenfor selskapet. Erfaringsvis er flyttetilbøyeligheten lav, og en stabil arbeidskraft forventes best oppnådd ved at flertallet rekrutteres lokalt.
2. Bredt spekter av oljerelaterte ingeniør- og serviceselskaper
 Under driften vil det være påkrevd med støtte fra ingeniør- og service-selskaper. Samarbeidet med disse vil omfatte viktige og kompliserte oppgaver. Behovet for nær kontakt tilsier at de fleste støttefunksjoner bør være etablert på samme sted som driftsorganisasjonene. En enkeltstående driftsorganisasjon vil ikke gi tilstrekkelig basis for den nødvendige bredde av slike selskaper.
3. Gode kommunikasjonsmidler
 Driftskontoret bør være plassert nær utreisested til feltet og ha gode flyforbindelser til inn- og utland.
4. Rimelig avstand til feltet
 Forsyningsbasen bør ligge nærmest mulig feltet. Forøvrig vil kostnadene ved en mindre forlengelse av avstanden mellom driftskontor og felt være marginale.
5. Variert miljø
 Lokaliseringsstedet bør ha gode tilbud av skoler, fritidsaktiviteter og beskjeftigelse for øvrige familiemedlemmer, også for utlendinger.

Saga konkluderte med at rekrutteringsgrunnlaget bør tillegges størst vekt ved stedsvalg. Dette er også blitt bekreftet av undersøkelser utført hos andre operatørselskaper. Imidlertid understrekes også betydningen av nær geografisk kontakt med et bredt spekter av ingeniør- og serviceselskaper samt andre operatørselskaper og myndigheter.

6.3.2 Vurdering av alternative lokaliseringssteder

I desember 1984 ble kommunene Trondheim, Ålesund, Florø, Bergen og Stavanger bedt om informasjon som kunne danne grunnlag for Sagas vurdering av lokalisering. I denne sammenheng ble det avholdt møter med representanter fra de ulike kommunene. Senere ble Kristiansund kommune inkludert etter anmodning fra Distriktenes Utbyggingsfond. Informasjon fra kommunene ble vurdert mot de oppstilte lokaliseringskriteriene.

Konklusjonene var:

- Stavanger kan i tidsrommet omkring 1990 oppvise det klart største rekrutteringsgrunnlaget samtidig som den etablerte petroleumsaktivitet viser en avtagende tendens p.g.a. utfasing av eldre felt i Nordsjøen. Regionen kan også vise til det mest omfattende tilbud av tjenester fra ingeniør- og serviceselskaper. Selv om det ikke tas hensyn til Sagas eksisterende etableringer, vil en lokalisering av driftsorganisasjonen i Stavanger best oppfylle målsetningene om en lønnsom og driftssikker operasjon av Snorre-feltet.
- Bergen er i ferd med å bygge opp et oljemiljø. Selv om dette miljøet er i sterk vekst vil rekrutteringsgrunnlaget, spesielt for personell med lang erfaring, fortsatt vært langt mindre enn i Stavanger. På grunn av den kraftige ekspansjonen vil det være stor konkurranse på arbeidsmarkedet. Etterspørselen etter tjenester fra ingeniør- og serviceselskapene forventes å være stor sammenlignet med selskapenes kapasitet.
- På grunn av den betydelige tekniske og økonomiske utfordring driften av Snorre byr på, vil ingen av de andre byene tilfredstille kravene til etablering av Sagas første driftsorganisasjon.
- Florø er imidlertid geografisk nærmest feltet og byr på gode forutsetninger for en forsyningsbase. En del standardutstyr og forbruksvarer kan kjøpes i området.

6.3.3 Arbeidsfordeling mellom Florø og Stavanger

Arbeidsfordelingen mellom Florø og Stavanger ble deretter videre evaluert og optimalisert (Ref. 6). Studien presenterte en modell med langt større aktivitet i Florø enn det som er knyttet til en ren basevirksomhet. Innkjøpsfunksjoner og vedlikeholdsaktiviteter ble planlagt plassert til Florø, slik at antall Saga-ansatte her totalt vil omfatte en fjerdedel av den landbaserte delen av driftsorganisasjonen.

6.3.4 Muligheter for overflytting av ytterligere aktiviteter til Nordvestlandet

Med utgangspunkt i disse utredningene ble det så nedsatt en arbeidsgruppe med representanter fra Kommunal og arbeidsdepartementet, Olje- og energidepartementet, Distriktenes Utbyggingsfond og Saga Petroleum (Ref. 7). Gruppens mandat var å vurdere konsekvenser av:

- Å flytte lokaliseringssted fra Stavanger til Nordvestlandet (Ålesund)
- Ytterligere overføring av deler av driftsorganisasjonen til Florø

Industriøkonomisk Institutt i Bergen ble engasjert for å beregne forskjellen i kostnader mellom alternativene. Norsk Institutt for Personal og Administrasjon og Bergen Universitet undersøkte flyttevillighet og rekrutteringsgrunnlag på de forskjellige stedene.

Om mandatets første punkt konkluderte arbeidsgruppen:

1. Rekrutteringen av erfarent driftspersonell til en driftsorganisasjon i Ålesund forventes å bli betydelig vanskeligere enn ved lokalisering i Stavanger. Mangel på erfarent driftspersonell er vanskelig å kompensere. Økt bruk av konsulenter og opplæring vil være nødvendige tiltak for å tilfredstille kravet til sikkerheten og den operasjonelle effektiviteten.
2. Sluttprosesseringen på Statfjord-feltet vil kreve et nært samarbeid med Statoils driftsdivisjon i Stavanger. En etablering på Nordvestlandet vil vanskeliggjøre dette samarbeidet betydelig.
3. Det nære samarbeidet som erfaringsmessig finner sted mellom driftsorganisasjoner og den oljerelaterte servicenæringen vil bli vanskeliggjort ved at serviceselskapene ikke kan forventes å etablere seg i nødvendig omfang i Ålesund.
4. En oppbygging av en driftsorganisasjon i Ålesund i stedet for Stavanger, vil påføre en ekstra kostnad gjennom feltets levetid anslått til 970 millioner kroner (900 millioner 1986-kroner). Dette inkluderer økte etableringskostnader, samt en bemanningsøkning på 30 personer for å kompensere for manglende oljerelaterte service- og støttefunksjoner i nærmiljøet, samt reisevirksomhet.
5. Ved en etablering i Ålesund vil Saga miste fordelene av å kunne bygge sin driftsorganisasjon på den allerede eksisterende organisasjonen i Stavanger.

Arbeidsgruppen konkluderte videre med at de negative virkningene av en etablering i Ålesund kan framtvinge endringer i den foreslåtte funksjonsfordelingen. Mest sannsynlig innebærer det overføring av aktiviteter fra Florø til Ålesund og overføring av ingeniørarbeid fra Ålesund til Oslo.

Om mandatets andre punkt konkluderte arbeidsgruppen:

1. For hver gruppe på ti personer som overføres fra Stavanger, må Saga øke den totale organisasjonen med seks personer fordi funksjoner må dupliseres.
2. Bemanningsøkningen og det økte koordineringsarbeidet vil medføre en sterk økning i kostnadene (ca. 20 millioner kroner pr. person gjennom feltets levetid).
3. Lengre og mer kompliserte kommunikasjonslinjer vil øke faren for misforståelser og redusere effektiviteten.

Gjennom den foreslåtte funksjonsdeling for driftsorganisasjonen mellom Florø og Stavanger blir det tatt vesentlige samfunnsmessige hensyn, inklusive balanserte distriktpolitiske og bedriftsøkonomiske vurderinger.

6.4 FORUTSETNINGER OG KONSEKVENSER PÅ LOKALISERINGSSTED

6.4.1 Stavanger

Stavanger kommune og omland har omlag 230000 innbyggere. Oljevirksomheten beskjeftiger i dag 27000 personer på land, hvorav omlag 6100 er ansatt i oljeselskaper. Alle felt i produksjon på norsk sokkel opereres fra Stavanger, med unntak av Gullfaksfeltet som nylig kom i produksjon med driftsorganisasjon i Bergen. Troll- og Osebergfeltene er også planlagt operert ut fra Bergen.

I Stavanger-området finnes det best utbygde tilbud i Norge av driftstjenester til kontinentalsokkelen. Miljøet har ervervet kompetanse og erfaring innen drift over en 15-20 års periode, og det eksisterer i dag omlag 100 serviceselskaper som er leverandører til oljeselskapene. Ingeniørselskapene i Stavanger beskjeftiger i dag omlag 700 personer. Oljedirektoratet og flere av rettighetshaverne er også lokalisert i området. Såfremt ikke nye utbyggings- og driftsoppgaver legges til Stavanger, forventes en utflatning og en viss nedtrapping i sysselsetningen innen oljevirksomheten de nærmeste ti år. Dette gjelder i første rekke på driftssiden idet enkelte produserende felt som opereres fra Stavanger nå er i en fase hvor produksjonen er avtagende og behovet for menneskelige ressurser på den operative side reduseres. Dette vil gi overskudd på relevant arbeidskraft og dermed gode muligheter for rekrutteringen til Saga.

Snorre Produksjon vil bygge videre på Sagas boreavdeling i Stavanger. Den forestår alle bore- og administrasjonsfunksjoner i forbindelse med Sagas leteboring på den norske kontinentalsokkel. Saga er dessuten etablert på Norseabasen i Dusavika. Det nødvendige antall nyansettelser utover dagens bemanning på 60 er anslått til ca. 90 personer.

Snorre Produksjon vil bli bygget opp i en periode hvor driftsaktiviteten i Stavanger-området er nedadgående. Snorre Produksjon kan i denne situasjonen bidra til å begrense nedgangen og tilby arbeidsplasser til kvalifiserte personer som ellers enten måtte flytte ut eller omskoleres. Ingeniør- og servicebedrifter med tilknytning til oljevirksomheten vil få oppdrag som vil være med på å gi et grunnlag for deres virksomhet og videre kompetanseutvikling. Aktiviteten i forbindelse med Snorre vil også bidra til å opprettholde den solide infrastrukturen som næringen har utviklet i Stavanger-området.

Ved fullt utbygd driftsorganisasjon i Stavanger, vil det eksisterende kontorbygg ikke være stort nok. Det antas et behov på ytterligere 2500-3000 m² kontorareal innen 1992.

Stavanger har gode kommunikasjoner. Sola flyplass har hyppige flyforbindelser med bl.a. Oslo og Bergen, samt direkte forbindelser med utlandet og en godt utbygd helikopterbase.

6.4.2 Florø

Florø og de omliggende kommunene innenfor en radius av ca. en times kjøreavstand har omlag 44000 innbyggere. Antall sysselsatte i regionen er 22200, hvorav ca. 27 % er ansatt innen industri, bygg og anlegg. Omlag 1300 personer er sysselsatt i verkstedsindustrien. De fleste av disse er engasjert i bygging og vedlikehold av plattformer og skip. 300 personer arbeider på sokkelen. Omlag 85 personer var pr. august 1986 tilknyttet driften av Fjord Base.

Det lokale rekrutteringspotensialet for en driftsorganisasjon i Florø finnes i første rekke i verkstedsindustrien og administrativ virksomhet.

I tilknytning til den letevirsomhet som foregår ut fra Florø i dag, er det 15 service-selskaper etablert ved Fjord Base. Service- og konsulentfirmaer som det i tillegg vil være behov for i en driftsfase, vil enten måtte etableres eller oppsøkes på de steder hvor de allerede er etablert.

Florø har en meget gunstig geografisk beliggenhet i forhold til Snorre-feltet. Avstanden til feltet er vel 80 nautiske mil. Florø lufthavn er ikke tilknyttet stamrutenettet, men betjenes i dag av Widerøes ruter. I dag betjener denne bl.a. deler av helikoptertrafikken til Gullfaks-feltet.

Fjord Base er under utbygging. Statoil benytter basen som rørlager og forsyningsbase i forbindelse med boring av produksjonsbrønner på Gullfaks-feltet. Norsk Hydro opererer sin letevirsomhet på blokk 34/8 fra denne basen. Saga har benyttet Florø som forsyningsbase for leteboring siden 1975 og all leteboring i tilknytning til Snorre-feltet har skjedd med utgangspunkt i Florø og Fjord Base. Saga disponerer i dag 6500 m² tomt med 300 m² lager og 230 m² kontor. Snorres driftsenhet i Florø er tilpasset næringslivet og rekrutteringsmulighetene i regionen og vil gi arbeid til ca. 80 personer, hvorav ca. 55 Saga-ansatte og ca. 25 årsverk fra lokale kontraktører til drift av lager, kontorer og base. Det vil være behov for 3000 m² overbygget lagerplass og 1500m² med kontorlokaler og 10000 m² lager utendørs.

De regionale ringvirkninger vil bli merkbare i form av kjøp av lokale tjenester og leveranser til feltet. Driftsenheten i Florø vil administrere innkjøp av varer og tjenester for ca. 200 millioner kroner pr. år. Dette omfatter reservedeler, kjemikalier, olje, verktøy, sikkerhetsutstyr, forbruks- og forpleiningsvarer. Vedlikehold og reparasjon av utstyr som sendes inn fra feltet vil kreve ca. 40 eksterne årsverk. Oppdragene vil til dels være kompliserte og kreve høy teknisk kompetanse hos verksteder og ingeniørbedrifter. Videre vil det være behov for ca. 75 årsverk innen vedlikehold og forpleining ute på feltet.

