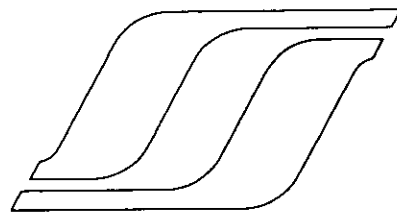


Saga Petroleum



Snorre nordområder (Snorre 2)

Oppdatert Konsekvensutredning



RA97-320/EP

Desember 1997



STATOIL



Innholdsfortegnelse

1 SAMMENDRAG	1
2 INNLEDNING	7
2.1 Generelt	7
2.2 Forhold til tidligere konsekvensutredninger	8
2.3 Rettighetshavere	9
2.4 Lovverkets krav til konsekvensutredning	9
2.5 Formålet med konsekvensutredningen	10
2.6 Saksbehandling.....	10
3 HØRINGSKOMMENTARER TIL UTREDNINGSPROGRAMMET	11
4 PLAN FOR UTBYGGING OG DRIFT	13
4.1 Generelt	13
4.2 Feltutvikling og reserver	13
4.3 Utbyggingsløsning.....	16
4.4 Synergieffekt ved bruk av eksisterende infrastruktur.....	18
4.5 Organisering, tidsplan og gjennomføring.....	18
4.6 Økonomiske forhold.....	19
4.7 Helse, miljø og sikkerhet.....	20
4.7.1 Styring av HMS.....	20
4.7.2 Helse og arbeidsmiljø.....	20
4.7.3 Miljøbudsjett for Snorre 2.....	21
4.7.4 Sikkerhet og beredskap	21
4.8 Avvikling.....	22
5 SAMFUNNSMESSIGE KONSEKVENSER.....	23
5.1 Utbyggingens betydning for investeringsnivået på norsk kontinentalsokkel.....	23
5.2 Valg av løsning for Snorre 2	24
5.3 Industrielle virkninger	25
5.3.1 Prosjektgjennomføring og kontraktstrategi.....	25
5.3.2 Industriell påvirkning	26
5.3.3 Fjerning av CO ₂ fra eksosgass.....	26
5.4 Leveranser av varer og tjenester.....	26
5.4.1 Leveranse av varer og tjenester i utbyggingsfasen.....	27
5.4.2 Leveranser av varer og tjenester i driftsfasen	28
5.5 Sysselsettingsvirkninger av Snorre 2	28
5.5.1 Beregningsmetode	28
5.5.2 Sysselsettingsvirkninger i utbyggingsfasen	29
5.5.3 Sysselsettingsvirkninger i driftsfasen.....	30
5.6 Samfunnsmessig verdi av oljeproduksjonen	31
5.6.1 Inntekter av oljeproduksjonen.....	31
5.6.2 Kostnader ved oljeproduksjonen.....	33
5.6.3 Samfunnsmessig lønnsomhet ved Snorre 2.....	33
6 MILJØFORHOLD I INFLUENSOMRÅDET	37
6.1 Influensområde for Snorre 2.....	37
6.2 Biofysiske forhold.....	37
6.2.1 Meteorologi og oseanografi	37
6.2.2 Bunnforhold	38

6.2.3 Plankton og bunnfauna.....	38
6.2.4 Fiskeressurser.....	38
6.2.5 Sjøfugl.....	38
6.2.6 Sjøpattedyr.....	39
6.2.7 Strandsonen.....	39
6.2.8 Akvakultur.....	39
6.3 Miljøpåvirkning fra regionale utslipp.....	39
6.3.1 Aktivitet i regionen.....	39
6.3.2 Utslipp til luft.....	39
6.3.3 Utslipp til sjø.....	40
6.3.4 Utslipp fra boring.....	41
6.3.5 Akutte oljeutslipp.....	41
7 UTSLIPP OG AVFALL.....	43
7.1 Miljøkriterier for Snorre 2.....	43
7.2 MILJØSOK.....	43
7.3 Utslipp til luft.....	44
7.3.1 Utslippsoversikt.....	44
7.3.2 Utslippsreducerende tiltak.....	47
7.3.3 Effekt av tiltakene.....	50
7.3.4 Miljømessige virkninger.....	51
7.4 Produsert vann og kjemikalier.....	52
7.4.1 Mengde og sammensetning, produsert vann.....	52
7.4.2 Utslippsreducerende tiltak, produsert vann.....	54
7.4.3 Mengde og sammensetning; produksjons- og injeksjonskjemikalier.....	55
7.4.4 Utslippsreducerende tiltak.....	57
7.4.5 Miljømessige virkninger; produsert vann og kjemikalier.....	57
7.5 Boring.....	57
7.5.1 Mengde og sammensetning.....	57
7.5.2 Utslippsreducerende tiltak.....	58
7.5.3 Miljøpåvirkning.....	58
7.6 Tømming av rørledninger ved oppstart.....	59
7.6.1 Mengde og sammensetning.....	59
7.6.2 Utslippsreducerende tiltak.....	60
7.6.3 Miljømessige virkninger.....	60
7.7 Andre utslipp til sjø.....	61
7.7.1 Drenasjevann.....	61
7.7.2 Kjølevann.....	61
7.7.3 Sanitærvann.....	61
7.7.4 Produsert sand.....	61
7.8 Avfall.....	61
8 AKUTTUTSLIPP AV OLJE.....	63
8.1 Akseptkriterier for miljørisiko.....	63
8.2 Kilder til utslipp.....	63
8.2.1 Generelt.....	63
8.2.2 Snorreoljens egenskaper.....	64
8.2.3 Oljeutblåsning Snorre 2.....	64
8.2.4 Lekkasjer fra havbunnsutstyr og ledninger på Snorre 2.....	65
8.2.5 Skipstransport.....	65
8.3 Drift og spredning.....	66

8.4	Konsekvenser av oljeutslipp.....	71
8.5	Miljørisiko.....	71
8.5.1	Analysen	71
8.5.2	Sammenligning med akseptkriterier.....	75
9	KONSEKVENSER FOR FISKERIER.....	77
9.1	Fiskeriaktivitet.....	77
9.2	Sikkerhetssoner	79
9.3	Arealbeslag og konsekvenser for fiskerier	79
9.3.1	Underlag.....	79
9.3.2	Tampenregionen.....	79
9.3.3	Snorre 2	81
10	OPPFØLGENDE ARBEID, HMS	83
11	KONSEKVENSER AV ALTERNATIVE LØSNINGER	85
12	REFERANSER.....	89

VEDLEGG A: Regional konsekvensutredning for Tampenområdet

VEDLEGG B: Oppdaterte utslippsprognoser for Tampenområdet; CO₂, NO_x, NMVOC og produsert vann

Tabelloversikt

Tabell 2.1 Rettighetshaverne i utvinningstillatelse 057, 089 og det samlede Snorrefeltet	9
Tabell 3.1 Høringskommentarer til utredningsprogram, høsten 1993	11
Tabell 4.1 Oljereserver og brønner for Snorre 2	13
Tabell 4.2 Oljereserver for Snorrefeltet	14
Tabell 4.3 Prosjektøkonomi for Snorre 2	19
Tabell 6.1 Data om gyting for viktige fiskeslag i influensområdet for Snorre 2 og Tampen	38
Tabell 7.1 Miljøkriterier for Snorre 2	43
Tabell 7.2 MILJØSOK mål for utslippsreduksjon på norsk sokkel	43
Tabell 7.3 Utslipp til luft fra Snorre 2 i gjennomsnittsåret	45
Tabell 7.4 Utslipp til luft fra faste installasjoner, inklusive bøyelasting av olje	45
Tabell 7.5 Sammensetning av produsert vann	53
Tabell 7.6 Utslipp av produsert vann til Nordsjøen (ref. 25)	53
Tabell 7.7 Prognoser for kjemikalieforbruk for Snorre 2	56
Tabell 7.8 Avfall fra boreaktiviteter på Snorre 2	58
Tabell 7.9 Typiske kjemalieutslipp pr. brønn	58
Tabell 7.10 Utslipp av rørledningskjemikalier	59
Tabell 8.1 Akseptkriterier for Snorre 2	63
Tabell 8.2 Utslipp ved oljeutblåsning i brønn på Snorre 2	65
Tabell 8.3 Fordeling mellom utslippsrater og varigheter ved oljeutblåsning benyttet ved spredningsberegninger	66
Tabell 9.1 Norske fangster i området omkring Snorre	77
Tabell 11.1 Gjennomførbarhet av miljøtiltak	87
Tabell 11.2 Utslipp til luft fra Snorre feltet, akkumulert over feltets levetid	87

Figuroversikt

Figur 2.1 Lokalisering av Snorrefeltet	7
Figur 4.1 Snorrefeltet	14
Figur 4.2 Produksjonsprofil for Snorre 2	15
Figur 4.3 Produksjonsprognoser for PL 057 og 089	15
Figur 4.4 Valgt utbyggingsløsning for Snorre 2.....	17
Figur 4.5 Fremdriftsplan for prosjektering, bygging og installasjon	19
Figur 5.1 Innpassing av Snorre i investeringsaktiviteten på norsk kontinentalsokkel	24
Figur 5.2 Totale nasjonale sysselsettingsvirkninger i årsverk, fordelt på tid og type virkning.....	29
Figur 5.3 Nasjonal sysselsetning i utbyggingsfasen, i årsverk, fordelt på næring	30
Figur 5.4 Beregnede sysselsettingsvirkninger i driftsfasen fordelt på type virkning.....	31
Figur 5.5 Inntekter av produksjonen på Snorre 2	32
Figur 5.6 Investeringer og kostnader fra Snorre 2 over tid	33
Figur 5.7 Forventet årlig kontantstrøm.....	34
Figur 5.8 Fordeling av netto nåverdi på mottaker	35
Figur 7.1 Beregnet CO ₂ -utslipp fra Snorre 2.....	46
Figur 7.2 Beregnet NO _x -utslipp fra Snorre 2.....	46
Figur 7.3 Beregnet VOC-utslipp fra Snorre 2, inkludert oljelasting på Statfjord	47
Figur 7.4 CO ₂ -utslipp på Snorre 2 over feltets levetid, som funksjon av utslippsreducerende tiltak.....	50
Figur 7.5 NO _x -utslipp på Snorre 2 over feltets levetid, som funksjon av utslippsreducerende tiltak	51
Figur 7.6 Totalt utslipp av CO ₂ på Snorrefeltet 1997-2020	51
Figur 7.7 Vannproduksjon på Snorre 2 og Snorre TLP	53
Figur 7.8 Gjennomsnittlig utslipp av produsert vann fra Snorre 2 ved innføring av utslippsreducerende tiltak	55
Figur 8.1 Sannsynlighet for oljeutblåsning under ulike aktiviteter (frekvens pr. brønn eller brønnår)	64
Figur 8.2 Sannsynlighet for oljeforurensning ved utslipp på Snorre 2 gitt som sum for alle årstider	67
Figur 8.3 Fordeling av raskeste drivtid til stranding (% av 600 simuleringer pr. sesong).....	68
Figur 8.4 Sannsynlighet for eksponering av 150-1500 tonn olje i 15x15 km ruter for år 2004.....	69
Figur 8.5 Sannsynlighet for eksponering av 0-150 tonn olje i 15x15 km ruter for år 2004.....	70
Figur 8.6 Miljørisiko for Snorre 2, år 2004 og 2008. Resultater fra eksponeringsbasert analyse	72
Figur 8.7 Lokalisering av strandområder benyttet i miljørisikoanalysen.....	73
Figur 8.8 Fraksjoner av toppskarv, ærfugl og lomvi i analyseområdet.....	74
Figur 8.9 Frekvens for alvorlig miljøskade (restitusjonstid >10 år), beregnet for år 2004 og 2008.....	75
Figur 8.10 Estimert miljørisiko for mest utsatte strandlokalitet i hver sesong, med og uten effekten av oljevern. 76	
Figur 9.1 Konsum- og industritråling i områdene omkring Snorre.....	78
Figur 9.2 Permanente og midlertidige sikkerhetssoner på Snorrefeltet	80
Figur 11.1 Skisserte utbyggingsløsninger	86
Figur 11.2 Utslipp av CO ₂ på Snorrefeltet; sammenligning mellom utbyggingsløsninger og effekt av tiltak.....	88
Figur 11.3 Utslipp av NO _x på Snorrefelte; sammenligning mellom utbyggingsløsninger og effekt av tiltak.....	88

1 SAMMENDRAG

Denne konsekvensutredningen legges frem som en del av Plan for utbygging og drift (PUD) av Snorre nordområder (Snorre 2) i tråd med petroleumslovens § 4-2, som pålegger rettighetshaver å fremlegge en slik plan for Olje- og energidepartementet. Samtidig fremlegges en detaljert beskrivelse av utbyggingen.

Første PUD og konsekvensutredning for Snorrefeltet ble utarbeidet i 1987. Planen innebar en faset feltutbygging, der fase 1 var utbygging av sørlig del av feltet med en strekkstagplattform (TLP) og et undervannsanlegg (UPA). For fase 2, som inkluderte utbygging av Snorre nordområder, ble det i 1987 angitt flytting av TLP fra sydlig til nordlig del av feltet, eller utbygging med undervannsanlegg.

Revidert PUD for Snorre, innlevert i 1994, inkluderte planer for: utvinnings av Lunde L02-L05 (B/C) reservene i Snorre TLP området, oppgradering av kapasiteten på Snorre TLP og installasjon av produksjonsenhet for Vigdis på Snorre TLP. Den beskrev i tillegg en fremtidig undervannsutbygging for to forkastningsblokker i Snorre nordområdet. Investeringsbeslutningen for utbyggingen av nordområdet ble imidlertid utsatt av Snorre Unit og denne delen av utbyggingen derfor ikke behandlet av myndighetene i 1994.

Utbyggingsløsning for Snorre nordområder (Snorre 2) som nå presenteres er en halvt nedsenkbar bore-, bolig- og produksjonsplattform (SSPV). Utbyggingen har robust økonomi. Basert på en samlet samfunnsmessig og miljømessig vurdering av konsekvensene av videre utbygging og drift av Snorre 2, er konklusjonen at dette vil gi positive nettoeffekter for landet.

Hensyn til miljøet har stått sentralt ved valg av utbyggingskonsept for Snorre 2. Det overordnede miljømålet for Snorre 2 er renere produksjon, noe som innebærer reduksjon av utslipp så langt det er teknisk og økonomisk gjennomførbart. Utvikling og implementering av ny teknologi for å oppnå dette overordnede målet har derfor hatt sterkt fokus i utvikling og vurdering av mulige konsepter. Aktuelle konsepter og tekniske løsninger har blitt evaluert både i forhold til hverandre, mot prosjektets akseptkriterier, og mot MILJØSOK målsettinger for norsk offshoreindustri.

	Målsetting	Resultat Snorre 2
Snorre 2 akseptkriterier	0,6 kg CO ₂ pr. kWh	0,4 kg CO ₂ pr. kWh
	0,6 g NO _x pr. kWh	0,3 g NO _x pr. kWh
MILJØSOK mål for norsk sokkel 1996-2010	30-40% reduksjon av CO ₂ -utslipp	26% utslippsreduksjon
	50-80% reduksjon av NO _x -utslipp	76% utslippsreduksjon

Et viktig verktøy er miljøbudsjettet som er etablert for Snorre 2. Dette ble startet opp før konseptvalg og utgjorde en viktig del av beslutningsgrunnlaget.

Ved konseptvalg er det blant annet tillagt betydelig vekt at en ny flytende produksjonsenhet lettest vil kunne tilrettelegges for ny, miljøvennlig teknologi og ha større mulighet for å implementere miljøteknologi som er under utvikling. I tillegg kan en slik løsning gi rom for å foreta miljømessige forbedringer på Snorre TLP, slik at de totale utslippene fra feltet kan begrenses mest mulig.

Gjennom de tiltakene som er vedtatt gjennomført for Snorre 2 vil utslippene bli betydelig redusert i forhold til om Snorre 2 hadde blitt bygget ut med samme teknologi som Snorre TLP der prosjekteringen startet for 10 år siden. Regnet pr. produsert enhet olje og gass over feltets levetid vil utslippet av CO₂ og NO_x være henholdsvis

23% og 72% lavere enn på Snorre TLP. Eksempler på tiltak som ikke er med som underlag for PUD, men som vurderes videre i prosjektet inkluderer kabel mellom Snorre 2 og Snorre TLP for samkjørt kraftproduksjon og et pilotanlegg for fjerning av CO₂ fra eksosgass. Disse vil diskuteres i Snorre lisensen i 1998.

Tilsammen kan disse tiltakene gjøre at totalutslippet av CO₂ fra Snorrefeltet i perioden 1997-2020 blir mindre enn om Snorre bare skulle fortsatt å produsere reservene i den sørlige delen av feltet. Samtidig øker oljeproduksjonen på feltet med 1/3.

Beskrivelse av utbyggingen

Snorrefeltet ligger ca 150 km vest for Florø i blokkene 34/4 og 34/7 i den nordlige delen av Nordsjøen. Snorre 2 er utbyggingen av den nordlige delen av feltet. Utbyggingen vil øke utvinnbare reserver på feltet med 58 millioner Sm³, fra 167 til 225 millioner Sm³. Forventet produksjonsperiode er fra 2000 til 2017.

Planen for utbygging og drift anbefaler at utbyggingen skjer med en halvt nedsenkbar bore-, bolig- og produksjonsplattform (Semi Submersible Production Vessel; SSPV). Oljen skal transporteres til Statfjord B i rørledning for lagring og utskipning. Utbyggingen utnytter på denne måten eksisterende infrastruktur, og gjør det unødvendig med investering i eget lager og utskipningsanlegg. Den delen av produsert gass som ikke benyttes til brennstoff på plattformen skal reinjiseres for trykkstøtte. I tillegg legges en gassrørledning mellom Snorre 2 og Snorre TLP for å optimalisere gass-strategien for hele området. Produsert vann vil bli reinjisert sammen med sjøvann for trykkstøtte.

Som underlag for konseptvalg er det gjort en grundig sammenligning av konseptene med hensyn på miljøbelastningen den enkelte løsning vil medføre. Et viktig argument for en ny, selvstendig plattform fremfor undervannsutbygging til den eksisterende Snorreplattformen (Snorre TLP), er at dette gir mulighet for å innføre ny miljøteknologi som gir reduserte utslipp.

Et argument mot alternativet, undervannsutbygging til Snorre TLP, er at økt aktivitet i form av økt produksjon og økt kompleksitet i prosessen kan gi uakseptabelt sikkerhetsnivå på den eksisterende plattformen.

Prosessanlegget på Snorre 2 vil få følgende kapasiteter:

Samlet væskeproduksjon	28 000 Sm ³ /sd
Oljeproduksjon	18 000 Sm ³ /sd
Behandlingsanlegg, produsert vann	15 000 Sm ³ /sd
Gassproduksjon	3,25 x 10 ⁶ Sm ³ /sd

Koblet til plattformen vil det være undervannsanlegg basert på firebrønns bunnrammer og enkle satellitter for injeksjonsbrønner, forbundet til plattformen med fleksible stigerør. Alle bunnrammene vil bli plassert direkte under den flytende plattformen, innen en sirkel med diameter 100 meter. Utbyggingen er planlagt med 17 produksjons- og 10 injeksjonsbrønner.

Samfunnsmessige konsekvenser

En vurdering av den samfunnsmessige lønnsomheten ved Snorre 2 konkluderer med en netto kontantstrøm fra Snorre 2 på rundt 25 milliarder kroner fordelt på perioden 1998 - 2017. Det er altså store inntekter for det norske samfunn å bygge ut Snorre 2. Ved en samfunnsmessige kalkulasjonsrenten på 7% er nåverdien av Snorre 2 utbyggingen beregnet til rundt 11,4 milliarder kroner. Nåverdien av prosjektet er dermed meget stor, og utbygging av Snorre 2 klart samfunnsmessig lønnsom.

Samlede investeringer beregnet for Snorre 2 er 11,5 milliarder kroner, som hovedsakelig finner sted i perioden 1998-2001. Når produksjonen kommer igang antas de årlige driftskostnadene å bli rundt 385 millioner kroner, eksklusiv CO₂-avgift. Samlede driftskostnader for Snorre 2 i årene 1998-2017 er beregnet til vel 6,9 milliarder kroner, eksklusive CO₂-avgift og den norske andelen av tariffkostnadene til Statfjord.

Norske leveranser er beregnet til å gi en norsk verdiskapning gjennom vare- og tjenesteinnsats og operatørens egeninnsats i utbyggingsperioden på rundt 6,9 milliarder kroner, eller 60 % av investeringskostnadene. Dette er normal norsk andel av verdiskapning ved en feltutbygging på kontinentalsokkelen. Norske leverandørers manglende forutsetninger for å ta oppdrag på rørledningssiden og mangelen på verft som bygger store stålkonstruksjoner reduserer norsk andel. Norske bedrifters konkurransedyktighet når det gjelder prosjektering og bygging av gode plattformløsninger trekker derimot opp. Det samme gjør norske bedrifters sterke posisjon innenfor leveranser av produkter og tjenester til oljevirksomhet og skipsfart.

Snorre 2 vil ha en ordinær driftsbemanning på rundt 50 personer, d.v.s. 150 årsverk med tre fulle skift. I tillegg kommer innleid personell til vedlikehold av brønner og undervanns produksjonsutstyr. Snorre 2 vil få teknisk støtte fra Sagas driftsmiljøer i Stavanger, beregnet til rundt 39 millioner kroner i året. Basetjenester til Snorre 2 vil bli utført fra Sagas driftsbase i Florø.

Plattformvedlikehold vil bli utført av Saga og norske servicebedrifter, men en del reservedeler må kjøpes inn i utlandet. Forpleining vil trolig bli ivaretatt av norske spesialfirmaer. Transportvirksomhet og helikoptertjenester vil også i hovedsak være norske leveranser.

Samlet gir dette beregnede norske leveranser til drift av Snorre 2 i et normalår på 333 millioner kroner, eller rundt 87% av totalen. Av dette vil 96 millioner kroner være personalkostnader, mens de resterende 237 millioner kroner er ordinære vare- og tjenesteleveranser.

Miljøtiltak

Miljømessige konsekvenser av Snorre 2 er søkt redusert så langt som mulig ved utslippsreducerende tiltak. De viktigste er:

- Bruk av moderne turbiner, med lav-NO_x brennere og høy virkningsgrad
- Varmegjenvinning på eksosgassen (kombinert kraftverk)
- Lukket fakkelsystem
- Avstengning av vannsoner, for mindre vannproduksjon, redusert kraftbehov på plattformen og reduserte utslipp til luft og sjø
- Reinjeksjon av produsert vann
- Reinjeksjon av borekaks og boreslam
- Reinjeksjon av oljeholdig sand og drenasjevann

Gjenvinning av VOC ved lasting fra oljelager og skytteltankere forutsettes gjennomført fra 2001.

I tillegg vurderes ytterligere tiltak i den videre gjennomføringen av prosjektet:

- Koordinert kraftproduksjon. Det vurderes å samkjøre kraftproduksjonen på Snorre TLP og Snorre 2 ved å opprette en kabelforbindelse mellom de to installasjonene.
- CO₂-fjerning fra røykgassen fra en turbin. Gjennomføring av tiltaket avhenger av at teknologien kvalifiseres, prosjektøkonomi og en total livssyklus vurdering.

Kraftforsyning fra land er vurdert for Snorrefeltet samlet og forkastet som alternativ. Elektrisk kraftoverføring fra land vil ha en sterkt negativ innvirkning på prosjektets økonomi. Den miljømessige gevinsten er også tvilsom dersom det marginale kraftbehovet på land dekkes av varmekraft.

Miljømessige konsekvenser

Utbyggingen av Snorre 2 vil gi små lokale miljømessige konsekvenser, og representerer en beskjeden miljømessig tilleggseffekt for Tampenområdet som helhet, i og med tiltakene som er implementert for å redusere alle større utslippsskilder.

Når det gjelder regionale forhold baserer konsekvensutredningen for Snorre 2 seg blant annet på den regionale konsekvensutredningen for Tampenområdet, og det er derfor ikke blitt gjort nye regionale vurderinger. Konsekvensutredningen for Tampenområdet er vedlagt (Vedlegg A) sammen med oppdaterte utslippstall for regionen (Vedlegg B). Den regionale konsekvensutredningen ble utarbeidet i 1995 og skal oppdateres i 1998.

Utslipp til luft

Utslipp fra Snorre 2 installasjonen vil i et gjennomsnittsårlig øke utslipp på norsk sokkel med 1,7-1,9 % for CO₂ og 0,4-0,8% for NO_x relativt til 1996. Når Snorre 2 produksjonen er på topp kan utslipp av CO₂, NO_x og VOC fra Snorre 2 utgjøre fra 2% til 4% av utslippene fra Tampen-regionen. Utslippene har regionale/ globale virkninger, men økningen fra Snorre 2 kommer etter at de samlede utslippene fra regionen har begynt å avta i forhold til dagens nivå, slik at de samlede konsekvensene av utslipp til luft neppe vil øke.

Utslipp til sjø

Produsert vann, som består av formasjonsvann pluss eventuelt sjøvann injisert for trykkvedlikehold i reservoaret, planlegges reinjisert. Det produserte vannet vil inneholde små mengder oljehydrokarboner og rester av produksjonskjemikalier. Produsert vann vil kun bli sluppet ut dersom injeksjonssystemet svikter. Dette antas å kunne skje i inntil 10% av driftstiden. Det resterende utslippet anslås til maksimalt 0,4 millioner m³/år. Til sammenligning tilsier prognoser for Tampen-området totale utslipp på inntil 63 millioner m³/år. Restutslippet forventes ikke å gi lokale effekter, pga. stor fortykning, men det er usikkerhet knyttet til langtidseffekter av enkelte komponenter som er naturlig tilstede i det produserte vannet. Omfattende arbeid for å kartlegge eventuelle langtidseffekter pågår bl.a. i regi av Oljeindustriens Landsforening (OLF).

Oljeholdig borekaks og borevæske skal reinjiseres. Dette gjelder de dypeste brønnseksjonene som bores med mineraloljebasert eller syntetisk boreslam, som gir størst miljøpåvirkning ved utslipp. Reinjeksjonen forventes å gi merkbar reduksjon av forurensningspåvirkningen lokalt rundt Snorre 2.

Akuttutslipp av olje

Snorreolje har følgende karakteristika:

- høyt innhold av mettede hydrokarboner, voks og resin
- lavt innhold av aromatiske hydrokarboner
- middels asfalteninnhold
- relativt høy fordampningsgrad (ca. 40% fordampet etter 5 døgn på havet)
- tetthet 0,834 tonn/m³
- danner stabile emulsjoner og har høy vannopptakshastighet.

Miljørisikoanalysen viser at Snorre 2 kan bygges ut og produsere med et akseptabelt nivå for miljørisiko. Akseptkriteriene for miljørisiko for Snorre 2 er oppfylt med god margin, også for høyaktivitetsår. Analysen er gjennomført uten å ta hensyn til oljevern, som vil redusere miljøriskoen ytterligere. Effektiviteten av mekanisk oljevern på feltet er anslått til å variere fra 20 % om vinter til 59 % om sommer.

Konsekvenser for fiskeriene

Utbyggingen av Snorre 2 vil medføre en permanent sikkerhetssone med radius 500 meter rundt plattformen. Undervannsanlegget blir plassert innenfor en radius av 100 meter og godt innenfor sikkerhetssonen. Det vil ikke søkes om utvidet sikkerhetssone for å dekke ankere og ankerkjettinger. Sonen etableres vår/sommer 1999 og vil ha en varighet på omlag 20 år.

I tillegg kan det være behov for midlertidige sikkerhetssoner av noen måneders varighet i forbindelse med installasjon av to mulige bunnrammer på den sørlige delen av Snorrefeltet.

Avvikling

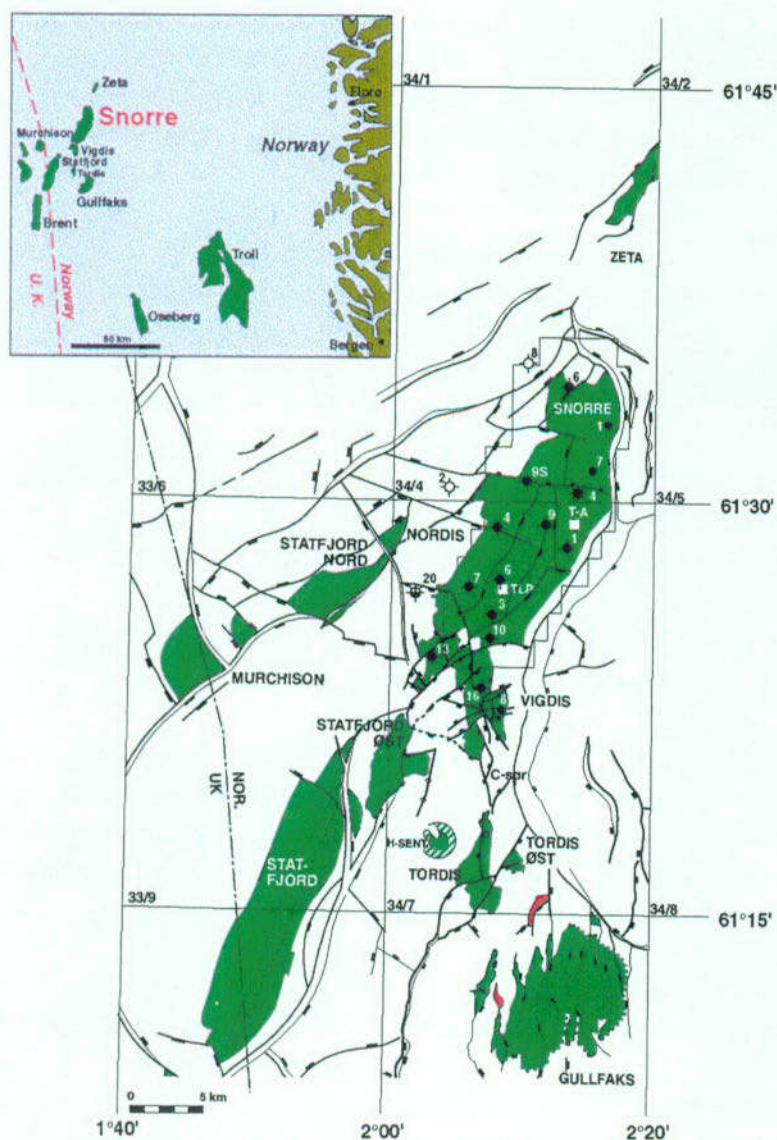
Alle installasjoner prosjekteres og bygges på en slik måte at de kan fjernes etter avvikling. Avslutningsplan med forslag til fjerning og deponering eller ombruk av innretningene vil fremlegges i god tid før bruken av innretningene opphører.

2 INNLEDNING

2.1 Generelt

Dette dokumentet presenterer konsekvensutredning for utbygging av de fire nordligste forcastningsblokkene i Snorrefeltet (Snorre 2), beliggende i blokk 34/4 og 34/7.

Snorrefeltet ligger i den nordlige delen av Nordsjøen, nord for feltene Statfjord, Tordis, Gullfaks og Vigdis, og innen en avstand på 20-30 km fra disse feltene, se figur 2.1. Avstanden til land er ca 150 km. Vanddypet varierer mellom 295 og 380 meter, økende fra sørvest mot nordøst.



