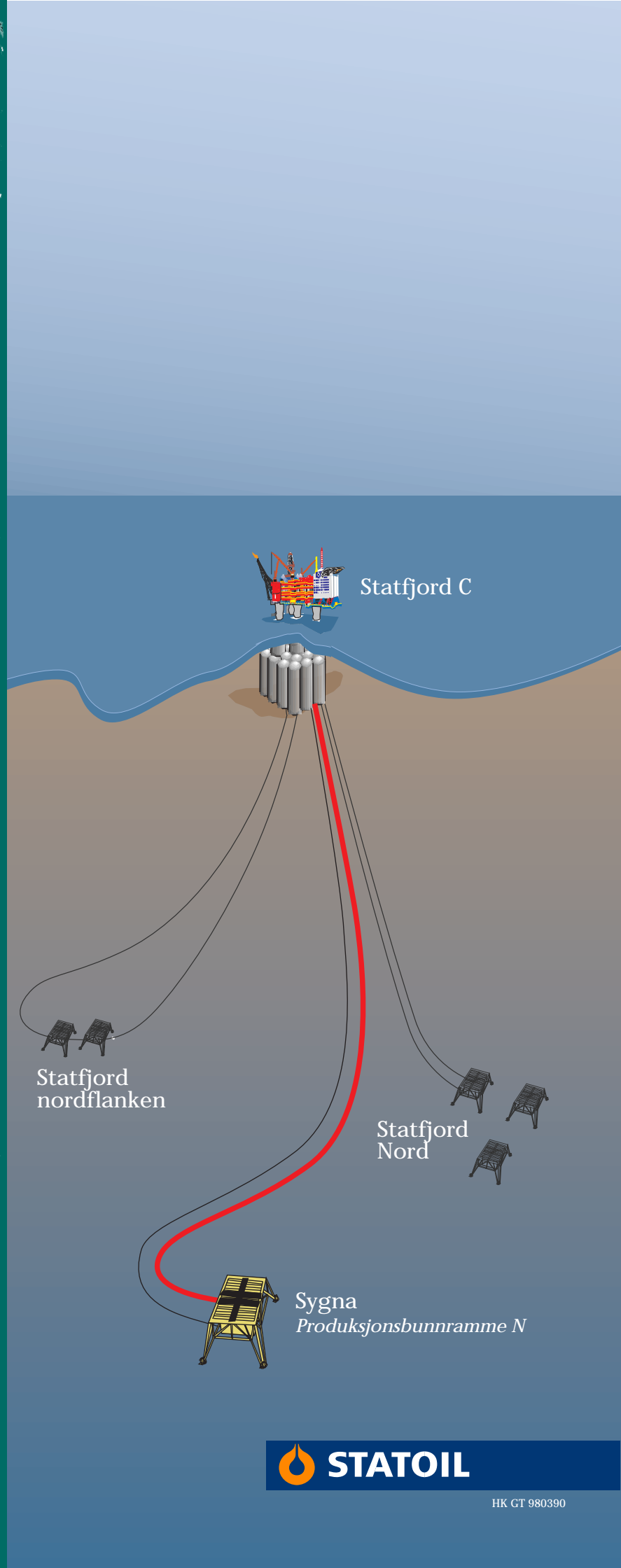


# Sygna

## Konsekvens- utredning

### Vedlegg til Plan for Utbygging og drift



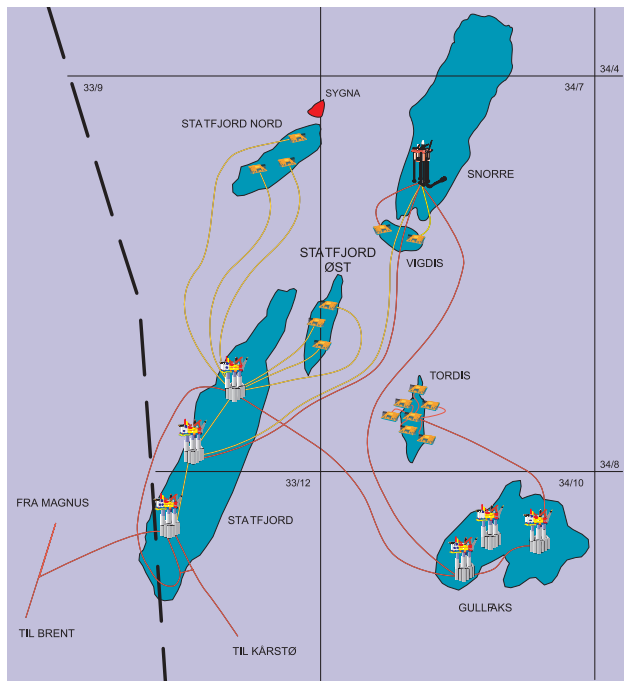
# Innholdsfortegnelse

<b>1</b>	<b>Sammendrag og konklusjon.....</b>	<b>3</b>	4.7	Sjøpattedyr .....	22
1.1	Feltutbyggingsplaner .....	3	4.7.1	Sårbarhet overfor utslipp og påvirkninger fra petroleumsvirksomheten.....	23
1.2	Forekomst av sårbare ressurser .....	4	4.8	Landområder .....	24
1.3	Utslipp til luft .....	4	4.8.1	Sårbarhet overfor utslipp og påvirkninger fra petroleumsvirksomheten .....	24
1.4	Regulære utslipp til sjø .....	4	4.9	Spesielt miljøfølsomme områder .....	25
1.5	Akutte utslipp .....	5	4.10	Områder for akvakultur .....	26
1.6	Virkninger for fiskeri.....	6	4.10.1	Sårbarhet overfor utslipp og påvirkninger fra petroleumsvirksomheten.....	27
1.7	Sammfunnsmessige konsekvenser.....	6	<b>5.</b>	<b>Utslipp til luft .....</b>	<b>29</b>
1.8	Utslppsreducerende tiltak .....	6	5.1	Utslipp knyttet til boring .....	29
1.8.1	Reduksjon av utslipp til luft .....	6	5.1.1	Utslipp til luft i forbindelse med boring og kompletteringsarbeidet.....	29
1.8.2	Reduksjon av utslipp til sjø .....	7	5.2	Utslipp til luft fra ordinær drift av Sygna.....	29
1.9	Konklusjon .....	7	5.3	Sammenligning med andre utslipp til luft, regionalt og nasjonalt.....	30
<b>2</b>	<b>Innledning.....</b>	<b>8</b>	5.3.1	Nye forutsetninger for utslippsberegningene.....	30
2.1	Feltet .....	8	5.3.2	Oppdaterte utslippsprognoser for CO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> og NMVOC for Tampenområdet ....	31
2.2	Lovverkets krav til konsekvensutredning .....	8	5.4	Regionale miljømessige konsekvenser av utslipp til luft .....	33
2.3	Formålet med konsekvensutredningen....	8	5.4.1	CO <sub>2</sub> -utslippene og klimaspørsmålet.....	33
2.4	Prosess, saksbehandling og tidsplan .....	9	5.4.2	Konsekvenser av utslipp til luft fra Sygna - regional vurdering.....	34
2.5	Annet lovverk .....	9	5.5	Vurdering av utslippsreducerende tiltak..	35
<b>3</b>	<b>Sammendrag av planer for utbygging og drift.....</b>	<b>11</b>	5.5.1	Innledning.....	35
3.1	Lisensforhold .....	11	5.5.2	Aktuelle utslippsreducerende tiltak .....	36
3.2	Letehistorie .....	11	5.5.3	Gjennomførte miljøteknologiske tiltak på Statfjord hovedfelt.....	37
3.3	Feltutvikling og reserver .....	11	5.5.4	Miljøteknologiske tiltak for Sygna .....	38
3.4	Anbefalt utbyggingsløsning .....	11	5.5.5	Utslppsreduksjoner på Statfjordfeltet som følge av tidligere gjennomførte og vedtatte/planlagte tiltak.....	38
3.5	Drift og vedlikehold .....	12	<b>6</b>	<b>Utslipp til sjø.....</b>	<b>39</b>
3.6	Helse, miljø og sikkerhet .....	12	6.1	Utslipp til sjø fra boreoperasjonene .....	39
3.7	Avtaleforhold .....	12	6.2	Utslipp til sjø ved ordinær drift.....	40
3.8	Organisering og prosjektgjennomføring .....	12	6.2.1	Produsert vann.....	40
3.9	Nedstengning og fjerning av installasjonene.....	13	6.2.2	Ballastvann/fortrengningsvann og drenasjevann.....	41
3.10	Økonomisk analyse .....	13	6.2.3	Kjølevann.....	41
3.11	Områdevurderinger .....	13	6.3	Sammenligning med andre utslipp til sjø i Tampenområdet.....	41
<b>4</b>	<b>Beskrivelse av influensområdet og sårbare ressurser .....</b>	<b>14</b>	6.4	Komponenter i produsert vann.....	43
4.1	Influensområdet.....	14	6.4.1	Oljekomponenter .....	43
4.1.1	Influensområde for utslipp til vann.....	14	6.4.2	Andre organiske komponenter .....	44
4.1.2	Influensområde for utslipp til luft.....	14	6.4.3	Metaller .....	45
4.2	Meteorologi og oseanografi.....	14	6.4.4	Radionukleider.....	45
4.3	Bunnforhold .....	15	6.5	Produksjonskjemikalier og injeksjonskjemikalier.....	46
4.4	Økosystem i frie vannmasser .....	17	6.5.1	Avleiringshemmer .....	46
4.4.1	Sårbarhet overfor utslipp og påvirkninger fra petroleumsvirksomheten.....	17			
4.5	Kystmiljø.....	18			
4.5.1	Sårbarhet overfor utslipp og påvirkninger fra petroleumsvirksomheten.....	18			
4.6	Sjøfugl .....	19			
4.6.1	Sårbarhet overfor utslipp og påvirkninger fra petroleumsvirksomheten.....	21			

6.5.2	Korrosjonshemmer .....	47	<b>8</b>	<b>Konsekvenser for fiskerier.....</b>	<b>63</b>
6.5.3	Emulsjonsbrytere .....	47	8.1	Fiskeriaktivitet i Tampenområdet .....	63
6.5.4	Asfalten-/voksinhibitorer .....	47	8.2	Arealtap ved utbygging og drift av Sygna .....	64
6.5.5	Antiskum-middel .....	47	8.2.1	Arealtap i anleggsfasen.....	64
6.5.6	Biosid .....	47	8.2.2	Arealtap i driftsfasen.....	64
6.5.7	Oksygenfjerner.....	47	8.3	Virkninger for fiskeriene .....	64
6.5.8	H <sub>2</sub> S-fjerner (scavenger).....	47	8.3.1	Virkninger av arealbeslag i anleggsfasen ..	64
6.5.9	Hydrathemmer .....	47	8.3.2	Virkninger av arealbeslag i driftsfasen.....	64
6.6	Miljørisiko ved utslipp av produsert vann .....	47	8.3.3	Avbøtende tiltak .....	65
6.6.1	Spredning og fortynning av produsert vann.....	47	<b>9</b>	<b>Samfunnsmessige konsekvenser .....</b>	<b>66</b>
6.6.2	Langtidseffekter .....	50	9.1	Investeringer og driftskostnader.....	66
6.6.3	Resultater fra fiskeundersøkelser.....	50	9.2	Samfunnsmessig verdi av produksjonen på Sygna.....	66
6.6.4	Resultater fra miljørisikoberegninger av produsert vann på Haltenbanken .....	51	9.2.1	Inntekter av oljeproduksjonen på Sygna ..	66
6.7	Miljøkonsekvenser knyttet til utslipp fra boring.....	53	9.2.2	Kostnader ved petroleumsproduksjonen på Sygna.....	66
6.7.1	Vannbaserte borevæsker.....	53	9.2.3	Samfunnsmessig lønnsomhet av produksjonen på Sygna.....	66
6.7.2	Oljebaserte borevæsker .....	54	9.3	Leveranser av varer og tjenester .....	67
6.8	Tiltak for å redusere skadelige utslipp til sjø.....	54	9.3.1	Utbyggingens innvirkning på investerings- nivået på norsk kontinentalsokkel.....	67
6.8.1	Tiltak knyttet til Sygna-utbyggingen.....	54	9.3.2	Vare- og tjenesteleveranser til Sygna .....	69
6.8.2	Generelle tiltak knyttet til Statoil- opererte felt.....	54	9.4	Sysselsettingsmessige virkninger av utbygging og drift .....	71
6.8.3	Gjennomførte tiltak .....	55	9.4.1	Beregningsmetodikk.....	71
<b>7</b>	<b>Akutte utslipp .....</b>	<b>56</b>	9.4.2	Sysselsettingsmessige virkninger av ut- bygging og drift av Sygna.....	71
7.1	Akseptkriterier for miljørisiko .....	56	9.4.3	Sysselsettingsmessige virkninger av drift av Sygna.....	72
7.2	Mulige kilder for akuttutslipp .....	56	<b>10</b>	<b>Referanseliste .....</b>	<b>73</b>
7.2.1	Utblåsninger .....	57	<b>Vedlegg I .....</b>	<b>75</b>	
7.2.2	Lekkasjer fra rørledninger undervannsin- stallasjoner og prosesess .....	57	<b>Vedlegg II.....</b>	<b>81</b>	
7.2.3	Utslipp fra skytteltankere.....	57	<b>Vedlegg III .....</b>	<b>90</b>	
7.2.4	Registrerte oljeutslipp i Tampenområdet de senere år .....	58			
7.3	Drift og spredning av olje .....	58			
7.3.1	Resultater fra oljedriftsberegningene.....	58			
7.4	Miljøkonsekvenser av akutte oljeutslipp.....	60			
7.4.1	Frie vannmasser .....	60			
7.4.2	Olje på havoverflaten og ved kysten.....	60			
7.4.3	Miljøkonsekvenser og miljørisiko knyttet til Sygna-utbyggingen .....	60			
7.5	Oljevernberedskap .....	61			

# 1 Sammendrag og konklusjon

I henhold til Petroleumlovens bestemmelser er det utarbeidet en konsekvensutredning som dekker utvikling av oljefeltet Sygna. Feltet ligger ca. 21 km nordøst for Statfjord C plattformen, se fig. 1.1.



**Figur 1.1** Beliggenheten av Sygna

Konsekvensutredningen (KU) leveres som et vedlegg til "Plan for utbygging og drift" (PUD).

Olje- og energidepartementet (OED) har etter søknad fra Statoil godkjent at konsekvensutredningsprosessen kan gjennomføres uten at det på forhånd har blitt utarbeidet et innledende konsekvensutredningsprogram. Begrunnelsen for dette er at aktuelle problemstillinger for regionen er godt kjent fra tidligere utredninger, og at utbyggingen med sitt begrensede omfang ikke forventes å gi annet enn marginale effekter på omgivelsene.

Konsekvensutredningen for Sygna bygger på "Regional konsekvensutredning for Tampenområdet" (desember 1995), men er oppdatert ihht. reviderte planer og prognoser for området. I tillegg er det innhentet nye oppdaterte miljødata for området. Da utbyggingen skal finne sted i et område med flere større etablerte og planlagte feltutbygginger, er det lagt vekt på å relatere tilleggs virkninger utbyggingen kan medføre lokalt og regionalt til det nåværende og framtidige totale konsekvensbildet.

Konsekvensutredningen beskriver miljøressurser innenfor influensområdet for utslipp til vann

(akutte utslipp av olje) og utslipp til luft. Det er ikke gjennomført modelleringer av utslipp til luft og vann for den planlagte aktiviteten på Sygna, men det er tatt utgangspunkt i slike modelleringer fra nærliggende felter og områder.

Konsekvensutredningen omfatter konsekvenser for miljø og fiskerier spesielt knyttet til Sygna sett i forhold til det regionale konsekvensbildet. De samfunnsmessige konsekvenser ved utbyggingen av Sygna er dokumentert.

Problemstillinger av global karakter blir kort omtalt i denne utredningen.

## 1.1 Feltutbyggingsplaner

Planene som nå legges frem omhandler utbygging av oljereservene i feltet Sygna, beliggende dels i den nordøstlige delen av blokk 33/9, dels i den nordvestre delen av blokk 34/7. Planlagt oppstart av produksjonen er august år 2000.

Feltets tilstedeværende oljemengder er anslått til 18,7 MSm<sup>3</sup> (milliarder standard kubikkmeter). Total produksjonsperiode er antatt å bli 14 år. Utvinningsgraden er beregnet til omlag 52%, som gir utvinnbare oljemengder på 9,7 MSm<sup>3</sup>.

Feltet planlegges utbygget med et produksjonssystem på havbunnen, og med en flerfaset brønnstrømtransport til Statfjord C plattformen for prosessering.

Den assosierte gassen vil inngå i den totale gassmengden som prosesseres på Statfjord C.

Den anbefalte utbyggingsløsningen inkluderer installasjon av 1 bunnramme med 4 brønnsliiser og komplettering av 2 produksjonsbrønner. En vanninjeksjonsbrønn vil bli boret fra en eksisterende vanninjeksjonsbunnramme på Statfjord Nord.

En ny rørledning vil lede brønnstrømmen fra bunnrammen og inn til Statfjord C plattformen. En eksisterende rørledning til Statfjord Nord vil bli benyttet for vanninjeksjon.

En ny vanninjeksjonspumpe blir installert for å øke vanninjeksjonskapasiteten.

En nærmere oversikt og beskrivelse er gitt i kapittel 3.

## 1.2 Forekomst av sårbare ressurser

Naturressurser i influensområdet er beskrevet i kapittel 4, og omfatter i hovedtrekk biologiske ressurser, verneområder, områder som er attraktive for friluftsliv og turisme, og akvakulturvirkosomhet. Ressursenes følsomhet overfor forurensning er også diskutert.

Utslipp både til sjø og luft kan ha direkte eller indirekte effekt på naturressursene.

På Tampen finnes områder for gyting og oppvekst av larver for bl.a. torsk, hyse, hvitting, sei og nord-sjømakrell. Det kan forventes at egg og larver fra andre gyteområder blir ført gjennom Tampenområdet. Gyteperioden for de kommersielt viktige fiskeartene er fra januar til midten av mai, men gytingen i Nordsjøen foregår ikke så konsentrert i hverken tid eller rom som i områder lenger nordover langs kysten.

Kyststrekningen som kan bli berørt ved et eventuelt akutt utslipp av olje fra Sygna inneholder flere verneverdige strandområder. Hvert område kan ha flere verneinteresser knyttet til seg. For eksempel er strender ofte både verdifulle fugleområder og av botanisk interesse. Antall enkeltlokaliteter i influensområdet som har vernestatus eller er vurdert som verneverdige er stort.

Fugler som tilbringer mye av sin tid på vannoverflaten, er særlig utsatt for oljeforurensning. Størst er risikoen for langsiktige skadevirkninger dersom store deler av en populasjon blir skadet. Derfor er områder hvor fuglene i perioder forekommer i høye konsentrasjoner, som ved hekking og myting, særlig følsomme.

Smøla i Møre og Romsdal er et viktig hekke- og overvintringsområde. I farvannene rundt Stadt finner en de høyeste konsentrasjonene av sjøfugl på norskekysten i sommerhalvåret. Runde er det eneste større fuglefjellet i Sør-Norge, og det for tiden tredje største i Norge. Det er den viktigste hekkelokaliteten i Sør-Norge for lunde, alke, lomvi, toppskarv, havsule, havhest og krykkje. I en normal hekkesesong er omlag 1 million sjøfugl knyttet til Runde og områdene rundt.

Utslipp til luft kan ha innvirkning på flora og fauna ved forsuring, overgjødsling og endret luftkvalitet (ozon).

De landområder som berøres av utslipp fra aktiviteten i Tampenområdet er sterkt utsatt for forsuring og forhøyet nitrogenavsetning. Dette skyldes både at tilførselene av svovel- og nitrogenforbindelser er store fra mange kilder og at området har

vegetasjonstyper som er særlig utsatt for påvirkning av nitrogenforbindelser.

## 1.3 Utslipp til luft

Utslipp til luft i form av avgasser, uforbrente hydrokarboner og diffuse utslipp kan teoretisk gi miljøskade i flere former, som forsuring av jord og ferskvann, skade på helse og vegetasjon og et lite bidrag til global oppvarming.

Utslipp til luft ifra utbygging og produksjon på Sygna er beskrevet i kapittel 5.

Utslippene til luft vil i hovedsak være CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> og VOC. Eventuelle regionale effekter vil først og fremst være knyttet til utslipp av NO<sub>x</sub> og VOC. Tilleggsmengdene av disse gassene fra Sygna er små, og effektene vil antakelig ikke være registrerbare. Utslipet av NO<sub>x</sub> og VOC vil utgjøre hhv ca 0,5 % og 2 % av de samlede utslipp av disse gassene i Tampenområdet i år 2000.

Utslipet av CO<sub>2</sub> vil ikke ha regionale virkninger, men bidrar til Norges samlede utslipp av klimagasser. Bidraget fra Sygna utgjør omlag 0,4% av utslippene fra norsk sokkel, eller mindre enn 0,1 % av de totale nasjonale CO<sub>2</sub>-utslippene.

Selv om utslippene fra Sygna er små i regional sammenheng, er det i prosjektet lagt vekt på å produsere oljen med så lave utslipp til luft som mulig. De viktigste tiltakene for å redusere utslippene til luft er bruk av lav-NO<sub>x</sub>-teknologi på ny turbin, kortvarig brønntesting og utskifting av brenngass med nitrogen som strippegass i avlufingstårnene for injeksjonsvann.

Anslag over utslippenes størrelse og utslippenes avstand fra land samt gode sprednings- og fortykningsforhold tilsier at virkningene av tilførsel av nitrogenforbindelser og sur nedbør vil bli meget begrensede.

## 1.4 Regulære utslipp til sjø

Regulære utslipp til sjø og vurdering av de miljømessige konsekvenser av disse utslippene er beskrevet i kapittel 6.

Det viktigste tiltaket for å redusere utslipp til sjø vil være reinjeksjon av produsert vann. En pilot-test gjennomføres i 1999. Dersom testen er vellykket er planen at alt produsert vann fra Sygna, sammen med annet produsert vann fra Statfjord C plattformen, skal reinjiseres fra og med medio år 2000. Det betyr at i år 2000 vil utslippet av olje gjennom produsert vann fra Statfjord C bli redu-

sert med omlag 140 tonn. Det betyr også at en unngår utslipp av rester av produksjons- og injeksjonskemikalier som finnes i produsert vann.

Fra boring av produksjonsbrønnene vil det bli utslipp av vannbasert boreslam og kaks. En gjenbruksordning for vannbasert slam vil bli forsøkt etablert.

Kaks og restprodukter fra boring med oljebasert slam vil bli reinjisert i undergrunnen. Bruk av syntetisk borevæske vil bli unngått så sant andre og mer miljøvennlige løsninger også er teknisk akseptable.

Hydraulikkvæske som benyttes for operering av ventiler mm på undervannsinstallasjonene blir sluppet ut i sjøen. Mengdene er små, beregnet til gjennomsnittlig 1,5 tonn pr. år, og det forventes ikke registrerbare miljøkonsekvenser.

Utslippene av drenasjevann, oppvarmet kjølevann o.l. fra Statfjord C, vil kunne bli noe høyere som følge av tilknyttingen av Sygna. Økningen vil imidlertid være marginal, og vil ikke kunne gi merkbare effekter.

## 1.5 Akutte utslipp

Det er gjennomført en "Forenklet miljørisikoanalyse for Sygna" (ref. 7-1.). En forenklet analyse vil si at miljørisikoanalysen for Sygna er basert på en tidligere analyse, i dette tilfelle miljørisikoanalysen og beredskapsanalysen for Gullfaks satellitter (Gullfaks sør og Rimfaks/Gullveig, utarbeidet vår 1998), heretter kalt referanseanalysen. Sentrale momenter for miljø blir gjennomgått og sammenlignet med referanseanalysen. Resultatene av evalueringen avgjør om referanseanalysen er dekkende for den planlagte aktivitet. En evaluering av de følgende momenter danner grunnlaget for evalueringen av miljørisiko i forhold til referanseanalysen;

- geografisk lokasjon
- oljetype
- utslippsfrekvens
- rate og varighet
- type operasjon

Miljørisikoen ble i referanseanalysen analysert på grunnlag av utvalgte Verdsatte Økologiske Komponenter (VØK). Disse tjener som risikoindikatorer og illustrerer den maksimale miljørisiko som potensielt berørte ressurser står overfor, og hvilke områder som er mest utsatt. Dette ble, sammen med spesifikke opplysninger om oljetype og spredningsforhold, benyttet som grunnlag for å identifisere Dimensjonerende Fare- og Ulykkessituasjoner

(DFU) samt for dimensjonering og tilpasning av oljevernberedskapen i referanseanalysen.

### *Miljøkonsekvenser/berørte ressurser*

Sygna ligger ca. 30 km nord nord-vest for Gullfaks feltet. Forskjellen i lokalitet vurderes å være så liten at drivbaneberegningene utført for Gullfaks Sør er relevante for Sygna. Korteste avstand til land er omlag 160 km (Ytre Sula ved Sognefjorden og Stadt).

Beskrivelsen av berørte miljøressurser i referanseanalysen tar utgangspunkt i registrerte SMO'er (spesielt miljøfølsomt område) i influensområdet:

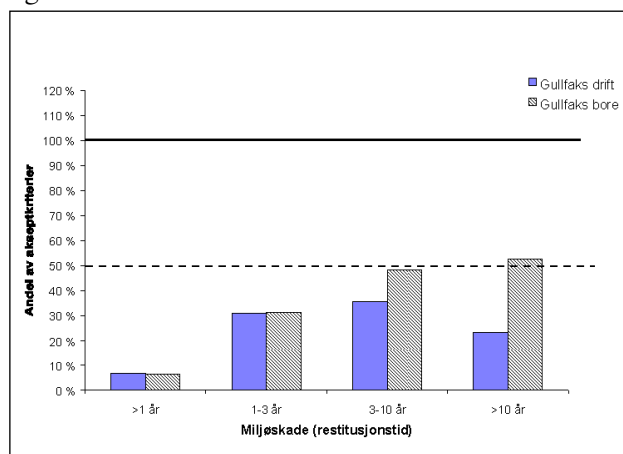
Torsk gyter utenfor Møre kysten, og sårbar periode i forhold til egg og larver er perioden april til juni. Silda gyter i to områder på Møre, og sårbar periode i forhold til egg og larver er perioden februar til mai. På Nordøyane er det forekomster av steinkobbe med angitt sårbarhet for hele året. Et område på Romsdalskysten er et havstrandsområde med sårbarhet hele året. I Sunnfjord er det overvintring av toppskarv og storskarv, og sårbarhetsperiode er angitt fra september til mars. Et område ved Sunnfjord er også registrert både som hekke- og myteområde for ender og ærfugl, med sårbarhet fra april til september. På Romsdalskysten er det overvintringsområde særlig for dykkende sjøfugl, blant annet gråstrupedykker. Sårbarhet er angitt fra oktober til mai. På Hustadvika er det overvintring av sjøfugler generelt, og sårbar periode er fra oktober til mars. I områdene Smøla og Frøya er det flere områder for sjøfugl, med sårbarhet både i vinter- og sommerperioden. I sommerperioden er et område ved Bømlo registrert som en SMO for sjøfugl i myteperioden juli til september. Ved Runde er sårbar periode angitt fra mars til september med hekking av skarv, stormfugl, havsule og alkefugl.

### *Miljørisikonivå*

Basert på en sammenlikning av faktorene som inngår i en forenklet analyse som beskrevet ovenfor, finner man oppsummeringsvis at:

- Referanseanalysen er representativ for Sygnas beliggenhet
- Maksimal utblåsningsvarighet er tilsvarende den i referanseanalysen
- Utblåsningsfrekvensen totalt sett er 21 % av frekvensen i referanseanalysen
- Utblåsningsraten er kun 45 % av utblåsningsraten i referanseanalysen
- Oljetyper på Sygna har lavere voksinnhold og høyere stivnepunkt enn oljen i referanseanalysen, og er derfor lettere å håndtere beredskapsmessig

Risikonivået for referanseanalysen er vist i figur 1.5.



**Figur 1.5** Estimert maksimal miljørisiko for Gullfaks Sør med effekten av oljevern implementert. Miljørisiko knyttet til Synga er dokumentert å være lavere enn dette.

*Heltrukket linje viser grense for uakseptabel miljørisiko, mens stiplet linje viser ALARP-grensen (grensen for når risikoreduserende tiltak må vurderes).*

En samlet vurdering tilsier dermed at miljørisikoen knyttet til Synga er lavere enn for referanseanalysen, og at Statoils installasjonspesifikke akseptkriterier ikke vil overskrides.

## 1.6 Virkninger for fiskeri

Alle undervannsinnretningene på Synga vil utformes slik at de er overtrålbare. Det vil ikke bli søkt om permanente sikkerhetssoner eller begrensingsområder rundt brønnrammer eller langs rørledninger i driftsfasen. Feltene vil følgelig ikke medføre vesentlige konsekvenser for fiskeriene i driftsfasen.

I anleggsfasen vil mindre arealer være midlertidig beslaglagt av rørleggingsfartøy og borerigg. De beslaglagte arealer, og de begrensede tidsperiodene arealbeslagene pågår, tilsier ikke registrerbare fangstreduksjoner i området.

## 1.7 Samfunnsmessige konsekvenser

Utbyggingen av Synga vil gi viktige oppdrag til norsk næringsliv. Den norske andelen av varer og tjenester er anslått til vel 900 millioner 1998 kroner. Utbyggingen vil nasjonalt gi omlag 1650 årsverk i form av direkte og indirekte sysselsetting. I tillegg er det estimert ca. 830 årsverk som konsumvirkning av den direkte og indirekte sysselsetting.

I driftsfasen vil norske leveranser av varer og tjenester utgjøre nær 30 millioner kroner pr. år. Direkte og indirekte sysselsettingseffekt av dette er anslått til omlag 60 årsverk. I tillegg kommer konsumvirkning.

De statlige inntektene av Synga er betydelige, og understreker den samfunnsmessige betydning av prosjektet. Nettokontantstrøm fordeler seg med 125 millioner 1998 kroner til staten i CO<sub>2</sub>-avgift, nær 3100 millioner 1998 kroner i selskapskatt til staten, nær 425 millioner til statens direkte eierinteresser og vel 670 millioner 1998 kroner til oljeselskapenes eierandel i prosjektet.

## 1.8 Utslippsreducerende tiltak

### 1.8.1 Reduksjon av utslipp til luft

For å redusere forbruket av fyrgass og derved utslippet av forbrenningsavgasser, samt redusere avdampningen ved bøyelasting av oljen, planlegger prosjektet følgende utslippsreducerende tiltak:

- Økt energibehov til vanninjeksjon vil bli dekket av ny turbin med lav-NO<sub>x</sub>-teknologi. Denne teknologien reduserer utslippet av NO<sub>x</sub> med anslagsvis 80 %.
- Det vil bli installert avgassskjel (WHRU) på eksosen fra turbinen for å gjenvinne varme. En del av denne varmen vil bli benyttet for å heve temperaturen på oljestrømmen opp til prosess-temperatur. Dette er et ledd i stabiliseringen av det endelige oljeproduktet, slik at VOC-utslippene reduseres.
- Det vil bli vurdert å redusere utslipp av VOC gjennom bedre stabilisering av råolje før lastning. Potensialet er 30-40 % reduksjon.
- Utskifting av skovler i kompressorer vil øke effekten og dermed redusere CO<sub>2</sub>-utslipp.
- Et nytt system for å kontrollere turbiner og kompressorer vil ytterligere kunne redusere forbruket av fyrgass.
- Hydrokarbongass vil bli erstattet med nitrogen som strippegass i avluftingstårnene for injeksjonsvann (Minox-anlegg). Dette reduserer utslippet av CO<sub>2</sub> fra Statfjord C med ca 5 %, og utslipp av NO<sub>x</sub> med ca 6 %, sammenlignet med en situasjon uten Minox-anlegg (gjennomsnitt for perioden 1999-2004). Dersom reinjeksjon av produsert vann mot formodning ikke skulle la seg gjennomføre, vil betydningen av Minox-anlegget bli enda større. I en slik situasjon vil Minox-anlegget representere en CO<sub>2</sub>-reduksjon på 8 %, og en NO<sub>x</sub>-reduksjon på 11 %.

Statoil har som mål å utvikle teknologi og iverksette tiltak for reduksjon av CO<sub>2</sub>-utslipp på

Statoilopererte anlegg med 30% i forhold til nivået uten tiltak, slik at dette målet nås senest i år 2007. Med "nivået uten tiltak" menes for eksisterende felt opprinnelig teknisk design på plattformen/anlegget. For nye felt tas utgangspunkt i teknologi som var vanlig installert i 1996.

CO<sub>2</sub>-programmet skal gi konsernet en ledende posisjon i utvikling og anvendelse av effektive løsninger for reduksjon av utslippene. Det tas innen år 2000 sikte på å utvikle og kvalifisere et konsept for separasjon av CO<sub>2</sub> fra turbinavgasser på anlegg med store CO<sub>2</sub>-utslipp, med 40% reduksjon av kostnad og energiforbruk i forhold til dagens teknologi.

Programmet består av 5 delprosjekter:

- CO<sub>2</sub>-reduksjon ved kilden
- Avgassrensning integrert med gassturbindrift og deponering ved injeksjon i grunnen
- Air bottoming cycle (ABC) turbinteknologi. Storskala utvikling og test
- Forskning og utvikling. Nye tiltak for CO<sub>2</sub>-reduksjon.
- Industriell utnyttelse av CO<sub>2</sub>

Statoil tar sikte på å oppnå 30-50% reduksjon av NO<sub>x</sub>-utslippene pr. enhet væske og gass som behandles på plattformene innen år 2005. Måloppnåelse henger nøye sammen med CO<sub>2</sub>-målet ved at effektivisering av energiproduksjonen også gir reduserte NO<sub>x</sub>-utslipp. I tillegg kommer bl.a. implementering av lav-NO<sub>x</sub>-teknologi.

Oljeindustrien har for tiden to prosjekter for reduksjon av VOC-utslipp under gjennomføring:

- Gjenvinning av VOC fra lastetanker på skytteltankere og tilbakeføring til lasten
- Gjenvinning av VOC for bruk som drivstoff i motorene på skytteltankere

Begge løsningene vil bli testet ut i løpet av 1998/1999, og kommersielle spesifikasjoner for de

to løsningene er planlagt å foreligge henholdsvis 1/3 og 1/7 1999.

Under forutsetning av at teknologien blir vellykket, vil implementering av tiltak gi en total reduksjon av VOC-utslippene fra bøyelasting på ca. 70%.

### **1.8.2 Reduksjon av utslipp til sjø**

Følgende tiltak er planlagt gjennomført i forbindelse med utbygging av Statfjord nordflanken og Sygna:

- Det vil bli gjennomført en pilottest med reinjeksjon av produsert vann på Statfjord C. Dersom denne blir vellykket, vil alt produsert vann fra Statfjord C med tilhørende satellitter bli reinjisert fra og med år 2000.
- Ved boring vil vannbasert borevæske bli benyttet i størst mulig utstrekning, og det arbeides med å få til en gjenbruksordning.
- Kaks fra boring med oljebasert borevæske vil bli reinjisert på feltet.

## **1.9 Konklusjon**

Konsekvensutredningen viser at utslippene fra Sygna utgjør en meget liten del av de samlede utslipp i Tampenområdet. Sygna vil derfor ikke medføre endringer i de miljømessige virkninger av de totale utslippene fra feltene i Tampenområdet.

Statoil mener ut fra den dokumentasjon som foreligger i denne konsekvensutredningen, at det ikke er identifisert enkeltkonsekvenser eller sum av konsekvenser av et så stort negativt omfang at det reiser spørsmålet om utbyggingen av Sygna bør gjennomføres eller ikke.



## 2 Innledning

På vegne av partnerne i utvinningslisensene PL 037 og PL 089 har Statoil utarbeidet plan for utbygging og drift (PUD) med tilhørende konsekvensutredning for Sygna.

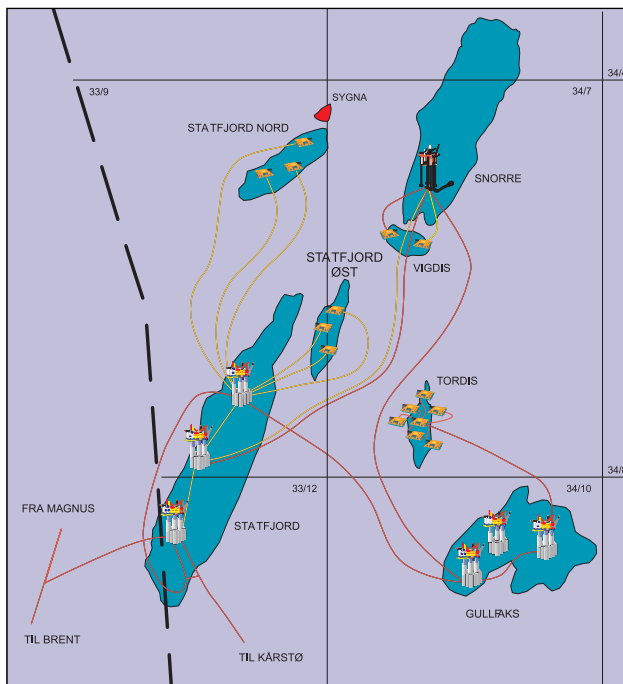
Den foreliggende konsekvensutredning oppsummerer de viktigste konsekvensene for miljø, naturressurser og samfunn ved utbygging av Sygna. Konsekvensutredningen er basert på den utbyggingsløsning som Statoil legger frem i PUD, og er å anse som et vedlegg til denne.

### 2.1 Feltet

Sygna ligger delvis i den nordøstre delen av blokk 33/9 og delvis i den nordvestre delen av blokk 34/7 (figur 2.1.1), ca. 21 km nordøst for Statfjord C-plattformen og ca. 7 km vest for Snorre TLP. Vanndybden i områdene mellom Statfjord C og Sygna øker fra ca. 150 meter ved Statfjord C til ca. 300 meter ved Sygna.

Sygna er en del av Statfjord utviklingsprosjekter (SFU) som omfatter:

- Oppgradering av vanninjeksjon for Statfjord Nord (SFN)
- Statfjord Nordflanken (SFNF)
- Sygna



Figur 2.1.1 Beliggenheten av Sygna

### 2.2 Lovverkets krav til konsekvensutredning

Kravet om utarbeidelse av konsekvensutredning i forbindelse med feltutviklingsplaner følger av Petroleumslovens § 23 og § 24 og tilhørende forskrifter.

Foreliggende konsekvensutredning er utarbeidet i samsvar med disse bestemmelsene.

### 2.3 Formålet med konsekvensutredningen

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

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

Konsekvensutredningen skal være med på å etablere et grunnlag for å belyse og analysere de spørsmål som er relevante både for den interne og den eksterne beslutningsprosess.

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

Sygna er beliggende i den nordlige delen av Nordsjøen, kalt Tampenområdet, nær opp til de store feltene Statfjord, Gullfaks og Snorre. En meget stor andel av norsk olje- og gassproduksjon foregår her innenfor et begrenset geografisk område.

Konsekvensene av olje- og gassproduksjon fra dette området er godt kjent. Sentrale myndigheter har gjennom tillatelser til leteboring og tildeling av utvinningstillatelser allerede foretatt en avveining av de viktigste fordeler og ulemper som oljevirkningskraften i dette området vil kunne medføre. Det er utarbeidet grundige konsekvensutredninger for de nærliggende feltene Snorre, Statfjord Satellitter, Tordis, Vigdis og Visund.

Konsekvenser av utbygging av petroleumsforkomster har tradisjonelt vært knyttet til de konkrete effektene som hver enkelt utbygging vil kunne medføre. Denne angrepsmåten har blitt kritisert fordi man ofte ender opp med bit-for-bit

betraktninger i områder hvor den samlede belastningen fra mange utbygginger er av større interesse. I denne utredningen er dette søkt ivaretatt ved at områdebetraktninger er sterkt fokusert.

Nærings- og energidepartementet tok i desember 1994 initiativ til å få utarbeidet en regional konsekvensutredning for Tampenområdet. Dette området ble valgt fordi:

- det står for en meget stor andel av norsk olje- og gassproduksjon innenfor et begrenset geografisk område
- det var planer om en rekke nye utbygginger i området
- området er fortsatt prospektivt
- de tre norske selskapene Statoil, Saga Petroleum og Norsk Hydro er de viktigste operatørene i dette området

Disse selskapene ble derfor bedt om å utføre utredningsarbeidet.

En slik studie var på det daværende tidspunkt ikke hjemlet i noen lov, men de tre selskapene sa seg villige til å gjennomføre utredningen på følgende forutsetninger:

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

Det var enighet med Nærings- og energidepartementet, Miljøverndepartementet og Fiskeridepartementet om å legge disse forutsetningene til grunn.

Den regionale konsekvensutredningen for Tampenområdet ble ferdigstilt i desember 1995 (ref. 2 - 1). Utredningen omfatter konsekvenser for miljø og fiskerivirksomhet. Samfunnsmessige konsekvenser eller problemstillinger av global karakter (drivhuseffekten) er ikke behandlet i den regionale utredningen.

Utredningen inneholdt bl. a. produksjons- og utslippsprognoser for utslipp til luft og vann samt analyser av hvilke konsekvenser disse utslippene ville medføre.

I de tre årene som er gått etter at denne utredningen ble ferdigstilt er det utarbeidet nye produksjons- og utslippsprognoser for feltene i Tampenområdet. I tillegg er det også kommet nye utbyggingsplaner.

Konsekvensutredningen for Sygna bygger på den regionale utredningen, men er oppdatert ihht. de reviderte planer og prognoser som nå gjelder for området. I tillegg er det innhentet nye, oppdaterte miljødata for området. Det oppdaterte miljødatagrunnlaget er benyttet i denne utredningens analyser av regulære utslipp til sjø og luft samt analysen av akutte utslipp.

## 2.4 Prosess, saksbehandling og tidsplan

Vanligvis gjennomføres konsekvensutredningsprosessen i to trinn; først utarbeides et program for konsekvensutredningen som sendes på høring til berørte parter, deretter utarbeides selve konsekvensutredningen basert på programmet og motatte kommentarer til dette. I dette tilfellet har Olje- og energidepartementet (OED) på søknad fra Statoil bestemt at konsekvensutredningsprosessen kan gjennomføres uten et innledende utredningsprogram. Begrunnelsen for dette er at aktuelle problemstillinger for regionen er godt kjent fra tidligere utredninger og at utbyggingen med sitt begrensede omfang kun vil gi marginale effekter på omgivelsene.

Konsekvensutredningen er formelt å anse som et vedlegg til plan for utbygging og drift (PUD) for Sygna. PUD vil bli oversendt myndighetene i november 1998. Departementet vil forestå den videre behandling av konsekvensutredningen.

## 2.5 Annet lovverk

Nedenfor er gitt en oversikt over noen av de viktigste tillatelser som må innhentes fra myndighetene i løpet av planprosessen. Behovet for å innhente eventuelle andre tillatelser enn de som er nevnt, må avklares så tidlig som mulig i planprosessen og gjennom behandling av konsekvensutredningen.

- Fullføring av konsekvensutredningsprosessen og godkjenning av konsekvensutredning etter petroleumsloven. Myndighet er Olje- og energidepartementet.
- Søknad om utslippstillatelse etter forurensningsloven. Myndighet er Statens forurensningstilsyn. Konsekvensutredningen forutsettes å dekke kravene til konsekvensutredning etter forurensningslovens §13.
- Evt. søknad om sikkerhetssone/begrensningsområde etter forskrift om sikkerhetssoner m.v. Myndighet er Kommunal- og arbeidsdepartementet
- Vurdering mht. brann- og eksplosjonssikkerhet.

Hjemmel i lov om brannfarlige varer. Myndighet er Direktoratet for brann- og eksplosjonsvern.

- Forhånds melding til arbeidstilsynet etter arbeidsmiljøloven.

Myndighet er Arbeidstilsynet.

## 3 Sammendrag av planer for utbygging og drift

### 3.1 Lisensforhold

Sygna er en del av utvinningstillatelsene PL 037 og PL 089. Eierforholdet er beskrevet i tabell 3.1.1.

**Tabell 3.1.1 Rettighetshavere i PL 037 og PL 089**  
(eierandel i prosent)

Selskaper	PL 037	PL 089
STATOIL (SDØE)	50,00 (30,00)	55,40 (51,00)
MOBIL	15,00	-
NORSKE CONOCO	11,00	-
ESSO NORGE	10,00	10,50
NORSKE SHELL	10,00	-
SAGA	1,88	7,70
AMERADA HESS	1,04	-
ENTERPRISE	1,04	-
IDEMITSU	-	9,60
NORSK HYDRO	-	8,40
ELF	-	5,60
DEMINEX	-	2,80

### 3.2 Letehistorie

Brønnene 33/9-19 S og 33/9-19 A, som ble boret i 1996 på Sygna, påviste olje i sandsteiner av midtre Jura alder. En revurdering av geofysiske, geologiske og petrofysiske data er gjennomført med sikte på å definere arealets omfang og å gi et overslag over reserver i petroleumforekomsten på Sygna.

### 3.3 Feltutvikling og reserver

Utvinningsstillatelse PL 037 (Statfjord) ble tildelt i august 1973 med Mobil som operatør. Operatørskapet ble overført til Statoil 1. januar 1987. Utvinningsstillatelsen løper til 10. august 2009.

Utbyggingen av hoveddelen av Statfjordfeltet startet i 1974 med bygging av Statfjord A. Godkjenning for fase 1, Statfjord A, ble gitt i februar 1975. Totalutbyggingen ble godkjent gjennom utbyggingsplanen for hele feltet i juni 1976. Denne planen beskrev utbyggingen av hoveddelen av feltet med tre plattformer (Statfjord A, Statfjord B og Statfjord C). Produksjonen startet 24. november 1979.

Utbygging av de nordlige og østlige delene av utvinningsstillatelse 037 ble beskrevet i planene for utbygging og drift av Statfjord Nord og Statfjord Øst. Disse planene ble lagt frem for myndighetene i desember 1989, og godkjent i januar 1991. Statfjord Nord og Statfjord Øst er bygget ut ved

bruk av undervannsteknologi. Produksjonen startet henholdsvis i januar 1995 og i september 1994.

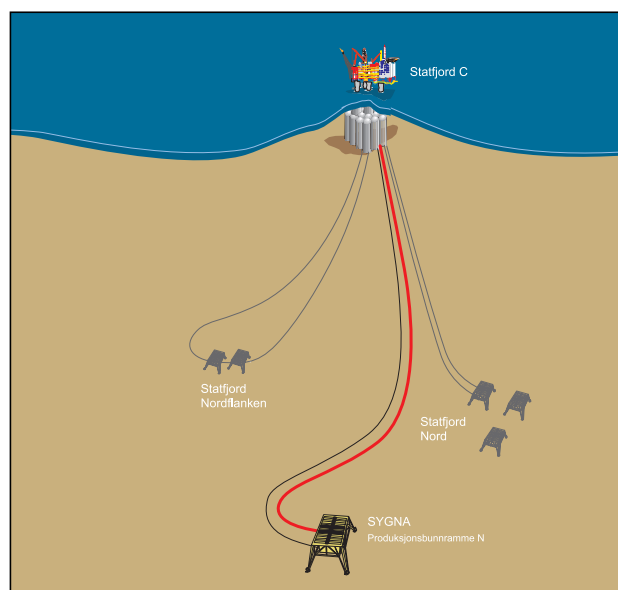
Utvinningsstillatelse PL 089 ble tildelt i 1984 med Saga Petroleum som operatør.

Sygna representerer en trekantformet struktur som heller nedover mot nordvest. Strukturen er avgrenset av store forkastningssoner mot sørvest og nordvest, og en erodert Dunlin Horst-formasjon mot øst. En letebrønn og et sidesteg fra denne brønnen ble i 1996 boret i denne strukturen. Brønnen (33/9-19 S og 33/9-19 A) påviste olje i sandsteiner av midtre Jura alder. Utbredelsen av feltet ble bekreftet av sidesteget. Brønnen ble boret av PL 037 og PL 089 i fellesskap med Statoil som operatør. Brønnen er klassifisert som letebrønn og vil ikke bli brukt ved utbyggingen av Sygna.

Den lete- og avgrensingsvirksomheten som her er beskrevet har i sum definert ressursgrunnlaget for Sygna. Tilstedeværende oljemengder er anslått til 18,7 MSm<sup>3</sup>. Utvinnbare mengder er anslått til 9,7 MSm<sup>3</sup> ved avslutning av produksjonen i 2014.