Som en følge av at innkjøpsfunksjonen ved driftsenheten i Florø vil håndtere de fleste anskaffelser for driften, vil dette medføre et fortrinn for det lokale næringslivet ved levering av varer og tjenester. Aktiviteten i forbindelse med driften av Snorre vil kunne gi det lokale næringsliv en vesentlig stimulans. På enkelte områder vil en videre utvikling av kompetanse være nødvendig dersom disse mulighetene skal kunne nyttes fullt ut.

Regionale effekter av befolkningsmessig art vil i første rekke være av stabiliserende natur. Samtidig vil infrastrukturen bli styrket.

7 MARINE MILJØFORHOLD OG SÅRBARHET

7.1 OLJEFORURENSNING I NORDSJØEN

Undersøkelser av forholdene på åpent hav i Nordsjøen viser lavt innhold av hydrokarboner (0,5 - 3,0 mikrogram/l), og sammensetningen av hydrokarbonene viser liten likhet med råolje eller nylig forvitret olje. Konsentrasjonen av olje i sjøvann øker i nærheten av "industrielle" elvemunninger og fjorder. Generelt er konsentrasjonen av olje i vann målt i nærheten av oljeplattformer lav, og ikke høyere enn i åpent hav. Tilfeldige høye verdier er funnet meget nær plattformene.

Bakgrunnsnivået for hydrokarboner i bunnsedimenter varierer fra 5 til 160 mikrogram/g (gjennomsnittlig 11 mikrogram/g). Vesentlig høyere konsentrasjoner er funnet i industrielle kyststrøk. Nær oljeplattformer hvor det er benyttet oljebasert boreslam, er det funnet meget høye konsentrasjoner. Generelt gjenfinnes bakgrunnsnivået ca. 3000-4000 meter fra installasjonene.

Oljevirkosomheten står bare for noe av hydrokarbontilførselen til Nordsjøen. Betydelige mengder tilføres også via elvevann, en stor del fra skipsfart og noe fra atmosfæren.

Av oljevirkosomhetens totale utslipp til Nordsjøen i perioden 1981-84 ble ca. 2% klassifisert som utslipp ved uhell. Olje i produsert vann og ballastvann utgjorde en andel på mellom 6 og 9%, mens ca. 90% skyldes boreoperasjoner (oljebasert boreslam i kaks) (Ref. 20). Siden tidlig på 80-tallet har det skjedd en tilnærmet fullstendig overgang fra bruk av dieselbasert boreslam til raffinerte, lav-aromatiske, mindre giftige base-oljer. Olje sluppet ut i forbindelse med boreoperasjonene synes å være bundet til kaksen med sterke bindinger. Dette gir en langsom avgiving av hydrokarboner til miljøet, og tilførsel av oljeholdig borekaks kan ikke sammenliknes med tilførsel av fri olje.

Olje er en komplisert blanding av flere tusen kjemiske forbindelser. Fra det øyeblikk oljen slippes ut i vann starter en omdannings- og nedbrytningsprosess. Sollys fører til fotokjemisk nedbrytning, flyktige komponenter fordamper til atmosfæren og løselige fraksjoner oppløses i vannmassen. Drivende olje i øvre vannmasser vil nedbrytes mekanisk, kjemisk og ved mikrobiell nedbrytning. Den mikrobielle nedbrytningen av olje er relativt stor selv i våre nordlige farvann (20-30 mikrogram/liter pr. døgn ifølge FOH's Haltenbank-forsøk, 1982).

Forurensningsvurderingene i konsekvensutredningen fokuserer på utslipp av olje, spredning og antatte effekter dette kan ha på miljøet. Også andre utslippsformer blir behandlet.

7.2 INFLUENSOMRÅDET FOR SNORRE-FELTET

Med influensområdet menes her det området til havs eller ved kysten som i påregnelig grad og over en lengre periode vil eller kan bli berørt av utbygging og drift av Snorre-feltet. Innenfor dette området er det kartlagt næringsvirkosomhet og sårbare biologiske

og fysiske forhold. I første rekke omfatter influensområdet selve Snorre-feltet og feltets umiddelbare nærhet, med sine planlagte produksjonsinnretninger og traséer for rørledninger.

I tilfelle uhell og utslipp av store oljemengder kan betydelig større geografiske områder bli berørt. Til å anslå utbredelsen av et slikt område har en benyttet modeller for beregning av drift og spredning av olje. I disse modellene er det antatt et utslipp på 9500 tonn/dag i 10 dager (se også kapittel 8.3.1). Beregningene er gjort ved å simulere utslipp under ulike værbetingelser i sommerhalvåret og i vinterhalvåret. Modellen benytter historiske værdata fra en 26 års periode. Hvert utslipp er fulgt i 40 dager, og områder på åpent hav og langs kysten som er berørt av utslippet er registrert. Deretter er det foretatt en statistisk sammenstilling av observasjonene. (Ref. 11.) Figur 7-1 viser sannsynligheten for at et område kan bli berørt av drivende olje dersom det oppstår et ukontrollert utslipp av den gitte størrelse og varighet.

Fra myndighetene er det ikke gitt eksakte kriterier for geografisk definisjon av influensområdet. En avgrensning av et biofysisk influensområde vil derfor være en skjønnsmessig vurdering av sårbare miljø, mulige områder som i påregnelig grad kan bli berørt og en praktisk avgrensning av kyststrekningen som bør kartlegges. For denne konsekvensutredningen har en valgt å definere influensområdet som det havområdet som med 10% sannsynlighet eller mer kan bli berørt av utslippene. For Norskekysten innebærer det en strekning fra Hardangerfjorden i sør til grensen mellom Sør- og Nord-Trøndelag i nord. Denne avgrensningen er gjort i nært samråd med de konsulenter Saga har engasjert i miljøvurderingsarbeidet; Oseanografisk Senter ved SINTEF og Cooperating Marine Scientists, og dessuten Direktoratet for Naturforvaltning.

Snorre-utbyggingen vil finne sted i et område med etablert oljevirkosomhet. I britisk sektor er det allerede gjennomført en omfattende utbygging, og på norsk side har Statfjord- og Gullfaks-feltet installasjoner i drift. Innenfor en radius på ca. 50 km fra Statfjord-feltet finnes i dag 11 produserende felt med 20 plattformer (Figur 3-1). Flere felt er under utbygging, eller vil kunne bli utbygd i nær fremtid, eksempelvis Oseberg, Veslefrikk, Troll, Gullfaks fase II, Statfjord-satelittene, Gullfaks Sør og North Alwyn. Snorre-feltet er dermed en tilvekst til en pågående virksomhet, og det deler influensområde med de fleste av de nevnte feltene. Eksempelvis viser drift- og spredningsanalyse av en utblåsning på Statfjord-feltet (Ref. 12) tilnærmet det samme oljedriftmønsteret og eksponering av de samme hav- og kystområder som analysen for Snorre.

7.3 GRUNN- OG MILJØFORHOLD PÅ FELTET

Snorre-feltet er lokalisert på den vestlige skråningen av Norskerenna med dyp fra 290 m i sør til 385 m i nord. Bunnen skråner nedover mot nordøst med helning 1:200-1:400. Det er funnet et stort antall groper (pockmarks) i området med en økende mengde mot den nordøstre del av feltet.

Vindforholdene i området er sterkt influert av vestavindsfeltet hele året. Den høyeste månedsmiddelverdien er i januar, ca. 11 m/s, og den midlere vindstyrke avtar jevnt til et minimum på ca. 6 m/s i juli/august. Gjennom høstmånedene øker den midlere vindstyrke raskt opp til maksimumsverdien.

Som en følge av variasjonene i vindforholdene gjennom året, er det også store variasjoner i bølgeklimate. I vintersesongen er bølgefordelingen strukket ut mot høye verdier, og signifikante bølgehøyder på opp til 10 m forekommer. I vintersesongen opptrer bølgehøyder mindre enn 3 m i ca. 30% av observasjonene. I sommersesongen er bølgehøyder mindre enn 3 m observert i mer enn 90% av tiden.

Et generelt bilde av strømforholdene i den nordlige del av Nordsjøen og langs norskekysten er vist i figur 7-2 (Ref. 13). Snorrefeltet ligger i et område hvor strømbildet er dominert av det innstrømmende atlantehavsvann og den norske kyststrøm. Atlanterhavsvannet kommer i overflaten inn i Nordsjøen nord for Storbritannia, mens de dypereliggende vannmasser følger dybdekonturene nordover rundt Shetland og inn i Nordsjøen hvor de gir opphav til en strøm, som følger vestskråningen av Norskerenna. Om sommeren finner vi denne strømmen under det ferskere kystvannslaget, mens den om vinteren kan nå helt opp i overflaten.

Hydrografien i den nordlige del av Nordsjøen er godt kjent. Havforskningsinstituttet har drevet regulære undersøkelser mellom Feie (Sogn og Fjordane) og Shetland siden 1935. Også nordvestover fra Feie over Tampen er det gjort en rekke undersøkelser. I tillegg er det gjennomført hydrografiske undersøkelser på tvers av Norskerenna i tilknytning til det strømmålingsprogrammet Saga har gjennomført på Snorre-feltet de siste to år.

De høyeste strømhastighetene som er målt på Snorre-feltet i løpet av disse undersøkelsene er gjengitt i tabell 7-1.

DYP (m)	MAKSIMUM HASTIGHET (cm/s)	RETNING (°)
5	59	270
20	50	141
50	48	149
100	55	135
200	49	137
20 mob	69	186
3 mob	54	153
2 mob	29	
1 mob	30	124

Tabell 7-1: Høyeste målte strømhastighet på Snorre-feltet. (mob=meter over bunnen)
(Ref. 14)

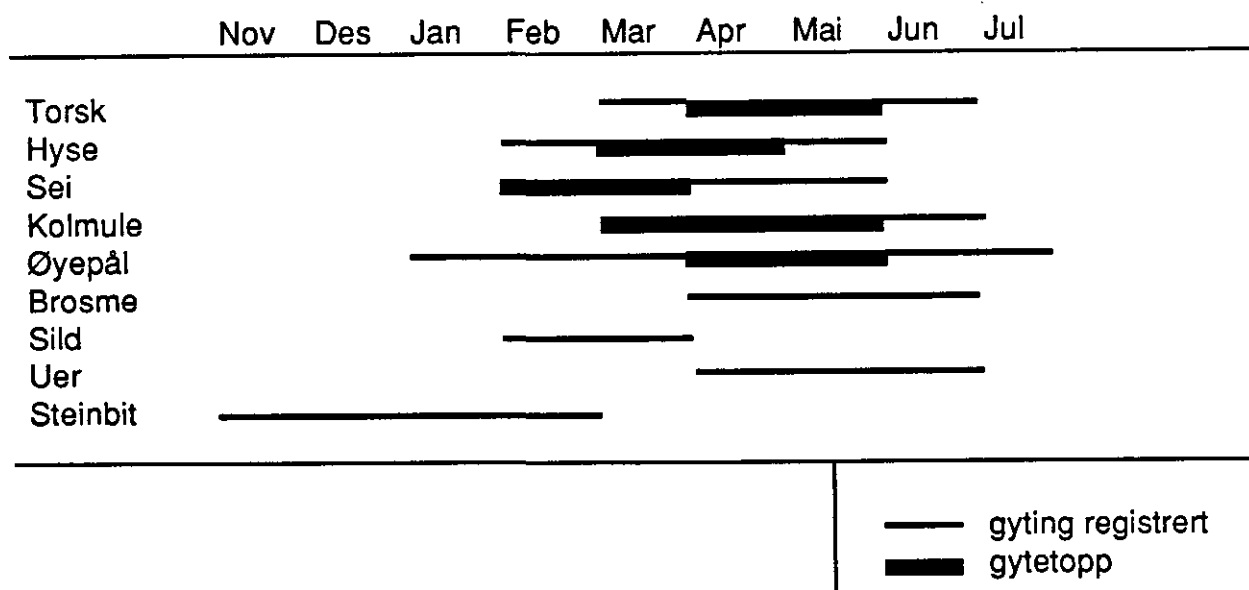
Retningen for de høyeste hastighetene ligger omkring sørøst, dvs. parallelt med skråningen av Norskerenna. I det øvre laget vil imidlertid strømhastighet og retning være vindavhengig.

7.4 SÅRBARE FISKERESSURSER

Den norske kontinentalsokkelen har gyteområder for en rekke av våre viktigste fiskearter. De arter som har kommersiell betydning er best undersøkt, og man har god kjennskap til de enkelte artenes biologi.

Generelt kan det sies at egg- og larvestadiet er de mest sårbare stadier i fiskens livssyklus. Dessuten har egg og larver liten egenbevegelse og derved liten mulighet til å unngå forurenset sjøvann. Etter metamorfosen (dvs. når larvene har gjennomgått en forvandling slik at de får utseende og de samme organene som voksne individer) er sårbareheten vesentlig mindre. Voksen fisk regnes som lite sårbare for oljesøl.

Transport av egg og larver følger passivt vannmassens bevegelser. For flere av artene foregår denne transporten i de øvre lag av vannmassene. Kjennskap til de hydrografiske forhold og de prosesser som påvirker transportdynamikken er derfor av overordnet betydning ved vurdering av de skader oljesøl vil kunne påføre en fiskeart.



Tabell 7-2: Gyteperioder for sårbare fiskeressurser i Snorre-feltets influensområde.