Figur 2.1 Lokalisering av Snorrefeltet

2.2 Forhold til tidligere konsekvensutredninger

Saga Petroleum utarbeidet i 1987 Plan for utbygging og drift samt Konsekvensutredning for Snorrefeltet (ref. 1). Planen innebar en faset feltutbygging, der fase 1 omfattet utbygging av den sørlige delen av feltet med en strekkstagplattform (TLP) og et undervannsanlegg (UPA) med inntil 20 brønner. For fase 2, som inkluderte utbygging av Snorre 2, ble det i 1987 angitt to alternativer:

- Flytting av TLP fra sydlig til nordlig del av feltet
- To nye undervannsanlegg med inntil 48 brønner.

En Revidert PUD for Snorre ble innlevert i 1994. Denne inkluderte planer for:

- Utvinnings- og investeringsbeslutning for Lunde L02-L05 (B/C) reservene i Snorre TLP området
- Oppgradering av Snorre TLP kapasitet fra 30 000 til 39 000 Sm³/sd
- Installering av fullprosess produksjonsenhet for Vigdis produksjon på Snorre TLP.

I tillegg beskrev den reviderte planen en fremtidig undervannsutbygging for to nordøstlige forkastningsblokker (NFB og NEFB) i Snorre nordområdet. Investeringsbeslutningen for denne utbyggingen ble imidlertid utsatt av Snorre Unit, inntil man hadde erfaring med tilleggskapasitet på Snorre TLP. Myndighetene ga dermed godkjenning til utvinning av Lunde L02-L05 reservene og oppgradering av kapasiteten på Snorre TLP, mens utbyggingen av nordområdet ikke ble behandlet.

Som del av Revidert PUD ble det utarbeidet "Program for konsekvensutredning - videre utbygging av Snorrefeltet, blokkene 34/4 og 34/7", som var på høring i regi av Nærings- og energidepartementet (NOE) høsten 1993. Konsekvensutredning i henhold til programmet ble utarbeidet som del av PUD (ref. 2).

Konsekvensutredningene fra 1987 og 1994 er del av grunnlaget for denne konsekvensutredningen.

Etter nye evalueringer av videreutvikling av Snorrefeltet i 1995/96 anbefalte Snorre lisensen av følgende utbyggingskonsepter ble vurdert videre:

- Undervannsutbygging av nordområdene, delprosessering av oljen på Snorre TLP og sluttprosessering på Statfjord
- Undervannsutbygging av nordområdene med sluttprosessering på Snorre TLP
- Flytende produksjonsenhet i nord, med eller uten borefasiliteter.

Disse konseptene ligger til grunn for denne konsekvensutredningen. Utredningsprogrammet "Oppdatert program for konsekvensutredning Snorre 2" (ref. 3) er en oppdatering av programmet som var på høring i 1993. Kommentarene som kom frem i den tidligere høringsrunden er innarbeidet og kommentert i det oppdaterte programmet, og oppsummeres i kapittel 3. Etter avtale med Olje- og energidepartementet (OED) er det nye utredningsprogrammet ikke sendt på høring, da det ikke er foretatt vesentlige endringer i forhold til tidligere høringsdokumenter (ref. 4).

Videre ble det i 1995 utarbeidet en regional konsekvensutredning for Tampenområdet (ref. 5) med sikte på å kartlegge og vurdere de samlede virkningene av oljevirkksomheten i regionen. Utredningen baserte seg på kunnskap om eksisterende forhold i området, og så på mulige konsekvenser av sannsynlige utviklingsbaner de nærmeste ti årene. Utslippsdataene for regionen er oppdatert høsten 1997, og det planlegges en full oppdatering av den regionale utredningen i løpet av 1998.

Konsekvensutredningen for Snorre 2 baserer seg blant annet på den regionale konsekvensutredningen når det gjelder regionale vurderinger. Utredningen er vedlagt (Vedlegg A), sammen med oppdaterte utslippstall for regionen (Vedlegg B).

2.3 Rettighetshavere

Snorrefeltet er delt mellom de to utvinningstillatelsene 057 og 089. Rettighetshaverne er vist i tabell 2.1.

Rettighetshavere	PL 057 Inside (%)	PL 089 Inside (%)	Snorre Unit (%)
Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE*)	41,4 (31,4)	41,40 (31,40)	41,4000 (31,4000)
Saga Petroleum ASA (operatør)	14,7	10,78	11,9447
Esso Exploration and Production Norway AS	0,0	14,70	10,3323
Deminex (Norge) A/S	24,5	3,92	10,0348
Idemitsu Petroleum Norge a.s	9,6	9,60	9,6000
Norsk Hydro Produksjon a.s	0,0	11,76	8,2658
Elf Petroleum Norge AS	0,0	7,84	5,5106
Amerada Hess Norge A/S	4,9	0,00	1,4559
Enterprise Oil Norwegian A/S	4,9	0,00	1,4559

* Statens Direkte Økonomiske Engasjement

Tabell 2.1 Rettighetshaverne i utvinningstillatelsene 057, 089 og det samlede Snorrefeltet

2.4 Lovverkets krav til konsekvensutredning

Plan for Utbygging og drift (PUD) for Snorre 2, er utarbeidet i henhold til Petroleumslovens § 4-2, som pålegger rettighetshaver å fremlegge en slik plan for OED. Plan for utbygging og drift skal normalt bestå av to deler, en beskrivelse av utbyggingen og konsekvensutredningen. Petroleumslovens forskrifter, § 22, krever at konsekvensutredningen fremlegges som et eget dokument. Konsekvensvurderingen skal redegjøre for virkningene utbyggingen kan ha for nærings- og miljømessige forhold, og for hva som kan gjøres for å redusere utslipp knyttet til utvinningen, og avbøte skader og ulemper som utbyggingen kan medføre. Videre skal den klargjøre for hvordan miljøkriterier og -konsekvenser har vært lagt til grunn for tekniske løsninger.

Veiledende retningslinjer for konsekvensutredning ved utbygging og drift av petroleumsforekomster ble utgitt av OED i 1987, og er utarbeidet i henhold til daværende forskrift. Etter dette er det kommet en ny forskrift, med en ny § 22 vedrørende utarbeidelse av konsekvensutredning, men ny veiledning foreligger ennå ikke høsten 1997.

OED har videre med hjemmel i Petroleumsloven bedt operatørene foreta vurdering av problemstillinger som fremkommer i Stortingets Vedtak II og IV i forbindelse med behandling av Stortingsmelding nr 41 (1995-96), Klimameldingen, (ref. 6):

Vedtak II: Ved alle nye feltutbygginger på norsk sokkel skal det legges frem en oversikt over energimengden og kostnadene ved å elektrifisere installasjonen fremfor å bruke gassturbiner.

Vedtak IV: Stortinget ber om at det ved nye feltutbygginger på norsk sokkel skal legges frem vurdering av kostnadene ved å reinjisere CO₂ fra produsert gass og fra plattformer og turbiner.

2.5 Formålet med konsekvensutredningen

Formålet med konsekvensutredningen er å belyse de viktigste problemstillingene i forbindelse med utbygging og drift av Snorrefeltets nordområder slik at berørte parter kan uttale seg om prosjektet. I henhold til lovverkets krav redegjør konsekvensutredningen for valg av utbyggingskonsept og forventede virkninger på miljø, naturressurser og samfunn. Formålet er dessuten å gi en vurdering av mulige tiltak for å redusere utslipp og avbøte skader og ulemper som utbyggingen kan medføre.

2.6 Saksbehandling

Konsekvensutredningen er gjennomført i henhold til "Oppdatert program for konsekvensutredning Snorre 2", som ble godkjent av OED 9. januar 1997 (ref. 4). Samtidig med godkjenningen meddelte OED at departementet ikke så behov for ny høringsrunde, ettersom programmet ikke avvok vesentlig fra det opprinnelige.

Konsekvensutredningen for Snorre 2 bruker den allerede foreliggende regionale konsekvensutredningen for området (Vedlegg A) som grunnlag, og har derfor lagt spesiell vekt på bakgrunnen for konseptvalg og gjennomførbarhet av tiltak for å minimere utslipp til luft og sjø.

3 HØRINGSKOMMENTARER TIL UTREDNINGSPROGRAMMET

Etter høring av "Program for konsekvensutredning - videre utbygging av Snorrefeltet, blokkene 34/4 og 34/7" høsten 1993 kom det inn kommentarer fra følgende høringsinstanser:

- Kommunal- og arbeidsdepartementet
- Fiskeridepartementet
- Norges Fiskarlag
- Miljøverndepartementet
- Statens forurensningstilsyn
- Direktoratet for naturforvaltning
- Sogn og Fjordane fylkeskommune.

Kommentarene ble gjennomgått med Nærings- og energidepartementet høsten 1993. Noen av aksjonene som ble avtalt på dette tidspunktet er senere inkludert i den regionale konsekvensutredningen for Tampen. Tabell 3.1 gir en sammenstilling av de viktigste kommentarene og hvordan disse er tatt til følge.

Kommentar	Aksjon/ henvisning
<i>Miljøverndepartementet og SFT</i>	
Det bør fremgå i KU hvordan miljøhensyn/- kriterier bidrar til valg av tekniske løsninger	Behandlet i kap. 7 og kap. 11
Tiltak for å minimere luftutslipp bør utredes (CO ₂ , NO _x og VOC)	Behandlet i kap. 7.3.2, 7.3.3 og 11
Bør identifisere områder som krever oppfølging utover KU	Se kap. 10
<i>Kommunal- og arbeidsdepartementet</i>	
Sikkerhetssoner for undervannsinnretninger bør ikke legges til grunn for å oppnå tilfredsstillende sikkerhetsnivå	Alle undervannsinnretningene plasseres innenfor plattformens sikkerhetssone; se kap. 9
<i>Fiskeridepartementet og Miljøverndepartementet</i>	
Fremhever betydningen av å vurdere utslippsforhold, sannsynlighet for akutte utslipp, og konsekvens for fiskerier for Snorre 2 sammen med regionen feltet er del av. Viktig at operatørene samarbeider om løsninger og utredninger	Gjennomført regional KU for Tampen i 1995, oppdatering av utslippsdata i 1997, og planlegger oppdatert utredning i 1998
<i>Miljøverndepartementet og Sogn og Fjordane Fylkeskommune</i>	
Saga bør redegjøre for om Snorre fase 2 tilsier styrket oljevernberedskap. Bør indikere sannsynlig effekt av tiltak	Vil bli konkretisert i videre faser; se kap. 4.6.4. Effekt av mekanisk oljevern på feltet er behandlet i kap. 8.5
<i>Miljøverndepartementet og Direktoratet for naturforvaltning</i>	
Foreslår undersøkelser for forbedring av datagrunnlaget for sjøfugl og kystsel	Diskutert med øvrige operatører i området. Ikke gjennomført nye undersøkelser

Tabell 3.1 Høringskommentarer til utredningsprogram, høsten 1993

4 PLAN FOR UTBYGGING OG DRIFT

4.1 Generelt

Plan for utbygging og drift av Snorrefeltet ble godkjent i 1988. Planen inkluderte alternative løsninger for utbyggingen av nordlige deler av feltet, men det ble ved godkjenningen forutsatt at Saga skulle komme tilbake med mer konkrete utbyggingsplaner når det var tatt investeringsbeslutning for nordområdet og Lunde L02-L05 reservoarene.

Snorre Revidert plan for utbygging og drift ble utarbeidet i 1994, og resulterte i myndighetenes godkjenning av utbygging av Lunde L02-L05.

Det er nå foretatt investeringsbeslutning også for utbygging av den nordlige delen av Snorrefeltet (Snorre 2). Formålet med Plan for utbygging og drift for Snorre 2 er å dokumentere grunnlaget for Snorre Unit sin beslutning om utbyggingsløsning og utvinningsstrategi for olje- og gassreservene i Snorre nordområder, og oppnå myndighetenes godkjenning av disse. Det valgte konseptet for utvikling av Snorre 2 er også sett i forhold til utvinning av de sørlige delene av Snorrefeltet, som ble satt i produksjon i 1992.

4.2 Feltutvikling og reserver

Snorre ligger ca 150 km vest for Florø i blokkene 34/4 og 34/7 i den nordlige delen av Nordsjøen. Blokk 34/7 omfatter i tillegg Vigdis, Tordis, Tordis Øst og deler av Statfjord Øst og Nord, samt H-funnet.

Snorrefeltets oljeførende lag ligger mellom 2300 og 2700 meter under havoverflaten, delt i formasjonene Statfjord og Lunde. Statfjordformasjonen deles i fem reservoarsoner, S1 til S5. Lundeformasjonen består av Øvre, Midtre og Nedre Lunde, hvorav Øvre Lunde deles i tolv reservoarsoner

Snorrefeltet består av Snorre sør som utvinnes fra Snorre TLP, og Snorre 2. Snorre 2 inkluderer de fire nordlige forkastningsblokkene (se figur 4.1):

- Nordre forkastningsblokk (NFB)
- Nordvestre forkastningsblokk (NWFB)
- Nordøstlige forkastningsblokk (NEFB)
- Vestlige forkastningsblokk (WCFB).

Tabell 4.1 gir en oppsummering av oljereserver og antall planlagte brønner i disse fire forkastningsblokkene, og tabell 4.2 angir de totale oljereservene for Snorre feltet.

Forkastningsblokker	Totale ressurser $\times 10^6 \text{ Sm}^3$	Utvinnbare reserver $\times 10^6 \text{ Sm}^3$	Antall produsenter	Antall injeksjons- brønner
NEFB	55	25	6	4
NFB	22	9	4	2
WCFB	50	20	5	3
NWFB	18	4	2	1
Snorre 2	145	58	17	10

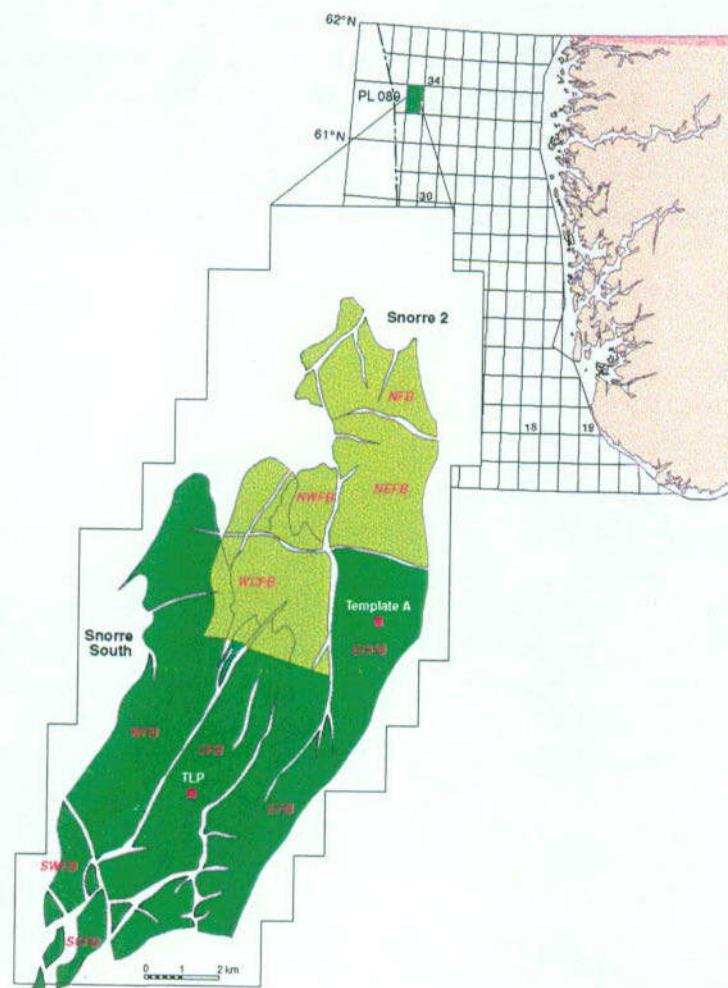
Tabell 4.1 Oljereserver og brønner for Snorre 2

	Totale ressurser $\times 10^6 \text{ Sm}^3$	Utvinnbare reserver $\times 10^6 \text{ Sm}^3$	Utvinningsgrad %
Snorre 2	145	58	40
Snorre Sør	398	167	42
Totalt	543	225	41

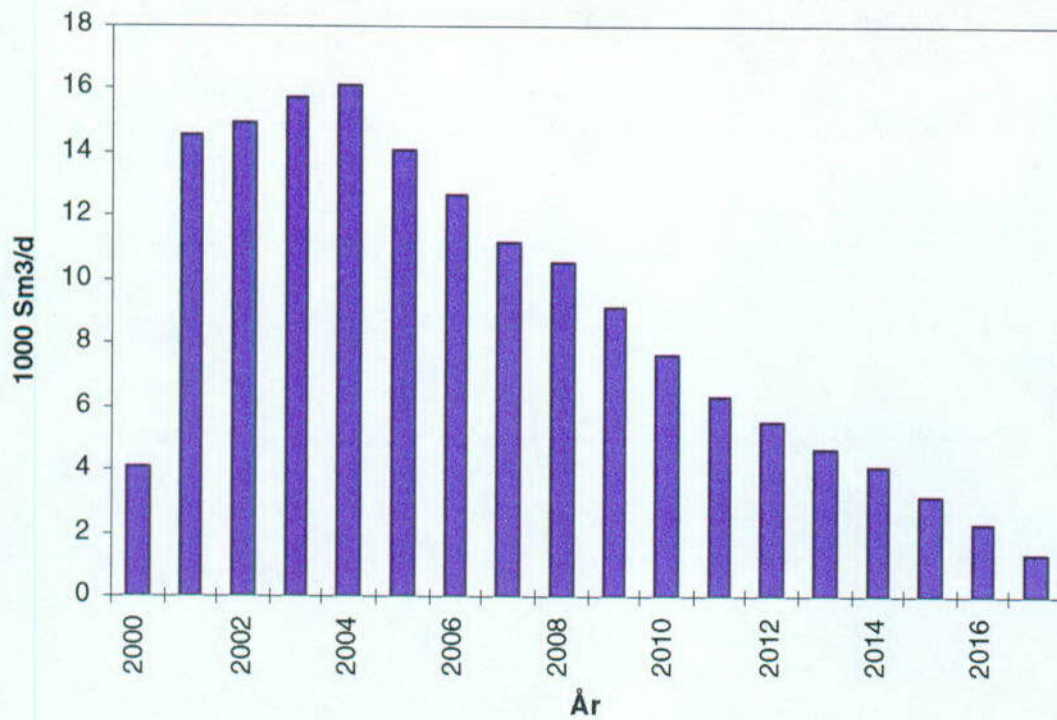
Tabell 4.2 Oljereserver for Snorrefeltet

Utvinnbare oljereserver for Snorre 2 er estimert til $58 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ ved avslutning i år 2017. Dette estimatet er basert på bruk av ny teknologi, inkludert horisontale og flergrenede brønner, avansert komplettering og vann-/gass-injeksjon. Det er estimert et behov for 27 brønner, hvorav 17 produsenter og 10 injeksjonsbrønner.

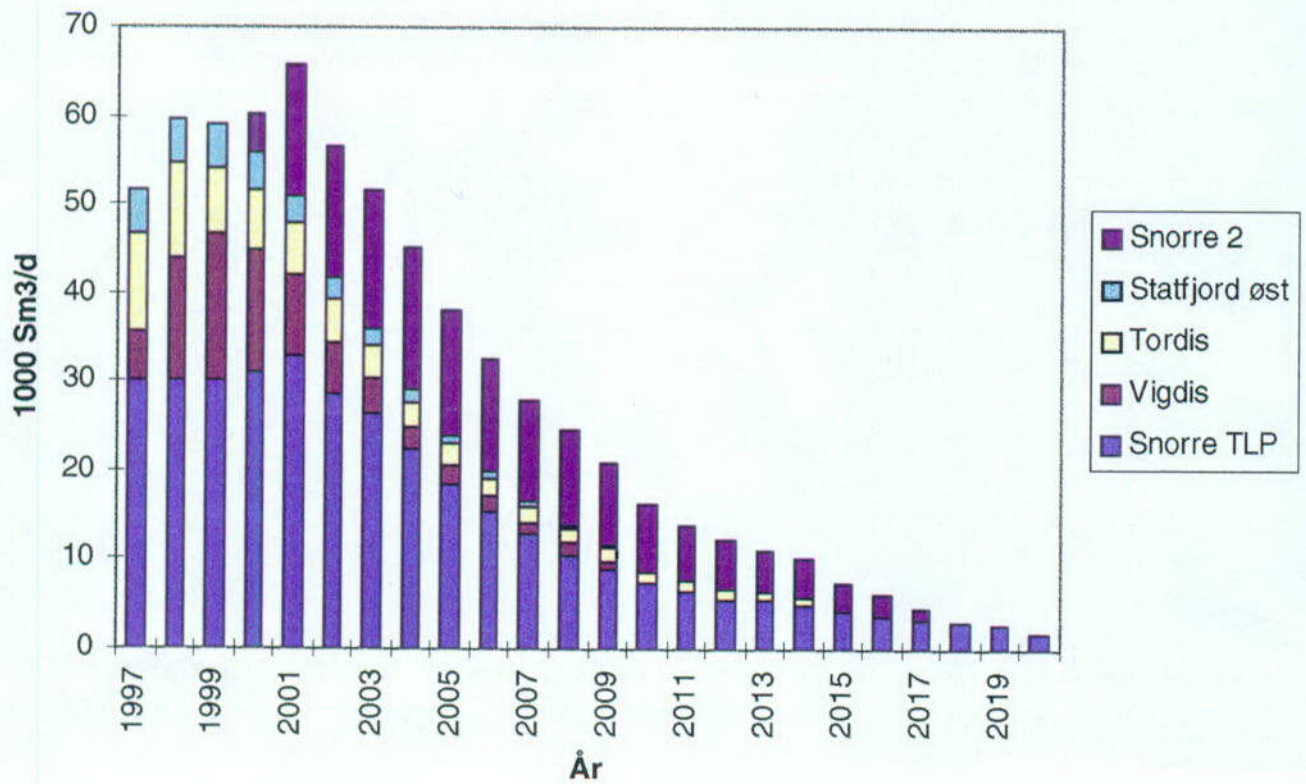
Det er planlagt forboring av fire brønner for å oppnå rask oppbygging av oljeproduksjonen; se figur 4.2. Som vist i figur 4.3 vil Snorre 2 bidra til å opprettholde produksjonen fra lisensene 057 og 089 over tid, uten å øke toppnivået vesentlig.



Figur 4.1 Snorrefeltet



Figur 4.2 Produktionsprofil for Snorre 2



Figur 4.3 Produktionsprognoser for PL 057 og 089

4.3 Utbyggingsløsning

Det er tidligere presentert flere alternativer for utbygging av Snorre nordområdet. Den opprinnelige konsekvensutredningen for Snorre fra 1987 omtalte både undervannsanlegg og flytting av Snorre TLP til den nordlige delen av feltet, mens utredningsprogrammet fra 1993 beskrev en undervannsutbygging.

Produksjonserfaringen fra Snorre har imidlertid bekreftet en reservetilvekst i den sørlige delen av feltet, som gjør det ønskelig å beholde Snorre TLP i den nåværende plasseringen. I tillegg har utviklingen innen boreteknologi gitt mulighet for boring av horisontale, langtrekkende brønner slik at større områder kan utvinnes fra Snorre TLP slik den ligger i dag. Flytting av Snorre TLP for drenering av de nordlige reservene er derfor ikke lenger aktuelt.

Nye evalueringer vedrørende utbyggingsløsninger for Snorrefeltet ble utført i 1995/96, da Snorre lisensen anbefalte at følgende konsepter ble vurdert videre:

- Undervannsutbygging av nordområdene, delprosessering av oljen på Snorre TLP og sluttprosessering på Statfjord
- Undervannsutbygging av nordområdene med sluttprosessering på Snorre TLP
- Flytende produksjonsenhet i nord, med eller uten borefasiliteter.

For den flytende produksjonsenheten ble det vurdert to alternativer:

- Plattform; transport av oljen i rørledning til Statfjord B for lagring og utskipning
- Skip; lagring av oljen ombord før den skipes ut med skytteltankere.

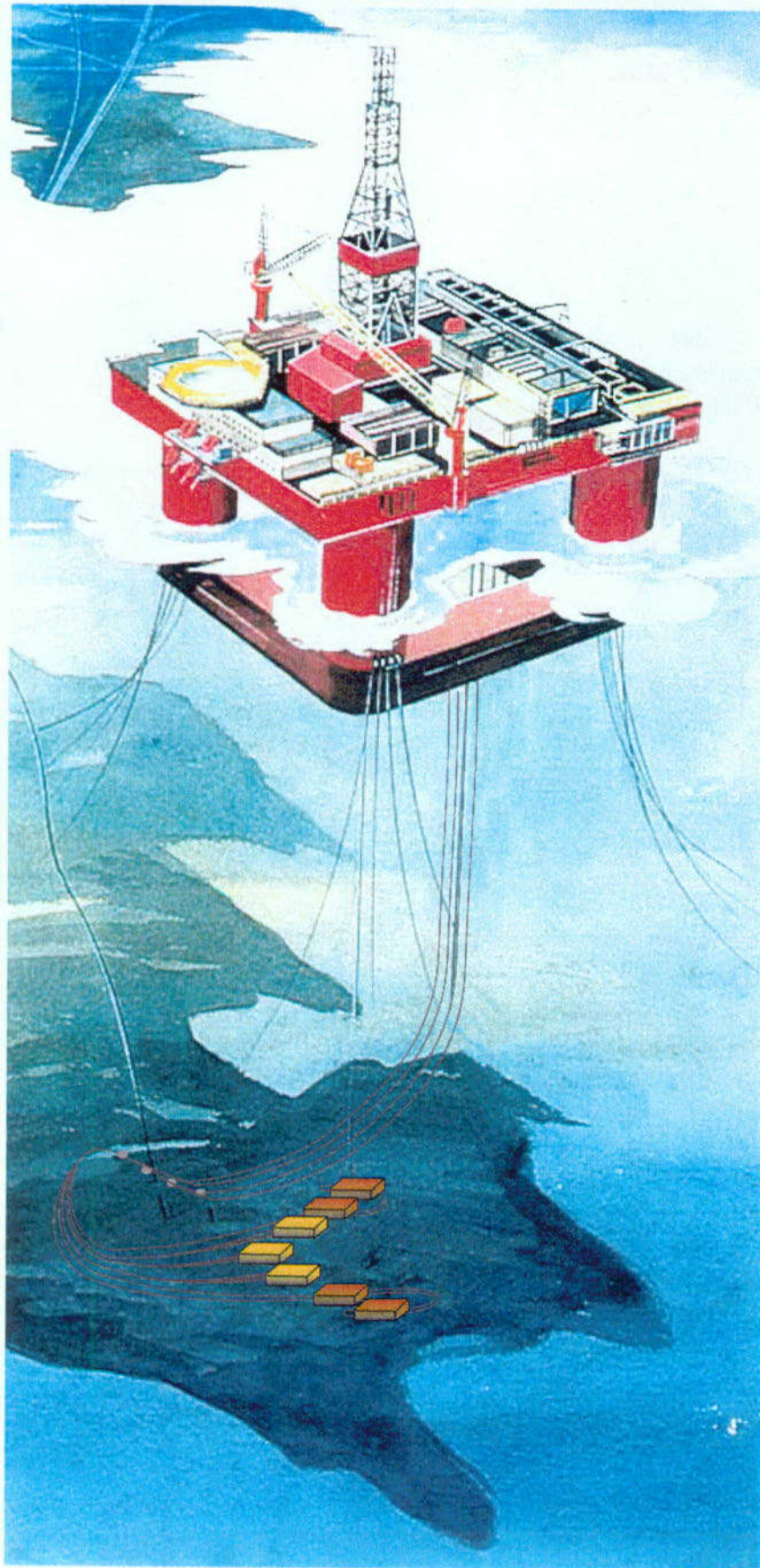
I september 1997 besluttet lisensen at utbyggingen av Snorre 2 skulle skje med en halvt nedsenkbar bore-, bolig- og produksjonsplattform (Semi Submersible Production Vessel; SSPV), se figur 4.4. Oljen planlegges transportert til Statfjord B i rørledning for lagring og utskipning. Bruk av den eksisterende infrastrukturen sparer investering i eget lager og utskipningsanlegg. Brønnene plasseres under plattformen, i firebrønns bunnrammer og enkle satelitter forbundet til plattformen med fleksible stigerør. Alle bunnrammer og satelitter plasseres innenfor en sirkel med diameter 100 meter.

Produsert gass, unntatt den som brukes til brennstoff på plattformen, vil i hovedsak bli reinjisert i reservoaret for å øke oljeutvinningen. I tillegg legges gassrørledning mellom Snorre TLP og den nye plattformen for optimalisering av gass-strategien for hele området. Produsert vann vil bli reinjisert sammen med sjøvann for trykkstøtte.

Prosessanleggene på Snorre 2 plattformen vil få følgende kapasitet:

Samlet væskeproduksjon	28 000 Sm ³ /sd
Oljeproduksjon	18 000 Sm ³ /sd
Behandlingsanlegg, produsert vann	15 000 Sm ³ /sd
Gassproduksjon	3,25 x 10 ⁶ Sm ³ /sd

Før valg av SSPV ble det gjort en grundig sammenligning av forskjellige konsepter med hensyn på miljøbelastningen den enkelte løsning vil medføre; se kapittel 11. Generelt viste sammenligningen at det er enklere å innføre ny teknologi og dermed oppnå mindre utslipp til luft og sjø på den valgte, nye plattformen enn om produksjonen fra Snorre 2 skulle skje på Snorre TLP.



Figur 4.4 Valgt utbyggingsløsning for Snorre 2

Et viktig argument mot undervannsutbygging til Snorre TLP var den økte aktiviteten tilknytningen ville medføre på plattformen. Det ble vurdert at økt aktivitet i form av økt produksjon og økt kompleksitet i prosessen kunne gi et uakseptabelt sikkerhetsnivå på Snorre TLP.

4.4 Synergieffekt ved bruk av eksisterende infrastruktur

Den valgte utbyggingsløsningen gir samtidig produksjon på Snorre SSPV og Snorre TLP. Dette medfører synergieffekter, både når det gjelder utnyttelse av reservene i de to delene av Snorrefeltet og for driften av feltet. Produksjons- og injeksjonsstrategien kan optimaliseres ved optimal brønnplassering på de to delene av feltet, og ved å injisere gass i de områdene der det har størst effekt. De to installasjonene kan produsere reserver fra reservoarer som står i kontakt med hverandre og gjør det mulig å tømme reservoarene mest mulig effektivt.

Samtidig drift på de to installasjonene gjør det mulig å samordne offshore operasjoner, logistikk og støttevirksomhet på land. Kostnadsbesparelsen ved dette er beregnet til 46 millioner kroner pr. år. I tillegg vurderes et felles beredskapsfartøy for de to installasjonene.

Kabel for samordnet kraftproduksjon på Snorre TLP og Snorre SSPV blir også vurdert.

Snorre SSPV vil benytte oljelageret på Statfjord B. Dette representerer en betydelig besparelse, både med hensyn til investering og driftskostnader. Ved valg av utbyggingsløsning ble det lagt vekt på å finne en løsning der lageret kunne utnyttes, innenfor den økonomiske levetiden til Statfjord B.

Gassrørledningen til Snorre TLP vil gjøre det mulig å eksportere gass fra Snorre 2 via rørledningen mellom Snorre TLP og Statfjord, over i Statpipe.