### 3.4 Anbefalt utbyggingsløsning

Sygna vil bygges ut med et produksjonssystem på havbunnen og med en flerfaset brønnstrømstransport til Statfjord C for prosessering, stabilisering, lagring og eksport av olje (figur 3.4.1). Den assosierte gassen vil bli en del av gassen som produseres fra Statfjord C. Gassen blir reinjisert og/eller eksportert via gasseksportsystemene Statpipe og Northern Leg Gas Pipeline.



**Figur 3.4.1 Sygna, feltplan.**

Den anbefalte utbyggingsløsningen inkluderer installasjon av 1 bunnramme, med 4 brønnsliiser, og komplettering av to produksjonsbrønner. En vanninjeksjonsbrønn er planlagt boret fra den eksisterende vanninjeksjonsbunnrammen på Statfjord Nord.

Bunnrammene skal tilknyttes Statfjord C via en rørledning for produksjon. En eksisterende rørledning til Statfjord Nord skal benyttes for transport av injeksjonsvann.

Brønnstrømmen fra Sygna blir prosessert på Statfjord C i eksisterende plattform-systemer. Noe modifikasjon av eksisterende utstyr og installasjon av nytt utstyr blir påkrevet. Den samlede vektøkningen på Statfjord C er anslått til 80 metriske tonn.

En ny vanninjeksjonspumpe blir installert for økning av injeksjonskapasitet til Statfjord Nord. Denne har kapasitet til å håndtere behovet i forbindelse med utbyggingen av Sygna.

Grunnlaget for design og dimensjonering av feltutbyggingsløsningen er de påviste anslagene over tilstedeværende hydrokarboner, forventet produktivitet, dreneringsstrategi, miljø- og geotekniske forhold, samt ledig kapasitet på Statfjord C. I tillegg er det stilt krav med hensyn til fleksibilitet for å muliggjøre letevirkosomhet og evt. utbygging av prospekter i området.

Innretningene blir utformet i samsvar med regler fastsatt av myndighetene, NORSOK-standarder, samt relevante Statoil-spesifikasjoner.

Innretningene på Sygna vil fungere som en integrert del av Statfjord C-plattformen. Det er forventet at dette kan gjøres uten økning i bemanningen, som et resultat av den kontinuerlige forbedringsprosessen som pågår for Statfjord Unit.

### **3.5 Drift og vedlikehold**

Personell fra Statfjords driftsorganisasjon har vært, og vil fortsatte være, involvert i planlegging og gjennomføring av prosjektet.

### **3.6 Helse, miljø og sikkerhet**

Høy standard innen helse, miljø og sikkerhet har vært i fokus ved utformingen av tekniske løsninger, og blir sentral i utbygging og drift av disse innretningene. Det er etablert mål for helse, miljø og sikkerhet i forbindelse med planlegging og utførelse av prosjektet.

Risiko- og beredskapsanalyser er under oppdatering for den valgte tekniske løsningen. Foreløpige beregninger viser marginale endringer i risikonivået på Statfjord C etter tilknytning av Sygna. Utslipp til luft vil hovedsakelig ha sammenheng med kraftproduksjon på Statfjord C.

Utslipp til havet vil hovedsakelig bestå av borevæsker, borekaks, sementerings- og komplette-ringskjemikalier. Oljeholdig borekaks er planlagt reinjisert i undergrunnen.

Produsert vann blir blandet med produsert vann fra andre Statfjord C-brønner og behandlet i det eksisterende systemet for produsert vann. Injisering av produsert vann i Statfjord C-brønner er under planlegging med oppstart i en prøvebrønn i 1999. Full injisering vil bli iverksatt hvis det viser seg å være teknisk gjennomførbart basert på reservoarets atferd.

Beredskapsplanene for Statfjordfeltet vil bli oppdatert for også å omfatte Sygna.

## **3.7 Avtaleforhold**

Det er inngått en avtale om samordning mellom rettighetshaverne i lisensene PL037 og PL 089.

Rettighetshaverne i Sygna har inngått en avtale med rettighetshaverne i Statfjord om tilknytning og prosessering av produksjonen fra Sygna på Statfjord C.

## **3.8 Organisering og prosjektgjennomførelse**

En egen prosjektorganisasjon er ansvarlig for planlegging og utbygging av feltinnretningene på Sygna; Statfjord Utviklingsprosjekter(SFU). Prosjektlaget er lokalisert i Statfjords driftsorganisasjon.

Prosjektering, fabrikasjon, installasjon og ferdigstillelse skal utføres i nært samarbeid med Statfjord C driftsorganisasjon og leverandører av utstyr og tjenester. Rammeavtaler vil bli brukt for å sikre standardisering og lave kostnader gjennom synergieffekter og stordriftsfordeler.

Erfarent driftspersonell fra den eksisterende Statfjord C-organisasjonen vil bli trukket inn i alle faser ved utbyggingen av Sygna.

Logistikk- og forsyningsbasefunksjoner vil bli utført som en del av det vanlige Statfjord C-arbeidet, som også er samordnet med andre driftsenheter innen Statoil.

Produksjonsstart er planlagt å finne sted i august 2000 (figur 3.8.1).

### 3.9 Nedstengning og fjerning av installasjonene

Nedstengning av innretningene på Sygna vil bli gjennomført i henhold til eksisterende regler. Disse reglene gir retningslinjer både for avslutning av undervannsbrønner og fjerning av produksjonssystemer på havbunnen. To testede barrierer blir installert i hver brønn. Brønnhoder, produksjonsrør og ventiltrær blir fjernet. Bunnrammene blir innhentet ved bruk av en borerigg eller et kranfartøy. Eventuelle deler av rørledningen som ligger ubeskyttet blir fjernet eller dekket med stein.

### 3.10 Økonomisk analyse

Investeringene er anslått til 1.407 millioner 1998-kroner. Marginale årlige driftskostnader er estimert til 38,5 millioner 1998 kroner.

Prosjektet gir en netto nåverdi på 2.800 millioner 1998 kroner ved 7% før skatt.

Utbyggingen av Sygna er robust med hensyn til forandringer i oljereserver, investeringer og oljepris.

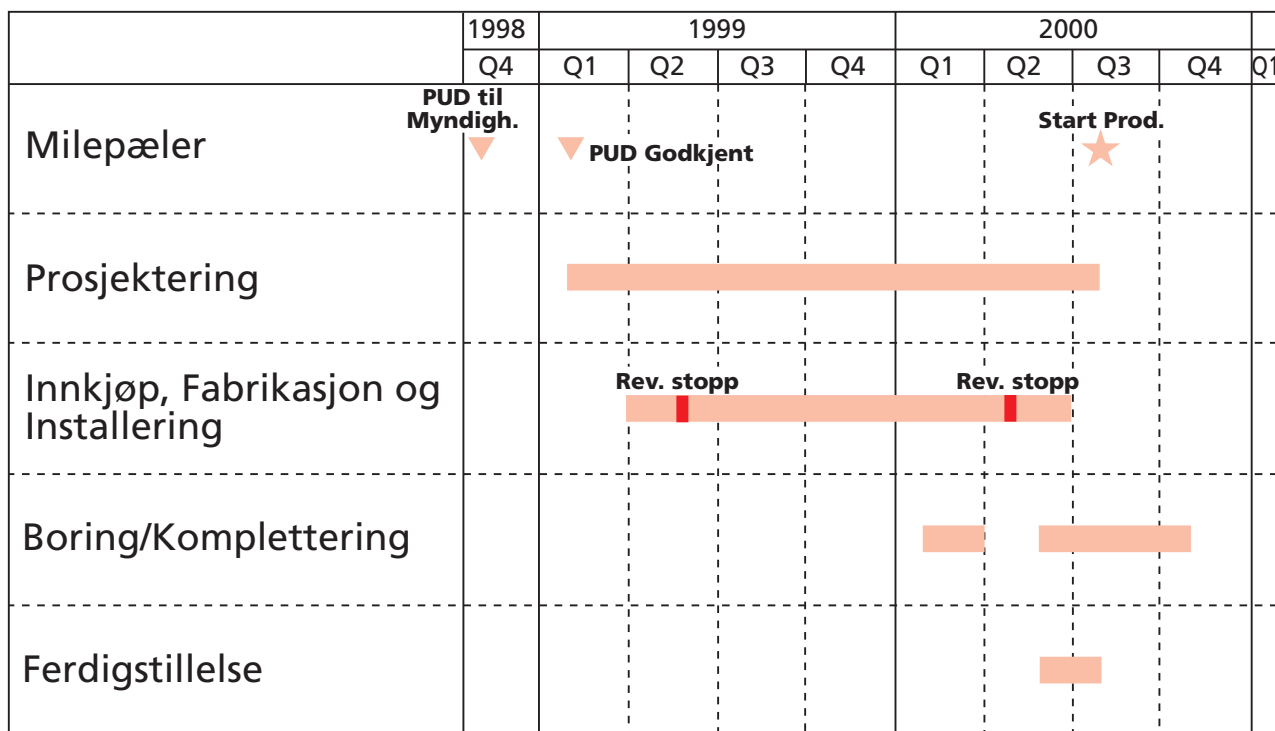
### 3.11 Områdevurderinger

Sygna bygges ut med undervannsbrønner knyttet til den eksisterende Statfjord C-plattformen, og eksisterende infrastruktur brukes til å prosessere, lagre og eksportere hydrokarboner.

Prosjektets målsetning er å maksimere bruk av den eksisterende infrastrukturen, og å velge en løsning som maksimerer prosjektøkonomien for Sygna og muliggjør en videre utbygging av funn i området. Dette har vært et overordnet prinsipp for arbeidet; særlig for løsningen med vanninjeksjon og løsningen for plattformtilknytting.

Undervannssystemet gir eventuelt muligheter for kostnadseffektiv utbygging av prospekter og funn i området i tiden framover.

Et undervanns separasjonsanlegg er under vurdering for bruk på Statfjord Nord, Sygna og eventuelle omkringliggende nye funn.



Figur 3.8.1 Fremdriftsplan for prosjektet.

## 4 Beskrivelse av influensområdet og sårbare ressurser

### 4.1 Influensområdet

Sygna ligger i Tampenområdet (se fig. 4.1.1). Nedenfor beskrives influensområdet for utslipp til vann (akutte utslipp av olje) og utslipp til luft. Det er ikke gjennomført modelleringer av utslipp til luft og vann for den planlagte aktiviteten på Sygna, men det er tatt utgangspunkt i tidligere modellberegninger fra nærliggende felter og områder (ref. 2-1).

#### 4.1.1 Influensområde for utslipp til vann

Influensområdet er definert med bakgrunn i drivbaneberegninger som er utført for Gullfaks Sør som ligger nær opp til Sygna (ref. 4-1). Influensområdet er definert utfra sannsynlighet for treff av olje større enn 5% i et verst tenkelig utblåsnings-tilfelle, som igjen er basert på maksimal utblåsningsrate og -varighet.

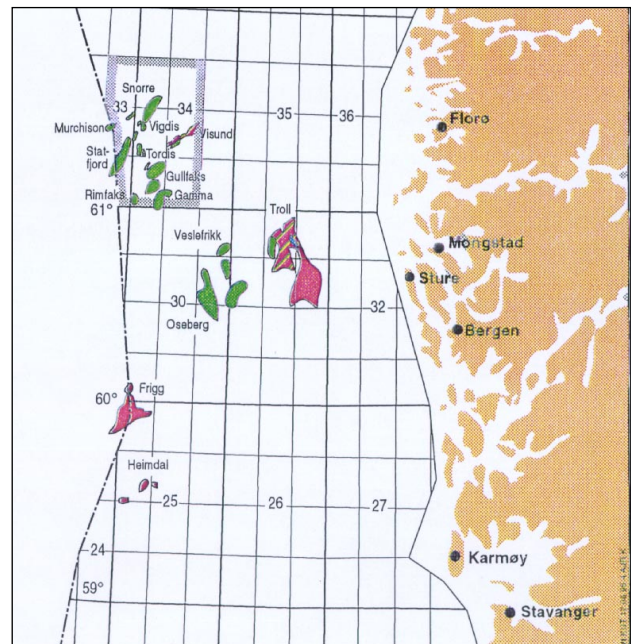
Simuleringene viser at området strekker seg fra Bømlo i Hordaland til Frøya i Sør-Trøndelag, med høyest risiko for eksponering i området mellom Sognefjorden og Frøya. Influensområdet for sommer- og vinterhalvåret er vist i kapittel 7, figur 7.3.2 og 7.3.3.

#### 4.1.2 Influensområde for utslipp til luft

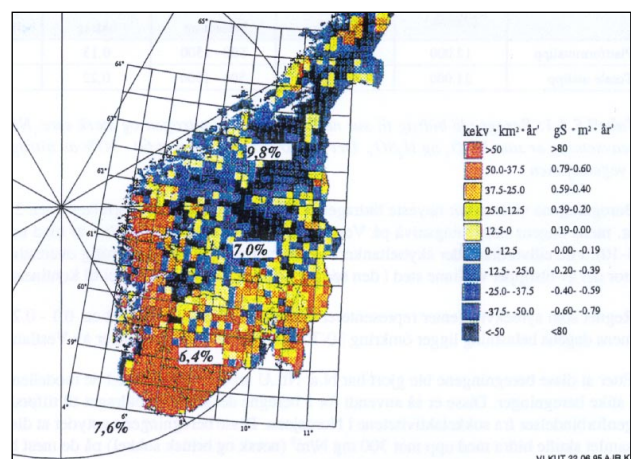
Det området som berøres av utslipp fra aktiviteten i Tampenområdet er sterkt utsatt for forsurening og forhøyet nitrogenavsetning (se fig. 4.1.2). Dette skyldes både at tilførslene av svovel- og nitrogenforbindelser er store fra mange kilder og at området har en geologi som har lav buffertevne overfor sur nedbør.

NIVA m.fl. har utarbeidet forslag til tålegrenser for sur nedbør basert på overflatevannets kapasitet til å nøytralisere sterke syrer (ANC = "acid neutralizing capacity"). På bakgrunn av kartlegging av sammenhengen mellom fiskestatus i en rekke sjøer og ANC er det anbefalt at ANC ikke bør være mindre enn 20  $\mu\text{ekv}$  (ref. 4-2).

Figur 4.1.2 viser i hvilken grad denne tålegrensen er overskredet i det området som påvirkes av utslippene fra Tampenområdet. I rutene som er gule og røde er dagens belastning høyere enn tålegrensen. Figuren viser også innenfor hvilke sektorer avsetningene av nitrat vil fordele seg i henhold til de beregninger som ble gjort for Vigdis-feltet.



Figur 4.1.1. Lokalisering av Tampenområdet med de viktigste feltene i området

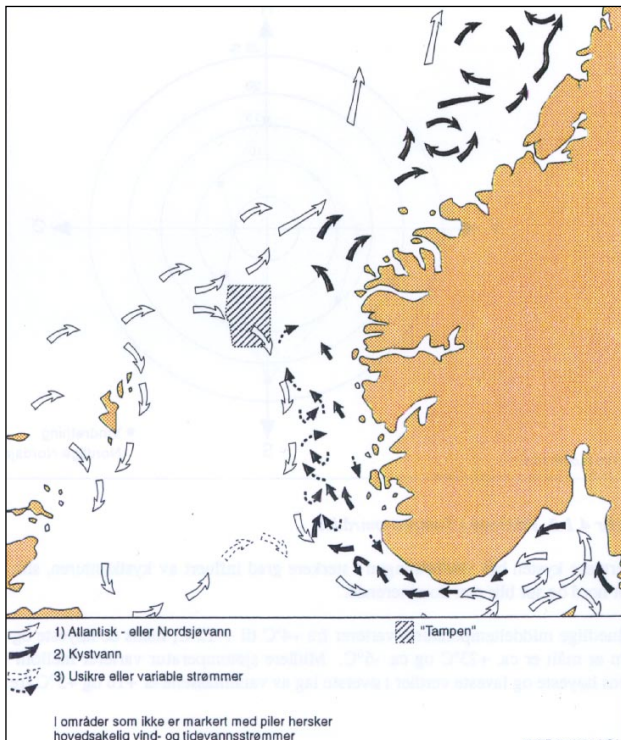


Figur 4.1.2 Andel av utslipp fra Tampenområdet som føres mot ulike deler av Sør-Norge, sammenholdt med forsureningsutsatte områder

## 4.2 Meteorologi og oseanografi

Strømforholdene i den nordlige del av Nordsjøen og langs norskekysten er vist i figur 4.2.1. Tampen ligger i et område hvor strømbildet er dominert av det innstrømmende Atlanterhavsvannet og den norske kyststrømmen. Atlanterhavsvannet strømmer inn over en ca. 600 m dyp terskel mellom Shetland og Færøyene. I nordkanten av Tampenområdet splittes denne strømmen i en nordgående og en sørgående gren. Den sørgående grenen følger vestskråningen av Norskerenna sør-østover. Atlanterhavsvannet har en høyere saltholdighet enn Kyststrømmen. Om sommeren kan det

være et markert sprangsjikt mellom overflatevannet, som er mindre salt, og den sørgående Eggastrømmen. Om vinteren kan vannmassene i Eggastrømmen nå opp til overflaten.

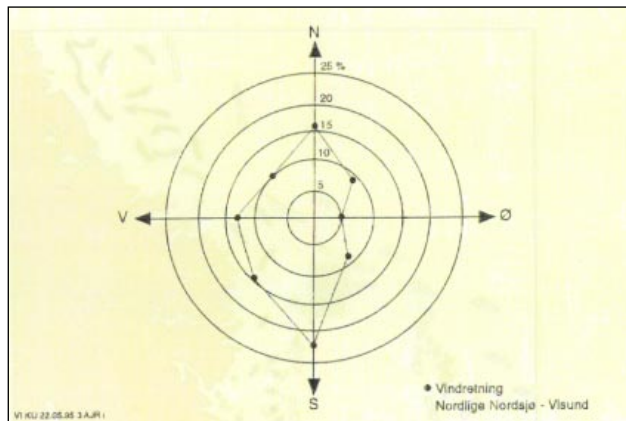


**Figur 4.2.1 Strømforhold i nordlige Nordsjøen**

Strømretningen i overflaten er i stor grad påvirket av vindforholdene. Hovedstrømretningen i den vestligste delen av området er dominert av Eggastrømmen mot sørøst, mens den østligste delen av området i større grad er influert av Kyststrømmen mot nord, særlig om sommeren.

Den dominerende vindretning i Tampenområdet er fra syd. Vindrosen i figur 4.2.2 viser hyppigheten av de ulike vindretningene. Ekstremverdien for vindhastighet, målt med en times varighet 10 m over havnivå, er 41 m/s. Denne vinden forekommer i gjennomsnitt bare en gang hvert 100. år. Nærmere kysten blir vindretningen i sterkere grad influert av kystkonturen, slik at vindretninger mot nord og sør blir mer dominerende.

Månedlige middeltemperaturer varierer fra +4°C til +12°C, mens de høyeste og laveste verdiene som er målt er ca. +23°C og ca. -6°C. Midlere sjøtemperatur varierer mellom +7°C og +13°C, mens høyeste og laveste verdier i øverste lag av vannmassene er +16 og +3°C.



**Figur 4.2.2 Vindrose i Tampen-området**

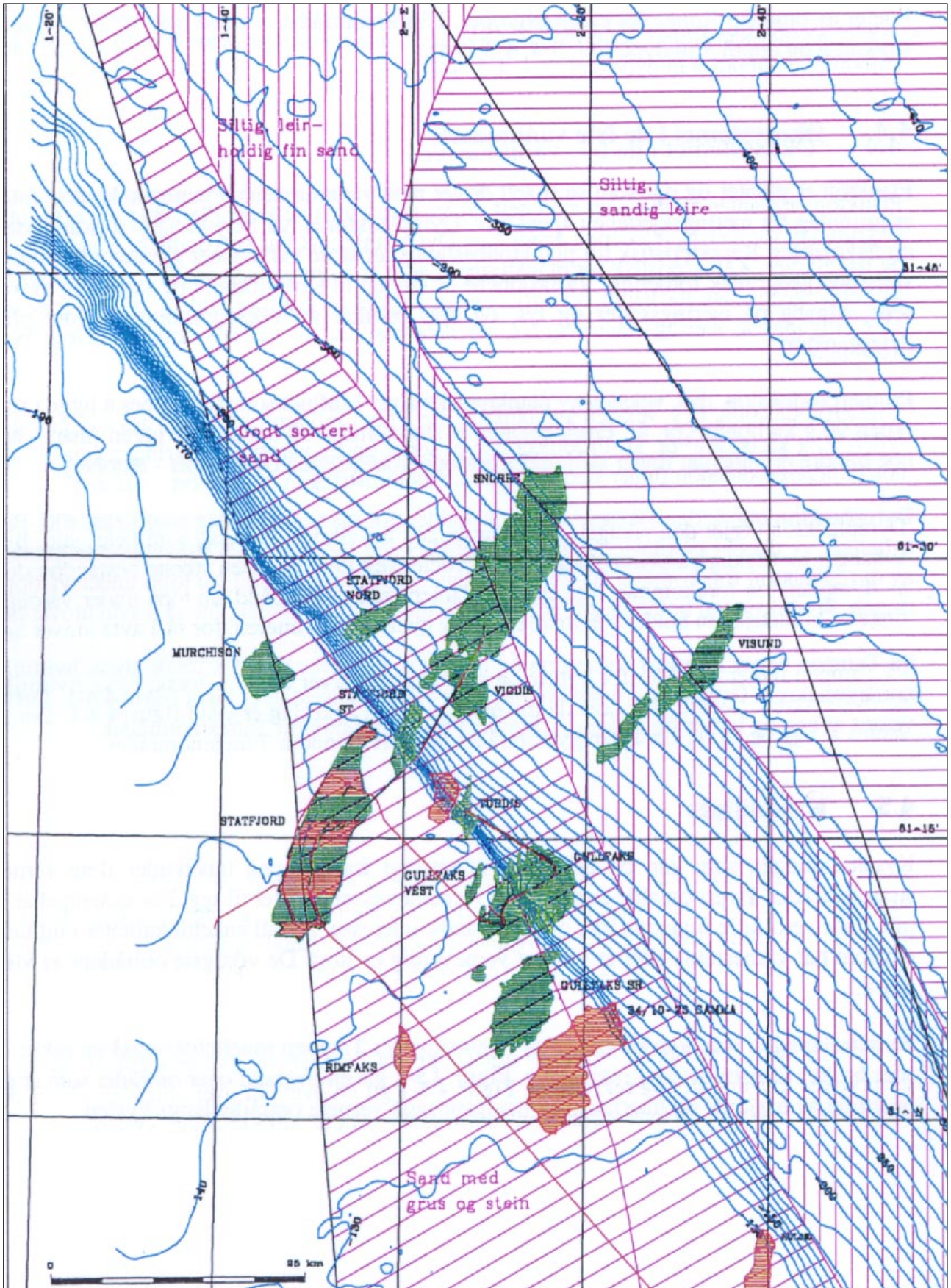
### 4.3 Bunnforhold

Området har store dybdevariasjoner, fra ca. 140 m på bankområdene i vest til ca. 390 m i Norske-renna i nordøst. Eggaskråningen, som går fra sørøst mot nordvest gjennom området, danner et skille med hensyn til bunnforholdene, som vist i figur 4.3.1. På bankområdene er det tildels grov sand og grus, med steiner og enkelte blokker. I eggaskråningen er det grov, middels og fin sand, mens det i de dypere områdene blir stadig mer silt og leire.

Der det er mest finkornig materiale, finner en, på grunn av stor relativ partikkeloverflate, også høyest bakgrunnskonsentrasjoner av organisk materiale og metaller.

I deler av området finnes det erosjonsgroper. I Snorreområdet er disse målt til 10 - 50 meter i utstrekning og opptil 5 m dype.





Figur 4.3.1 Oversiktskart over topografi og bunnforhold i Tampenområdet

## 4.4 Økosystem i frie vannmasser

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

Primærproduksjon, dvs. veksten av planktoniske alger i influensområdet synes å ligge i størrelsesorden 90 g karbon/m<sup>2</sup> pr. år. Produksjonen er størst under våroppblomstringen (mars - april). En noe mindre produksjon finner sted under høstoppblomstringen (september - oktober).

Dyreplankton utgjør den viktigste ernæringskilden for viktige fiskeslag som f.eks. sild. Bestanden avhenger av tilgang på planteplankton, og fordeler seg flekkvis. Den største bestandproduksjonen av dyreplankton forekommer like etter at planteplankton har nådd sin topp under våroppblomstringen. Produksjonen holder seg imidlertid høy gjennom sommeren, for så å avta utover høsten.

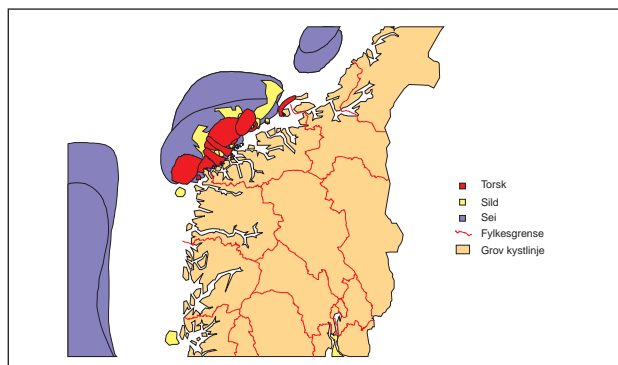
På Tampen ligger områder for gyting og oppvekt av larver for bl.a. torsk, hyse, hvitting, sei og nordsjømakrell. Gytefelt for noen kommersielt viktige fiskeslag er vist i figur 4.4.1. Det kan forventes at egg og larver fra andre gyteområder blir ført gjennom Tampenområdet. Gyteperioden for de kommersielt viktige fiskeartene er fra januar til midten av mai, men gytingen i Nordsjøen foregår ikke så konsentrert i hverken tid eller rom som i områder lenger nordover langs kysten.

### 4.4.1 Sårbarhet overfor utslipp og påvirkninger fra petroleumsvirksomheten

#### Oljeutslipp

Selv om olje kan skade planteplankton i form av veksthemming m.m., er reproduksjonsevnen for disse organismene så stor at bestanden vil være restituert i løpet av få dager. Også for dyreplankton vil en få en rask restitusjon, så lenge det er nok planteplankton til stede (ref. 4-3, 4-4).

Det er enighet blant forskere om at oljesøl i åpent hav ikke representerer noen trussel mot fisk som er stor nok til å unngå sølet, dvs. larver som er større enn 20 mm. Det ble blant annet funnet lite død fisk både etter Bravo- og Ixtoc-utblåsningene. Ved Amoco Cadiz-havariet ble det funnet død fisk inntil 10 km fra ulykkesstedet, men der var



Figur 4.4.1 Oversikt over gyteområder

det relativt grunt, slik at fisken hadde liten mulighet til å unnsnippe (ref 4-5).

Det er imidlertid forskjellige vurderinger av hvor stor trusselen er mot egg og larver, som nærmest passivt følger vannmassene, og hvilken konsekvens økt dødelighet blant disse vil ha for gytebestanden.

Det er vist at egg og små larver er følsomme for vannløselige oljekomponenter. Følsomheten varierer mellom arter, i rekkefølgen sei > torsk > lodde > makrell og sild (sei mest følsom). Det er imidlertid gjort beregninger som viser at med unntak av i oljeutslippets umiddelbare nærhet, vil konsentrasjonene under et oljeflak ikke være høye nok til å gi skader på fiskelarver. Det er da tatt hensyn til at flaket og de underliggende vannmassene beveger seg i forskjellig retning, slik at eksponeringstiden blir kortvarig (ref 4-5). I andre utredninger er det anslått at oljen etter to døgn drivtid vil ha mistet sin toksiske effekt (ref. 4-6).

Ved en undersjøisk utblåsning vil imidlertid en større del av oljen bli nedblandet i vannmassene, slik at toksiske konsentrasjoner kan opptre over et større område. Ved Ixtoc-utblåsningen ble det funnet potensielt giftige konsentrasjoner opptil 20 km nedstrøms utslippspunktet (ref 4-5).

I HELP-programmets sluttrapport (ref. 4-7) fremgår det at den naturlige dødeligheten for egg og larver er meget stor (99,99 % fra egg til "postlarver" for torsk). Hvor mange egg man starter med, synes å ha liten betydning for styrken av en årsklasse, derimot er næringstilgang og nedbeiting av rovdyr de avgjørende faktorene. Oljeflak kan medføre lokal dødelighet av fiskeegg/-larver, men selv i ekstreme tilfeller er det lite sannsynlig at dette får merkbare konsekvenser for den fiskbare bestanden. Fiskeegg og -larver opptrer generelt i størst konsentrasjoner i perioden januar til juni.

#### Utslipp av produsert vann

Når det gjelder mulige langtidseffekter av utslipp av produsert vann siktes det gjerne til kroniske

effekter som følge av at stoffer forblir i et økosystem i lang tid, eventuelt oppkonsentreres i næringskjeder i tilstrekkelige konsentrasjoner til å påføre skader, vanligvis i form av nedsatt produksjon eller reproduksjon, påvirkning av arvematerialet o.l.

Så langt har man ikke kunnet konstatere slike effekter knyttet til utslipp av produsert vann under feltmessige forhold. Det er imidlertid et problem i denne sammenheng at de naturlige variasjonene i, og mobiliteten av, f. eks. fiskebestander er så store at dette lett ville maskere en eventuell effekt. Laboratorieforsøk er derfor nødvendig for å avdekke potensielle effekter. Det er vist at mange organismer kan akkumulere oljekomponenter. Skjell er spesielt egnet som "bioindikatorer", fordi de lett tar opp oljekomponenter, og langsamt kvitter seg med dem. I en studie ved Brent-feltet med blåskjell i bur ble det funnet forhøyede konsentrasjoner av hydrokarboner opp til 6 km fra plattformen. Sammensetningen av oljekomponentene tydet imidlertid på at kilden var fra oljebasert boreslam, og ikke fra produsert vann (ref. 4-8).

I forbindelse med OLFs studie av virkninger av produsert vann gjøres det parallelle forsøk med muslinger og med spesielle membraner, som er egnet til å anrike hydrokarboner fra sjøvannet. Membranene forutsettes på en enklere måte enn med muslinger å gi pålitelige data om tilstedeværelsen av hydrokarboner i sjøen som er akkumulerbare (ref. 4-9).

Høyere organismer har en mer effektiv metabolisme, som bryter ned hydrokarboner. En finner derfor ikke oppkonsentrering i næringskjeden hos f.eks. fisk, krepsdyr og marine pattedyr, som eventuelt spiser kontaminerte skjell. (ref. 4-10).

I OLFs studie av virkninger av produsert vann gjøres det også nye undersøkelser og vurderinger av mulige langtidsvirkninger av produsert vann. Arbeidet så langt har ikke gitt nye holdepunkter for å kunne forutse langtidsvirkninger i en regional sammenheng.

## 4.5 Kystmiljøet

Kyststrekningen som kan bli berørt av oljeutslipp fra Sygna, inneholder flere verneverdige strandområder. Hvert område kan ha flere verneinteresser knyttet til seg. For eksempel er strender ofte både verdifulle fugleområder og av botanisk interesse. Antall enkeltlokaliteter i influensområdet som har vernestatus, eller er vurdert verneverdig, er stort. Områder som har internasjonal eller

nasjonal regional vernestatus er vist i figur 4.5.1. Vedlegg I og II gir en oversikt over alle vernede eller vernverdige områder i influensområdet (inkl. områder med regional og lokal verneverdi).

Kyststrekningen som kan bli berørt av oljeutslipp fra Sygna, inneholder også en rekke områder som brukes til friluftsliv og rekreasjon. Kartet (figur 4.5.2) viser beliggenhet av sikra friluftsområder.

### 4.5.1 Sårbarhet overfor utslipp og påvirkninger fra petroleumsvirksomheten

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

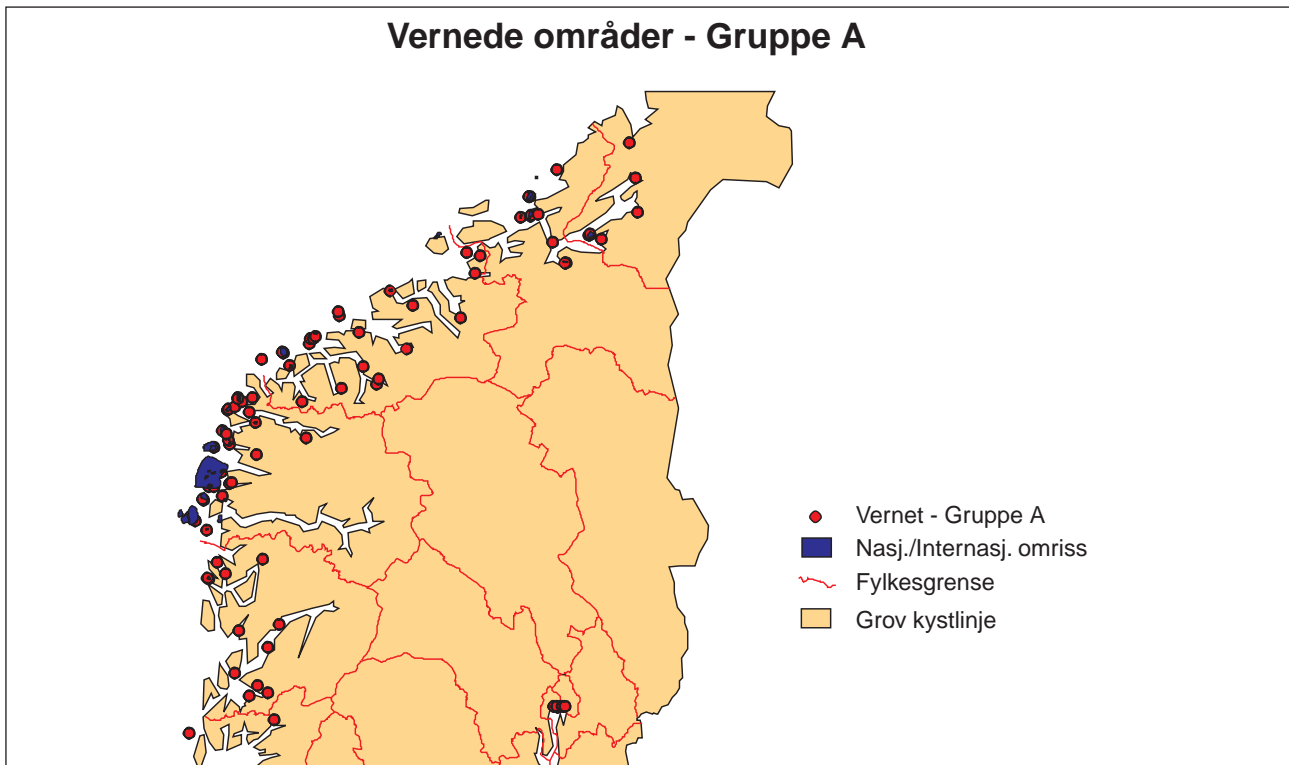
Restitusjonen etter et slikt innsig går gjennom flere faser. For eksempel vil restitusjon av et hardbunnssamfunn bestå av:

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

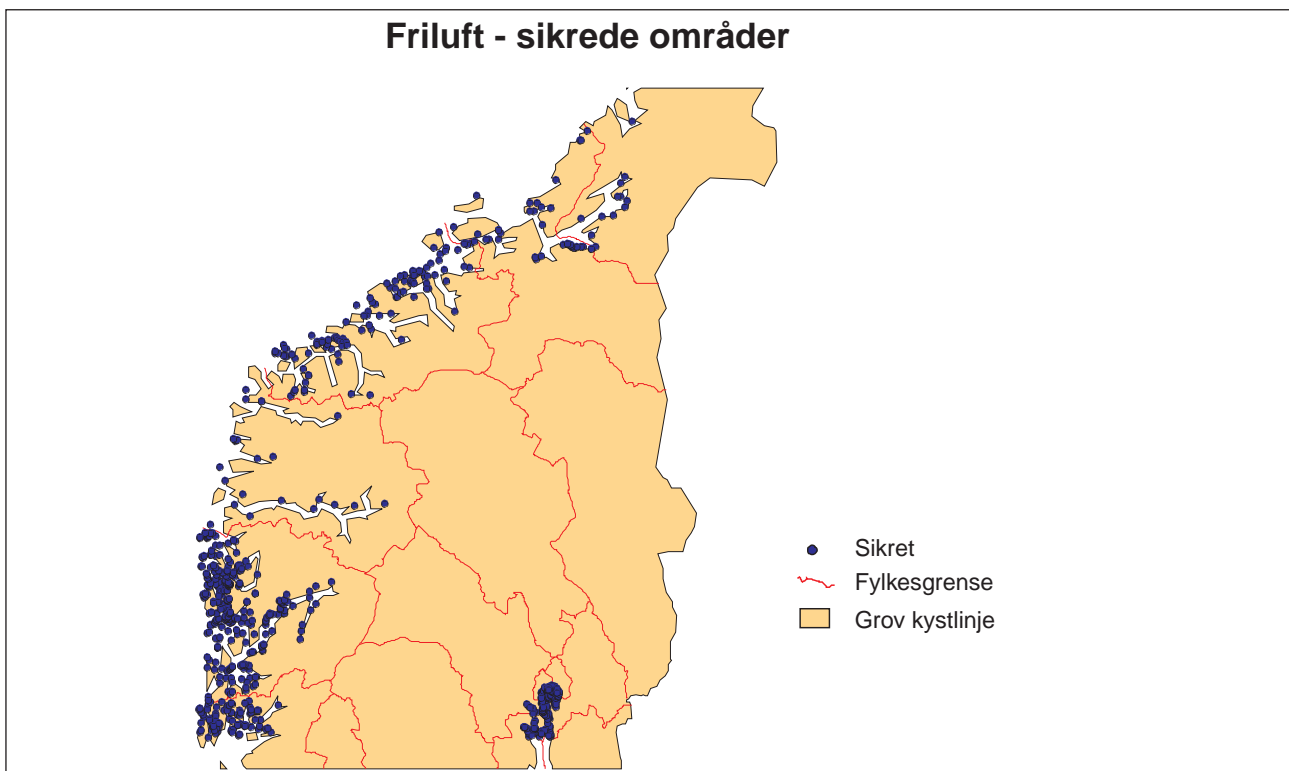
Erfaringer viser at på eksponerte områder (f.eks. klipper og havstrender) begynner rekoloniseringen meget raskt (<1 år). Skjermede områder med liten bølgeerosjon kan ha meget lang restitusjonstid (5 - 20 år), dersom man legger til grunn at oljen skal være forsvunnet. Selv om man kan finne rester av olje i sedimentene i lang tid slike steder, synes rekoloniseringen også her å skje relativt raskt, dvs. innen 5 - 8 år (ref. 4-11).

Erfaringsmessig vil olje som driver i land på utsatte steder delvis bli vasket bort igjen, for så å samle seg i bukter og viker, der man også observerer at f.eks. drivved samler seg. Her vil det kunne bli liggende olje i flere år mellom steinene. Etterhvert vil oljen få en hard overflate med tjære-konsistens inni. Den har da liten biologisk effekt, men representerer et estetisk problem.

Det finnes relativt få våtmarksområder langs kysten på Vestlandet som vil kunne være utsatt for oljeforurensning. Det meste av oljen vil derfor i første omgang strande på eksponerte svaberg og strender. Her vil man få et forløp som beskrevet ovenfor, med forholdsvis stor umiddelbar skade,



**Figur 4.5.1** Vernede områder og lokaliteter med høy verneprioritet/verneinteresse (internasjonal og nasjonal verneverdi)



**Figur 4.5.2.** Sikra friluftsområder i influensområdet

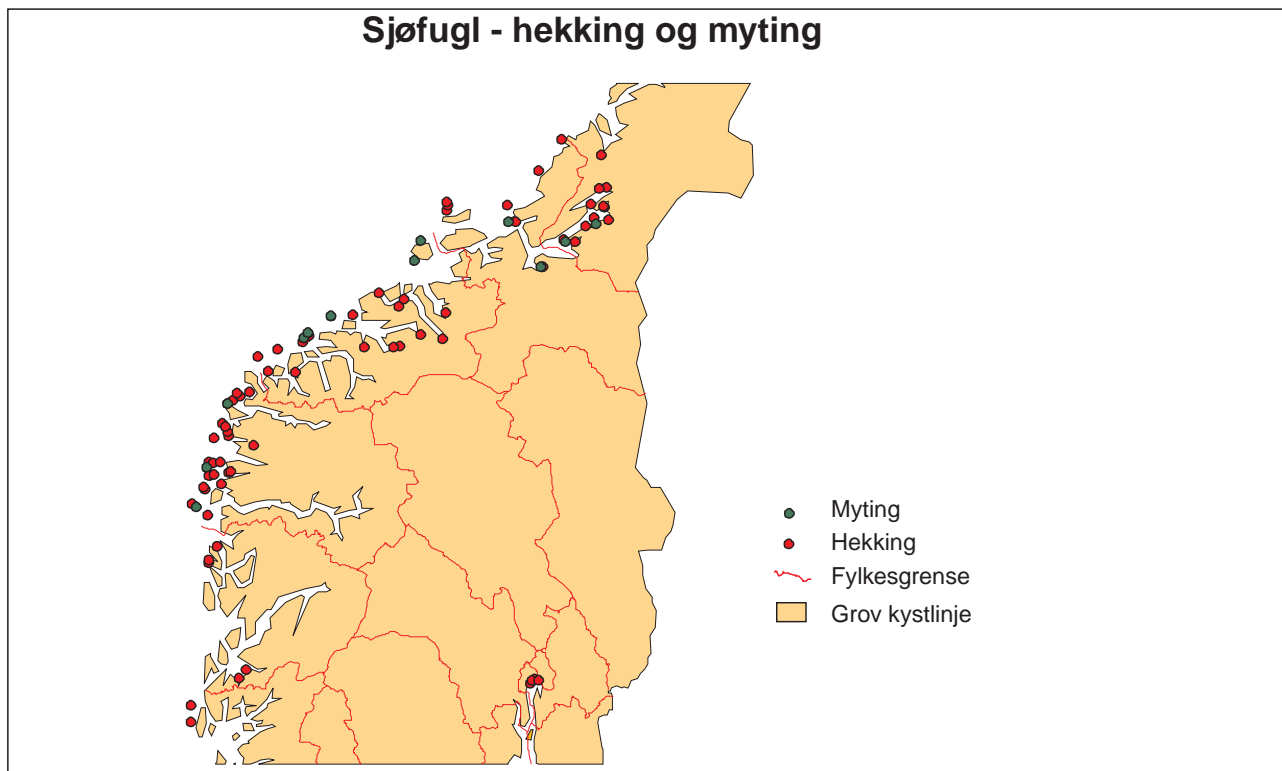
med påfølgende forholdsvis rask restitusjon. I bukter og vikene vil en kunne få ansamling av olje som til dels vil kunne bli liggende lenge.

Det er særlig i perioden april-september at kyststrekninger er særlig sårbare for oljeforurensning. Dette er i hekkeperioden for mange vadere, samtidig som det framfor alt er i denne perioden kysten blir benyttet for friluftsliv.

## 4.6 Sjøfugl

Sjøfuglenes årlige livssyklus har følgende viktige perioder: hekking, myting (fjærfelling), trekk, streif og overvintring. De betydeligste områdene for sjøfuglbestanden i regionen er oppsummert på figur 4.6.1 og 4.6.2. Spesielt viktige myte- og overvintringsområder finner en på strekningen fra Sognefjorden til Froan, hvor 40-70% av de norske

## Sjøfugl - hekking og myting



**Figur 4.6.1 Viktige sjøfuglområder (internasjonal og nasjonal verneverdi) innenfor influensområdet i sommerperioden**

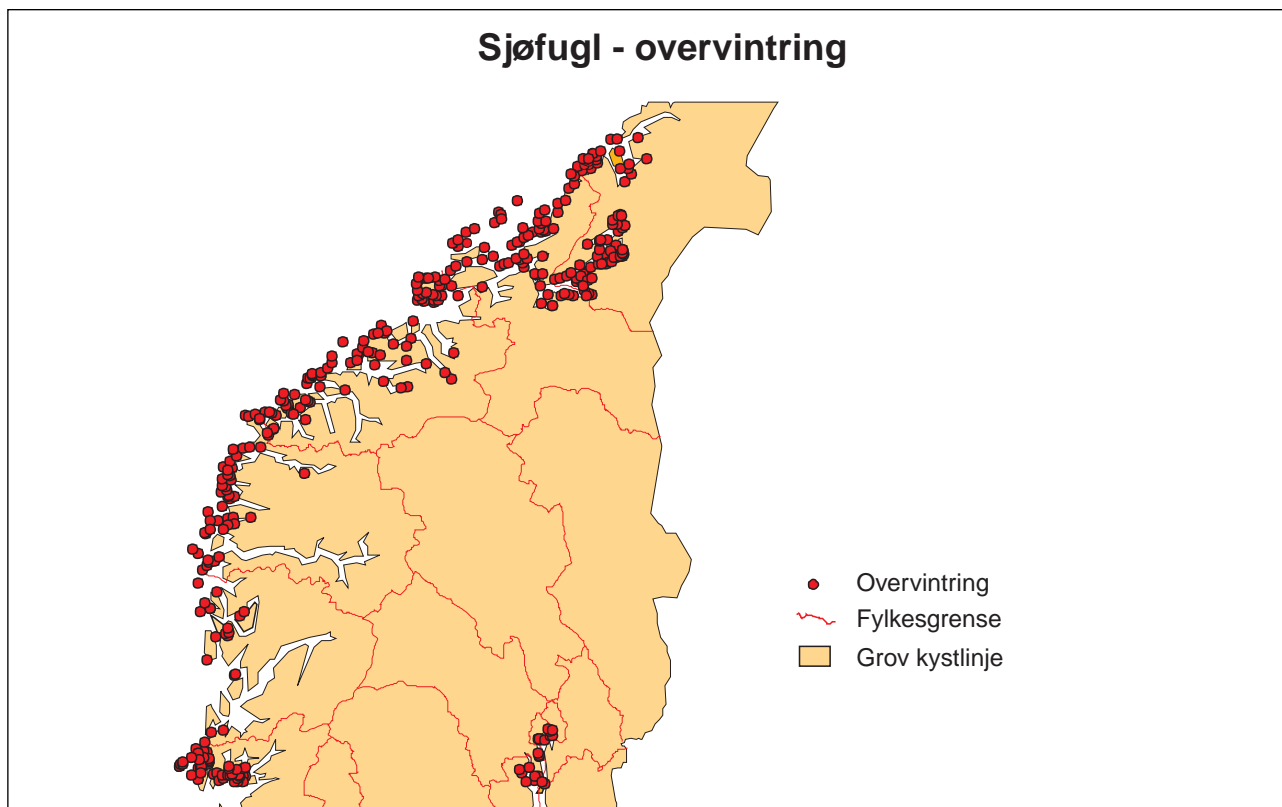
bestandene av lommer, sjøorre, siland, skarver, svartand og lappdykker antas å overvintre.

Slåtterøy-Vågsøyområdet finner en gode overvintringslokaliteter.

Området fra Frøya til Halten nord for Froan i Sør-Trøndelag er et viktig sjøfuglområde. På Halten finnes et av landets største hekkebestand av stor-skarv, disse har overvintringsområde ved Hitra. I

Smøla i Møre og Romsdal er et viktig hekke- og overvintringsområde. I farvannene rundt Stadt finner en de høyeste konsentrasjonene av sjøfugl som finnes på norskekysten i sommerhalvåret.

## Sjøfugl - overvintring

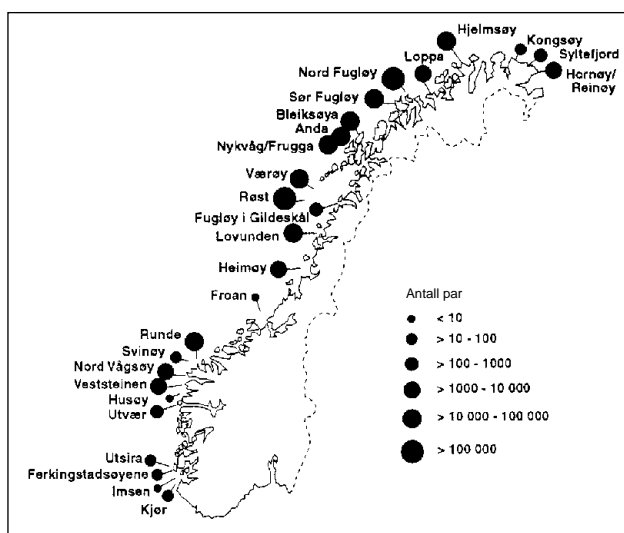


**Figur 4.6.2 Viktige sjøfuglområder (internasjonal og nasjonal verneverdi) innenfor influensområdet i vinterperioden**

Runde er det eneste større fuglefjellet i Sør-Norge, og det for tiden tredje største i Norge. Det er den viktigste hekkelokaliteten i Sør-Norge for lunde, alke, lomvi, toppskarv, havsule, havhest og krykkje. I en normal hekkesesong er omlag 1 million sjøfugl knyttet til Runde og områdene rundt. Også området ved Haram, Giske og Sandøy nord for Runde er et viktig hekkeområde, spesielt for toppskarv og havhest. Ved Klakkene helt nord i fylket har det vært registrert flere tusen haveller i april.