Flere betydningsfulle fiskearter i ressursammenheng gyter eller utvikler egg og larver innenfor influensområdet av Snorre-feltet. Disse er sild, torsk, sei, hyse, kolmule, brosme, øyepål, steinbit, uer og vassild. Makrellen har sitt utbredelsesområde sør for det aktuelle området.

Av tabell 7-2 ser en at gyteperiodene hovedsakelig strekker seg fra februar til mai måned. For en mer utførlig redegjørelse av artens biologi, gyteområder, egg- og larveutvikling og drift henvises til Cooperating Marine Scientists rapport: Sårbare fiskeressurser i Snorre-feltets influensområde (Ref. 15).

7.5 SJØFUGL

Sjøfugl skades av olje ved tilsøling av fjærdrakt og i form av forgiftning gjennom næringsopptak eller stell av fjærdrakten. Det er en rekke faktorer som bestemmer hvor sårbar en art vil være overfor oljesøl. Her kan nevnes:

Atferd Flere arter viser i perioder en utpreget sosial atferd og kan forekomme i store konsentrasjoner innenfor begrensede områder. Selv små utslipp kan da skade et stort antall fugler.

Årstid Overvintrende sjøfugl er mer direkte utsatt for oljetilsøling ettersom de i hovedsak holder seg på havet i en periode da nattemørket fyller det meste av døgnet og gjør mulighetene til å oppdage oljen små.

Næringsvaner Flere arter finner all sin næring på eller i sjøen, mens andre i større grad kan beite på land. Sårbarheten er størst for den første kategorien.

Bestandssituasjon Konsekvensene av oljeskader på en art vil være merkbare for arter som er fåtallige.

Restitusjonstid Det er store forskjeller mellom artene i tiden det vil ta før bestanden har tatt seg opp til et "normalnivå" etter omfattende oljeskader. Bl.a. har alkefuglene en meget langsom formeringsevne, slik at større tap av forplantningsdyktige fugler vil kunne gi langvarige skader.

Det er idag vanlig å dele artene i tre grupper etter hvor sårbare de er for oljesøl: Svært sårbare, middels sårbare og lite sårbare. Som svært sårbare arter regnes lommer, dykkere, sjøender og alkefugler.

Sjøfuglenes antall og geografiske fordeling varierer gjennom året. Noen arter hekker i store konsentrasjoner for senere å spre seg ut over store områder, mens andre arter hekker spredt, men samles i store flokker under trekket i myteperioden og gjennom vinteren.

I tabell 7-3 er vist et diagram av de viktigste periodene i sjøfuglenes årssyklus.

	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
Hekking				_____	_____	_____	_____	_____	_____			
Svømmetrekk alkefugl							_____	_____				
Mytende andefugler						_____	_____	_____				
Trekk/rasteplasser			_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____		
Overvintring	_____	_____									_____	_____
Åpent hav		_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____

Tabell 7-3: Viktige perioder i sjøfuglenes årssyklus.

Det er flere områder som skiller seg ut som særlig viktige sjøfuglområder i de ulike perioder av fuglenes årssyklus (Figur 7-3).

I hekketiden er de viktigste områdene:

- Fuglefjellet på Runde og havområdene rundt
- Koloniene av alkefulger i Bremanger (Veststeinen) og Vågsøy (Einevarden)
- Froan med store kolonier av skarv og teist

I myteperioden er de viktigste områdene:

- Froan med meget store bestander av mytende andefugler
- Ørlandet med særlig stor mytebestand av sjøorre
- Smøla
- Solund

For overvintring er de viktigste områdene:

- Froan med store bestander av flere arter
- Ørlandet med store bestander av flere arter, særlig sjøorre
- Smøla med store bestander av flere arter, særlig lommer og dykkere
- Romsdalskysten med store bestander av flere arter, særlig dykkere, lommer og marine andefugler
- Sande med stor bestand av dykkere og flere andre arter
- Solund/Askvoll med store bestander av enkelte arter

I tillegg antar en at flere arter i lengre perioder oppholder seg i åpent hav, bl.a. havsule, havhest og krykkje. I juli-august foregår det et svømmetrekk fra Runde og ut i åpent hav bl.a. opp mot Haltenbanken, som synes å være et viktig overvintringsområde.

Under svømmetrekkperioden er både ungene og de voksne fuglene ikke flygedyktige. Tilsvarende svømmetrekk er også observert ut fra kolonier i Skottland og Færøyene mot norskekysten, slik at det i perioder kan være et betydelig antall ikke-flygedyktige fugler i åpent hav i Nordsjøen og på bankene utenfor Norge. Mer utførlig dokumentasjon er gitt i rapport fra Direktoratet for Naturforvaltning (Ref. 16).

7.6 AKVAKULTUR

Oppdrettsnæringen i Norge har hatt en sterk vekst i de senere år. Det er i første rekke laks og regnbueørret som blir produsert. For å illustrere utviklingen kan det nevnes at mens det i slutten av 60-årene var under 100 anlegg, var det pr. 1.1.1986 registrert 604 matfiskanlegg og 372 settefiskanlegg her i landet. Produksjonen har økt fra 601 tonn laks og 1726 tonn regnbueørret i 1974 til ca. 38000 tonn laks og ca. 6500 tonn regnbueørret i 1986.

Innenfor influensområdet for Snorre-feltet er det i Sør-Trøndelag registrert 80 mat- og settefiskanlegg, i Møre og Romsdal henholdsvis 92 matfisk- og 74 settefiskanlegg og i

Sogn og Fjordane 73 matfisk- og 57 settefiskanlegg (Ref. 17).

Matfiskanlegg tar imot ynglen eller smolten og forer opp fisken til det salgbare produkt. Dette foregår for anadrome og marine arter på avgrensede områder i saltvann. Den mest vanlige type anlegg er flytemærer, hvor en type notpose holdes oppe av flyteelementer. Disse kan være flyttbare. Oppdrettsanlegg for fisk ligger for det meste i de ytre deler av kystområdene siden de beste oppvekstbetingelsene for de aktuelle fiskeslag finnes her.

I tillegg til oppdrett av fisk av forskjellig slag er det også en økende interesse for skalldyroppdrett og det regnes med en produksjon på 200-300 tonn blåskjell og 800000 østers årlig. Mange av oppdrettsanleggene for skalldyr finnes i indre kystområder og fjorder, og er således mere beskyttet mot inndrift og stranding av oljesøl enn tilfellet er med fiskeoppdrettsanlegg. Det er imidlertid anlegg for oppdrett av skalldyr som avviker fra dette mønstret, bl.a. de tette ansamlingene nord for Ålesund i Møre og Romsdal.

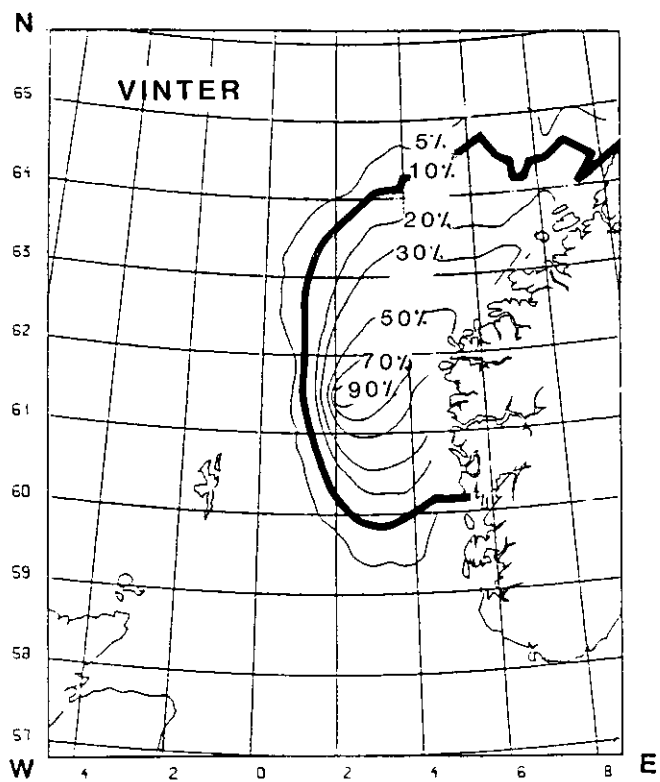
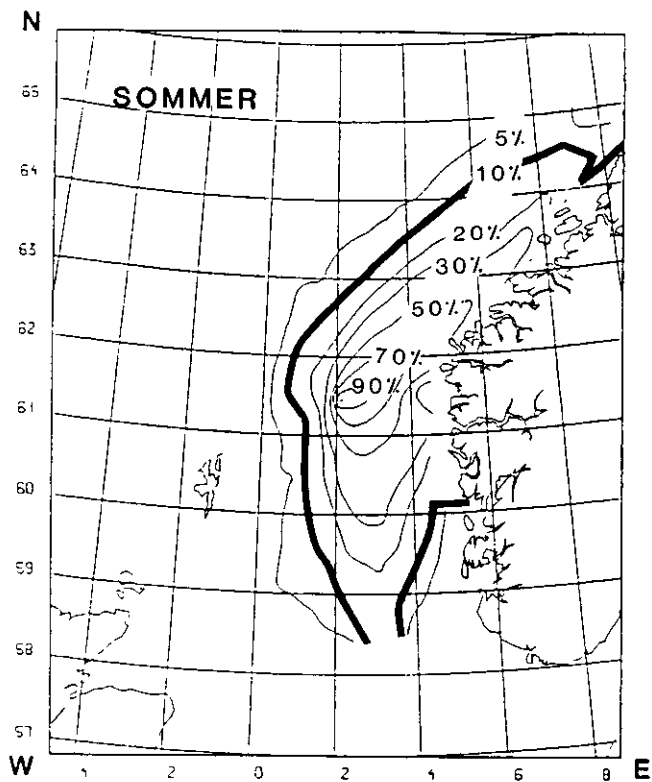
Det er ventet at antall anlegg vil øke både hva angår skalldyroppdrett og fiskeoppdrett, og at antall arter som oppdrettes vil øke i årene som kommer.

7.7 ANDRE SÅRBARE RESSURSER LANGS KYSTEN

I tillegg til sjøfugler og områder for oppdrett av fisk og skalldyr finnes en rekke andre steder langs kysten som må betraktes som sårbare overfor oljesøl. Dette gjelder bl.a. våtmarksområder, områder med særskilt botanisk, næringsbiologisk eller kvartærgeologisk verdi eller kulturhistoriske steder. I tillegg kommer de områdene langs kysten som brukes til friluftaktivitet og rekreasjon. Saga har kartlagt disse innenfor influensområdet, og for en mer omfattende beskrivelse henvises til rapport fra Cooperating Marine Scientists (Ref. 18).

I influensområdet for Snorre-feltet finnes flere arter marine pattedyr (Ref. 19). Selartene havert og steinkobbe er permanent tilstedeværende med større kolonier langs Møre- og Trøndelagskysten. Av hvalarter forekommer seiqual, finnhval, vågequal, nise og spekkhogger regelmessig i området.

Oteren er ikke et maritimt pattedyr, men tas med her på grunn av sitt maritime levesett. Det finnes faste bestander i Sogn og Fjordane, Møre og Romsdal og i Trøndelag nord for Trondheimsfjorden.



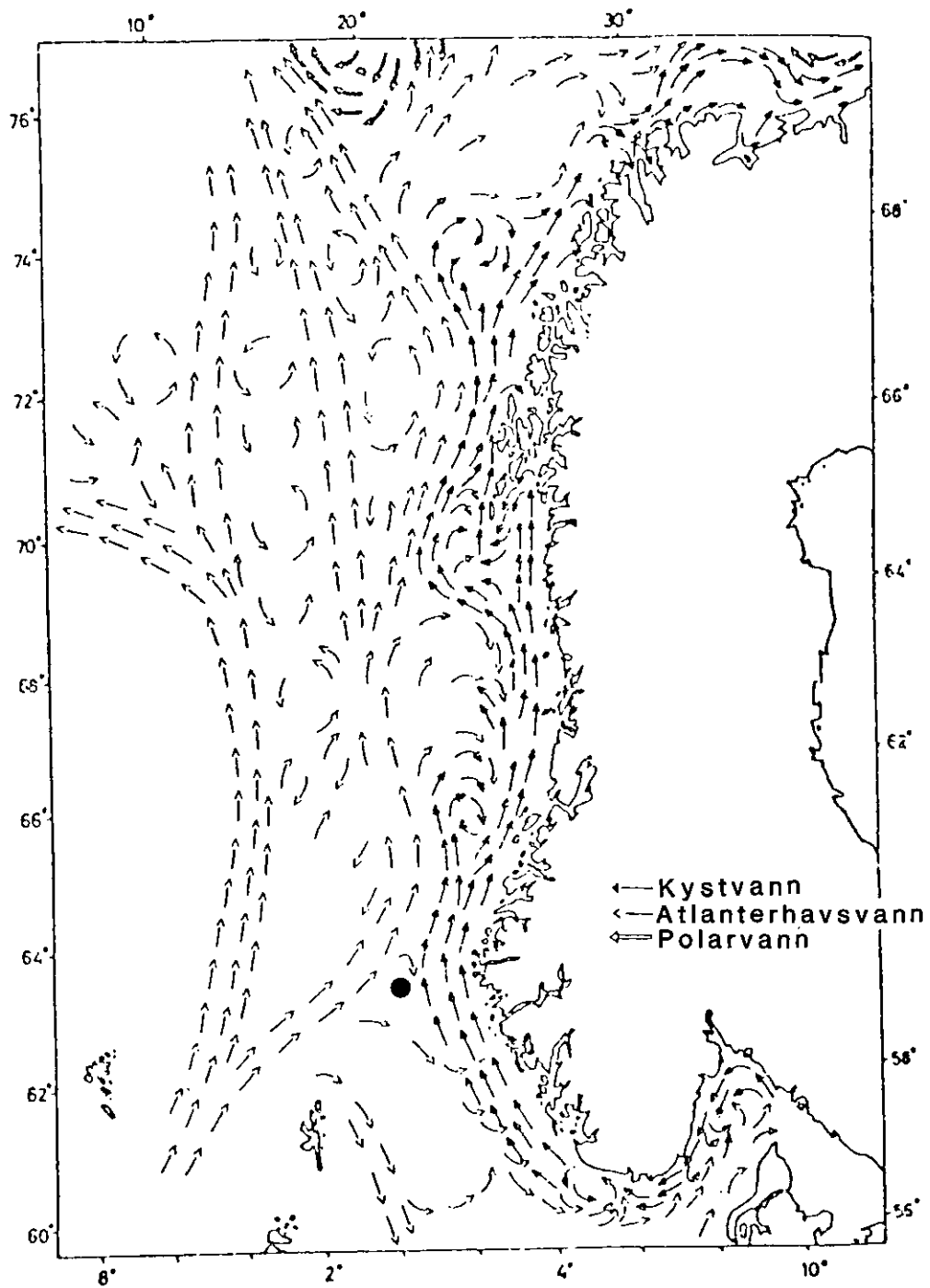
— SNORRES INFLUENSOMRÅDE

(Ref. 11)