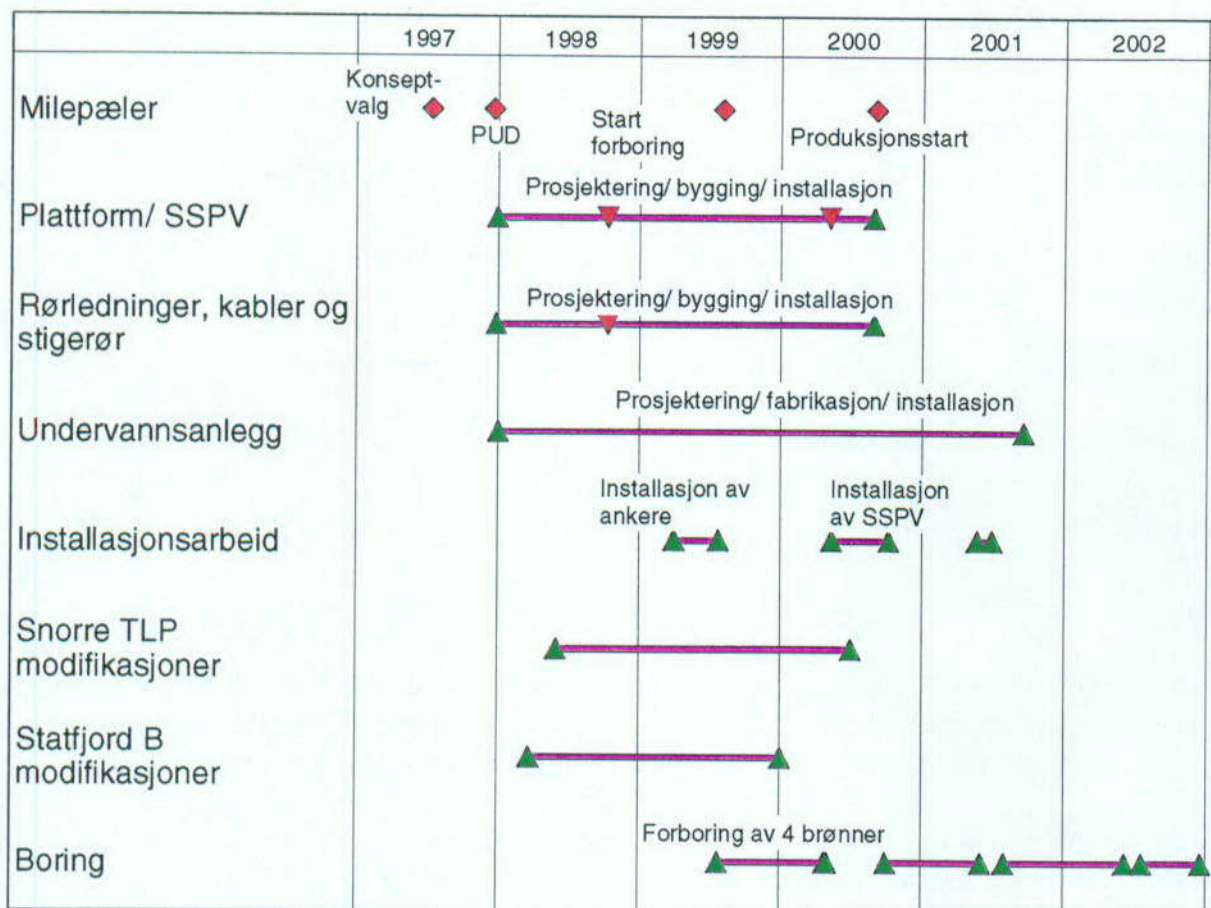
4.5 Organisering, tidsplan og gjennomføring

Saga vil som operatør forestå utbygging og drift av installasjonene på Snorre 2. Produksjonsstart for Snorre 2 er planlagt til 1.10.2000. Byggingen av den halvt nedsenkbare plattformen (SSPV) vil starte tredje kvartal 1998, og plattformen skal etter planen være installert og klar for oppstart innen juli/ august 2000. Boringen starter med forboring i midten av 1999.

Prosjektet vil i alle faser benytte Sagas kvalitetssikringssystemer som oppfyller Sagas og myndighetenes krav til styringssystem.

Drift og vedlikehold for Snorre 2 vil samordnes med tilsvarende aktiviteter på resten av Snorrefeltet. Personellbehovet på den nye installasjonen vil i tillegg til omdisponering av Saga personell bli dekket ved nyrekruttering. På land forventes personellbehovet dekket ved omdisponering av Saga personell. Snorre 2 vil ha en dedikert plattformsjef som leder den daglig driften.

Fremdriftsplan for gjennomføring av prosjektet er vist i figur 4.5. Planen forutsetter myndighetenes godkjenning av PUD i løpet av våren 1998.



Figur 4.5 Fremdriftsplan for prosjektering, bygging og installasjon

4.6 Økonomiske forhold

Prosjektets økonomiske hovedtall for utbyggingen av Snorre 2 er gitt i tabell 4.3. Tallene er oppgitt i mid-1997 kroner.

	Snorre 2
Investeringskostnader (10%)	11 554 MNOK
Driftskostnader for et typisk år	385 MNOK
Nåverdi før skatt ved 10 %	7104 MNOK
Nåverdi etter skatt ved 10 %	2242 MNOK
Balansepris før skatt ved 10 %	76 NOK/fat
Balansepris etter skatt ved 10 %	67 NOK/fat

Tabell 4.3 Prosjektøkonomi for Snorre 2

Som det går frem av tabellen vil Snorre 2 resultere i en nåverdi på 7,1 GNOK før skatt ved 10% diskonteringsrate, basert på en oljepris på 120,25 NOK/fat (18,50 USD/fat). Balanseprisen før skatt (10%) for Snorre 2 er beregnet til 76 NOK/fat.

4.7 Helse, miljø og sikkerhet

4.7.1 Styring av HMS

Det er etablert egne miljøkrav og akseptkriterier med hensyn til risiko for personell og ytre miljø for Snorre 2, som er lagt til grunn i de tekniske studiene og ved evaluering av konsepter. For miljøkrav knyttet til regulær drift vises til kapittel 7.1; for akseptkriterier for miljørisiko ved uhellsutslipp vises til kapittel 8.1.

Egne sikkerhetsstudier, inkludert miljørisikoanalyse er også gjennomført. Beredskapsbehov i forbindelse med Snorre 2 vil fremkomme gjennom videre sikkerhets- og risikoanalysene.

Arbeidets målsetting er vern av mennesker, miljø og materielle verdier og omfatter:

- Sikkerhet ved konstruksjon og utforming
- Leveringssikkerhet og driftsregularitet
- Arbeidsmiljø
- Ytre miljø
- Beredskap.

Det utarbeides et helse- miljø- og sikkerhetsprogram (HMS-program) som dekker disse forhold. Dette skal tilpasses den videre utbyggingen av Snorre 2 for å sikre en systematisk planlegging av HMS og at dette arbeidet blir tilfredsstillende koordinert, utført og dokumentert gjennom de ulike fasene av utbyggingen.

De sikkerhetsrelaterte analysene som er utført som del av feltevaluering og konseptvalg, konkluderer med at utbyggingsløsningen er innenfor akseptkriteriene, og at myndighetskrav er ivaretatt.

4.7.2 Helse og arbeidsmiljø

Arbeidsmiljømålene som ligger til grunn for innretningene tar utgangspunkt i myndighetenes krav slik de er formulert i Arbeidsmiljøloven og “Forskrift om systematisk oppfølging av arbeidsmiljøet i petroleumsvirksomheten”. Videre blir “NORSOK standard for arbeidsmiljø” og erfaringer fra tidligere prosjekter og driftsoperasjoner benyttet. Arbeidsmiljøutvalget i Saga er involvert i dette arbeidet både ved at det vil bli fortløpende informert om utviklingen av prosjektet og ved at verneorganisasjonen, brukere og fagforeninger (“SAM-utvalget”) trekkes med i formelle gjennomganger av spesielt arbeidsmiljørelaterte områder under prosjektering og bygging.

Arbeidsplasser, utstyr og arbeidsoperasjoner vil bli arrangert slik at det er god tilgjengelighet og at personell har tilfredsstillende arbeidsforhold. Utstyret vil bli arrangert slik at det blir enkel tilkomst for operasjoner, driftsinspeksjoner, vedlikehold og renhold. Kontorer, verksteder og oppholdsrom vil bli plassert slik at samarbeid mellom disiplinene oppnås.

Utstyr for overvåkning, styring og kontroll utformes etter anerkjente ergonomiske prinsipper. Adkomst- og transportveier vil bli utviklet slik at arbeidsoperasjoner, personelltrafikk og forflytning av utstyr kan foregå på en rasjonell og forsvarlig måte.

De ulike områdene på innretningen vil utformes slik at arbeidstakere ikke utsettes for hørselskadelig støyeksponering. Arbeidsoperasjoner vil i væreksponerte områder bli kartlagt og hensiktsmessig beskyttelse vil bli arrangert. Lagring, bruk og håndtering av kjemikalier vil bli lagt opp slik at fare for helseskadelig kjemisk eksponering minimaliseres.

4.7.3 Miljøbudsjett for Snorre 2

Det er etablert et eget miljøbudsjett for utbyggingen av Snorre 2. Miljøbudsjettet gir en oversikt over forventet energiforbruk og utslipp til luft og sjø for de to hovedalternativene som ble vurdert frem mot konseptvalg i september 1997; henholdsvis undervannsutbygging til Snorre TLP og en flytende produksjonsenhet i nordområdet. Miljøbudsjettet presenterer også reduksjonene i utslipp som følge av ulike tiltak som er vurdert og som vurderes videre. Nærmere beskrivelse av dette er gitt i kapitlene 7 og 11.

Miljøbudsjettet ble startet opp før konseptvalg og utgjorde en viktig del av beslutningsgrunnlaget. Det ble blant annet tillagt betydelig vekt at en ny flytende produksjonsenhet lettere ville kunne tilrettelegges for ny, miljøvennlig teknologi og ha større mulighet for å implementere miljøteknologi som er under utvikling. I tillegg kunne en slik løsning gi rom for å foreta modifikasjoner på Snorre TLP, slik at de totale utslippene fra feltet kunne begrenses mest mulig.

Miljøbudsjettet er også brukt for å sammenligne hvordan konseptene møter Sagas egne krav samt MILJØSOK's målsettinger for norsk oljevirksomhet.

Budsjettet skal oppdateres med mer nøyaktige data etter hvert som prosjektet utvikler seg. Blant annet skal dette gjøres via hovedleverandørene til Snorre 2, som er pålagt å etablere egne miljøbudsjetter som en del av sitt styringsgrunnlag. Dette skal sikre kontinuitet i arbeidet med å redusere utslipp til sjø og luft, samt sikre at løsninger og utstyr overholder akseptkriteriene for utslipp.

4.7.4 Sikkerhet og beredskap

Beredskapsetablering

Nødvendig beredskap i forbindelse med utbygging og drift av Snorre 2 vil etableres med bakgrunn i risiko- og beredskapsanalyser.

Sikkerhetsvurderinger er gjennomført som ledd i arbeidet med valg av utbyggingsløsning. Gjennom forprosjekteringsfasen er det blant annet utført en delvis kvantitativ konseptrisiko- og beredskapsanalyse. Analysen identifiserer fare- og ulykkeshendelser som bidrar til risiko for personell, miljø og materielle verdier.

Analysene vil bli oppdatert og detaljert i de videre fasene av prosjektet og danne basis for valg av tekniske, operasjonelle og organisatoriske tiltak. Det vil bli lagt vekt på å se beredskapen for Snorre 2 i sammenheng med eksisterende beredskap for Snorrefeltet og infrastruktur i området generelt. Beredskapsplaner som beskriver tekniske, operasjonelle og organisatoriske tiltak vil bli etablert.

Beredskap for personell

Fare- og ulykkessituasjoner forbundet med installasjon, bore- og brønnoperasjoner, produksjon og vedlikehold på feltet vil medføre risiko for personell. De identifiserte fare- og ulykkeshendelsene som bidrar til risiko for personell, vil danne utgangspunktet for dimensjonering av beredskapen.

Undervannsaktivitetene på Snorre 2 er basert på dykkerløse operasjoner. Dersom dykking skulle bli nødvendig, vil beredskap for denne aktiviteten bli etablert i henhold til myndighetenes og Sagas krav.

Beredskap ved oljesøl

Oljesøl kan oppstå ved utblåsning som følge av tap av kontroll ved bore- og brønnoperasjoner, ved skade på brønnhoder eller rørledninger. En vellykket beredskapsaksjon ved oljesøl vil være avhengig av om lekkasjen oppdages på et tidlig tidspunkt gjennom kontrollsystemene, og videre at utstyr og andre ressurser for intervensjon er tilgjengelig og anvendelig.

Feltberedskap for håndtering av eventuelle oljeutslipp vil som et minimum være i henhold til anerkjent norm, og vil bli konkretisert i videre faser.

Sagas prinsipper for beredskap ved oljesøl er beskrevet i Sagas Beredskapsplan Oljevern.

4.8 Avvikling

Det er stilt krav om at alle installasjoner skal prosjekteres og bygges på en slik måte at de kan fjernes etter avvikling. Fjerning og disponering av installasjonene vil bli utført i henhold til gjeldende regelverk. Avslutningsplan med forslag til fjerning og deponering eller ombruk av innretningene vil fremlegges i god tid (2-5 år) før bruken av innretningene opphører.

Den valgte utbyggingsløsning som består av en flytende installasjon lar seg lett fjerne, og vil eventuelt kunne bli brukt om igjen på andre felt. Følgende metode vil bli benyttet ved fjerning av installasjonen:

- Alt utstyr som inneholder giftige kjemikalier/avfall vil bli fjernet og tatt til land
- Alle stigerør og kontrollkabler vil bli stengt og fjernet
- Ankere vil bli etterlatt, og om nødvendig tildekket, mens ankerkjettingene vil bli fjernet
- Flyteren vil bli tauet til land
- Nedgravde rørledninger vil bli sikret og forlatt i nedgravd tilstand.

Undervannsbrønner vil være utformet slik at det er mulig å fjerne deler som stikker over havbunnen. Alle brønner vil bli sikret og forlatt. Havbunnsutstyr vil bli tatt opp, sendt til land og hvis mulig brukt på nytt.

5 SAMFUNNSMESSIGE KONSEKVENSER

Samlede investeringer i Snorre 2 prosjektet er vel 11,5 milliarder kroner og skjer i hovedsak i perioden 1998 - 2001. Når produksjonen kommer igang antas de årlige driftskostnadene å bli rundt 385 millioner kroner, eksklusiv CO₂-avgift. Virkningene på samfunnet av utbygging og drift av Snorre 2 er i det følgende belyst gjennom:

- Betydningen for investeringsnivået på kontinentalsokkelen
- Industrielle virkninger
- Anslag for mulige leveranser fra norsk næringsliv av varer og tjenester
- Anslag for direkte og indirekte sysselsettingsvirkninger
- Anslag for samfunnsmessig lønnsomhet

For å vurdere konsekvensene av Snorre 2 utbyggingen for det norske samfunn er det foretatt beregninger over mulig norsk verdiskapning ved leveranser av varer og tjenester. Analysen av disse forhold er utført av Agenda Utredning & Utvikling AS (ref. 7) og er gjort for å klarlegge virkninger som en utbygging vil få på tallstørrelser i den offentlige planleggingsvirksomhet.

Sagas anskaffelsesvirksomhet er underlagt EØS-avtalens regler, som er innarbeidet i norsk lovgivning. Dette innebærer at de anslag som gjøres om "norsk andel" av etterspørselen fra prosjektet kun er basert på erfaringstall fra lignende utbygginger. De faktiske norske leveranser vil måtte oppnåes gjennom internasjonal konkurranse.

5.1 Utbyggingens betydning for investeringsnivået på norsk kontinentalsokkel

Investeringene i feltinstallasjoner og rørledninger på norsk kontinentalsokkel har lenge ligget på omlag 30 - 40 milliarder kroner pr. år. I 1993 og 1994 var det imidlertid en betydelig økning i offshoreinvesteringene, slik at samlede investeringer kom opp i 50 - 55 milliarder kr. pr. år. Etter en mindre nedgang i 1995, ventes at investeringene vil ligge på et høyt nivå også de nærmeste årene fremover. Forventet utvikling slik det ser ut høsten 1997 fremgår av figur 5.1.

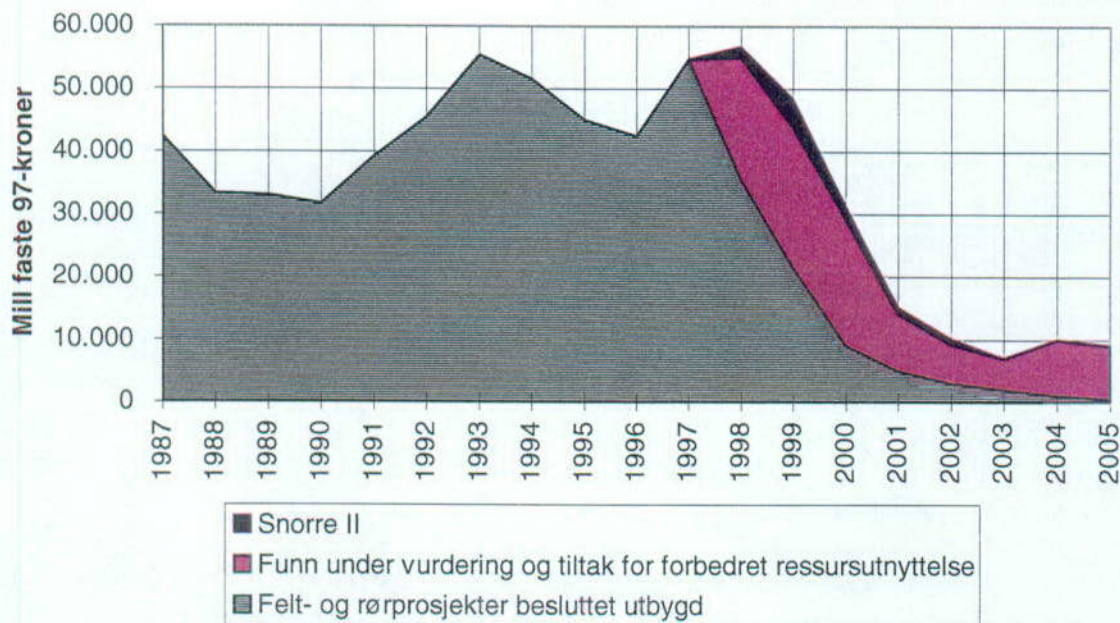
Det er ikke etablert noe fast politisk mål for investeringsaktiviteten på norsk kontinentalsokkel. Generelt ønsker myndighetene å holde en jevn virksomhet av hensyn til aktivitet og sysselsetting i norsk oljerelatert virksomhet.

Figur 5.1 viser investeringer på norsk sokkel i vedtatte prosjekter, investeringer i prosjekter under vurdering for utbygging og investeringer i Snorre 2 for årene 1987 - 2005. Investeringer i vedtatte felt og rørledninger faller raskt allerede fra 1997, helt ned til et nivå på rundt 5 milliarder kroner pr. år fra 2001. Investeringer i felt under vurdering forventes likevel å opprettholde det høye investeringsnivået frem til 1998. Deretter reduseres investeringsnivået raskt. Det vil sannsynligvis komme nye prosjekter til, slik at reduksjonen ikke vil skje så raskt som det kan se ut pr. i dag. Utbyggingsporteføljen er imidlertid mer begrenset videre fremover enn vi har vært vant til gjennom det siste tiår.

Med de nye arbeidsformer som nå innarbeides i utbyggingsvirksomheten er kapasiteten i norsk oljerelatert virksomhet blitt svært fleksibel, men har de senere år stort sett vært tilpasset et investeringsnivå på 40 - 45 milliarder kroner årlig. Normale norske andeler av verdiskapningen ved leveranser av varer og tjenester har vært på rundt 60 prosent.

Som det fremgår av figuren er investeringer på 11,5 milliarder kroner i Snorre 2 ikke av avgjørende betydning i denne sammenheng, med årlige investeringer i årene 1998-2001 i størrelsesorden 5 til 8 prosent av det de totale

investeringene på norsk sokkel har ligget på de senere år. Prosjektet vil likevel virke avdempende på investeringsfallet i årene 1998-2001.



Figur 5.1 Innpassing av Snorre i investeringsaktiviteten på norsk kontinentalsokkel

Investeringene i Snorre 2 starter i 1998, og er høyest i 1999 og 2000. Investeringsfasen kommer dermed i en periode der norsk oljerelatert virksomhets kapasitet totalt sett kan være noe presset. Ser man på forholdene innenfor delmarkedene blir bildet mer nyansert. Etterhvert vil produksjonsboring utgjøre en økende andel av investeringene og riggkapasiteten er for tiden presset. De fleste produksjonsbrønnene på Snorre 2 skal imidlertid bores med plattformens eget boreanlegg. Norske verksteder vil allerede i 1998 ha behov for å bli tilført nye oppdrag av den typen Snorre 2 innebærer. Det vil derfor være tilstrekkelig kapasitet til at Snorre 2 ikke vil føre til økte pressproblemer i noen deler av offshorevirksomheten.

5.2 Valg av løsning for Snorre 2

I Plan for Utbygging og Drift høsten 1997 fremmes det forslag om utbygging av den nordlige delen av Snorrefeltet med en ny selvstendig produksjonsenhet. Dette vil gjøre driften av Snorrefeltet mer fleksibel og vil gi bedre ressursutvinning og lønnsomhet. Bedret utvinningsgrad oppnås ved å variere injeksjonen av vann og gass etter en løpende vurdering av hva som er optimalt. Med to produksjonsenheter blir det lettere å utnytte ny boreteknologi, og den nye plattformens boreanlegg og beliggenhet bidrar også til fleksibiliteten. Siden oljen produseres på den nye plattformen og sendes til Statfjord B fører ikke produksjonskapasiteten på Snorre TLP til begrensninger for ressursutnyttelse og lønnsomhet slik som andre vurderte løsninger.

For å utnytte eksisterende infrastruktur er det viktig at utbygging kan starte i 1998. Lagringskapasiteten og utskipningsanlegget på Statfjord B vil være i drift i hele perioden. Med en produksjonsstart i år 2000 er det derfor mulig å fullføre produksjonen på Snorrefeltet uten å bygge nytt lager og utskipningsanlegg. Sammenfallende driftsperiode for installasjonene nord og sør på Snorrefeltet gir dessuten en rekke fordeler gjennom felles tjenester, forsyning, reservedelslager etc.

5.3 Industrielle virkninger

Sammen med de andre operatørselskapene på norsk sokkel medvirker Saga i Achilles Felles Kvalifikasjonsordning (FKO) som sikrer en rasjonell anskaffelsesvirksomhet, også med de detaljerte prosedyrekravene som er nedfelt i EØS-reglene. Reglene har gjort det enklere å skaffe seg markedsoversikt for leverandører som er langt unna og konkurransen om å bli kvalifisert og å få tilby er betydelig skjerpet. Alle tilbydere til hovedkontraktene i Snorre 2 prosjektet er identifisert gjennom FKO. Snorre 2 viser i praksis at norske leverandørbedrifter effektivt har tilpasset seg regelverket.

5.3.1 Prosjektgjennomføring og kontraktstrategi

Utbyggingsløsninger utvikles tradisjonelt gjennom studiekontrakter som operatøren setter ut til forskjellige prosjekteringsbedrifter. På grunnlag av studiekontraktene utformes forespørsler for mer omfattende arbeider som leverandørindustrien konkurrerer om. Med stadige skifter av rolleinnhavere og en faset fremdrift er denne fremgangsmåten tidkrevende og kostbar. Den gir ikke verksteder og systemleverandører ordentlig inngrep på tidlige stadier i prosjektet slik at det ofte blir vanskelig å oppnå teknisk optimale løsninger og rask prosjektgjennomføring.

Snorre 2 prosjektet er lagt opp for å sikre rask og kostnadseffektiv gjennomføring og avgjørende inngrep for hovedleverandørene. Allerede før beslutningen om endelig utbyggingskonsept ble det inngått parallelle og konkurrerende studiekontrakter med bedrifter som var kvalifiserte til å stå som hovedleverandør gjennom hele utbyggingsperioden. Disse bedriftene skulle utvikle sitt eget design, konkurrere og eventuelt vinne konkurransen om å levere sin løsning til Snorre 2. Strategien gir leverandørene mulighet for å dra nytte av konkrete løsninger fra andre prosjekter leverandørene har deltatt i, fra prosjektetstart. Parallelle studiekontrakter ble inngått for de to mest aktuelle plattformtypene.

Følgende kriterier ble lagt til grunn for å identifisere tilbydere til den flytende produksjonsplattformen:

- 1. Integrert ressurs:* Tilbyderne skulle i hovedsak med egne ressurser kunne utføre alle faser av multidisiplin prosjekter; design, prosjektering, anskaffelser, bygging og sammenstilling. Bl.a. måtte tilbyderne ha et stort sammenstillingsverksted og en stor multidisiplin ingeniørenhet.
- 2. Erfaring:* Tilbydernes referanser skulle vise evne og kapasitet til å levere flytende produksjonsanlegg av aktuell størrelse og kompleksitet til de krav om sikkerhet og miljø som gjelder i Nordsjøen.
- 3. Tilgjengelig design:* Kandidatene skulle ha tilgang til et modent design for en flytende produksjonsplattform og ha en organisasjon som var familiær med dette designet.

Utbyggingen av Snorre 2 plattformen er basert på leverandører med evne og kapasitet til å tilby og detaljere sitt eget konsept, og som konkurrerer mot andre leverandører med tilsvarende konsepter. For den flytende produksjonsplattformen ble to hovedløsninger, et produksjonsskip og en halvt nedsenkbar plattform, satt opp mot hverandre, med et sett studiekontrakter for hver. Etter evaluering av resultatene av studiekontraktene ble en halvt nedsenkbar plattform funnet å være den mest lønnsomme løsningen. De leverandørene som konkurrerte med design for halvt nedsenkbare plattformer ble deretter invitert til å delta i den endelige anbudskonkurransen om detaljprosjektering og bygging.

Også for undervannsproduksjonssystemet var konkurransen lagt opp slik at forskjellige leverandører konkurrerte ved å tilpasse sitt egenutviklede system til behovene på Snorre 2. Tilgjengelig design og modent system var også her sentrale kriterier for å velge tilbydere.

5.3.2 Industriell påvirkning

For Saga har det vært viktig å få frem riktige og rasjonelle arbeidsformer i forholdet mellom leverandører og oppdragsgivere i offshorevirksomheten. Det var avgjørende å finne vel kvalifiserte leverandører som eventuelt kunne påta seg et engasjement gjennom alle faser av utbyggingen. De måtte forplikte seg til å stå løpet ut, som idégiver og designer, som utførende og ansvarlig for prosjektering, bygging og ferdigstilling. Samtidig vil en slik utforming av konkurranse og oppdrag bidra vesentlig til at leverandørbedriftene oppøver sin løsningsorientering, i motsetning til en mer tradisjonell og begrenset byggeorientering. Evne til å utarbeide løsninger på kundens problemstillinger er en sentral faktor for å utvikle leverandørindustriens internasjonale slagkraft.

Anskaffelsesreglene krever at det skal anvendes like utvelgelseskriterier for alle tilbydere uavhengig av nasjonalitet innenfor EØS-området. Denne delen av prosessen er fullført. Tre norske bedrifter ble invitert til å gi endelig tilbud på den halvt nedsenkbare produksjonsplattformen, alle tre norske. To av disse har senere besluttet å samarbeide om å levere ett tilbud. For undervannsproduksjonssystemet var det også tre bedrifter som ble invitert til å gi tilbud, samtlige med en vesentlig del av sin verdiskapning i Norge.

5.3.3 Fjerning av CO₂ fra eksosgass

Saga deltar sammen med andre oljeselskaper og bedrifter i Kværner-gruppen i et utviklingsprosjekt for å industrialisere løsninger for å skille ut CO₂ fra eksosgassene fra turbinene på offshoreplattformene. Parallelt med dette har Saga utlyst en separat invitasjon til leverandører av alternative metoder for fjerning av CO₂ gjennom Tenders Electronic Daily (TED). Hensikten er å kartlegge muligheter på verdensbasis når det gjelder teknologi for CO₂-fjerning, og for å gjøre potensielle leverandører oppmerksom på et mulig marked. For at det skal kunne la seg gjøre å installere et anlegg for fjerning av CO₂ fra eksosgassen på Snorre 2 plattformen så snart det foreligger en tilstrekkelig god teknisk løsning, settes det av plass, bæreevne og andre driftskapasiteter slik at fjerningsanlegget kan installeres til minst mulig kostnad.

5.4 Leveranser av varer og tjenester

Utbygging av Snorre 2 feltet vil gi et vesentlig markedstilfang for norske bedrifter. For å kunne anslå disse virkningene er det nødvendig å gjøre forutsetninger om forventet norsk andel av verdiskapningen ved leveranser av varer og tjenester til prosjektet.

Utbyggingsfasen omfatter planlegging, prosjektering, bygging og installasjon av en halvt nedsenkbar, flytende produksjonsplattform (SSPV), fabrikasjon og installasjon av rørledninger og boring og komplettering av brønner. Til dette arbeidet vil det bli benyttet leverandører i inn- og utland som tidligere har vist at de har kompetanse til å gjennomføre slike oppdrag på konkurransedyktig måte, forutsatt at de også viser seg konkurransedyktige for Snorre 2.

I *driftsperioden* har operatøren behov for langsiktige leveranser av varer og tjenester som ofte anskaffes gjennom rammeavtaler. Leverandørnettene rundt forsyningsbasen har tradisjonelt viktige fortrinn i konkurransen om driftsleveransene. For Snorre 2 vil disse leveransene i stor grad bli koordinert med leveranser til Snorre TLP.

5.4.1 Leveranse av varer og tjenester i utbyggingsfasen

Utgangspunktet for å vurdere norske leveranser i investeringsfasen, er erfaringer fra tidligere utbyggingsprosjekter på norsk kontinentalsokkel. Slike prosjekter er imidlertid sjelden direkte sammenliknbare, og teknologi og kostnadsbevissthet i bransjen er i rask utvikling.

Når mulige norske leveranser til Snorre 2 skal vurderes, må prosjektet deles opp i leveransekategorier. For hver kategori må aktuelle norske leverandørers konkurranseevne og kompetanse vurderes. Det understrekes at den nedenstående inndeling er gjort av beregningshensyn, den er ikke identisk med kontraktsinndelingen i prosjektet. I tråd med de industrielle arbeidsformer som er beskrevet ovenfor vil de sentrale oppdragene bli utført på prosjektgjennomløpende kontrakter som gir ansvar for brede funksjonsområder. De leverandører som får oppdragene skal stå ansvarlig for prosjektering, innkjøp, fabrikasjon og ferdigstillelse. I de tilfeller hvor man har kommet frem til liste over tilbydere, er dette brukt til å justere anslagene.

Prosjektledelse. I tillegg til Sagas og hovedleverandørenes prosjektledelse, omfattes også verifikasjon. Prosjektledelsen vil være norsk, med eventuelt unntak for rørledningdelen, slik at verdiskapningen trolig blir rundt 98 % norsk.

Prosjektering. Prosjektering foregår i stor grad i hovedleverandørenes regi, og vil trolig bli utført av norske ingeniørbedrifter. Rørledningsprosjekteringen kan bli delvis utenlandsk, slik at norsk andel sannsynligvis vil bli rundt 98%.