Mindre hekkelokaliteter for lunde, alke og lomvi er Veststeinen, Klovningen og Einevarden i Sogn og Fjordane. Indrevær er et viktig hekke-, myte- og overvintringsområde, mens Utvær er et hekke- og overvintringsområde.

Figur 4.6.3 viser de viktigste fuglefjellene samt antall hekkende lunde-par.



**Figur 4.6.3 Fuglefjell og antall hekkende lunde-par**

Det er registrert hekking og noe overvintring langs hele kyststrekningen i Hordaland, men fylket har ingen typiske fuglefjell. Innesøyene er det viktigste hekkeområdet i fylket. Her hekker framfor alt måkefugler og terner. Fedje er en viktig trekklokalitet vår og høst, og er også viktig som rasteplass for enkelte arter. Bømlo og Tuve er viktige hekkeområder for ulike måkearter. Masfjorden er et viktig sjøfuglområde som karakteriseres av høy artsdiversitet og høyt individantall. Gulen-området er spesielt p.g.a. den store bestanden av overvintrende alkekonger.

#### 4.6.1 Sårbarhet overfor utslipp og påvirkninger fra petroleumsvirksomheten

Alkefuglene vurderes som spesielt sårbare for oljesøl, bl.a. fordi de oppholder seg en stor del av tiden på havoverflaten. De største konsentrasjo-

nene av alkefugl finner en store deler av året nær fuglefjellene, for eksempel ved Runde (ref. 4-12, 4-13 og 4-14).

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

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

Erfaringer fra oljesøl tyder på at vintersesongen er tiden da sjøfugl er mest sårbare på individnivå, trolig på grunn av en kombinasjon av lite lys (fuglene greier ikke å unngå oljen), lav temperatur (raskere tap av kroppsvarme pga. olje på fjærene), dårligere kondisjon, og at fuglene oppholder seg større del av tiden på sjøen. Samtidig er imidlertid bestandene spredt over forholdsvis store områder, slik at de bestandsmessige konsekvensene av et oljesøl ikke nødvendigvis blir så store.

Erfaringsmessig er skadeomfanget i større grad avhengig av tidspunkt, sted og omstendigheter, og mindre avhengig av mengden olje som er tilstede. Eksempler på dette er (ref. 4-3):

- Braer: Utslipp av vel 84.000 tonn råolje, 1700 tonn tung bunkers og 125 tonn diesel ved Shetland. Ulykken skjedde under orkan, som medførte rask dispergering av oljen i vannmassene. Samtidig var sjøfuglene spredt over store områder på næringsøk. Vel 1500 sjøfugl ble funnet døde.
- Exxon Valdez: Utslipp av 35.200 tonn råolje i Prince William Sound (PWS) i Alaska. 37.000 døde fugl ble funnet, men det er antatt at mellom 100.000 og 300.000 døde. Ulykken skjedde mens sjøfugl samlet seg i området for å reproducere.
- Styli: Utslipp av en mindre mengde oljeblandet ballastvann medførte at ca. 45.000 sjøfugl ble funnet døde, mest lomvi og alker. Det ble anslått at mellom 100.000 og 500.000 fugl døde. Ulykken inntraff mens store flokker av disse fuglene (ca. 1 million) var samlet for overvintring i Skagerak.

Stylis-ulykken er nok så enestående med hensyn til at så lite olje kan utrette så mye skade. F.eks. ble det rapportert 41 oljesøl på mer enn 1 m<sup>3</sup> fra norsk oljevirkosomhet i 1994, uten at det er rapportert konsekvenser av betydning (ref. 4-15).

Fersk olje har generelt større skadepotensiale enn olje som har drevet på havet i noen dager. Dette fordi lette komponenter fordamper og oljen dispergeres i sjøen, og flaket omdannes til oppbrutte flak, tjæreklumper og "chocolate mousse", som er en viskøs vann-i-olje-emulsjon med rundt 70 - 80 % vann. Rundt disse emulsjonsklumpene kan det imidlertid ligge en utstrakt, men svært tynn oljefilm. Sjøfugls sårbarhet overfor olje vil derfor avhenge av oljens alder. Olje som er 10 - 15 dager gammel vil fortsatt kunne skade sjøfugl, og en viss dødelighet må forventes, men i mindre omfang enn med fersk olje.

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

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

Erfaringer fra store oljesøl har stort sett vært at sjøfuglbestandene har tatt seg rimelig raskt opp igjen. Etter "Exxon Valdez" ulykken foreligger det motstridende rapporter om hvor raskt sjøfuglbestandene har tatt seg opp eller forventes å ta seg opp. Det er anslått at lomvibestanden ble redusert med 40 - 60 % som følge av at anslagsvis 120 000-140.000 lomvi døde. Enkelte rapporter anslo da at det ville ta flere tiår før bestanden ville ta seg opp igjen. I en oppsummering av undersøkelsene som ble presentert på sjøfuglkonferansen i Glasgow våren 1995 ble det imidlertid konstatert at allerede etter to år var det ingen systematiske forskjeller i hekkebestandene for lomvi, selv på de mest belastede stedene (ref. 4-16).

Skagerak er overvintringsområde for lomvi som hovedsakelig hekker i Skottland. Til tross for det store antallet døde lomvi etter Stylisulykken i 1981, er bestandene her ikke blitt merkbart redusert i ettertid (ref. 4-3, 4-17). Det har også forekommet store naturlige bestandsreduksjoner ved at store antall sjøfugl omkommer om vinteren,

uten at dette i ettertid har gitt varig svekkede bestander.

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

En bestand av frie individer kan rekruttere fra mange hekkeplasser. Jo større rekrutteringsgrunnlag, desto raskere skjer restitusjonen. I populasjonsdynamiske modeller, som benyttes til å beregne restitusjonstiden, er antakelsene om størrelsen på og rekrutteringsgrunnlaget for bestanden av frie individer en stor usikkerhetsfaktor. At de mest dystre spådommene oftest ikke slår til, kan skyldes at man undervurderer rekrutteringsgrunnlaget.

Følgende spesielt viktige sjøfuglområder er særlig sårbare i periodene:

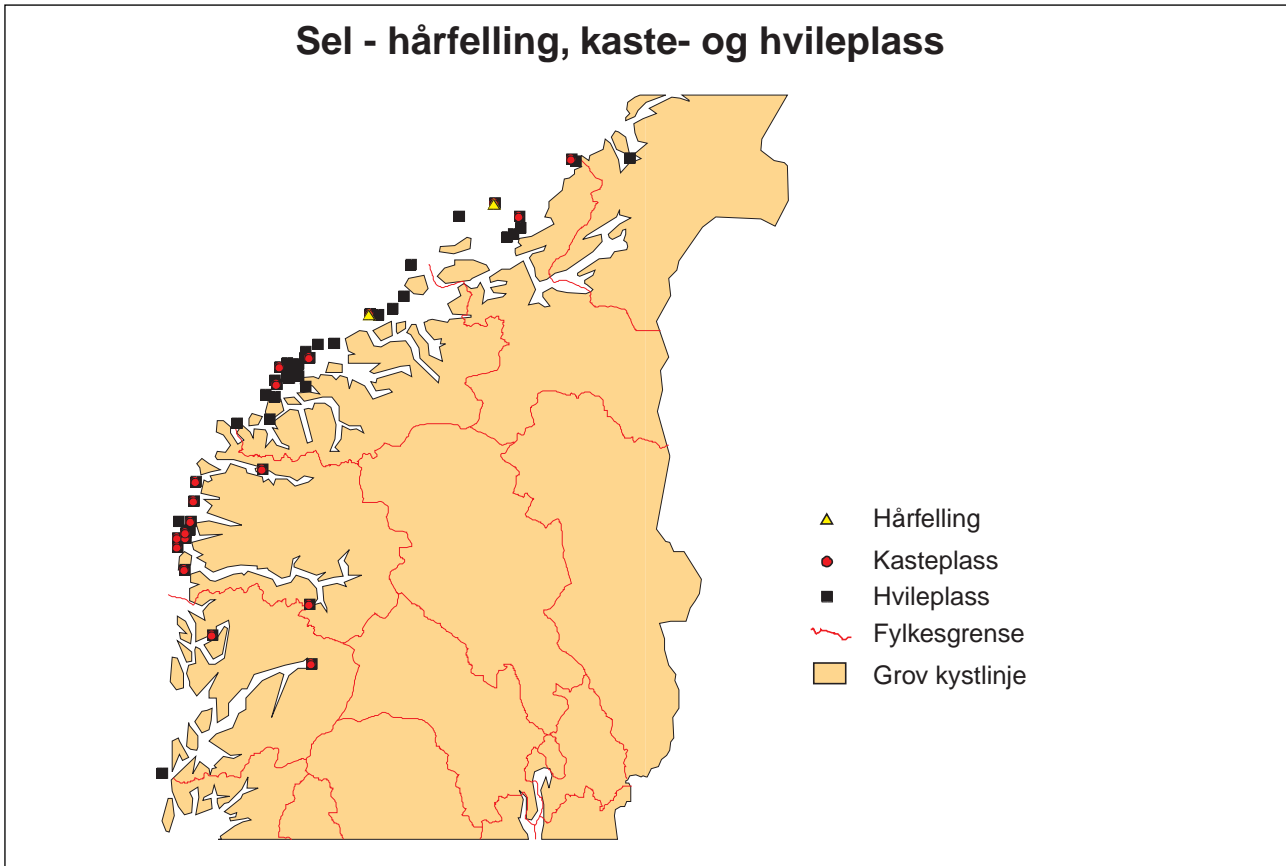
- Frøya, Froan - hekkeseongen
- Hitra - vinter
- Smøla - hele året
- Runde - hekkeseongen
- Veststeinen, Einevarden, Klovningen - hekkeseongen
- Våtmarksområdene i Trondheimsfjorden - hekkeseon, vinter (lite utsatt for oljesøl for oljesøl).

## 4.7 Sjøpattedyr

En lang rekke hvalarter kan opptre regelmessig i dette havområdet. Nise og spekkhogger er de mest kystnære artene, med forekomst stort sett hele året. De viktigste oppholdsområdene for hval ligger imidlertid nord for influensområdet.

Kysten fra Hardangerfjorden til Nord-Trøndelag har kolonier av kystsel (havert og steinkobbe). Hovedtyngden av havert finnes fra Trøndelag og nordover, men arten forekommer også sørover langs kysten. Halvparten av den norske havertbestanden har kasteplass på Froan. Haverten kaster sine unger om høsten.

## Sel - hårfelling, kaste- og hvileplass



**Figur 4.7.1** Viktige leveområder for kystsel

Steinkobbe forekommer i kolonier langs hele norskekysten. Hovedtyngden finnes i Møre og Romsdal, med Nordøyane og Orskjæra som viktige områder. Ungene kastes i mai-juni. Kystselen både ernærer og forplanter seg inne ved kysten og er tilstede ved kysten hele året.

Viktige lokaliteter for kystsel er avmerket på figur 4.7.1.

### **4.7.1 Sårbarhet overfor utslipp og påvirkninger fra petroleumsvirksomheten**

Det er alminnelig antatt at hval kan unngå oljesøl ved hjelp av forskjellige sanseintrykk. Hval som blir påvirket, er først og fremst sårbar ved inntak (tilgrising av bardene og ved svelging), mens hudpåvirkning har liten effekt (ref. 4-4). De viktigste oppholdsområdene for hval ligger imidlertid nord for influensområdet.

I forbindelse med "Exxon Valdez" ble det observert en overdødelighet blant spekkhoggere, uten at årsaken er helt klarlagt. Fordi spekkhoggerne opptrer i flokker, kan tilfeldigheter avgjøre om få eller mange individer blir berørt. For andre hvalarter vil konsekvensene av oljesøl mest sannsynlig være små (ref. 4-3).

Det synes heller ikke som oljesøl medfører vesentlige skader på sel. Det er registrert at en stor andel av havertungene på Froanøyene utenfor Trøndelag har oljeflekker i pelsen, uten at dette synes å ha påvirket vekst eller overlevelsessevne. Både ved utblåsningen i Santa Barbara i California i 1969 og ved Exxon Valdez ulykken var forutsetningene tilstede for omfattende seldød, uten at dette skjedde.

Oter er ikke et sjøpattedyr, men tilbringer en stor del av sin tilværelse i og ved sjøen. Oteren regnes som svært sårbar for oljeforurensning, men har også en god restitusjonsevne.

Det finnes faste oterbestander fra Sogn og Fjordane og nordover, med hovedtyngden av bestanden i de nordligste fylkene. Det må forventes en forholdsvis stor dødelighet blant otere i de ytre kyststrøkene ved en større oljeulykke, men bestander i de mer skjermede områdene vil stort sett overleve og gi grunnlag for rekruttering og rekolonisering av de områdene som er rammet (ref. 4-4).

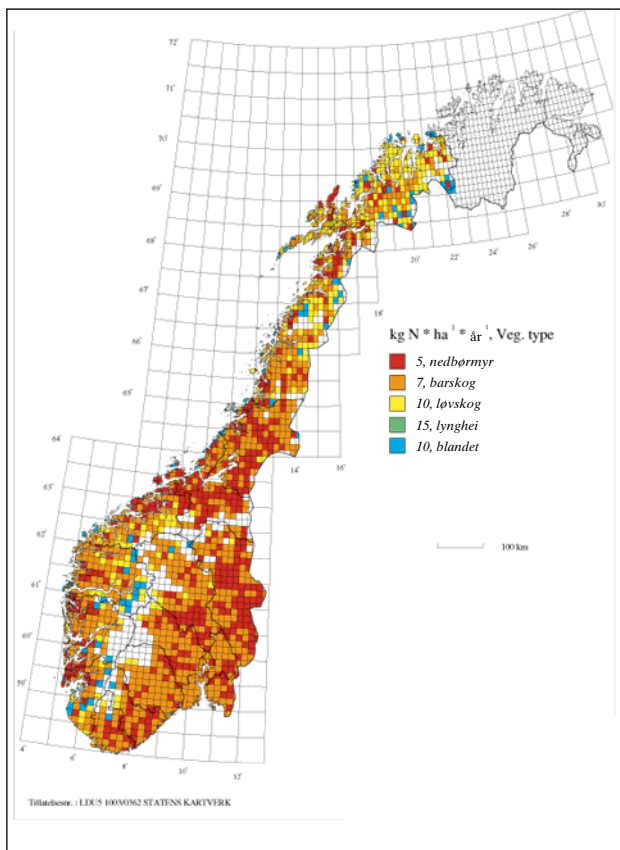


## 4.8 Landområder

Vegetasjonen langs kysten i ytre strøk fra Hordaland til Sør-Trøndelag består hovedsakelig av lynghei, myrer, våtmark, eng- og strandvegetasjon. Her finnes innslag av skog dominert av furu, bjørk og or. Innenfor lyngheiområdene dominerer barskoger og ulike varianter av fattige og rike løvskoger. I forbindelse med forurensning og gjødslingseffekter er det særlig kystlynghei, nedbørmyrer (ombrotrof myr), næringsfattig barskog og løvskog som er utsatt for påvirkninger. Figur 4.8.1 viser et kart over tålegrenser for nitrogen basert på vegetasjonstyper. Overskridelse av disse tålegrensene basert på vegetasjonstyper, er vist i figur 4.8.2. Tabell 4.8.1 viser tålegrenser for avsetning av nitrogen i forhold til sårbare vegetasjonstyper.

### 4.8.1 Sårbarhet overfor utslipp og påvirkninger fra petroleumsvirksomheten

I influensområdet er det framfor alt forsurening og endret luftkvalitet (dannelse av bakkenært ozon) som er de miljøproblemer som utslipp til luft fra aktiviteten på norsk sokkel kan bidra til.



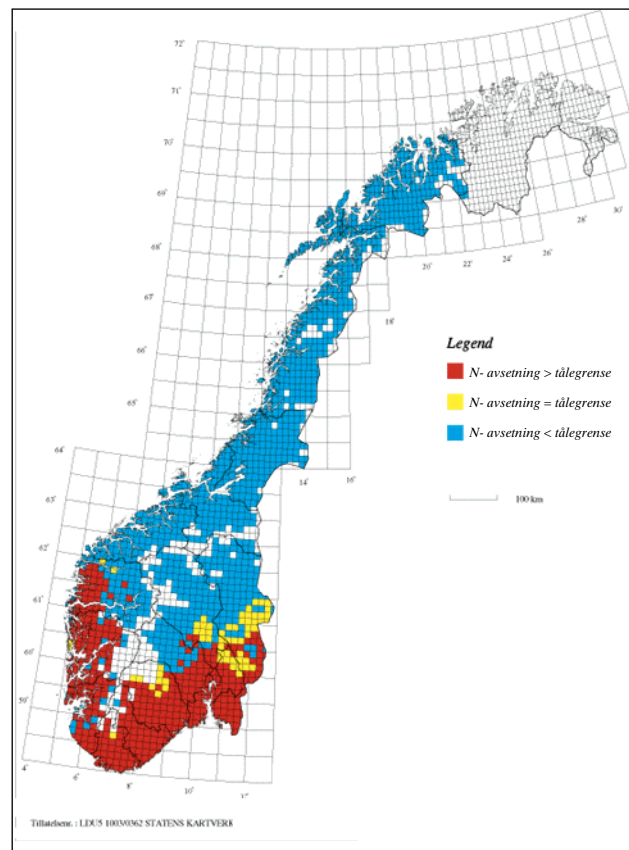
**Figur 4.8.1** Kart over tålegrenser for nitrogen basert på vegetasjonstyper. Vegetasjonstypen med den laveste tålegrensen er vist i hver rute. Tålegrensen for ombrotrof myr er satt til 500 mg N/m<sup>2</sup>/år (1 kg N/ha/år tilsvarer 100 mg N/m<sup>2</sup>/år)

**Tabell 4.8.1** Tålegrenser for avsetning av nitrogen i forhold til sårbare vegetasjonstyper.

VEGETASJONSTYPE	mg N/m <sup>2</sup> /år
Nedbørmyr	500-1.000
Kystlynghei	1.500-2.000
Næringsfattig barskog	700-2.000
Næringsfattig løvskog	1.000-2.000

Hovedkomponenten i sur nedbør er svovelsyre, men også salpetersyre bidrar til forsurening. Svovelsyre har en sterkere forsureningseffekt enn nitrogenforbindelser. Nitrogenforbindelser tas opp av planter, slik at bare en mindre andel av tilførslene av nitrogen når fram til vassdragene. I sørlige deler av landet, hvor tilførslene er større enn plantene kan nyttiggjøre, kan opp mot 40% av tilført nitrogen ende opp i vassdragene som forsurende nitrat. I Møre og Romsdal og nordover regner en med at mer enn 90% av tilført nitrogen tas opp av vegetasjonen (ref. 4-18).

Nitrogenoksider (NO<sub>x</sub>) må omvandles til nitrat før det kan avsettes med nedbør eller ved tørravsetning. Det er derfor omvandlingshastigheten fra



**Figur 4.8.2** Kart over overskridelser av tålegrenser for nitrogen basert på vegetasjonstyper. Tålegrensen for ombrotrof myr er satt til 500 mg N/m<sup>2</sup>/år (1 kg N/ha/år tilsvarer 100 mg N/m<sup>2</sup>/år)

NO<sub>x</sub> til nitrat som i stor grad styrer hvor mye som avsettes i forskjellige avstander. Dersom denne hastigheten er forholdsvis lav, vil det meste av det som når land følge vinden tvers over landet uten å avsettes. Dersom den er høy, kan mye vaskes ut med nedbøren over de kystnære landområdene.

Nitrat-tilførsel kan også representere en trussel mot visse vegetasjonstyper som er tilpasset ekstremt næringsfattig vekstgrunnlag. Spesielt er det blitt fokusert på kystlynghei i forskningsprosjektet "Naturens Tålegrenser". Slik kystlynghei er anslått å utgjøre i underkant av 2% av landarealet i Norge, og en stor andel av dette ligger i nedfallsområdet for utslippene fra Tampen (ref. 4-19). En tålegrense på 1,5 g N/m<sup>2</sup> år er foreslått i dette prosjektet (ref. 4-20). Dagens avsetningsrate i de aktuelle områdene er opptil 1,2 g N/m<sup>2</sup> år.

Overgjødning kan føre til at vegetasjonssamfunn endres, og gjennom det, til langsiktige, uønskede endringer i økosystem og habitater. Nedbørmyrer er avhengig av tilførsel av næringsstoffer fra nedbøren, og ansees som et av de mest følsomme systemene for økt nitrogenavsetning.

Studier som er gjort viser at tålegrensene for nitrogen er overskredet i deler av ytre Hordaland når det gjelder skogsvegetasjon og skogsjord, og at kystlyngheiene er i faresonen. Også i Møre og

Romsdal er tålegrensene for nitrogenavsetninger i vegetasjon overskredet. Det er imidlertid ikke rapportert om vegetasjonforandringer som skyldes langtransportert luftforurensning.

Dårlig luftkvalitet kan ha negative virkninger på vegetasjon, og føre til helseproblemer for mennesker.

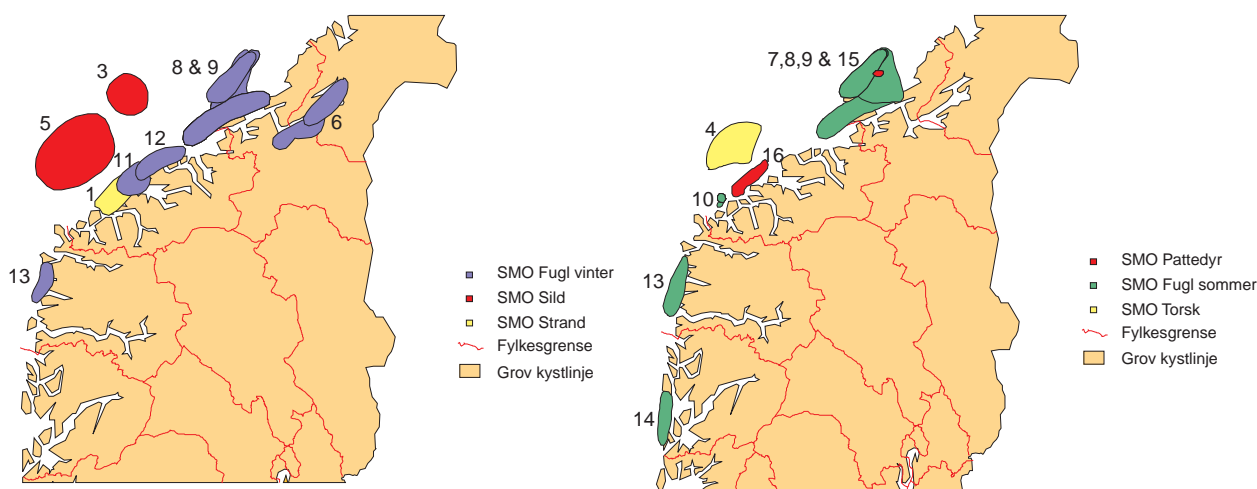
Dagens bakgrunnsnivåer av nitrogen- og svoveldioksid langs hele den aktuelle kyststrekningen ligger langt under de anbefalte maksimale årsmiddelveidene for å unngå skade på vegetasjon.

I influensområdet er det målt konsentrasjoner av bakkenært ozon på overvåkingsstasjonen på Voss. Målingene viser at konsentrasjonene episodisk overskrider SFT's anbefalte luftkvalitetskriteier på maks 100 mikrogram/m<sup>3</sup>. Selv om tålegrensene for ozon er tidvis overskredet langs hele Vestlandskysten, er det ikke rapportert om vegetasjonsskader som skyldes denne oksidanten.

#### 4.9 Spesielt miljøfølsomme områder

I regi av SFT og Direktoratet for Naturforvaltning (DN) er det satt i gang et prosjekt som har som målsetning å skissere og bruke prinsipper og kriterier for identifikasjon av Spesielt Miljøfølsomme

### Spesielt miljøfølsomme områder (SMO)



Figur 4.9.1 Definerte områder med spesielt miljøfølsomme områder i influensområdet. Nummereringen refererer til nummeringen i tabell 4.9.1

**Tabell 4.9.1** Definerte områder med spesielt miljøfølsomme områder i influensområdet; geografisk beliggenhet, sårbar ressurs og periode.

	Navn	Sårbart	Kritiske måneder													
			J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D		
1	Romsdal	Havstrand														
2	Haltenbanken	Sild														
3	Buagrunnen	Sild														
4	Sunnmørefjorden	Torsk														
5	Sunnmørefjorden	Sild														
6	Trondheimsfjorden	Svartand, sjøorre														
7	Froan	Toppskarv														
		Teist														
8	Frøya	Grågas														
		Storskarv														
		Toppskarv														
	Frøya-Hitra	Teist														
	Frøya-Ørland	Ærfugl														
9	Smøla-Ørland	Sjøorre														
	Smøla-Ørland	Smålom, islom														
	Smøla-Ørland	Svartand														
	Smøla	Gråstrupe- og horndykker														
	Smøla-Frøya	Storskarv														
		Siland														
10	Runde	Havhest														
		Havsule														
		Toppskarv														
		Alke														
		Lunde														
11	Romsdalskysten	Gråstrupedykker														
12	Hustadvika	Sangsvane														
13	Sunnfjord	Ærfugl														
		Storskarv														
14	Bømlo	Ærfugl														
15	Froan	Havert														
		Steinkobbe														
16	Nordøyane/Orskjæra	Steinkobbe														

Områder (SMO) i relasjon til oljevirksomheten. Resultatet fra dette arbeidet er at 135 ulike SMO'er langs norske kysten er identifisert.

En SMO er definert som et geografisk avgrenset område som inneholder en eller flere spesielt betydelige forekomster av naturressurser som er sårbare for marine oljesøl. Med sårbare menes her at det vil ta lang tid for ressursen er restituert til nivået før skaden skjedde. Ved avgrensning av SMO'er er det også tatt hensyn naturressursens kjerneutbredelse eller kjerneområder.

Figur 4.9.1 viser alle SMO'er som er definert i influensområdet. I tabell 4 9.1 gis mer detaljert informasjon om geografisk beliggenhet, sårbar ressurs og sårbar periode.

## 4.10 Områder for akvakultur

Godkjente lokasjoner for akvakultur langs kysten er vist i figur 4.10.1-4.10.3. Figurene viser konsesjoner for alle typer akvakultur, det vil si lokasjoner for både matfiskoppdrett, settefisk- og skaldyranlegg. Lakseoppdrett dominerer fullstendig, men det finnes også oppdrett av marine arter, torsk og skaldyr. Influensområdet langs kysten inneholder omkring 50 % av alle norske lokasjoner med konsesjon for oppdrett av matfisk. Tabell 4.10.1 gir en oversikt over produksjonsmengder i tonn.

**Tabell 4.10.1 Produksjonsmengder (tonn), 1997 (ref 4.21)**

Fylke	Hordaland	Sogn og Fjordane	Møre og Romsdal	Sør-Trøndelag	Nord-Trøndelag
Produksjonsmengde	80.055	43.218	59.154	47.953	27.047
% av total produksjon i Norge 1997	20	10,8	14,8	12	6,8

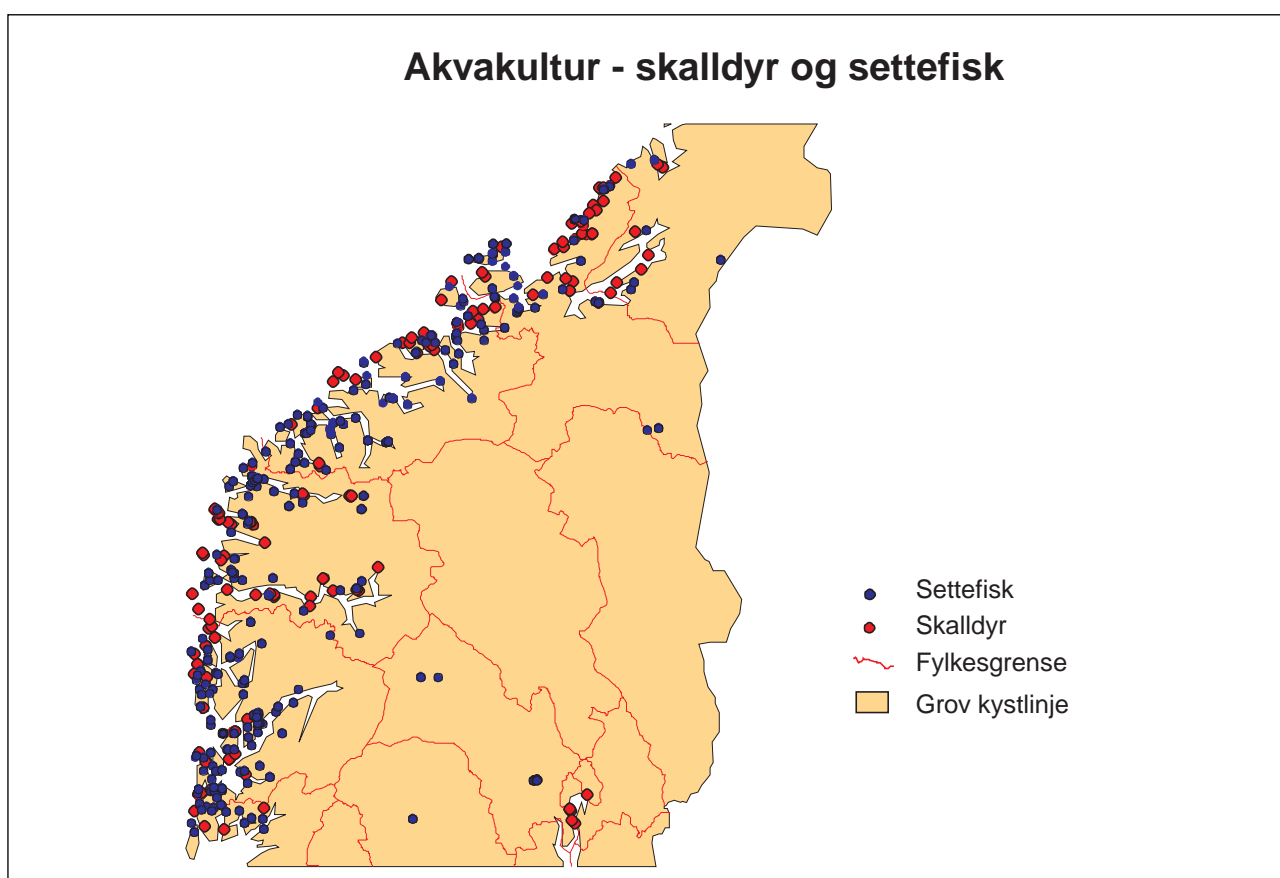
#### 4.10.1 Sårbarhet overfor utslipp og påvirkninger fra petroleumsvirksomheten

Normal drift og mindre uspesifiserte oljeutslipp vil ikke innvirke på oppdrettsnæringen.

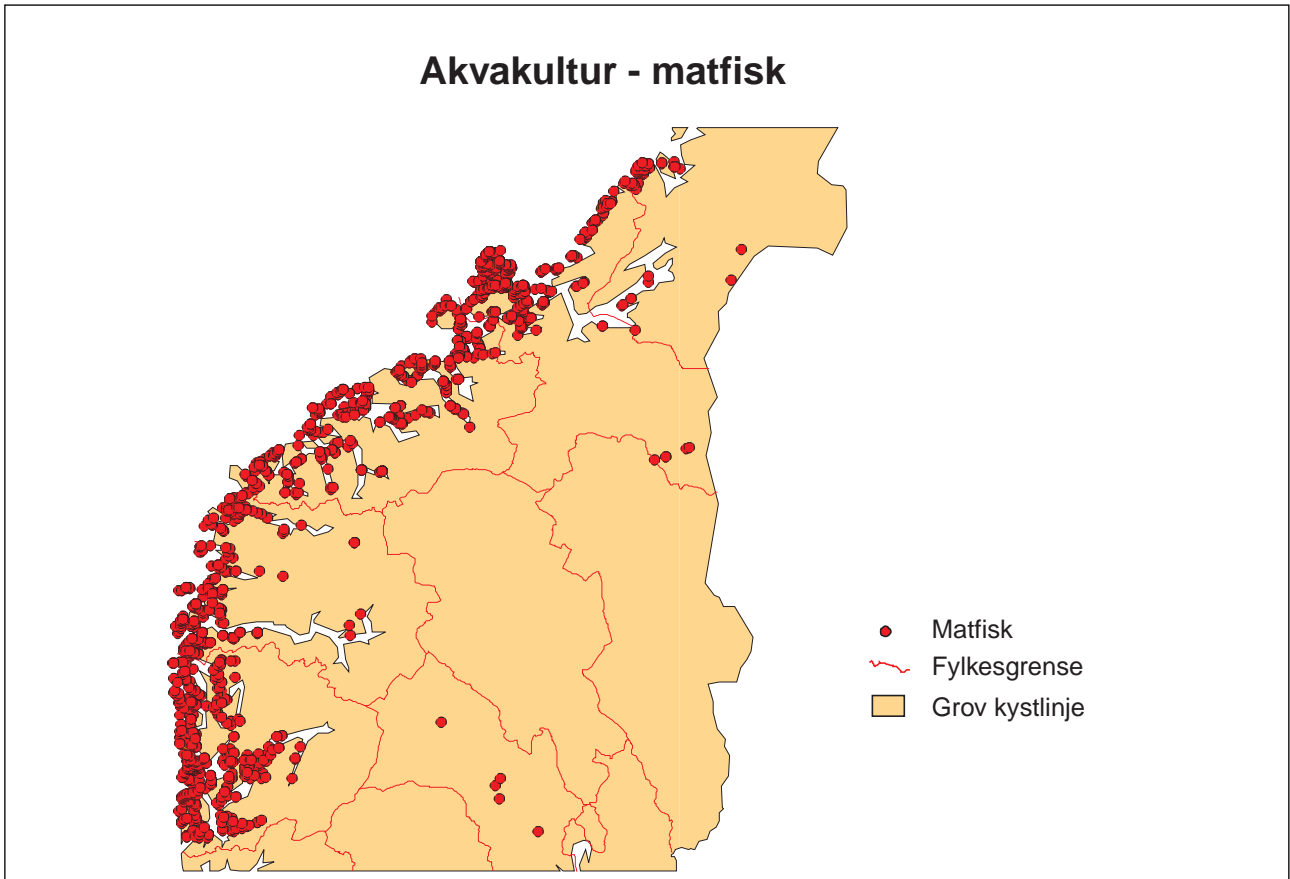
Skader forårsaket av olje på oppdrettsfisk antas å være en kombinasjon av giftvirkninger og stress. De mest sannsynlige konsekvensene av oljeforurensning i oppdrettsmerder, er fysisk skade forårsaket av stress (økt svømmeaktivitet). Sammen med stressreaksjoner i forbindelse med opprensning kan dette føre til økt dødelighet (ref 4-22). Vurderinger av oljesmak i fisk kan også medføre økonomiske konsekvenser, tildels uavhengig av

om fisken fått oljesmak. Selv om fisk ikke blir utsatt for oljesøl, kan oljeforurensning i et område medføre økonomiske tap som følge av negative reaksjoner i markedet.

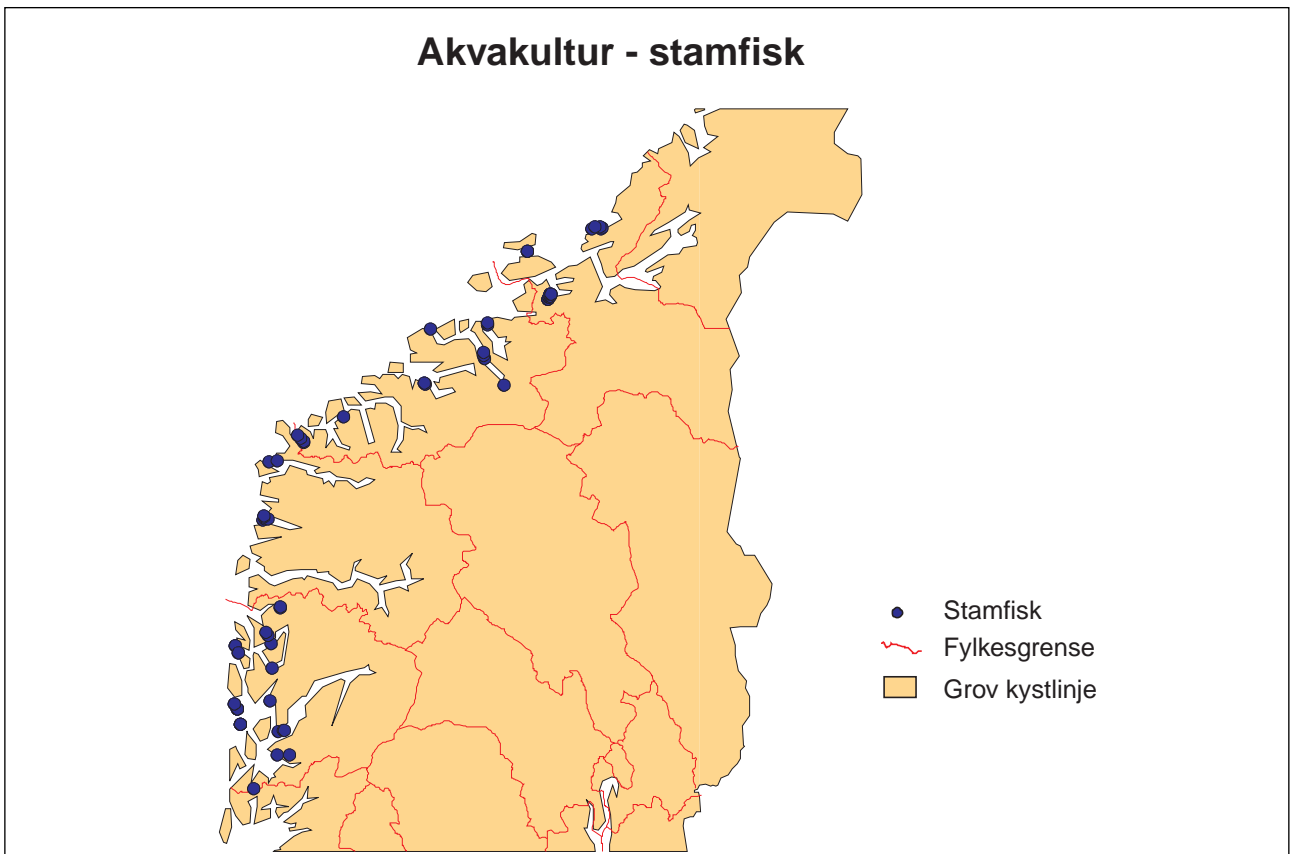
Ved en oljeeksponering med en varighet på et par dager, kan skjell lukke seg og slik unngå å bli utsatt for olje. Ved eksponering over lang tid er det påvist fysiologiske skader (ref 4-23). Etter 55 dager i rent vann er denne typen skader borte, men redusert tilvekst kan ikke utelukkes (ref 4-24). Etter Amoco Cadiz-ulykken ble flere østerskulturer ødelagt ved at de tok smak av oljen. En del dødelighet ble også observert (ref 4-25).



**Figur 4.10.1 Godkjente lokasjoner for skalldyr og settefiskanlegg**



**Figur 4.10.2** Godkjente lokasjoner for matfiskanlegg



**4.10.3** Godkjente lokasjoner for stamfiskanlegg

## 5 Utslipp til luft

Dette kapitlet diskuterer forventede virkninger av utslipp til luft fra utbygging og regulær drift av Sygna.

Utslipp til luft i det geografiske området på Sygna vil være knyttet til boreaktiviteten og installasjonsarbeidene. Utslipp knyttet til driften av Sygna vil skje fra Statfjord C plattformen.

I avsnitt 5.3 er utslipp knyttet til utbygging og drift av Sygna sett i relasjon til andre luftutslipp regionalt og globalt. De miljømessige konsekvenser av utslippene er sammenfattet i kapittel 5.4. Tiltak for å redusere skadelige utslipp er omtalt i kapittel 5.5.

### 5.1 Utslipp knyttet til boring

Utbyggingen av Sygna planlegges med totalt 3 brønner, hvorav 2 horisontalt borede oljeprodusenter og 1 vann-injeksjonsbrønn. Alle brønnene bores fra bunnrammer på havbunnen ved bruk av en halvt nedsenkbar borerigg. Rigger skal være fullt utstyrt for boring, komplettering og brønntesting.

Boretiden er anslått til 165 dager med oppstart i februar/mars år 2000. Boringen vil foregå i tidsrommet februar til august og i desember år 2000.

#### 5.1.1 Utslipp til luft i forbindelse med boring og kompletteringsarbeidet

Boreriggen dekker sitt kraftbehov under operasjonene fra dieselmotorer. Det er planlagt å bruke en rigg med fast oppankring (ikke dynamisk posisjonering). Dette gir vesentlig lavere forbruk av diesel og derved utslipp til luft. Beregnet utslipp til luft fra boreoperasjonene er vist i tabell 5.1.1. Tallene er basert på erfaringstall fra en gjennomsnittlig borerigg. (For omregningsfaktorer se vedlegg III).

For å redusere utslipp til luft og sjø vil brønntesting til borerigg bli redusert til et minimum. Dette innebærer at det ikke vil bli utført langvarige tester for å etablere maksimum sandfri produksjon

eller maksimum produksjonspotensiale. Kun kortvarig opprensning av brønnene vil bli utført til borerigg. Maksimum produksjonspotensiale for hver brønn vil bli etablert gjennom produksjonssystemet til Statfjord C ved oppstart av produksjonen.

### 5.2 Utslipp til luft fra ordinær drift av Sygna

Produksjonen av olje og gass fra Sygna vil medføre utslipp til luft av CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO, CH<sub>4</sub>, VOC og N<sub>2</sub>O.

I tillegg til utslipp fra prosess/kraftgenerering vil det være utslipp av flyktige hydrokarboner i forbindelse med bøyelasting av oljen til skyttel-tankere. Disse utslippene vil være proporsjonale med lastet oljemengde.

Brønnstrømmen fra Sygna overføres til Statfjord C plattformen for prosessering, lagring og videre transport. Sjøvann, og eventuelt også produsert vann, vil bli benyttet som trykkstøtte for oljeproduksjonen på Statfjord C. All kraftgenerering skjer på Statfjord C, og alle utslipp til luft skjer følgelig fra denne plattformen.

Tabell 5.2.1 viser utslipp fra kraftgenerering, prosess, faking og bøyelasting av olje for 6-års perioden 2000-2005 sammenlignet med de totale utslippene fra Statfjord C plattformen i samme periode.

Som fremgår av tabell 5.2.1 vil forbruket av brenngass som skyldes Sygna utgjøre gjennomsnittlig 10% av det totale brenngassforbruket på Statfjord C. Bruk av brenngass som strippegass i avluftingstårnene for injeksjonsvann vil bli erstattet med nitrogen. Dette reduserer det totale brenngassforbruket på Statfjord C med i størrelsesorden 4-5% sammenlignet med situasjonen før Sygna koples opp. I forbindelse med utbygging av Sygna vil det også bli installert en ny lav-NO<sub>x</sub> gassturbin på Statfjord C. Dette resulterer i et relativt sett lavere NO<sub>x</sub>-utslipp fra kraftgenerering. Disse tiltakene er innarbeidet i utslipptallene i tabell 5.2.1. Fra år 2000 planlegges å inn-

Tabell 5.1.1 Utslipp til luft fra boreoperasjonene på Sygna.

År	Boretid dager	Diesel forbruk (tonn)	CO <sub>2</sub> (tonn)	CO (tonn)	NO <sub>x</sub> (tonn)	NMVOC (tonn)	SO <sub>2</sub> (tonn)
Utslipp fra kraftproduksjon på riggen	165	206	652,8	14,55	145,53	10,4	5,82

**Tabell 5.2.1 Utslipp til luft fra kraftgenerering, prosess, faking og bøyelasting som skyldes Sygna, sammenlignet med totalutslippene fra Statfjord C plattformen. Gjennomsnitt for perioden 2000-2005.**

6-års gjennomsnitt 2000-2005	Oljeproduksjon Sm <sup>3</sup> /sd	Fyrgassforbruk Sm <sup>3</sup> /sd	CO <sub>2</sub> Tonn/år	NO <sub>x</sub> Tonn/år	NM VOC fra bøyelasting Tonn/år
Totale utslipp fra Statfjord C	28 399	428 052	329 040	976	23 722
Sygna	3 762	44 467	34 181	81	3 142
%-andel Sygna	13	10	10	8	13

**Tabell 5.2.2 Planlagte årlige utslipp til luft fra Statfjord C plattformen som følge av regulær drift av Sygna**

ÅR	CO <sub>2</sub> tonn/år	NO <sub>x</sub> tonn/år	N <sub>2</sub> O tonn/år	CO tonn/år	CH <sub>4</sub> fra fyrgass tonn/år	NM VOC fra fyrgass tonn/år	NM VOC fra bøyelasting tonn/år	CH <sub>4</sub> fra bøyelasting tonn/år
2000	11 700	30	0,09	8,5	4,5	1,2	1 222	70
2001	48 703	125	0,40	35,4	18,9	5,0	5 012	286
2002	49 922	126	0,41	36,3	19,4	5,1	5 012	286
2003	44 359	107	0,36	32,2	17,3	4,5	4 150	237
2004	28 235	59	0,23	20,5	11,0	2,9	2 112	121
2005	22169	41	0,18	16,1	8,6	2,3	1 346	77
2006	19 127	31	0,16	13,9	7,4	2,0	918	52
2007	17 896	26	0,15	13,0	7,0	1,8	721	41
2008	17 077	24	0,14	12,4	6,6	1,8	598	34
2009	16 421	21	0,13	11,9	6,4	1,7	499	28
2010	15 987	20	0,13	11,6	6,2	1,6	429	24
2011	15 743	19	0,13	11,4	6,1	1,6	377	22
2012	15 621	18	0,13	11,3	6,1	1,6	335	19
2013	15 574	17	0,13	11,3	6,1	1,6	301	17
2014	15 611	17	0,13	11,3	6,1	1,6	273	16

føre automatisk tenning av fakkell på Statfjord C. Dette vil ytterligere redusere utslipp til luft fra driften av Sygna. Planlagte årlige utslipp til luft fra driften av Sygna er vist i tabell 5.2.2.

I tillegg til de utslippsprognoser som er gitt i tabell 5.2.2, kommer en mindre økning i utslipp til luft i forbindelse med økt transportaktivitet (skipstrafikk og helikoptertrafikk) til feltet under installasjonsarbeidene, og økt transport med skytteltankere på grunn av økte produksjonsvolum for Statfjord C ved drift av Sygna.

### 5.3 Sammenligning med andre utslipp til luft, regionalt og nasjonalt

Figur 4.1.1 viser lokalisering av Tampenområdet med de viktigste feltene i området. De områder på kysten av Sør Norge som vil kunne bli berørt av luftutslipp fra Tampenområdet er vist i figur 4.1.2.

#### 5.3.1 Nye forutsetninger for utslippsberegningene

En regional konsekvensutredning for Tampenområdet ble utarbeidet av Norsk Hydro i samarbeid med Statoil og Saga i 1995 (ref. 2-1). Utredningen inneholdt bl.a. utslippsprognoser for NO<sub>x</sub>, NMVOC og produsert vann og analyser av hvilke konsekvenser disse utslippene ville medføre. I de tre årene som er gått etter denne utred-

ningen ble ferdigstilt er det utarbeidet nye utslippsprognoser for feltene i Tampenområdet. I de nye prognosene er det benyttet reviderte utslippsfaktorer for NMVOC, det er utarbeidet nye produksjonsprognoser for feltene og nye utbyggingsplaner er kommet til.

I den "gamle" Tampenutredningen inngikk blokkene 33/6, 33/9, 33/12, 34/4, 34/5, 34/7, 34/8, 34/10 og 34/11. Huldra er lokalisert sør og øst for dette området i blokk 30/2 og 30/3. Den geografiske avgrensningen for de reviderte utslippsprognosene utvides til også å omfatte blokkene 30/2 og 30/3 (inneholdende gass-/kondensatfeltet Huldra).