Konsekvensutredning for Snorre
Sannsynlighet for forurensning

Figur
7-1



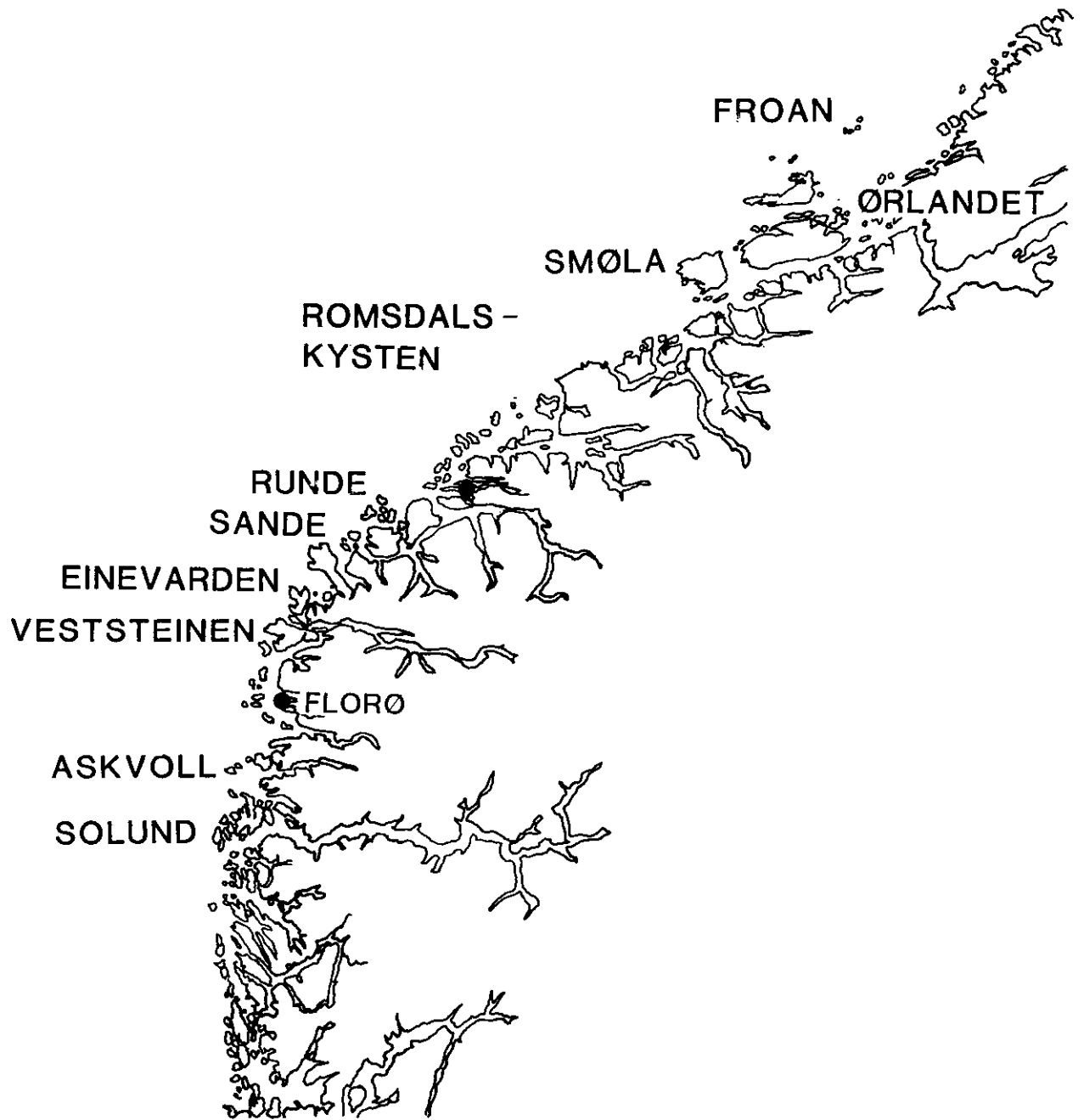
● SNORRE-FELTET

(Ref. 13)

Konsekvensutredning for Snorre
 Vannmasse og strømfordeling i Norskehavet
 og tilgrensede havområder

Figur
 7-2

HALTENBANKEN



Konsekvensutredning for Snorre
Viktige sjøfuglområder i Snorrefeltets
influensområde

Figur
7-3

8 VIRKNINGER FOR FISKET OG MARINE FORHOLD

Vurderingene av konsekvenser for fisket bygger i hovedsak på Barlindhaugs studie av fiskeriaktiviteten på Snorre-feltet (Ref. 4). Miljøeffekter diskuteres ut fra behandlingen av emnet i Cooperating Marine Scientists-rapporten om biofysiske miljøkonsekvenser av en Snorre-utbygging (Ref. 21). Der hvor andre kilder er benyttet er det referert direkte til disse i teksten.

8.1 FISKET

8.1.1 Innledning

Kartlegging av fiskeriaktivitet i konsekvensutredningssammenheng er forbundet med flere usikkerhetsfaktorer. Det foreligger ikke fiskeristatistikk over fangstdata ned på arealområder tilsvarende én oljeblokk. For industri- og konsumtrålfiske eksisterer det statistikk for delområder (lokasjoner) tilsvarende seks oljeblokker, for andre driftsformer bare over de såkalte statistiske hovedområder. I tillegg er den foreliggende statistikken beheftet med flere feilkilder.

Fiskerikartleggingen har tatt utgangspunkt i offisiell fangststatistikk. Videre er kunnskap om fangstmønster innhentet fra fiskerikyndig hold, bl.a. gjennom intervjuer. Tallfesting av fangstvolum for blokkene 34/4 og 34/7 er beregnet ut fra det kartlagte fangstmønsteret og derav blokkenes antatte betydning for fisket.

8.1.2 Fiskeriaktiviteten på Snorre-feltet

Fangstkvanter varierer betydelig fra et år til et annet. Delvis gjenspeiler det naturlige variasjoner i ressursgrunnet, delvis kan det ha sin forklaring i tidligere beskatning, endringer i fiskeriflåten sammensetning, fangstintensitet, o.l. Tallfesting må derfor basere seg på statistikkår som kan anses som representative for områdets betydning idag, og den utvikling en kan forvente for fremtiden under hensyn til ressurs- og bestandsituasjonen. Fiskeridirektoratet vurderte årene 1979/80 og 82/83/84 som representative statistikkår for henholdsvis industritrål- og konsumtrålfiske i Snorre-området. Gjennomsnittlige fangstdata for disse årene er benyttet.

I Snorre-området anses trålfiske å være viktigst, sett økonomisk og aktivitetsmessig. Fisket foregår i hovedsak langs eggene fra Tampen og sørover, og krysser Snorre-blokkene i retning nordvest/sørøst. Kartlegging av fangstmønstre viser at konsumtrålingen stort sett foregår på dybder fra 150 til 300 meter, mens industritrålingen går ned til 400 meter (Figur 8-1). Dette innebærer at konsumtrålfiske foregår sør for de planlagte installasjonene, i området mellom Snorre og Statfjord, mens noe industritråling krysser selve Snorre-feltet.

Øyepål utgjør ca. 96% av industritrålfangstene. Fangsttall for industrifisket har vist en markert fallende tendens fra 1982/83. Dels skyldes dette svak rekruttering av tobis og øyepål, dels at industritrålfåten gradvis har lagt om til konsumtrål. Det ser ut som om gytebiomassen for disse artene er svært avhengig av beskatningsstrategien. Med normal rekruttering og fornuftig beskatning ventes bestanden å tåle beskatning på 1979/80-nivået.

Konsumtrålfiske i Snorre-området består av ca. 96% sei. Beskatning av bestanden har vist en jevn økning siden 1979, noe som primært skyldes økt tråling etter konsumfisk. Undersøkelser av bestandsgrunnlaget tyder på at beskatningen kan holdes på dagens nivå, eventuelt økes noe mer.

I tillegg til tråling drives det linefiske for konsum i hele det aktuelle området (Figur 8-2). Intensiteten av dette fisket er større i blokk 34/4 enn i blokk 34/7. Det er ikke registrert garn eller snurrevadfiske nær Snorre-feltet. Ringnotflåten har tradisjonelt fisket etter sild og makrell i Nordsjøen. Etter magre år på 70-tallet har fisket, særlig etter sild, økt de senere årene. Under forutsetning av at beskatningen holdes på et forsvarlig nivå kan dette fisket etter all sannsynlighet økes. Det kartlagte ringnotfiske har i hovedsak foregått vest og sør av Snorre-feltet.

	<u>Blokk 34/4</u>		<u>Blokk 34/7</u>	
	Kvantum (tonn)	Verdi (1987-NOK)	Kvantum (tonn)	Verdi (1987-NOK)
Industrifisk	500	200000	2280	912000
Konsumfisk	300	1080000	1080	3888000
Totalt	800	1280000	3360	4800000

Tabell 8-1: Fangst for blokkene 34/4 og 34/7.

Tabell 8-1 viser årlige fangstmengder og verdier som Barlindhaug A/S har anslått for blokkene 34/4 og 34/7 ut fra representative statistikker.

8.1.3 Tekniske installasjoner på havbunnen

Det er planlagt installert ett undervannsproduksjonsanlegg nord på blokk 34/7 i fase 1. Den videre utbygging i fase 2 kan innebære installering av ytterligere to undervannsinstallasjoner lenger nord, på blokk 34/4.

Installasjonene er konstruert for å tåle trålstøt fra normalt forekommende utstyr. De vil derimot ikke være konstruert for regulær overtråling hvor fiskeutstyr er sikret mot

ødeleggelse. Dette krever eventuelt en mer omfattende ytre beskyttelse av installasjonene. Saga har vurdert konsekvensene av å gjøre et undervannsanlegg overtrålbart og er kommet til følgende konklusjon:

Overtrålbart krever at konstruksjonen må få et ytre panel. Enkelte av disse platene må fjernes under vedlikeholdsoperasjoner. Tunge løft over installasjonene representerer en betydelig sikkerhetsrisiko. Økte investeringer er beregnet til ca. 40 millioner kroner pr. anlegg. Økte årlige driftskostnader pga. vanskeligere tilgang til brønnen ved vedlikehold er anslått til åtte millioner kroner pr. år for en installasjon med ti brønner i drift. Produksjonsregulariteten forventes redusert med 0.2% pga. lengre tid for vedlikehold, og fører dermed til lengre produksjonsperiode og trolig til reduksjon i økonomisk utvinnbare reserver.

Fangskartlegging av området hvor undervannsanleggene er planlagt utplassert viser også at den berørte trållaktiviteten vil være liten. Selv om installasjonene blir gjort teknisk overtrålbare vil konstruksjonens størrelse i ytre dimensjoner, sett i sammenheng med selve tråloperasjonene, gjøre regulær overtråling lite aktuelt. Det er derfor rimelig å anta at de fleste trålere vil søke å unngå passering over selve undervannsanlegget.

Med hjemmel i petroleumsloven vil det bli søkt om å innføre en sikkerhetssone på 500 m rundt plattformens ytterpunkter. Slik loven og forskriftene er utformet idag vil tilsvarende sikkerhetssone også kunne etableres rundt undervannsproduksjonsinnretninger. Nye forskrifter om dette kan ventes i nær fremtid. Foreliggende utkast innebærer at det må søkes særskilt om innføring av soner rundt undervannsproduksjonssystem dersom det skal legges begrensninger på utøvelse av annen virksomhet. Saga vil søke om å innføre slike soner. En slik begrensningssone vil kun dekke et mindre areal. I perioder med boring og vedlikehold av undervannsbrønnene fra en halvt nedsenkbar borerigg vil denne bestemme utstrekning av begrensningssonen.