Flytende produksjonsplattform. Kostnadskomponenten produksjonsplattform omfatter ståldekk med prosessutstyr, turbiner, generatorer, gasskompressor, boreutstyr, boligkvarter og andre hjelpesystemer. Det er klarlagt at bare norske hovedleverandører gjenstår. Det er sannsynlig at dekket med utstyr vil bli bygget i Norge. Plattformunderstellet består av store stålkonstruksjoner. Stål til understellet må hentes fra utlandet. Produksjon av komponenter til understellet vil trolig skje ved utenlandske verft som har spesialisert seg på denne typen arbeid. En stor andel av utstyret og materialer kan en vente at leveres fra norske bedrifter, som har betydelig internasjonal konkurransekraft på området. Samlet vil dette kunne gi en norsk andel av verdiskapningen på rundt 57 %.

Undervanns produksjonssystem. Systemet er basert på brønnrammer med plass til 17 produksjonsbrønner. I tillegg vil det bli brønnrammer for 10 injeksjonsbrønner for vann og gass og eventuelt en for CO₂. Kontroll og styring av produksjon og injeksjon vil skje ved hjelp av elektrisk og hydraulisk kontrollsystem. Samlet norsk andel antas å bli 41 %.

Rørledninger. Det vil bli installert 19 forskjellige fleksible rørledninger og stigerør, samt to sammensatte spesialkabler for overføring av hydraulisk og elektrisk kraft og styringssignaler. Oljen vil bli sent til Statfjord B i en 16" rørledning. Det vil bli installert en gassrørledning på 8" til Snorre TLP. Det har vist seg rasjonelt å kombinere innkjøp og installasjon av fleksible rørledninger og stigerør, samt installasjon av kabler i ett oppdrag. Dessuten vil det bli et oppdrag for produksjon og utlegging av eksportledningene. Det er lite norsk industri på området og norsk verdiskapning anslås til 11%, i hovedsak innenfor prosjektering, prosjektledelse og støttetjenester.

Boring og komplettering. Det er i alt planlagt 17 brønner for produksjon og 10 for injeksjon. For å komme raskt igang med produksjonen, vil fire brønner bli forboret, de andre bores fra den nye produksjonsplattformen. Til forboring kreves en halvt nedsenkbar leterigg slik de fleste riggene i den norske flåten er. Det blir behov for utstyr, forsyninger og hjelpestoffer, slik at norsk verdiskapning kan komme opp i 63%.

Tilkobling til Statfjord B. På Statfjord B må det foretas en del tilkoblings- og modifikasjonsarbeider. Arbeidene vil i hovedsak bli utført av Statfjords eget vedlikeholdspersonell, med en norsk andel på 90%.

Oppsummering. Samlet gir dette en beregnet forventet norsk verdiskapning gjennom vare- og tjenesteinnsats og operatørens egeninnsats i utbyggingsperioden for Snorre 2 på nær 6,9 milliarder kroner, eller 60 % av investeringskostnadene. Dette er normal norsk verdiskapning ved feltutbygginger på kontinentalsokkelen. Norske leverandørers forutsetninger for å ta oppdrag på rørledningssiden og mangelen på verft som bygger store stålkonstruksjoner reduserer norsk andel. På den annen side trekker norske bedrifters konkurransedyktighet når det gjelder prosjektering og bygging av gode plattformløsninger opp. Det samme gjør norske bedrifters sterke posisjon innenfor olje- og skipsfartrelaterte produkter og tjenester.

Det understrekes at de anslåtte norske andeler av verdiskapningen er basert på forutsetninger om bedriftenes konkurransevne og viljen til å påta seg de aktuelle oppdragene til Snorre 2 prosjektet.

5.4.2 Leveranser av varer og tjenester i driftsfasen

Samlede driftskostnader for Snorre 2 i årene 1998 - 2017 er beregnet 8,2 milliarder kroner, eksklusiv CO₂-avgift.

1 720 millioner kroner er tariffkostnader til Statfjord. Dette bidrar til å opprettholde virksomheten på Statfjord B, men gir ikke nye vare- og tjenesteleveranser fra norsk næringsliv, og heller ikke ny sysselsetting.

Driftskostnadene pr. år vil varierer noe, men vil i et normalår ligge på rundt 385 millioner kroner.

Snorre 2 vil ha en ordinær driftsbemanning på rundt 50 personer, d.v.s. 150 årsverk med tre fulle skift. I tillegg kommer innleiet personell til vedlikehold av brønner og undervanns produksjonsutstyr. Snorre 2 vil få teknisk støtte fra Sagas driftsmiljøer i Stavanger, beregnet til rundt 39 millioner kroner i året. Basetjenester til Snorre 2 vil bli utført fra Sagas driftsbase i Florø, med en norsk leveranseandel nær 100 %.

Plattformvedlikehold vil bli utført av Saga og norske servicebedrifter, men en del reservedeler må kjøpes inn i utlandet. Norsk andel av leveransen anslås til 80%. Forpleining vil trolig bli ivaretatt av norske firmaer, med en norsk leveranseandel på nær 100%. Transportvirksomhet og helikoptertjenester vil også i hovedsak være norske leveranser. Det samme gjelder brønnvedlikehold. Norsk andel anslås til 90 %.

Forsikring vil trolig skje gjennom et norsk forsikringselskap reassurert i utlandet. Norsk andel av verdiskapningen anslås til 50 %.

Samlet gir dette beregnede norske leveranser til drift av Snorre 2 i et normalår på 333 millioner kroner, eller 87 % av totalen. 96 millioner kroner av dette vil være personalkostnader, mens de resterende 237 millioner kroner er ordinære vare- og tjenesteleveranser. Det understrekes at beregningene inneholder usikkerhet.

5.5 Sysselsettingsvirkninger av Snorre 2

5.5.1 Beregningsmetode

For å beregne sysselsettingsvirkningene av utbygging og drift av Snorre 2 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 og beregner ut fra dette den samlede *produksjonsverdi* som skapes i norsk næringsliv som følge av

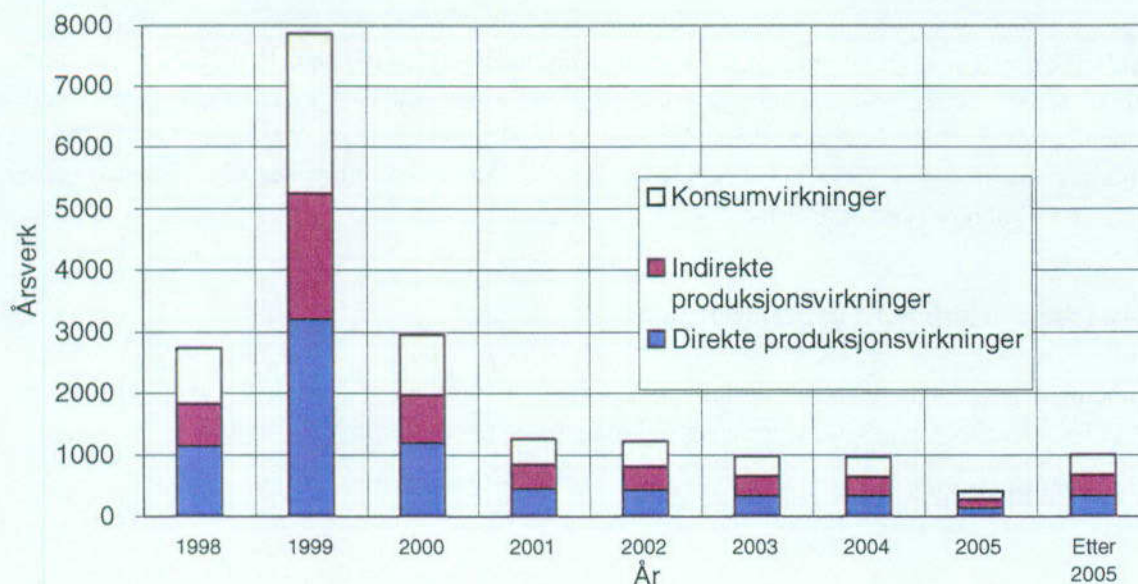
disse leveransene, både hos leverandørbedriftene selv og hos deres underleverandører. Produksjonsverdien blir deretter regnet om til sysselsetting målt i årsverk ved hjelp av statistikk for produksjon pr. årsverk i ulike bransjer. Som resultat av modellberegningene får man *direkte sysselsettingsvirkninger* hos leverandørbedriftene og *indirekte sysselsettingsvirkninger* hos bedriftenes underleverandører. Til sammen gir dette prosjektets *produksjonsvirkninger*.

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

Når prosjektets produksjonsvirkninger og konsumvirkninger legges sammen, fremkommer prosjektets *totale sysselsettingsvirkninger*. Det understrekes at dette er beregnede tall som inneholder en del usikkerhet. En usikkerhet i beregningsresultatene på 20 - 30 % bør en i alle fall regne med.

5.5.2 Sysselsettingsvirkninger i utbyggingsfasen

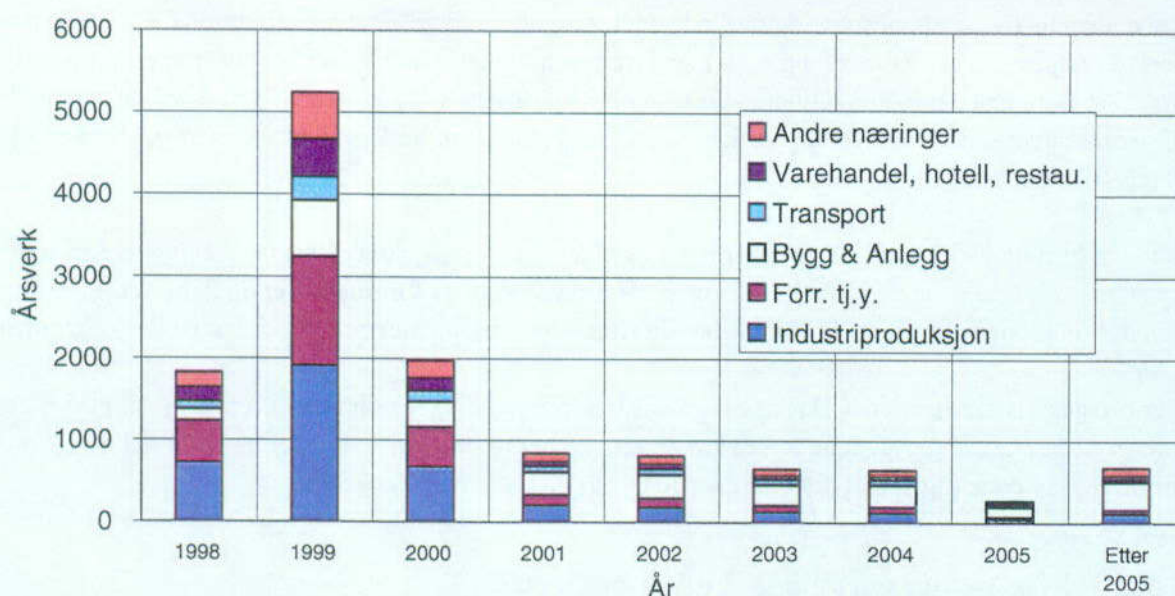
Ved å bruke beregningsmodellen som skissert vil Snorre 2 gi en sysselsettingseffekt på i overkant av 19.000 årsverk totalt for det norske samfunn i utbyggingsperioden, som vist i figur 5.2. Av dette er vel 7.500 årsverk direkte produksjonsvirkninger i leverandørbedriftene, 5.000 årsverk er indirekte produksjonsvirkninger i underleverandørbedrifter, mens 6.500 årsverk er avledede konsumvirkninger som følge av de sysselsattes forbruk.



Figur 5.2 Totale nasjonale sysselsettingsvirkninger i årsverk, fordelt på tid og type virkning

Sysselsettingsvirkningen fordeler seg over hele perioden 1998 - 2017 med hovedvekten de første årene når produksjonsplattformen bygges.

Fordeling av direkte og indirekte produksjonsvirkninger på hovednæring og tid er vist i figur 5.3. Konsumvirkningene er ikke tatt med, da planleggingsmodellen ikke har mulighet til å fordele disse på næring med noen grad av sikkerhet.



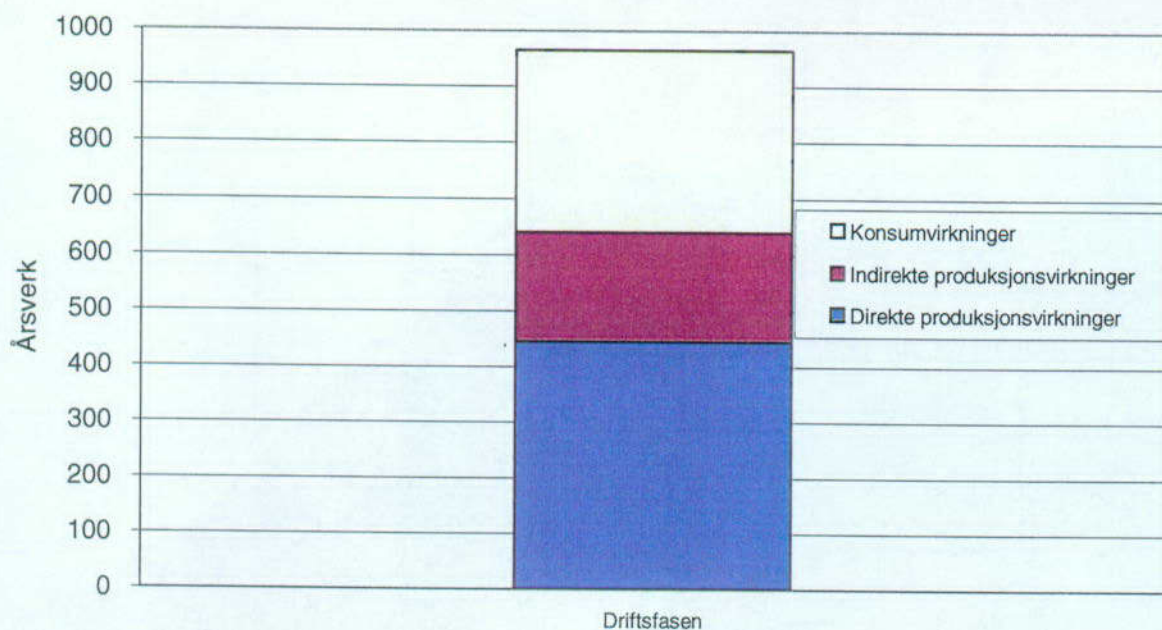
Figur 5.3 Nasjonal sysselsetning i utbyggingsfasen, i årsverk, fordelt på næring

Det fremgår av figur 5.3 at de direkte og indirekte produksjonsvirkningene i sum er nær 13.000 årsverk fordelt over perioden 1998 - 2017. Også her vil hovedtyngden av virkningene komme i årene 1998 - 2000, når plattformen bygges.

Den største sysselsettingseffekten vil komme innenfor industriproduksjon med til sammen 4.100 årsverk. Stor sysselsettingseffekt får man også i bygg- og anleggsvirksomhet og forretningsmessig tjenesteyting, med rundt 2.700 årsverk innen begge områder. Innen varehandel, hotell og restaurantvirksomhet er effekten nær 1.100 årsverk og innen transport rundt 850 årsverk. De resterende vel 1.400 årsverk fordeler seg på andre næringer. Merk igjen at konsumvirkningene her ikke er med.

5.5.3 Sysselsettingsevirkninger i driftsfasen

Med bakgrunn i beregnede vare- og tjenesteleveranser til Snorre 2 i et normalt driftsår, får vi ved hjelp av planleggingsmodellen beregnet sysselsettingsevirkninger i driftsfasen som vist i figur 5.4.



Figur 5.4 Beregnede sysselsettingsvirkninger i driftsfasen fordelt på type virkning

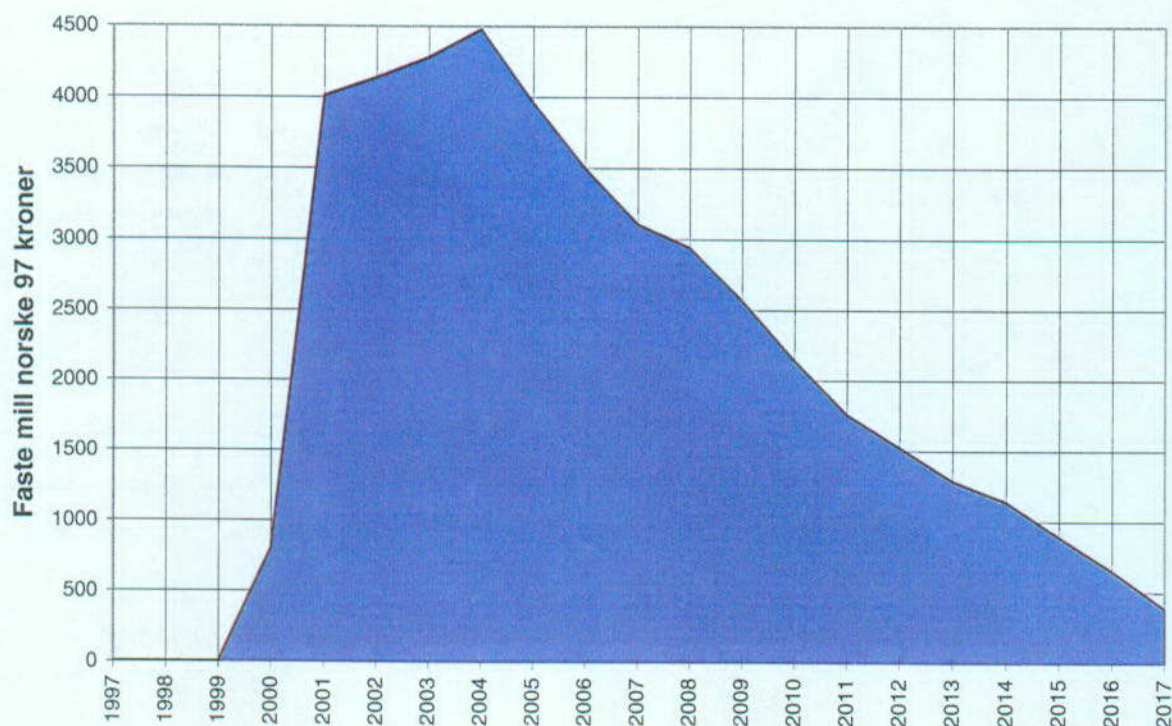
Det fremgår av figuren at de beregnede årlige sysselsettingsvirkningene av Snorre 2 i driftsfasen er rundt 965 årsverk. Snorre 2 gir dermed betydelige sysselsettingsvirkninger i det norske samfunn også i driftsfasen.

Sysselsettingsvirkningene fordeler seg med rundt 445 årsverk i produksjon, det vil si selve plattformssysselsettingen og sysselsettingsvirkninger i leverandørbedrifter. Indirekte sysselsettingsvirkninger i underleverandørbedrifter blir rundt 195 årsverk, mens konsum virkningene utgjør de resterende 325 årsverk.

5.6 Samfunnsmessig verdi av oljeproduksjonen

5.6.1 Inntekter av oljeproduksjonen

Ved beregning av samlede inntekter fra Snorre 2, er det tatt utgangspunkt i den planlagte produksjonsprofilen, og det er lagt til grunn en oljepris på 120,25 kroner pr. fat. Dette gir inntekter fra produksjonen fra Snorre 2, som vist i figur 5.5. Produksjonsvolumer og priser er estimater og derved usikre.



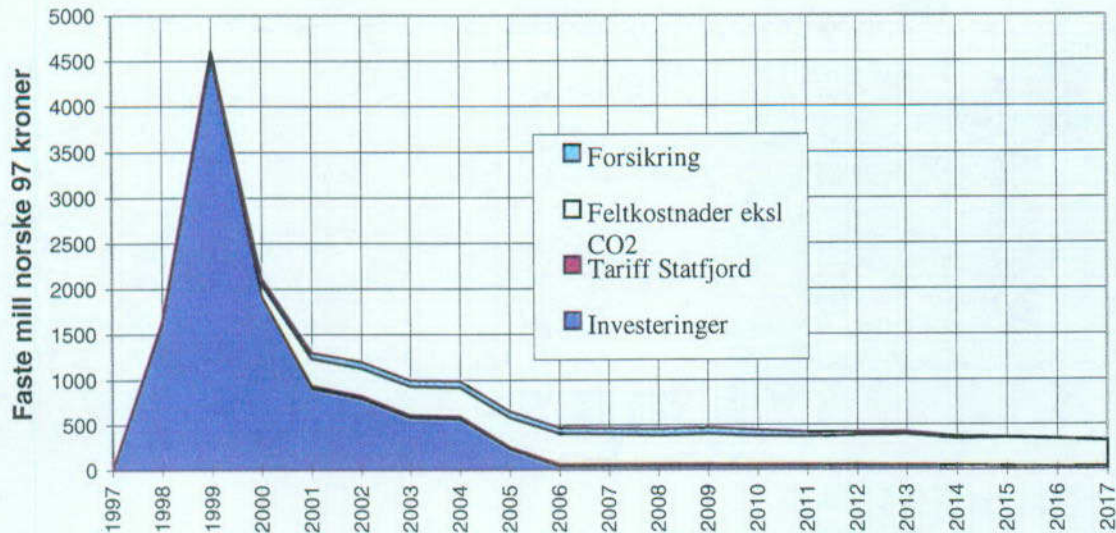
Figur 5.5 Inntekter av produksjonen på Snorre 2

Det fremgår av figur 5.5 at forventede salgsinntekter fra Snorre 2 øker raskt fra produksjonsstart i år 2000, til en topp nær 4,5 milliarder i 2004. Deretter synker salgsinntektene langsomt, frem til feltet planlegges nedstengt i år 2017.

Samlet inntekt av oljeproduksjonen er beregnet til 43,5 milliarder kroner over 17 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.

5.6.2 Kostnader ved oljeproduksjonen

Kostnadene ved oljeproduksjonen på Snorre 2 består dels i investeringskostnader til plattformen, undervannsbrønner og rørledninger og dels av kostnader til drift av feltet.



Figur 5.6 Investeringer og kostnader fra Snorre 2 over tid.

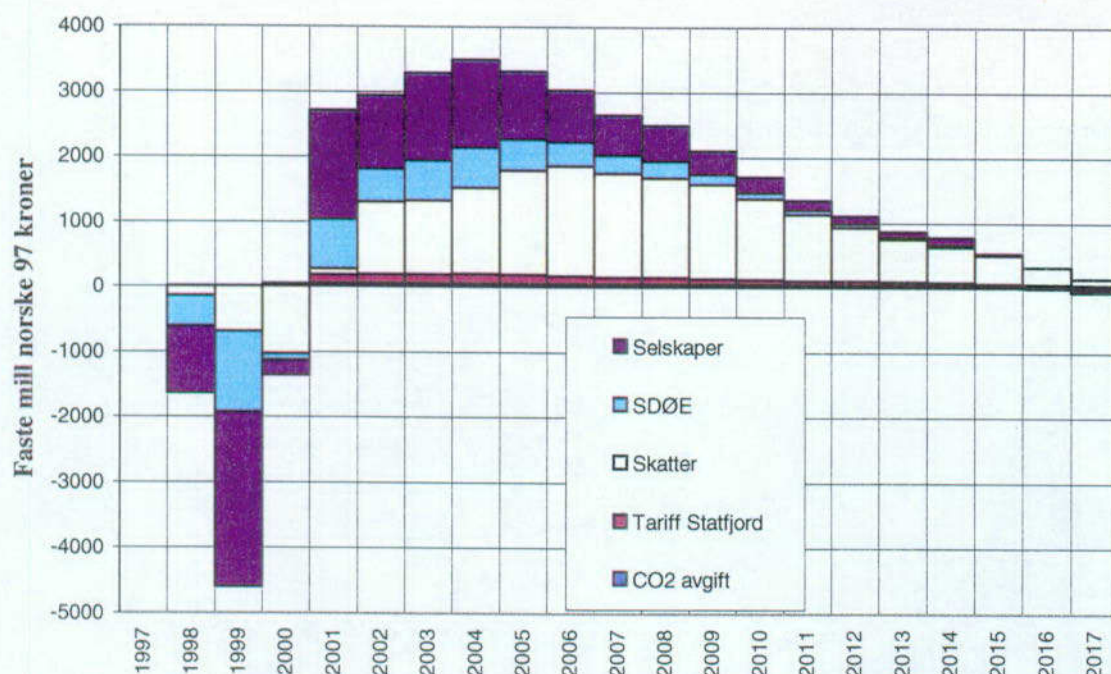
Figur 5.6 viser det samlede kostnadsbildet for Snorre. Det fremgår av figur 5.6 at investeringskostnadene dominerer kostnadsbildet fullstendig de første årene. Fra år 2005 overtar driftskostnadene denne rollen.

Samlede kostnader til investering og drift av Snorre 2 er beregnet til vel 18,4 milliarder kroner eksklusiv CO₂-avgift og den norske andel av tariffkostnadene til Statfjord, i tidsrommet 1998 - 2017. 11,5 milliarder av dette er investeringskostnader, mens samlede driftskostnader er beregnet til 6,9 milliarder kroner, inkludert nær 1 milliard i forsikring og rundt 0,3 milliarder for britenes andel (15%), av tariffkostnadene til Statfjord.

5.6.3 Samfunnsmessig lønnsomhet ved Snorre 2

Kombineres det samlede inntektsbildet i figur 5.5 med det samlede kostnadsbildet i figur 5.6, får man et bilde av netto kontantstrøm fra Snorre 2 som vist i figur 5.7.

Kontantstrømmen fordeles til skatter, statens økonomiske eierandel (SDØE) og oljeselskapenes eierandel.

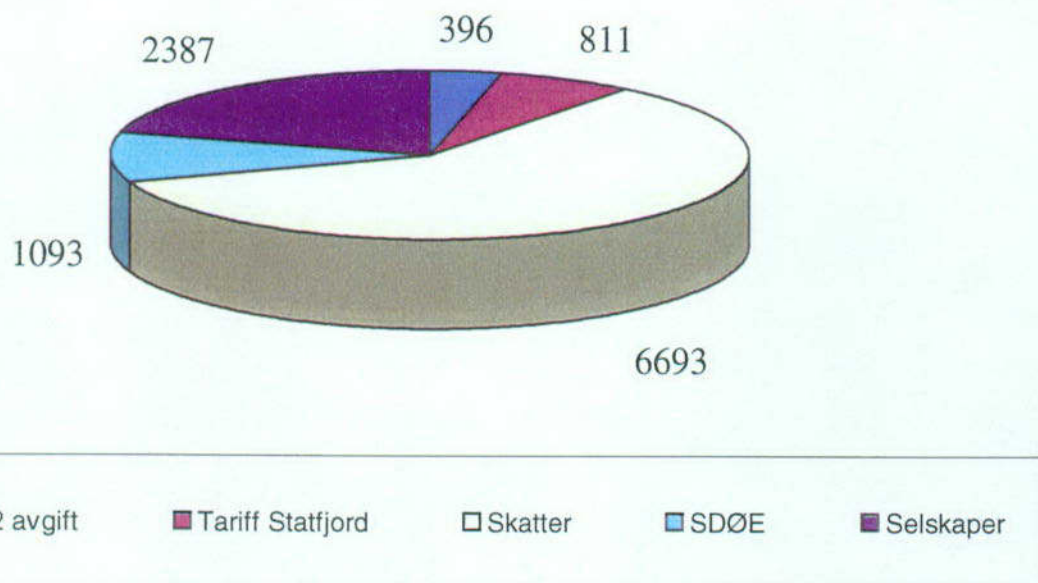


Figur 5.7 Forventet årlig kontantstrøm.

Det fremgår av figur 5.7 at netto kontantstrøm fra Snorre 2 naturlig nok er negativ i investeringsfasen, d.v.s. frem til år 2000. Fra år 2001 snur dette til en positiv kontantstrøm, som når en topp på rundt 3,5 milliarder kroner i 2004 og deretter faller langsomt frem mot planlagt nedstenging i 2017.

Samlet gir dette en netto kontantstrøm fra Snorre 2 på rundt 25 milliarder kroner fordelt på perioden 1998 - 2017. Det er altså store inntekter for det norske samfunn å bygge ut Snorre 2.

Den samfunnsmessige lønnsomhet av Snorre 2 utbyggingen kan uttrykkes ved en nåverdiberegning, og ved en samfunnsmessig kalkulasjonsrente på 7%, er den samfunnsmessige nåverdien av Snorre 2 utbyggingen beregnet til rundt 11,4 milliarder kroner. Dette er vist som "Netto kontantstrøm" i figur 5.7. Nåverdien av prosjektet er dermed meget høy. Etter vanlige beregningskriterier er dermed utbygging av Snorre 2 klart samfunnsmessig lønnsom.



Figur 5.8 Fordeling av netto nåverdi på mottaker.

Nåverdien av netto kontantstrøm er i figur 5.8 fordelt på CO₂-avgift, tariff til Statfjord, selskapskatt, statens økonomiske eierinteresser (SDØE) og oljeselskapene. Som det fremgår av figuren vil mesteparten av prosjektets nåverdi tilfalle staten. Selskapskatt fra oljeselskapene utgjør nær 6,7 milliarder kroner eller 59%. I tillegg tar staten inn 1,1 milliarder kroner gjennom sitt direkte økonomiske engasjement og nær 0,4 milliarder kroner i CO₂-avgift. Av de 0,8 milliarder kroner eller 7% som tilfaller eierne av Statfjordlisensen, vil rundt 80% tilfalle staten. Samlet kommer statens andel av inntektene fra Snorre 2 opp i rundt 78%. 2,4 milliarder kroner, eller 21%, tilfaller oljeselskapene. Nær 0,2 milliarder kroner, eller vel 1%, tilfaller selskapene i Statfjordlisensen.

Beregningene av samfunnsmessig nåverdi av Snorre 2 er gjort under bestemte forutsetninger om investeringer, driftskostnader, petroleumspriser og produksjonsvolum. Særlig fremtidige petroleumspriser vil være en usikkerhetsfaktor. Den samfunnsmessige nåverdi av prosjektet er imidlertid så høy at petroleumsprisene må reduseres betraktelig, til under 10 dollar pr. fat, for at prosjektet ikke lenger skal være samfunnsmessig lønnsomt. Utbyggingen av Snorre 2 er svært robust overfor endringer i petroleumsprisen i årene fremover.

6 MILJØFORHOLD I INFLUENSOMRÅDET

Her gis bare en kortfattet sammenstilling av miljøforhold på Snorrefeltet og i influensområdet, og konsekvensvurdering for regionale utslipp. For mer detaljert beskrivelser og kartfremstillinger vises det til den regionale konsekvensutredningen for Tampen-området (Vedlegg A). Oppdaterte utslippstall for regionen er hentet fra Vedlegg B.

6.1 Influensområde for Snorre 2

Med influensområde menes områder til havs og langs kysten som kan berøres av utbygging og drift. Kilder til påvirkning er utslipp til luft og sjø samt uhellsutslipp.

Influensområdet for planlagte utslipp til sjø vil lokalt omfatte havoverflate, vannsøyle og havbunn. Det er i tillegg mulighet for langtransport av boreslam og eventuelle lite-nedbrytbare kjemikalier, som kan gi svak påvirkning av forurensningsnivået over et større område. For utslipp til luft av forbrenningsgasser og flyktige hydrokarboner forventes ikke lokale effekter. Derimot vil aktiviteten være en av mange kilder som kan bidra til effekter knyttet til klimaendringer, sur nedbør og fotokjemiske reaksjoner i atmosfæren.

Langtransport og regionale virkninger av de samlede utslippene på Tampen ble behandlet i den regionale konsekvensutredningen.

Kyststrekningen som kan bli utsatt for olje ved større utslipp på Tampen strekker seg fra Nord-Hordaland til Fosen i Trøndelag.

6.2 Biofysiske forhold

6.2.1 Meteorologi og oseanografi

Oseanografiske og meteorologiske data som er gjengitt nedenfor er basert på målinger utført på Snorrefeltet og omkringliggende felter.