ODs ressursklassifisering<sup>1</sup> er basis for de reviderte utslippsprognosene. Det er utarbeidet utslippsprognoser for ressursklasse 1 - 4:

- *Ressursklasse 1:* Reserver i produksjon (opprinnelig utvinnbare ressurser i produksjon som omfattes av godkjent PUD)
- *Ressursklasse 2:* Reserver med godkjent utbyggingsplan (utvinnbare reserver med godkjent PUD som ikke er satt i produksjon).
- *Ressursklasse 3:* Resurser i sen planleggingsfase (oppdagede, utvinnbare ressurser som ventes å bli omfattet av PUD innen 2 år)
- *Ressursklasse 4:* Resurser i tidlig planleggingsfase (oppdagede, utvinnbare ressurser som vurderes for utbygging, og der PUD ventes å bli lagt fram for myndighetene for godkjenning innen ti år).

Tabell 5.3.1 viser hvilke felt med tilhørende ressurser som inngår i beregningsgrunnlaget.

### 5.3.2 Oppdaterte utslippsprognoser for CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> og NMVOC for Tampenområdet

I dette kapitlet følger oppdaterte utslippsprognoser for Tampenområdet for hhv. CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> og NMVOC frem til år 2004. (Utslippsprognoser for produsert vann er beskrevet i kapittel 6).

De reviderte utslippsprognoser for hhv. CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, NMVOC er basert på de innrapporterte utslippsprognoser til OD (revidert nasjonalbudsjett 1998) for feltene Statfjord, Gullfaks, Snorre, Vigdis, Tordis og Visund. Disse prognosene inkluderer også planene om utbygging av nye felt i tilknytning til de eksisterende, bl.a. Statfjord Nord, Øst, Sygna, Gullfaks satellitter og Snorre 2.

Det er foretatt en vurdering av om de nye prognosene gir grunnlag for å anta endringer i det konsekvensbildet som ble presentert i den regionale konsekvensutredningen. I løpet av 1998 vil det bli foretatt en oppdatering av hele den regionale konsekvensutredningen inkludert nye analyser av konsekvenser. Her vil også tiltak for utslippsreduksjon og energiøkonomisering bli nærmere diskutert.

Det meste av utslippene kommer fra feltene i ressursklasse 1 og 2. Utslippene fra ressursklasse 4 er så små at de ikke er tatt med, mens utslippene fra ressursklasse 3 bidrar noe, særlig etter år 2000.

I 1996 var samlet petroleumsproduksjon fra norsk sokkel på 222 mill. Sm<sup>3</sup> oljeekvivalenter (oe), mens totalproduksjonen av petroleum fra norsk sokkel i år 2000 er beregnet til å være omlag 260 mill. Sm<sup>3</sup> oe. Produksjonen er ventet å falle ned til omlag 150 mill Sm<sup>3</sup> oe i år 2015.

Av de 39 feltene som var i produksjon ved årsskiftet 1996/97 ligger 37 i Nordsjøen.

En samlet oversikt over forventede utslipp til luft for ressursklasse 1-3 i Tampenområdet er gitt i tabell 5.3.2. Estimaten omfatter utslipp fra føl-

Tabell 5.3.1 Fordeling av felt i Tampenområdet på ressursklasser

Tabell 5.3.1 Fordeling av felt i Tampenområdet på ressursklasser

Felt	Ressursklasse 1 og 2	Ressursklasse 3	Ressursklasse 4
<b>Statfjord</b>	Statfjord A, B, C	Statfjord Nord Statfjord Øst Sygna Statfjord økt oljeutvinning	
<b>Gullfaks</b>	Gullfaks A,B,C Gullfaks satellitter Tordis	Gullfaks økt oljeutvinning	Gullfaks økt oljeutvinning Gullfaks fase 2 + økt oljeutvinning
<b>Snorre</b>	Snorre TLP, Vigdis	Snorre 2	
<b>Visund</b>	Visund		
<b>Huldra</b>		Huldra <sup>2)</sup>	

2) Utslipp fra Veslefrikk av NO<sub>x</sub> og CO<sub>2</sub> som følge av prosessering av kondensat fra Huldra er ikke med i våre utslippsprognoser.

<sup>1</sup> Oljedirektoratet juli 1997: Klassifisering av petroleumsressurser på norsk kontinentalsokkel.



gende maskineri/aktiviteter knyttet til utvinning:

- gassturbiner
- gassfakling
- brønntesting
- kald ventilasjon og diffuse hydrokarbonutslipp
- direkte hydrokarbonutslipp i forbindelse med oljelagring og bøyelasting
- dieselmotorer på produksjonsinstallasjonene og mobile borerigger ved førboring
- motorer på forsynings- og beredskapsskip og skytteltankere
- helikoptertrafikk

De feltvise produksjonsprognosene er lagt til grunn for utslippsprognosene.

**Tabell 5.3.2 Prognoser for utslipp til luft fra Tampenområdet for perioden 1998 - 2004**

ÅR	CO <sub>2</sub> Mill. tonn	NO <sub>x</sub> 1000 tonn	NMVOC 1000 tonn
1998	3,50	23,47	153,51
1999	3,68	24,41	159,93
2000	3,67	23,59	151,99
2001	3,64	22,06	132,74
2002	3,56	20,68	112,88
2003	3,31	18,82	93,47
2004	3,12	17,64	79,00

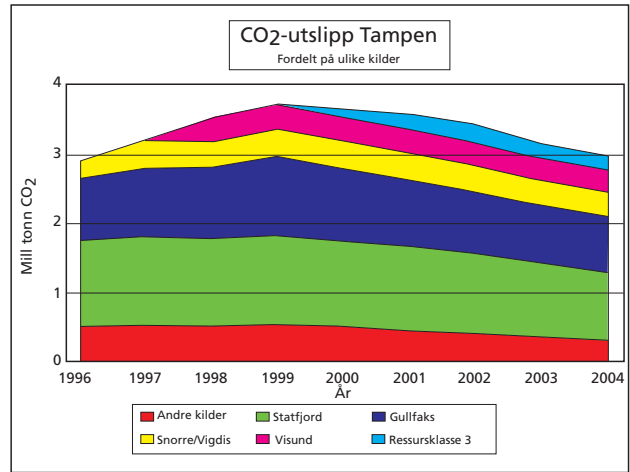
### Utslippsprognoser for CO<sub>2</sub>

Utslippene av CO<sub>2</sub> bygger på antatt forbruk av naturgass til brensel, naturgass til fakkell og diesel-forbruk (for omregningsfaktorer, se vedlegg III).

Figur 5.3.1 viser prognoser for utslipp av CO<sub>2</sub> fra Tampenområdet. Antatt topp i utslippet er i år 1999/2000, med like i underkant av 4 millioner tonn. Figuren viser at utslippene fra Statfjord og Gullfaks dominerer. Av utslippene fra andre kilder er det skytteltankerene som utgjør det største bidraget. Figuren viser at planlagte utbygginger i ressursklasse 3 først bidrar med utslipp i år 1999 når utslipp fra de andre feltene begynner å minske.

Den nedadgående trenden fortsetter videre også etter år 2004 slik at i år 2014 ligger utslippet under 2 millioner tonn CO<sub>2</sub>.

Samlede norske utslipp av CO<sub>2</sub> utgjør i dag omlag 40 mill. tonn. Av dette kommer omlag 10 mill tonn fra norsk sokkel. Utslipp fra Tampenområdet utgjør således en stor andel (ca. 40%) av utslippene fra petroleumsvirksomheten på sokkelen.



**Figur 5.3.1 Prognoser for utslipp av CO<sub>2</sub> fra Tampenområdet, 1996 -2004.**

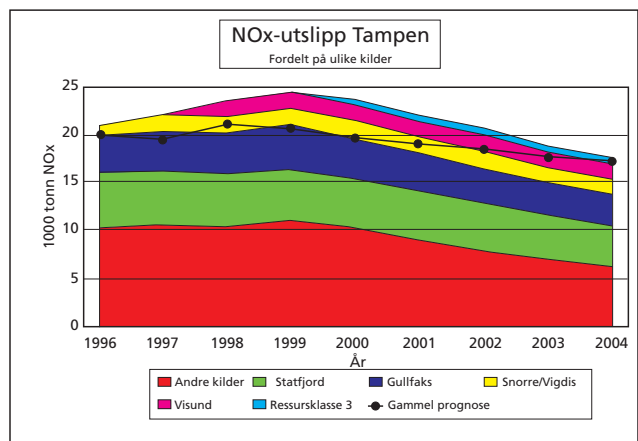
### Utslippsprognoser for NO<sub>x</sub>

Utslippene av NO<sub>x</sub> bygger på antatt forbruk av naturgass til brensel, naturgass til fakkell og diesel-forbruk (for omregningsfaktorer se vedlegg III).

Figur 5.3.2 viser prognosene for utslipp av NO<sub>x</sub> fra Tampenområdet. Antatt topp i utslippet er i år 1999, med like i underkant av 25 tusen tonn. Samlede utslipp av NO<sub>x</sub> fra norsk olje- og gassvirksomhet ligger i underkant av 40 tusen tonn. Utslippene fra Tampen utgjør således over halvparten av utslippene.

Figuren viser at utslippene fra andre kilder er de dominerende. Skytteltankerene utgjør det største bidraget med omlag 7 tusen tonn i 1996. Her vil imidlertid mye av utslippene skje underveis til terminalene på kontinentet. Statfjord og Gullfaks er imidlertid også betydelige bidragsytere. Figuren viser at planlagte utbygginger i ressursklasse 3 først bidrar med utslipp i år 1999, når utslipp fra de andre feltene bidrag begynner å avta.

I forhold til de gamle utslippsprognosene (se strek i figuren) ligger de nye prognosene noe høyere,



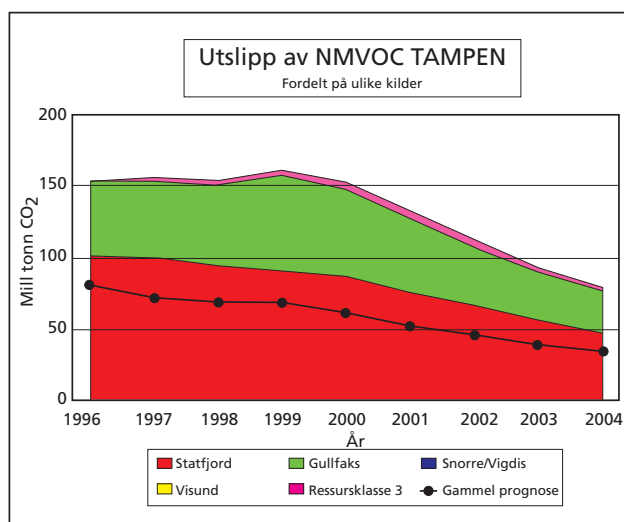
**Figur 5.3.2 Prognoser for utslipp av NO<sub>x</sub> fra Tampenområdet, 1996 - 2004**

spesielt i årene mellom 1997 og 2003. På det meste (år 1999 og 2000) er det snakk om omlag 4 tusen tonn NO<sub>x</sub>, tilsvarende nærmere 20% av utslippene fra Tampenområdet.

### Utslppsprognoser for NMVOC

Utslipp av NMVOC kommer i all hovedsak fra avdampning av lette hydrokarboner ved lastning av skytteltankerne. Det er forutsatt en avdampning på 0,32% av lastet oljemengde. Av dette vil omlag 95 % være NMVOC, mens det resterende er metan.

Utslppsprognoser for NMVOC er vist i figur 5.3.3.



Figur 5.3.3 Prognoser for utslipp av NMVOC fra Tampenområdet, 1996 - 2004

Utslippene skjer i forbindelse med bøyelastingen på Statfjord og Gullfaks. Utslippene fra ressursklasse 3 er i all hovedsak utslipp knyttet til produksjon fra Statfjord Nord, Statfjord Øst og Sygna.

Sammenlignet med den gamle utslppsprognosen viser den nye utslppsprognosen omlag dobbelt så store utslipp. Dette skyldes feil i beregningsforutsetninger i den forrige utslppsprognosen.

De samlede utslipp av NMVOC fra norsk petroleumsvirksomhet utgjør omlag 40% av de totale

norske utslippene. Utslippene er beregnet å falle fra dagens nivå på omlag 230 tusen tonn pr. år, til omlag 110 tusen tonn pr. år rundt år 2010 som følge av fallende oljeproduksjon.

## 5.4 Regionale miljømessige konsekvenser av utslipp til luft

### 5.4.1 CO<sub>2</sub>-utslippene og klimaspørsmålet

Gassene karbondioksid (CO<sub>2</sub>), metan (CH<sub>4</sub>) og lystgass (N<sub>2</sub>O) bidrar til "drivhuseffekten" ved at de absorberer den langbølgete varmestrålingen fra jorden. Alle disse gassene forekommer naturlig i atmosfæren, men det er antatt at den konsentrasjonsøkningen som er blitt observert i dette århundret for en stor del skyldes menneskeskapt utslipp. I følge FN's klimapanel vil en fortsatt økning kunne føre til en heving av jordens middeltemperatur.

Gassenes relative påvirkning bestemmes bl.a. ut fra deres evne til å absorbere langbølget stråling og deres oppholdstid i atmosfæren. Det er vanlig å oppgi dette som "CO<sub>2</sub>-ekvivalenter".

De maksimale årlige utslippene av drivhusgasser knyttet til driften av Sygna (år 2000) er vist i tabell 5.4.1. Utslippene utgjør omlag 0,1 % av de årlige nasjonale drivhusgassutslippene. Samlet utslipp av CO<sub>2</sub> fra norsk sokkel er i år 2000 forventet å være i størrelsesorden 10 mill. tonn CO<sub>2</sub>. Bidraget fra Sygna vil utgjøre i størrelsesorden 0,4% av dette.

Effekten av klimagassutslipp er global. Praktisk talt alle nettoutslipp av den viktigste klimagassen, CO<sub>2</sub>, stammer fra forbruk av fossile brensler.

Utvinning av olje og gass på norsk kontinental-sokkel står for tiden for 22% av de totale norske utslippene av CO<sub>2</sub>.

Norges rolle som stor eksportør av petroleum, gjør at virkningene av de økte utslippene ikke kan vurderes isolert i Norge, men må vurderes opp mot hvordan norsk eksport av olje og gass påvirker energiforbruket i andre land.

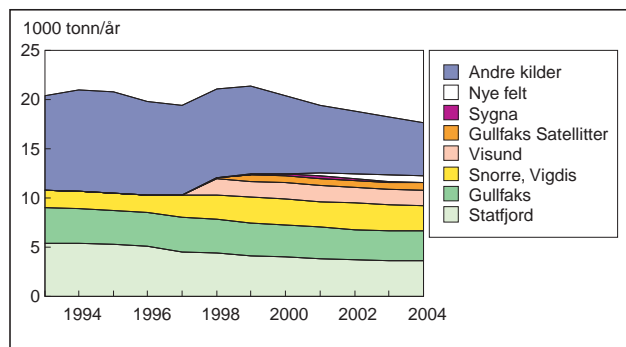
Tabell 5.4.1 Bidrag til drivhusgassutslipp fra Sygna (snitt år 2000-2005)

Komponent	CO <sub>2</sub> -faktor	Utslipp fra Sygna (tonn/år)	Sygna (tonn CO <sub>2</sub> ekv./år)	Nasjonale utslipp (tonn CO <sub>2</sub> ekv./år)	Sygna andel av nasjonale utslipp
CO <sub>2</sub>	1	34 000	34 000	33 000 000	0,10 %
CH <sub>4</sub>	24,50	193	4 730	3 920 000	0,12 %
N <sub>2</sub> O	320	0,28	90	3 900 000	0,002 %
Sum			38 820	40 820 000	0,1%

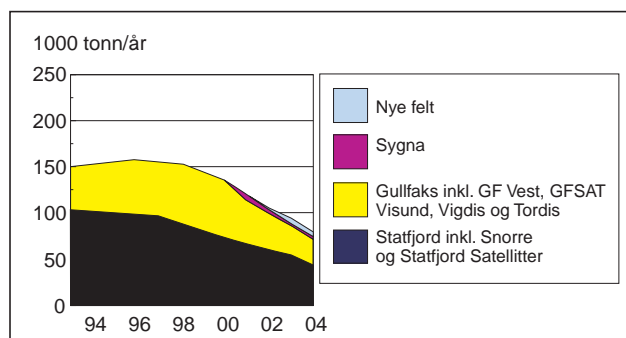
## 5.4.2 Konsekvenser av utslipp til luft fra Sygna - regional vurdering

Tabell 5.2.1 gir en sammenstilling av utslipp til luft fra driften av Sygna, mens de oppdaterte utslipp-prognosene for Tampenområdet er diskutert i kapittel 5.3.2.

Utslippene fra Sygna blir beskjedne sammenliknet med de totale utslippene fra feltene i Tampenområdet. De samlede utslippene i regionen og utslippene fra Sygna er vist i figur 5.4.1 og figur 5.4.2.



Figur 5.4.1 NO<sub>x</sub> utslipp i Tampenområdet. Utslipp fra Sygna er inkludert.



Figur 5.4.2 VOC utslipp i Tampenområdet. Utslipp fra Sygna er inkludert.

*NB! Tallmaterialet er oppdatert i henhold til resultater fra VOC prosjektet i Statoil.*

De største utslippene av nitrogenoksider fra petroleumsvirksomheten i området er knyttet til skipstrafikk, hvor utslippene fra skytteltanker er de dominerende. Gassturbinene står for den største delen av NO<sub>x</sub>-utslippene på de faste installasjonene.

Utslippene av hydrokarboner skyldes hovedsakelig bøyelasting.

Utslippene av NO<sub>x</sub> og NMVOC er de viktigste i en regional konsekvenssammenheng. NO<sub>x</sub> kan bidra til forsurening av jordsmonn og ferskvann, gjødslingseffekt på vegetasjon og dannelse av bak-

kenært ozon, mens VOC kan bidra til dannelse av bakkenært ozon.

I Norge er forsurening av ferskvann og jordsmonn særlig knyttet til atmosfærisk tilførsel av svovel- og nitrogenforbindelser. Etterhvert som utslippene av svovelforbindelser reduseres, vil nitrogenforbindelser bidra til en stadig større del av forsureningen.

Nitrogenoksider er tungt løselig i vann. For å få avsatt nitrogen ved nedbør må de oksideres til vannløselige komponenter som HNO<sub>3</sub> eller nitrat. Økt nitrogentilgang kan gi gjødselseffekter som fører til økt biomasseproduksjon i vegetasjonen og forandringer i økosystemet.

Dersom nitrogenbelastningen overskrider det som vegetasjonen kan nyttiggjøre seg som gjødsel, eller som jordsmonnet kan binde, vil overskuddet renne gjennom jordsmonn og løsmasser og ende i vassdragene som nitrat. I en slik situasjon vil nitrogentilførsel virke forurende på samme måte som svoveltilførsel.

Figur 4.8.2 viser i hvilken grad tålegrensen for sur nedbør er overskredet. I kystområdene fra Nordfjord og sørover er tålegrensen for nitrogenavsetning og forsurening av overflatevann allerede overskredet.

For ett av feltene i Tampenområdet (Vigdis) er det gjort beregninger for hvor mye nitritt og nitrat som føres inn over land, og hvor mye som blir avsatt med nedbør (ref. 4-17). I denne rapporten er det konkludert med at tilførslene kan skaleres lineært i forhold til utslippsmengdene. I denne regionale studien er det derfor gjort enkle skaleringer basert på beregningene som ble gjort for Vigdis. Resultatene er vist i tabell 5.4.2.

Beregningene viser at det høyeste bidraget til avsetningen kan bli i størrelsesorden 2 - 3 mg N/m<sup>2</sup> år, mens dagens belastningsnivå på Vestlandet er ca. 500-1500 mg N/m<sup>2</sup> år med nedbøren (ref. 4-18). I de tallverdiene der skytteltanker er regnet med, er bidraget trolig overestimert, fordi en stor del av utslippet vil finne sted i den sørlige delen av Nordsjøen på vei til kontinentet.

Regnet som syreekvivalenter representerer bidraget fra Tampenområdet ca. 0,1 - 0,2 mekv./m<sup>2</sup>år, mens dagens belastning ligger omkring 30-70 mekv./m<sup>2</sup> år over store deler av Vestlandet.

På bakgrunn av resultater fra modellberegninger for Vigdis-feltet vist i tabell 5.4.2, vil en anta at utslippene fra Sygna, som maksimalt vil utgjøre 0,5% av de totale utslippene fra Tampenområdet,

**Tabell 5.4.2 Beregnede bidrag til sur nedbør i form av nitrogen og sterk syre. Nåværende syreavsetning er sum HNO<sub>3</sub> og H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>.**

*Det er ikke korrigert for at 60 - 90% av nitrogenet tas opp i vegetasjonen.*

	Maksimalt utslipp (tonn/år)	Nitrogenavsetning (mg N/m <sup>2</sup> år)		Syreavsetning (mekv./m <sup>2</sup> år)	
		Maksimalt bidrag	Nåværende belastning	Maksimalt bidrag	Nåværende belastning
Plattformutslipp	12.000	1,8	500 - 1500	0,13	30 - 70
Totale utslipp	21.000	3,1	500 - 1500	0,22	30 - 70

vil ha liten eller ingen innvirkning på konsentrasjonsforholdet av NO<sub>x</sub> langs kysten av Vestlandet.

Etter at disse beregningene ble gjort har bl.a. NILU arbeidet videre med de modellene som inngår i slike beregninger. Disse er så anvendt for å beregne det samlede bidraget til tilførslene av nitrogenforbindelser fra sokkelaktivitetene i Nordsjøen. Beregningene tilsier at utslippene samlet skulle bidra med opp mot 500 mg N/m<sup>2</sup> (norsk og britisk sokkel) på de mest belastede områdene (ref. 4-19). En enkel skalering for andelen av disse utslippene som kommer fra Tampenområdet skulle da tilsi at Tampenområdet bidrag kan være 15 - 20 ganger større enn det som er beregnet med DNMI's modell, og enda større hvis man tar hensyn til at Tampen ligger nærmere land enn tyngdepunktet av de øvrige utslippene.

Det kan reises tvil om NILUs beregninger er realistiske, når man tar hensyn til overvåkingsresultatene. På den annen side kan DNMI's beregninger undervurdere effekten av lokal utvasking med nedbør i kystområdene. OLF planlegger en verifikasjon av NILUs modell i 1996.

Med de usikkerhetene som ligger i modellene synes det derfor i dagens situasjon ikke mulig å trekke sikre konklusjoner om hvor mye sokkelaktivitetene generelt eller Tampenområdet spesielt bidrar med når det gjelder tilførsler av nitrogenforbindelser og sur nedbør. NILUs beregninger antyder at bidraget er betydelig.

I den gamle Tampenutredningen ble det anslått at bidraget til økt ozon-nivå i Sør-Norge som følge av NMVOC-utslipp fra Tampenområdet var omlag 0,03%. De nye utslippsprognosene viser imidlertid at dette bidraget vil være omlag 0,06%, dvs. fortsatt helt marginalt. Utslippene fra Sygna vil maksimalt utgjøre 5% av de totale utslippene fra Tampenområdet.

Også her er det imidlertid usikkerhet knyttet til beregningsmodellene, noe som tilsier ny analyse av konsekvenser av NMVOC-utslipp i den nye regionale konsekvensutredningen for Tampen. Ozon er en naturlig bestanddel av atmosfæren og

dannes primært ved at oksygen spaltes av sollyset i stratosfæren og i den øvre troposfæren. Vertikalutveksling i troposfæren bringer ozonrik luft ned mot jordas overflate. Ozon kan imidlertid også dannes i troposfæren ved nedbrytningsprodukter av hydrokarboner og nitrogenoksider. Denne ozondannelsen er spesielt virksom i sommerhalvåret, i områder der det er store utslipp av både nitrogenoksider og hydrokarboner. Bakkenært ozon kan i ugunstige situasjoner (episoder med høy ozonkonsentrasjon) virke hemmende på plantevekst.

Selv om tålegrensene for ozon er tidvis overskredet langs hele Vestlandskysten, er det ikke rapportert om vegetasjonsskader som skyldes denne oksidanten.

## 5.5 Vurdering av utslippsreducerende tiltak

### 5.5.1 Innledning

Ved alle nye Statoil-utbygginger er det et prioritert mål å minimalisere utslipp til luft og til sjø. Et av formålene med utarbeidelse av feltspesifikke konsekvensutredninger er å identifisere og dokumentere mulige tiltak for å oppnå dette målet. Statoil har utarbeidet egne målsettinger for hvor store utslippsreduksjoner som skal oppnås, og alle nye utbyggingprosjekter blir vurdert opp mot disse.

For å kunne sette inn utslippsreducerende tiltak der de gir størst effekt, er det nødvendig å se utslippene også i en regional og en nasjonal sammenheng. Videre er det nødvendig å tenke langsiktig slik at en ikke i dag binder seg til teknologi som i morgen kan bli et hinder for gjennomføring av optimale løsninger.

Selv om hvert enkelt utbyggingprosjekt blir vurdert opp mot de eksisterende målsettingene om utslippsreduksjoner, er det summen av utslipp regionvis og nasjonalt som er av interesse når en skal vurdere om målsettingene om utslippsreduksjoner blir oppfylt. Ved oppdateringen av den regionale konsekvensutredningen for Tampenom-

rådet tas det sikte på å gi et grunnlag for slike vurderinger.

Dette kapitlet har som siktemål å gi en oversikt over miljøteknologi-programmer og utslippsreducerende tiltak det pr. i dag arbeides med i Statoil. Det blir også gitt en oversikt over utslippsreduksjoner som allerede er oppnådd i Tampenområdet, og de tiltak som er planlagt i forbindelse med satellittutbygginger på Statfjord og Gullfaks.

Det er i svært mange tilfeller en klar sammenheng mellom optimale teknisk/kommersielle løsninger og gode miljømessige løsninger. For at verdiskapningen i petroleumsproduksjonen ikke skal bli skadelidende, er det en uttalt målsetting at tiltak for å oppnå utslippsreduksjoner skal søkes gjennomført på et forretningsmessig grunnlag. Det vil likevel være enkelttilfeller hvor den miljømessige begrunnelsen for gjennomføring av et tiltak er så sterk at tiltaket blir gjennomført selv om tiltaket isolert sett ikke er lønnsomt.

Med bakgrunn i MILJØSOK-arbeidet, Stortingsmelding 58, 1996-97, og nasjonale forpliktelser fra klimakonferansen i Kyoto, er arbeidet med å identifisere og kvalifisere utslippsreducerende tiltak ytterligere intensivert og konkretisert. Det er etablert ambisiøse målsettinger for utslippsreduksjoner. Flere av målsettingene kan ikke nås ved bruk av eksisterende teknologi dersom en samtidig legger til grunn at gjennomføringen skal skje på forretningsmessig grunnlag. På grunn av det relativt høye miljøteknologiske nivå på norsk sokkel, er tiltak for ytterligere utslippsreduksjoner særlig kostnadskrevennde her.

Ifølge MILJØSOK kan følgende utslippsreduksjoner være mulige på norsk sokkel ut fra dagens situasjon: 30-40% reduksjon av CO<sub>2</sub>-utslippene (pr. produsert kWh), 50-80% reduksjon av NO<sub>x</sub>-utslippene (pr. produsert kWh) og 70-90% reduksjon av VOC-utslippene (pr. m<sup>3</sup> lastet olje). Disse utslippsreduksjonene vil være avhengig av gjennomføring av en rekke tiltak over en lengre tidsperiode.

### 5.5.2 Aktuelle utslippsreducerende tiltak

Statoil har etablert flere omfattende program for utredning, utvikling og utprøving av nye teknologiske løsninger for å nå utslippsmålene til luft og vann og målsettingen om forretningsmessig gjennomføring av tiltak. Programmene er bredt anlagt både ved at alle Statoil opererte installasjoner/anlegg er inkludert og ved at et bredt spekter av mulige tiltak utredes.

Den valgte tilnærmingen er av avgjørende betyd-

ning for å unngå valg av løsninger som blokkerer økonomisk eller teknisk for mer optimale tiltak på lengre sikt. Til grunn for denne tilnærmingen ligger også erkjennelsen av at det er et meget stort sprik mellom lønnsom gjennomføring av utslippsmålene med dagens tilgjengelige teknologi og gjennomføring basert på den teknologi, man har målsetting om å utvikle. Bl.a. tar Statoil sikte på å utvikle teknologi for avgassrensing fra turbiner med 40% reduksjon i kostnader og energibruk i forhold til dagens teknologi.

Utslippsmålsettingene er stadig gjenstand for vurdering og kan bli endret.

Nedenfor er gitt nærmere beskrivelse av Statoils målsettinger for reduksjon av utslipp av CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> og VOC.

#### **Reduksjon av CO<sub>2</sub>-utslippene**

Statoil har som mål å utvikle teknologi og iverksette tiltak for reduksjon av CO<sub>2</sub>-utslipp på Statoilopererte anlegg med 30% i forhold til nivået uten tiltak, slik at dette målet nås senest i år 2007. Med "nivået uten tiltak" menes for eksisterende felt opprinnelig teknisk design på plattformen/anlegget. For nye felt tas utgangspunkt i teknologi som var vanlig installert i 1996.

CO<sub>2</sub>-programmet skal gi konsernet en ledende posisjon i utvikling og anvendelse av effektive løsninger for reduksjon av utslippene. Det tas innen år 2000 sikte på å utvikle og kvalifisere et konsept for separasjon av CO<sub>2</sub> fra turbinavgasser på anlegg med store CO<sub>2</sub>-utslipp, med 40% reduksjon i kostnader og energiforbruk i forhold til dagens teknologi.

Programmet består av 5 delprosjekter:

- CO<sub>2</sub>-reduksjon ved kilden
- Avgassrensing integrert med gassturbindrift og deponering ved injeksjon i grunnen
- Air bottoming cycle (ABC) turbinteknologi. Storskala utvikling og test
- Forskning og utvikling. Nye tiltak for CO<sub>2</sub>-reduksjon
- Industriell utnyttelse av CO<sub>2</sub>

De forskjellige delprosjektene har ulik varighet. Resultater fra kartlegging av mulige CO<sub>2</sub>-reducerende tiltak på gamle og nye anlegg ventes å foreligge i oktober 1998. Dette vil danne grunnlaget for å starte den planlagte detaljprosjektering av prioriterte tiltak bl.a. innen delprosjektet "CO<sub>2</sub>-reduksjon ved kilden". Kvalifiserte konsepter for avgassrensing / deponering og ABC vil imidlertid ikke foreligge før i år 2000. CO<sub>2</sub>-programmet har en samlet varighet på 3 år.

Muligheten for å oppnå vesentlige utslippsreduksjoner offshore er ofte begrenset på eksisterende felt men bedre på nye felt. Fysiske tiltak på eksisterende og nye installasjoner kan i prinsippet deles inn i to grupper; reduksjon ved kilden og separering / deponering av CO<sub>2</sub> fra avgass. Reduksjoner ved kilden bør tilstrebes gjennom tiltak tidligst mulig i kjeden, da disse har størst effekt og best økonomi. Det er da viktig at reduksjonstiltak fokuseres ved konsept- og prosessvalg, ved optimaliseringsarbeider og ved implementering av ny teknologi samt gjennom energieffektiviserings tiltak.

Tiltaksmulighetene er mange og det samlede reduksjonspotensialet kan i gjennomsnitt antydes å ligge omkring 20 %. Kostnadene er ytterst feltspesifikke. Forhold som begrenser mulighetene på eksisterende felt er bl.a. plassbehovet, vektbegrensninger og behov for nedstenging ved gjennomføring. Foreløpige anslag, basert bl.a. på MIL-JØSOK-rapporten, for kostnader for reduksjoner ved kilden ligger på omlag 400 NOK/tonn for å oppnå den første tredjedel av den antydete reduksjonen og 7-800 NOK/tonn for de resterende to tredjedeler.

Separering og deponering av CO<sub>2</sub> (avgassrensing) er først aktuelt etter at tiltak for å redusere energibehovet er gjennomført, energiproduksjonen er optimalisert og varmegjenvinnings-potensialet er utnyttet. Avgassrensing har meget høye tiltaks-kostnader dersom dette skal gjennomføres på eksisterende anlegg offshore.

Tiltakskostnadene kan sannsynligvis komme til å ligge over 2000 NOK/tonn. Det er derfor lite sannsynlig at avgassrensing vil kunne anvendes på eksisterende produksjonsanlegg på sokkelen.

For nye, selvstendige feltutbygginger vil tiltaks-kostnadene indikativt ligge i størrelsesorden 600 NOK/tonn eller høyere. Tiltak av denne typen vil bli vurdert for fremtidige, selvstendige feltutbygginger.

I tillegg arbeides det med et kraftforsyningsprosjekt som ser på muligheter for kostnadseffektiv reduksjon av CO<sub>2</sub>-utslipp fra kraftproduksjonen på offshore installasjoner.

Prosjektet vil fokusere på følgende tema:

- kraftforsyning fra landkraftforsyning
- kraftforsyning fra sentrale offshore kraftstasjoner
- samkjøring i og mellom regioner
- teknologi og teknologiutvikling

Statoil, Hydro og Saga skal i løpet av 1998 levere dokumentasjon til Oljedirektoratet (OD) på kostnader for ombygging av eksisterende innretninger i Troll, Oseberg og Tampen-området med tanke på mulig elektrifisering av installasjonene. Basert på dette vil OD utarbeide en samlet utredning for mulig elektrifisering av de aktuelle innretningene.

### **Reduksjon av NO<sub>x</sub> - utslipp**

Statoil tar sikte på å oppnå 30-50% reduksjon av NO<sub>x</sub>-utslippene pr. enhet væske og gass som behandles på plattformene innen år 2005. Måloppnåelse henger nøye sammen med CO<sub>2</sub>-målet ved at effektivisering av energiproduksjonen også gir reduserte NO<sub>x</sub>-utslipp. I tillegg kommer bl.a. implementering av lav-NO<sub>x</sub>-teknologi.

Tiltak for å oppnå utslippsmålet for NO<sub>x</sub> vil være som for CO<sub>2</sub>-programmet med tillegg for lav-NO<sub>x</sub>-teknologi på nye og enkelte eksisterende plattformer. I tillegg er programmer for avgassrensing på skytteltankere (SCR) og modifikasjoner av motorene på supply-fartøyer under vurdering.

Det er etablert praksis i Statoil at ved innkjøp av nye turbiner velges lav-NO<sub>x</sub>-teknologi dersom dette er tilgjengelig for den aktuelle turbintypen.

### **Reduksjon av VOC - utslipp**

Oljeindustrien har for tiden to prosjekter for reduksjon av VOC-utslipp under gjennomføring:

- Gjenvinning av VOC fra lastetanker på skytteltankere og tilbakeføring til lasten
- Gjenvinning av VOC og bruk som drivstoff i motorene på skytteltankere

Begge løsningene vil bli testet ut i løpet av 1998/1999, og kommersielle spesifikasjoner for de to løsningene er planlagt å foreligge henholdsvis 1/3 og 1/7 1999.

Under forutsetning av at teknologien blir vellykket, vil implementering av tiltak gi en total reduksjon av VOC-utslippene fra bøyelasting på ca. 70%. Disse planene omfatter oppgradering av 8 (muligens 9) skytteltankere som trafikkerer Gullfaks/Statfjord innen 2002/03. Det skal igangsettes forhandlinger om frivillige avtaler mellom myndighetene og oljeindustrien for å regulere VOC-utslippene. Dette kan påvirke de foreliggende planer.

### **5.5.3 Gjennomførte miljøteknologiske tiltak på Statfjord hovedfelt**

Følgende tiltak er tidligere satt i gang på Statfjord:

- Installasjon av MPC (Model Predictive Control) - system for økt driftsregularitet, som har bidratt til å redusere faklingen vesentlig. Denne reduksjonen vil variere mye fra år til år, men i gjennomsnitt vil CO<sub>2</sub> reduksjonen ligge i størrelsesorden 13.000 tonn/år.
- Omlegging av kondensatskimmelinje fra glykoltårnet til glykol avgassingstank. Dette har redusert både faklingsmengden og glykolforbruket. Faklingsreduksjonen ligger i størrelsesorden 5.000 tonn CO<sub>2</sub> pr. år.
- Utskiftning av luftfilter på turbiner. Tiltaket gir en CO<sub>2</sub> reduksjon på ca. 4000 tonn/år.
- Fjerning av gasseksportventil (utskiftning av innmat), for å redusere trykktapet /rekompresjonsarbeidet. Tiltaket gir en CO<sub>2</sub> reduksjon på ca. 10.000 tonn/år.
- Installasjon av varmegjenvinningsenhet (WHRU) for å nyttiggjøre seg eksosen fra turbinen. Tiltaket gir en CO<sub>2</sub> reduksjon på ca. 35.000 tonn/år.

I tillegg har en på alle de tre Statfjord installasjonene endret/forbedret faklingsrutinene, hovedsakelig i forbindelse med oppstart- og nedstengningsfaser.

#### 5.5.4 Miljøteknologiske tiltak for Sygna

For å redusere forbruket av fyrgass og derved utslippet av forbrenningsavgasser, samt redusere avdampningen ved bøyelasting av oljen, planlegger prosjektet følgende utslippsreducerende tiltak:

- Økt energibehov til vanninjeksjon vil bli dekket av ny turbin med lav-NO<sub>x</sub>-teknologi. Denne teknologien reduserer utslippet av NO<sub>x</sub> med anslagsvis 80 %
- Det vil bli installert avgassskjel (WHRU) på eksosen fra turbinen for å gjenvinne varme. En del av denne varmen vil bli benyttet for å heve temperaturen på oljestrømmen opp til prosess-temperatur. Dette er et ledd i stabiliseringen av det endelige oljeproduktet, slik at VOC-utslippene reduseres
- Det vil bli vurdert å redusere utslipp av VOC gjennom bedre stabilisering av råolje før lastning. Potensialet er 30-40 % reduksjon
- Utskifting av skovler i kompressorer vil øke effekten og dermed redusere CO<sub>2</sub>-utslippene
- Et nytt system for å kontrollere turbiner og kompressorer vil ytterligere kunne redusere forbruket av fyrgass
- Hydrokarbongass vil bli erstattet med nitrogen som strippegass i avluftingstårnene for injeksjonsvann (Minox-anlegg). Dette reduserer utslippet av CO<sub>2</sub> fra Statfjord C med ca 5 %, og utslipp av NO<sub>x</sub> med ca 6 %, sammenlignet med

en situasjon uten Minox-anlegg (gjennomsnitt for perioden 1999-2004). Dersom reinjeksjon av produsert vann mot formodning ikke skulle la seg gjennomføre, vil betydningen av Minox-anlegget bli enda større. I en slik situasjon vil Minox-anlegget representere en CO<sub>2</sub>-reduksjon på 8 %, og en NO<sub>x</sub>-reduksjon på 11 %

- For å redusere utslipp til luft og sjø vil brønntesting til borerigg bli redusert til et minimum

#### 5.5.5 Utslippsreduksjoner på Statfjordfeltet som følge av tidligere gjennomførte og vedtatte/planlagte tiltak

Siden produksjonsstart på den første plattformen på Statfjordfeltet, er det gjennomført flere tiltak som har ført til en mer optimal produksjon og reduserte utslipp til luft. De viktigste av disse er listet opp foran under gjennomførte miljøteknologiske tiltak. Samlet utslippsreduksjon er estimert til 67.000 tonn CO<sub>2</sub> pr. år.

Av de utslippsreducerende tiltakene som det pr. i dag er laget planer for å gjennomføre på Statfjordfeltet, regnes disse som de viktigste:

- Erstatte hydrokarbongass med nitrogen som strippegass i avluftingstårn for injeksjonsvann: ca. 53.500 tonn redusert CO<sub>2</sub>/år
- Fjerne tilbaketrykksventil på innløps-separator: ca. 25.500 tonn redusert CO<sub>2</sub>/år
- Nytt kontroll/styresystem på kompressorer og turbiner: ca 8.000 tonn redusert CO<sub>2</sub>/år
- Rewheeling av 2. og 3. trinns kompressor: ca. 21.000 tonn redusert CO<sub>2</sub>/år
- Avgassing av produsert vann til 1. trinns kompressor: ca. 82.000 tonn redusert CO<sub>2</sub>/år
- Installasjon av varmegjenvinningsenhet på Statfjord A: ca. 35.000 tonn redusert CO<sub>2</sub>/år

Summen av disse planlagte tiltakene utgjør en utslippsreduksjon på 225.000 tonn CO<sub>2</sub>/år.

Til sammenligning var totalt utslipp av CO<sub>2</sub> fra Statfjordfeltet i 1996, 1.402.000 tonn CO<sub>2</sub> (fra årsrapport til SFT 1996). De planlagte tiltak vil gi 16 % reduksjon av CO<sub>2</sub> utslipp i forhold til 1996.

Summen av allerede gjennomførte og vedtatte tiltak utgjør en utslippsreduksjon på ca. 292.000 tonn CO<sub>2</sub>/år.

## 6 Utslipp til sjø

Dette kapitlet oppsummerer forventede utslippsmengder til sjø fra utbygging og regulær drift av Sygna.

Utslipp til sjø fra Sygna vil være knyttet til boreaktiviteten og installasjonsarbeidene. Utslipp knyttet til driften av Sygna vil skje fra Statfjord C plattformen.

I avsnitt 6.3 er utslipp fra Sygna sett i relasjon til andre utslipp til sjø i Tampen regionen. De miljømessige konsekvenser av utslippene er sammenfattet i kapittel 6.4. Tiltak for å redusere skadelige utslipp er omtalt i kapittel 6.5 og 6.6.

De regulære utslippene til sjø består av:

- produsert vann
- ballastvann
- kjølevann
- drenasjevann
- sanitæravløpsvann
- avfall fra boring

Av disse utslippene er det først og fremst det produserte vannet og avfallet fra boring som det knytter seg interesse til mht. miljøeffekter. For

produsert vann forventes det en betydelig økning av mengdene i årene som kommer, fordi vannmengdene øker mot slutten av feltenes levetid, og fordi nye felt fases inn. For avfall fra boring forventes fortsatt en betydelig aktivitet, men en reduksjon i miljøpåvirkning, som følge av reinjeksjon av borekaks på enkelte installasjoner og overgang til mindre miljøskadelige boreslam der utslipp fortsatt vil finne sted.

I det etterfølgende er omtalen konsentrert om produsert vann og avfall fra boring. Der de øvrige avløpsstrømmene bidrar med samme type komponenter, er dette trukket inn i vurderingene.

### 6.1 Utslipp til sjø fra boreoperasjonene

Planlagte utslipp til sjø fra boreaktiviteten er vist i tabell 6.1.1.

Av den vannbaserte borevæsken utgjør sjøvann omlag 70 vektprosent, resten er borekjemikalier. Av kjemikalierne utgjør barytt omlag 80 % , hvorav mesteparten er barytsulfat. Forøvrig

**Tabell 6.1.1 Totale utslipp fra boreaktiviteten. Utslippene skjer i år 2000.**

Disponeringsalternativer	Produsert mengde kaks og forbruk av boreslam				
	Kaks fra boring med vannbasert slam	Vannbasert slam	Kaks fra boring med syntetisk eller oljebasert boreslam	Syntetisk boreslam	Oljebasert slam
Utslipp til sjø ved havbunnsnivå	535 m <sup>3</sup>	-	-	-	-
Utslipp til sjø fra minst 30m under havoverflata	550 m <sup>3</sup> 17 1/2" seksjonen	Ca. 2535 m <sup>3</sup> vil bli sluppet ut fra enden av 17 1/2" seksjonen (2)	-	-	-
Mengde kaks som det er aktuelt å reinjisere	-	-	480 m <sup>3</sup> fra 12 1/4" seksjonen pluss 120 m <sup>3</sup> fra 8 1/2" seksjonen	Ca. 185 m <sup>3</sup> olje vil følge som vedheft til kaks	Ca. 120 m <sup>3</sup> olje vil følge som vedheft til kaks
Totale mengder som kan bli reinjisert	-	-	600 m <sup>3</sup> (1)	-	120 m <sup>3</sup>
Totale mengder som kan bli sluppet ut til sjø	1085 m <sup>3</sup>	2535 m <sup>3</sup> (1)	600 m <sup>3</sup> (1)	185 m <sup>3</sup> (1)	-

1) Bruk av oljebasert slam og reinjeksjon er første valg. Utslipp av kaks og slam fra boring med syntetisk borevæske kan bli aktuelt for boring fra D-3 H injeksjonsbrønnen, der en ikke har tilgang til reinjiseringssystemet. Det vil derfor enten bli reinjeksjon eller utslipp til sjø ( ikke begge deler).

2) Det er et mål å få til en ordning med gjenbruk av vannbasert slam.



inneholder borevæsken polymerer, uorganiske salter og glykol.

Tabell 6.1.2 viser en oversikt over sammensetning av en vannbasert slamtype.

**Tabell 6.1.2. Oversikt over de viktigste komponentene i vannbasert boreslam (Aquadriil)**

Komponent i vannbasert slam	Forbruk (tonn pr. brønn)
Barytt	1 015
Bentonitt	95
Polyalkylenglykol	37
PAC Lovis	14
Permalose HT (stivelse)	6
Lime (kalsiumhydroksyd)	2
Polyvis II (bl. metallhydroksyd)	1
Kaliumklorid	139
Natriumbikarbonat	3
Xanthan	3

Ved boring med vannbasert boreslam vil kaks bli sluppet ut i sjøen. Det vil imidlertid bli gjort anstrengelser for å oppnå gjenbruk av det vannbaserte slammet.

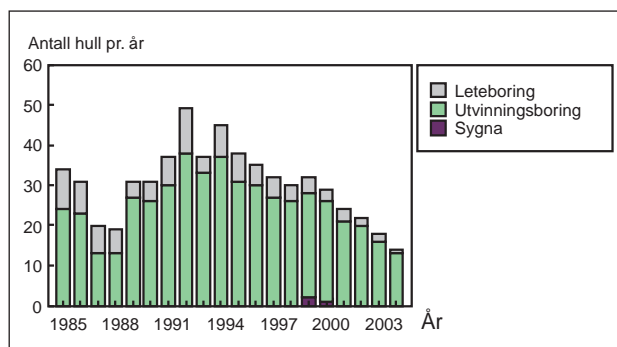
Ved boring av de nedre brønnseksjonene planlegges det å bruke oljebasert boreslam. Når oljebasert slam benyttes vil hverken kaks eller slam bli sluppet ut. Det planlegges å reinjisere kaks og slam i brønnen. Dersom det skulle oppstå problemer med å deponere avfallet i brønnen på denne måten, vil avfallet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

Bruk av syntetisk borevæske vil bli unngått så langt det er mulig. Boring av vanninjeksjonsbrønnen (D3-H) vil skje fra eksisterende bunnramme på Statfjord nord, og her vil det ikke være tilgang til reinjeksjonssystemet for borekaks. Alternative løsninger vil bli vurdert for å unngå bruk av syntetisk borevæske.

I forhold til den totale boreaktiviteten i Tampenområdet utgjør disse aktivitetene på Sygna en liten andel. Dette er vist i figur 6.1.1

## 6.2 Utslipp til sjø ved ordinær drift

Utslipp knyttet til driften av Sygna vil skje fra Statfjord C plattformen. Utslipp til sjø i driftsfasen vil i prinsippet omfatte produsert vann, ballast-



**Figur 6.1.1 Boreaktiviteten på Sygna i forhold til total boreaktivitet i Tampenområdet.**

vann, drenasjevann, sanitæravløpsvann og kjølevann.

Av disse er det kun produsert vann som omtales spesifikt i denne sammenheng. Fra 01.06.2000 planlegges det reinjisering av alt produsert vann fra Statfjord C plattformen, og det vil dermed ikke bli utslipp til sjø. Mindre mengder rensert produsert vann kan likevel bli sluppet ut i perioder når produsert vann injeksjonssystemet er ute av drift. Produsert vann vil da ha passert renseanlegget, og oppfylle myndighetskravet om maks 40 ppm oljeinnhold. I tillegg vil produsert vann inneholde rester av prosesskjemikalier og injeksjonskjemikalier.

Sygna's andel av de andre utslippene nevnt ovenfor vil grovt sett være en funksjon av prosesserte oljemengder på Statfjord C, og kan teoretisk betraktes som en forholdsmessig andel av totale utslipp. Dette er ikke kvantifisert i detalj. Total oljeproduksjon på Statfjord C vil imidlertid avta fra år 1999 og utover, og utslippene av ballastvann, drenasjevann, sanitæravløpsvann og kjølevann fra Statfjord C plattformen vil derfor være likt eller lavere enn dagens nivå under hele produksjonsfasen for Sygna.