Ut fra det kartlagte fangstmønsteret vil innføring av begrensningssoner bare innebære mindre tilleggsbeskrankninger for fiskeriaktiviteten sammenlignet med en situasjon hvor slike soner ikke opprettes. Størrelsen på sonen(e) vil bli fastlagt etter nærmere diskusjoner med myndigheter og fiskerinæringen.

8.1.4 Konsekvenser for fisket av en Snorre-utbygging

Vurderingene av mulige konsekvenser for fiske begrenser seg til å beskrive antatte effekter av Snorre-utbyggingen alene, og berører ikke eventuelle aggregerte effekter som kan oppstå for fisket i hele regionen på grunn av utbygging og offshore-aktivitet på andre blokker i tillegg til Snorre.

Grovt sett kan vurdering av konsekvenser deles i to. Det første gjelder konsekvenser av produksjonsinnretningene, dvs. plattformen og undervannsanleggene. Det andre gjelder konsekvenser av rørledninger.

Produksjonsinnretninger

Tråling representerer den største aktiviteten i området. Avhengig av vær- og strømforhold vil en tråler måtte holde sideveis klar av et beslaglagt bunnareal i en distanse på opp til 1 km. Antas en 500 m trålfri sone på havbunnen rundt en installasjon, er totalt tapt fangstareal på grunn av unnvikende manøvre og nødvendig klaring fra installasjoner estimert til:

Strekstagsplattform eller undervannsanlegg:	4 - 9 km ²
Slakkforankret borerigg:	16 - 32 km ²

For linefiske vil tapt fangstareal være betydelig mindre idet disse antas å kunne fangste tettere inn mot sikkerhets- og begrensningssonene.

Fase 1:

Arealbeslaget vil være størst når produksjonsplattformen er installert og det foregår boring av brønner med en slakkforankret rigg over den første undervannsinstallasjonen. Boreriggen forventes å ligge over undervannsinstallasjonen i omtrent halvparten av installasjonens levetid. Hele fase 1-utbyggingen finner sted i blokk 34/7 og arealbeslaget er i størrelsesorden 20 - 40 km², eller 4 - 8% av blokkens totalareal.

Fase 2:

Dersom plattformen flyttes, øker ikke arealbeslaget. Størst arealbeslag i fase 2 opptrer ved utbygging av en plattform pluss tre undervannsinstallasjoner. Antar en at det ligger borerigger over to av undervannsinstallasjonene er maksimalt arealbeslag for trålere 40 - 80 km², fordelt med halvparten i hver av blokkene 34/4 og 34/7. For linebåter vil arealbeslaget være vesentlig mindre.

Intensiteten av fisket er størst utenfor området hvor installasjonene er lokalisert. Dette gjør at ovennevnte arealanslag gir en overestimert av fangstpåvirkningen for fiske. I tillegg er det vanskelig å sannsynliggjøre at det er direkte proposjonalitet mellom tapt fangstareal og eventuell reduksjon i fangstverdi. Det antas derfor at netto fangsttap p.g.a. utbygging på Snorre vil bli små.

Rørledninger

Rørledninger på havbunnen kan potensielt representere et hinder for utøvelse av trålfiske, enten i form av en barriere som vanskeliggjør passasje, eller i form av hefter og fremstikkende deler som river redskapen. Ved passasje er hindringens størrelse avhengig av rørets dimensjon, orientering, avstanden mellom rørets underkant og havbunn og trålrørets størrelse. Rørledninger i grøft er en ubetydelig hindring sammenliknet med eksponerte ledninger. Nedgravde rørledninger innebærer ingen hindring for utøvelse av fiske.

De fleste eksponerte rørledninger i Nordsjøen krysser fiskefelt med tidvis intensiv bunntåling. Eksempelvis er det anslått at ledningen mellom Ekofisk og Teeside overtråles 7500 ganger årlig. Rapporterte skader gjelder i overveiende grad riving av

trålpoper. Erfaringer med bunntrål over Ekofisk-Emden-ledningen viser kun få rapporterte erstatningskrav. Erfaringer fra britisk og nederlandsk sokkel viser at fiske med bunnredskap kan foregå uhindret over rørledninger på havbunnen. Fiskeridirektøren har oppgitt at det ved ved overtråling av Statpipe-ledningen er erfart hyppigere skade på redskapen enn vanlig, etter at ledningen er passert. Operatøren for Statpipe har ved de årlige inspeksjonene funnet en rekke rester av fiskeredskap som henger fast i stein, gammelt skrot, skipsvrak i nærheten av ledningen. (Ref. 23).

Eksportrørledninger for olje og gass fra Snorre til Statfjord krysser et aktivt trålområde. Olje- og gassledningene vil bli lagt i grøft. Oljeledningen vil bli nedgravd. Påregnelige hindringer for fisket p.g.a. disse rørledningene vil således være begrenset til installasjonsperioden.

I fase 1 og 2 vil det installeres feltledninger mellom plattform og undervannsanlegg. Disse vil ha en ytre diameter ca. 0.8 m og blir liggende på havbunnen. Rørledningene vil bli innkapslet i en rørmantel av stål med glatt overflate fri for hefter. I underlagsstudiet for konsekvensutredningen konkluderes det: "Avhengig av type tråling (tyngde, form og størrelse på tråldørene) vil fiskerne vurdere risikoen ved å passere en slik ledning. Ut fra foreliggende kunnskap ser det ikke ut til at faren for hekting av tråldører er stor." (Ref. 4). De fleste rapporterte skader påført ved passering av rørledninger påstås å skyldes riving av trålpoper på grunn av framstikkende deler. Det var også dette fiskere som ble intervjuet i forbindelse med studien uttrykte størst bekymring for. Fiskeridirektøren har uttalt at overtråling av rørledningen, selv om denne er fri for hefter, kan medføre økt slitasje og fare for skade på trål og trålpose. (Ref.24). Feltledningene på Snorre vil være uten hefter p.g.a. innkapsling i en sammenhengende stålmantel.

I fase 2 vil det maksimalt være tre undervannsinstallasjoner, hver knyttet til plattformen med en 0.8 m tykk ledning. Den alt vesentlige delen av trålkaktiviteten foregår i området sør for plattformen, og omfanget av fiskeaktivitet som blir berørt av disse ledningene vil derfor være lite.

I underlagstudien om konsekvenser for fisket konkluderes det med at den foreslåtte utbyggingen ikke vil gi negative sysselsettingseffekter i fiskerinæringen.

8.2 MILJØKONSEKVENSER VED REGULÆR DRIFT

Avsnittet fokuserer på miljøkonsekvenser knyttet til behandling av boreslam, borekaks, produsert formasjonsvann og kjemikalier.

Alle utslippsaspekter er ikke klarlagt på dette stadiet av planleggingen. Det gjelder både endelige tekniske løsninger av rensesystem og utslippsanordninger, og det gjelder typer og mengder utslipp, særlig av kjemikalier. På den andre siden kreves det fra myndighetene at disse forhold behandles i detalj på et senere tidspunkt gjennom søknad om utslippstillatelse. Søknaden vil bli oversendt før prosjektering eller kontraktsinngåelser binder opp utforming av renseanlegget, kjemikalievalget, utslippspunkter, etc.

8.2.1 Boreslam

Boring av 36" og 26" hullseksjon er planlagt gjennomført med vannbasert boreslam. Deretter vil det bli benyttet lavaromatisk oljebasert boreslam med lav giftighetsgrad. Oljebasert boreslam vil bli behandlet i gjenvinningsanlegg på plattformen og brukt flere ganger. Restavfall vil bli brent.

8.2.2 Borekaks

Borekaks er knuste bergarter fra brønnboringen. Kaksen vil bli sluppet ut fra plattformen gjennom et utslippsrør. Endelig utslippspunkt over havbunnen er ennå ikke bestemt. Kaks boret med oljebasert slam vil innehold hydrokarboner, og krever rensing før den slippes ut. Rensesystemet er foreløpig planlagt som en kombinasjon av vasking og sentrifugering. Begge systemene er mye brukt i Nordsjøen og reduserer oljeinnholdet i kaksen til under myndighetenes krav på 100 g hydrokarboner pr. kg tørr kaks. Erfaring viser at restoljen er bundet til kaksen med sterke bindinger. I den grad det foregår avgivning av hydrokarboner til miljøet skjer dette langsomt, og dumpingene kan ikke sammenlignes med utslipp av "ren olje". Utslipp av oljeholdig borekaks ventes derfor ikke å representere noen vesentlig hydrokarbonforurensning.

Dumping av kaks gir derimot opphav til en "forflamming" av de naturlige bunnsedimentene rundt installasjonene. I volum utgjør kaksen fra Snorre ca. 600 m³ pr. brønn. Undersøkelser fra andre felt har vist at sedimenteringen skjer i en "sigarform" rundt plattformen med lengderetning parallelt med dominerende strømretning. Observert maksimalutstrekning er inntil 5000 m medstrøms; ca. det halve motstrøms og vesentlig kortere til siden. Kunnskapene om utviklingen i det forflammede området etter at boreprogrammet er avsluttet, og hvor hurtig en rekolonisering av bunndyr skjer, er foreløpig lite kjent.

8.2.3 Produsert formasjonsvann

Formasjonsvann vil bli separert fra brønnstrømmen, renses og sluppet ut fra plattformen. Det produserte vannet vil bli renses ved bruk av hydroykloner eller ved bruk av hydroykloner i kombinasjon med degasser og flotasjonsseparator. For begge disse rensemetodene er forventet rensegrad ca. 20 ppm olje i vannet som slippes ut (ppm=parts per million, dvs. 20 mg/l). Kravet fra Statens Forurensningstilsyn (SFT) er maksimalt 40 ppm olje i utslippsvann.

Utslipp av produsert vann er antatt å starte i 1994 med en forventet utslippsmengde på 1600 m³/dag. Utslippsmengden vil variere i produksjonsperioden, og det antas at den maksimale utslippsmengde vil være ca 31000 m³/dag regnet som gjennomsnitt på årsbasis. (Figur 8-3). Med en rensegrad på 20 ppm olje i utslippsvannet vil dette tilsvare en oljemengde varierende fra 30 til 600 kg olje/dag. Dersom prosessvannet slippes ut på tilstrekkelig dyp, vil sekundær fortykning og mikrobiell nedbryting raskt bringe hydrokarbonkonsentrasjonen under den kritiske grensen for sårbare fiskeressurser.

I tillegg til hydrokarboner i produsert vann finnes det såkalte polare forbindelser

(vannløselige kjemiske forbindelser). Det er gjennom NIFO (Norsk Industriforening for Oljeselskap) utført et prosjekt for å identifisere polare kjemiske forbindelser i produsert vann. Resultatene fra prosjektet viste forekomster av fenoler, benzosyrer, acycliske syrer, monocycliske syrer, bicycliske syrer, naftalensyrer, propoxyacetater og etylenglykoler. Studien viste også at totalkonsentrasjonen av polare forbindelser i produsert vann fra Statfjord B og Ekofisk lå på ca. 50 ppm. Kunnskapen om polare forbindelsers eventuelle virkninger på miljøet er forløpig lite kjent.

Kjemikalier vil bli benyttet i forbindelse med boring, produksjon og vedlikehold. Noe av dette vil unnsnippe til miljøet, bl.a. gjennom prosessvann, men i hvilke mengder er idag ikke kjent. Tildels ukjent er også den kjemiske sammensetning av mulige tilsetningsstoffer. Det er i regi av NIFO nylig gjennomført et prosjekt for utarbeidelse av et klassifiserings- og godkjenningssystem for kjemikalier til bruk i petroleumsvirksomhet. Nye regler om dette er ventet fra forurensningsmyndighetene i nær framtid.

8.3 MILJØKONSEKVENSER AV STØRRE OLJEUTSLIPP

8.3.1 Utslipp av større kvanta olje

Boring, produksjon og transport av olje vil alltid innebære en viss risiko for uhell med blant annet utslipp av olje til miljøet som en av følgene. Risikoen for uhell ved den planlagte Snorre-utbyggingen skiller seg ikke ut fra det risikonivået en finner ved annen petroleumsvirksomhet på norsk kontinentalsokkel.

For Snorre-feltet er konsekvensen av en utblåsning på 9500 tonn/dag med varighet ti dager vurdert. Utslippsraten antas å være representativ for fri utstrømming av olje fra en av feltets bedre plattformborede produksjonsbrønner tidlig i produksjonsfasen. Ti dager er vurdert til å representere en gjennomsnittlig varighet. Basert på dette utslippscenariet er influensområdet bestemt (kap. 7.1). Oljedriftssimuleringene viste at to av tre utslipp (med den gitte utslippsrate og varighet) førte til stranding av olje på Norskekysten.

8.3.2 Mulige effekter for sårbare fiskeressurser

Olje skader fiskeressurser primært som forgiftning ved opptak i organismen. Voksen fisk regnes i liten grad å være utsatt for forgiftning av olje. Derimot er fisk i tidlige utviklingstrinn (egg og larvefaser) sårbare, og en antar at en oljekonsentrasjon i vann på 50 mikrogram olje/liter sjøvann (50 ppb=parts per billion) kan være kritisk.

I oljen er det komponenter i aromatfraksjonen som er mest giftige. Aromatfraksjonen og andre lettflyktige forbindelser fordamper først, samtidig som disse er de mest vannløslige. Mesteparten av de flyktige forbindelser i oljen vil under våre temperaturforhold være fordampet fra drivende olje i løpet av det første døgnet. Etter fem døgn vil tilnærmet alle flyktige komponenter være forsvunnet. I denne utredningen er det antatt at olje inntil fem døgn gammel kan avgi giftige komponenter til underliggende sjøvann.