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

Som en følge av variasjonen i vindforhold gjennom året, er det også store variasjoner i bølgeklimaet. I vintersesongen er bølgefordelingen strukket ut mot høye verdier og signifikante bølgehøyder på over 10,5 meter forekommer. I sommersesongen faller 60 % av målingene i intervallet 1-2 meter. Den dominerende bølgeretningen er hele året vestlig.

I den nordvestre delen av Tampen, der Snorre 2 ligger, domineres strømbildet av det innstrømmende atlantehavsvannet og den norske kyststrømmen. Atlanterhavsvannet strømmer sørøstover langs vestskråningen av Norskerenna, men møter nærmere land kyststrømmen som medfører transport nordover langs kysten. Dette gjenspeiles i sedimentundersøkelser som viser størst lokal påvirkning sørøst for utslippspunktene, og drivbaneberegninger for olje som viser at oljen kan nå inn til kysten fra Hardangerfjorden til Nord-Trøndelag.

Kyststrømmen når lenger ut fra land i sommerhalvåret og danner et ferskere overflatelag over atlantehavsvannet.

6.2.2 Bunnforhold

Snorrefeltet ligger i vestskråningen av Norskerenna med dyp varierende fra 275 meter i sørvest til 380 meter i nordøst. Snorre TLP ligger på ca 310 meter, mens Snorre 2 vil ligge i et område med ca 350 meters dyp.

Overflatesedimentene på Snorrefeltet består av bløt, siltig leire, dels med et tynt sandig topplag. Bunnen er relativt jevn, men med lokale erosjonsgroper som kan bli opptil 5 meter dype og 20-80 meter i diameter.

6.2.3 Plankton og bunnfauna

Plankton er planter og dyr som stort sett driver med vannmassene. Planteplanktonets fotosyntese er grunnlag for næringskjeden i åpent hav, foregår i de øvre vannlagene og domineres av en våroppblomstring som normalt starter i april i den nordlige delen av Nordsjøen. Variasjonene i dyreplanktonet følger planteplanktonet, men er forsinket i tid. En dominerende art er raudåta som overvintrer på større dyp og trekker til øvre vannlag om våren. Raudåta er viktig som nødvendig føde for de yngste fiskelarvene av blant annet sild og torsk.

Bunnfaunaen er viktig som føde for fisk som torsk, hyse og flyndre, og har også betydning i omsetningen av sedimenterte dyre- og planterester. Bunnfaunaen rundt Snorre TLP er kartlagt ved overvåkingsundersøkelser siden 1989. Disse har vist stor artsrikdom og artssammensetning som skiller seg fra nabofeltene Statfjord og Gullfaks. Sannsynligvis skyldes forskjellen mer finkornet sediment på Snorre og større vandyp. Bunnfaunaen ved Snorre 2 vil kartlegges ved en grunnlagsundersøkelsen før produksjonsboringen starter.

6.2.4 Fiskeressurser

Egg og larver er de mest sårbare stadiene til fisk når det gjelder forurensning. Det er derfor fokusert på forekomster av fiskeegg og larver innenfor influensområdet. Større oljeutslipp fra Snorrefeltet og øvrige felt på Tampen kan berøre områder med forekomst av egg og larver av blant annet torsk, hyse, sei, hvitting, nordsjømakrell, kolmule, øyepål og sild. Den viktigste gyteperioden for disse artene er fra februar til juni, se tabell 6.1.

	Gyteperiode	Gytedyp (meter)	Dybdeutbredelse av egg og larver (meter)
Torsk	Januar - april	50 - 200	0 - 40
Hyse	Februar - juni	100 - 150	10 - 40
Sei	Januar - april	100-200	0 - 40
Vårgytende sild	Februar - mars	10-250	0 - 40
Øyepål	Februar - april	ca 100	Pelagisk
Nordsjømakrell	Mai - juli	Nær overflaten	Nær overflaten

Tabell 6.1 Data om gyting for viktige fiskeslag i influensområdet for Snorre 2 og Tampen

6.2.5 Sjøfugl

Sjøfuglenes årlige livssyklus har følgende viktige perioder: hekking, myting (fjærfelling), trekk, streif og overvintring. Influensområdet for Snorre 2 omfatter hekke-, myte- og overvintringsområder med nasjonal og internasjonal betydning. For oversikt vises til den regionale konsekvensutredningen.

Runde er det eneste større fuglefjellet i Sør-Norge, og den viktigste hekkelokaliteten i Sør-Norge for lunde, alke lomvi, havsule, havhest og krykkje. Fra februar til august/september oppholder en vesentlig del av de sør-norske bestandene av lunde og lomvi seg ved Runde eller i hav- og fjordområdene rundt (se kapittel 8). Mindre hekkelokaliteter for lunde, alke og lomvi er Veststeinen, Klovningen og Einevarden.

6.2.6 Sjøpattedyr

En lang rekke hvalarter kan opptre regelmessig i havområdet ved Snorre. 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 for havert finnes fra Trøndelag og nordover. Steinkobbe forekommer i kolonier langs hele norskekysten, men hovedtyngden er i Møre og Romsdal. Nordøyane og Orskjæra er viktige områder. Viktige lokaliteter er vist i den regionale konsekvensutredningen.

6.2.7 Strandsonen

Kyststrekningen som kan bli berørt ved større oljeutslipp fra Snorre 2 og øvrige felt på Tampen inneholder en lang rekke verneverdige områder, ofte med flere verneinteresser knyttet til hvert område. Verneinteresser inkluderer sjøfugl, våtmark og gruntvannsområder, kvartærgeologi, havstrand og sjøpattedyr. Oversikt finnes i Marin Ressurs Data Base (MRDB), som er et verktøy som vil benyttes ved en eventuell oljevernaksjon.

6.2.8 Akvakultur

Influensområdet langs kysten rommer omlag 50 % av alle norske lokaliteter med konsesjon for oppdrett av matfisk.

6.3 Miljøpåvirkning fra regionale utslipp

6.3.1 Aktivitet i regionen

Den samlede effekten av utslippene fra Tampenområdet er vurdert i den regionale konsekvensutredningen. Denne tok utgangspunkt i aktiviteten i 1994, da feltene i området sto for ca 60% av norsk oljeproduksjon og vel 20% av gass-salg. Bildet kan endre seg i årene som kommer, ettersom de største feltene (Statfjord og Gullfaks) nærmer seg en nedtrapping av produksjonen. Nye utbygginger vil til en viss grad kompensere, men det ventes likevel en reduksjon av oljeproduksjonen i området fra år 2004. Samtidig vil produksjon og salg av gass få en økende betydning i området. Snorre 2 kan på topp stå for omlag 10% av produksjonen i regionen.

6.3.2 Utslipp til luft

Utslippen til luft av NO_x og flyktige organiske forbindelser (VOC) har regional betydning i forurensningssammenheng, mens virkningen av CO₂ er knyttet til global drivhuseffekt. Utslippene av nitrogenoksider kan bidra til sur nedbør i form av salpetersyre (HNO₃) som kan avsettes med nedbør eller ved tørravsetning. Sammen med VOC danner dessuten nitrogenoksider fotokjemiske oksidanter, først og fremst ozon. Forhøyede ozonnivåer i lavere luftlag er en av de viktigste luftforurensningene i store deler av Europa.

Utslipp av CO₂ fra installasjonene på Tampenområdet utgjorde i 1996 29% av utslippet på norsk sokkel og 6% av samlede norske utslipp. I tillegg kommer utslipp fra skytteltankere og annen trafikk til installasjonene, som var omlag 1/5 av utslippet fra installasjonene.

Utslipp av NO_x fra installasjonene på Tampen utgjorde i 1996 omlag 26% av det samlede utslippet fra installasjoner på norsk sokkel og 5% av samlede norske utslipp. I tillegg kommer et tilsvarende stort utslipp fra skipstrafikk til installasjonene. Det er usikkerhet om hvor stor avsetning over land dette medfører. Basert på spredningsberegninger opprinnelig utført av DNMI for Vigdisfeltet i 1992 (ref. 8) ble det i den regionale konsekvensutredningen anslått en maksimal avsetning på omlag 2-3 mg N/m² dag, mens senere beregninger utført av NILU (ref. 9) kunne antyde et bidrag fra Tampen på opp mot 50 mg N/m² dag. Til sammenligning er dagens belastningsnivå på Vestlandet ca 500-1500 mg N/m² år. Arbeid for avklaring er omtalt i kapittel 7.3.4.

Dersom NILUs beregninger av avsetning legges til grunn, utgjør bidrag fra feltene på Tampen 3-10 % av nitratnedfallet på de mest belastede områdene. Området som berøres av utslipp fra Tampen er sterkt utsatt for forurensning og forhøyet nitrogenavsetning, både fordi tilførslene er store fra mange kilder, og fordi området har en sårbar geologi. Den regionale konsekvensutredningen konkluderer med at det bør være en målsetting å begrense utslippene så langt som praktisk mulig. Dette er tatt høyde for ved planleggingen av Snorre 2.

Hovedkilden for utslipp av NMVOC er avdamping av hydrokarboner ved lasting av skytteltankere. Dette utgjør ca 99% av VOC-utslippene på kontinentalsokkelen, og utgjorde i 1996 40% av norske utslipp. Anslagene i den regionale konsekvensutredningen fra 1995 var omlag halvparten så høye, p.g.a. for lave faktorer. Utslippet forventes å avta sterkt de nærmeste årene, p.g.a. forventning om innføring av VOC gjenvinning på bøyelastere fra år 2001. Forventningen er at dette skal redusere utslippene med omlag 75%. I tillegg forventes nedgang i utslipp p.g.a. redusert produksjon fra Statfjord og Gullfaks i årene som kommer.

Også når det gjelder dannelse av bakkenær ozon, som funksjon av utslipp av VOC og NO_x, er det gjort modelleringer først av DNMI (ref. 10) og deretter NILU (ref. 9). De to modellene gir sterkt sprikende resultater, med konklusjon varierende fra ubetydelig til betydelig bidrag til bakkenær ozon fra utslipp fra sokkelaktiviten. Videre arbeid for avklaring er omtalt i kapittel 7.3.4.

Forhøyet konsentrasjon av bakkenær ozon er et relevant forurensningsproblem i Norge idag. Målinger viser at det er sørøst-Norge som har de høyeste ozonkonsentrasjonene, mens Vestlandet er noe mindre utsatt. Middelkonsentrasjonen målt på Østlandet i vekstsesongen ligger godt over det som antas å være en grense for skader på vegetasjonen.

6.3.3 Utslipp til sjø

Utslippene av produsert vann i regionen var 48,5 millioner m³/år i 1996, og vil i løpet av de nærmeste 4-5 årene fortsatt øke, for så å avta. Økningen skyldes hovedsakelig økt vannproduksjon i eksisterende felt. Feltene Statfjord og Gullfaks, samt Snorre TLP, er alle i en fase med økende vannproduksjon. Utslippene er anslått å øke til omlag 63 millioner m³/år i 2000 (se Vedlegg B).

Den regionale utredningen for Tampen konkluderer med at de fleste undersøkelser tyder på at produsert vann ikke gir effekter på dødelighet, vekst eller reproduksjon når utslippet er mer enn 1000 ganger fortynnet. Frittlevende organismer som eventuelt driver gjennom utslippsskyene, vil bare oppleve potensielt skadelige konsentrasjoner i kort tid. Det samlede areal på Tampen der konsentrasjoner over 1/1000 forekommer er lite (mindre enn 1 km²), og det regionale konsentrasjonsnivået er 30-100 ganger lavere enn det som forventes å kunne gi skadelige effekter.

Det er større usikkerhet når det gjelder mulige langtidseffekter av utslipp av produsert vann. Vannet inneholder naturlig bl.a. polyaromatiske forbindelser og fenoler, som det vurderes om kan gi kroniske effekter ved at stoffene forblir i økosystemet over lang tid (ref. 11). Arbeid pågår, bl.a. i regi av OLF, for å undersøke om stoffene tas opp i marine organismer og oppkonsentreres i næringskjeden i tilstrekkelige konsentrasjoner til å påføre skader. Skader som vurderes er nedsatt produksjon eller reproduksjon, påvirkning av arvematerialet o.l. Så langt er ikke slike effekter konstatert under feltmessige forhold. I forbindelse med OLFs studier om miljøeffekter av produsert vann er det gjennomført miljæriskovurderinger for Tampen-regionen, som konkluderer med at de samlede utslippene medfører liten miljærisiko (ref. 12).

6.3.4 Utslipp fra boring

Ved utgangen av 1994 var det boret ca 290 produksjonsbrønner i Tampenområdet. Dette utgjorde 30 % av alle produksjonsbrønner på norsk sokkel. Det har vært boreaktivitet i regionen i omlag 20 år og stor aktivitet de siste 10 årene.

Frem til 1992 ble det boret med mineraloljebasert borevæske, som medførte forurensningspåvirkning ut til 5-7 km fra noen av plattformene i regionen. Etter 1992 er det bare sluppet ut boreavfall fra boring med vannbaserte og syntetiske borevæsker.

Det er gjennomført et stor antall overvåkingsundersøkelser på feltene i Tampen-området, men først i 1996 en regional undersøkelse som dekket alle felt i regionen og gir en felles status for området (ref. 13). Undersøkelsen viste at en stor del av havbunnen i området hadde svakt forhøyet nivå av kjemiske komponenter som kunne tilbakeføres til boreutslipp, primært barium fra barytt. Dette er i overensstemmelse med undersøkelser foretatt av NGU for Saga oppstrøms Snorre, som viser påvirkning også i områder som tidligere har vært vurdert som upåvirket av forurensning (ref. 14). Området med markert forurensning og markert forurensningspåvirkning av bunnfauna er derimot begrenset. Området med markert forurensning m.h.t. barytt og olje, og forurensningspåvirkning av bunnfauna ble beregnet til rundt 10 km² eller 1% av regionen (ref. 13).

6.3.5 Akutte oljeutslipp

Det samlede aktivitetsnivået i Tampenområdet gir opphav til en ikke ubetydelig risiko for oljeutslipp, først og fremst knyttet til utblåsninger under boring og brønnoperasjoner. Basert på statistikk fra Nordsjøen og Mexicogolfen ble det i den regionale konsekvensutredningen beregnet en sannsynlighet for utblåsninger på omlag én hvert 11. år. Risikonivået for oljeutblåsninger er imidlertid lavere, ettersom bare hver 10. utblåsning har vært en oljeutblåsning.

Beregnet hyppighet for lekkasjer fra undersjøiske installasjoner er høyere; ca hvert 5. år for lekkasjer over 500 tonn, og minst en gang årlig for mindre lekkasjer. Dette har sammenheng med et økende antall undervannsutbygginger i Tampenområdet. Flertallet av disse utslippene vil være så små at de går i oppløsning før de når inn til land.

Sjøfugl er mest utsatt for å bli påført oljesøl. Det viktigste fuglefjellet i området er Runde. I den regionale utredningen anslås det at omfattende sjøfugldød ved Runde vil kunne inntreffe hvert 500. år. Et oljesøl vil også kunne medføre omfattende, og tildels langvarige skader i strandsonen, og vil kunne ha forbigående negativ effekt på friluftsliv og turisme.

7 UTSLIPP OG AVFALL

7.1 Miljøkriterier for Snorre 2

Hovedkilder til utslipp til luft vil være kraftproduksjon og fakling på plattformen. Hovedkilder til utslipp til sjø vil være boring og utslipp knyttet til prosessering av brønnstrømmen.

Under planleggingen av Snorre 2 har det vært sterkt fokus på å redusere skadelige utslipp til luft og sjø. Den nye plattformen åpner mulighet for å få implementert miljøteknologi som ennå er under utvikling, ved at plattformen fra starten designes for å kunne ta ombord nytt utstyr når dette blir tilgjengelig.

For å sikre en miljømessig god utbygging ble det allerede ved prosjektstart definert et sett miljøkriterier for Snorre 2; se tabell 7.1. Kravet mht. CO₂ ligger omlag 10% under dagens nivå på norsk sokkel, og er oppnåelig med moderne gassturbiner. Kravet mht. NO_x krever lav-NO_x teknologi på turbiner og motorer. Det er ikke fullt ut oppnåelig pr. idag, men teknologien forventes å være ferdig utviklet i tide for Snorre 2.

Emne	Krav
CO ₂	CO ₂ -utslipp fra kraftgenerering skal ikke overskride 0,6 kg/kWh
NO _x	NO _x -utslipp fra kraftgenerering skal ikke overskride 0,6 g/kWh
Kjemikalier	Kjemikalier som er skadelige for miljøet skal unngås (definert ved toksisitet, bionedbrytbarhet og potensiale for bioakkumulering)
Fjerning av installasjoner	Alle installasjoner skal kunne fjernes etter nedstenging

Tabell 7.1 Miljøkriterier for Snorre 2

I tillegg til miljøkriteriene som stiller krav til design, utstyr og drift, ble det ved prosjektstart definert en rekke utslippsreducerende tiltak som skulle evalueres og implementeres hvis teknisk og økonomisk gjennomførbart. Disse beskrives i de etterfølgende avsnittene.

7.2 MILJØSOK

Snorre 2 prosjektet har benyttet miljømålene satt av MILJØSOK (ref. 15) som målestokk ved evaluering av utbyggingskonsepter og ved vurdering av ny teknologi. MILJØSOK målene er gitt i tabell 7.2. Disse gjelder utslippsreduksjoner på norsk sokkel over de neste 10-15 år, med 1996 som referanseår.

Emne	Målsetting
NO _x	50-80% reduksjon (pr. produsert kWh)
VOC	70-90% reduksjon (pr. m ³ lastet olje)
CO ₂	30-40% reduksjon (pr. produsert kWh)
Produksjonskjemikalier og olje	50% reduksjon av utslipp av olje- og produksjonskjemikalier med produsert vann (pr. m ³ produsert vann)
Borekjemikalier	50% reduksjon av utslipp av borekjemikalier (pr. boret meter)

Tabell 7.2 MILJØSOK mål for utslippsreduksjon på norsk sokkel

7.3 Utslipp til luft

7.3.1 Utslippsoversikt

Hovedkilder til utslipp til luft på Snorre 2 vil være kraftproduksjon og fakling på plattformen. I tillegg vil det være utslipp fra en flyttbar borerigg benyttet under forboring, utslipp fra skips- og helikoptertrafikk, samt i forbindelse med utlastingen av Snorre-olje på Statfjord.

Tabell 7.3 gir oversikt over forventede årlige utslippene til luft fra Snorre 2, inkludert forsyningstrafikk og oljeeksport, i et gjennomsnittså. Beregningene baserer seg på:

- kraftgenerering med to gass/diesel turbiner med lav-NO_x brennere
- dieseldrevne brannpumper, nødgenerator og sementeringspumpe
- “kombinert kraftverk” (varmegjenvinning fra eksosgass på begge turbiner)
- lukket fakkell
- OLFs utslippskoeffisienter (ref. 16)
- Statoils koeffisienter for VOC-utslipp fra lastning (ref. 17), og forutsetning om VOC gjenvinning på skytteltankere fra 2001
- forbruk av drivstoff til helikopter og fartøyer basert på Sagas miljøregnskap for 1. halvår 1997.

Som det fremgår av tabellen knytter det seg usikkerhet til dieselforbruket på plattformen. Diesel brukes ved rutinemessig testing av brannpumper og nødgenerator, til drift av sementeringspumpe, og kan også være aktuelt å bruke i forbindelse med nedstengning/oppstart og revisjonsstans. Det øvre estimatet i tabell 7.3 er identisk med beregnet forbruk på Snorre TLP, der det forutsettes turbindrift på diesel 3-5 dager pr. år pluss under en to ukers revisjonsstans hvert annet år. Det nedre anslaget inkluderer bare testing av utstyr og drift av sementeringspumpe. Det nedre anslaget ansees som mest sannsynlig, p.g.a.

- økt tilgjengelighet av gass på Snorre 2, bl.a. ved revisjonsstans, ved gassrørledning mellom Snorre 2 og Snorre TLP
- høy regularitet på turbinene
- elektrisk drevne kraner, mot dieseldrevne på Snorre TLP.

I tillegg vil det være en periode med forboring av fire brønner fra en flyttbar borerigg i 1999/2000, og utslipp i forbindelse med testing av disse brønnene. Boreriggen vil ikke ha prosessutstyr for å stabilisere oljen, eller samle den opp og lagre den på riggen. Hydrokarbonene som produseres under opprensningen planlegges derfor fjernet ved brenning over brennerbom. Utslippsestimater er gitt i tabell 7.3, basert på antatt produksjon over 12 timer, produksjonsrate 2000 m³/døgn og OLFs utslippsfaktorer (ref. 16).

Som det går frem av tabell 7.4 vil utslipp fra Snorre 2 installasjonen på topp øke utslipp på norsk sokkel (relativt til 1996) med 1,7-1,9% for CO₂ og 0,5-0,8% for NO_x.

For Snorrefeltet er utslipp av NMVOC og metan (CH₄) gitt med utgangspunkt i at alle bøyelastere skal være ombygd for VOC-gjenvinning innen år 2001, i overensstemmelse med myndighetenes krav. Dette er forventet å gi en utslippsreduksjon på omlag 75%. Utslippet er derfor betydelig lavere enn utlippstallene for 1996 fra Tampenområdet.

Utslipp av VOC fra Tampenområdet er oppjustert på basis av nye beregninger hvor det er brukt nye og høyere utslippskoeffisienter for olje lastet ut fra Gullfaks og Statfjord (Vedlegg B). De tilsvarende utslippstallene for norsk sokkel og Norge er ikke oppjustert, men gitt i henhold til tall fra OLF (ref. 18) og fra Statistisk Sentralbyrå (ref. 19). Det er derfor foreløpig ikke mulig å gi en direkte sammenligning av utslippstallene for VOC.

		CO ₂	NO _x	NM VOC	CH ₄
		1000 tonn/år	tonn/år	tonn/år	tonn/år
<i>Plattformen</i>	Turbiner	105	85	10	38
	Fakkel	18	92	0,5	2
	Diesel	1-11	20-135	1	0
	Sum	124-134	197-312	12	40
<i>Marine aktiviteter og helikoptertrafikk</i>	Forsyningsfartøyer	6	129	9	0
	Beredskapsfartøy	3	65	4	0
	Helikopter	2	43	3	0
	Sum	11	237	16	0
<i>Oljelasting</i>	Skytteltankere ¹⁾	21	461	2150	120
		CO ₂	NO _x	NM VOC	CH ₄
		1000 tonn	tonn	tonn	tonn
<i>Forboring 1999-2000</i>	Utslipp pr. brønn	4,7	105	7,5	0
	Samlet utslipp	18,9	420	30	0
<i>Brønntesting</i>	Utslipp pr. brønn	2,6	3,0	2,8	0
	Samlet utslipp	10,6	12,4	11,0	0

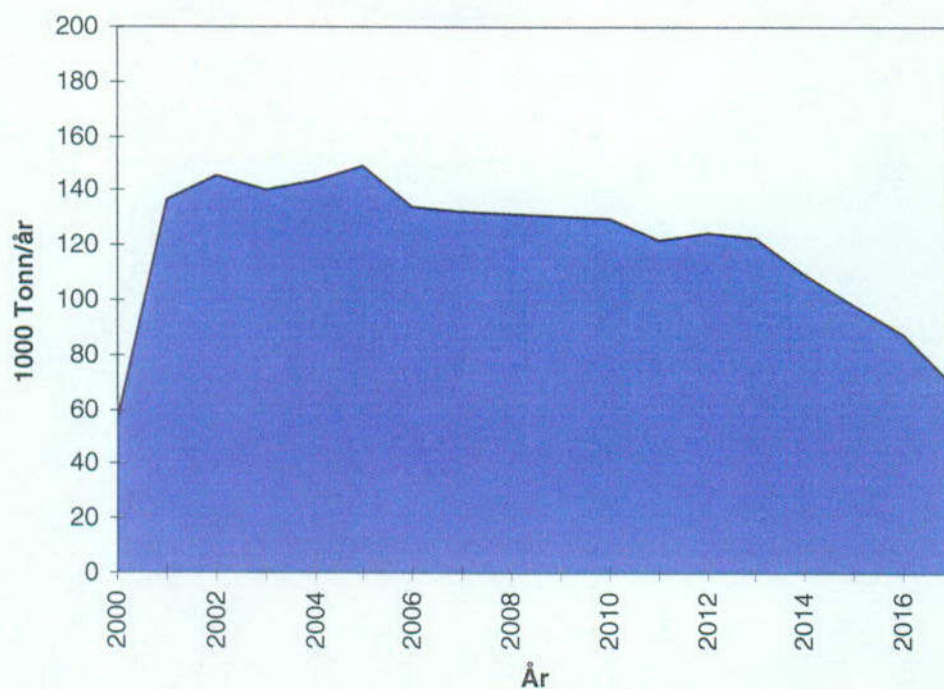
Tabell 7.3 Utslipp til luft fra Snorre 2 i gjennomsnittså

¹⁾ Antatt 75% reduksjon av utslippet fra 2001 - alle bøyelastere skal da være bygget for VOC-gjenvinning

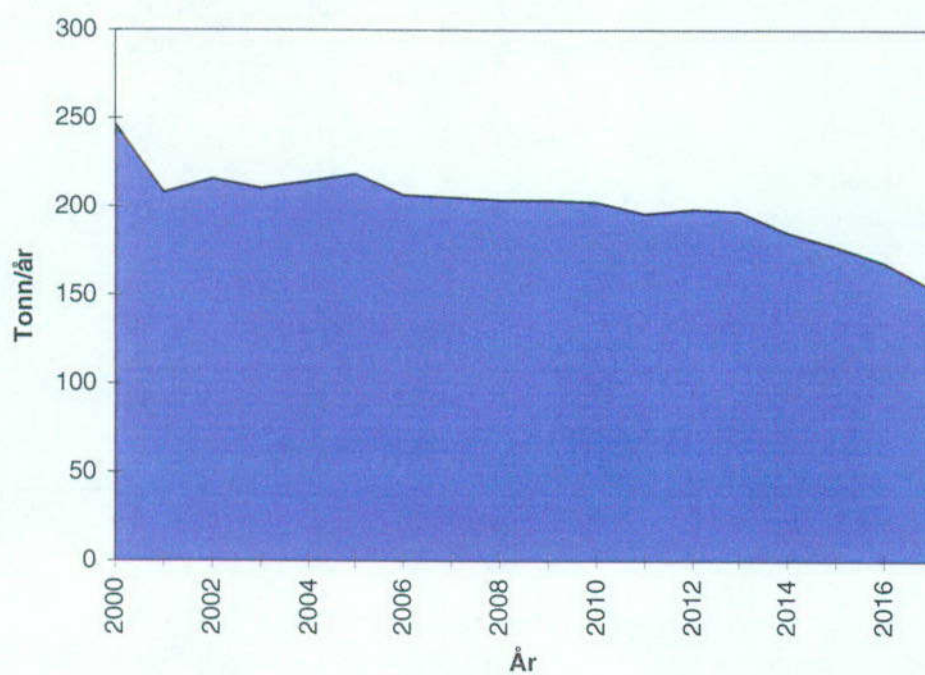
		CO ₂	NO _x	NM VOC	CH ₄
		1000 tonn/år	tonn/år	tonn/år	tonn/år
<i>Snorre 2 toppår (2002)</i>					
	Snorre 2	146-156	216-331	3 500	200
	Snorrefeltet	544	1 948	10 000	580
	Tampen-området	3 560	20 680	112 880	6 700
<i>Dagens utslipp (1996)</i>					
	Snorrefeltet	272	1 229	28 000	1600
	Tampen-området	2 880	20 900	152 850	9 000
	Norsk sokkel (ref. 18)	8 377	41 200	171 000	28 900
	Norge (ref. 19)	40 800	204 000	377 000	471 000

Tabell 7.4 Utslipp til luft fra faste installasjoner, inklusive bøyelasting av olje

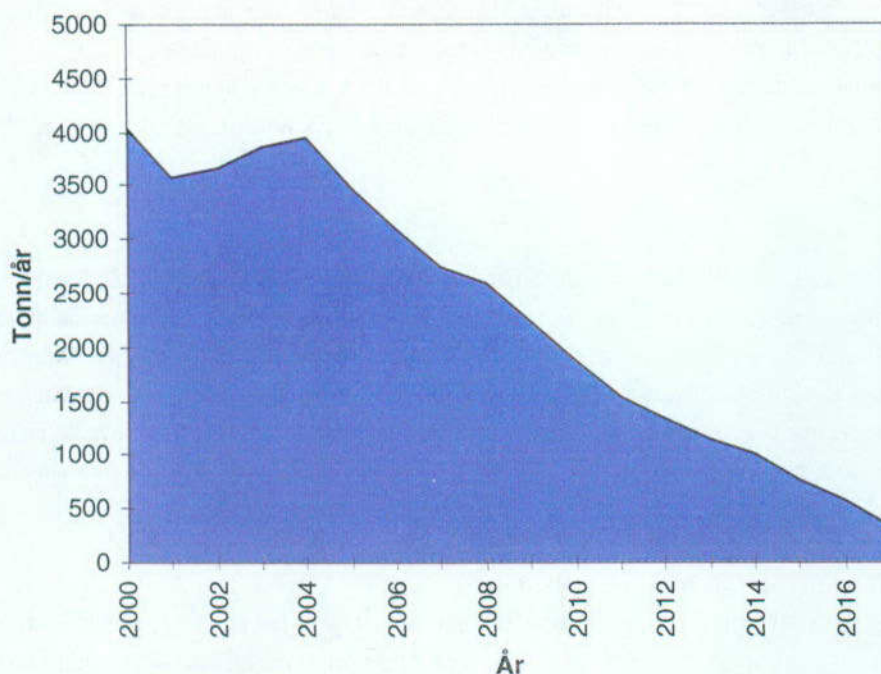
Figurene 7.1-3 viser hvordan de totale utslippene av hovedkomponentene CO₂, NO_x og VOC vil variere gjennom Snorre 2 sin produksjonsperiode. Profilen for VOC gjenspeiler direkte produksjonsprofilen for olje i og med at avdamping ved utlasting av olje er hovedkilden, i tillegg til innføring av VOC gjenvinning på skytteltankere fra 2001. Utslippene av CO₂ og NO_x varierer mindre over tid, ettersom vannproduksjonen vil øke etterhvert som oljeproduksjonen avtar.



Figur 7.1 Beregnet CO₂-utslipp fra Snorre 2



Figur 7.2 Beregnet NO_x-utslipp fra Snorre 2



Figur 7.3 Beregnet VOC-utslipp fra Snorre 2, inkludert oljelasting på Statfjord

7.3.2 Utslippsreducerende tiltak

Tiltak inkludert i utbyggingsplanene for Snorre 2:

Planene for Snorre 2 inkluderer omfattende tiltak for å redusere utslipp av CO₂ og NO_x.

Turbiner med lav-NO_x brennere

Snorre 2 vil utstyres med to turbiner som vil drives med gass under normal drift, men som kan drives av diesel. Idag er lav-NO_x brennere ikke kommersielt tilgjengelig for slike "dual fuel" turbiner, men forutsettes å være tilgjengelige i tide for installasjon på Snorre 2. Dette vil redusere utslippet av NO_x fra turbinene med i størrelsesorden 80%, fra omlag 9 til 1,9 g NO_x/Sm³ gass når turbinene drives optimalt.

Nye turbiner

Turbinene som vil installeres på Snorre 2 har en forventet virkningsgrad på 38% ved optimal drift (full last), mot 35% for turbinene som ble tatt i bruk på Snorre TLP i 1992. Dette gir 10% lavere forbruk av brenngass, og derved 10 % lavere utslipp av røykgass med CO₂ og NO_x pr. kWh produsert på Snorre 2.