### 6.2.1 Produsert vann

Det produserte vannet består dels av formasjonsvann (vann som befinner seg i reservoaret i et lag under olje- og gasslagene), dels av injisert vann som etter en tid kommer tilbake via produksjonsbrønnene på felt hvor vanninjeksjon benyttes til trykkvedlikehold. Produsert vann er derfor i all hovedsak formasjonsvann fra reservoarene det produseres fra.

Det produserte vannet skilles ut fra oljen og gassen i prosessen på Statfjord C. Det produserte vannet inneholder uorganiske salter og mineraler, som i mange henseender likner på sjøvann, men i andre konsentrasjoner. Videre kan det inneholde tungmetaller i vanligvis små konsentrasjoner.

Formasjonsvannet inneholder dessuten løste og dispergerte oljekomponenter og en rekke andre organiske stoffer som karboksylsyrer (fettsyrer) og fenoler.

Når injisert vann kommer i retur, vil dette kunne inneholde rester av produksjonskjemikalier. Noen produksjonskjemikalier tilsettes dessuten i produksjonsbrønnene og i prosessen, og kan dermed ende i det produserte vannet.

Mengdene av produsert vann fra Sygna fremgår av tabell 6.2.1. Mengden av produsert vann er forventet å øke gjennom hele produksjonsperioden, og er i år 2014 forventet å være ca. 5.000 Sm<sup>3</sup>/sd.

Hittil har produsert vann blitt sluppet ut i sjøen etter rensing. I forbindelse med gjennomføringen av Statfjord utviklingsprosjekter (Statfjord Nordflanken og Sygna) har det blitt besluttet å installere et testanlegg for produsert vann injeksjon på Statfjord C. Planen er å starte testanlegget 1. mai 1999 og kjøre testen i en 12-måneders periode. Evt. oppstart av fullskala injeksjon av produsert vann vil bli 1. juni år 2000. Det betyr at i år 2000 vil utslipp av olje gjennom produsert vann fra Statfjord C bli redusert med omlag 140 tonn.

**Tabell 6.2.1 Mengder av produsert vann fra Sygna for perioden 2000 - 2014.**

År	Produksjon (toe/sd)	Produksjon (pre <sup>1)</sup> /sd)	Produsert vann (Sm <sup>3</sup> /sd)	kg prod. (vann/toe)	kg prod. (vann/pre)
2 000	1 244	2 924	0	0	0
2 001	5 102	11 925	0	0	0
2 002	5 102	12 233	0	0	0
2 003	4 224	12 234	989	234	81
2 004	2 150	11 076	2 930	1 363	265
2 005	1 370	10 654	3 667	2 677	344
2 006	934	10 452	4 101	4 389	392
2 007	734	10 460	4 349	5 928	416
2 008	609	10 503	4 522	7 428	431
2 009	507	10 540	4 661	9 190	442
2 010	436	10 596	4 775	10 952	451
2 011	383	10 663	4 873	12 717	457
2 012	341	10 727	4 956	14 542	462
2 013	306	10 785	5 027	16 407	466
2 014	278	10 841	5 088	18 276	469
<b>Gjennomsnitt år 2000-2005</b>	<b>3 198</b>	<b>10 174</b>	<b>1 264</b>	<b>395</b>	<b>124</b>

1) pre: mengde olje og vann i tonn prosessert

Tabell 6.2.2 viser mengden av produsert vann for perioden 2000 - 2014, sammen med tilhørende innhold av oljekomponenter og de viktigste kjemikalierne. Det er betydelig usikkerhet knyttet til de oppgitte tallene.

Kjemikalierne som det finnes rester av i produsert vann vil være av en type som er godkjent av miljøvernmyndighetene, og som ut fra dagens kunnskap ikke regnes å ha akutte giftvirkninger eller medføre langtids skadevirkninger på miljøet. Det knytter seg likevel en viss bekymring til at enkelte av kjemikalierne kan ha langtidsvirkninger som i dag ikke er kjent. Ut fra en "føre var"- holdning er det derfor helt klart ønskelig å redusere utslippene av produsert vann. Dette er bakgrunnen for beslutningen om et testanlegg for produsert vann injeksjon på Statfjord C.

### 6.2.2 Ballastvann/fortrengningsvann og drenasjevann

På Statfjord C vil oljen mellomlagres i celler i betongstrukturen før den leveres via bøyelaster til skytteltanker. For å balansere vekt og trykk blir det pumpet inn vann i cellene når disse tømmes for olje. Vannet blir så pumpet ut igjen i takt med at cellene fylles med olje. Vannet som pumpes ut, inneholder små mengder olje, vanligvis under 5 mg/l.

Drenasjevann fra bore- og prosessområder kan være forurenset med olje. Fra boreområdene kan drenasjevannet dessuten inneholde boreslam, noe som gjør at vannet blir vanskelig å rense. Boreaktivitetene for Sygna vil ikke foregå på Statfjord C, men på en borerigg. Drenasjevann fra riggen som ikke tilfredstiller gjeldene krav til resning, vil samles opp og bringes til land for rensing, eller der dette er mulig, reinjiseres sammen med borekaks.

### 6.2.3 Kjølevann

Produksjonsprosessen krever mye vann til kjøling, og det oppvarmede returvannet slippes ut til sjø. Kjølevannet vil være tilsatt natriumhypokloritt for å hindre begroing i vår- og sommermånedene. Rester av hypokloritt vil kunne være tilstede i utslipp av kjølevannet.

## 6.3 Sammenligning med andre utslipp til sjø i Tampenområdet

Som nevnt innledningsvis ble det utført en regional konsekvensutredning for Tampen området i 1995. Utredningen inneholdt bl.a. utslippsprognoser for produsert vann og analyser av hvilke konsekvenser disse utslippene ville medføre.

Disse utslippsprognosene er senere revidert ut fra data innrapportert til OD (revidert nasjonalbudsjett 1998) for feltene Statfjord, Gullfaks, Snorre, Vigdis, Tordis og Visund.

**Tabell 6.2.2. Beregnede mengder av oljekomponenter og kjemikalier i produsert vann fra Sygna.**

År	Produsert vann Sm <sup>3</sup> /sd	Olje rate Sm <sup>3</sup> /sd	Mengder i produsert vann					Hydraulikk -olje (tonn/år) 6)
			Hydro- karboner (tonn/år) 1)	Emulasjons- bryter (m <sup>3</sup> /år) 5)	Avleirings- hemmer (m <sup>3</sup> /år) 2)	Methanol (m <sup>3</sup> /år) 4)	Korrosjons- hemmer (m <sup>3</sup> /år) 3)	
2 000	0	1 463	0	0,26	0	150	0,2	
2 001	0	6 000	0	0,26	0	50	1	
2 002	0	6 000	0	0,26	0	90	1	
2 003	989	4 968	6,5	0,15	9,0	320	1	
2 004	2 930	2 528	19,3	0,18	26,9	400	1	
2 005	3 667	1 611	24,1	0,18	33,6	430	0,9	
2 006	4 101	1 099	27	0,18	37,6	450	0,9	
2 007	4 349	863	28,6	0,18	39,9	470	0,9	
2 008	4 522	716	29,7	0,18	41,5	480	0,9	
2 009	4 661	597	30,6	0,18	42,8	490	0,9	
2 010	4 775	513	31,4	0,18	43,8	500	0,9	
2 011	4 873	451	32	0,18	44,7		0,9	
2 012	4 956	401	33	0,18	45,5		0,9	
2 013	5 027	360	33	0,18	46,2		0,9	
2 014	5 088	327	33,4	0,18	46,7		0,9	
<b>Gjennom- - snitt 2000-2005</b>	<b>2 010</b>	<b>3 762</b>	<b>8,3</b>	<b>0,22</b>	<b>11,6</b>	<b>240</b>	<b>0,9</b>	<b>1,5</b>

1 Gjennomsnittlig 20 ppm i produsert vann (gjennomsnitt konsentrasjon i produsert vann på Statfjord C).

2 40 ppm tilsatt, 70 % av dette som rest i produsert vann.

3 50 ppm tilsatt/total væskemengde (olje + produsert vann), 1 % av dette som rest i produsert vann.

4 Basert på nødvendig mengde metanol pr. nedstenging for hvert år, beregnet 6 nedstengninger hvert av de 2 første årene, og 2 nedstengninger pr. år i de følgende årene. 50 % av tilsatt metanol er beregnet å bli igjen som rest i produsert vann.

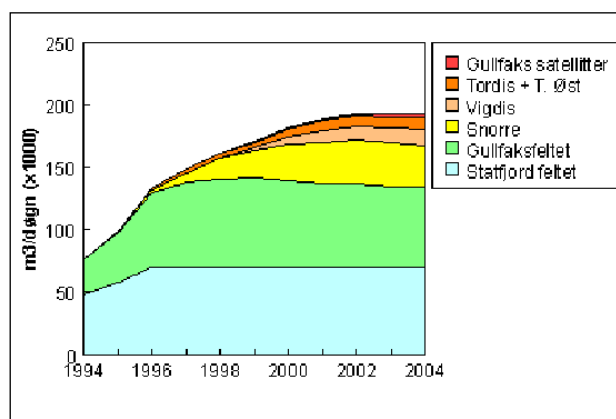
5 Tilsatt mengde emulsjonsbryter er beregnet å variere i intervallet 4-7 liter/dag. 10 % av tilsatt mengde er beregnet å bli igjen som rest i produsert vann.

6 Basert på rapportert bruk (40,6 tonn) og rapportert utslipp (8,1 tonn) fra Statfjord Nord og Statfjord Øst (totalt 18 brønner, 13 produksjonsbrønner og 5 vanninjeksjonsbrønner) i 1996.

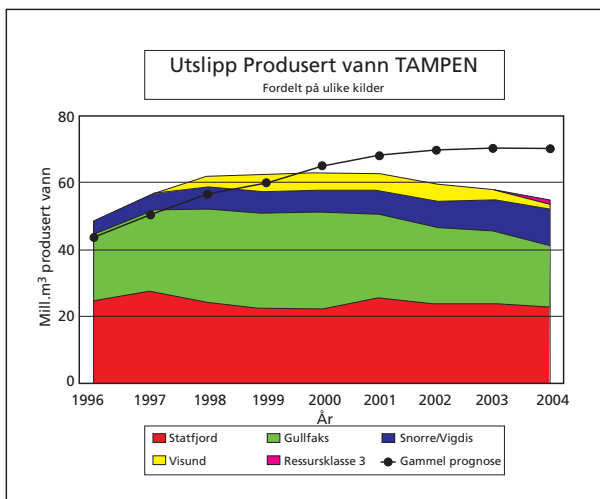
Det er her foretatt en vurdering av hvorvidt de nye utslippsprognosene gir grunnlag for å anta endringer i det konsekvensbilde som ble presentert i den regionale konsekvensutredningen.

Samlede mengder produsert vann fra feltene i Tampenområdet (basert på 1995 prognoser) er vist i figur 6.3.1. Bidraget fra Sygna blir i denne sammenheng lite, i størrelsesorden 2-3 %. Samlet mengde produsert vann fra Statfjord feltet vil til sammenligning utgjøre ca 50.000 Sm<sup>3</sup>/sd, tilsvarende ca 25 % av total mengde produsert vann i Tampenområdet.

Utslipp av produsert vann basert på reviderte prognoser, er vist i figur 6.3.2.



**Figur 6.3.1 Produsert vann utslipp i Tampenområdet basert på prognoser fra 1995**



**Figur 6.3.2 Produsert vann i Tampenområdet. Revidert prognose sammenlignet med 1995-prognose**

De reviderte utslippsprognosene indikerer at mengdene fra og med år 2000, blir mindre enn forutsatt i de gamle prognosene fra 1995. Til tross for dette vil det bli foretatt nye utslippsberegninger og analyser av konsekvensene ved oppdatering av den regionale konsekvensutredningen i løpet av 1998.

Feltene Statfjord og Gullfaks er i en fase med økende vannproduksjon, og Snorre vil også etter hvert produsere mye vann. Alle disse feltene vil omkring år 2003 være nær sine maksimale produksjonskapasiteter med hensyn til vann. Det vil imidlertid bli vurdert om det blir nødvendig å øke vannbehandlingskapasiteten på Gullfaks A i forbindelse med innfasing av Gullfaks Satellitter; noe som ville kunne bety 10-20% økning av utslippene fra Gullfaks A i en periode etter år 2000. Bortsett fra dette synes det realistisk å anslå det maksimale utslippet i området til ca. 200.000 m<sup>3</sup>/d. Dersom det skulle oppdages nye felt som krever egne utbygginger, vil disse neppe nå opp i noen betydelig vannproduksjon før de øvrige feltene har begynt å trappe ned.

Det er også sannsynlig at nye felt i større utstrek-

**Tabell 6.4.1 Nåværende og forventede maksimale utslippsmengder i Tampenområdet.**

(Det er forutsatt samme konsentrasjonsnivå i utslipp og ikke tatt hensyn til reinjeksjon av produsert vann på Statfjord C).

	1993			2003	
	Kons. olje (mg/l)	Vannmengde (m <sup>3</sup> /d)	Olje (t/år)	Vannmengde (m <sup>3</sup> /d)	Olje (t/år)
Statfjord	12,5	36 500	165	66 500	300
Gullfaks (m. Tordis)	31,5	21 200	240	58 900	680
Snorre (m. Vigdis)	-	0	0	25 500	100
Visund				8 500	60
Sum		57 700	405	159 400	11 400

ning vil benytte reinjeksjon av produsert vann, slik det er planlagt på Visund. Selv om en ikke kan utelukke at dette også kan skje på noen av de eksisterende feltene, foreligger det idag ingen slike planer. Etter år 2000 - 2005 kan det derfor forventes en nedgang i volumene, men det er usikkert hvor rask nedgangen blir.

Dersom alt produsert vann fra Statfjord C, inkludert bidraget fra Sygna, blir reinjisert slik som planlagt, vil dette bety en merkbart redusert miljøbelastning for Tampenområdet.

## 6.4 Komponenter i produsert vann

Produsert vann inneholder som tidligere nevnt, uorganiske salter og mineraler, og ligner i mange henseende på sjøvann. Konsentrasjonen av de forskjellige komponentene vil imidlertid være ulik den i sjøvann. Produsert vann kan også inneholde tungmetaller og radioaktive stoffer.

Formasjonsvannet inneholder dessuten løste og dispergerte oljekomponenter, og en lang rekke andre organiske stoffer som karboksylsyrer (fettsyrer), fenoler og polyaromatisk hydrokarboner (PAH). Når injisert vann kommer i retur, vil dette kunne inneholde rester av injeksjonskjemikalier. Produksjonskjemikalier som tilsettes i produksjonsbrønnene eller i prosessen, vil også kunne ende opp i det produserte vannet.

### 6.4.1 Oljekomponenter

Tillatt innhold av dispergert olje i produsert vann er 40 mg/l som månedsgjennomsnitt. Erfaringer fra oljeplattformene i Nordsjøen viser imidlertid at gjennomsnittsverdien for olje i utslippsvann ofte ligger under denne verdien. Dette er lite trolig at dispergert olje i produksjonsvannet vil kunne forårsake akutte effekter på marint liv i utslippsområdet. Imidlertid kan dispergerte oljedråper som slippes ut, teoretisk være tilgjengelig for opptak i filtrerende organismer i vannsøylen, f.eks. i raudåte. Kunnskapen er mangelfull på dette området.

Mengden dispergert olje tilført i Nordsjøen ble i 1993 anslått til 140.000 tonn/år fra alle kilder. Bidraget fra produsert vann ble samtidig anslått til 5100 tonn, eller ca. 3% av alle tilførsle. Bidraget fra norsk sektor utgjorde da 590 tonn, hvorav utslippet fra Tampenområdet var ca. 400 tonn/år. Forutsatt uendrede konsentrasjoner, vil dette øke til rundt 1800 tonn/år i årene 2000-2005.

I tillegg var utslippet fra ballastvann (fortreningsvann) og drenasjevann i 1992 ca. 170 tonn. Dette vil trolig reduseres til omkring det halve etter år 2000 som følge av redusert produksjon i området.

Dersom man ser bort fra de nedbrytningsprosesser som finner sted, vil det regionale konsentrasjonsnivået av "olje" etter fortynningen ligge på 0,1-1µg/l (1 µg = 1 milliondels gram). Til sammenlikning ble det i 1993 og 1994 gjort målinger av hydrokarboner med fluorimeter gjennom britisk sektor av Nordsjøen fra 56°N til 62°N, og fra overflate til bunn. De fant bakgrunnsnivåer på 0,5 µg/l i nordlige, uberørte områder, økende til 3-4 µg/l i områdene med mest intens utbygging og produksjon. I disse områdene var det markerte dybdeprofiler, med maksimale konsentrasjoner mellom 10 og 50 meters dybde. Disse resultatene synes å samsvare rimelig med det som er beregnet for Tampenområdet.

I de områdene som hadde høyest konsentrasjon, ble det i fiskelarver også funnet økt aktivitet av enzymer som kan assosieres med oljeforurensning (ref. 6-1).

### **Aromatiske hydrokarboner**

Aromatiske hydrokarboner som benzen, toluen og xylen (BTX) er betydelig mer løselig enn de alifatiske, og er også mer giftige. Både i følge OLFs Miljøprogram (ref. 6-2) og SFT (ref. 4-8) er typiske verdier for konsentrasjonen av aromater 2-10 mg/l i produsert vann fra oljefelt, og vesentlig høyere for gassfelt (men i små volumer). For Gullfaks (ref. 6-3) og Vigdis (ref. 6-4) er det funnet aromatkonsentrasjoner i området 1 - 5 mg/l. For Snorre var gjennomsnittet for perioden april - august 1995 7,3 mg/l.

Undersøkelser som Statoil har gjort med avløpsvann fra Statfjord og Gullfaks tyder på at disse lette aromater sammen med naftalen, fenantren og fenoler har størst betydning for den akutte giftigheten av produsert vann, og at dette overskygger eventuelle effekter av produksjonskjemikalier. Biologisk nedbrytning og fordampning gjør imidlertid at de relativt raskt uskadeliggjøres (ref. 6-5).

### **PAH**

Den dispergerte oljen inneholder en høy andel (ca. 70-80 mol%) hydrokarbon-komponenter av typen alifater. Når oljedråpene kommer i kontakt med vannfasen vil de letteste alifatene, som har en viss løselighet i vann, kunne utøve effekter på marine organismer.

Polysykliske aromatiske hydrokarboner (PAH) er en gruppe tungt nedbrytbare stoffer, hvorav noen er ansett å være kreftfremkallende. Noen av disse forekommer i lave konsentrasjoner i produsert vann. De letteste PAH-komponentene (Naftalen, Fenantren og Dibenzotiofen) omtales i noen sammenhenger som egen gruppe (NPD). Disse forekommer i størst konsentrasjon, men er også de lettest nedbrytbare.

På grunn av lav konsentrasjon og ekstremt lav vannløselighet hos PAH-forbindelser, som bidrar til en lav tilgjengelighet av komponentene for marine organismer, forventes tunge PAH-forbindelser (f.eks. krysen, fenantren og benzo(a)pyren) å ha minimale akutte effekter på marine organismer i utslippsområdet. Den biologiske nedbrytningen av de tunge aromater er langsom, og vil ved kontinuerlige utslipp til sjø kunne bidra til en akkumulering av PAH-forbindelser i det marine miljø over tid.

I tabell 6.4.2 er analyser av produsert vann fra OLFs studie og fra de respektive feltene angitt.

**Tabell 6.4.2 NPD og PAH i produsert vann og formasjonsvannprøver (mg/l).**

Felt	Naftalen	Fenantren	Dibenzotiofen	Øvrige PAH
Statfjord	293	15		10
Gullfaks	41	38		40
Vigdis	400			
Snorre	237	10,7	15,3	
OLF	600 - 1600	60 - 500	10 - 170	10 - 40

### **6.4.2 Andre organiske komponenter**

Produsert vann vil ikke med tilgjengelig teknologi kunne renses for organiske syrer, og utslippet vil kunne føre til endringer i pH i utslippets nærområde. Sjøvannets bufferegenskaper og den raske fortyningen av utslippsvannet vil motvirke denne potensielle pH-effekten. Organiske syrer, spesielt eddiksyre, utgjør ofte den største delen av de vannløselige komponentene. Ved en fortykning av utslippsvannet på rundt 1:10 er man under det nivået som kan forårsake akutt giftighet på fiskekeyngel. Videre brytes eddiksyre raskt ned i resi-

pienten. Utslipp av organiske syrer forventes ikke å ha vesentlige akutte skadeeffekter på det marine miljøet ved de relativt lave konsentrasjoner som foreligger i utslippene.

De viktigste gruppene av organiske komponenter er karboksylsyrer og fenoler. Resultatene av analyser i OLFs studie viste typiske konsentrasjoner som vist i tabell 6.4.3.

**Tabell 6.4.3 Typiske konsentrasjoner av organiske syrer og fenoler i produsert vann, samt analyser av Vigdis-formasjonsvann.**

	Flyktige syrer (<C <sub>6</sub> )	Fettsyrer (C <sub>8</sub> -C <sub>13</sub> )	Fenoler
OLF	30 - 900	0,03 - 0,5	1,3 - 8
Snorre	221		2,1
Vigdis	469		6,1

Karboksylsyrene regnes som lett nedbrytbare og lite giftige forbindelser (ref. 4-7). Rundt 90% av de lette syrene er eddiksyre. Fenolene synes å bidra vesentlig til den akutte giftigheten. Fenolene er imidlertid også relativt lett nedbrytbare.

De tyngre fenolene har vist svært liten evne til nedbrytning i det marine miljø, og kan dermed utgjøre et potensiale for langtidseffekter på marine organismer. Komponentene er fettløselige og vil derfor kunne bli tatt opp i marine organismer ved eksponering over et lengre tidsrom.

### 6.4.3 Metaller

Produsert vann inneholder vanligvis metaller i redusert tilstand da det ikke har hatt kontakt med oksygen. Metallioner vil ved utslipp kunne oksydes i resipienten. I denne oksydasjonstilstanden dannes lett hydroksider som kan foreligge suspendert i vannmassene inntil de binder seg til andre suspenderte partikler og etterhvert sedimenterer på havbunnen. Mange tungmetaller i produsert vann har denne evnen til å danne tungtløselige hydroksider. Utfellinger av tungmetaller som metallhydroksider eller -sulfater dominerer i marine miljøer. Dermed blir de fleste tungmetaller raskt utfelt og sedimentert. Dette gjør at metallene foreligger i en form som gjør dem lite tilgjengelige for marine organismer, og det er bare i den umiddelbare nærhet av utslippet at organismer forventes å kunne påvirkes av metallioner.

### Tungmetaller i utslippene fra Tampenområdet

Tabell 6.4.5 viser konsentrasjonene av tungmetaller i produsert vann fra felt i Tampenområdet.

**Tabell 6.4.5 Konsentrasjonene av tungmetaller i produsert vann fra felt i Tampenområdet (mg/l) sammenliknet med bakgrunnsnivå i Nordsjøen /Atlanteren (<betyr lavere enn deteksjonsgrensen)**

Metall	Staffjord	Gullfaks	Snorre	Bakgrunnsnivå i Nordsjøen/Atlanteren
Bly	<50	<50	<10	0,03
Kadmium	<10	<10	<1	0,02
Kopper	<2	<2		0,22
Kvikksølv	1,9	1,9	<0,05 - 0,2	0,0005 - 0,002
Nikkel	<40	<40		0,32
Sink	6	11		1,3
Arsen	1	1		1,5
Krom	<10	<10	32-60	0,01 - 0,2

Konsentrasjonen av tungmetaller i utslippene er generelt godt under det som kan forårsake akutte effekter utenfor plattformenes umiddelbare nær-områder. Ved ett av de feltene som ble studert i OLFs Miljøprogram (ref. 6-2), ble det imidlertid funnet gifteffekter ved 500 gangers fortykning som kunne skyldes tungmetaller (mest sannsynlig sink), eventuelt i kombinasjon med organiske stoffer.

Utslippene av tungmetaller fra produsert vann representerer små mengder i forhold til de totale tilførselene til Nordsjøen. Det er anslått at de samlede utslippene på norsk sokkel av sink, bly, kobber, kadmium, krom og nikkel fra produsert vann utgjør fra 0,005% til 0,3% av tilførselene til Nordsjøen (ref. 4-8).

Laboratorieforsøk viser at barium og krom akkumuleres i flere bunnlevende organismer, og i mindre grad kadmium, kobber og bly. I feltundersøkelser har man imidlertid bare funnet en svak anrikning av barium i bunnlevende organismer, i få tilfeller andre metaller, selv om sedimentene har hatt forhøyede konsentrasjoner. Dette tyder på at metallene er lite bio-tilgjengelige i den form de sedimenterer i havet.

Det er ikke funnet eksempler på at de aktuelle metallene oppkonsentreres i næringskjeder i det marine miljøet under de forhold som hersker i de åpne havområdene i Nordsjøen.

### 6.4.4 Radionukleider

Den relativt høye konsentrasjonen av radioaktive stoffer i formasjonsvann sammenliknet med konsentrasjonen i sjøvann, vil ved utslipp umiddelbart fortyknes til konsentrasjoner som er på nivå med det en finner i sjøvann, dvs. omlag 0,003 Bq/l. En større andel av radionukleidene vil i likhet med

metallene bli utfelt når de kommer i kontakt med sulfater i sjøvannet, og etterhvert sedimentere på havbunnen. Det forventes ingen effekter som følge av utslipp av radioaktive forbindelser via produsert vann til resipienten.

## 6.5 Produksjonskjemikalier og injeksjonskjemikalier

Produksjons- og injeksjonskjemikalier kan deles i hovedgruppene vannløselige og oljeløselige komponenter. Sistnevnte gruppe vil i hovedsak følge oljen og i liten grad slippes ut med det produserte vannet. Mindre mengder kan imidlertid følge den dispergerte oljen eller løses i vannet. Noen stoffer brytes i stor grad ned i reservoaret eller i prosessen før de når utslippet. Massebalansene er til dels svært usikre, og kan variere mellom felt og mellom spesifikke typer av kjemikalier innen de ulike gruppene.

I tabell 6.5.1 er det gitt en oversikt over de viktigste kjemikaliene som ble brukt på feltene i Tampenområdet i 1994.

Det bør nevnes at Statoils tall for forbruk og utslipp ikke skiller mellom injeksjons- og prosesskjemikalier, og at i mengdene er vannfraksjonen av kjemikaliene trukket fra.

Når Snorre oppgir et visst utslipp av injeksjonskjemikalier, skyldes dette at injeksjonsvann blir produsert kontinuerlig, og at dette slippes ut i perioder når vanninjeksjonsanlegget er ute av drift.

De fleste kjemikalier (unntatt de som det ikke kreves tester for) er testet med hensyn til giftighet, nedbrytbarhet og potensiale for bioakkumulering. Det skjer en gradvis utskifting av de kjemikaliene som er mest miljøskadelige. Nye kjemikalier som tas i bruk vil dessuten bli vurdert i forhold til en miljørisikomodel for kjemikalier (CHARM).

Kjemikalieforbruket og utslippet av kjemikalier må forventes å øke, til dels mer enn vannmengden øker, fordi noen av brønnene etterhvert vil produsere "vanskelig" olje- og vann-blandinger. Dette kan særlig medføre økt behov for bruk av emulsjonsbrytere, flokkulanter og avleiringshemmere.

Nedenfor er kjemikaliene inndelt i grupper og grovt karakterisert. I karakteriseringen benyttes begrepet EC(50) for å angi akutt giftighet av kjemikaliene. EC(50)-verdien angir den konsentrasjonen som kreves for å gi en definert effekt på 50% av testorganismene.

### 6.5.1 Avleiringshemmer

Den aktive komponenten er vanligvis fosfonat, polyakrylat eller en blanding av disse to. Disse produktene har typisk en lav giftighet: EC(50) = 1.000-10.000 ppm i alge/krepsdyrtest.

Nedbrytbarheten er lav (oftest <20% i løpet av 28 dager), men produktene har høy molekylvekt og lite potensial for bioakkumulering fordi molekylene er for store til å passere cellemembraner. Den aktive komponenten er vannløselig, og mesteparten vil derfor følge vannfasen og slippes ut i sjøen, dersom vannet ikke reinjiseres.

**Tabell 6.5.1 Forbruk og utslipp av kjemikalier (tonn) fra Statfjord, Gullfaks og Snorre i 1994.**

Produksjonskjemikalier	Statfjord		Gullfaks		Snorre	
	Forbruk	Utslipp	Forbruk	Utslipp	Forbruk	Utslipp
Koorosjonshemmere	250	4,7	300	20,7	43,3	0 <sup>1)</sup>
Avleiringshemmere	222	155	112	28	4,1	0 <sup>1)</sup>
Oksygenfjernere					698	0 <sup>1)</sup>
Biocider	10,9	4,4				
Emulsjonsbrytere	100	1	132	1,3	2,9	0 <sup>1)</sup>
Flokkulanter			28,6	18,6		
Skumdempere	42,4	0,4			3,9	0 <sup>1)</sup>
Voks- og asfalthemmere					5,5	0 <sup>1)</sup>
Gassbehandlingskem.	953	505	1244	150	292	0 <sup>1)</sup>
<b>Injeksjonskjemikalier</b>						
Avleiringshemmere					63,6	0
Oksygenfjernere					33,1	3,1
Biocider					126	7,2
Skumdempere					25	2,4
Rensemidler					24,6	0

1) Det er rapportert 0 utslipp av produksjonskjemikalier fra Snorre, fordi de små vannmengdene i 1994 ble overført til Statfjord. Vannløselig andel ble derfor sluppet ut der, men er ikke inkludert i Statfjords tall.

### 6.5.2 Korrosjonshemmer

Den aktive komponenten er oftest en amin eller imidazolin. Giftigheten ligger i området 1-100 ppm (EC(50)). Det er stor variasjon med hensyn til nedbrytbarhet og potensiale for bioakkumulering. Det finnes både vann- og oljeløselige korrosjonshemmere. De oljeløselige inhibitorene har som regel et høyere potensiale for bioakkumulering, men mengden som slippes ut er lavere da mesteparten av inhibitoren følger oljefasen ved olje/vann separasjonen. Behovet for korrosjonshemmer er avhengig av hvor korrosive de væskene som produseres er. På den annen side kan en redusere behovet ved valg av mer korrosjonsbestandige materialer.

### 6.5.3 Emulsjonsbrytere

Emulsjonsbryterne må oftest spesialformuleres for den enkelte råoljetypen. Produktene består ofte av mange komponenter og har varierende toksisitet, typisk 1-100 ppm (EC(50)). Nedbrytbarheten varierer også, men en del komponenter kan ha potensiale for bioakkumulering. De fleste komponentene har høy løselighet i olje og utslippene til sjø vil derfor være begrenset. Behovet for denne typen kjemikalier er avhengig av råoljens egenskaper med hensyn til emulsjonsdannelse og stabiliteten av de dannede emulsjonene. En kan ved hjelp av design, f.eks. redusert turbulens i prosessanlegget, redusere emulsjonsdannelsen og dermed behovet for emulsjonsbrytende kjemikalier noe.

### 6.5.4 Asfalten-/voksinhibitorer

De aktive komponentene er ofte forgrenede hydrokarboner som forebygger utfelling av asfalten/voks ved å ødelegge krystallstrukturen i f.eks. vokskrystaller. Giftigheten og nedbrytbarheten varierer. Typiske verdier for giftighet er 1-100 ppm (EC(50)). Forbindelsene har også potensiale for bioakkumulering, men i noen tilfeller kan molekylvekten være så høy at de ikke kan tas opp over celle-membranen. Produktene er oftest svært oljeløselige, og lite vil derfor slippes ut i sjøen.

### 6.5.5 Antiskum-middel

Disse består ofte av fluor-silikon eller organosilikon forbindelser. De har lav giftighet og lav nedbrytbarhet. Molekylene er ofte så store at potensialet for bioakkumulering er lite.

### 6.5.6 Biosid

Alle biosider har naturlig nok høy akutt giftighet. Det vanligste uorganiske biosidet er hypokloritt. Dette doseres oftest med lave konsentrasjoner i kjølevannsinntaket (1-5 ppm). De miljømessige

egenskapene til hypokloritt er godt kjent fra litteraturen, og konsekvensene på levende organismer er generelt av akutt art i et lite område helt nær utslippskilden.

De vanligste organiske biosidene er glutaraldehyd og formaldehyd. De har en høy akutt giftighet, ca. 1 ppm (EC(50)). Begge forbindelsene brytes raskt ned og vil ikke bioakkumulere. Den mest vanlig anvendelsen er i vanninjeksjonssystemer, og utslippene vil derfor oftest være små. Produktene vil reagere nede i reservoaret.

### 6.5.7 Oksygenfjerner

De vanligste oksygen-fjernerne er ammonium-bisulfitt eller natrium-bisulfitt. Når disse forbindelsene reagerer med oksygen vil det dannes sulfater som finnes naturlig i store mengder i sjøvann. Disse produktene har derfor ingen negative miljømessige effekter.

### 6.5.8 H<sub>2</sub>S-fjerner (scavenger)

De fleste aktuelle kjemikalier i denne gruppen er relativt giftige. Enkelte av produktene har høy giftighet med EC(50) i området fra 1-10 ppm, men det finnes også produkter med lavere giftighet. Nedbrytbarheten varierer. De fleste produktene har lavt potensiale for bioakkumulering. De aktive komponentene er oftest vannløselige og vil følge vannfasen og gå til utslipp i sjøen. Den akutte giftigheten kan være et problem dersom en har et høyt H<sub>2</sub>S-innhold og må dosere store mengder av scavengeren.

### 6.5.9 Hydrathemmer

Disse produktene (metanol og glykol) er vel definerte og er godt dokumentert med hensyn på miljøegenskaper. De har lav giftighet, høy nedbrytbarhet og ingen tendens til bioakkumulering, men anvendes ofte i svært store mengder i forhold til andre kjemikalier.

## 6.6 Miljørisiko ved utslipp av produsert vann

### 6.6.1 Spredning og fortykning av produsert vann

Basert på utslippsprognosene for produsert vann gitt i kapittel 6.3, vil de forventede utslippene i år 2002 fordele seg på de enkelte installasjonene som vist i tabell 6.6.1. Disse dataene er lagt inn i spredningsberegninger, hvor det dels er sett på nærsonefortynningen ved hver installasjon og dernest hvordan utslippsskyene spres med strømmen i området. I tillegg til de forventede mengdene er



**Tabell 6.6.1 Inngangsdata for spredningsberegninger for produsert vann, basis-scenario.**

(For Visund er det regnet med 0 utslipp i dette scenariet (reinjeksjon), men det er ikke tatt hensyn til reinjeksjon på Statfjord C. I det høye scenariet er alle utslippene økt med 50% og Visund er inkludert. I det lave scenariet er utslippene redusert med 50%).

Installasjon/felt	Statfj. A	Statfj. B	Statfj. C inkl. satellitter	Gullfaks A	Gullfaks B GF Vest	Gullfaks C Tordis	Snorre Vigdis	Visund
Produsert vann (m <sup>3</sup> /h)	840	840	840	912	663	1450	1937	0 (350)

det lagt inn et "høyt scenario", med 50% større utslipp enn forventet, og et lavt scenario, med halve utslippsmengden fra hver plattform.

I den umiddelbare nærsonen av utslippet skjer det en rask fortykning som følge av utslippets energi i form av moment og forskjell i tetthet fra sjøvannet. På grunn av lavere tetthet enn sjøvannet stiger skyen mot overflaten. Om vinteren kommer skyen helt til overflaten, mens tetthetssjiktningen i sjøen om sommeren gjør at skyen lagres inn på 6 - 10m dyp for de fleste plattformene. Typisk oppnås 200 - 500 gangers fortykning i løpet av denne initiale fortykningen, som skjer innenfor en avstand av rundt 30 meter og i løpet av få sekunder. Den videre fortykning er bestemt av den naturlige turbulensen i sjøen (virvler og bølger), og skjer vesentlig langsommere. Oceanor har foretatt beregninger av spredningsbildet fra plattformene samlet (ref. 6-5). Beregningene ble foretatt som et øyeblikksbilde basert på at man fulgte utslippene i 8 uker i en sommersituasjon og en vintersituasjon.

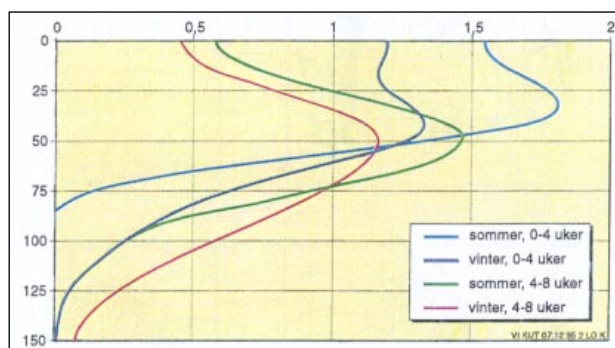
**Noen hovedkonklusjoner fra beregningene er:**

- Utenfor nærsonen er de beregnede konsentrasjonene tilnærmet proporsjonale med utslippsmengdene. Dette betyr at en enkelt kan skalere verdiene som er vist i de etterfølgende figurene (som dekker basis-scenariet) i forhold til større eller mindre utslippsmengder. (10 ppm-konturen blir da 15 ppm hvis utslippet øker 50%).
- I en vintersituasjon får man noe større vertikal fortykning. De høyeste konsentrasjonene opptrer derfor om sommeren. Figur 6.6.1 viser vertikalfordelingen om vinteren og sommeren.
- Innen skyene fra to nærliggende plattformer smelter sammen, er det produserte vannet fortyknet mer enn 10.000 ganger.
- Typiske regionale konsentrasjoner av produsert vann er 3-30 ppm (dvs. 30.000 - 300.000 ganger fortyknet). Den dominerende strømretningen i området fører den samlede skyen mot sørøst, for så å bli spredt i alle retninger. I sommersituasjonen blir utslipp i den sørlige og vestlige delen av området (Statfjord) vesentlig spredt mot den sentrale den av Nordsjøen, mens utslipp i den nordlige og vestre delen (Snorre, evt. Visund) etterhvert fanges opp av kyststrømmen og føres

nordover. I vintersituasjonen blir det meste av utslippet i området ført nordover langs kysten.

- Utenfor regionen er fortykningen 1: 1 million eller mer.

**Figur 6.6.1 Vertikal fordeling av produsert vann. Fordelingen viser fordelingen av alle "beregningspartikler" sluppet ut over en 8 ukers periode, angitt som %-andel pr. dybdemeter.**

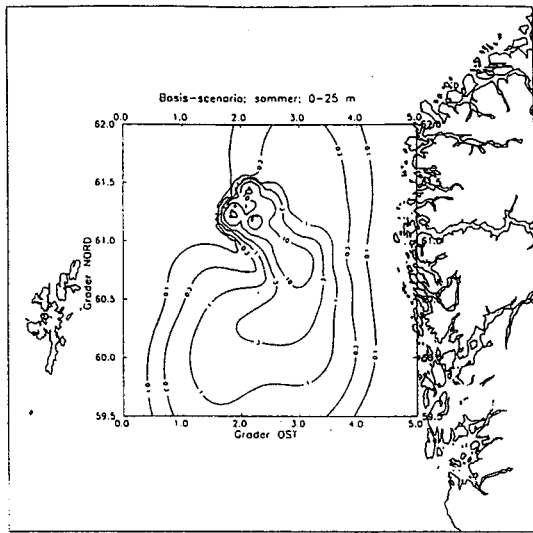


I figurene 6.6.2, 6.6.3 og 6.6.4 er det vist konsentrasjonsfeltene om sommeren i 0-25 meters dyp i et stort (272 km x 278 km) og et lite (53 km x 56 km) kartutsnitt, samt en tredimensjonal fremstilling.

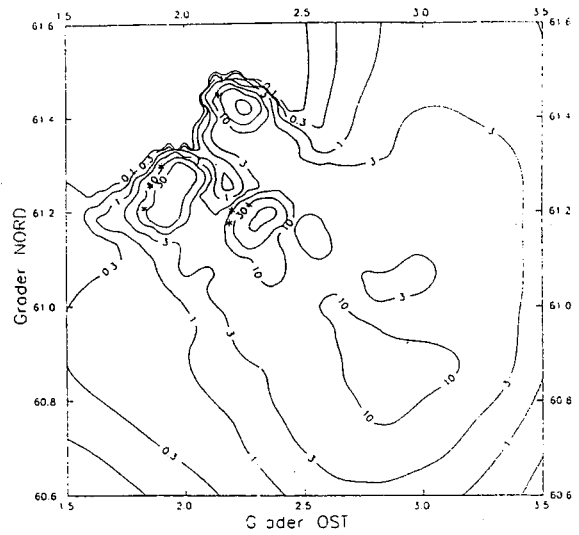
I figurene 6.6.5, 6.6.6 og 6.6.7 er konsentrasjonsfeltene vist i tre ulike dybdeintervaller i en vintersituasjon. kartutsnittet er her 107 km x 111 km.

De fortykningsberegningene som er gjengitt foran beskriver kun den fysiske fortykningen av det produserte vannet, og tar ikke hensyn til at de ulike komponentene fjernes fra vannmassene gjennom forskjellige prosesser.

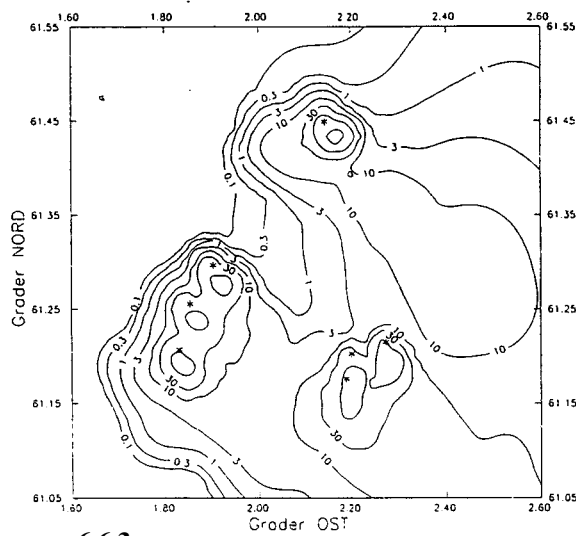
- Lette organiske komponenter fordamper eller brytes ned kjemisk eller biologisk.
- Tyngre organiske komponenter vil i stor utstrekning adsorberes til partikler som dels sedimenterer nær plattformen, dels kan bli fraktet over større avstander.
- Det meste av disse komponentene vil også brytes ned, men for de tyngste komponentene vil dette kunne ta lang tid.
- Tungmetaller kan bindes i partikler og sedimentere på havbunnen, enten gjennom oksidasjon, utfelling som tungt løselige forbindelser, adsorb-



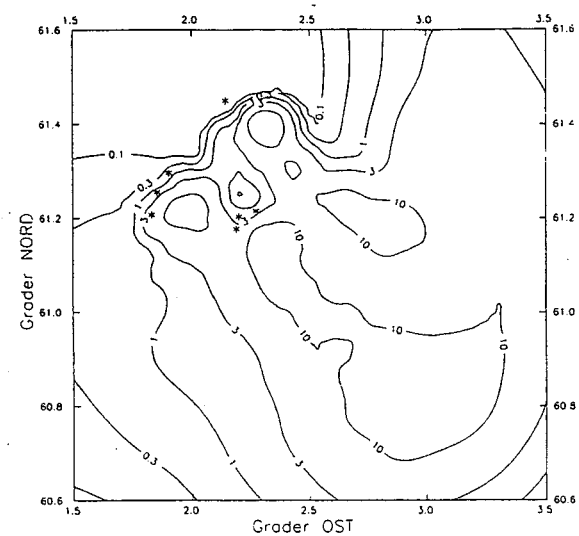
6.6.2



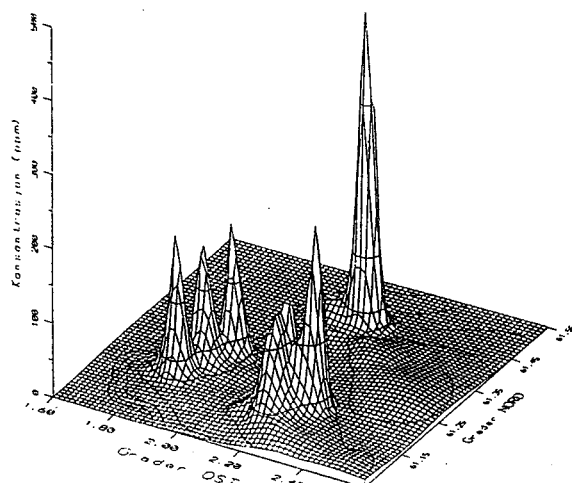
6.6.5



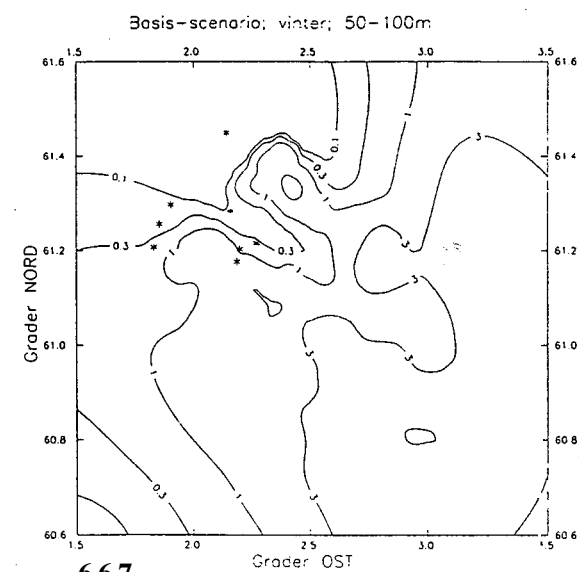
6.6.3



6.6.6



6.6.4



6.6.7

Figur 6.6.2 - 6.6.7

Konsentrasjonsfelt av produsert vann. Figurene til venstre viser en sommersituasjonen for de øverste 0-25 meter. Figurene til høyre viser en vintersituasjon med dybdeintervallene 0-25 meter, 25-50 meter og 50-100 meter.

sjon eller ved kompleksbinding med løst organisk materiale i sjøvannet.

Den store fortytningen og disse nedbrytningsprosessene medfører at en vanskelig kan spore rester av utslippene i vannmassene mer enn få km fra plattformen. Det er imidlertid blitt reist spørsmål om enkelte komponenter kan tas opp i næringskjeder og oppkonsentreres, slik at skader kan inntraffe hos høyerestående dyr, slik man har sett eksempler på med stoffer som DDT og PCB. Så langt har man ikke kunnet påvise slike effekter.

Det er kjent at enkelte områder i Nordsjøen fungerer som sedimenteringsområder for fine partikler, og det er funnet at man også har fått en anrikning av miljøgifter i slike områder.

Eksempler er deler av Norskerenna og dypområder i Skagerak. Imidlertid er ikke de stoffene man her finner typiske for oljevirkksomheten, og det er lite sannsynlig at oljevirkksomheten utgjør noen vesentlig kilde til denne anrikningen.

### 6.6.2 Langtidseffekter

Når det gjelder mulige langtidseffekter av utslipp av produsert vann siktes det gjerne til kroniske effekter som følge av at stoffer forblir i et økosystem over lengre tid, eventuelt oppkonsentreres i næringskjeder i tilstrekkelige konsentrasjoner til å påføre skader, vanligvis i form av nedsatt produksjon eller reproduksjon, påvirkning av arvematerialet o.l. Påvirkning kan også forekomme i form av endret artssammensetning av marine samfunn og økosystemer. Så langt har man ikke kunnet konstatere slike effekter knyttet til utslipp av produsert vann under feltmessige forhold. Det er imidlertid et problem i denne sammenheng at de naturlige variasjonene i, og mobiliteten av, f. eks. fiskebestander er så store at de lett ville maskere en eventuell effekt. Laboratorieforsøk er derfor nødvendig for å avdekke potensielle effekter.

Det er vist at mange organismer kan akkumulere oljekomponenter. Skjell er spesielt egnet som "bioindikatorer", fordi de lett tar opp oljekomponenter, og langsomt kvitter seg med dem. I forbindelse med OLFs studie av virkninger av produsert vann gjøres det forsøk med blåskjell parallelt med tilsvarende forsøk med lipidfylte membraner som er egnet til å anrike hydrokarboner fra sjøvannet. Membranene forutsettes på en enklere måte enn blåskjell å gi pålitelige data om tilstedeværelsen av akkumulerbare hydrokarboner i sjøen.

Høyere organismer har en mer effektiv metabolisme, som bryter ned hydrokarboner. En finner derfor ikke oppkonsentrering hos disse organismene selv om de ernærer seg på oljekontaminerte

organismer. Det ser ut til at direkte akkumulering av hydrokarboner fra vannfasen spiller en vesentlig større rolle enn overføring i næringskjeden både for lavere og høyere organismer.