På grunn av brytende bølger og turbulente strømnings i vannet kan olje fra overflaten bringes ned i vannmassene, periodevis til relativt store dyp. Ved hjelp av en nyutviklet oljedriftsmodell ved Oceanografisk Senter-SINTEF (OSS) er det idag mulig å beregne oljens tredimensjonale spredning under gitte forutsetninger. Slike beregninger er gjort i forbindelse med denne konsekvensutredningen (Ref. 11). Skadelig oljekonsentrasjon (50 ppb) er beregnet nedblandet til 2, 10 og 20 meters dyp, og arealene hvor vannet er belastet med minst 50 ppb i disse dyp er angitt på kotekart (Fig. 8-4). I vurderingene er arealet for 50 ppb i de øvre 20 meter behandlet som om alle sårbare ressurser under dette går til grunne. Figur 8-4 viser et øyeblikksbilde av utslippsscenario 8 i rapporten fra OSS.

Kriterier for valg av scenariet var utslipp i vintersesongen (gytetopp) og stor utbredelse over åpent hav i nordøstlig retning (område for sårbare fiskeressurser).

Middelvindstyrken i scenariet er lik middelvindstyrken i gytetopp-perioden (7 m/s). Figuren viser arealutbredelse for oljeplaket ved maksimale oljemengder i sjøen, dvs. 10 dager etter at utslippet startet. Ved nedblandingsdyp på 20 meter utgjør areal med skadelig oljekonsentrasjoner ca. 70 km². Det beregnede totalareal med skadelige oljekonsentrasjoner over de 15 døgn hvor oljen antas å være giftig (10 utslippsdøgn pluss 5 etterfølgende døgn) er anslått til ca. 350 km². Antas middelvindstyrken å øke fra 7 m/s til 15 m/s over 15 døgn-perioden (et verst tenkelig tilfelle) er tilsvarende sjøareal i 20 meters dyp hvor en finner oljekonsentrasjoner større enn 50 ppb, beregnet til ca. 4500 km².

Disse arealene er plottet inn med vilkårlig lokalisering på kart over utbredelsen til sårbare fiskeressurser. Det sannsynlige utbredelsesareal for olje er meget lite i forhold til de arealer hvor det finnes sårbare fiskeressurser. Mulig negativ virkning på de fiskbare ressurser er vurdert til å bli tilsvarende liten. Også ved verst tenkelig arealutbredelse for olje er dette et relativt lite areal i forhold til de områder hvor det finnes sårbare ressurser. Følgelig vil skadevirkningene av et oljeuhell bli relativt små på de fiskbare ressurser, også ved det verst tenkelige tilfelle.

8.3.3 Mulige effekter på sjøfugl

Det er gjennomført flere oljedriftsimuleringer med stranding av olje i ulike sesonger langs kyststrekninger med stor konsentrasjon av sjøfugl. Konsekvensvurderingene er kvalitative, basert på en beskrivelse av antatt sårbare sjøfuglbestander koblet mot oljedriftsimuleringene.

Simulering av oljedrift viser at Fjordane og Sunnmøre vil være blant de mest utsatte områder for stranding. I sommersesongen innebærer dette at koloniene på Runde, Einevarden og Veststeinen med tildels store hekkbestander av sårbare fuglearter kan være utsatt ved ett og samme utslipp.

Det er særlig alkefugler som kan bli berørt. Skadebildet vil variere med hekksyklus, værforhold, m.m. Langtidseffekter er vanskelig å anslå. Ved en halvering av hekkbestanden av alkefugler kan det gå mange år før bestanden er tilbake til det normale nivå.

I influensområdet til Snorre er Møre og Romsdal og Sør-Trøndelag det viktigste overvintringsområdet for alle arter som er regnet som sårbare for oljesøl. Det mangler god informasjon om hva som utgjør overvintringsbestandene i området. Olje som strander nord for Stad vil kunne få konsekvenser for bestanden av lommer, dykkere, skarver, ærfugl og sjøorre. Hvor omfattende bestandene kan bli berørt og hvilke langtidseffekter dette eventuelt vil gi, er det ikke mulig å kvantifisere. Havelle og siland er også sårbare arter, men disse overvintrer mer jevnt utbredt langs kysten eller i områder mindre utsatt for oljesøl.

Et eventuelt større utslipp av olje fra Snorre vil naturlig nok befinne seg i åpent hav i en kortere eller lengre periode. Dette innebærer at oljen i første rekke kan skade sjøfugl på åpent hav. Alkefugler overvintrer hovedsaklig på åpent hav. En kjenner også til at det foregår betydelige svømmetrekk av lomvi med unger. Dette skjer i en periode hvor både foreldrefugl og unger ikke er istand til å fly, og de anses derfor som svært sårbare overfor oljen. Datagrunnlaget for sjøfugl i åpent hav er ellers meget begrenset, og eventuelt skadeomfang av drivende olje kan derfor ikke gis.

Konsekvenser av oljeutslipp for sjøfugl er som nevnt kun beskrevet kvalitativt basert på tildels mangelfullt datagrunnlag over bestandene. Det kan allikevel konkluderes med at drivende olje til havs og i nære kystområder langs Vestlandet, særlig nord for Stad, vil kunne få konsekvenser for en rekke sårbare sjøfuglarter.

8.3.4 Mulige effekter på nære kystområder

Ved beregning av oljedrift i modellen defineres olje som "strandet" når oljen kommer nærmere enn 15 km fra kysten. Vanskeligheter med å modellere lokale vind- og strømforhold og manglende pålitelige data gjør det foreløpig problematisk å simulere drift og spredning av olje i de nære kystområdene og i indre farvann. En har derfor valgt å ikke spesifisere kvantitative skadeomfang i disse områdene.

Oppdrettsnæringen har i de senere år hatt en oppblomstring av betydning for økonomien i kyst-Norge. På strekningen Møre - Sogn er det registrert ca. 170 matfiskanlegg og 130 settefiskanlegg. Antallet ventes å øke i årene framover. Sårbarheten overfor olje i nærmiljøet er imidlertid ikke entydig, hverken ut fra anleggenes beliggenhet eller type anlegg. Som nevnt i kapittel 7.5 er matfisk- og skalldyr-anleggene vurdert som de mest sårbare.

Matfisk- og skalldyr-anlegg

Voksen fisk kan tåle store oljekonsentrasjoner uten at det har dødelig effekt. Forsøk og erfaring viser derimot at olje i vann kan være en stressfaktor og føre til unormal adferd og redusert vekst. Videre foregår det vevsopptak av enkelte petroleumsderivater som kan sette smak på fisken. Fisk har evnen til "selvrensing" hvor derivatene etterhvert skilles ut, og situasjonen kan derfor i et gitt tilfelle betraktes som temporær. Imidlertid har den såkalte "renommé-effekten" vist at oljeeksponert fisk, eller bare mistanke om dette, kan føre til problemer med avsetning. Denne renommé-effekten, sammen med skader på grunn av tilgrising av utstyr og anlegg, antas å representere de største konsekvenser ved inndrift av olje.

Forsøk og erfaringer viser at olje i vann vil ha større effekter på østers og blåskjell enn på voksen fisk. Forøvrig vil en forvente mange av de samme konsekvenser for skalldyranlegg som en antar er til stede for matfiskanlegg.

Verdien av et gjennomsnittlig oppdrettsanlegg for laksefisk er oppgitt til å være ca. ti millioner kroner (fisk og utstyr). Oppdrettsanleggene langs kysten representerer dermed store verdier. Disse anleggene vil med sin beliggenhet og nåværende utforming være utsatt for oljeforurensning fra oljevirkksomhet, skipsfart og industri på land. Det er på denne bakgrunn rimelig å anta at anleggene i fremtiden får en teknisk utforming som reduserer sårbarheten overfor inndrift av olje.

Kaste- og låssettingsplasser

Fisk som befinner seg i steng kan i denne sammenhengen sammenliknes med fisk i oppdrettsanlegg, og de samme effekter antas å kunne opptre her som en fant for matfiskanlegg.

Marine pattedyr og oter

Effekter av drivende, delvis nedbrutt olje overfor voksen sel eller hval antas å være liten. Muligheten for skader på indre organer på grunn av svelging av olje i forbindelse med næringsopptak er riktignok tilstede. Nyfødte selunger synes å være mer utsatt enn voksne individer.

Oteren har med sitt tilholdssted og adferdsmønster stor sannsynlighet for å komme i kontakt med strandet olje. Oteren er betraktet som svært sårbar, og er bl.a. oppført på Europarådets liste (1976,81) som direkte truet dyreart.

Strandsonen

Effekt av olje på fauna og flora i strandsonen er velkjent og utførlig dokumentert. De umiddelbare følgene er i de fleste tilfeller omfattende død av store deler av flora og fauna, med mulige endringer i den lokale økologiske balansen. For rekreasjonsområder vil strandet olje kunne redusere eller helt ødelegge strandsonens funksjon som friluftsområde. Et hvert naturlig miljø har imidlertid en rehabiliteringsevne, og oljen brytes ned over tid. Oljeskadet strand vil i verste fall være tilbake i en normalsituasjon etter 2-3 år for bølgeeksponerte områder, etter 10-15 år for mer beskyttede områder.

8.3.5 Effekt av oljevern

Saga har gjennomført en studie av alternative oljevernmetoder for eventuelle oljesøl fra Snorre-feltet (Ref. 25). Konklusjonen var at den mest effektive bekjempelse av utslipp med dagens tilgjengelige utstyr, er mekanisk oppsamling av olje ved bruk av lenser og skimmersystem. Bruk av dispergeringsmiddel er kun effektivt ved små utslipp.

Saga er medlem av NOFO (Norsk Oljevernforening for Operatørselskaper), som har seks komplette lense- og opptaksenheter for bruk i Nordsjøen. I tillegg kan fire enheter mobiliseres fra Kristiansund og Træna. Samtidig vil det være et mindre oljevernssystem på selve Snorre-feltet, og tilsvarende systemer vil ventelig gjennom gjensidige avtaler kunne mobiliseres fra nærliggende felt. Saga antar følgende mobiliseringstider som realistiske:

2 timer	:	1 stk.	Mini-Transrec-system fra Snorre
5-10 timer	:	2-3 stk.	Mini-Transrec-system fra omliggende felter
16 timer	:	2 stk.	Transrec-system fra land (NOFO)
24 timer	:	4 stk.	Transrec-system fra land (NOFO)
48 timer	:	4 stk.	Transrec-system fra Træna og Kristiansund

Ved et utslipp på 9500 tonn/dag vil det etter 16 timer være mobilisert tilstrekkelig opptaksutstyr til å samle opp all olje ved 100% effektivitet av utstyret. Imidlertid er effektiviteten av mekanisk oljevern svært avhengig av faktorer som bølger, vind og tildels sikt. Ved inntil 1 m bølgehøyde antas en opptakseffekt av utstyret på 80%, fallende til 0% ved bølgehøyde over 3 m.

Analyser av bølgesituasjonen på feltet viser store variasjoner med årstiden. I sommermånedene finner en bølgehøyder under 3 m i gjennomsnittlig 90% av tiden, mens i januar opptrer denne tilstanden i mindre enn 30% av tiden.

I Oceanografisk Senters studier (Ref. 11) er det gjennomført simulering av to identiske utslipp fra Snorre henholdsvis med og uten oljevern. Det ble brukt et scenario med midlere vindstyrke 7 m/s. Beregningene viste at oljevernet samlet opp 39000 tonn olje (en effektivitet på 40%) og reduserte strandet oljemengde med 55% sammenlignet med situasjonen uten oljevern. Beregningen antok kun oljevern ved kilden så lenge utslippet varte. Imidlertid vil det ved et virkelig utslipp også bli gjennomført oppsamling i åpent hav over hele området oljen sprer seg. De mengder som når kysten vil derfor kunne reduseres ytterligere.

Truer oljesøl kysten, vil også det statlige og kommunale oljevern bli mobilisert. Tiltak vil bli satt inn for å begrense skadeeffekter, bl.a. ved bruk av ledelenser for å lede oljen unna de mest sårbare områdene og gjennom opprenskningsaksjoner på berørte strandområder.

8.4 OPPFØLGENDE ARBEID OG OVERVÅKNINGSPROGRAM

Snorre ligger lokalisert i et område allerede åpnet for omfattende petroleumsvirksomhet. Det er vist gjennom utredningsprosessen at Snorre-feltet ikke eksponerer nye geografiske områder for mulig oljesøl sammenliknet med den allerede pågående aktivitet. Kartlegging av biofysiske forhold i influensområdet er basert på eksisterende og åpent tilgjengelig informasjon.