Kombinert kraftverk

Snorre 2 skal etter planen utstyres med varmegjenvinning på eksosgassen fra begge turbinene. Varmen benyttes til å drive en dampturbin (kombinert kraftverk). Totaleffekten av tiltaket avhenger av hvilke andre varmebehov som er på installasjonen, og hvordan det samlede energibehovet er i forhold til turbinenes yteevne. Maksimalt forventes at et kombinert kraftverk kan øke virkningsgraden med omlag 1/3, dvs. gi en samlet virkningsgrad på 45-50 %. Igjen er effekten redusert forbruk av brenngass og redusert utslipp av røykgass med CO₂ og NO_x.

Glidemuffer

Brønnene vil utstyres med glidemuffer, som gjør det mulig å stenge av brønnsoner med høy vann- eller gassproduksjon. Hensikten er å redusere både vannproduksjonen og behovet for vanninjeksjon for trykkvedlikehold. Tiltaket reduserer mengden vann som skal behandles på plattformen og mengden vann som skal pumpes tilbake i reservoaret. Også dette tiltaket bidrar til redusert kraftbehov på plattformen, og derved redusert utslipp av røykgass.

Lukket fakkel

I stedet for kontinuerlig fakling av gass, vil plattformen på Snorre 2 bli utstyrt med lukket fakkelsystem. Det vil si at det ikke er noen pilotflamme og at gass som ellers ville vært faklet av kontinuerlig istedet resirkuleres og benyttes som fyrgass. Fakkelen tas bare i bruk ved større produksjonsforstyrrelser og av sikkerhetsmessige grunner. Hvor mye mengden fakkelgass reduseres ved dette tiltaket er vanskelig å forutsi; anslag har variert mellom 30% og 90%. Hvor store reduksjoner som oppnås, vil avhenge av driftsfilosofi og prosedyrer for nedstenging. I utslippstallene som presenteres her er det antatt reduksjon på 42% i forhold til erfaringstall fra Snorre TLP. Redusert fakling vil medføre tilsvarende reduserte utslipp av CO₂ og NO_x.

Gjenvinning av VOC ved lastning fra oljelager og skytteltankere

Intensjonen er at alle bøyelastere skal være ombygget for VOC gjenvinning innen år 2001, forutsatt at teknologien er ferdig utviklet og økonomien akseptabel. Utslipp av oljedamp ved lastning utgjør idag ca 99 % av VOC-utslippene offshore, og forventes å kunne reduseres med inntil 75 % ved gjenvinning.

Saga har i flere år deltatt i prosjekter for å utvikle teknologi for å redusere utslipp av flyktige organiske forbindelser (VOC) fra bøyelasting av olje. Prosjektene foregår nå i OLF regi. Det ene er en videreføring av prosjektet med å lede gjenvunnet VOC tilbake til oljen. I dette prosjektet har det vært gjennomført tester med et pilotanlegg med gode resultater, og det er nå besluttet å bygge et fullskala anlegg. Planlagt start av forsøkskjøringer er satt til 4. kvartal 1998. Det andre prosjektet, hvor det skal prøves å benytte gjenvunnet VOC som brensel på skytteltankeren, har en planlagt oppstart i 1. halvår 1999.

Tiltak som ikke er del av PUD-grunnlag, men vurderes videre:

Koordinert kraftproduksjon

CO₂-utslippet fra kraftproduksjonen på Snorrefeltet samlet kan reduseres ved å samkjøre kraftproduksjonen på Snorre 2 og Snorre TLP, slik at turbinene kan kjøres på mest mulig full last, med høyest mulig virkningsgrad og derved minst mulig brenngassforbruk. Det vurderes derfor å opprette en kabelforbindelse mellom Snorre TLP og Snorre 2. Maksimaleffekten som antas overført i kabelen er 20-30 MW. Lengden på en slik kabel vil være i størrelsesorden 7 kilometer, havdypet i området er omkring 310-350 meter.

Drevet optimalt kan tiltaket bety at det bare er behov for å kjøre en av to turbiner på Snorre 2, eller to av tre turbiner på Snorre TLP, slik at det alltid er en turbin i reserve. En slik kraftsamkjøring mellom de to plattformene kan derved i tillegg til en miljøgevinst gi bedre regularitet.

Tiltaket er beregnet å kunne redusere utslippene med 30-59 000 tonn CO₂ pr. år, og 24-48 tonn NO_x pr. år, avhengig av det samlede kraftbehovet.

CO₂-fjerning fra røykgassen

Utbygger er pålagt å vurdere kostnader ved å reinjisere CO₂ fra produsert gass og fra plattform og turbiner; jfr. kapittel 2.4. Fjerning av CO₂ fra produsert gass er ikke aktuelt for Snorre 2 i og med at gassen primært skal injiseres, men muligheten for å fjerne CO₂ fra røykgassen er vurdert som interessant for Snorre 2.

Det vurderes å installere et pilotanlegg som gjennom en absorpsjonsprosess gjør det mulig å fjerne inntil 86% av CO₂-innholdet i røygassen fra den ene turbinen på Snorre 2 plattformen. Endelig kvalifisering av teknologien forventes å skje sommeren 1998. Beslutning om gjennomføring vil behandles videre i Snorre lisensen i 1998, etter at utstyrstestene er fullført. Grunnlag for avgjørelsen vil være bl.a. en CO₂ livssyklus analyse for anlegget, vurdering av hvilken betydning pilot anlegget kan ha for teknisk gjennombrudd for teknologi for CO₂ fjerning offshore, såvel som økonomi og teknisk gjennomførbarhet.

Anlegget forventes å kunne fjerne 47-77 000 tonn CO₂ pr. år, avhengig av lasten på turbinen. CO₂ som fjernes fra røygassen forutsettes reinjisert i reservoaret eller deponert i Utsira-reservoaret.

Begrunnelsen for å bare vurdere CO₂-fjerning fra en turbin er dels at teknologien ikke er utprøvet ennå, dels energibalansen på plattformen. Fjerning og injeksjon av CO₂ er energikrevende; slik Snorre 2 plattformen er designet er det tilstrekkelig energioverskudd til CO₂-fjerning fra en turbin men usikkert om energi tilgjengelig for fjerning fra to turbiner. Gjennomføringen av tiltaket avhenger av forsøk som skal gjennomføres vinteren 1997/98. Pilotanlegget på Snorre 2 vil kunne bli den første utprøvingen av denne teknologien offshore.

Tiltak som er vurdert, men funnet uaktuelle:

Elektrisitet fra land

Utbygger er pålagt å utrede kraftforsyning fra land ved nye utbygginger, jfr. kapittel 2.4.

Oljedirektoratet (OD) og Norges vassdrags- og energiverk (NVE) har på vegne av OED og i overensstemmelse med pålegget fra Stortinget utarbeidet en generell rapport om elektrifisering av norsk sokkel (ref. 20). Det er sett på kraftoppdekking fra enten bare vannkraft eller bare gasskraft. Gasskraft er i rapporten vurdert som det mest realistiske alternativet, da full oppdekking av norsk sokkel vil innebære utbygging av omlag 200 vassdrag. På grunn av tid til planlegging/bygging av gasskraftverk, samt overføringssystem, kan elektrifisering av norsk sokkel tidligst skje fra år 2005.

I forbindelse med utbyggingen av Snorre 2 er det gjennomført en egen vurdering av kraftforsyning fra land, (ref. 21). Fordi kraftbehovet på Snorre 2 bare er 40-50 MW, er vurderingen gjennomført for hele Snorrefeltet. Dette betyr et samlet effektbehov i størrelsesorden 100 MW. Kollsnes er vurdert som det mest aktuelle utgangspunkt for kabel fra land, dvs. at kablen må være omlag 180 km lang. Likestrømsforbindelse er vurdert som mest aktuelt, ettersom vekselstrøm ville kreve flere parallelle kabler for å gi tilstrekkelig overføringsevne.

Effekttapet under overføringen er anslått til størrelsesorden 10 %.

Kostnadene ved et slikt anlegg med overføringskabel er beregnet til omlag 1,5 mrd kroner, som medfører redusert nåverdi for Snorre 2 på 1,1 mrd kroner. I tillegg til usikkerheten rundt kraftforsyning og tidspunkt for når kraft og kabler vil være tilgjengelig, gjør den høye kostnaden at tiltaket er vurdert som uaktuelt. De økonomiske besparelsene ved reduserte CO₂-avgifter er ikke tilstrekkelig til å gjøre en slik kraftoverføring økonomisk lønnsom ved et så lavt kraftbehov som Snorrefeltet alene representerer.

Imidlertid gjøres det nye vurderinger i større skala, i prosjektet "Kraftforsyning for installasjoner på norsk sokkel" som er et samarbeidsprosjekt mellom Hydro, Saga og Statoil, og med deltagelse for OD og OED. Prosjektet kjøres i regi av OLF og er forankret mot MILJØSOK.

7.3.3 Effekt av tiltakene

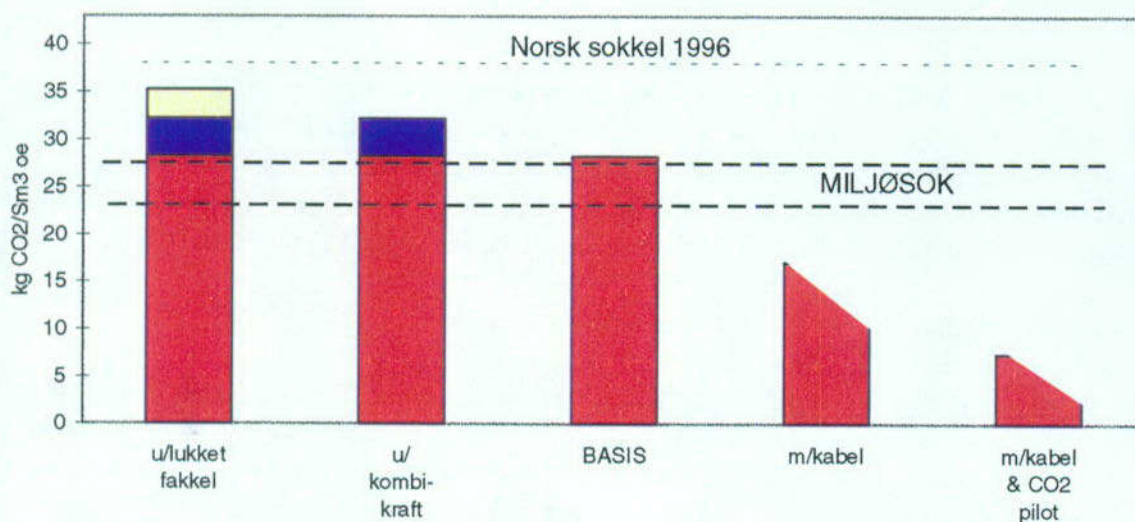
I snitt for Snorre 2 sin levetid er utslippene av CO₂ og NO_x fra kraftgenerering beregnet til henholdsvis 0,42 kg CO₂/kWh og 0,34 g NO_x/kWh, dvs. godt under kravene på 0,6 kg CO₂/kWh og 0,6 g NO_x/kWh stilt i Snorre 2 prosjektet.

Effekt av tiltakene på Snorre 2 er illustrert i figurene 7.4 og 7.5. For å kunne sammenligne med norsk sokkel totalt er utslippstallene gitt som mengde CO₂ eller NO_x pr. oljeeinheit produsert, i snitt over feltets levetid. Dette tallet vil variere sterkt over tid, avhengig av olje-, vann- og gassproduksjon samt boreaktivitet. Basis, som er utbyggingen slik den planlegges i dag, ligger betydelig lavere enn gjennomsnittsnivået for norsk sokkel; henholdsvis 26 % for CO₂ og 76 % under for NO_x. Hvis MILJØSOKs målsetting om 30-40 % reduksjon for CO₂ og 50-80 % reduksjon for NO_x regnes pr. oljeeinheit produsert i stedet for pr. kWh, oppfyller Snorre 2 dette målet for NO_x og er nær ved å oppfylle det for CO₂.

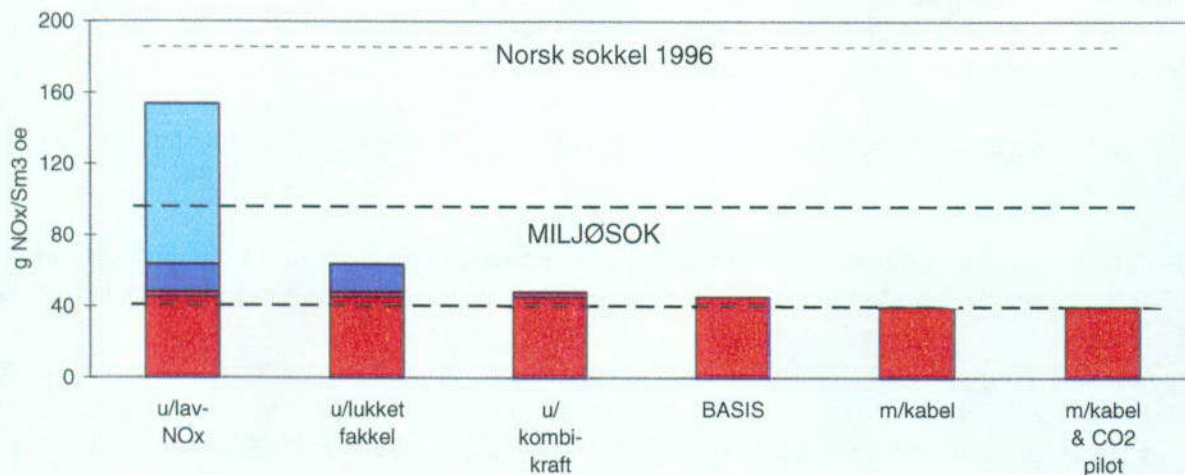
Hvis kraftgenereringen betraktes for seg, oppfyller Snorre 2 MILJØSOK's målsettinger for begge komponenter. Mens snittet på norsk sokkel i 1996 var 0,65 kg CO₂/kWh og 2,4 g NO_x/kWh, er prognosene for Snorre 2 henholdsvis 0,42 kg CO₂/kWh og 0,34 g NO_x/kWh, det vil si 35% og 86 % reduksjon.

Som det fremgår av figurene 7.4 og 7.5 er det lav-NO_x brennere som gir den største utslippsreduksjonen for NO_x, mens kombinert kraftverk og lukket fakkell gir tilnærmet like stor reduksjon når det gjelder CO₂.

Figurene inkluderer også effekt av kabel mellom installasjonene og CO₂ pilot, selv om disse ikke er del av PUD men er tiltak som vurderes videre i prosjektet. Effekten av kabel er i sin helhet tillagt Snorre 2 i figur 7.4 og 7.5, selv om deler av reduksjonen vil finne sted på Snorre 2.

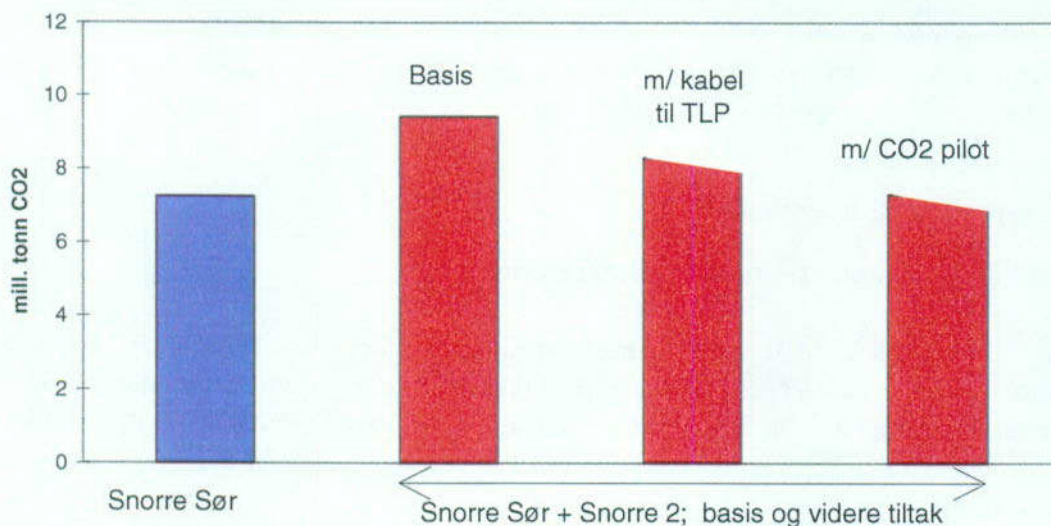


Figur 7.4 CO₂-utslipp på Snorre 2 over feltets levetid, som funksjon av utslippsreduserende tiltak



Figur 7.5 NOx-utslipp på Snorre 2 over feltets levetid, som funksjon av utslippsreducerende tiltak

Som illustrert i figur 7.6 kan CO₂-fjerningsanlegg på en turbin på Snorre 2 og kabel til Snorre TLP gjøre at totalutslippet av CO₂ fra Snorrefeltet i perioden 1997-2020 blir mindre enn om Snorre bare skulle fortsatt å produsere reservene i den sørlige delen av feltet. Samtidig øker oljeproduksjonen med 58 millioner Sm³, eller 1/3 av produksjonen fra dagens utbygging.



Figur 7.6 Totalt utslipp av CO₂ på Snorrefeltet 1997-2020

7.3.4 Miljømessige virkninger

Konsekvensene av utslipp av CO₂ er knyttet til drivhuseffekten, og er av global natur. Økt konsentrasjon av drivhusgasser i atmosfæren kan blant annet medføre økning i global middeltemperatur (ref. 22 og ref. 23). En annen mulig effekt er endringer i klimaet som medfører endringer i vind- og bølgeparametre, blant annet av en slik art at det kan ha betydning for installasjonene til havs.

Også utslipp av metan (CH₄) og andre flyktige organiske forbindelser, NMVOC, vil bidra til økte konsentrasjoner av drivhusgasser i atmosfæren. VOC vil dessuten sammen med NO_x-utslippene bidra til dannelse av fotokjemiske oksidanter, som for eksempel bakkenær ozon. Mengden fotokjemiske produkter som dannes er sterkt avhengige av solstrålingens intensitet og varierer derfor gjennom året.

NO_x-utslipp som føres inn over land vil bidra til sur nedbør. Deler av NO_x-utslippet vil imidlertid avsettes som nitrat over havet.

Mens DNMI's modellering av nitratavsetning og dannelse av bakkenær ozon over land tyder på svært lavt bidrag fra felt på Tampen (ref. 8 og 10) har NILU's beregninger vist langt større konsekvenser (ref. 9); se kapittel 6.3.2.

NILU prosjektet er gjennomført på oppdrag for OLF. I beregningene er alle NO_x- og VOC-utslipp i britisk og norsk del av Nordsjøen tatt med og virkninger i form av transport inn over norskekysten, avsetning av nitrat og dannelse av bakkenær ozon modellert (ref. 9). I følge NILUs resultater gir utslippene på kontinentalsokkelen et betydelig bidrag både til avsetningen av nitrogenforbindelser på norskekysten og nivåer av bakkenær ozon.

Etter at den regionale konsekvensutredningen for Tampenområdet ble utarbeidet, har NILUs rapport kommet i endelig utgave etter en grundig gjennomgang bl.a. av eksternt ekspertise fra Universitetet i Oslo. Resultatene i den endelige utgaven viser fortsatt betydelig høyere konsentrasjoner av både ozon og nitrogen enn de tidligere beregningene fra DNMI ga som resultat.

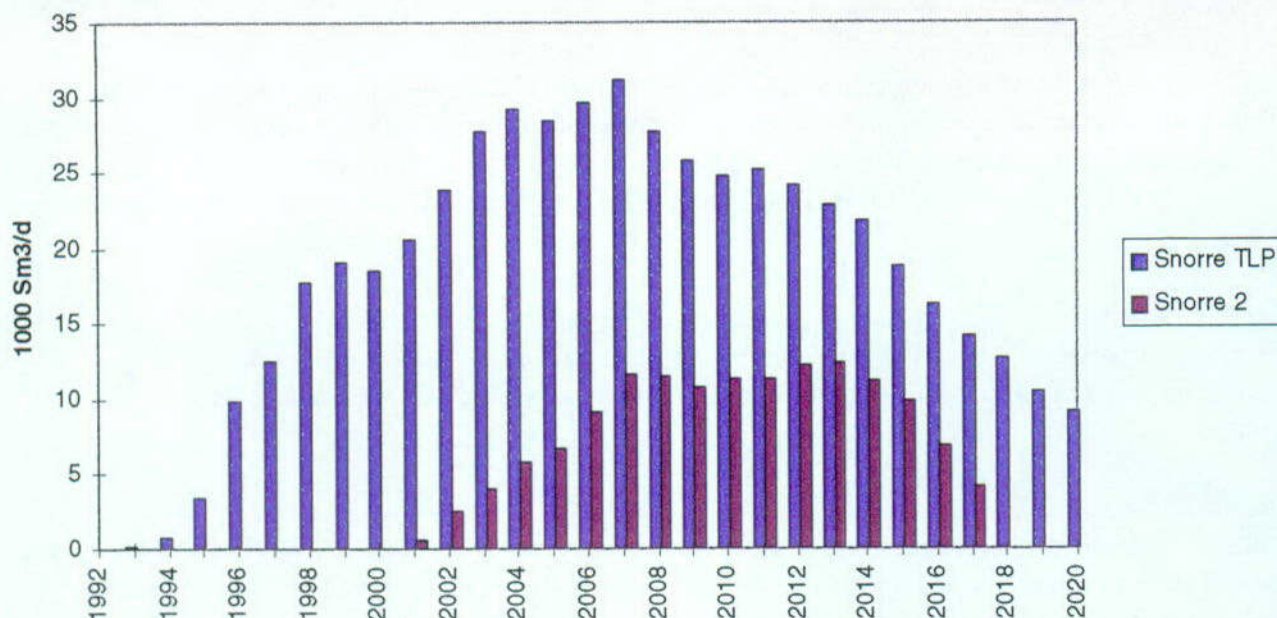
De modellene som har vært benyttet hittil har hatt klare svakheter, bl.a. har ikke beregning av avsetningen vært gode nok. OLF har derfor startet et nytt prosjekt hos NILU. Dette prosjektet skal verifisere og forbedre NILUs spredningsmodell "FOTOPLUME" og gjennomføre oppdaterte spredningsberegninger for utslipp fra petroleumsindustrien i Nordsjøen for deler av 1992. De meteorologiske forholdene våren/sommeren 1992 førte til relativt høye konsentrasjoner på norske målestasjoner sammenlignet med andre år. Forholdene kan være annerledes i andre år, og modellering bør derfor i tillegg gjennomføres for et år som er mer representativt enn 1992. Resultatene fra dette prosjektet vil foreligge sommeren 1998.

7.4 Produsert vann og kjemikalier

7.4.1 Mengde og sammensetning, produsert vann

Produsert vann er formasjonsvann fra reservoarene det produseres fra, i tillegg til eventuelt sjøvann injisert for trykkvedlikehold i reservoaret. Det produserte vannet skilles fra oljen, og forutsettes reinjisert i reservoaret. Det produserte vannet vil inneholde små mengder oljehydrokarboner og rester av produksjonskjemikalier som har vært brukt. Det vil kun bli utslipp av produsert vann ved utfall av injeksjonssystemet. Dette antas å kunne skje i inntil 10% av driftstiden.

Produsert vann fordelt over produksjonsperioden er vist i figur 7.7. For sammenligning gir figuren også profilen for Snorre sør (Snorre TLP), som i hele perioden vil produsere langt større vannmengder. De vannmengdene som er angitt for Snorre 2 vil ikke bli sluppet til sjø, men reinjiseres. Reinjeksjon vurderes også for Snorre TLP. Gjennomføringen av reinjeksjon, både på Snorre 2 og Snorre TLP, skal verifiseres av resultatene fra et planlagt pilotforsøk på Snorre TLP.



Figur 7.7 Vannproduksjon på Snorre 2 og Snorre TLP

Det er ikke foretatt egne analyser av formasjonsvann fra Snorre 2, men det er ikke grunn til å anta at dette vannet vil være vesensforskjellig fra øvrige deler av Snorrefeltet. Sammensetningen av produsert vann som slippes ut på Snorre TLP er gitt i tabell 7.5, og sammenlignet med snittet for norsk sokkel og med normalverdier for sjøvann.

Komponent		Produsert vann, Snorre (ref. 24)	Typiske verdier Nordsjøfelt (ref. 25)	Snitt, norske felt (ref. 26)	Sjøvann, Nordsjøen (ref. 27)
Organiske forbindelser (mg/l)	Organiske syrer	267	55 - 1135		
	Fenoler	2,2	<1-12	2	
	Benzener (BTEX)	8,6	12	13	
	Naftalener	0,4		1,3	
Tungmetaller (µg/l)	Kadmium	< 0,3			0,02
	Kvikksølv	< 0,1			0,0005-0,002
	Bly	< 10			0,03

Tabell 7.5 Sammensetning av produsert vann

Oljekomponenter

Tillatt innhold av dispergert olje ved utslipp er 40 mg/liter som månedsgjennomsnitt. Erfaringer fra oljeplattformer i hele Nordsjøen viser at gjennomsnittsverdien for olje i utslippsvann i de fleste tilfellene ligger godt under denne verdien. Tabell 7.6 viser hvordan utslippet av produsert vann til hele Nordsjøen har økt over tid, samt hvordan konsentrasjonen av olje i vann etter rensing har avtatt (ref. 25).

År	1991	1993	1995	1996
Utslipp av produsert vann, 10 ⁶ m ³	160	195	248	288
Konsentrasjon av olje i produsert vann, mg/liter	34,7	28,5	30,7	26,2

Tabell 7.6 Utslipp av produsert vann til Nordsjøen (ref. 25)

Den dispergerte oljen inneholder en høy andel (ca 70-80%) alifatiske hydrokarboner. Når oljedråpene kommer i kontakt med vann vil de letteste alifatene som har en viss løselighet i vann kunne ha effekt på marine organismer. Disse organiske forbindelsene vil også lett brytes ned, og vil i løpet av få dager være brutt ned i resipienten. Det er lite trolig at lette aromater og fenoler vil kunne ha effekter på lengre sikt siden de er flyktige og nedbrytes raskt.

Det produserte vannet vil også inneholde polyaromatiske hydrokarboner (PAH). Den biologiske nedbrytingen av disse tunge aromatiske forbindelsene er langsom, og det er bekymring for om dette ved kontinuerlige utslipp kan bidra til en akkumulering av PAH-forbindelser i det marine miljø over tid. Det samme gjelder for alkylerte fenoler.

Organiske syrer

Produsert vann inneholder organiske syrer som potensielt vil kunne gi små pH-endringer i utslippets nærområde. Sjøvannets bufferegenskaper og den raske fortyningen av utslippsvannet vil imidlertid motvirke dette. Videre brytes eddiksyre, som utgjør den største delen av de vannløselige komponentene, raskt ned i resipienten.

Metaller

Produsert vann inneholder vanligvis metaller i redusert tilstand, pga. oksygenfrie forhold i reservoaret. Ved kontakt med sjøvann vil tungmetallene felles ut, i hovedsak som metallhydroksider eller -sulfater som dominerer i marint miljø. Dette gjør at metallene etter utslipp vil foreligge i en form der de er lite tilgjengelige for marine organismer.

Radioaktivitet

Den relativt høye konsentrasjonen av radioaktive stoffer i formasjonsvann sammenlignet med sjøvann vil ved utslipp fortynges til konsentrasjoner som er på nivå med det en finner i sjøvann. En stor andel av radionukleidene vil, i likhet med metallene, bli utfelt når de kommer i kontakt med sulfater i sjøvannet.

For en nærmere beskrivelse av komponenter i produsert vann, henvises til den regionale konsekvensutredningen for Tampenområdet (Vedlegg A).

7.4.2 Utslippsreducerende tiltak, produsert vann

Rensing

Rensesystemer som vil bli benyttet, er hydroykloner av samme type som brukes på Snorre TLP. På Snorre TLP oppnår disse å rense vannet til et årsgjennomsnitt på 20-30 mg olje pr. liter, mot myndighetenes krav om maksimalt 40 mg olje pr. liter vann. For Snorre 2 er det satt rensekraft 30 mg/l.

Reinjeksjon av produsert vann

Det planlegges å reinjisere det produserte vannet i reservoaret, med mindre dette medfører store driftsmessige problemer eller skader reservoaret. Produsert vann vil bli reinjisert i reservoaret sammen med sjøvann for trykkstøtte. Det skal gjennomføres et pilotforsøk på Snorre TLP for å avdekke eventuelle utfordringer ved reinjeksjon av produsert vann på Snorrefeltet.

Ved vedlikehold eller ved feil i reinjeksjonsutstyret, samt ved bortfall av kraft vil produsert vann bli sluppet til sjø. Før utslipp vil avløpet bli renses på vanlig måte. Totalt betyr dette at utslipp av produsert vann fra Snorre 2 blir redusert med minst 90% i forhold til direkte utslipp.

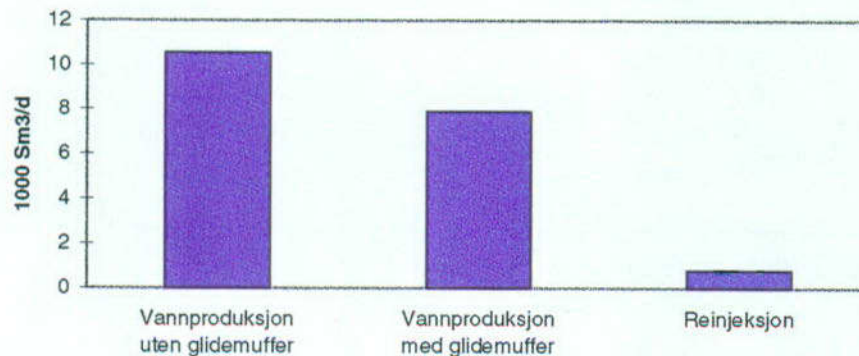
Utslipet av produksjonskjemikalier og eventuelle rester av injeksjonskjemikalier vil bli tilsvarende redusert, ettersom kjemikalier som ikke følger oljestrømmen vil bli reinjisert sammen med produsert vann.

Hvis det viser seg at reinjeksjon ikke er aktuelt, vil innhold av olje i avløpsvannet kontrolleres ved daglige analyser. I tillegg vil det være aktuelt å ta regelmessige prøver for å analysere innhold av blant annet fenoler, aromater og tungmetaller, samt rester av utvalgte kjemikalier som brukes i produksjon og prosesser på plattformen.

Glidemuffer

Brønnene vil utstyres med glidemuffer, som gjør det mulig å stenge av brønnsoneer med høy vann- eller gassproduksjon. Hensikten er å redusere vann- og gassproduksjonen og dermed behovet for vanninjeksjon til trykkstøtte. Tiltaket er forventet å redusere vannproduksjonen med omlag 25%; se figur 7.8 som også illustrerer effekten av reinjeksjon av det produserte vannet.

Både glidemuffer og reinjeksjon er vedtatt for Snorre 2, men det gjenstår teknisk kvalifisering.



Figur 7.8 Gjennomsnittelig utslipp av produsert vann fra Snorre 2 ved innføring av utslippsreducerende tiltak

7.4.3 Mengde og sammensetning; produksjons- og injeksjonskjemikalier

Hovedkategorier som forventes å bli brukt er:

- avleirings- og korrosjonshemmere
- emulsjonsbryter
- asfalten- og voks-inhibitor
- biocid
- skumdemper
- metanol
- trietylenglykol

Tabell 7.7 gir prognoser for de viktigste kjemikaliene som forventes å bli brukt.