Det er gjort studier av forskjellige organismers evne til reproduksjon under påvirkning av produsert vann, men det er stor sprik i forskningsresultatene. Den laveste EC(50) verdien som er funnet tilsvarer en fortytning på 1:330. Et lite antall studier indikerer imidlertid at effekter på reproduksjon kan forekomme ved konsentrasjoner helt ned mot 1:1.000.000. Disse resultatene tilsier at man ikke bør trekke konklusjoner på eksisterende datagrunnlag. Det pågår forskning på dette området.

Etterhvert som nye resultater frembringes må disse inkluderes i databasene som brukes i modellkjøringer for å estimere risiko forbundet med utslipp av produsert vann i det marine miljø.

### 6.6.3 Resultater fra fiskeundersøkelser

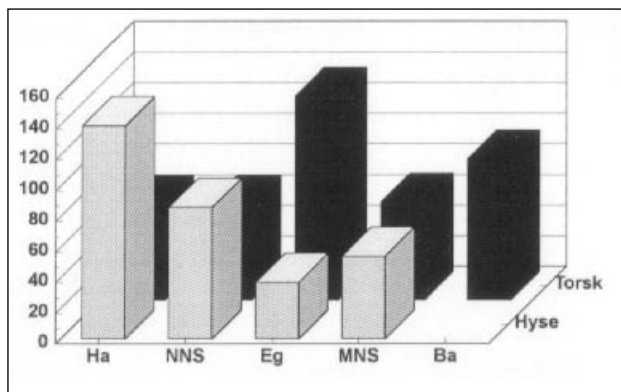
Produsert vann er idag og i de kommende år den største kilde til utslipp av hydrokarboner til det marine miljø fra oljeindustrien. Bekymring omkring de potensielle langtidseffekter av forurensning fra petroleumsvirkksomheten og omkring mangfoldigheten av forurensningen, har i lang tid vært drivkraften for å finne fram til pålitelige biologiske indikatorer for overvåkning av miljøkvalitet i vannsøylen.

Foreløpig er det bare fiskeanalyser som er tilstrekkelig robuste og standardiserte for generell miljøovervåkning. I løpet av 1996 ble torsk og hyse fra Haltenbanken og fire andre områder på norsk kontinentalsokkel, fra Egersundsbanken i sør til Barentshavet i nord, analysert. Målsetningen var bl.a. å bestemme om fisk fra Haltenbanken var forurenset med hydrokarboner før olje og gassproduksjonen i dette området hadde startet.

Resultatene fra denne undersøkelsen viste at det var ingen signifikant forskjell i innhold av totalt hydrokarbon og PAH-forbindelser i fiskelever fra de fem områdene (figur 6.6.8).

For torskelever var det heller ingen signifikant forskjell i innhold av PAH og dekaliner mellom de forskjellige områdene. Innhold av dekaliner i hyskelever var derimot signifikant høyere i fisk tatt i Tampen-området enn på referansestasjonene (figur. 6.6.9 og 6.6.10).

Sannsynligvis er de gamle utslippene av oljeholdig borekaks årsaken til de forhøyede nivåene.



**Figur 6.6.8 Hydrokarboninnhold i leverprøver fra torsk og hyse.**

HA= Haltenbanken, NNS= Nordre del av Nordsjøen, Eg= Egersundsbanken, MNS= Midtre del av Nordsjøen, Ba= Barentshavet

**PAH, NPD og dekaliner i torskelever(µg/kg våtvekt)**

Område	NPD	PAH	Dekaliner
Barentshavet	111	14.9	546
Haltenbanken	72.1	14.9	52
Egersundsbanken	111	16.3	1140
Nordre del av NS	95.1	21	1180
Midtre del av NS	92.2	10.2	1510

**Ingen statistisk signifikans mellom datasettene**

**Figur 6.6.9 Dekaliner i torskelever**

**PAH, NPD og dekaliner i hyselever(µg/kg våtvekt)**

Område	NPD	PAH	Dekaliner
Haltenbanken	56.3	17.1	1690
Egersundsbanken	76.4	11.6	664
Nordre del av NS	83.6	10.8	4510
Midtre del av NS	76.2	10.0	2300

**P(Nordre NS dekaliner > ref. dekaliner) > 0.95**

**Figur 6.6.10 Dekaliner i hyselever**

Utslipp av produsert vann kan imidlertid også være en kilde til de påviste dekalinene.

I de siste fem årene har oljeindustrien nedlagt et betydelig forskningsarbeide for å kartlegge mulige effekter av utslipp av produsert vann. Fagområdene som er mest fokusert nå er utvikling av spredningsmodeller, biologiske opptaksmekanismer, biologiske effekter og risikoevalueringer.

Med unntak av fiskeundersøkelser er imidlertid ingen andre biologiske metoder tilstrekkelig standardiserte og robuste til å nyttes i en overvåk-

ningsammenheng idag. En ny fiskeundersøkelse som dekker norsk kontinentalsokkel forventes gjennomført i 1999.

**6.6.4 Resultater fra miljørisikoberegninger av produsert vann på Haltenbanken**

Statoil har utviklet et nytt dataprogram *PRO-VANN*, for å beregne fortynning og spredning av produsert vann. Spredningsberegningene benyttes til å lage regionale konsentrasjonsfelt for komponentene i produsert vann. Dette danner videre grunnlag for beregning og grafisk fremstilling av potensiell miljørisiko, dvs. sannsynlighet for skade på livet i havet for komponentene enkeltvis og samlet.

Spredningsmodellen har kapasitet til å modellere kun enkeltkomponenter fra samtlige utslippskilder. Produsert vann/ballastvann inneholder en kompleks blanding av flere hundre kjemiske forbindelser som hydrokarboner, PAH, organiske syrer, fenoler, salter og metaller. For å kunne gjennomføre beregninger av spredning og fortynning etter utslipp til sjø, må denne sammensetningen forenkles. I dette tilfellet er det valgt å benytte 8 komponenter i modelleringen, hver av disse representerer en gruppe av beslektede kjemiske komponenter. Disse komponentene er angitt i tabell 6.6.2. For hver gruppe er det valgt ut en kjemisk enkeltforbindelse som representant, da modellene krever spesifikke fysiske, kjemiske og biologiske data (kokepunkt, løselighet, giftighet osv). Det er generelt lagt vekt på å velge en forbindelse i gruppen som enten er til stede i relativt høy konsentrasjon eller som har relativt høy giftighet.

Komponent 1, 2 og 3 representerer aromatiske hydrokarboner, henholdsvis monoaromater, diaromater og PAH. Komponentene 4 og 5 er fenoler. Disse er delt inn i kresol (4) og alkylerte eller tyngre forgrenede fenoler (5). Komponent 6 representerer den dispergerte oljen som slippes ut med produsert vann, og er dominert av alifater. Komponent 7 utgjøres av de organiske syrene. Til slutt er tungmetaller tatt med i komponent 8.

De fleste kjemiske forbindelser i produsert vann finnes allerede i naturen, blant annet er de naturlig tilstede i olje. Når en beregner spredning og fortynning av disse forbindelsene etter utslipp, er det naturlig å følge fortynningen ned til et naturlig konsentrasjonsnivå (bakgrunnsnivå). I denne utredningen er det valgt å følge spredningen ned til nivåer som ligger ca. 10 ganger lavere for komponentene der bakgrunnsnivået er kjent. For BTEX, alkylerte fenoler og polare forbindelser er

**Tabell 6.6.2 Oversikt over innhold, utvalgsriterier og forutsatte konsentrasjoner for de åtte gruppene i spredningsmodellen.**

Gruppe	Komponenter	Representant	Utvalgsriterium	Konsentrasjon ug/l
1	BTEX	etyl-benzen	relativ mengde/ giftighet	4.850
2	Naftalener	naftalen	relativ mengde	1.210
3	PAH	fenantren	relativ mengde tilgjengelige data	20
4	Fenoler	kresol	relativ mengde/ giftighet	5.000
5	Alkylerte fenoler	butyl-fenol	relativ mengde/ giftighet	500
6	Alifater	dekan	relativ mengde	40.000
7	Polare forbindelser	eddiksyre	relativ mengde	500.000
8	Metaller	kobber	giftighet	262

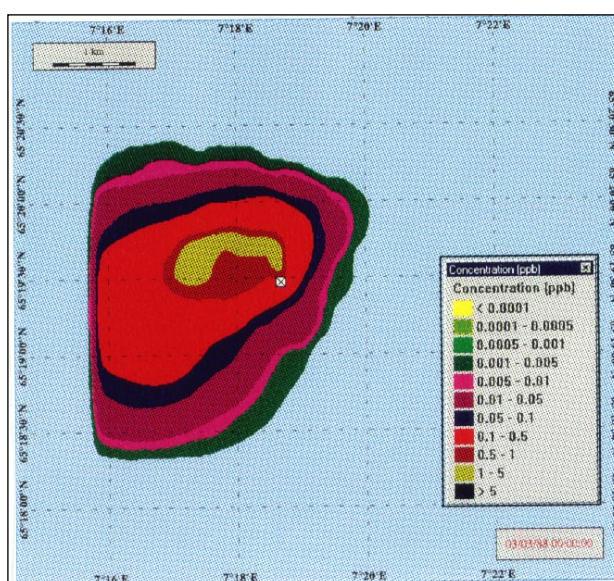
bakgrunnsnivået ikke kjent, og grensen for hvor langt disse følges er satt ca. 10 ganger lavere enn det nivået som antas å være et reellt bakgrunnsnivå.

Modellen kan bare presentere konsentrasjonsfelt for hver enkelt komponent fordi komponentene oppfører seg forskjellig ut fra fysikalske og kjemiske egenskaper.

Det er ennå ikke utført beregninger med programmet PROVANN for Statfjord feltet. Resultater fra slike beregninger gjort for Heidrun feltet er derfor vist som illustrasjon. Mengde produsert vann fra Heidrun er i samme størrelsesorden som mengden for Statfjord C.

I figur 6.6.11 er spredning eller konsentrasjonsfelt av alkylerte fenoler for slike beregninger utført for Heidrun feltet, vist som eksempel. Mens modellen gir et tredimensjonalt, tidsavhengig bilde av spredningen, viser figuren maksimum konsentrasjon projisert til overflaten. Situasjonsbildet er typisk for årstiden som er framstilt. Resultatene for denne og andre komponenter viser at de når bakgrunnsnivået innenfor en avstand på noen få hundre meter til noen få kilometer fra utslippstedet.

Den internasjonalt aksepterte metoden for beregning av sannsynlighet for skade på marine organismer, eller miljørisiko, er basert på forholdet mellom konsentrasjonen av en forbindelse i miljøet (PEC - predicted environmental concentration) og den konsentrasjon som ikke gir påviselig effekt på organismen (NOEC - no observable effect concentration). NOEC verdier er i liten grad tilgjengelig, da slike må bestemmes gjennom studier av langtidseffekter på levende organismer/dyr. Derfor benyttes i stedet en teoretisk beregnet



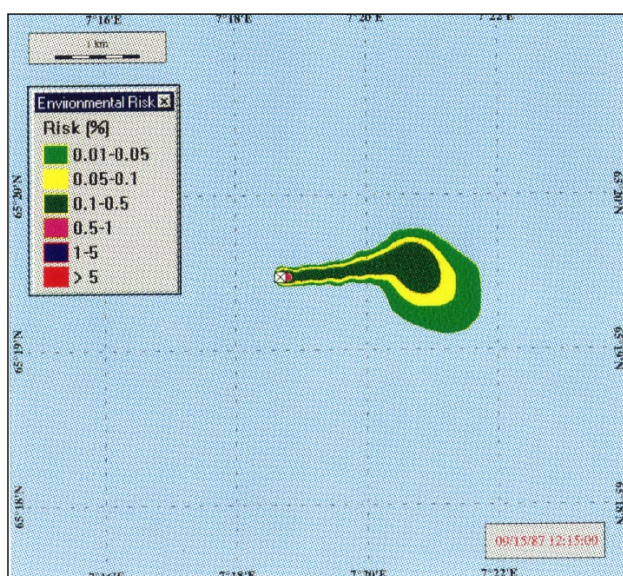
**Figur 6.6.11 Konsentrasjonsfelt for alkylfenoler nærsonen, Heidrun, vår, år 2009**

NOEC verdi; PNEC (predicted no effect concentration). Denne verdien er for hvert enkelt kjemikalie basert på akutte giftighetstester som gir en konsentrasjon eller grense der 50% av testorganismene påvirkes av et kjemikalie (EC(50)). Denne konsentrasjonen divideres så med en sikkerhetsfaktor, og PNEC-verdien framkommer. En regner da med å ha tatt hensyn til overføring av laboratoriedata til felt og mulige langtidseffekter. Metoden gir en generell PNEC-verdi som tar hensyn til hvor mange testresultater som finnes for hver kjemisk forbindelse, og som har vist seg å stemme bra overens med målte NOEC-verdier. For beregningene kalkuleres en PNEC-verdi for hver av de 8 utslippskomponentene.

Et PEC/PNEC forhold på 1 tilsvarer en sannsynlighet på 5% for påvirkning av levende organismer, det vil si at 5 % av organismene påvirkes av utslippene. Internasjonalt er man enige om at mil-

jørisiko lavere enn 5% representerer en akseptabel miljøbelastning. Ved et så lavt risikonivå er det ikke lenger mulig å skille mellom naturlig variasjon og forurensningsinduserte effekter. I denne utredningen er det likevel valgt å presentere resultatene ned til lavere risiko for å visualisere muligheten for ikke identifiserte konsekvenser av utslippene, samt for å unngå å forhåndsdefinerte akseptable risikonivåer.

Resultatene fra risikoberegningene er presentert som kart i figur 6.6.12, som viser total risiko for alle 8 utslippskomponentene i nærheten for Heidrun-feltet (2 km). Det kan ikke påvises områder med sannsynlighet for skadevirkning høyere enn 5%. Maksimum risiko på dette kartet overstiger 0,5% i et lite område nær utslippspunktet.



**Figur 6.6.12 Risikokart nærsonen Heidrun (2 km) høst, utslipp år 2009**

Med de forutsetninger for utslippsmodellering og risikoberegning som er lagt til grunn for denne utredningen, dvs. at miljørisikoen ikke skal overstige 5 %, betyr disse resultatene at det ikke kan påvises risiko for skadevirkninger på organismer i vannsøylen som er så store at de kan skilles fra naturlige variasjoner i eksemplet som er valgt for disse beregningene. Det må imidlertid tas forbehold om at lokale strømningsfenomener i sonene helt inn til plattformene kan gi forhøyet risiko lokalt.

## 6.7 Miljøkonsekvenser knyttet til utslipp fra boring

Generelt benyttes vannbaserte borevæsker i øvre seksjon av borehullet, og borekaks slippes ut sammen med brukt borevæske. I dypere seksjoner med høy vinkel, og ellers der det er vanskelige

geologiske forhold, må det benyttes borevæsker basert på olje eller væsker med lignende egenskaper (syntetiske oljer/pseudooljer).

Det er gradvis innført strengere regler for hva som kan slippes ut med borekaket. I første omgang ble det krevd lavt aromatinnhold i baseoljene i oljebasert borevæske, dernest ble det satt en grense på 10 vektprosent oljeinnhold i kakset. Senere ble denne skjerpet til 1%, noe som i praksis betydde forbud mot utslipp av kaks som var kontaminert med oljebasert borevæske, fordi det var uhensiktsmessig å rense kakset på plattformene. Etter 1992 er det derfor ikke sluppet ut oljeholdig kaks på norsk sokkel.

I kjølvannet av dette har operatørene valgt en eller flere av følgende strategier:

- Fortsatt bruk av oljebasert borevæske; kakset males opp og blandes med forurenset drensvann og reinjiseres i undergrunnen.
- Fortsatt bruk av oljebasert borevæske; kakset bringes til land og behandles der (først og fremst ved forbrenning).
- Overgang til syntetiske borevæsker, som er lettere nedbrytbare enn oljebaserte borevæsker, og som derfor på forsøksbasis er blitt tillatt sluppet ut med kakset.

Valget mellom disse strategiene er dels basert på miljømessige prioriteringer, men også i stor grad på de teknisk/økonomiske muligheter og begrensninger som foreligger ved de enkelte plattformene.

Nedenfor er erfaringer med de ulike hovedtypene av borevæsker i Nordsjøen oppsummert.

### 6.7.1 Vannbaserte borevæsker

Utslipp fra bruk av vannbaserte borevæsker synes så langt ikke å ha medført sporbare biologiske effekter, bortsett fra de som følger av rent fysisk nedslamming. Påvisbare effekter på bunnfaunaen er vanligvis begrenset til et område mindre enn 200-500 m fra utslippet.

Det er blitt vurdert om tungmetaller i vektstoffet barytt (bariumsulfat), som er en hovedkomponent i alle boreslam, kan frigjøres til miljøet. Det foreligger begrensede studier av dette, men konklusjonene sannsynliggjør at dette ikke skjer i en utstrekning som kan forårsake biologiske effekter. OLF har gitt retningslinjer for anbefalte grenser for tungmetaller i barytt.

Vannbaserte borevæsker spres relativt lett med vannstrømmen, og det er funnet forhøyede bariumpkonsentrasjoner i opptil flere kilometers

avstand fra utslippspunktet. Det er vist at store deler av barytten (over 50%) og tilsetningskjemikalierne fortynnes og spres med vannmassene. Noen av kjemikalierne kan tenkes å ha akutte effekter på livet i vannsøylen i umiddelbar nærhet av utslippene, mens suspenderte baryttpartikler kan tenkes å forårsake irritasjon på gjeller hos fisk og krepsdyr. Den vitenskapelige dokumentasjonen er mangelfull på dette området.

### 6.7.2 Oljebaserte borevæsker

Der det er benyttet oljebasert borevæske og kakset er sluppet ut, har dette medført en klar påvirkning av bunnfaunaen. I Tampenområdet har man funnet målbare konsentrasjoner av visse hydrokarboner ut til 5-7 km i hovedstrømsretningen fra plattformene. Markerte effekter på bunnfaunaens artsrikhet og artssammensetning er begrenset til opptil 1 km fra kilden. Overvåking over tid har vist at oljeinnholdet på de mest belastede områdene nær utslippene viser en klar nedgang. Eksempelvis ble det i 1988 målt opptil 1,5 % olje i sedimentene 200 m fra Statfjord A. I 1993 ble dette målt til 0,07 %. Imidlertid var nivået på de mer fjerntliggende stasjonene relativt stabilt. Dette tyder på at det både kan ha skjedd en viss nedbrytning/utvasking av oljekomponentene, og en spredning fra de mest belastede prøvetakingsstedene.

## 6.8 Tiltak for å redusere skadelige utslipp til sjø

### 6.8.1 Tiltak knyttet til Sygna-utbyggingen

Følgende tiltak er planlagt gjennomført i forbindelse med utbygging av Statfjord nordflanken og Sygna:

- Det vil bli gjennomført en pilottest med reinjeksjon av produsert vann på Statfjord C. Dersom denne blir vellykket, vil alt produsert vann fra Statfjord C med tilhørende satelitter bli reinjisert fra og med år 2000
- Ved boring vil vannbasert borevæske bli benyttet i størst mulig utstrekning, og det arbeides med å få til en gjenbruksordning
- Kaks fra boring med oljebasert borevæske vil bli reinjisert på feltet
- Det vil ikke bli benyttet syntetisk borevæske, med unntak av en brønn som bores fra en eksisterende bunnramme på Statfjord Nord, som ikke er tilrettelagt for kaksinjeksjon
- For å redusere utslipp til luft og sjø, vil brønntesting til borerigg bli redusert til et minimum
- Reduksjon av hulldiameteren på 17 1/2" seksjonen vil bli vurdert

- Minst mulig bruk av kjemikalier som ikke står på SFTs A-liste

### 6.8.2 Generelle tiltak knyttet til Statoil-opererte felt

Ved alle nye Statoil-utbygginger er det et prioritert mål å minimalisere utslipp til sjø. Et av formålene med utarbeidelse av feltspesifikke konsekvensutredninger er å identifisere og dokumentere mulige tiltak for å oppnå dette målet.

Selv om hvert enkelt utbyggingsprosjekt blir vurdert opp mot de eksisterende målsettingene om utslippsreduksjoner, er det summen av utslipp regionalt og nasjonalt sett som er av interesse for å vurdere om målene blir oppfylt. Ved oppdatering av den regionale konsekvensutredning for Tampenregionen tas det sikte på å gi et grunnlag for slike vurderinger.

Som en følge av Stortingsmelding 58, 1996/97, samarbeider oljeindustrien med Statens Forurensningstilsyn (SFT) om å definere begrepet "skadelige utslipp". For å oppnå målsettingen, vil en måtte reinjisere produsert vann på noen felt, spesielt der forbruket av miljøskadelige kjemikalier er høyest. I tillegg vil arbeidet med reduksjon av kjemikaliebruken og overgang til mer miljøvennlige kjemikalier bli videreført.

### Produsert vann

Reinjeksjon av produsert vann til det produserende reservoaret som trykkstøtte vil normalt være den mest kostnadseffektive måten for reduksjon av disse utslippene, spesielt dersom eksisterende vanninjeksjonsbrønner kan benyttes og det produserte vannet erstatter tilsvarende mengder sjøvann til injeksjon. Injeksjon i et ikke-produserende reservoar (f.eks. Utsira-formasjonen) er ikke verdiskapende. Denne løsningen innebærer boring av dedikerte brønner, utsatt produksjon fordi tilgjengelige brønner brukes til injeksjon i stedet for produksjon samt økt energibehov til injeksjon.

Muligheten for å reinjisere produsert vann i produserende reservoar varierer sterkt fra felt til felt avhengig av reservoarmessige forhold. Det er først og fremst reservoarforsuring forårsaket av sulfatreduserende bakterier og redusert injektivitet pga. utfelling/avleiringer og termisk oppsprekking som er viktige problemstillinger.

Statoil har som målsetting at produsert vann skal reinjiseres for nye selvstendige feltutbygginger. Evt. løsninger med utslipp til sjø skal begrunnes ut fra en total vurdering av miljømessige, reservoarmessige og økonomiske forhold. For satellittut-

bygginger vurderes løsningen for produsert vann sammen med mottaksplattform.

Det foregår et betydelig arbeid for å finne løsninger for reinjeksjon av produsert vann på eksisterende felt. På Statfjordfeltet vil det igangsettes utprøving av reinjeksjon av produsert vann fra Statfjord C plattformen fra april 1999. Reinjiserte mengder tilsvarer hele produsert vann mengden fra Statfjord C, eller omlag en tredjedel av det produserte vannet på Statfjordfeltet. Utprøvingen vil pågå ut 1999 eller noe lenger. Permanent reinjeksjon vil bli besluttet dersom utprøvingen går uten vesentlige problemer, og vil etter planen utvides til også å omfatte Statfjord A og Statfjord B med mindre uforutsette problemer oppstår. På Gullfaksfeltet er problemene knyttet til reservoarforursning spesielt store pga. høyt H<sub>2</sub>S-innhold i brønnstrømmen og kort avstand mellom injeksjonsbrønner og produksjonsbrønner. Det pågår flere prosjekter for å finne akseptable løsninger, bl.a. er det etablert et overordnet prosjekt i Gullfaks-organisasjonen - "Reinjeksjon av produsert vann på Gullfaks"- med underliggende aktiviteter som vurderer biocid-injeksjon (første resultater i 1998) og nitrat/nitritt-injeksjon hvor man tar sikte på å få igangsatt en felttest i 1998.

Statoil arbeider også aktivt med teknologier for å redusere mengden av produsert vann, spesielt med mekanisk og kjemisk avstengning nede i brønnene. Teknologi for nedihulls-separasjon er også under vurdering. Endelig skal nevnes arbeidet for å redusere kjemikaliebruken og programmene for utskifting av miljøskadelige kjemikalier.

### **Boreaktivitetene**

Statoil har som målsetting å eliminere skadelige utslipp ("null utslipp") til luft og sjø fra bore-

operasjonene innen utgangen av 2000. Som tidligere nevnt foregår det for tiden et samarbeid med myndighetene for å etablere en klar forståelse av hva som skal legges i begrepene "skadelige utslipp" og "null utslipp".

Med utgangspunkt i dette utslippsmålet arbeides det etter følgende retningslinjer:

- Oljebasert kaks og boreslam skal som hovedregel reinjiseres. Alternativt, og som en dårligere løsning, skal boreavfallet tas til land som spesialavfall.
- Et system for gjenbruk av vannbaserte borevæsker er under utprøving
- Tynnhullsboring skal videreutvikles
- Oppsamling av væsker fra brønntesting og brønnopprensning
- Optimalisere forbrenningseffektivitet på rigger og fartøy
- Systemgjennomganger for å sette tekniske hinder for utilsiktede utslipp

### ***6.8.3 Gjennomførte tiltak***

Følgende tiltak er tidligere satt i gang på Statfjord:

- Overhaling av brønner for å begrense vannproduksjonen
- Installasjon av hydrosyklonanlegg for behandling av produsert vann
- Riktig kvalitet og kvantitet når det gjelder kjemikaliebruk
- Forbedret innmat i separatorene som bedrer vannkvaliteten og reduserer kjemikalieforbruket



## 7 Akutte utslipp

Dette kapitlet omhandler potensielle uhellshendelser som kan medføre større utslipp av olje og miljøkonsekvenser av slike hendelser.

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

Det er gjennomført en "Forenklet miljørisikoanalyse for Sygna" (ref. 7-1.). En forenklet analyse vil si at MRA'en for Sygna er basert på en tidligere analyse, i dette tilfelle miljørisikoanalysen og beredskapsanalysen for Gullfaks satellitter (Gullfaks sør og Rimfaks/Gullveig, utarbeidet vår 1998), heretter kalt referanseanalysen. Sentrale momenter for miljø blir gjennomgått og sammenlignet med referanseanalysen. Resultatene av evalueringen avgjør om referanseanalysen er dekkende for den planlagte aktivitet. En evaluering av de følgende momenter danner grunnlaget for evalueringen av miljørisiko i forhold til referanseanalysen;

- geografisk lokasjon
- oljetype
- utslippsfrekvens
- rate og varighet
- type operasjon

Dette kapitlet gjengir konklusjoner fra denne analysen.

### 7.1 Akseptkriterier for miljørisiko

Forskrift om gjennomføring av risikoanalyser, fastsatt av OD og Miljøverndepartementet 4. desember 1990, pålegger operatører på norsk sokkel å utarbeide akseptkriterier for risiko for skade på miljø. I alle prosjekter og driftsenheter etableres akseptkriterier for risiko. Akseptkriteriene for akutte utslipp skal gi uttrykk for det risikonivået som operatøren beslutter er akseptabelt, vurdert med tanke på sannsynlighet for utslipp og de konsekvenser et utslipp vil ha for miljøet. Etterprøving og dokumentering av at akseptkriteriene er oppfylt skal normalt foretas ved en miljørisikoanalyse. De akseptkriteriene som er beskrevet her omfatter akseptkriterier for ytre miljø, hvor hovedprinsippene gjelder for all virksomhet som selskapene foretar seg på innretninger til havs. Akseptkriteriene omhandler akutte, ikke planlagte utslipp til sjø, og omhandler i utgangs-

punktet skader etter olje- og/eller kondensatutslipp. Akseptkriteriene er fastsatt på grunnlag av hovedprinsippet om at:

*"Restitusjonstiden etter en miljøskade for den mest sårbare bestanden skal være ubetydelig i forhold til forventet tid mellom slike miljøskader".*

Akseptkriteriene til Statoil angir øvre akseptable sannsynligheter i fire miljøskadekategorier (mindre, moderat, betydelig og alvorlig miljøskade), og miljøskade er her uttrykt ved restitusjonstiden for "den mest sårbare bestanden". Akseptkriteriene skal være oppfylt for alle miljøskadekategoriene for at risikoen skal være akseptabel, men i prinsippet er kriteriene ikke å betrakte som absolutte grenser. Når estimert miljørisiko er mer enn halvparten av kriteriet (ALARP-område), skal risiko-reducerende tiltak vurderes basert på kost-nytte prinsippet. Miljørisikoen for foreliggende aktivitet vurderes mot installasjonsspesifikke akseptkriterier for risiko for det ytre miljø. Akseptkriteriene etablert for Sygna er vist i tabell 7.1.1.

**Tabell 7.1.1 Akseptkriterier for miljørisiko**

Miljøskadekategori	Restitusjonstid	Akseptkriterier (risiko pr. installasjon)
Mindre	1 mnd - 1 år	$1 \cdot 10^{-2}$
Moderat	1 år - 3 år	$2,5 \cdot 10^{-3}$
Betydelig	3 år - 10 år	$1 \cdot 10^{-3}$
Alvorlig	over 10 år	$2,5 \cdot 10^{-4}$

### 7.2 Mulige kilder for akuttutslipp

Aktivitetene i Tampenområdet medfører en risiko for oljeutslipp fra:

- utblåsninger
- lekkasje på rørledninger og undervannsutstyr
- prosesslekkasjer
- uhellsutslipp fra skytteltankere

I forbindelse med Regional konsekvensutredning for Tampenområdet er det gjort en vurdering av den samlede sannsynlighet for oljesøl fra feltene i regionen.

Resultatene er oppsummert i tabell 7.2.1.

**Tabell 7.2.1 Oljesølfrekvenser totalt for aktiviteten i Tampenområdet**

(antall hendelser pr. 10.000 år)

Type hendelse	Totalt for Tampen-området
	Sannsynlighet (x 10 <sup>-4</sup> )
Utblåsning	887,6
Rørledningsbrudd/-lekkasje	1.900
Ulykker med skytteltanker	16,5

Resultatene viser at sannsynligheten for en oljeutblåsning i forbindelse med den samlede aktiviteten i Tampenområdet kan inntreffe med en frekvens på omlag hvert 11. år. Selv om det er grunn til å anta at beregningene er svært konservative, må resultatet betraktes som en forholdsvis stor samlet risiko.

En utfyllende diskusjon av mulige konsekvenser og miljørisiko knyttet til akutte utslipp fra Tampenområdet er derfor gitt i kapittel 7.4. Planer for oljevernberedskap er beskrevet i kapittel 7.5.

### 7.2.1 Utblåsninger

Det er i hovedsak større utblåsninger og uhell med skytteltankere som kan gi opphav til de store uhellsutslippene av olje i Tampenområdet.

Størrelsen på slike utslipp kan ligge i området noen tusen tonn til over 100.000 tonn.

Tabell 7.2.2 viser kalkulerte utblåsningssannsynligheter for Sygna fordelt på de ulike mengdekategoriene. Den totale sannsynlighet for utblåsning på Sygna er 14,5 x 10<sup>-4</sup>.

**Tabell 7.2.2 Utblåsningssannsynlighet for Sygna fordelt i de ulike mengdekategoriene**

Mengdekategori (tonn)	Frekvens (x10 <sup>-4</sup> )
50-10 <sup>3</sup>	6,5
10 <sup>3</sup> -10 <sup>4</sup>	4,9
10 <sup>4</sup> -10 <sup>5</sup>	2,7
> 10 <sup>5</sup>	0,3
<b>Totalt</b>	<b>14,5</b>

### 7.2.2 Lekkasjer fra rørledninger undervannsinstallasjoner og prosess

Mengdemessig vil utslipp fra feltinterne rørledninger og undervannsanlegg vil være vesentlig mindre enn ved utblåsninger og tankerutslipp.

Også prosesslekkasjer vil i hovedsak være små utslipp, de fleste mindre enn 1 tonn og sjelden over 50 tonn, men kan forekomme hyppigere (0,2 hendelser pr.år) enn øvrige uhellsutslipp.

Fra norsk offshorevirksomhet ble det i 1996 rapportert 246 produksjonsuhell med utslipp mindre enn 1 tonn, 9 hendelser med utslipp over 1 tonn, hvorav det største var 6 tonn.

Erfaringer viser at slike mindre søl av råolje langt til havs relativt raskt forsvinner fra havoverflaten på grunn av fordampning og nedblanding. I den videre behandling er det derfor valgt å fokusere på utblåsninger og utslipp fra skytteltankere som representerer betydelig større oljeutslipp og dermed de potensielt største miljøkonsekvensene.

### 7.2.3 Utslipp fra skytteltankere

Det er årlig ca. 330 anløp med skytteltankere til Statfjordfeltet og 250 anløp til Gullfaks. Typisk lastestørrelse er 135.000 tonn råolje. Det tar da noe under ett døgn å laste et skip. Hovedtyngden av Statfjordoljen går direkte til kontinentet, mens 40% av Gullfaksoljen går til Mongstad. Det er antatt at dette skipningsmønsteret ikke vil endre seg vesentlig.

Risikovurderingen har i denne studien blitt begrenset til å se på forventet hyppighet av tankskipsuhell i selve Tampenområdet, ikke til overfarten eller innseilingene. Det er tidligere gjort studier vedrørende innseilingen til Mongstad og Sture (se bl. a. ref. 7-2).

Det er kollisjoner og tankskipseksplisjoner som synes relevante ulykkes-scenarier for skip i Tampenområdet. I begge tilfeller er det antatt at maksimalt to tanker med et samlet volum på 22.800 tonn lekker ut. I de fleste tilfellene vil bare én tank lekker ut. Det er videre antatt at 1/4 av tankens innhold lekker ut umiddelbart, mens resten lekker ut i løpet av ett døgn.

Veritas har beregnet følgende hyppigheter for slike lekkasjer:

**Tabell 7.2.3 Forventet hyppighet av utslipp fra tankskip i Tampenområdet**

Utslipp	11.400 tonn	22.800 tonn
Hyppighet	16,5 pr. 10.000 år	1,9 pr. 10.000 år

Til grunn for disse hyppighetene ligger generell statistikk for antall kollisjoner og tankeeksplisjoner pr. skips-år, som er multiplisert med antall skips-år i Tampenområdet. Det er ikke gjort spesi-

**Tabell 7.2.4 Registrerte utslipps mengder (m<sup>3</sup>) i perioden 1992-1994 (Snorre) og 1992- 01.07.1995 (Statfjord og Gullfaks)**

År	Type utslipp	Snorre TLP	Snorre UPA	Tordis	Statfjord A	Statfjord B	Statfjord C	Gullfaks A	Gullfaks B	Gullfaks C
1992	Olje		2,1		0,11	904	2,56	7,02	0,38	0
	Diesel				0,04	0,2		0,015	0,04	
1993	Olje	0,23	2		1,67	8,1	2,04	3,7	2,7	2,35
	Diesel	0,2				0,01	0,15			
1994	Olje	0,01	1,5	0,1	1,06	1,3	0,04	0,2	0,96	2,25
	Diesel						0,01	0,02		0,075
1995	Olje					6,1	0,02	0,14		0,29
	Diesel									0,015

elle vurderinger av seilingsledene i området eller tatt spesielt hensyn til skytteltankernes tekniske standard. Tallene må derfor betraktes som en grov indikasjon på risikonivået.

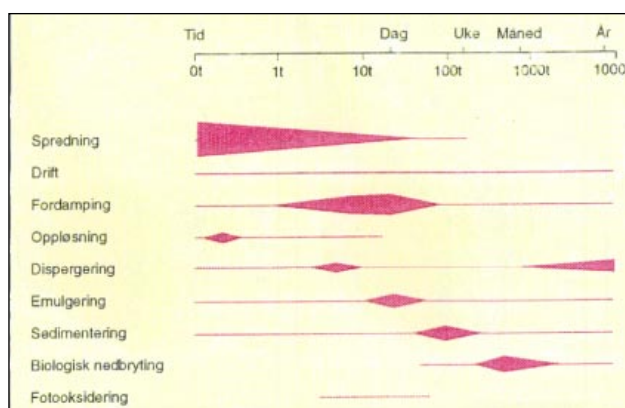
### 7.2.4 Registrerte oljeutslipp i Tampenområdet de senere år

Tabell 7.2.4 viser mengder (m<sup>3</sup>) registrert som uhellsutslipp fra de ulike innretningene i Tampenområdet i perioden 1992-1995.

Det fremgår av tabellen at det er registrert ett større utslipp (900 m<sup>3</sup>) fra Statfjord B. De fleste sølene har vært på mindre enn 1 m<sup>3</sup>, mens ca. 1/3 av sølene har vært på 1 - 10 m<sup>3</sup>.

## 7.3 Drift og spredning av olje

Olje som driver på havet gjennomgår forskjellige prosesser som etterhvert uskadeliggjør oljen. Innen så skjer kan imidlertid oljen forårsake forskjellige typer skader. Skadepotensialet avhenger av hvilket stadium i nedbrytningsprosessen oljen er i. Figur 7.3.1 viser den relative betydningen av de viktigste prosessene som funksjon av tiden etter utslippet (ref. 4-4).



**Figur 7.3.1 Relativ betydning av ulike prosesser som påvirker et oljesøl på havoverflaten som funksjon av tiden etter utslippet.**

### 7.3.1 Resultater fra oljedriftsberegningene

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

Drivbaneberegningene for oljeutslipp er basert på simuleringer utført for Gullfaks Sør som ligger nær opp til Sygna (ref. 4-1), og regnes derfor som representative for utslipp fra Sygna.

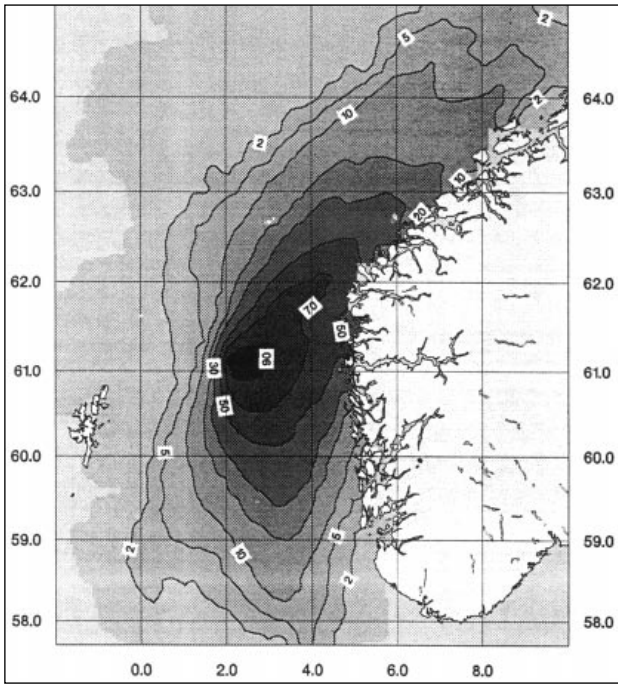
### Drift i åpent hav

Figur 7.3.2 og 7.3.3 viser kotekart over sannsynligheter for forurensning av havområder omkring utslippsstedet. Sannsynlighetene er gitt i prosent av antall utslipp i hver sesong.

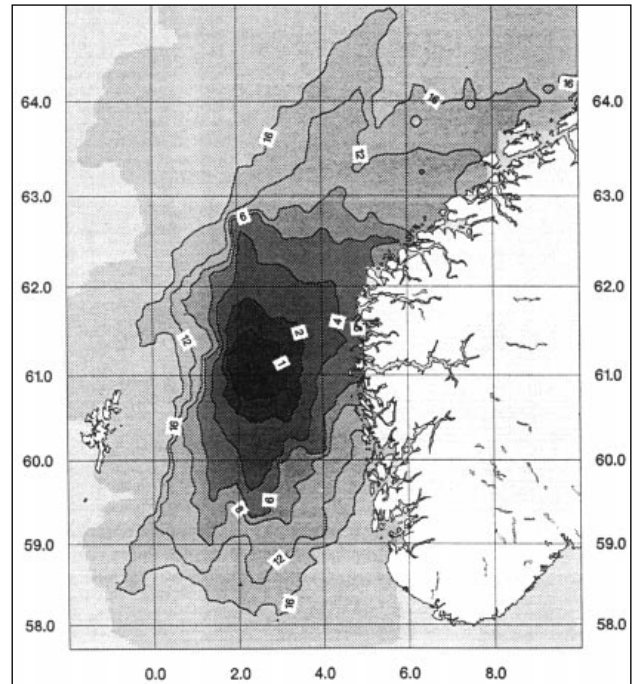
Influensområdet er definert utfra sannsynlighet for treff av olje med større sannsynlighet enn 5% i et "worst case" tilfelle, som igjen er basert på maksimal utblåsningsrate og -varighet.

Som det fremgår av figurene er det betydelige sesongmessige variasjoner i dette bildet. I sommerhalvåret synes driftsmønsteret å være utpreget nordlig eller sørlig, mens driftsretningene er jevnt fordelt i vinterhalvåret.

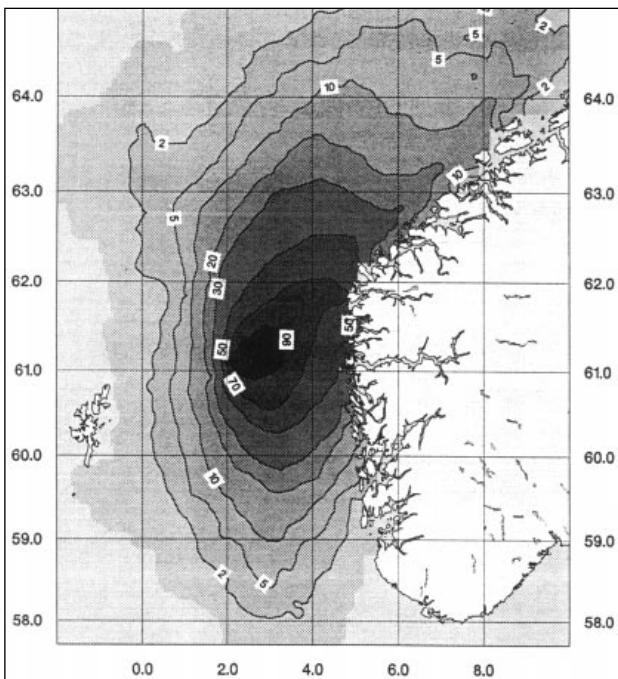
Figur 7.3.4 og 7.3.5 viser kart over minste drivtid fra utslippsstedet til omgivende havområder. Drivtiden er her angitt som *ankomst-tid*, dvs. tiden fra utslippet startet til det aktuelle området først blir berørt av olje. Som det fremgår av figurene opptrer de korteste drivtider til norskekysten i vinterhalvåret (i underkant av 4 døgn), mens drivtiden er noe lenger i sommerhalvåret (nær 5 døgn).



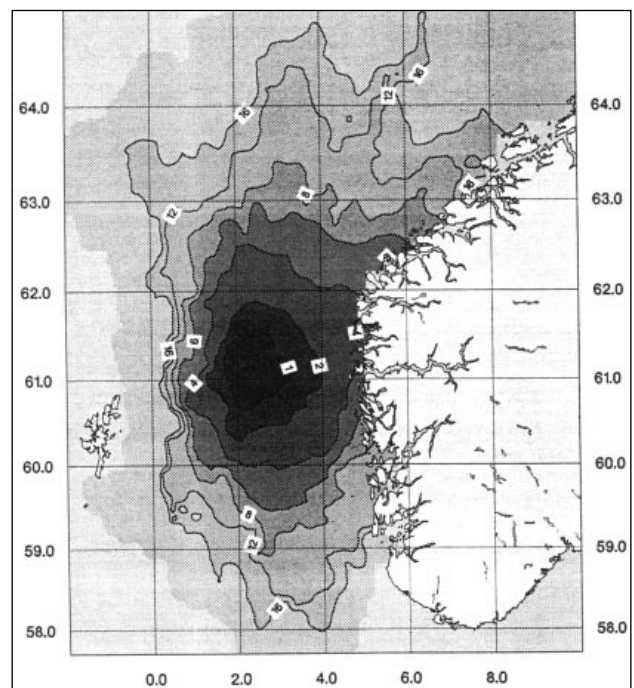
**Figur 7.3.2** Sannsynlighet for forurensning av omliggende havområder, sommerhalvåret (% av antall utslipp).



**Figur 7.3.4** Minste drivtid (døgn) til omliggende havområder, sommerhalvåret



**Figur 7.3.3** Sannsynlighet for forurensning av omliggende havområder, vinterhalvåret (% av antall utslipp).



**Figur 7.3.5** Minste drivtid (døgn) til omliggende havområder, vinterhalvåret

### Stranding av olje

Ut fra drivbaneberegningene kan en også finne fordeling av drivtider *til* og strandet mengde olje på kysten.

Grunnlaget for estimering av hvor mye olje som strander er i første rekke hvor mye olje som kommer til sjø ved en eventuell utblåsning. For Sygna er den dimensjonerende utblåsningsraten 5100

tonn pr. døgn, noe som totalt kan gi maksimalt 204.000 tonn olje til sjø for en utblåsningsperiode på 40 døgn, som tilsvarer tiden det tar å bore en avlastningsbrønn for å stanse utblåsningen.

Største strandede mengde utgjør 10 til 20% av det totale utslippet.

Kyststrekningen rundt Sognefjorden har høyest sannsynlighet for eksponering for olje ved en utblåsning på Statfjord feltet.

Oljeutslipp fra et skipshavari vil skje svært mye raskere enn utslipp ved en utblåsning. Fordi varigheten er kortere vil området med sannsynlighet for oljeforurensning bli mindre.

## 7.4 Miljøkonsekvenser av akutte oljeutslipp

Akutte oljeutslipp kan forårsake skader på organismer i de frie vannmassene, på sjøfugl og havpattedyr og på strandsoner. For nærmere omtale av de økologiske konsekvenser av akutte oljeutslipp, henvises til kapittel 4.4. I dette avsnittet er det gitt en vurdering av skadeomfanget for eventuelle oljeutslipp fra Tampenområdet.

### 7.4.1 Frie vannmasser

Den vannløselige oljefraksjonen antas å kunne gi akutte skadevirkninger på livet i vannmassene umiddelbart under et flak. Potensialet for akutt giftighet er i hovedsak knyttet til de lettløselige komponentene i fersk olje (fenoler og BTEX, dvs. benzen, toluen, etylbenzen, xylen). Etter noen dagers drift er det derfor lite sannsynlig at vannmassene under et flak vil ha giftige konsentrasjoner.

Ved en undervannsutblåsning vil influensområdet være vannmasser som oljen strømmer opp gjennom og blandes inn i, og kan strekke seg ut til 20-40 km fra utslippsstedet.

### 7.4.2 Olje på havoverflaten og ved kysten

De mest akutt giftige oljekomponentene fordamper raskt, slik at de potensielle skadeeffektene

først og fremst er knyttet til tilsøling. Tilsølings-effekten er størst når oljen er fersk, har lav viskositet og hvis flaket er stort og sammenhengende.

### 7.4.3 Miljøkonsekvenser og miljørisiko knyttet til Sygna-utbyggingen

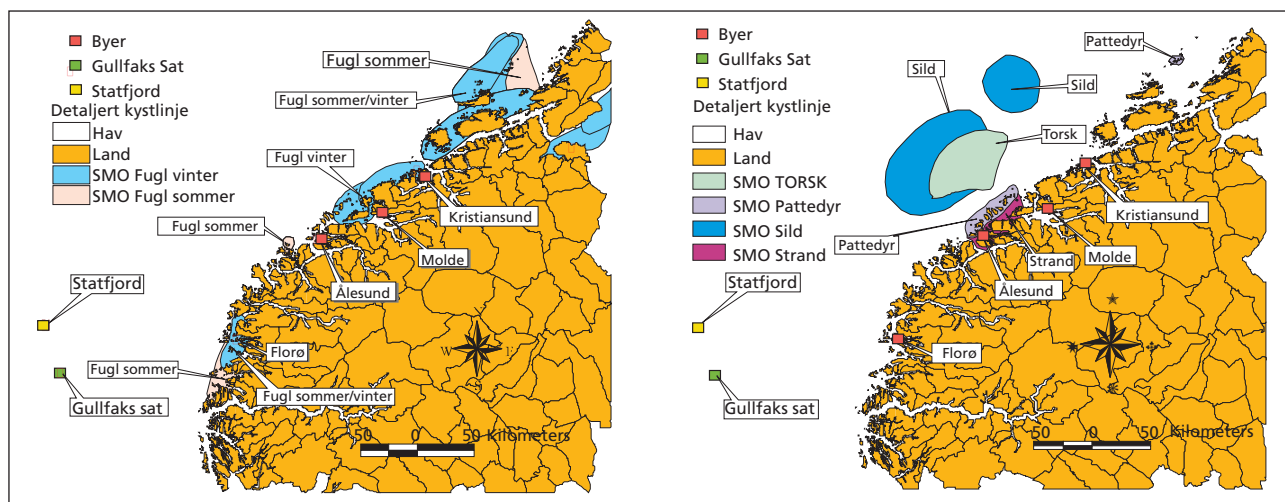
Miljørisikoen ble i referanseanalysen analysert på grunnlag av utvalgte Verdsatte Økologiske Komponenter (VØK). Disse tjener som risikoindikatorer og illustrerer den maksimale miljørisiko som potensielt berørte ressurser står overfor, og hvilke områder som er mest utsatt. Dette ble, sammen med spesifikke opplysninger om oljetype og spredningsforhold, benyttet som grunnlag for å identifisere Dimensjonerende Fare- og Ulykkessituasjoner (DFU'er) samt for dimensjonering og tilpasning av oljevernberedskapen i referanseanalysen.