I forbindelse med søknad om utslippstillatelse, vil det bli gitt ytterligere opplysninger til myndighetene om forventede utslipp, hvordan utslippene planlegges renset, samt om de effekter utslippene kan forventes å medføre for det marine miljø. Søknaden vil bli

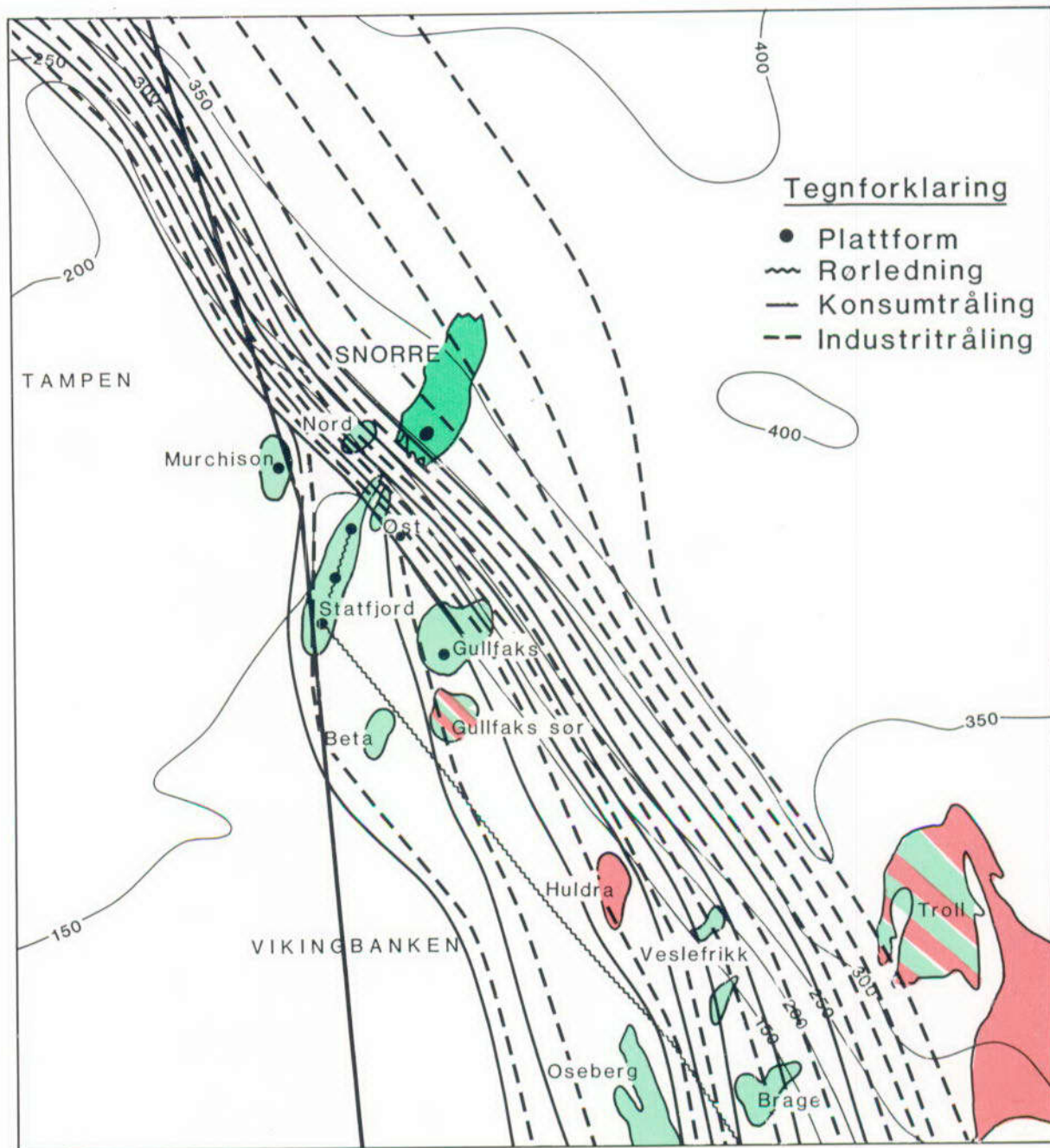
oversendt i henhold til de krav og retningslinjer som Staten Forurensningstilsyn har etablert.

Sommeren 1989, senest ett år før en starter boring av brønner, vil det bli utført en basisundersøkelse av det marine miljø på feltet. Denne vil omfatte måling av hydrokarboninnhold og metallinnhold i de øvre lag av bunnsedimentet, samt en registrering og klassifisering av bunndyr (benthos) i området.

Under produksjonsboring og så lenge produksjon pågår vil spredning av borekaks og annen påvirkning av bunnforholdene bli overvåket ved gjentatte undersøkelser etter et på forhånd fastsatt program.

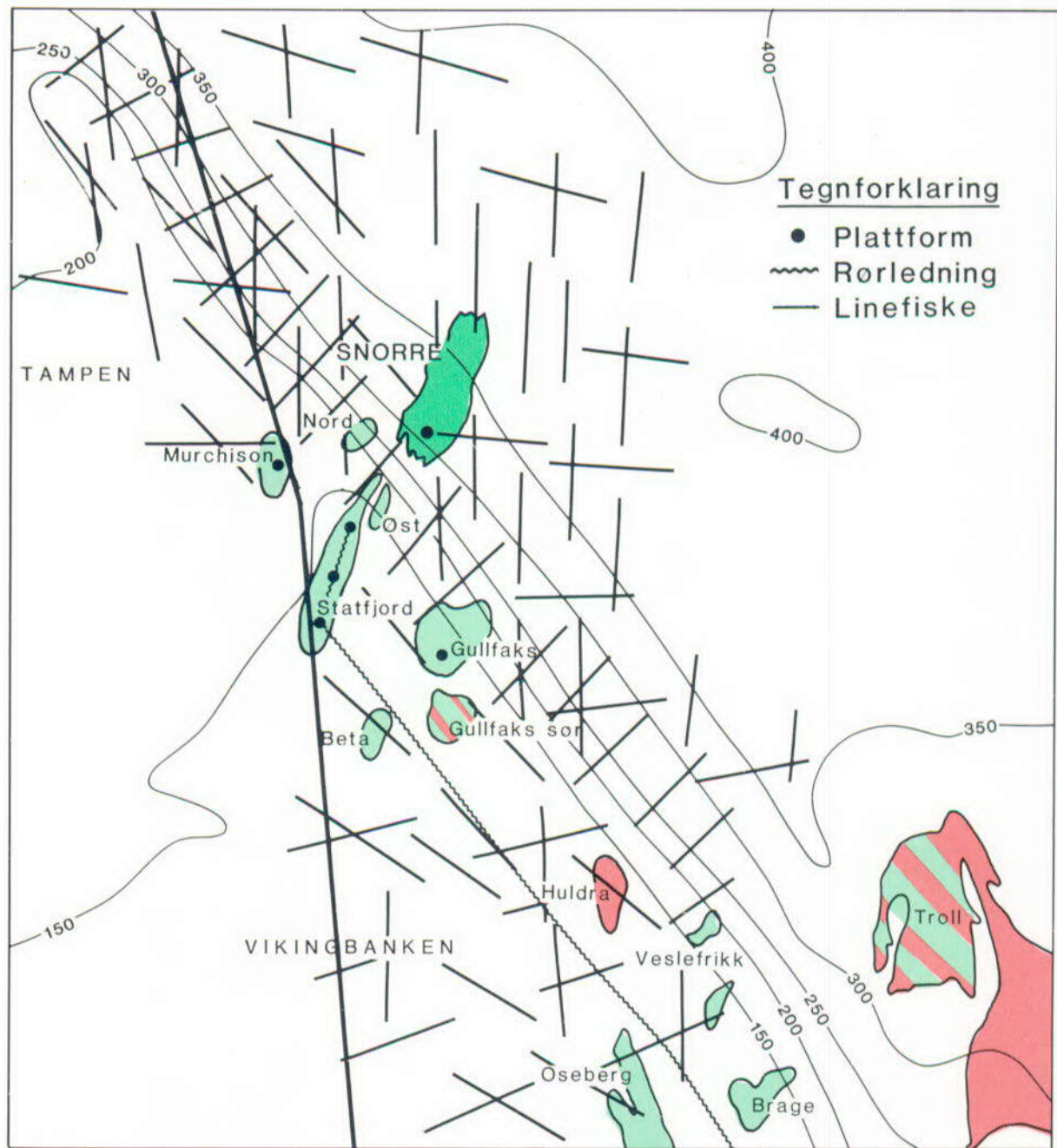
Regler for hvordan slike undersøkelser skal gjennomføres, både når det gjelder prøvetakingsmetodikk, analyser og undersøkelsesfrekvenser er under vurdering i et samarbeidsprosjekt mellom de tre norske oljeselskapene og Statens Forurensningstilsyn.

Utover de ovennevnte undersøkelser finner ikke Saga behov for ytterligere konsekvensutredninger i forbindelse med gjennomføringen av planen for utbygging og drift av Snorre-feltet.



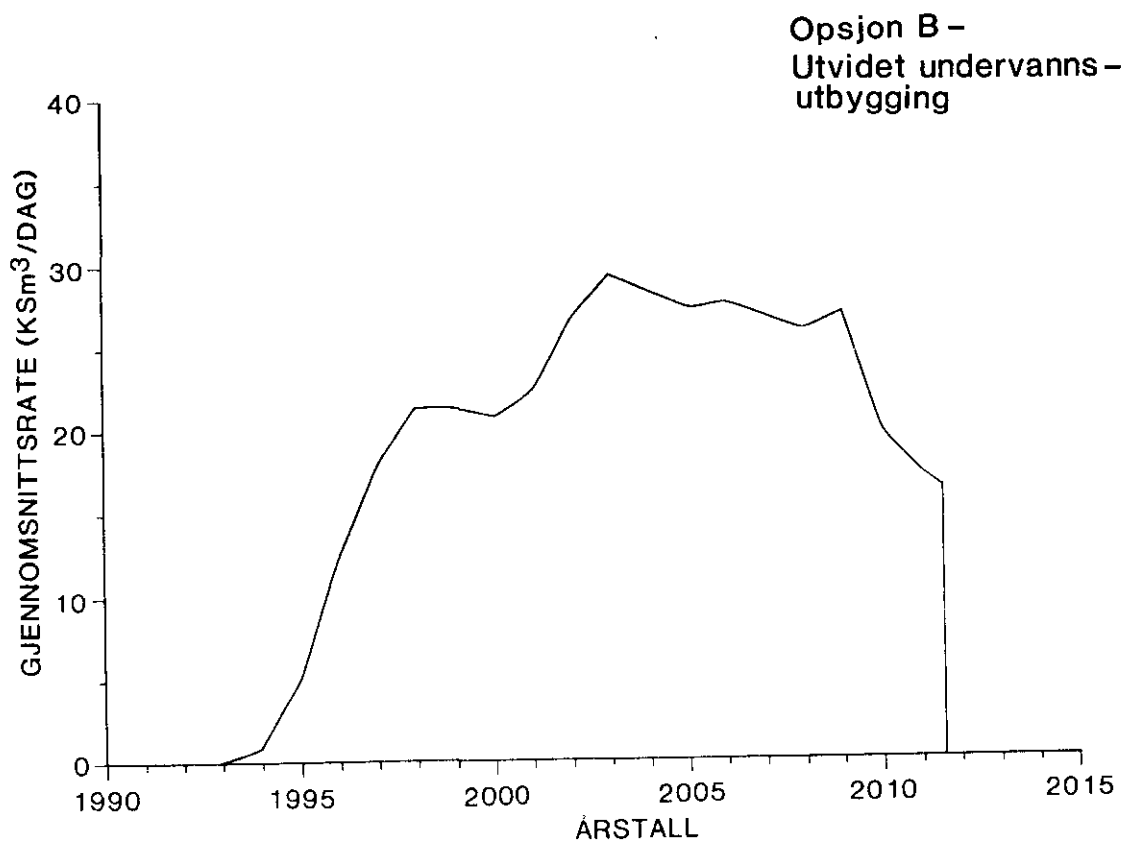
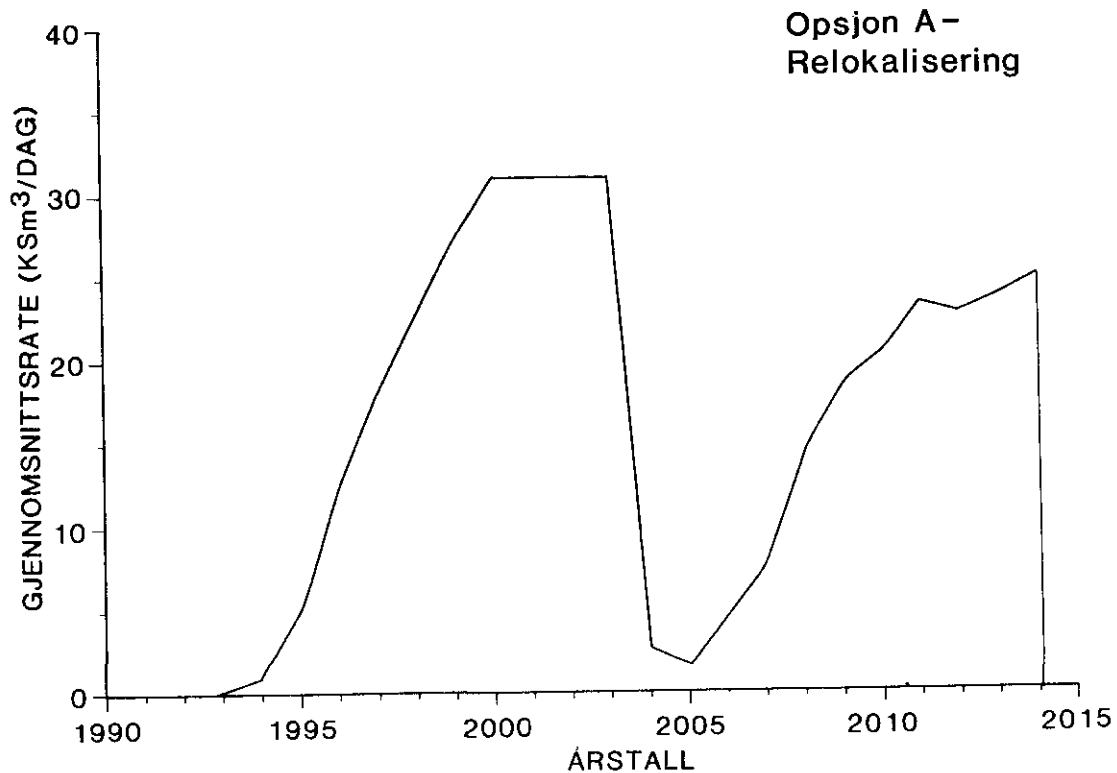
Konsumtrål og industritrål . Viktige fangstområder indikert med større linjetetthet.