Kjemikalie	Dosering	Maksimalt forbruk pr. år	Gjennomsnittlig forbruk pr. år	Merknad
Olje/gass separasjon:				
Skumdemper	1,5 - 3 ppm	18 m ³ /år	18 m ³ /år	
Emulsjonsbryter	1-2 ppm	12 m ³ /år	6 m ³ /år	
Avleiringshemmer	30 ppm	135 m ³ /år	85 m ³ /år	Tilsettes produsert vann
Biocid				Doseres ved behov
Oljeeksport:				
Voksinhibitor	50 ppm	8 m ³ /år	4 m ³ /år	ca 10 dager pr. år
Korrosjonsinhibitor	10 ppm	60 m ³ /år	32 m ³ /år	
Friksjonsreduksjon	4-5 ppm			Tilsettes kun ved høy produksjonsrate
Produsert vann:				
Flokkulant	2-5 ppm	23 m ³ /år	14 m ³ /år	Tilsettes produsert vann
Sjøvannssystem:				
Biocid	0,5-1 ppm	5 m ³ /år	4 m ³ /år	
Vanninjeksjon:				
Biocid	10-15 ppm	77 m ³ /år	60 m ³ /år	
Skumdemper	0,5-2 ppm	10 m ³ /år	8 m ³ /år	
O ₂ /Cl ₂ -fjerner	1-2 ppm	10 m ³ /år	8 m ³ /år	
Avleiringshemmer	10-20 ppm			Kun ved oppstart av brønner

Tabell 7.7 Prognoser for kjemikalieforbruk for Snorre 2

Ytterligere detaljer om valg av kjemikalier foreligger ikke på dette stadiet i prosjektet. Sagas intensjon er å bruke godt dokumenterte, nedbrytbare kjemikalier med lav giftighet og liten bioakkumulerbarhet, samt å holde kjemikaliebruken på et lavest mulig nivå. Kjemikaliebruken vil bli beskrevet i detalj i forbindelse med utarbeidelse av søknader om utslippstillatelse for Snorre 2.

Produksjons- og injeksjonskjemikaliene kan deles i hovedgruppene vannløselige og oljeløselige. Sistnevnte gruppe vil i hovedsak følge oljen, og i liten grad slippes ut. 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 resipienten.

Avleiringshemmer

Disse produktene har typisk en lav giftighet. Den aktive komponenten er vannløselig, og mesteparten vil derfor følge vannfasen og reinjiseres med produsert vann.

Korrosjonsinhibitorer

Det er stor variasjon med hensyn til nedbrytbarhet og potensiale for bioakkumulering for disse produktene. Det finnes både oljeløselige og vannløselige korrosjonsinhibitorer. Behovet for korrosjonsinhibitor er avhengig av råoljens egenskaper.

Emulsjonsbrytere

Produktene består ofte av mange komponenter og har varierende toksisitet. Nedbrytbarheten varierer også, men en del komponenter har potensiale for bioakkumulering. De fleste produktene har høy løselighet i olje, og vil derfor hovedsakelig følge oljestrømmen.

Asfalten-/voksinhibitor

De aktive komponentene er ofte forgrenede hydrokarboner som forebygger utfelling av asfalten/voks ved å ødelegge krystallstrukturen i f.eks vokskrystaller. Giftighet og nedbrytbarhet varierer. Forbindelsene har 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 vil derfor hovedsaklig følge oljestrømmen.

Antiskum-middel

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

7.4.4 Utslippsreducerende tiltak

Saga arbeider mot null-utslipp av særlige miljø- og helseskadelige kjemikalier. Dette er en kontinuerlig prosess, basert på kontinuerlig overvåking av kjemikalier som er i bruk og planlegges tatt i bruk.

7.4.5 Miljømessige virkninger; produsert vann og kjemikalier

Beregningene av spredning og fortykning av utslippsvann fra Snorre TLP viser at fortykning 1:1000 skjer omkring 3 km unna. Fortynning 1:10.000 kan om våren skje omkring 4,5 km unna utslippspunktet, og sommer og høst 6-7 km unna. Spredningen skjer i øvre vannlag, med mulighet for gjennomslag til overflaten i vinterhalvåret og innlagring i sommerhalvåret (ref. 28 og 29). Det er rimelig å forvente at utslipp på Snorre 2 ville gi et lignende spredningsbilde, med lignende hydrografiske forhold og lignende utslippsforhold.

Produsert vann inneholder komponenter som kan påvirke marint liv ved tilstrekkelig høye konsentrasjoner, og som kan ha lang oppholdstid i miljøet. Som diskutert i kapittel 6.3.3 er oppmerksomheten mer knyttet til mulighet for langtidseffekter som følge av kroniske eksponering med lave konsentrasjoner, enn til akutte effekter.

Injeksjon av det produserte vannet planlegges på Snorre 2 for å sikre seg mot disse mulige langtidseffektene. Injeksjon vil samtidig unngå at det skjer regulære utslipp av vannløselige rester av produksjons- og injeksjonskjemikalier.

7.5 Boring

7.5.1 Mengde og sammensetning

Totalt er det planlagt 17 produksjonsbrønner og 10 injeksjonsbrønner på Snorre 2. Brønnene skal etter planen bores over en syv års periode. De tre øverste seksjonene vil bli boret med vannbasert borevæske, og de nedre seksjonene med mineraloljebasert borevæske. Vannbasert borevæske og kaks fra de øverste seksjonene danner de største avfallsvolumene fra boring, se tabell 7.8. Oljeholdig borevæske og kaks som har den største miljøeffekten, skal reinjiseres. Reinjiseringen skjer ved å spreke opp de massive leirsteinlagene ca 100 m under Utsira. Utsira vil hindre sprekkdannelse videre oppover samt virke som et reservoar for den injiserte væsken.

Brukt vannbasert borevæske vil bli sluppet ut til sjø fra plattformen sammen med kaks fra disse seksjonene.

	Utslipp til sjø		Injeksjon	
	Kaks (m ³)	Boreslam (m ³)	Kaks (m ³)	Boreslam (m ³)
Boring med vannbasert borevæske	13608	51300	-	-
Boring med oljebasert borevæske	-	-	4293	3240

Tabell 7.8 Avfall fra boreaktiviteten på Snorre 2

I tabell 7.9 er det gitt typiske utslipp av borekjemikalier pr. brønn. Det forutsettes at det vannbaserte borevæskesystemet som slippes ut også i fremtiden vil være KCl polymer glykol. I tillegg vil det være utslipp av sement- og tilsetningskjemikalier ved sementering av rør med retur til sjøbunnen, samt ved utboring av sement på toppen av forlengelsesrør og plugger. Basert på data fra Snorre TLP anslås sementutslippet fra 27 brønner på Snorre 2 til omlag 500 tonn. Videre vil det være utslipp av kompletteringskjemikalier. Disse omfatter vaskevæsker for rengjøring av foringsrøret (såpe, flokkuleringsmiddel, kaustikk soda), pakningsvæske (hovedsaklig natriumklorid), og barrierevæske (kalsiumklorid og -bromid, inhibitor, stivelse og natriumklorid).

Kjemikalie	Mengde, tonn
Barytt	600
Bentonitt	70
KCl	170
Polyalkylenglykol	35
Xanthan gum	3,5
Polyanionisk cellulose	12
Natriumbikarbonat	1,0
Kalium bikarbonat	2,0
Sitronsyre	1,5

Tabell 7.9 Typiske kjemikalieutslipp pr. brønn

7.5.2 Utslippsreducerende tiltak

Reinjeksjon av borekaks og boreslam

Det er planlagt å reinjisere oljekontaminert borekaks og brukt mineraloljebasert borevæske på Snorre 2. Injeksjonen antas å medføre inntil 25% reduksjon i utslipp av borekaks og inntil 10% reduksjon av utslippet av borevæske. Boreavfallet som injiseres er det som har størst miljømessig virkning, slik at miljøgevinsten er betydelig større enn det prosentandelene antyder.

Ved eventuelle problemer med injeksjonsutstyret vil borevæske og kaks bli transportert til land som spesialavfall. På land vil avfallet bli behandlet og deponert på godkjent måte.

7.5.3 Miljøpåvirkning

Av den vannbaserte borevæsken utgjør sjøvann omlag 70 vektprosent, resten er borekjemikalier. Vektstoffet barytt (bariumsulfat) utgjør omlag 80% av kjemikaliedelene. Ved utslipp av borekaks og slam fra seksjoner boret med vannbasert boreslam vil vannfasen hurtig løse seg i vannmassene, mens selve kakset vil spre seg i vannkolonnen og sedimentere på havbunnen over et stort område. Dette er forskjellig fra ved bruk av syntetiske eller mineraloljebaserte borevæsker, der borekakset oppfører seg som et vannavstøtende, kitt-aktig aggregat som faller til bunns og danner kakshauger. OLF har nylig gjennomført en større studie av miljøeffekter av boreutslipp

(ref. 30) og konkludert med at utslipp fra boring med vannbasert slam gir størst påvirkning av vannmasser, mens utslipp av syntetiske borevæsker gir størst belastning på bunnfauna. Resultater fra forsøk viser at det er liten sannsynlighet for at tungmetallinnholdet i barytt kan påvirke marine organismer direkte. Muligheten for at partikler i boreslammet kan påvirke filtrerende organismer, er imidlertid nevnt som en uavklart problemstilling.

For brønnene på Snorre 2 er det rimelig å forvente samme spredning og avsetning som funnet på Snorre TLP frem til 1993, da det bare var benyttet vannbasert borevæske på Snorrefeltet. Ved overvåkingsundersøkelsen i 1993 ble det funnet forhøyet innhold av barium i toppsedimentet inntil 4 km fra plattformen, som tyder på en vid spredning av partikler fra borevæsken, men svært liten påvirkning av bunnfauna. Svakt forstyrret bunnfaunasammensetning ble bare registrert 250m og 500m nedstrøms plattformen (ref. 31).

Spredningsberegninger for Vigdis (ref. 32) er blitt tilpasset forholdene på Snorre 2 for å gi et bilde av forventet avsetning. Disse tyder på en maksimal lagtykkelse av grovpartiklet materiale på mindre enn 10 cm, og en maksimal lagtykkelse for finpartiklet materiale på et par millimeter. Kjemisk vil det sannsynligvis være mulig å påvise avsatte borevæske partikler over store områder. På Snorre TLP er det idag høyt innhold av barium i toppsedimentet 8 km nedstrøms utslippet. Registrerbar påvirkning av bunnfauna forventes å bli meget begrenset, og ikke strekke seg utover 250-500 meter fra plattformen. Svake endringer i bunndyrsfunn, som ikke er registrerbare ved ordinære overvåkingsmetoder, kan kanskje finne sted over større områder. Erfaring fra overvåking rundt felt i Nordsjøen tilsier at miljøeffekten ved bruk av vannbaserte borevæsker vil være lite omfattende og kortvarige. Bunnundersøkelser i Nordsjøen viser at 2-3 år etter at boring og utslipp av vannbasert borevæske opphører, er bunndyrsfaunaen som for uberørte områder. En årsak kan være at partiklene nedblandes i sedimentet under, ved bunndyrenes egen aktivitet. Partiklene forventes ikke å gi giftvirkninger i sedimentet.

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

7.6 Tømming av rørledninger ved oppstart

7.6.1 Mengde og sammensetning

Produksjonsrørledningen fra Snorre 2 til Statfjord B og gassrørledningen til Snorre TLP vil ved legging fylles med vann tilsatt biocid, oksygenfjerner og fargestoff for preservering. Produksjonsrørledningen er ca 47 km, rørdiameteren er 16" og totalt volum ca 6000 m³. Tømmingen vil skje i forbindelse med produksjonsstart i år 2000, og forventes å skje via Statfjord B plattformen. Gassrørledningen er ca 10 km lang, har rørdiameter 8" og totalt volum ca 300 m³. Tømming vil skje via Snorre TLP eller Snorre 2 plattformen. Typiske kjemikalier, konsentrasjoner og forbruk er gitt i tabell 7.10.

Alle rørforbindelser mellom undervannsanlegget og Snorre 2 plattformen er av rustfritt stål, uten behov for korrosjonsbeskyttelse. Eneste planlagte kjemikaliebruk i forbindelse med installasjon og oppstart av disse er oksygenfjerner.

Funksjon	Dosering	Aktiv komponent	Sum utslipp pr. tømming	
			Produksjonsrørledning	Gassrørledning
Biocid	100 ppm	Glutaraldehyd	600 liter	30 liter
Oksygenfjerner	285 ppm	Natrium bisulfitt	1710 liter	85 liter
Fargestoff	40 ppm	Fluorescein	240 liter	12 liter

Tabell 7.10 Utslipp av rørledningskjemikalier

Biocid

Sjøvann inneholder, i tillegg til mange andre bakterier, sulfatreduserende bakterier (SRB). Disse er spesielt farlige fordi SRB produserer H₂S som et produkt av sitt stoffskifte. H₂S kan forårsake groptæring i rørveggen SRB trives under anaerobe forhold, og bruk av biocid er nødvendig for å unngå groptæring. De vanligste organiske biosidene er glutaraldehyd og formaldehyd. De har høy akutt giftighet, men brytes raskt ned, og vil ikke bioakkumulere.

Oksygenfjerner

Sjøvann inneholder i normalt 6-7 ml/l oksygen. Tilsetting av oksygenfjerner når rørledningen fylles med sjøvann bidrar til å beskytte innsiden av rørledningen mot korrosjon ved kjemisk å redusere oksygenet i sjøvannet. Den tilsatte mengden er beregnet å fjerne alt oksygen på kort tid uten stort overskudd av oksygenfjerner. De vanligste oksygenfjernerne er ammonium-bisulfitt eller natrium-bisulfitt. Reaksjonsproduktene er sulfater som finnes naturlig i store mengder i sjøvann. Disse produktene antas derfor ikke å ha negative miljømessige effekter.

Fargestoff

Fargestoff brukes til deteksjon av eventuelle lekkasjer under trykktesting av rørledningen. Det vanligst brukte er fluorescein, som har lav giftighet og ikke bioakkumulerer, men er lite nedbrytbart.

7.6.2 Utslippsreduserende tiltak

Det viktigste utslippsreduserende tiltaket er å begrense antallet tømninger i forbindelse med legging, testing og oppstart. Planen for Snorre 2 rørledningen til Statfjord B er én fullstendig tømning i forbindelse med trykktesting og oppstart. Til sammenligning ble det ved installasjonen av Tordis rørledning til Gullfaks foretatt tre fullstendige tømninger, og for Vigdis eksportørledning to fullstendige tømninger.

I tillegg er konsentrasjonen av fargestoff som benyttes redusert over tid, fra 60 ppm i Vigdis olje eksportørledning i 1996 til planlagt 40 ppm for Snorre 2 rørledningene.

7.6.3 Miljømessige virkninger

Utslippet vil omfatte tømning av de to rørledningene, med totale utslipp av i alt ca 6000 m³ og 300 m³ kjemikalietilsatt sjøvann. Utslippssted vil være Statfjord B og Snorre TLP eller Snorre 2, der utslippet sannsynligvis kan finne sted via utslippsanordning på plattformene for å få maksimal fortykning allerede før utslipp. Karakteristisk for vannmassene i området er tetthetsskiktning i øvre vannlag om sommeren, og stor grad av homogenitet fra overflate til bunn vinterstid.

Miljøpåvirkninger vil primært være knyttet til innholdet av biocid i utslippsvannet. I tillegg kommer at vannet vil være oksygenfritt og inneholde rester av oksygenfjerner. Innen en fortykning av størrelsesorden 1:2 til 1:5 forventes imidlertid at restene av oksygenfjerner er reagert, og at blandingen har fått et oksygeninnhold som er tilstrekkelig til ikke å skade marint liv.

Ved utslipp vil fortykningen være så stor og omfattende at eventuell virkning i vannmassene sannsynligvis vil være begrenset til de nærmeste metrene fra utslippsstedet. Dette betyr at utslipp fra tømning av rørledningen neppe vil medføre merkbar miljøpåvirkning.

7.7 Andre utslipp til sjø

7.7.1 Drenasjevann

Drenasjevann vil kunne inneholde vaskevann fra spyling av separatortanker og drenering av prosessområdene. Avløpsvann fra prosess- og boreområder forutsettes injisert sammen med borekaks. Forøvrig vil oljeholdig avløpsvann renses for olje i hydrosykloner, slik at konsentrasjonen av dispergert olje i vann ikke overstiger 30 mg/l. Regnvann og annet drenasjevann som ikke inneholder olje, vil dreneres direkte til sjø uten noen form for rensing. Utslippsmengdene er små, og forventes ikke å få virkninger på det marine liv.

7.7.2 Kjølevann

Kjølevann vil behandles med hypokloritt for å hindre begroing. Utslipp av kjølevann vil derfor inneholde rester av hypokloritt. Hypoklorittkonsentrasjonen vil etter fortykning i resipienten komme ned i konsentrasjoner som ligger langt under giftighetsgrensen for marine organismer. Det forventes derfor ingen registrerbar påvirkning av dyre- og plantelivet i utslippsområdet.

7.7.3 Sanitærvann

Det vil bli sluppet ut sanitærvann fra 90-150 personer ved normal produksjon på Snorre 2. Innholdet av organisk materiale i utslippet vil raskt fortynnes i resipienten, og det forventes ikke registrerbare effekter av utslippet.

7.7.4 Produsert sand

Oljeholdig sand som følger brønnstrømmen opp i prosessanlegget, vil bli fjernet fra separatorsystemet ved hjelp av sandsykloner. Den oppsamlede sanden vil bli samlet opp og reinjisert sammen med borekaks. Skulle det oppstå problemer med injeksjon, vil sanden bli transportert til land som spesialavfall. På land vil sanden bli behandlet og deponert på godkjent måte.

7.8 Avfall

For Snorre 2 vil avfall fra boring bli håndtert som beskrevet i kapittel 7.5. Det vil si at oljeholdig slam og kaks som har den største miljøeffekten, skal reinjiseres. Dersom dette ikke er teknisk gjennomførbart, vil avfallet bli brakt til land og behandlet på godkjent måte.

Lavradioaktivt avfall (avleiringer og kontaminert prosessutstyr) vil mellomlagres på Sagas base i Florø, i påvente av avklaring om endelig lagringsplass.

Annet spesialavfall vil bli samlet opp, klassifisert i henhold til forskrift om innsamling, mottak, behandling og leveringsplikt for spesialavfall, og sendt til land til godkjent mottaker.

Forbruksavfall omfatter papir, metall, glass, plast, trevirke, matavfall samt annet restavfall. Gjennom fokus på gjenvinning vil disse avfallsmengdene tilstrebtes å holdes lavest mulig.

8 AKUTTUTSLIPP AV OLJE

8.1 Akseptkriterier for miljørisiko

Med utgangspunkt i "Retningslinjer for etablering og bruk av akseptkriterier for risiko"(ref. 33), er det utviklet akseptkriterier for miljørisiko for Snorre 2. Akseptkriteriene gjelder uhellsutslipp, primært av olje.

Følgende hovedprinsipper er lagt til grunn for akseptkriteriene:

- *Restitusjonstiden etter en miljøskade skal være ubetydelig i forhold til forventet hyppighet av miljøskaden.*
- *Det skal ved fastleggingen av akseptkriterier tas høyde for at den enkelte, sårbare bestanden også kan være utsatt for utslipp fra virksomhet på andre installasjoner/ felt med samme influensområde.*
- *Bestanden skal totalt sett ikke være påvirket av akutte oljeutslipp mer enn en ubetydelig andel av tiden.*

For å ta hensyn til at det ytre miljø eksponeres for risiko fra flere aktiviteter, er det definert installasjonsspesifikke akseptkriterier for Snorre 2; se tabell 8.1.

Miljøskadekategori	Midlere restitusjonstid	ALARP-område* (pr. år)	Installasjonsspesifikk risiko (pr. år)
Liten	0,5 år	$<0,5 \times 10^{-2}$	$<1 \times 10^{-2}$
Moderat	2 år	$<1,25 \times 10^{-3}$	$<2,5 \times 10^{-3}$
Betydelig	5 år	$<0,5 \times 10^{-3}$	$<1 \times 10^{-3}$
Alvorlig	20 år	$<1,25 \times 10^{-4}$	$<2,5 \times 10^{-4}$

- ALARP - As Low As Reasonably Practical; det kreves at risikoreduserende tiltak blir vurdert hvis miljørisiko overstiger dette nivået

Tabell 8.1 Akseptkriterier for Snorre 2

Installasjonsspesifikk risiko pr. år er å forstå som sannsynligheten for en miljøskade ved ett års drift av installasjonen.

8.2 Kilder til utslipp

8.2.1 Generelt

Akutte utslipp av olje som kan ha konsekvenser for miljøet vil være utblåsninger fra brønner, lekkasjer fra havbunnsutstyr og lekkasjer fra rørledninger. Det er her fokusert på utblåsninger, ettersom disse utgjør det største risikobidraget. Sannsynlighet for utblåsning er vurdert ut i fra tidligere risikoanalyser for lignende utbygginger. Omfang av slike uhellsutslipp er vurdert ved reservoarsimuleringer. Skadeomfanget er behandlet i en miljørisikoanalyse for Snorre 2 (ref. 34), som er en viktig del av grunnlaget for denne utredningen. Risikovurderingene vil bli oppjustert ved en total risikoanalyse for utbyggingen tidlig i 1998.

Mindre lekkasjer i prosess- og rørsystemet på plattformen hvor oljen og gassen blir behandlet vil bli tatt hånd om i drenasjesystemet ombord og renses sammen med dreneringsvannet. Prosesslekkasjer vil i hovedsak være små utslipp, de fleste mindre enn 1 tonn og sjelden over 50 tonn, men de forekommer hyppigere enn øvrige uhellsutslipp. Fra norsk oljevirksomhet ble det i 1996 rapportert 246 produksjonsuhell <1 tonn olje, 9 utslipp >1 tonn olje og det største 4 tonn (ref. 35). Erfaring viser at slike mindre søl av råolje langt til havs går forholdsvis raskt i oppløsning.

8.2.2 Snorreoljens egenskaper

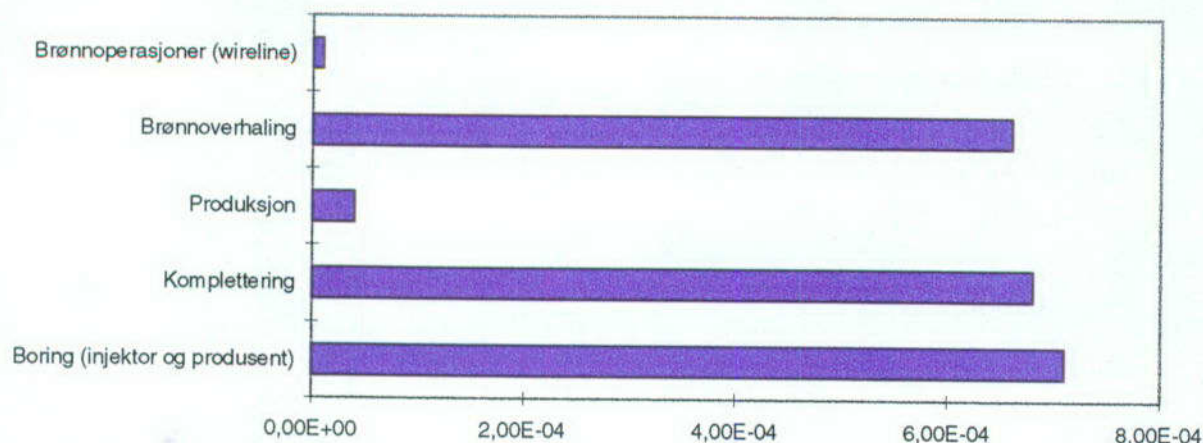
Som grunnlag for oljevern på Snorrefeltet er det utarbeidet en håndbok for Snorreolje (ref. 36) som gir følgende karakteristikkk av oljen:

- høyt innhold av mettede hydrokarboner, voks og resin
- lavt innhold av aromatiske hydrokarboner
- middels asfalteninnhold
- relativt høy fordampningsgrad (ca. 40% fordampet etter 5 døgn på havet)
- tetthet 0,834 tonn/m³
- danner stabile emulsjoner og har høy vannopptakshastighet.

8.2.3 Oljeutblåsning Snorre 2

Boring, komplettering og brønnoverhaling er aktivitetene der sannsynligheten for oljeutblåsning er størst. Sannsynligheten for oljeutblåsning under produksjon er en størrelsesorden mindre, se figur 8.1.

På grunn av variasjoner i aktiviteten på feltet over tid vil frekvensen for utblåsninger på Snorre 2 variere fra år til år. Frekvensen er forventet størst, 6,5 pr. 1000 år, i år 2004 som vil være året med størst brønnaktivitet, og redusert til 5,3 pr. 1000 år i 2008. Videre forventes andelen uhell med lang varighet (14 døgn og mer) å avta over tid, etterhvert som aktiviteten går over fra boring til produksjon og brønnvedlikehold.



Figur 8.1 Sannsynlighet for oljeutblåsning under ulike aktiviteter (frekvens pr. brønn eller brønnår)

Utslippsrater ved utblåsning fra en produksjonsbrønn på Snorre 2 er gitt i tabell 8.2. Fordelingen mellom utblåsning gjennom åpent ringrom og gjennom strupet ventil varierer fra aktivitet til aktivitet. For uhell under boring er det mest sannsynlig at utblåsningen skjer gjennom åpent hull, mens utblåsning på riggen i de fleste tilfellene har skjedd som strupet strømning.

Maksimal utslippsrate for olje forventes å avta sterkt over feltets levetid, med mer enn halvering fra år 2001 til år 2005, etterhvert som reservoartrykk avtar og andel vann i væskestrømmen øker (se tabell 8.2). Maksimal varighet antas å være 44 døgn, som er tiden det tar å få en rigg på plass og bore en ny avlastningsbrønn. Dette er redusert fra 67 døgn i tidligere analyser for Snorreområdet, p.g.a. raskere boring. Sannsynligvis vil trykkavlastning i

reservoaret gjøre at utblåsningsraten avtar betydelig i løpet av utblåsningsperioden, og det er også antydning at 80% av utblåsninger som skjer i borefasen vil stoppe av seg selv innen 12 timer fordi brønnen kollapse og tettes.

	År 2001		År 2005		År 2015	
	Åpent ringrom	Strupet, 2" ventil	Åpent ringrom	Strupet, 2" ventil	Åpent ringrom	Strupet, 2" ventil
Oljerate (Sm ³ /d)	16 000	10 000	7 800	3 600	3 600	2 000
Vannrate (Sm ³ /d)	0		5 200		5 400	
Oljeutslipp over 44 døgn, antatt konstant rate (tonn)	587 000	367 000	286 000	132 000	132 000	73 000

Tabell 8.2 Utslipp ved oljeutblåsning i brønn på Snorre 2

Utblåsningene kan fra starten finne sted både fra plattformen og fra brønnene på havbunnen. Dersom utblåsning skjer på Snorre 2 plattformen, og man ikke får kontroll over denne, vil en måtte koble seg fra stigerøret og trekke plattformen unna for å redde personell. Over tid vil derfor alle større utblåsninger skje fra havbunnen.

8.2.4 Lekkasje fra havbunnsutstyr og ledninger på Snorre 2

Havbunnsutstyret på Snorre 2 vil bestå av bunnrammer med produksjonsbrønner og satellittbrønner for injeksjon av vann og gass. I tillegg vil det gå rørledning til Statfjord B for eksport av olje og gassrørledning til Snorre TLP. Mest sannsynlig er at lekkasjer enten vil være av kort varighet (timer) eller små, slik at det totale oljeutslippet vil være begrenset og miljøskadene små. Disse uhellskategoriene behandles ikke videre her.

8.2.5 Skipstransport

Olje fra Snorre 2 vil lastes ut fra Statfjord sammen med olje fra Statfjordfeltet, Statfjord Nord og Øst og Snorre TLP. All olje fra Tampenområdet lastes ut via Statfjord eller Gullfaks. Totalt er det årlig omlag 330 anløp med skytteltankere til Statfjordfeltet og 250 anløp til Gullfaks. Typisk lastestørrelse er 135 000 tonn råolje. Hovedtyngen av Statfjordoljen går direkte til Kontinentet. Produksjonen fra Snorre 2 kan utgjøre omlag 1/8 av oljen som lastes ut på Statfjord. På topp vil Snorre 2 produksjonen tilsvare 40-45 laster á 135 000 tonn pr. år, avtagende til omlag 25 laster pr. år etter åtte års produksjon og 5 laster pr. år ved slutten av feltets levetid. Produksjonen på Snorre 2 vil altså ikke øke oljetransporten langs norskekysten vesentlig, og derved heller ikke gi noen vesentlig økning av sannsynligheten for uhellsutslipp fra skytteltankere langs norskekysten.

Risikobidraget fra skytteltankere er lite i forhold til risikobidrag fra oljeutblåsninger. I den regionale konsekvensutredningen (Vedlegg A) er den samlede frekvensen for uhellsutslipp fra skytteltankere fra Tampen anslått til 1/50 av frekvens for oljeutblåsning i området.

8.3 Drift og spredning

Som del av miljørisikoanalysen (ref. 34) er det gjennomført modellering av drift og spredning av olje på overflaten fra en brønn på Snorre 2. Spredningsberegningene er gjort for en fordeling mellom utslippsrater og varigheter (tabell 8.3), og for hver av fire årstider. Det er ikke tatt hensyn til undervannsutblåsning, som vil gi større mengde olje dispergert og løst i vannmassene lokalt, men antas å ha liten betydning for spredningsmønsteret utenfor nærsone til utslippstedet.