#### Miljøkonsekvenser/berørte ressurser

Sygna ligger ca. 30 km nord nord-vest for Gullfaksfeltet. Forskjellen i lokalitet vurderes å være så liten at drivbaneberegningene utført for Gullfaks Sør er relevante for Sygna. Korteste avstand til land er omlag 160 km (Ytre Sula ved Sognefjorden og Stadt). Områdets beliggenhet i forhold til aktuelle SMO (Spesielt Miljøfølsomt Område) er vist i figur 7.4.1.

Torsk gyter utenfor Møre-kysten, og sårbar periode i forhold til egg og larver er perioden april til juni. Silda gyter i to områder og sårbar periode i forhold til egg og larver er perioden februar til mai. På Nordøyane er det forekomster av steinkobbe med angitt sårbarhet for hele året.

Området på Romsdalskysten er et havstrandsområde, med sårbarhet hele året. I Sunnfjord er det overvintring av toppskarv og storskarv, og sårbarhetsperiode er angitt fra september til mars. Området ved Sunnfjord er også registrert både



Figur 7.4.1 Aktuelle SMO områder (Spesielt Miljøfølsomme Områder) innenfor influensområdet for Sygna.

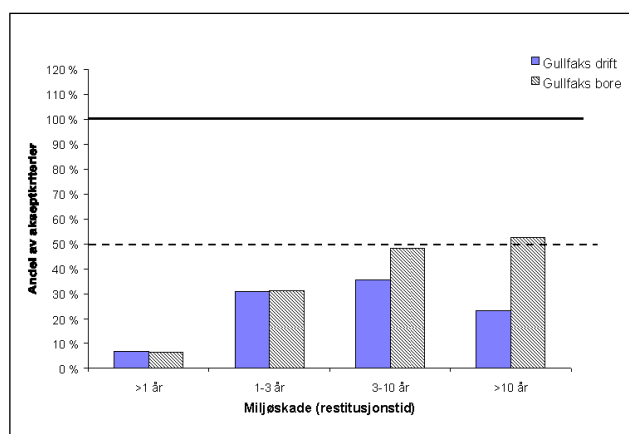
som et hekke- og myteområde for ender og ærfugl, med sårbarhet fra april til september. På Romsdalskysten er det overvintringsområde særlig for dykkende sjøfugl, blant annet gråstrupe-dykker. Sårbarhet er angitt fra oktober til mai. På Hustadvika er det overvintring av sjøfugler generelt, og sårbar periode er fra oktober til mars. I områdene Smøla og Frøya er det flere områder for sjøfugl, med sårbarhet både i vinter- og sommerperioden. I sommerperioden er området ved Bømlo registrert som en SMO for sjøfugl i myteperioden juli til september. Ved Runde er sårbar periode angitt fra mars til september med hekking av skarv, stormfugl, havsule og alkefugl.

### Miljøriskonivå

Basert på en sammenlikning av faktorene som inngår i en forenklet analyse som beskrevet i innledningen av dette kapitlet finner man oppsummeringsvis at:

- Referanseanalysen er representativ for Syngnas beliggenhet
- Maksimal utblåsningsvarighet er tilsvarende den i referanseanalysen
- Utblåsningsfrekvensen totalt sett er 21 % av frekvensen i referanseanalysen.
- Utblåsningsraten er kun 45 % av utblåsningsraten i referanseanalysen.
- Oljetypen på Sygna har lavere voksinnhold og høyere stivnepunkt enn oljen i referanseanalysen, og er derfor lettere å håndtere beredskapsmessig

Risikonivået for referanseanalysen er vist i figur 7.4.2.



**Figur 7.4.2** Estimert maksimal miljørisiko for Gullfaks Sør med effekten av oljevern implementert. Miljørisiko knyttet til Sygna er dokumentert å være lavere enn dette.

*Heltrukket linje viser grense for uakseptabel miljørisiko, mens stiplet linje viser ALARP-grensen (grensen for når risikoreduserende tiltak må vurderes).*

En samlet vurdering tilsier dermed at miljørisikoen knyttet til Sygna er lavere enn for referanseanalysen, og at Statoils installasjons spesifikke akseptkriterier ikke vil overskrides.

## 7.5 Oljevernberedskap

Oljevernberedskapen er dimensjonert for å kunne håndtere en større utblåsning fra regionen. Størrelsen av den dimensjonerende hendelse er ikke påvirket av omfanget av Sygna-utbyggingen. De beredskapsanalyser som er gjort for de enkelte felt er derfor relevante for området som helhet. Det overordnede prinsipp for oljevernberedskapen er at den enkelte operatør selv har ansvar for og plikt til å etablere den beredskapen som er nødvendig for sin virksomhet. Oljevernberedskapen offshore og langs kysten er ivaretatt av privat, kommunal og statlig beredskap:

- Norsk Oljevernforening for Operatørselskapene (NOFO; operatørene)
- Offshore feltberedskap
- Privat beredskap ved tankanleggene (bl.a. Statoil Mongstad)
- Statlig oljevernberedskap (SFT)
- Interkommunale utvalg mot akutt forurensning (IUA)

For virksomheten offshore, vil NOFO og feltberedskapen på Statfjord være viktigste primære beredskapsorganisasjon. Med unntak av selve las-teoperasjonene vil skytteltrafikken til og fra feltet, i likhet med øvrig skipstrafikk, være dekket av beredskapsoppdraget i statlig og kommunal regi, men i en konkret ulykkesituasjon som involverer en skytteltanker, vil bistand også kunne rekvireres fra NOFO eller andre private ressurser.

Beredskapen er basert på mekanisk oljevern, som er mer effektiv i sommermånedene enn om vinteren. I tillegg vil bruk av dispergeringsmidler være et supplement som må vurderes for hvert enkelt tilfelle, ut i fra oljens egenskaper og miljørisiko eller skadepotensiale.

Operatørens beredskapsplaner skal også inkludere en beskrivelse av utstyrsbehov og organisasjon av en beredskapsaksjon i kystnære farvann. Det er operatørens oppgave å avdekke utstyrsbehov, kartlegge tilgjengelig beredskapsutstyr og vurdere effektiviteten til dette utstyret, og opprette avtaler og rutiner for varsling og mobilisering av statlig og kommunalt beredskapsmaterieill ved akutt forurensning. NOFO og OLF har nylig startet et prosjekt for etablering av regional beredskap i kyst- og strandsone.

Sannsynligheten for å få et stort oljesøl med omfattende skader på norsk sokkel er svært liten og dagens oljevernberedskap omfattende. Det vil likevel være behov for å dokumentere og kontinuerlig vurdere den samlede beredskapsvevnen i regionen etterhvert som nye utbygginger kommer til.

## 8 Konsekvenser for fiskerier

I dette kapittelet er forhold knyttet til arealbeslag i anleggs- og driftsfasen av Sygna nærmere diskutert.

### 8.1 Fiskeriaktivitet i Tampenområdet

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

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

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

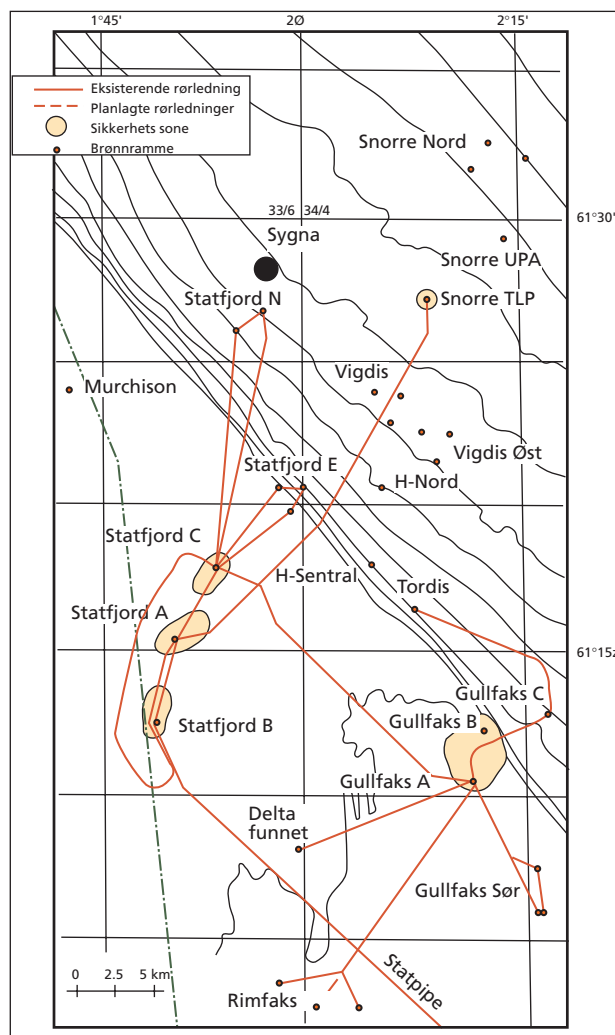
Eksisterende og planlagt feltutbygging i Tampenområdet med inntegnede sikkerhetssoner og begrensingsområder er illustrert i figur 8.1.2.

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

Konsumtrålfiske, med sei som viktigste fiskeslag, foregår på grunnere deler av Eggaskråningen fra 250-100 meters dyp og videre vestover på bankområdene. Bankområdene vest for Eggaskråningen er de viktigste områdene for dette fisket.

Det norske industritrålfisket etter øyepål langs Eggaskråningen foregår hele året, men aktiviteten er størst i månedene januar- mars og august- desember. Konsumtrålfisket foregår hele året, med vinterhalvåret (1. og 4. kvartal) som viktigste fangstperiode.

I det aktuelle området drives også et pelagisk fiske med ringnot og/eller flytetral etter sild, makrell og



Figur 8.1.2 Eksisterende og planlagt utbygging i Tampen-området

hestmakrell. Fangstmønsteret i det pelagiske fisket er mye mer skiftende enn for trålfisket, og bestemmes i stor grad av fiskens vandringer og de reguleringer som gjennomføres. Hvilket fiske som foregår i områdene som berøres av utbyggingen av Sygna kan derfor variere fra år til år.

Historiske fangster i området rundt Sygna er vist i tabell 8.1.1. Tabellen gir data for fiskerilokasjon 2853 (oljeblokkene 34/7-12). Sygna ligger hovedsakelig i oljeblokk 33/9, dvs. helt oppe i nord-vestre hjørne, og tildels utenfor lokasjon 2853. På grunn av Eggaskråningens utstrekning i nord-vestlig retning regnes likevel fangstsituasjonen i denne lokasjonen å gi det beste bildet av situasjonen på Sygna.



**Tabell 8.1.1: Norsk trål og ringnotfiske i området. Fangst i 1000 tonn rundvekt. (Kilde: Fiskeridirektoratet.)**

Lokasjon 2853 Blokknummer 34/7-12	År	1986	1990	1994	1996
Konsumtrål 1)		1,70	0,80	1,80	1,10
Industritrål					
øyepål		14,5	20,2	7,2	5,9
tobis					0,0
sild		0,1	1,2	0,9	0,5
Ringnot 2)					
sild		3,7	14,0	4,1	1,2
makrell		0,6	4,0	1,8	8,7
hestmakrell		0,1	0,1	0,5	0,3

1) Storparten av konsumtrålfangstene er sei.

2) Inkl. ringnotflåtens makrellfangster med flyte-trål.

## 8.2 Arealtap ved utbygging og drift av Sygna

### 8.2.1 Arealtap i anleggsfasen

I anleggsfasen vil det være tale om arealbeslag i forbindelse med installasjon av bunnramme og rørledninger, og i forbindelse med boring av brønnene på Sygna samt vanninjeksjonsbrønnen som bores fra eksisterende bunnramme på Staffjord Nord.

#### Arealbeslag ved installering av rørledning og bunnramme

Installasjonsarbeidene planlegges i perioden februar 1999 - juni 2000. Rørledningen blir omlag 21 km lang og har en dimensjon på 10". Rørledningen vil være nedgravd eller evt. overgruset.

Rørledningen vil bli lagt med et konvensjonelt rørleggingsfartøy som drar seg frem etter ankre. Fartøyet vil beslaglegge et areal på inntil 10 km<sup>2</sup> under leggingen, og forflytter seg omlag 3 km pr. døgn. Det er snakk om et midlertidige arealbeslag, og begrensningene for utøvelsen av fiske opphører straks rørledningen er ferdig lagt.

#### Arealbeslag ved boring av brønner

Det vil foregå kontinuerlig boreaktivitet fra februar til juli samt i desember år 2000. Det vil bores én brønn av gangen. Sikkerhetssonen omkring boreriggen vil medføre et arealbeslag for fisket. En oppankret borerigg med ankre som strekker seg opptil 1,5 kilometer ut fra riggen medfører et arealbeslag i størrelsesorden 20 km<sup>2</sup>

for fartøyer som driver industritrålfiske i området. Det er tale om et midlertidige arealbeslag omkring hver brønn.

### 8.2.2 Arealtap i driftsfasen

Alle undervannsinnretninger på Sygna er overtrålbare. Dette betyr i praksis at fiskerne ikke trenger å ta hensyn til installasjonenes tilstedeværelse ved utøvelsen av fisket, og at installasjonene derfor ikke utgjør noe arealbeslag.

Det viser seg likevel at fiskerne ofte oppfatter en bunnramme som et hefte eller obstruksjon, og at de selv kan velge å tråle utenom. Med en slik forutsetning kan bunnrammen på Sygna utgjøre et arealbeslag på i størrelsesorden 0,5 km<sup>2</sup> for industritrålere dersom det foretas en unnvikende manøvrering med en klarering på 100 meter fra rammen.

## 8.3 Virkninger for fiskeriene

### 8.3.1 Virkninger av arealbeslag i anleggsfasen

Rørleggingen foregår utenfor de mest intensive periodene for industritråling. Det forventes ikke at det midlertidige arealbeslaget disse aktivitetene vil innebære, vil medføre registrerbare fangstreduksjoner.

Boreaktiviteten i år 2000 foregår i en periode da aktiviteten på industritråling er lav og det midlertidige arealbeslaget vil derfor ikke medføre en fangstreduksjon av betydning i den fangstsesongen som berøres. Størrelsen av en eventuell fangstreduksjon vil avhenge av både hvordan boreaktiviteten i tid faller sammen med fisket i området, og på hvilket dyp øyepålen står på den tiden boringen finner sted.

### 8.3.2 Virkninger av arealbeslag i driftsfasen

Bunnrammen vil i prinsippet ikke medføre arealbeslag i driftsfasen fordi den er overtrålbare. Statoil tar imidlertid til etterretning at nye undervannsinstallasjoner kan medføre mindre operasjonelle ulemper for trålerflåten ved at de oppfattes som nye hefter på havbunnen som endel fiskere selv vil velge å tråle utenom. Bunnrammen på Sygna ventes imidlertid ikke å utgjøre et arealbeslag som kan medføre merkbare fangstreduksjoner.

Rørledning vil være nedgravd eller overgruset og vil i utgangspunktet ikke innebære noen hindring for fiskeriene i området.

Fra fiskerimyndighetene er det påpekt at steinfyllinger langs rørledningstraseer for å redusere frie

spenn eller for å stabilisere rørledningen, kan skape problemer under fiske (ref 8-1). Fiskerne er skeptiske til å tråle over steinfyllinger fordi det kan komme stein i trålposen, noe som medfører at trålposen presses mot bunnen og utsettes for stor slitasje. Stein som følger med lasten om bord kan også forårsake skade på fiskepumpene ved lossing av fartøyene. Det er vurdert som lite sannsynlig at steinfyllinger langs rørledningen vil utgjøre operasjonelle problemer av et omfang som vil kunne registreres i form av reduserte fangster i området.

### **8.3.3 Avbøtende tiltak**

Statoil ønsker gjennom en dialog med fiskerimyndighetene å finne frem til eventuelle tiltak som kan redusere konsekvensene for fiskeriene. Dette inkluderer følgende:

- I detaljprosjekteringen vil det skje en optimalisering mht. å redusere behovet for steindumping langs de deler av traséen der det kan foregå trålfiske. Fiskerimyndighetene vil, dersom det er ønske om det, gis anledning til å delta som observatør under grusdumpingen.

Nøyaktig lokalisering av grusfyllinger vil bli rapportert til fiskerimyndighetene.

- Det vil i samråd med Fiskeridirektoratet bli foretatt inspeksjon langs rørledningen kort tid etter rørlegging. Representanter fra fiskerimyndighetene vil bli invitert til å delta i slik inspeksjon. I den grad ankermerker langs traséen eventuelt vurderes å utgjøre et vesentlig hinder for fiske i de berørte områdene, vil eventuelle tiltak for å planere ankermerker bli vurdert i samråd med Fiskeridirektoratet.
- Dersom rørleggingsarbeidet i tid faller sammen med viktige fiskerier i området vil en vurdere å ha fiskerikyndig person om bord på leggefartøyet for å kunne ivareta kommunikasjonen med fiskefartøyene.
- Valg av ankertype for rørleggingsfartøy vil bli vurdert, og prosedyrer for ankerhåndtering etablert med sikte på å redusere omfanget av ankermerker i områder der det kan foregå trålfiske.
- Tilpasse stein-/grusstørrelse til fiskerimyndighetenes ønske innenfor tekniske rammer.

## 9 Samfunnsmessige konsekvenser

### 9.1 Investeringer og driftskostnader

Samlede investeringer i utbygging av Sygna er anslått til rundt 1407 millioner 1998-kr.

Investeringene fordeler seg over tid som vist i tabell 9.1.1. Det framgår av tabellen at investeringene i Sygna fordeler seg over årene 1999 og 2000.

Produksjonen starter opp i august 2000, og pågår fram til produksjonsavslutning i år 2014.

**Tabell 9.1.1 Investeringskostnader i Sygna (millioner 1998-kr)**

	1999	2000	Sum
<b>Sum investeringer</b>	<b>615</b>	<b>792</b>	<b>1407</b>

Drift av Sygna vil bli integrert med drift av Statfjord C.

Marginale driftskostnader for Sygna er beregnet til 38,5 millioner 1998-kr pr år. Driftskostnadene fordeler seg med rundt 26 millioner 1998-kr på brønnvedlikehold og vedlikehold av undervannsinstallasjoner, vel 4,5 millioner 1998-kr pr år i marginal økning av driftskostnadene på Statfjord C, og 8 millioner 1998-kr på CO<sub>2</sub>-avgift.

Drift av Sygna vil skje uten økning av driftsbemanningen verken på Statfjord C, ved basen på Sotra ved Bergen eller ved Statfjords driftsorganisasjon i Stavanger.

### 9.2 Samfunnsmessig verdi av produksjonen på Sygna

#### 9.2.1 Inntekter av oljeproduksjonen på Sygna

De totale utvinnbare oljeressursene på Sygna er anslått til rundt 9,7 millioner Sm<sup>3</sup>. For det norske samfunn representerer disse petroleumsressursene store verdier. For å beregne de samlede inntekter fra Sygna, har en tatt utgangspunkt i den planlagte produksjonsprofilen, og lagt inn forutsetninger om framtidig dollarkurs og framtidige salgspriser for olje.

Salgsinntekter fra Sygna øker raskt fra produksjonsstart i august 2000, til en topp på ca 1,25 milliarder 1998-kr i 2001 og 2002. Deretter synker salgsinntekten langsomt år for år, fram til nedstenging av feltet.

Samlet inntekt av oljeproduksjonen er beregnet til 6,4 milliarder 1998-kr over 15 år. Ny utvinningsteknologi kan imidlertid endre dette bildet underveis, og føre til større produksjon og større inntekt enn det en ser for seg i dag.

#### 9.2.2 Kostnader ved petroleumsproduksjonen på Sygna

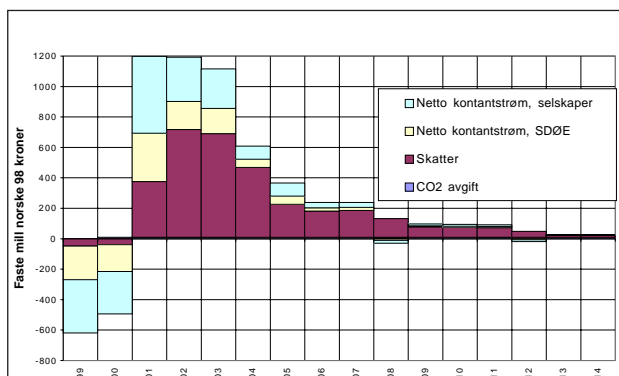
Kostnadene ved petroleumsproduksjonen på Sygna består dels i investeringskostnader til undervannsbrønner, rørledninger og nødvendige modifikasjoner på Statfjord C, og dels av kostnader til drift av feltet. For drift av feltet vil det påløpe en tariffkostnad på Statfjord C som skal dekke plattformkostnader og bruk av utstyr. I en samfunnsmessig analyse er det inntektene for det norske samfunn vi er ute etter å vise, uavhengig av hvem som får inntektene. Det er derfor bare marginale kostnadsøkninger ved drift av Sygna som skal tas med. Disse er beregnet til rundt 450 millioner 1998-kr over 15 år.

Investeringskostnadene på vel 1,4 milliarder 1998-kr dominerer kostnadsbildet fullstendig de første årene. Fra år 2001 overtar driftskostnadene denne rollen.

Samlede kostnader til investering og drift av Sygna, er beregnet til rundt 1,85 milliarder 1998-kr. 1,4 milliarder av dette er investeringskostnader, mens samlede marginale driftskostnader er beregnet til rundt 450 millioner 1998-kr, ekskl. CO<sub>2</sub>-avgift.

#### 9.2.3 Samfunnsmessig lønnsomhet av produksjonen på Sygna

Kombinerer en inntektsbildet med kostnadsbildet, får en et bilde av netto kontantstrøm fra Sygna som vist i figur 9.2.1.



**Figur 9.2.1 Netto kontantstrøm for Sygna fordelt på år (millioner 1998-kr)**

Figuren viser netto kontantstrøm fra Sygna. En ser også oppdelingen av denne kontantstrøm på henholdsvis CO<sub>2</sub>-avgift, skatter til staten, statens direkte økonomiske eierinteresser (SDØE) og oljeselskapenes eierandel.

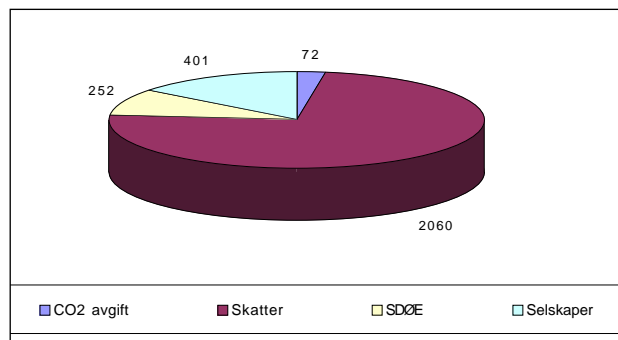
Kontantstrømmen fra Sygna er negativ i investeringsfasen, fram til år 2000. Fra år 2000 snus dette til en positiv kontantstrøm, som når en planlagt topp på rundt 1.200 millioner 1998-kr i 2001, og deretter faller forholdsvis raskt ned til 50 mill 1998-kr mot slutten av produksjonsperioden.

Samlet gir dette en netto kontantstrøm fra Sygna på 4,3 milliarder 1998-kr, inkl. CO<sub>2</sub>-avgift, i perioden 1999 - 2014. Også etter at kostnadene er trukket fra er det dermed store inntekter for det norske samfunn av å bygge ut Sygna. Netto kontantstrøm fordeler seg med 125 millioner 1998-kr i CO<sub>2</sub>-avgift til staten, nær 3.100 millioner 1998-kr i selskapskatt til staten, nær 425 millioner 1998-kr til statens direkte eierinteresser og vel 670 millioner 1998-kr til oljeselskapenes eierandel i prosjektet.

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

Når det gjelder Sygna, så er nåverdien i dag av framtidige inntekter og kostnader, det en i figur 9.2.1 har kalt netto kontantstrøm, beregnet til ca 2,8 milliarder 1998-kr inklusive CO<sub>2</sub>-avgift. Nåverdien av prosjektet er dermed meget stor, selv med 7% samfunnsmessig kalkulasjonsrente, som er et meget strengt kriterium. Etter vanlige beregningskriterier er dermed utbygging av Sygna klart samfunnsmessig lønnsomt. En samfunnsmessig nåverdi på 2,8 milliarder 1998-kr ligger langt over normal avkastning på samfunnets investeringsprosjekter, og viser hvilken grunnrente, eller ekstra-avkastning, det norske samfunn har av utbygging av petroleumsressursene.

Fordelingen av nåverdien av netto kontantstrøm på henholdsvis CO<sub>2</sub>-avgift til staten, selskapskatt til staten, statens direkte økonomiske eierinteresser og på oljeselskapene, framgår av figur 9.2.2.



**Figur 9.2.2 Fordeling av netto nåverdi fra Sygna**

Av prosjektets totale nåverdi vil størsteparten tilfalle staten i en eller annen form. Selskapskatt fra oljeselskapene utgjør alene vel 2.060 millioner 1998-kr eller 74% av den samfunnsmessige nåverdien. I tillegg tar staten inn 72 millioner 1998-kr eller 2,5% i CO<sub>2</sub>-avgift, og vel 250 millioner 1998-kr eller 9% på sine direkte eierinteresser, slik at statens samlede andel kommer opp i 85,5%. De øvrige 400 millioner kr eller 14,5%, tilfaller oljeselskapene som deltar i prosjektet.

Beregningene av samfunnsmessig nåverdi av Sygna er gjort under bestemte forutsetninger om investerings- og driftskostnader, petroleumspriser og produksjonsvolum. Særlig vurderingen av framtidige petroleumspriser vil her være en usikkerhetsfaktor. Den samfunnsmessige nåverdi ved prosjektet er imidlertid så høy, at petroleumsprisene i gjennomsnitt må mer enn halveres for at prosjektet ikke lenger skal være samfunnsmessig lønnsomt. Det viser at utbygging av Sygna er svært robust overfor endringer i petroleumsprisene i årene framover.

## 9.3 Leveranser av varer og tjenester

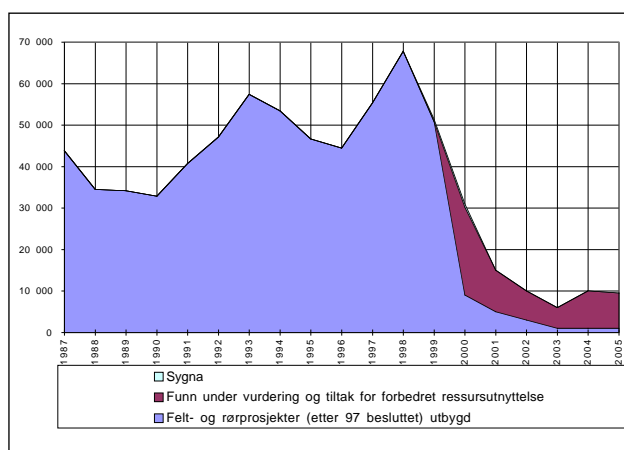
### 9.3.1 Utbyggingens innvirkning på investeringsnivået på norsk kontinentalsokkel

Investeringer i feltinstallasjoner og rørledninger på norsk kontinentalsokkel har tradisjonelt ligget på et nivå på 30 - 40 milliarder 1998-kr pr år. I tillegg kommer letekostnader med rundt 5 milliarder 1998-kr pr år, som ikke er tatt med i beregningene nedenfor.

Utover i 1990-årene, og især i 1993 og 1994 har det imidlertid skjedd en betydelig opptrapping i offshoreinvesteringene, med samlede investeringer,

eksklusive letekostnader, helt opp i 57 og 54 milliarder kr pr år. I 1995 ble investeringsnivået redusert til rundt 47 milliarder 1998-kr, og videre til rundt 45 milliarder kr i 1996. For 1997 økte igjen investeringsnivået kraftig til rundt 56 milliarder kr, samme nivå som på toppen i 1993, og forventet investeringsnivå for 1998 viser en ytterligere opptrapping til rundt 68 milliarder 1998-kr, selv etter at myndighetene i St.prp nr.52 (1997-98) har utsatt utbyggingen av flere felt et år.

Forventet utvikling av investeringsnivået på kontinentalsokkelen i årene framover, slik det ser ut høsten 1998, framgår av figur 9.3.1. Tallene er også her eksklusive letekostnader.



**Figur 9.3.1 Investeringer på norsk kontinentalsokkel over tid**

Figur 9.3.1 viser for årene framover henholdsvis investeringer i vedtatte prosjekter høsten 1998, investeringer i prosjekter under vurdering for utbygging samt tiltak for forbedret ressursutnyttelse, og investeringer i Sygna. Betegnelsen tiltak for forbedret ressursutnyttelse omfatter her investeringer i de utbyggingsprosjektene som er utsatt et år.

En ser av figuren at investeringer i vedtatte felt og rørledninger faller raskt framover, og vil allerede i 1999 være nede på et mer normalt nivå for 1990-årene, på rundt 52 milliarder 1998-kr. Myndighetenes forsøk på å bremse investeringsnivået gjennom utsettelse av utbyggingsprosjekter ser dermed ut til å virke etter hensikten.

Utviklingen av investeringsnivået på norsk kontinentalsokkel videre framover er for tiden svært usikkert. Vedvarende lave petroleumspriser gjennom hele 1998 har gitt mange planlagte utbyggingsprosjekter en noe tvilsom lønnsomhet, og det arbeides hardt for å finne fram til mer kostnadseffektive utbyggingsløsninger. Dette kan igjen føre til at flere store utbyggingsprosjekter blir utsatt i

tid, slik at investeringsnivået på kontinentalsokkelen faller mer enn godt er for norsk offshorerettet næringsliv.

En ser av figur 9.3.1 at slik det ser ut høsten 1998, vil investeringsnivået for 1999 bli rundt 52 milliarder 1998-kr, og faller deretter raskt til rundt 30 milliarder 1998-kr i år 2000 og helt ned til 15 milliarder 1998-kr i år 2001. Så kraftig blir fallet temmelig sikkert ikke, fordi en rekke prosjekter vil bli utbyggingsklare i mellomtiden. Det skal likevel ikke mye usikkerhet og utsettelser til før ordresituasjonen for norsk offshorenæring kan bli vanskelig de nærmeste årene framover.

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

Kapasiteten i norsk offshore-rettet næringsliv er ganske fleksibel, men har de senere år stort sett vært tilpasset et investeringsnivå på opp mot 50 milliarder 1998-kr, med normale norske andeler av verdiskapningen i vare- og tjenesteleveransene på 50 - 60%. Det siste året har kapasiteten særlig i engineering, verkstedproduksjon og offshore-rettet bygge- og anleggsvirksomhet, vært sterkt presset. Videre har riggmarkedet vært inne i en periode der etterspørselen etter riggtjenester har vært langt større enn tilbudet, med tilsvarende høyt prisnivå på boretjenester. Resultatet av det hele har vært at flere oppdrag har gått til utlandet, slik at den norske andelen av verdiskapningen i vare- og tjenesteleveransene har gått ned.

Slik det ser ut framover, kan situasjonen raskt endre seg. Utsettelser av leteboring på grunn av lave oljepriser, vil trolig kjøle ned riggmarkedet framover, samtidig som det ikke skal store utsettelser til av byggeoppdrag før deler av offshorervertene får problemer med ordresituasjonen. Ytterligere utsettelse av feltutbygginger fra myndighetenes side er derfor for tiden neppe aktuelt, og en må også regne med at norsk andel av vare- og tjenesteleveransene etter hvert vil gå noe opp igjen.

Investeringene i Sygna starter opp i 1999, og pågår også i 2000. Investeringsfasen kommer dermed i hovedsak i en periode der norsk offshore-rettet næringslivs kapasitet trolig er noe presset. Sygna er likevel et forholdsvis lite prosjekt i offshoresammenheng, og inneholder ingen større byggeoppdrag. Det er derfor lite sannsynlig at utbygging av Sygna vil føre til vesentlig økte pressproblemer i noen deler av norsk offshoresektor.

### 9.3.2 Vare- og tjenesteleveranser til Sygna

#### Statoils anbudsfilosofi

Utbygging av Sygna har en kostnadsramme på 1,4 milliarder 1998-kr, fordelt over årene 1999 og 2000. Selv om dette er beskjedent i offshore-sammenheng, vil utbyggingen likevel kunne gi viktige vare- og tjenesteleveranser til norsk offshore-rettet næringsliv, og skape sysselsettingseffekter i det norske samfunn.

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

EØS-avtalen trådte i kraft for energisektoren ved årsskiftet 1994/95, og åpner for bredere anbudsinnhenting og større internasjonal konkurranse enn tidligere. I forbindelse med avtalen er det utarbeidet et eget innkjøpsdirektiv som blir gjennomført i Norge ved hjelp av en fullmaktslov med forskrifter gitt av regjeringen. Innkjøpsdirektivet omfatter alle varekontrakter over 400.000 ECU, ca 3.3 millioner kr, og alle bygge- og anleggskontrakter over 5 millioner ECU, ca. 42 millioner kr. Direktivet krever at oppdragsgiver sørger for likebehandling av leverandører, åpenhet i anbudsprosedyren og tildelingsprosedyren, og objektivitet i leverandørvurderingen. Et liknende direktiv er utarbeidet for tjenestekontrakter.

EØS-avtalens innkjøpsdirektiv stiller strenge krav til hvordan en anbudskonkurranse innenfor offshore-sektoren skal gjennomføres, men har ikke krevet grunnleggende endringer i Statoils innkjøpsrutiner. Ved inngåelse av langsiktige rammekontrakter og ved utbygging av nye felt på kontinentalsokkelen, vil Statoil gå bredt ut med informasjon om leveransmuligheter til norsk og internasjonalt næringsliv. En vil deretter gå ut med en internasjonal anbudskonkurranse, og velge de leverandørbedrifter, norske eller utenlandske, som samlet sett vurderes som mest konkurranse-dyktige. Norsk næringsliv får gjennom dette gode muligheter til å vise sin konkurransekraft i skarp internasjonal konkurranse.

I driftsfasen vil en generelt søke å bygge opp et leverandørnett rundt base og driftsorganisasjon for å ivareta daglige leveranser. For Sygna vil en benytte Statfjords etablerte leverandørnett. Større vedlikeholdsoppdrag vil bli satt ut på anbud på vanlig måte.

#### Nasjonale leveranser av varer og tjenester i investeringsfasen

Utgangspunktet for vurdering av norske leveranser i investeringsfasen, er erfaringer fra tidligere utbyggingsprosjekter av samme type på norsk kontinentalsokkel. Slike prosjekter er imidlertid sjelden direkte sammenliknbare, og teknologi og kostnadsbevissthet i offshore-sektoren er for tiden i rask utvikling.

Et viktig trekk i denne sammenheng er inngåelse av langsiktige rammeavtaler både på utstyrssiden og når det gjelder tjenester. Hensikten med slike avtaler er å oppnå betydelige kostnadsbesparelser gjennom standardisering av utstyrskomponenter til utbyggingsprosjektene, og gjennom stordriftsfordeler i produksjonen både av utstyr og tjenester.

Ved vurdering av mulige norske vare- og tjenesteleveranser må en dele opp utbyggingsprosjektet i undergrupper, og for hver undergruppe vurdere hvorvidt det er inngått rammeavtaler som vil bli benyttet, og ellers vurdere norske leverandørers konkurransevne og kompetanse. Dette gir et grunnlag for på forhånd å kunne vurdere norske andeler av leveransene. Med bakgrunn i en oppdeling av investeringskostnadene til Sygna, skal en gjennomføre en slik vurdering nedenfor. Det understrekes imidlertid at slike vurderinger nødvendigvis vil være usikre, særlig i en situasjon der norsk offshore-rettet næringsliv er noe presset kapasitetsmessig.

#### *Prosjektledelse*

Prosjektledelsen av utbyggingsprosjektet skjer internt i Statoil, med norsk leveranseandel svært nær 100%. Dette legges til grunn for beregningene.

#### *Engineering*

Engineering skjer enten i norske ingeniørbedrifter eller hos leverandørene av utstyrskomponenter. Norsk andel av leveransen vil i dette tilfellet ligge svært nær 100%.

#### *Modifikasjonsarbeider på Statfjord C*

Det vil bli gjennomført mindre modifikasjoner av utstyret på Statfjord C for å kunne ta imot produksjonen fra Sygna. Arbeidet utføres ute på plattformen. Norsk andel av leveransene blir trolig nær 100%.

#### *Innkjøp*

Endel utstyr til modifikasjonsarbeidene på Statfjord C vil bli kjøpt inn i henhold til rammeav-

taler. Mye av dette kommer fra utlandet. Norsk leveranseandel blir trolig rundt 40%.

#### *Fabrikasjon*

Prosessutstyr til modifikasjonene på Statfjord C vil bli produsert på land, trolig ved et norsk offshore-verft. Norsk leveranseandel blir trolig rundt 90%.

#### *Undervannsproduksjonssystemer*

En standard 4-brønners bunnramme med ventil og rørsystemer ventes å bli produsert i Norge i henhold til en inngått rammeavtale med norsk leverandørindustri. Rør og materialer hentes imidlertid fra utlandet, slik at norsk andel av verdiskapningen bare blir 80%.

#### *Marine operasjoner, rørlegging*

Maritime operasjoner består av installasjon av bunnrammer, og legging av rør og styringskabler på havbunnen. I tillegg kommer tilknytning for utstyr på Statfjord C. Det meste av undervannsarbeidene vil trolig bli utført av norske bedrifter. Norsk andel av de marine operasjonene blir derfor trolig så høy som 80%, mens en trolig får rundt 50% norsk andel for rørleggingsarbeidene, da rørene sveises sammen i Norge, men trolig legges av et utenlandsk fartøy. Her finnes det imidlertid også norske leggefartøyer, så norsk andel kan bli større.

#### *Rør*

Rørledningen produseres ikke i Norge, så norsk leveranseandel blir 0%.

#### *Styringskabler*

Hydrauliske og elektriske styringskabler til undervannsinstallasjonene samles i en felles armert ledning. Kablene vil trolig bli produsert i Norge i henhold til en rammeavtale med norsk industri, men mye av komponentene til kablene vil bli hentet fra utlandet. Anslått norsk andel av verdiskapningen er rundt 50%.

#### *Boring*

Boring av til sammen 2 produksjonsbrønner og en vanninjeksjonsbrønn vil skje i henhold til en rammeavtale med et norsk riggselskap, ved hjelp av norske rigger. Borerør, ventiler og endel boreutstyr må imidlertid hentes fra utlandet. Samlet regner en med en norsk leveranseandel på 65% til disse boreoppdragene.

Tilsammen gir dette beregnede norske vare- og tjenesteleveranser til utbygging av Sygna som vist i tabell 9.3.1.

Det framgår av tabellen at samlet ventes norsk næringsliv å få vare- og tjenesteleveranser til

**Tabell 9.3.1 Beregnede norske vare- og tjenesteleveranser til utbyggingsprosjektet**

Sygna	Investeringer	Norske leveranser	
	Mill kr	(%)	Mill kr
Prosjektledelse	93	100%	93
Engineering	62	100%	62
Modifikasjon SFC	12	100%	12
Innkjøp	12	40%	5
Fabrikasjon	44	90%	39
Undervannsinst. fabrikasjon	140	80%	112
Marine operasjoner	39	80%	32
Rør innkjøp	12	0%	0
Rørlegging m.v	140	50%	70
Styringskabel, innkjøp	91	50%	45
Marine operasjoner	88	80%	70
Boring,komplettering	557	65%	362
Totalt	1407	64%	903

utbyggingsprosjektet for 903 millioner 1998-kr, eller rundt 64% av de totale investeringer. Dette er en norsk leveranseandel litt i overkant av det som tidligere har vært vanlig ved tilsvarende utbygginger på norsk kontinentalsokkel. Årsaken til dette er trolig dels den strukturendring i leverandørmønsteret som skjer gjennom inngåelse av rammeavtaler, og dels at norsk næringsliv etter hvert har blitt konkurransedyktige også på en del feltinterne maritime operasjoner.

Bygg- og anleggsvirksomhet og industri er de næringer som får mest leveranser til utbygging av Sygna, med henholdsvis 302 millioner og 309 millioner 1998-kr. Bygge og anleggsvirksomhet vil i dette tilfellet hovedsakelig si borevirksomhet, og ellers noe installasjonsarbeider på Statfjord C. Innenfor industrivirksomhet er det særlig verkstedsindustrien som får leveransene. De øvrige leveransene fordeler seg på forretningsmessig tjenesteyting (herunder også Statoils egen virksomhet) og transport.

De beregnede vare- og tjenesteleveransene til utbyggingsprosjektet fordeler seg på to år, 1999 og 2000.

#### *Leveranser i driftsfasen*

Drift av Sygna vil skje integrert i driften av Statfjord C-plattformen, ved hjelp av plattformens etablerte driftsorganisasjon og leverandørmønster. Marginale kostnader til drift av Sygna (ekskl. CO<sub>2</sub>-avgift) er beregnet til vel 30 millioner 1998-kr pr år. Det meste av dette er kostnader til inspeksjon og vedlikehold av brønner og undervannsinstallasjoner. I tillegg kommer en marginal økning av driftskostnader på Statfjord C. Norsk andel av vare- og tjenesteleveransene til Sygna i driftsfasen kan beregnes til rundt 90%.

## 9.4 Sysselsettingsmessige virkninger av utbygging og drift

### 9.4.1 Beregningsmetodikk

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

Beregningsmodellen tar utgangspunkt i de anslåtte vare- og tjenesteleveranser fra norsk næringsliv fordelt på næring og år, slik disse framgår i kapittel 9.3 ovenfor. På dette grunnlag beregnes den samlede produksjonsverdi som skapes i norsk næringsliv som følge av disse leveransene, både hos leverandørbedriftene selv, og hos deres underleverandører. Produksjonsverdien blir deretter regnet om til sysselsetting målt i årsverk, ved hjelp av statistikk for produksjon pr. årsverk i ulike bransjer. Som resultat av modellberegningene får en dermed direkte sysselsettingsvirkninger hos leverandørbedriftene, og indirekte sysselsettingsvirkninger hos bedriftenes underleverandører. Tilsammen gir dette prosjektets produksjonsvirkninger.

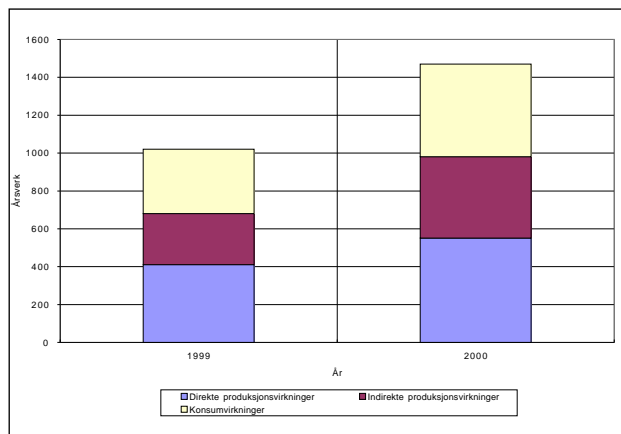
I tillegg til produksjonsvirkningene beregner også modellen prosjektets konsumvirkninger i det norske samfunn. Konsumvirkningene oppstår som følge av at de sysselsatte betaler skatt, og bruker sin lønn til kjøp av forbruksvarer og tjenester. For beregning av konsumvirkninger benytter modellen marginale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

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

### 9.4.2 Sysselsettingsmessige virkninger av utbygging og drift av Sygna

Tar en utgangspunkt i de beregnede norske vare- og tjenesteleveransene til Sygna, og bruker modellapparatet som angitt ovenfor, framkommer en beregning av sysselsettingsmessige virkninger av prosjektet på nasjonalt nivå, som vist i figur 9.4.1.

De samlede sysselsettingsvirkninger av utbyggingsprosjektet på nasjonalt nivå er beregnet til nær 2.500 årsverk fordelt over to år, 1999 og 2000. Av dette vil rundt 960 årsverk være direkte produksjonsvirkninger i de norske leverandørbedrif-

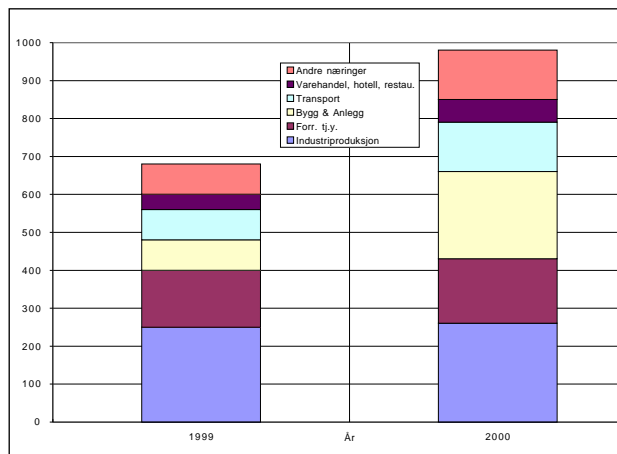


Figur 9.4.1 Nasjonale sysselsettingsvirkninger fordelt på type virkning og tid (årsverk)

tene, rundt 700 årsverk vil være indirekte produksjonsvirkninger hos deres underleverandørbedrifter, mens de resterende rundt 830 årsverk vil være konsumvirkninger som følge av de sysselsattes forbruk, skattebetalinger m.v.

De beregnede sysselsettingsvirkningene fordeler seg over to år, med ca 1000 årsverk i samlede sysselsettingsvirkningene i 1999 og ca 1500 årsverk i 2000. Det understrekes at dette ikke nødvendigvis vil representere ny sysselsetting. I stor grad vil leveransene til Sygna bare bidra til å opprettholde en normal sysselsetting i norsk offshore-rettet næringsliv i utbyggingsperioden. Helt ny sysselsetting som følge av kapasitetsøkninger, kan man bare i mindre grad regne med som følge av dette prosjektet. De nasjonale virkningene av utbyggingen blir imidlertid ikke mindre viktige av den grunn.

En fordeling av de direkte og indirekte produksjonsvirkningene ved utbyggingsprosjektet på næring og tid, framgår av figur 9.4.2. Merk at konsumvirkningene her ikke er med, da modellapparatet ikke gir grunnlag for å næringsfordele disse.



Figur 9.4.2 Nasjonale produksjonsvirkninger fordelt på næring og tid (årsverk)



Den største sysselsettingseffekten av utbyggingsprosjektet kommer innenfor industri, med ca. 510 årsverk. Det meste av dette vil tilfalle verkstedsproduksjon. Store sysselsettings-effekter får en også i bygge- og anleggsnæringen, i praksis innenfor oljeboring og installasjonsarbeid. Sysselsettingseffekten er her beregnet til ca. 310 årsverk. Det blir også betydelige sysselsettingseffekter innenfor forretningsmessig tjenesteyting, både internt i Statoil og i prosjekteringsbedrifter, med til sammen 320 årsverk. Ellers ventes varehandel å få en aktivitetsøkning på 100 årsverk, transportnæringen får 210 årsverk, mens de resterende 210 årsverk fordeler seg ut på andre næringer.

Samlet gir dette beregnede produksjonsvirkninger på vel 1.650 årsverk totalt. I tillegg kommer konsumvirkningene som ikke er med i figur 9.4.2, med ytterligere vel 830 årsverk fordelt over utbyggingsperioden.

#### **9.4.3. Sysselsettingsmessige virkninger av drift av Sygna**

Drift av Sygna vil bli integrert i den ordinære drift

av Statfjord C, uten økning i plattformenes driftsbemannning. Det samme gjelder for den landbaserte organisasjonen, der prosjektet vil bli integrert i Statfjords driftsorganisasjon i Stavanger. Sygna gir dermed ingen direkte sysselsettingseffekter, men genererer likevel en del årsverk i arbeidsmengde, og bidrar til å opprettholde produktivitet og sysselsetting både på Statfjord C-plattformen, og i driftsorganisasjonen på land.

Ordinære vare- og tjenesteleveranser til Sygna fra norsk næringsliv er forholdsvis beskjedne, men kan anslås til rundt 30 millioner kr. pr år. De sysselsettingsmessige virkningene av dette vil ligge i underkant 100 årsverk, hvorav rundt 35 årsverk i direkte virkninger i leverandørbedriftene, rundt 25 årsverk i underleverandørbedrifter og resten i form av konsumvirkninger.