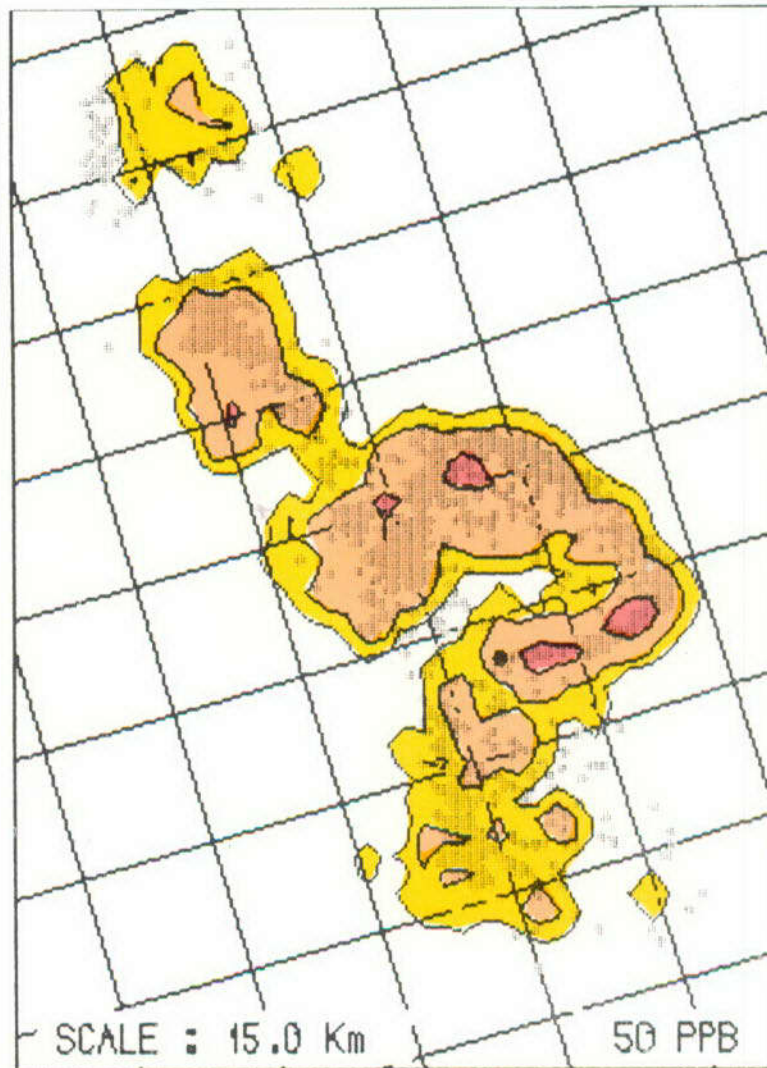
Linefiske. Viser setteretninger. Viktige fangstområder indikert med større linjetetthet.



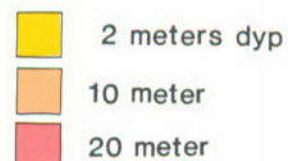


Konsekvensutredning for Snorre
Daglig utslipp av prosessvann

Figur
8-3



KONSENTRASJONER I VANNMASSENE UNDER ET OLJESØL.
 UTSLIPPSRATE 9500 TONN/DØGN, VARIGHET 10 DØGN.
 VARIERENDE VINDSTYRKE OG RETNING I PERIODEN.
 SITUASJON 10 DØGN ETTER UTSLIPPSTART.
 LYSE PUNKTER VISER FORDELINGEN AV OLJE PÅ OVERFLATEN.
 KONTURENE VISER KONSENTRASJONER PÅ 50 ppb NED TIL:



Konsekvensutredning for Snorre
 Vertikal fordeling av skadelige
 oljekonsentrasjoner

Figur
 8-4

REFERANSER

- /1/ Lov nr. 11: Lov om Petroleumsvirksomhet av 22.3.85, og Forskrifter til Lov nr.11 av 22.3.85 om petroleumsvirksomhet. Kgl. res. av 14.6.85.
- /2/ Olje- og energidepartementet 1987. Veiledende retningslinjer for konsekvensutredninger ved utbygging og drift av petroleumsforekomster.
- /3/ Saga Petroleum a.s. 1987b. Konsekvensutredning for utbygging og drift av Snorrefeltet, Utredningsprogram. Saga rapport R-DD-011.
- /4/ Barlindhaug A/S. 1987. Fiskeriaktiviteten på Snorre-feltet, blokkene 34/4 og 34/7. Utarbeidet for Saga Petroleum a.s.
- /5/ Saga Petroleum a.s. 1985. Lokalisering av driftsorganisasjonen for Snorre.
- /6/ Saga Petroleum a.s. 1986. Lokalisering av driftsorganisasjonen for Snorre, Tillegg 1: Arbeidsfordeling mellom Florø og Stavanger.
- /7/ Saga Petroleum a.s. 1987a. Lokaliseringsstudie Snorre driftsorganisasjon. Rapport fra arbeidsgruppe med representanter fra Kommunal- og arbeidsdepartementet, Distriktenes Utbyggingsfond, Olje- og Energidepartementet og Saga Petroleum a.s.
- /8/ St. meld. nr. 46 (1986-87): Om petroleumsvirksomheten på mellomlang sikt.
- /9/ Norges Industriforbund 1987. Norsk Petroleumsvirksomhet mot år 2000. Utkast til rapport.
- /10/ Oljedirektoratet 1986. Perspektivanalysen 1986.
- /11/ Johansen, Ø. og Bjerke, P.L. 1987. Oljedriftsberegninger - Snorrefeltet. Rapport nr. 02.0800.00/01/87, Oseanografisk Senter - SINTEF-Gruppen.
- /12/ IKU 1985. Operatørene Oljebereidskap. Vurdering av alternative strategier. IKU rapport 02.0730/1/85. Utarbeidet for NIFO ren sjø-komité.
- /13/ Sætre, R. og Ljøen, R. 1971. The Norwegian Coastal Current. Fra POAC konferansen Trondheim 1971. Vol. I, pp. 514-553.
- /14/ Børresen, J.A. og Lie, H.N. 1987. Meteorologiske og oseanografiske forhold på Snorre-feltet. Cooperating Marine Scientists-rapport nr. 410.29/87/01. Utarbeidet for Saga Petroleum a.s., 53 s.
- /15/ Christiansen, R og Schaanning, M. 1987. Sårbare fiskeressurser i Snorrefeltets influensområde. Cooperation Marine Scientist (CMS) rapport nr. 410.29/87/02. Utarbeidet for Saga Petroleum a.s., 52 s.

- /16/ Follestad, A. 1987. Om sjøfuglressursene i influensområdet til oljefeltet "Snorre". Direktoratet for Naturforvaltnings rapport til Saga Petroleum a.s., 94 s.
- /17/ Moe, K.A. 1987a. Sårbare ressurser i nære kystområder innenfor influensområdet til Snorre-feltet. Delrapport 1: Oppdrettsanlegg, kaste- og låssettingsplasser. Cooperating Marine Scientists-rapport nr. 410.29/87/03-1. Utarbeidet for Saga Petroleum a.s., 93 s.
- /18/ Moe, K.A. 1987b. Sårbare ressurser i nære kystområder innenfor influensområdet til Snorre-feltet. Delrapport II: Verneverdige områder. Cooperating Marine Scientists-rapport nr. 410.29/87/03-II. Utarbeidet for Saga Petroleum a.s., 91s.
- /19/ Moe, K.A. 1987c. Sårbare ressurser i nære kystområder innenfor influensområdet til Snorre-feltet. Delrapport III: Marine pattedyr. Cooperating Marine Scientists-rapport nr. 410.29/87/03-III. Utarbeidet for Saga Petroleum a.s. 56 s.
- /20/ Lange, R. 1986. Status for oljeforurensning i Nordsjøen. Corporate Marine Scientists, 1986. Rapport for Saga Petroleum a.s.
- /21/ Lange, R. 1987b. Fysiske og biologiske miljøkonsekvenser - Snorrefeltet. Cooperating Marine Scientists rapport 410.29/87/1. Utarbeidet for Saga Petroleum a.s., 82 s.
- /22/ Fiskeridirektoratet 1983. Notat fra arbeidsgruppe om "Økonomiske konsekvenser av tap av fiskefelt m.v.". Vedlegg til NOU 1986:6.
- /23/ Statoil. Konsekvensutredning for Veslefrikk, Februar 1987.
- /24/ Fiskeridirektøren 1987. Kommentarer til Barlindhaug A/S. Utredning om fiskeriaktiviteten på Snorre-feltet. Brev Juli 1987.
- /25/ Langfeldt, J.N. 1987. Analyse av oljevern på Snorre-feltet. Rapport utarbeidet for Saga Petroleum a.s.



Mekaniske Verksteders Landsforening

Oscarsgate 20 Postboks 7072 Homansbyen 0306 Oslo 3
Tlf. (02) 46 58 20 Telefax: (02) 46 18 38 Telex: 76625 mvl n

Oslo, 24. juni 1987
NO/aa

Saga Petroleum A/S
Postboks 9

1322 HØVIK

Vårt samarbeid om Snorrefeltet

I forbindelse med den milepæl som ble nådd i vårt samarbeid i og med utviklingsseminaret 26. mai d.å., vil M.V.L. gjerne få rette en takk for den innsats som selskapet og ledelsen for utbyggingen av Snorrefeltet har ydet til beste for norsk verkstedsindustri. Samarbeid mellom industri og operatør i teknologiutviklingsfasen ser M.V.L. som særdeles betydningsfullt for at norsk offshoreindustri skal kunne slå igjennom internasjonalt.

Norsk verkstedsindustri står foran en særdeles vanskelig oppdrags-situasjon i de 2-3 kommende årene. Den del av verkstedsindustrien som i det vesentligste har sin virksomhet rettet mot petroleumsaktivitetene på norsk kontinentalsokkel frykter at oppdragsvolumet i den aktuelle periode kan synke til ca. 30 prosent av volumet i 1986. Med eksisterende oppdrag for prosjekter på kontinentalsokkelen vil det i andre kvartal neste år bare være en av de aktuelle norske verkstedsbedrifter som har beskjeftigelse.

Mekaniske Verksteders Landsforening frykter i denne situasjonen at nedbyggingen av verkstedsindustrien blir så omfattende at virkningene for det norske industrimiljøet vil bli ødeleggende. Det eksisterer en reell fare for at det teknologiske kompetansemiljø som er bygget opp i norsk verkstedsindustri med basis i aktiviteten på kontinentalsokkelen vil kunne gå i oppløsning. Da vil vi stå uten den kompetanse og konkurranseevne som vil være nødvendig for å møte de betydelige oppgavene som kommer i forbindelse med utbygging av petroleumsmfelter på kontinentalsokkelen i 1990-årene.

Utbyggingen av Snorrefeltet kan representere en avgjørende mulighet for at norsk verkstedsindustri kan opprettholde og styrke teknologisk nøkkelkompetanse.

Norsk industri bør i forbindelse med utbyggingen av Snorrefeltet ha en mulighet til sentralt engasjement i en utbygging som vil være av særlig stor betydning som referanseprosjekt i fremtidig norsk og internasjonal offshoreaktivitet. Prosjektet ligger dessuten særlig godt tilrette for utforming av oppdrag med ut-

videt kontraktsinnhold - oppdrag som kombinerer planlegging, ingeniøroppgaver, innkjøp og fabrikasjon. Dette er et kontraktskonsept som vil styrke vår verkstedsindustri.

M.V.L. konkluderer med at Snorreprosjektet kan få avgjørende betydning for opprettholdelse og styrkning av kompetansenivå og konkurranseevne i norsk verkstedsindustri. Forutsetningen for at prosjektet skal få en slik betydning er imidlertid at det blir realisert innenfor den tidsramme som er antydnet. Denne tidsrammen innebærer at utbyggingsplanen for Snorrefeltet legges frem for norske myndigheter tidlig nok til at prosjektet kan godkjennes av Stortinget i løpet av inneværende kalenderår.

Med bakgrunn i den vanskelige oppdragssituasjon som nå avtegner seg for norsk verkstedsindustri, og på grunn av den nøkkelrolle som Snorreprosjektet kan spille for opprettholdelse og styrkning av industriens kompetansenivå, henstiller derfor M.V.L. sterkt til operatør og deltakere i lisensen om å disponere slik at ovennevnte tidsramme for godkjenning kan overholdes.

Med hilsen
Mekaniske Verksteders Landsforening

for
Geir Worum
formann, Policyutvalget for offshorespørsmål