## 10 Referanseliste

- 2 - 1 Regional konsekvensutredning for Tampenområdet. Norsk Hydro, Teknologi- og utbyggingsdivisjon i samarbeid med Statoil og Saga Petroleum, Oslo, desember 1995
- 4 - 1 Beregninger av oljedrift fra Gullfaks Sør. OCN-R-91034, Oceanor 1991
- 4 - 2 Tålegrenser for overflatevann, NIVA, 05.11.1992
- 4 - 3 Olje på havet, J. A. Børresen, 1993
- 4 - 4 Åpning av Trøndelag I Øst, Nordland IV, V, VI og VII. Møre-bassenget, Vøringsbassenget I og II for letevirksomhet. Konsekvensutredning for miljø, naturressurser og samfunn. Nærings- og energidepartementet, september 1993
- 4 - 5 De tidlige livsstadier hos fisk i møte med trusselen fra petroleumsvirksomheten, Sluttrapport fra HELP, P. Fossum, V. Øiestad, Havforskningsinstituttet, 1993.
- 4 - 6 Environmental effects of produced water from the North Sea operations, H. J. Sommerville et al., Marine Pollution Bulletin, Oct. 1987
- 4 - 7 Discharges of produced water - effects in the water column. OLF, 22.05.1995
- 4 - 8 North Sea produced water: Fate and effects in the marine environment. E&P Forum, May 1994
- 4 - 9 Metode for miljørettet risikoanalyse. Grunnlagsrapport. DNVI, 95-3563, desember 1995
- 4 -10 Sjøfugler i influensområdet til oljefeltet Vigdis, T.E Kaspersen, NINA, 1992 Oppdragsmelding 144
- 4 -11 Svømmetrekk av alke og lomvi i Nordsjøen juli 1986 og juli 1987. A. Follestad et. al., Direktoratet for naturforvaltning, september 1987
- 4 -12 Om sjøfuglressursene i influensområdet til oljefeltet Snorre. A. Follestad, Direktoratet for naturforvaltning, 1987
- 4 -13 Forurensning i Norge 1995. SFT, juni 1995
- 4 -14 Is oil pollution a threat to seabirds? Lessons from the Exxon Valdez oil spill. J.A. Wiens, Colorado Univ., Proc. of the 5th Int. Seabird Group Conf., Glasgow, March 1995
- 4 -15 Impact assessment for opening of new areas at the Norwegian Continental Shelf to oil activities. Review of methodology and conclusions. G. M. Dunnet & R. B. Clark. Rapport til OLF, 1994
- 4 -16 Nitrogen som bidragsyter til forurensning. SFT, Rapport nr. 351, 1989
- 4 -17 Spredning og nedfall av NOx-nitrat fra utslipp på Vigdis-feltet. J Saltbones. DNMI, august 1992
- 4 -18 Overvåkning av langtransportert forurenset luft og nedbør. Årsrapport 1993, SFT, 1994
- 4 -19 Estimated photochemical ozone production and acidification from emissions of nitrogen oxides and volatile organic compounds from oil and gas production in the North Sea. NILU, November 1995
- 4 -20 Fattig heivevegetasjon i Norge; utbredelseskart. E. Fremstad, L. Kvenhild, NINA, januar 1993
- 4 -21 Kartlegging av tålegrenser for nitrogen basert på empirisk metode. NIJOS, mars 1995
- 6 - 1 The effects of produced water on hydrocarbon levels and on monooxygenase activity in fish larvae in the northern North Sea. R. M. Stagg et al., SOAD Marine Laboratory, Aberdeen. Presentert på 1995 International Seminar on Produced Water, Trondheim, september 1995
- 6 - 2 Produced water, chemistry and toxicity study. OLFs miljøprogram. IKU, januar 1993
- 6 - 3 Input til regional konsekvensutredning for Tampenområdet. Telefax fra K. H. Bryne, Statoil, 28.08.95
- 6 - 4 Vigdis-feltet. Plan for utbygging og drift.

- vedlegg VIII-Konsekvensutredning. Saga Petroleum, august 1994
- 6 - 5 Miljøeffekter av produsert vann. S. Johnsen, Statoil Forskningscenter, april 1994
- 7 - 1 Forenklet miljørisikoanalyse for Sygna. Statoil, Akvaplan-niva, 1998
- 7 - 2 Om miljø sikkerhet i innseilingsleder. NOU 1991:15
- 8 - 1 Fisken og havet nr. 10. Havforskningsinstituttet, 1997.

# Vedlegg I

Fylkesvis oversikt over områder på kysten med nasjonal/internasjonalt verneverdi. Forklaring S-verdi se siste siden i vedlegg II.

## HORDALAND

KOMMUNE/område	Verneformål og vernestatus	Verneverdi	Annen info.	S-verdi
<b>ASKØY og MELAND</b>				
Herdla	Naturreservat/ fuglefredningsområde/geologiske og botaniske verdier	Nasjonalt	Fylkets viktigste våtmarks-område, strandeng. Rikt og variert fugleliv, ærfugl, havelle og vadere.	S3
<b>LINDÅS</b>				
Lurekalven	Naturreservat	Nasjonalt	Gammel kjent sjøfuglkoloni. Ingen hekking siden 1988.	

## SOGN OG FJORDANE

KOMMUNE/område	Vernestatus/ -formål	Verneverdi	Annen info.	S-verdi
<b>ASKVOLL</b>				
Herdla	Naturreservat	Nasjonal	Hekkeområde for bl.a ærfugl, gråmåke, svartbak, rødnebbterne og teist. Næringsområde for ærfugl og krykkje.	S3
Moldvær	Naturreservat	Nasjonal	Næringsområde for siland. Hekkeområde for ærfugl, gråmåke, svartbak, terner, toppskarv og teist.	S3
Prestøy	Natureservat	Nasjonal	Hekking av fiskemåke. Sildemåkekoloni. Viktig hekkelokalitet.	S2
Skardholmen	Natureservat	Nasjonal	Skarv og gråmåke?	
Smelvær	Natureservat	Nasjonal	Hekkeområde for grågås, ærfugl, gråmåke, svartbak og terner. Næringsområde for skarv, ærfugl, sjøorre, havelle, kvinand og gråmåke. Steinkobbekoloni, kasteområde.	S3
<b>BREMANGER</b>				
Veststeinen	Natureservat	Nasjonal	Fuglefjell med mye lunde og noe lomvi. Hekkeområde for toppskarv, ærfugl, gråmåke, svarbak, krykkje, alke, lomvi, lunde og havhest. Beiteplass for gjess i hekketiden. Hvileplasser for skarv.	S3
<b>FLORA</b>				
Gåsøy	Natureservat	Nasjonal	Marint gruntvannsområde, trekk- og overvintningslokalitet for sjøfugl. Hekkeområde for grågås og siland.	S3
Hovdefjell	Natureservat	Nasjonal	Hekkeområde for ærfugl og gråmåke. Overvintningsområde for gråmåke. Steinkobbekoloni.	S3
Nærøyane	Naturreservat/ fuglefrednings- område	Nasjonal	Marint våtmarksområde. Trekk- og overvintningsområde for sjøfugl (skrav, hegge, ender). Hekkeområde for gjess, terner, måker og ender.	S3
<b>GULEN</b>				
Kvernøya	Naturreservat	Nasjonal	Hekkeplass for gråmåke, svarbak, grågås, ærfugl, tjuvjo, tjeld, rødstilk, fiskemåke og rødnebbterne. Raste- og overvintningsområde for våtmarksfugl.	S3
<b>SOLUND</b>				
Gåsvær	Naturreservat	Nasjonal	Hekkelokalitet for toppskarv, grågås, gråmåke svartbak, rødnebbterne og teist. Overvintring av toppskarv, havelle, siland, gråmåke, svartbak	S3
Indrevær	Naturreservat	Nasjonal	Store gruntvannsområder. Hekkeområde for toppskarv, ærfugl, teist, lunde, ender, måker og terner. Overvintring av skarv, ender, vadere, måker og alkefugl.	S3
Utvær	Naturreservat	Nasjonal	Hekkeområde for ender, måker terner, toppskarv, ærfugl, teist og lunde. Overvintningsområde for skarv.	S3
<b>VÅGSØY</b>				
Einewarden	Naturreservat/ artsfredning	Nasjonal	Fuglefjell med havhest, lunde, lomvi og alke.	S3
Klovningen	Naturreservat	Nasjonal	Hekkeområde for krykkje, alke, lomvi, havhest og lunde. Trekkplass for gjess og hvileplass for skarv.	S3
Sildekruna	Naturreservat	Nasjonal	Hekkeområde for ærfugl, gråmåke, svarbak og teist	S3
Stallbrekka	Naturreservat	Nasjonal	Fuglefjell. Hekkeområde for havhest, toppskarv, ærfugl, gråmåke og krykkje.	S3

## MØRE OG ROMSDAL

KOMMUNE/område	Vernestatus/ -formål	Verneverdi	Annen info.	S-verdi
<b>AURE</b>				
Mellandsvågen	Naturreservat	Internasjonal	Se Mellandsvågen havstrand	S3
Mellandsvågen	Dyrefrednings- område	Nasjonale	Se nedenfor	S3
Mellandsvågen havstrand	Naturreservat (Fu)	Internasjonal	Strandstrekninger og gruntvannsområder med svaberg rullestein, strandenger og leirer. Vinteropp- holdsted for islom, horndykker, gråstrupedykker, ærfugl, sjøorre, silender. Viktig rasteplass for våt- marksfugler. Hekkelokalitet for grågås, gravand og vadere.	S3
<b>SURNADAL</b>				
Surna naturreservat (Purka)	Natureservat	Nasjonale	Grundtområde med artsrik strandeng. Raste- og overvintringsområde for våtmarksfugl.	S3
Surna (dyrelivsfredning)	Dyrefrednings- område	Nasjonale	Se ovenfor	
<b>AVERØY</b>				
Batnfjordsøra	Naturreservat (M)	Internasjonal	Typisk fjorddelta med store tidevanns-områder. Strandenger med tangvoller. Beite- og hekkeområde for vadere og ender, også overvintringsområde.	S3
<b>FRÆNA</b>				
Sandblåstvågen/ Gaustadvågen (Fræna og Eide kommuner)	Natureservat	Internasjonal	Elvemunningsvåg med tidevannsleirer og strand- enger. Spesielle plantearter og -samfunn. Raste- og overvintringsplass for svaner, ender og vadere. Rik hekkefuglfauna.	S3
<b>AUKRA</b>				
Røabukta	Fuglefrednings- område	Nasjonale	Langgrunne strandsstrekninger med bl.a. sand- strender og leirer. Hekkelokalitet for grågås, ærfugl, tjeld, tyvjo, rødstilk, gråmåke, svartbak og fiske- måke. Overvintringsområde for lommer, gråstrupe- dykker, ærfugl, sjøorre og havelle.	S3
<b>SANDØY</b>				
Selvikvågen	Naturreservat	Internasjonal	Grunn bukt med strandenger og viker i indre del. Ytre del består av leirer og store tidevannsareal. Beitelokalitet for ender og vadefugl. Hekkeplass for gressender, vadere.	S3
Lyngholman	Naturreservat	Internasjonal	Stort strandengsystem som grenser mot flere grunne bukter med småholmer og store tidevannsareal. Hekkeplass for vadefugl. Vinterbeite for vadere og andre våtmarksarter.	S3
Malesanden og Huse	Dyrefrednings- område	Nasjonale	Se nedenfor	S3
Malesanden	Fuglefrednings- område/botan- iske og kvartær- geologiske verdier	Internasjonal	Hekke-, raste- og overvintringsplass for vann- og sjøfugl.	S3
Huse	Fuglefrednings- område	Nasjonale	Beite- og hekkeplass for ender og vadefugl. Strandeng.	S3
<b>NESSET</b>				
Nauste	Naturreservat (M)	Internasjonal	Stort strandengkompleks i elveos. Raste- og over- vintringsplass for vannfugl.	S-3
<b>MOLDE</b>				
Veøy	Landskapsvern- område	Nasjonale	Natur- og kulturhistoriske verneinteresser	S-1

Fortsettelse neste side

## MØRE OG ROMSDAL

KOMMUNE/område	Vernestatus/ -formål	Verneverdi	Annen info.	S-verdi
<b>GISKE</b>				
Blindheimsvika	Fuglefrednings- område	Internasjonal	Langgrunn bukt med store tidevanns-areal og leirer. Store, velutvikla stradengflater. Viktig rasteplass for ender og vadefugl, og overvintrings-lokalitet for bl.a gråstrupedykker og sjøorre. Hekkeområde for sandlo	S-3
Rørvikvågen	Fuglefrednings- område	Internasjonal	Stor, langgrunn våg med store tide-vannsareal, leirer og strandenger. Raste- og overvintringsplass for dykkere, vadere. Hekkelokalitet for gravand og brushane.	S-3
Roaldsand	Fuglefrednings- område	Internasjonal	Langgrunne sandstrender og leirer. Rasteplass og overvintringsområde for lommer, dykkere og sjø-ender. Hekke-lokalitet for gravand, makrell- og rødnebbterne.	S-3
Giske	Fuglefrednings- område kvartær- geologiske verdier	Internasjonal	Sand-, stein- og blokkstrand med tangvoller. Strand-enger bak. Viktig rasteplass for vadere, sjøender og måker. Overvintrings- og hekkeplass for fugl.	S3
Giske	Dyrefrednings- område	Nasjonale	Se ovenfor	S3
<b>ULSTEIN</b>				
Grasøyane	Dyrefrednings- område	Nasjonale	Grenser til Runde dyrefredningsområde	
Grasøyane	Fuglefrednings- område	Nasjonale	Svaberg og rullesteinstrender. Hekkeplass for sjø-fugl, ender og vadere. Myteplass for ender og gjess.	S3
Stokksund / Blikkvågane (Herøy og Ulstein kommune)	Fuglefrednings- område	Nasjonale	Fjordavsnitt med tilgrensede strandstrekninger. Hekkelokalitet for grågås, ærfugl og måker. Nærings- og over-vintringsområde for lommer, dykkere, skarv, sjøender og alkefugl. Over-nattings-lokalitet for sjøender.	S3
<b>HERØY</b>				
Runde	Dyrefrednings- område	Nasjonale	Se nedenfor	
Runde frednings- område (Runde vestside)	Fuglefrednings- område	Nasjonale	Fjellskrenter med de største sjøfuglkoloniene i Sør-Norge. Alle alkefuglene, måker, toppskarv, havhest og havsule dominerer.	S3
Runde fredningsområde (Runde nordside)	Fuglefrednings- område	Internasjonal	Se ovenfor	S3
Runde frednings område (Hellestien-Kløfje)	Fuglefrednings- område	Internasjonal	Se ovenfor	S-3
<b>SANDE</b>				
Storevik	Naturreservat	Nasjonale	Gruntvannsområde med store tide-vannsareal og leirer. Viktig raste- og overvintringsplass for vadere og sjøfugl. Hekkeområde sjøfugl.	S-3
Storevik	Dyrefrednings- område	Nasjonale	Se ovenfor	
Sandsvågen	Naturreservat	Nasjonale	Tidevannssone med kvikkleire og ålegressenger. Rasteplass og overvintringslokalitet for gjess, gressender, ferskvannsdykk- ender, vadere og sangsvaner. Hekkeområde for måkefugl. Hekkeplass for vadefugl. Vinterbeite for vadere og andre våtmarksarter.	S-3

## SØR-TRØNDELAG

KOMMUNE/område	Vernestatus/ -formål	Verneverdi	Annen info.	S-verdi
<b>FRØYA</b>				
<i>Froan naturreservat og landskapsvern-område</i>	<i>Naturreservat/ landskapsvern-område/dyre-fredningsområde</i>	Nasjonale		S-3
Avåtskjera/ Halten/ Helvetet/Horsøyen/ Gimsan/Andsteinen/ Finnværet/Sandværet/ Kunna/Sørburøy/ Nordøya/Hestværet		Nasjonale	Store øyområde på Froan med hekke- og myte-lokaliteter for ærfugl, grågås og siland.	S3
Skarvflesan/Gogna/ Beinholman/Vingleia Gjøsingene/ Årstads-kjæret/Stålskjera/ Tarbuskjera/ Sállatskjera/ Avskjerholman		Nasjonale	Store øyområder på Froan med hekke- og myte-lokaliteter for ærfugl, grågås og siland.	S3
Halten/Gimsan/ Helvete/Horsøyen		Nasjonale	Øygruppe nord i Froan. Overvintringslokaliteter for bl.a. skarv, ærfugl, havelle, teist og alkekonge.	S3
Småværet/Finnværet/ Sauøya Sandværet/ Kalvan/Bogøya Mellåta/Ansteinen/ Årtareskjæret		Nasjonale	Stort øyområdet i Froan. Overvintringslokaliteter for bl.a. hegre, skarv, ærfugl, alke, lomvi, lunde, teist, siland og stormåke.	S3
<b>BJUGN</b>				
Været	Landskapsvern-område/fugle-fredningsområde	Nasjonale	Viktig hekke-, myte- og overvintringslokalitet (teist, tyvjo, sildemåke, andefugl (grågås, ærfugl), lommer, dykkere og alkefugler). Yngle- og hvileplass for steinkobbe samt oppholdsplass for havert.	S3
<b>ØRLAND</b>				
Hovsfjæra	Fuglefrednings-område	Nasjonale	Langgrunt område med overvintrings-, raste-, beite- og hekkeplass for bl.a. sjøorre, ærfugl, steinvender, havelle, fiskemåke og tjeld.	S3
Innstrandfjæra	Fuglefrednings-område	Nasjonale	Strandeng. Langgrunt område med overvintrings-plass for gråstrupedykker, andefugler og vadere. Rasteplasser for gråmåke, svartbak, polarsnipe. Hekkelokalitet for ærfugl, gravand og tjeld.	S3
Grandefjæra	Naturreservat	Internasjonale	Våtmarksområde med overvintrende smålom, islom, gråstrupedykkere, havelle, sjøorre, ærfugl, steinvender, fjæreplytt og gråmåke. Hekkelokalitet for ærfugl, siland, tjeld og hettemåke. Myteplass for sjøorre og ærfugl.	S3
<b>ÅFJORD</b>				
Hosensand	Landskapsvern-område/plante-fredningsområde	Internasjonale	Landskapvernområde med strand.	S1
Bingholmsråsa/ Lauvøya/Tårnes	Fuglefrednings-område	Nasjonale	Overvintringsplass for lommer, dykkere, ærfugl, sjøorre, måker og alkefugl. Rasteplass for gjess og vadefugler. Myteområde for ærfugl og sjøorre.	S3
<b>MELHUS/ TRONDHEIM</b>				
Gaulosen m/Leinøra	Landskapsvern-område/ naturreservat/ geologiske verneverdier	Nasjonale	Elveutløpsområde med rikt fugleliv og store botaniske verdier.	S2



## NORD-TRØNDELAG

KOMMUNE/område	Vernestatus/ -formål	Verneverdi	Annen info.	S-verdi
<b>FROSTA</b>				
Tautra med Svæet (Foreslått inkludert: Øksningen)	Naturreservat/ fuglefrednings- område (Fu)	Regional/ nasjonal	Hekkeområde for ærfugl. Hvileplass for skarv.	S3
<b>LEKA</b>				
Leknesøyene	Zoologisk artsfredning	Nasjonal	Hekking- og overvintringsområde for ender, gjess og skarv.	S3
Skeisneset	Fuglefrednings- område	Nasjonal	Rikt fugleliv, våtmarks- og sjøfuglområde	S3
<b>VIKNA</b>				
Kjønnsøyhopen	Naturreservat/ fuglefrednings- område	Nasjonal	Strandeng med hekkeområde for måker og ender.	S3
Sklinnaflasin	Biotopvern- område	Nasjonal	Myteområde for ender og hekkeområde for skarv.	S3
Kvaløy og Raudøy Foreslått inkludert: Måholman Kråkøya/Raudøya)	(Naturreservat/ dyrefrednings- område (Fu)	Nasjonal	Hekke- og overvintringsområde for alkefugl, ender, måker og skarv. Yngleplass for oter.	S3
Borgan og Frelsøy (Foreslått inkludert: Hummelværet/ Bremøya/ Måsøya)	Naturreservat/ dyrefrednings- område/botaniske og geologiske verdier (Fu)	Nasjonal	Hekkeområdefor skarv, smålom, siland, gråmåke og svartbak. Overvintringsområde for ender, måker og skarv. Myteområde for grågås. Oterlokalitet.	S3

(Fu)=foreslått utvidet

(M)=midlertidig vernet

## Vedlegg II

Fylkesvis oversikt over naturvernområder med lokal/regional verneverdi. Forklaring av S-verdi og \*, se siste siden i vedlegget.

### HORDALAND

KOMMUNE/område	Vernestatus/ -formål	Verneverdi	Annen info.	S-verdi
<b>BERGEN</b>				
Seløyskjera	Naturreservat	*	Ternekolonier.	S2
<b>FEDJE</b>				
Hellisøy	Naturreservat	Regional	Hekkelokalitet for bl.a gråmåke og svartbak. Vadere og gjess observert under trekket. Svartbak, hettemåke krykkje, makrellterne, grågås, rødstilk observert.	S2
Litle Frilsøy/ Hovden/ Svarteskjeret/ Innesøyene	Naturreservat	Regional	Koloni av svartbak og gråmåke.	S2
Sekkedalstjørn	Naturreservat	Regional	Rødnebb- og fiskemåkekoloni. Hettemåker.	S2
<b>AUSTRHEIM</b>				
Notholmen	Naturreservat	Regional	Terner, nedgang på 90-tallet.	S2
Stridsholmen	Naturreservat	Regional	Hekkelokalitet for silde-, grå- og fiskemåke, grågås, ærfugl og siland.	S3
Kuøyini/Skagøyini/ Teistholmen/ Teistholmskjeret	Naturreservat	Regional	Måker, nedgang på 90-tallet. Grågås.	S2
Låge Islandingen	Naturreservat	Regional	Terner, nedgang på 90-tallet.	S2
<b>RADØY</b>				
Loddå	Naturreservat	Regional	Hekkeområde for måker, ærfugl og grågås. Overvintringsområde for ender.	S3
Sandholmane/ Øysteinen/Hesjetå	Naturreservat	Regional	Måker, tjeld og ærfugl, nedgang på 90-tallet.	S3
Synnøy	Naturreservat	Regional	Hekkeområde for måker, terner og grågås. Ærfugl og siland.	S3
<b>ØYGARDEN</b>				
Greipingen	Naturreservat	Regional	Hekkelokalitet for måker. Svartbak, gråmåke, teist, terner og mytende ærfugl.	S3
Ullebråten	Naturreservat	Regional	Rødnebbternekoloni, varierende bestand.	S2
Teistholmen	Naturreservat	Regional	Rødnebbkoloni.	S2
Bleikenøvlingen/ Høgskjeret	Naturreservat	Regional	Måker, terner og teist.	S3
Kortnabbskjer/ Horsøy	Naturreservat	Regional	Måker og terner, nedgang på 90-tallet.	S2
Tjeldstø	Naturreservat	*	Våtmarksområde, trekk-, hekke- og overvintringsområde for våtmarksfugl	S2
Skarvøy fyr	Naturreservat	Regional	Sjøfugl.	S3
<b>ASKØY</b>				
Laksholmen	Naturreservat	Regional	Måker og terner, nedgang på 90-tallet.	S2
Hanøyklubben	Naturreservat	Regional	Måker, nedgang på 90-tallet.	S2
Ertensøya	Naturreservat	Regional	Sildemåkekoloni, nedgang på 90-tallet.	S2
<b>FJELL</b>				
Lønøy	Naturreservat	Regional	Måke- og ternekolonier.	S2
Ringaskjer	Naturreservat	Regional	Overnatting for måker. Ingen hekking av terner siden 1988.	S2
<b>SUND</b>				
Kvernholmen/ Rosmunnen	Naturreservat	*	Hekkeområde for måker. Fiskemåke i framgang. Svartbak, silde- og gråmåkekoloniene negativ utvikling.	S2

Fortsettelse neste side

KOMMUNE/område	Vernestatus/ -formål	Verneverdi	Annen info.	S-verdi
Litle Gåsøy/ Skarvøy/Store Lambholmen	Naturreservat	*	Måke- og ternekolonier, varierende antall.	S2
<b>AUSTEVOLL</b>				
Hjartholmen	Naturreservat	Regional	Hekkelokalitet for fiskemåke og terner. Ingen hekking siden 1988.	S1
Måksteineane	Naturreservat	Regional	Måkekolonier. Nedgang siden 1988.	S2
Møkstra/ Grønningane	Naturreservat/ botaniske verdier	Regional	Hekkelokalitet for måker, grågås og skarv.	S3
Vestre og Indre Mågabøl/ Myrbær- holmen/Kvitingen	Naturreservat	Regional	Hekkelokalitet for svartbak, grågås, gråmåke og toppskarv. Bestandsøkning av svartbak og gråmåke.	S3
Terneskeret	Naturreservat	Regional	Terner og måker. Nedgang i ternebestanden.	S2
<b>FITJAR</b>				
Tangbleikjo	Naturreservat	Regional	Ternekoloni. Nedgang siden 80-tallet.	S2
Senjen	Naturreservat	Regional	Måker og rødnebbterner.	S2
Eggholmen	Naturreservat	Regional	Stor måsekoloni. Nedgang siden 80-tallet.	S2
<b>TYSNES</b>				
Kråko	Naturreservat/ botaniske verdier		Rike hekkeforekomster av måker. Siland.	S3
Fluøyane m/Fluøy- skjæret/Lyngøy/Vees- øyane/Terneskjæret	Naturreservat	*	Hekkeområde for måker, terner og ender.	S3
<b>KVINNHERRAD</b>				
Fjæraskjær	Naturreservat	Regional	Ternekoloni. Negativ bestandsutvikling på 90-tallet.	S2
Raudholmane	Naturreservat	Regional	Hekkelokalitet for fiskemåke og makrellterner. Positiv bestandsutvikling (1993).	S2
Hillekalve/Pasholmen	Naturreservat/ botaniske verdier	Regional	Rike hekkeforekomster av terner og måker. Mest fiskemåke, rødnebbterner og makrellterner, men også svartbak, gråmåke og sildemåke. Teist og ærfugl.	S3
Terneskeret	Naturreservat	Regional	Ternekolonier. Negativ bestandsutvikling på 90-tallet.	S2
Trollskjeret	Naturreservat	Regional	Rike hekkeforekomster av terner. Stabil bestand.	S2
Prestnesholmen	Naturreservat	*	Ternekoloni.	S2
<b>FUSA</b>				
Gåseskjer og Stegholmen	Naturreservat	*	Terner og måker.	S2
<b>ETNE</b>				
Skåno	Naturreservat	Regional	Gråmåkekoloni. Også små kolonier av svartbak, fiskemåke og terner.	S2
Bratthomen m/skjær	Naturreservat	Regional	Tidligere store hekkeforekomster av måker og terner. Nedgang på 90-tallet.	S2
<b>ØLEN</b>				
Illholmane	Naturreservat	*	Sildemåke, fiskemåke, gråmåke, svartbak, rødnebbterner. Også makrellterne, ærfugl, teist og siland.	S3
<b>OS</b>				
Vågsholmen/ Gulaskjer/Bratt- holmen/Grasholmen	Naturreservat	*	Hekkelokalitet for måker og terner. Negativ bestandsutvikling.	S2
Perholmen	Naturreservat	*	Hekkeområde for terner. Negativ bestandsutvikling.	S2
Raudholmane	Naturreservat	*	Hekkelokalitet for terner og måker.	S2
Sandholmane	Naturreservat	*	Viktig hekkeplass for terner og fiskemåke.	S2
Kubbholmen	Naturreservat	*	Hekkelokalitet for terner. Negativ bestandsutvikling.	S2

Fortsettelse neste side

KOMMUNE/område	Vernestatus/ -formål	Verneverdi	Annen info.	S-verdi
<b>LINDÅS</b>				
Klammersholmen	Naturreservat	Regional	Måker, terner og ærfugl.	S3
Ådnøy	Naturreservat	Regional	Tidligere ternekoloni.	S1
Vågsskjeret	Naturreservat	Regional	Tidligere ternekolonier.	S1
Grønningane	Naturreservat	Regional	Hekkeforekomster av måker.	S2
Håvarden og Klubben	Naturreservat	Regional	Hekkeforekomster av terner.	S2
<b>MASFJORDEN</b>				
Raunøy/Langøy/ Skardholmane/Stor- holmen/Høggholmen	Naturreservat	Regional	Viktig sjøfuglområde. Terner.	S2
Herøy	Naturreservat	*	Tidligere viktig hekkelokalitet for fiskemåke. Kolonien har flyttet til Raunøy.	S1
Dyrøysundskjeret	Naturreservat	*	Stabil hekkkoloni for terner.	S2
Mofjorden	Naturminne	*	Marint område.	S1
<b>KVAM</b>				
Aksnesholmane	Naturreservat	*	Fiskemåke- og makrellternekoloni. Livskraftige bestander (1995)	S2
<b>BØMLO</b>				
Laatersøy-området: Hovsøy/ Laatersøy/ Melne/Melnesklubben/ Lyngsøy/Oksøy	Naturreservat/ botaniske verdier	*	Kolonier av svartbak, gråmåke, toppskarv og teist. Viktig myteområde for ærfugl.	S3
Raudholmane	Naturreservat	*	Kolonier av gråmåke og svartbak. Rødnebbterne og teist.	S3
Sengane	Naturreservat	*	Hekkelokalitet for måker og toppskarv. Nedgang fra 80-tallet.	S3
Utsletteøy	Naturreservat	*	Toppskarv- og gråmåkekoloni. Nedgang på 90-tallet.	S3
Joøy	Naturreservat	*	Hekkelokalitet for toppskarv, gråmåke, svartbak og sildemåke. Nedgang de senere år.	S3
Upsøykalven	Naturreservat	*	Toppskarv, teist og måker.	S3
Trøtteleikja	Naturreservat	*	Rødnebbternekoloni på 80-tallet. Trolig flyttet.	S1
Eggvær	Naturreservat	*	Viktig myteområde for ærfugl (105 ind.). Hekke- område for svartbak og gråmåke.	S3
Olvondo	Naturreservat	*	Hekkeforekomster av gråmåke, svartbak og fiske- måke God teistbestand. Ternekoloni.	S3
Otterøy og Hestholmen	Naturreservat	*	Fiskemåse- og rødnebbterne-koloni. Nedgang på 90-tallet.	S2
Trøytarosskjeret	Naturreservat/ botaniske verdier	*	Makrellternekoloni. Ikke hekket siden 1988.	S1
Måkesteinen m/Tuvo	Sjøfuglreservat	*	Svartbak, sildemåke, gråmåke og teist. Nedgang på 90-tallet.	S3
Karihavet	Sjøfuglreservat	*	Koloni av rødnebbterne. Nedgang på 90-tallet.	S2
Koløy	Sjøfuglreservat	*	Ternekoloni. Nedgang på 90-tallet.	S2
<b>STORD</b>				
Bleikjo	Naturreservat	*	Terne- og måkekolonier. Tilbakegang på 90-tallet. Ingen terner hekket i 1995.	S2

## SOGN OG FJORDANE

KOMMUNE/område	Vernestatus/ -formål	Verneverdi	Annen info.	S-verdi
<b>ASKVOLL</b>				
Bunesholmane	Naturreservat	*	Skiftende hekkebestand av måker. Viktig hvileplass for skarv.	S3
Flatøy	Naturreservat	Regional	Hekkeområde for fiske-, sildemåke og makrellterne. Viktig hekke- og overvintringsområde.	S2
Krokholmen	Naturreservat	Regional	Hekkeområde for fiskemåke, makrell- og rødnebbterne. Næringsområde for fiskemåke.	S2
Kuøyna	Naturreservat	Regional	Hekkeområde for gråmåke, svartbak, fiskemåke, ærfugl og tjeld. Andre vadere forekommer.	S3
Kvannholmen	Naturreservat	Regional	Hekkelokalitet for terner og fiskemåke, varierende aktivitet.	S2
Kvitingane	Naturreservat	Regional	Hekkeområde for svartbak. Steinkobbekoloni. Store gruntvannsområder viktig under trekk og overvintring hos bl.a grågås.	S2
Raudøy	Naturreservat	Regional	Næringsområde for sildemåke. Viktig hekkeområde for silde- og gråmåke.	S2
Ryggsteinen	Naturreservat	*	Store gruntvannsområder. Viktig trekk- og mytelokalitet for grågås. Hvileplass for skarv. Hekkeområde for skarv, gjess, ender, måker, terner og alkefugl.	S3
Senholmen	Naturreservat	Regional	Steinkobbekoloni, kasteområde. Viktig hekkeplass for måker, noe grågås. Trekk og beiteplass for gås. Hvileplass for skarv.	S3
Svarteskjeret	Naturreservat	Regional	Hvileplass for skarv.	S3
Sørværet	Naturreservat	*	Marint gruntvannsområde. Næringsområde for skarv, hegre, ender, måker og alkefugl. Viktig overvintringslokalitet.	S3
Askvika	Naturreservat	*	Marint gruntvannsområde, estuar, poll. Viktig trekk- og hekkelokalitet. Fylkets viktigste overvintringslokalitet. Stor hettemåkekoloni.	S3
<b>BREMANGER</b>				
Frøyskjera	Naturreservat	*	Gruntvannsområdene viktige trekk- og overvintringsområder for vannfugl. Negativ utvikling som hekkeområde. Hvilplasser for skarv.	S3
Førdspollen	Naturreservat	*	Strand- og brakkvannsområde. Trekk- og overvintringsområde.	S2

Fortsettelse neste side

KOMMUNE/område	Vernestatus/ -formål	Verneverdi	Annen info.	S-verdi
Haukedalsholmane	Naturreservat	Regional	Hekkeområde for fiskemåke og makrellterne.	S2
Skorpeholmane	Naturreservat	Regional	Næringsområde for hegre. Hekkeområde for ærfugl, svarbak og makrellterne.	S3
Tennøyane	Naturreservat	Regional	Hekkeområde for gråmåke, fiskmåke, makrellterne og hettemåke.	S2
Vengane	Naturreservat	*	Hekkelokalitet for måker. Grunt-vannsområdene rundt øyene viktig over-vintringsområde for lommer, dykkere, skarv og andefugler.	S3
Vingen	Landskapsvernområde	*	Kulturlandskap	S1
<b>FJALER</b>				
Holmelidholmen	Naturreservat	*	Viktig hekkelokalitet for måkefugl.	S2
Myrbærskjera	Naturreservat	*	Hekkelokalitet for måker og terne, hvileplass for skarv.	S3
<b>FLORA</b>				
Aralden	Naturreservat	Regional	Hekkeområde for teist, hvileplass for skarv.	S3
Eikefjordholmane	Naturreservat	Regional	Hekkeområde for sjøfugl	S3
Gulholmen	Naturreservat	*	Vegetasjon dominert av strandeng. Hekkelokalitet for sildemåke, gråmåke, svartbak, fiskemåke, makrellterne, rødnebbterne, ærfugl, tjeld og steinvender. Trekk- og beite-lokalitet for grågås.	S3
Indre Ånnøy	Naturreservat	Regional	Hekkeområde for gråmåke, sildemåke, fiskemåke, svarbak, ærfugl og tjeld. Nedgang i hekkebestand de senere år.	S3
Karsskjeret	Naturreservat	Regional	Strandeng. Hekkeområde for rødnebbterne.	S3
Kvalsteinane (Store og Lille Kvalstein)	Naturreservat	Regional	Hekkeområde for sildemåke, rødnebbterne, ærfugl og svartbak. Over-vintringsområde for ærfugl og havelle.	S3
Nekkøytåa/Nekkøy	Naturreservat	Regional	Hekkeområde for måker, ærfugl, siland, tjeld og vadere. Negativ utvikling i antall hekkende fugler.	S3
Rognane	Naturreservat	*	Ustabil hekkebestand. Beiteplass for grågås.	S2
Timberøyholmane	Naturreservat	Regional	Hekkeplass for måker og terner.	S2
Trefotskjera	Naturreservat	Regional	Hekkeplass for terner. Trekk-, beite- og overvintringslokalitet for grågås og våtmarksfugl. Hvileplass for skarv.	S3
Ytterøyane	Naturreservat	*	Hekkelokaliteter for bl.a ærfugl, tjeld, steinvender, gråmåke, svartbak og teist.	S3
<b>GULEN</b>				
Guleskjeret	Naturreservat	Regional	Uberørt område, hekkplass for fiske-måke, makrellterne og rødnebbterne.	S2
Lihellene	Naturreservat	*	Strandenger. Hekkeområde for svartbak, sildemåke, gråmåke og ærfugl. Næringsområde for siland, sildemåke, grågås.	S3

Fortsettelse neste side

KOMMUNE/område	Vernestatus/ -formål	Verneverdi	Annen info.	S-verdi
Ramsbardane	Naturreservat	*	Hekkeplass for grågås, ærfugl, gråmåke, sildemåke og svartbak. Beiteplass for grågås under trekk. Hvileplass for skarv.	S3
Sogneoksen	Naturreservat	Regional	Hekkeplass for ærfugl, svartbak, makrellterne, sildemåke og rødnebbterne. Trekk- og beiteplass for gjess. Hvileplasser for skarv.	S3
Vassøyane	Naturreservat	Regional	Marint gruntvannsområde. Viktig trekk- og overvintringsområde sjø- og våtmarksfugl.	S3
<b>HYLLESTAD</b>				
Sakrisøy	Naturreservat	*	Marint gruntvannsområde. Hekke-lokalitet for grågås, fiskemåke, gråmåke, svartbak, makrellterne og rødnebbterne. Overvintringslokalitet for havelle, ærfugl, siland, sjøorre, svartand, storskarv og toppskarv.	S3
Ønaholmane	Naturreservat	Regional	Hekkeområde for fiskemåke og makrellterne.	S2
<b>HØYANGER</b>				
Storholmen	Naturreservat	Regional	Viktig hekkeplass for måker. Hekkeplass for ærfugl	S3
<b>SELJE</b>				
Flatholmen	Naturreservat	Regional	Hekkeområde for ærfugl, sildemåke og gråmåke.	S3
Høgfjellet	Naturreservat	Regional	Lite fuglefjell med relativ ustabil fuglebestand. Hekkeområde for krykkje?	S3
Tungevåg	Naturreservat	*	Saltvannspoll, marint gruntvannsområde. Trekk- og overvintringssted for havelle, ærfugl, svartand, siland, kvinand, sjøorre, sangsvane.	S3
<b>SOLUND</b>				
Begla/Bakholmen/ Kuøy/Kuøyskjera/ Lyngholmen	Zoologisk artsfredning	*	Hekkeområde for toppskarv, gråmåke, makrellterne, rødnebbterne, krykkje, alke og lomvi, grågåskoloni.	S3
Mågeøyane	Naturreservat	Regional	Hekkeområde for gråmåke, svartbak og rødnebbterne.	S2
Oddeholmane	Naturreservat	Regional	Hekke- og næringsområde for gråmåke. Hvileplass for skarv. Beiteområde for gjess i trekketidene.	S3
Ramsholmen	Naturreservat	*	Strandeng. Hekkeplass for måkefugler, redusert bestand de senere år.	S3
Torsholmane	Naturreservat	Regional	Næringsområde for siland. Hekkeområde for ærfugl, makrell- og rødnebbterne. Hvileplasser for skarv.	S3
Lysholmen	Naturreservat	Regional	Hekkeområde for ærfugl, sildemåke, svartbak og rødnebbterne.	S3

## MØRE OG ROMSDAL

KOMMUNE/område	Vernestatus/ -formål	Verneverdi	Annen info.	S-verdi
<b>KRISTIANSUND N</b>				
Gløsvågen	Naturreservat	Regional	Produktivt våtmarksområde, viktig hekke- og trekklokalitet for våtmarks-fugler. Bl.a strandenger.	S-3
<b>EIDE</b>				
Einsetvågen/ Nåsvatnet	Fuglefrednings- område	Regional	Strandeng. Hekke-, beite- og over- vintringsområde for vassfugl.	S3
<b>FRÆNA</b>				
Aureosen	Dyre- og fuglefrednings- områder	Regional	Elveos/marint gruntvanns- område. Strandenger. Rasteplass og overvintrings- lokalitet.	S-3
Sylteosen	Fuglefrednings- område	Regional	Elvedelta med tidevannsleirer og strandenger. Rasteplass for tjeld og andre vadefugler. Overvintringslokalitet for sang- svaner, stokkender, sjøender.	S-3
<b>AUKRA</b>				
Furholmen/ Flatholmen	Zoologisk artsfredning	Regional	Hekkeplass for fiskemåke og svartbak.	S-2
<b>ØRSTA</b>				
Raudøya	Landskapsvern- område	Regional	Kulturlandskap. Aktuelt med sjøfugl-reservat på nordsida.	S2
<b>HARAM</b>				
Lepsøyrevet	Fuglefrednings- område	Regional	Produktivt grunnvannsområde. Sandstrender og rullesteinstrender, tare-voller. Viktig helårs beite- plass for sjøfugl. Over-vintrings- plass for lommer, dykkere, skarv, sjøender. Myteplass for ærfugl og siland. Hekkelokaliteter for svartbak og rødnebbterne. Hvileplass for steinkobbe.	S-3
Lepsøyrevet/ Gamlemsund	Fuglefrednings- område	Regional	Se ovenfor	
Lepsøyrevet	Dyrefrednings- område	Regional	Se ovenfor	
Rogneholmen	Fuglefrednings- område	Regional	Gruntvannsområde. Rullestens- trender, flygesandfelt og tarevoller. Overvintringsplass for lommer, dykkere, sjø-ender og alkefugl. Hekkelokalitet for grågås, gravand, steinvender, myrsnipe, tyvjo, fiskemåke og rødnebbterne	S-3
Ullasundet	Fuglefrednings- område	Regional	Strømrikt område med store leirer og grunne sjøområder. Svaberg, rullestein, tarevoller. Viktig myte-, raste- og over- vintringsplass og hekkelokalitet. Hvileplass for steinkobbe.	
Ullasundet	Dyrefrednings- område	Regional	Se ovenfor	
<b>GISKE</b>				
Synnesvågen	Naturreservat	Regional	Langgrunn våg med tidevanns- leirer og sandgrunner. Strand- enger i N og Ø. Beiteplass for	S-3

Fortsettelse neste side



KOMMUNE/område	Vernestatus/ -formål	Verneverdi	Annen info.	S-verdi
			vadefugl i trekketidene. Overvintringsplass for kvinender. Hekkeplass for gravand, måker og terner.	
<b>ULSTEIN</b>				
Flø	Fuglefredningsområde	Regional	Grunnområde med langgrunne strender. Overvintringssted for vannfugl. Tilholdssted oter og steinkobbe.	S-3
Flø	Dyrefredningsområde	Regional	Se ovenfor	
<b>HERØY</b>				
Vardsholmen	Administrativ freda område på offentlig grunn	Regional	Holme med sjøfugl ved Flåvær fyr.	
<b>SANDE</b>				
Hallevatnet	Naturreservat (M)	Regional	Brakkvannspoll omgitt av bl.a strand-enger. Hekkelokalitet for sjøfugl.	S-3
Terneskeret/ Haugsholmen	Administrativt freda område på offentlig grunn	Lokal	Sjøfugl.	S3

## SØR-TRØNDELAG

KOMMUNE/område	Vernestatus/ -formål	Verneverdi	Annen info.	S-verdi
<b>RISSA</b>				
Strømmen og S/SV-sida av Botn	Fuglefredningsområde	Regional	Strandeng og viktig overvintringslokalitet for stökkand, toppand, bergand, havelle og siland. Rasteplass for bl.a stökkand, krikkand, brunnakke, og polarsnipe.	S3
Grønningsbukta	Naturreservat	Regional	Strandeng og viktig våtmarksområde. Viktig trekk- og overvintringslokalitet for bl.a. stökkand, krikkand, ærfugl, sjøorre og enkeltbekkasin. Hekkelokalitet for gravand, tjeld, sandlo og rødstilk. Myteplass for ærfugl.	S3
<b>OSEN</b>				
Øygruppen vest for Buholmråsa	Naturreservat	Regional	Hekkelokalitet for tjeld, tyvjo, gråmåke, svartbak, rødnebbterne, grågås og ærfugl. Mytelokalitet for ærfugl og alkefugl. Kasteplass for havert og steinkobbe.	S3
Buarøyområdet	Fuglefredningsområde	Lokal/ regional	Krykkjekoloni. Rasteplass for storskarv. Hekkelokalitet for grågås. Havørn, oter, steinkobbe, havert og nise.	S3
<b>ØRLAND</b>				
Kråk vågsvaet	Fuglefredningsområde	Regional	Våtmarksområde med raste- og overvintringslokalitet for tjeld og grågås. Hekkelokalitet for grågås, rødnebbterne, tjeld og tyvjo. Myteplass for sjøorre og ærfugl.	S3

## NORD-TRØNDELAG

KOMMUNE/område	Vernestatus/ -formål	Verneverdi	Annen info.	S-verdi
<b>VIKNA</b>				
Tronflesa	Biotopvern- område	Regional	Hekkeområde for rødnebbterne.	S3

(M)=midlertidig verna

\* verneverdi ikke oppgitt

Kriterier for angivelse av sårbarhet. Kilde:  
Metode for miljørettet risikoanalyse (MIRA).  
Metodebeskrivelse. Rapport Nr. 95-3562. Det  
Norske Veritas.

Sårbarhetskategori		Beskrivelse
S1	Lav sårbarhet	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Åtseletende sjøfugl (havørn)</li> <li>• Steinstrandvadere</li> <li>• Tjeld</li> <li>• Elvemunning</li> <li>• Sandstrand</li> <li>• Stein-/grusstrand</li> <li>• Blokkstrand</li> <li>• Svaberg</li> <li>• Hval</li> </ul>
S2	Moderat sårbarhet	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pelagiske og kystbundne overflatebeitende sjøfugler (terner, gjess, måker, vadere, suler, svaner, hegre)</li> <li>• Kystsel (steinkobbe, havert/gråsel)</li> <li>• Tangstrand</li> <li>• Tidevannsdam</li> <li>• Friluftsområder</li> </ul>
S3	Høy sårbarhet	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pelagiske og kystbundne dykkende sjøfugl (alkefugler, ender, skarv, dykkere, lommer)</li> <li>• Oter</li> <li>• Strandeng</li> <li>• Leirstrand</li> <li>• Våtmarksområder</li> </ul>

# VEDLEGG III

## 1. Omregningsfaktorer for utslipp til luft

### 1.1 Statoils standard utlippsfaktorer

Statoils standard utlippsfaktorer er basert på OLFs retningslinjer for beregning av utslipp til luft fra de ulike forbrenningssystemer. De faktorer som er benyttet i konsekvensutredningen er presentert i tabell V.III.1 og tabell V.III.2.

**Tabell V.III.1 Utslippsfaktorer fra forbrenningsprosesser med naturgass som brensel**

Gass	Kilde (delsystem)		
	Gass-turbiner	Gass-fakling	Brønn-testing
CO <sub>2</sub> (t/Sm <sup>3</sup> )	2.34 *10 <sup>-3</sup>	2.34 *10 <sup>-3</sup>	2.34 *10 <sup>-3</sup>
NO <sub>x</sub> (t/Sm <sup>3</sup> )	5.16 *10 <sup>-6</sup> * 8.95 *10 <sup>-6</sup> **	2.34 *10 <sup>-3</sup>	2.34 *10 <sup>-3</sup>
CH <sub>4</sub> (t/Sm <sup>3</sup> )	0.91 *10 <sup>-6</sup>	0.24 *10 <sup>-6</sup>	0.24 *10 <sup>-6</sup>
VOC (t/Sm <sup>3</sup> )	0.24 *10 <sup>-6</sup>	0.06 *10 <sup>-6</sup>	0.06 *10 <sup>-6</sup>

\* lav-NO<sub>x</sub> turbiner

\*\* vanlige turbiner

**Tabell V.III.1 Utslippsfaktorer fra forbrenningsprosesser med diesel som brensel**

Gass	Kilde (delsystem)		
	Gass-turbiner	Motorer	Brønn-testing
CO <sub>2</sub> (t/t)	3.20	3.20	3.20
NO <sub>x</sub> (t/t)	16 *10 <sup>-3</sup>	70 *10 <sup>-3</sup>	3.7 *10 <sup>-3</sup>
CH <sub>4</sub> (t/t)	neglisjerbar	neglisjerbar	neglisjerbar
VOC (t/t)	0.03 *10 <sup>-3</sup>	5 *10 <sup>-3</sup>	3.3