Rate (m ³ /døgn)	År	Varighet		
		1 døgn	14 døgn	44 døgn
8000	2004	24,1 %	15,8 %	15,8 %
3500	2004	29,0 %	7,6 %	7,6 %
3600	2008	23,9 %	10,5 %	10,5 %
2000	2008	31,3 %	11,9 %	11,9 %

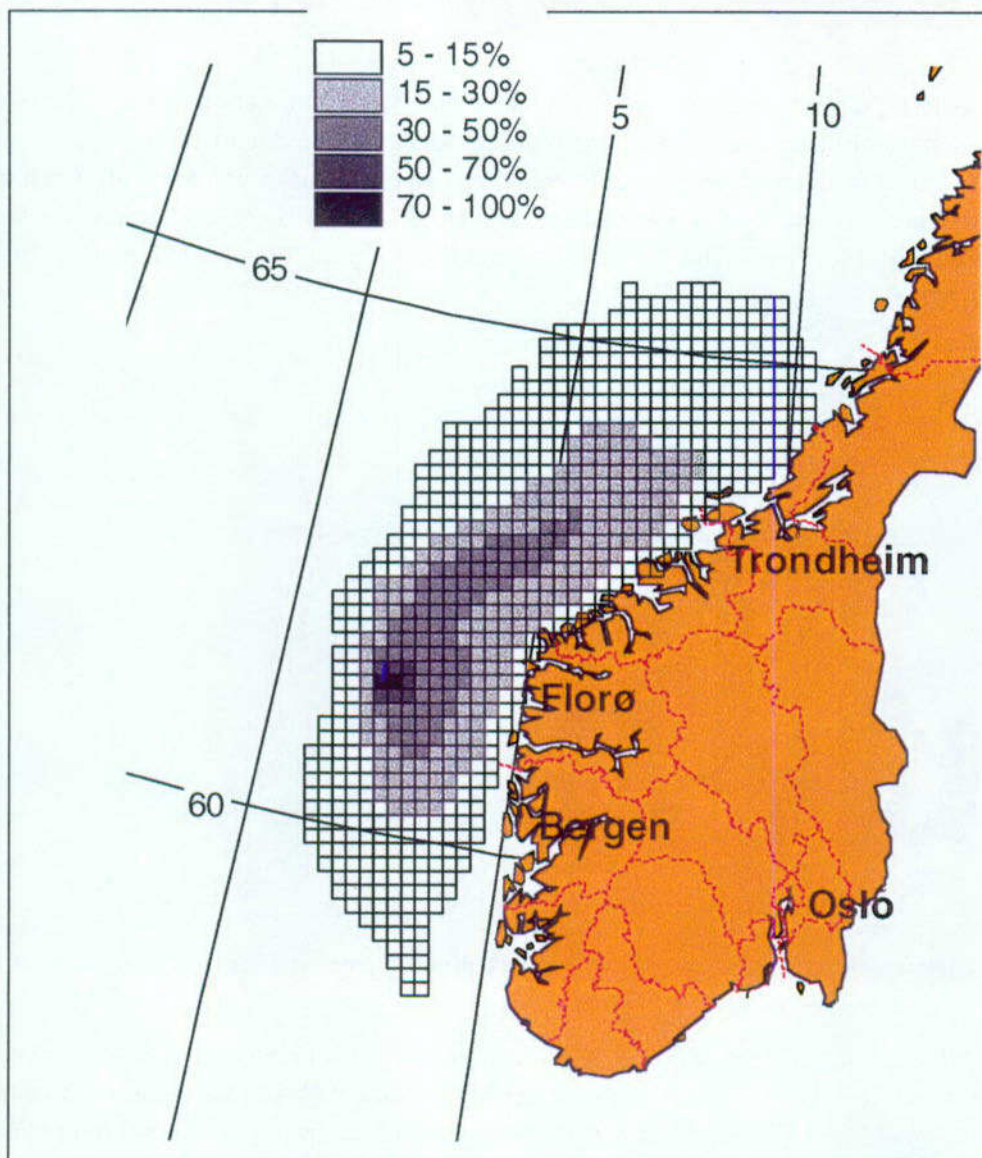
Tabell 8.3 Fordeling mellom utslippsrater og varigheter ved oljeutblåsning benyttet ved spredningsberegninger

Oljedriftsberegningene er gjort med OILTRAJ, som beregner total sannsynlighet for oljeforurensning, sannsynlig mengde olje innenfor 15x15 km ruter, og drivtid fra utslippspunktet til land. Modellen tar hensyn til fordamping og nedblanding.

Influensområdet ved et større oljeutslipp er vist i figur 8.2. Dette er området der oljeforurensning kan forekomme med inntil 5 % sannsynlighet, basert på modellering for alle årstider, og utslippsrater og varigheter i tabell 8.3.

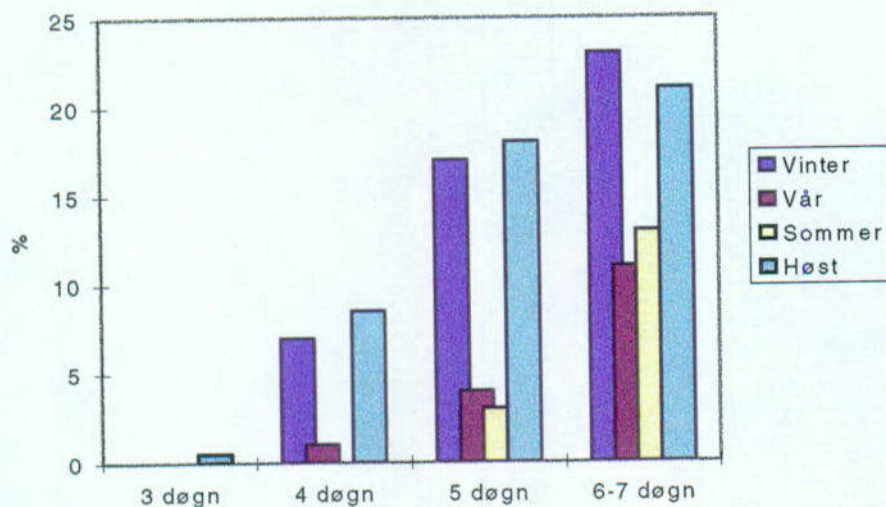
For hver sesong er det gjort 600 simuleringer. Det er viktig å være oppmerksom på at oljeflak ved ett enkelt utslipp vil ha svært mye mindre utstrekning enn det totale influensområdet vist i figuren.

Området med mer enn 5% sannsynlighet for stranding av olje strekker seg langs kysten fra munningen av Sognefjorden til og med kysten av Sør-Trøndelag. I havet strekker området seg fra 58° 30'N til 66° N og ut til 1° Ø. Omtrent samme utslippspunkt ble lagt til grunn i den regionale konsekvensutredningen, og influensområdet er ganske identisk med det som ble beskrevet for Tampen-området som helhet.



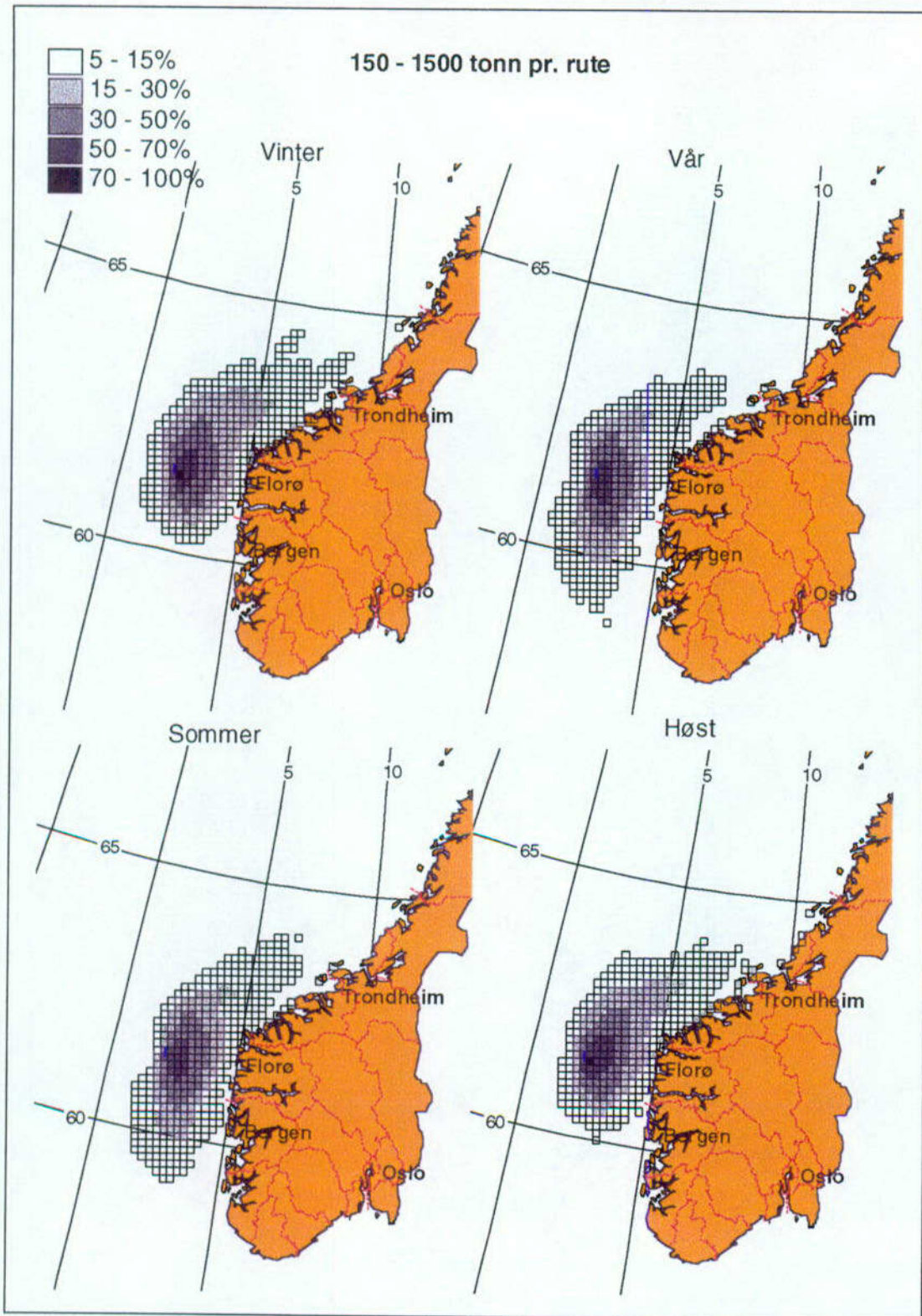
Figur 8.2 Sannsynlighet for oljeforurensning ved utslipp på Snorre 2 gitt som sum for alle årstider. Figuren viser sannsynlighet for at olje kan berøre en gitt 15x15 rute, ikke utstrekning av et oljeflak.

Raskeste drivtid til land er generelt kortest i høst- og vintersesongen p.g.a. sterkere vinder og mer ensrettet vind mot land. I høst- og vintersesongen er raskeste drivtid til land omlag 4 døgn, mot 4-6 døgn i vår- og sommersesongen. I alle tilfellene er det Bremangerlandet og omliggende øyer som nås først, mens drivtiden til Stadt og Runde er 1-2 døgn lengre. Disse korte drivtidene er ekstremverdier, som bare har forekommet i et fåtall av de 600 simuleringene som er gjort for hver årstid. Flertallet av simuleringene har gitt raskeste drivtider til land på 6-7 døgn eller mer; se figur 8.3.

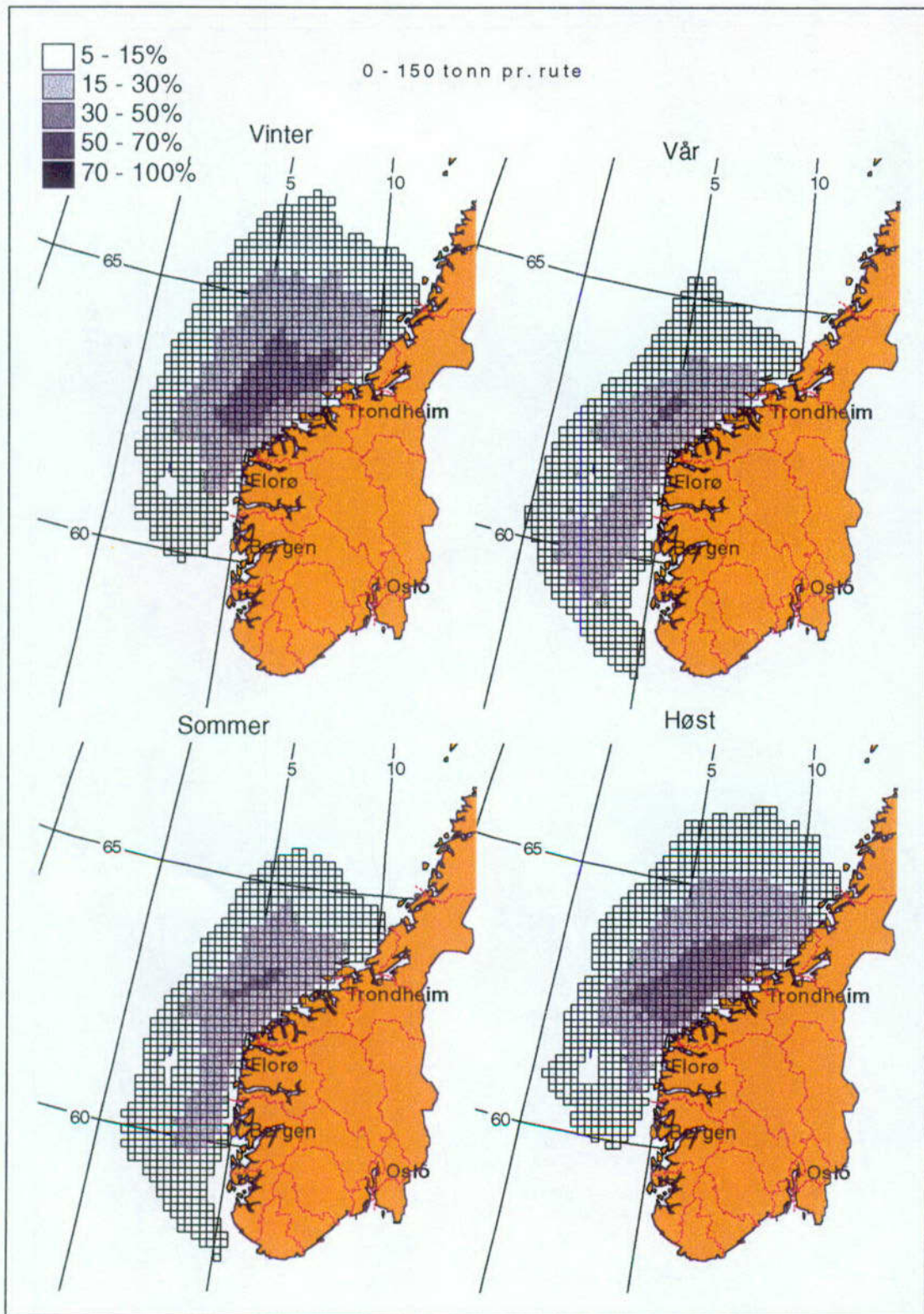


Figur 8.3 Fordeling av raskeste drivtid til stranding (% av 600 simuleringer pr. sesong)

Et mer nyansert spredningsbilde gis i figur 8.4 og 8.5, som viser sannsynlighet for forekomst av henholdsvis 150-1500 tonn og inntil 150 tonn olje pr. 15x15 km rute, gitt at det har skjedd en utblåsning. Figurene er basert på utslippsrater og varigheter for år 2004. Figuren viser 5-15 % sannsynlighet for treff av 150-1500 tonn olje på nesten hele kyststrekningen fra Florø til Frøya i vinter- og høstsesongen. Tilsvarende simuleringer gjort for 2008 viser betydelig mindre utstrekning av området med sannsynlighet for 150-1500 tonn olje pr. rute i åpent hav, og ingen forekomst av så store oljemengder i kystrutene. Dette skyldes avtagende utslippsrater etterhvert som feltet blir eldre (jfr. tabell 8.2).



Figur 8.4 Sannsynlighet for eksponering av 150-1500 tonn olje i 15x15 km ruter for år 2004



Figur 8.5 Sannsynlighet for eksponering av 0-150 tonn olje i 15x15 km ruter for år 2004

8.4 Konsekvenser av oljeutslipp

Beskrivelse av sårbare ressurser i influensområdet og virkninger av oljeutslipp fra feltene på Tampen er gitt i den regionale konsekvensutredningen (Vedlegg A). Utredningen konkluderer med at sjøfugl vil være blant de mest utsatte ressursene ved større, akutte oljeutslipp i området. Det viktigste fuglefjellet er Runde som ligger på kyststrekningen med størst sannsynlighet for stranding av olje. Minste drivtid til Runde er imidlertid 4-5 dager, og mest sannsynlig 10-15 dager, slik at oljen vil ha mistet mye av sitt skadepotensiale før den når inn.

Andre viktige sjøfuglområder som vil være utsatt er Veststeinen og Einevarden.

Oljesøl vil også kunne utrette omfattende og tildels langvarige skader på strandsonen, og vil kunne ha en forbigående negativ effekt på friluftsliv og turisme. De mest utsatte, viktige strandområdene er Frøyskjæra i Bremanger og Hoddevik og Ervika i Sandøy.

Muligheten for effekt på fiskebestander vurderes som liten, men et større oljesøl kan få betydelig negativ effekt på utøvelse av fisket i en periode p.g.a. antatt fiskeforbud og mulige markedsreaksjoner. Tilsvarende effekter kan gjøre seg gjeldende også for fiskeoppdrettsanlegg langs kysten.

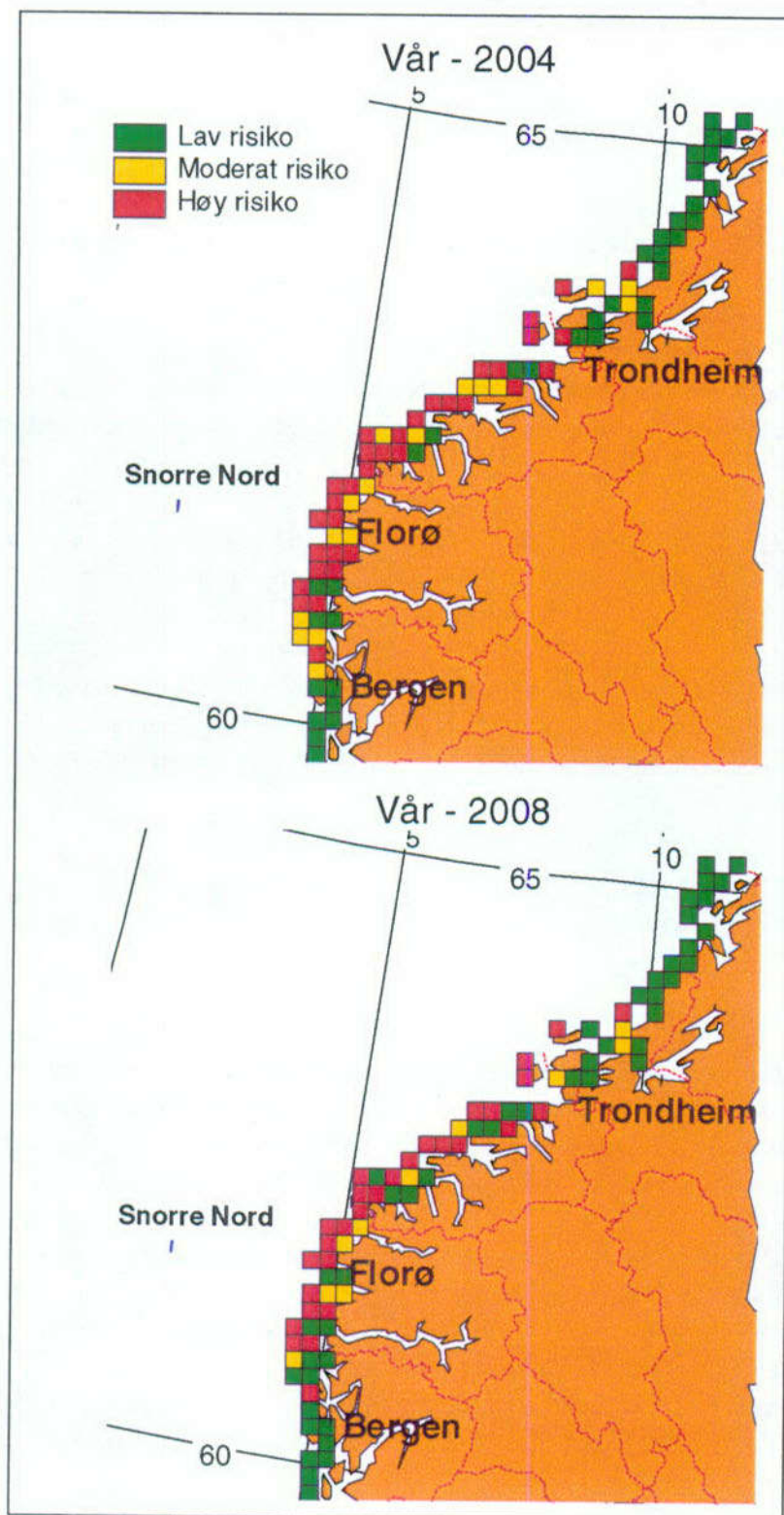
Konsekvenskategoriene vil være de samme for Snorre 2 alene. Omfanget av skade ved et uhellsutslipp på Snorre 2 vil være tilsvarende som for de andre feltene på Tampen. Risikobidraget fra Snorre 2 vil være omlag 1/10 av den totale sannsynligheten for større oljeutslipp i Tampenområdet (her definert som varighet 1 døgn eller mer, utslippsrate 4000 tonn/døgn eller mer).

8.5 Miljørisiko

8.5.1 Analyser

Miljørisikoanalysen for Snorre 2 er gjort i to trinn; først grovt som en eksponeringsbasert analyse for å kartlegge områder langs kysten med høy miljørisiko, og deretter detaljert som skadebasert analyse. I den siste gjøres det detaljvurdering av risiko for skade på utvalgte sårbare og viktige naturressurser (Verdsatte økologiske komponenter; VØK). Analysen er gjort etter metodikk utviklet for OLF (ref. 37 og 38).

Den første, grovmaskede analysen viser svært mange områder med miljørisiko høyere enn Sagas akseptkriterier; se figur 8.6. Miljørisiko er her frekvens for miljøskade, som beregnes ut fra høyeste sårbarhet og verneverdi i et område (15x15 km), uavhengig av årstid, og frekvens for treff av henholdsvis 1-150 og 150-1500 tonn olje i området. Variasjonene mellom årstidene er liten, ettersom grovanalysen antar at alle sårbare ressurser er tilstede hele året. Antallet ruter med overskridelse av akseptkriteriene avtar noe fra 2004 til 2008, p.g.a. reduserte utslippsrater. Grovanalysen viser høy miljørisiko dersom det ikke iverksettes risikoreducerende tiltak.



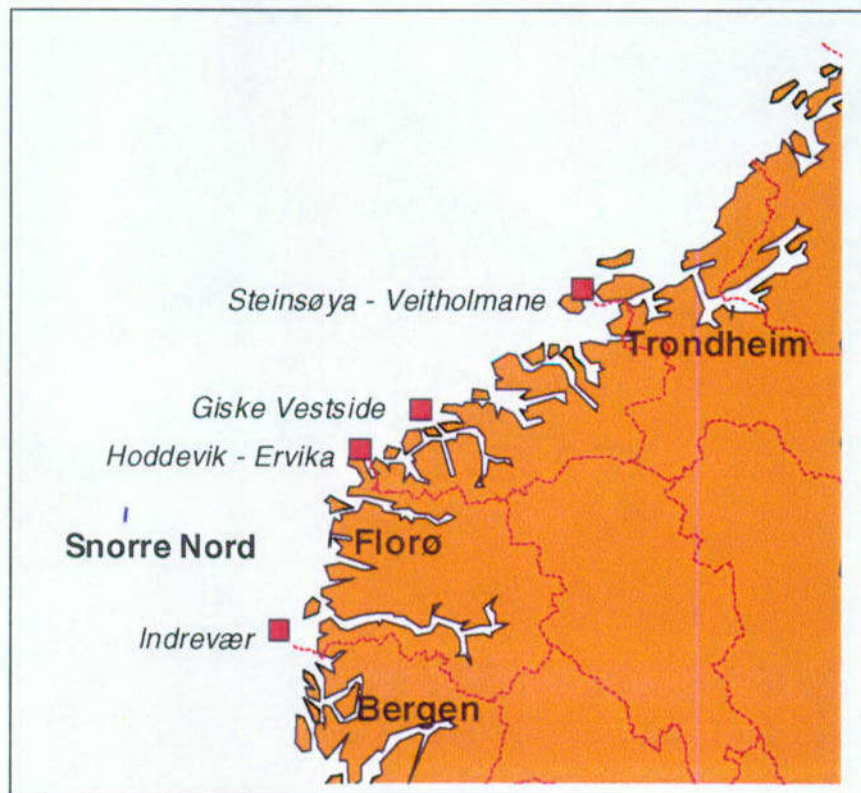
Figur 8.6 Miljørisiko for Snorre 2, år 2004 og 2008. Resultater fra eksponeringsbasert analyse

For den detaljerte, skadebaserte analysen er det valgt ut fire sjøfuglarter og fire strandlokaliteter som risikoindikatorer for influensområdet. Strandlokalitetene er vurdert for samtlige sesonger. Toppskarv, lunde og lomvi er vurdert i vår- og sommersesong (hekking), mens ærfugl er vurdert i vinter- og høstsesongen (overvintring).

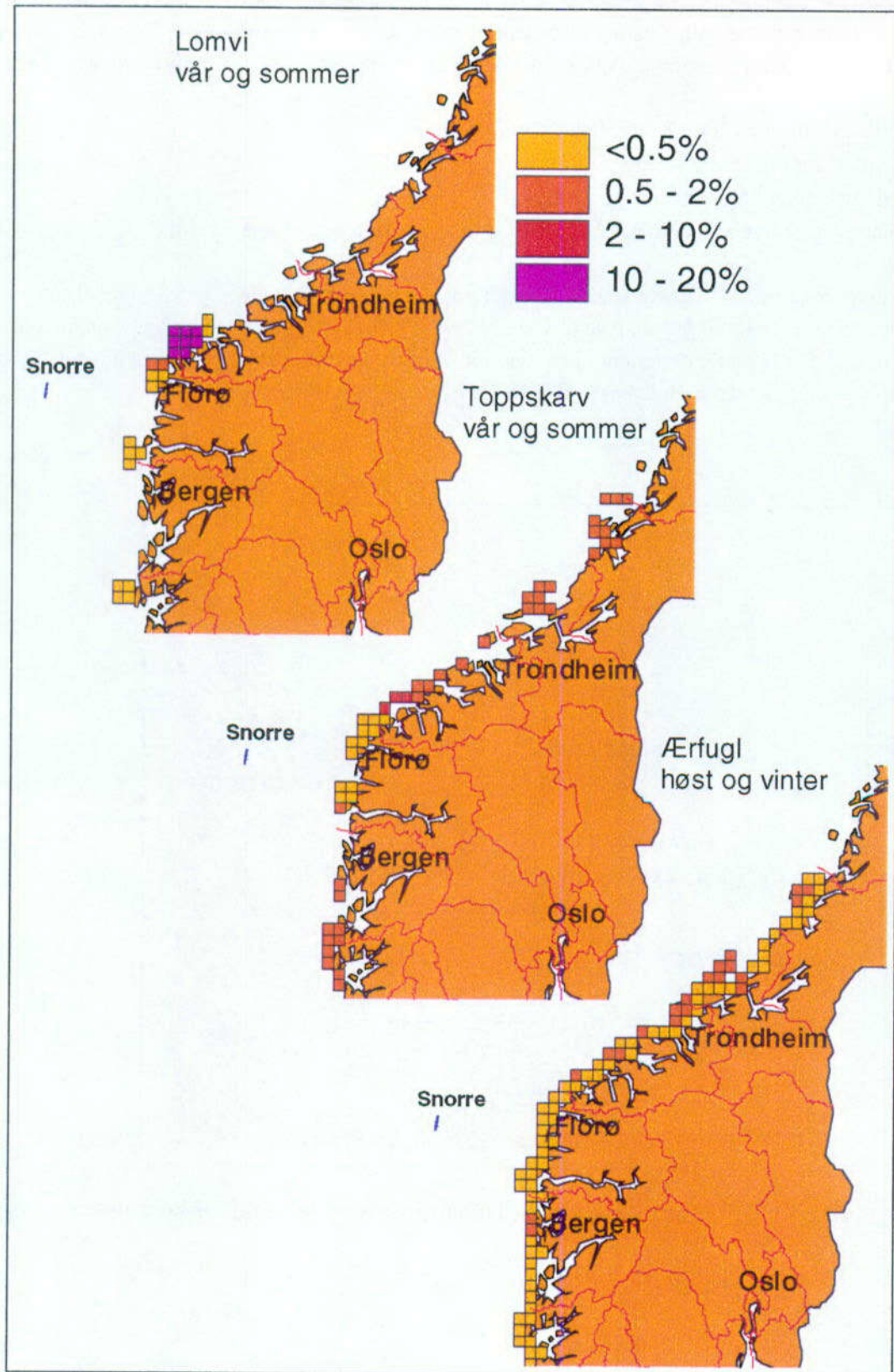
Strandlokalitetene er vist i figur 8.7. Felles for områdene er:

- høy sårbarhet for oljeforurensning
- høy økologisk og/eller vitenskapelig verdi
- lokalitetene ligger i ytre kystområder og dermed eksponert for eventuelle oljesøl.

De fire sjøfuglartene som vurderes har alle høy individuell sårbarhet for olje. Også bestandene er spesielt sårbare i de periodene som er valgt ut for analysen. Alle har dessuten høy andel av den norske bestanden innenfor analyseområdet i den aktuelle perioden. I hekkeperioden er ca. 30% av den norske bestanden av toppskarv i analyseområdet, og hele den sørlige bestanden av lomvi og lunde; se figur 8.8.



Figur 8.7 Lokalisering av strandområder benyttet i miljørisikoanalysen



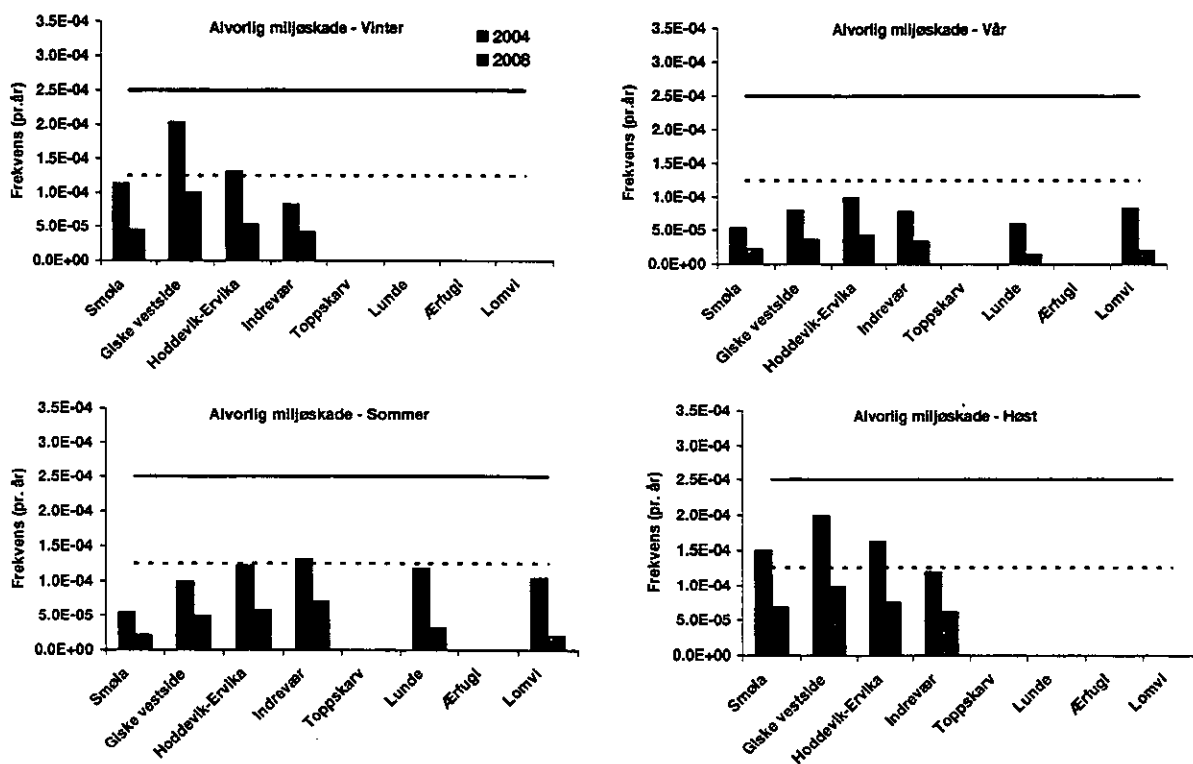
Figur 8.8 Fraksjoner av toppskarv, ærfugl og lomvi i analyseområdet

8.5.2 Sammenligning med akseptkriterier

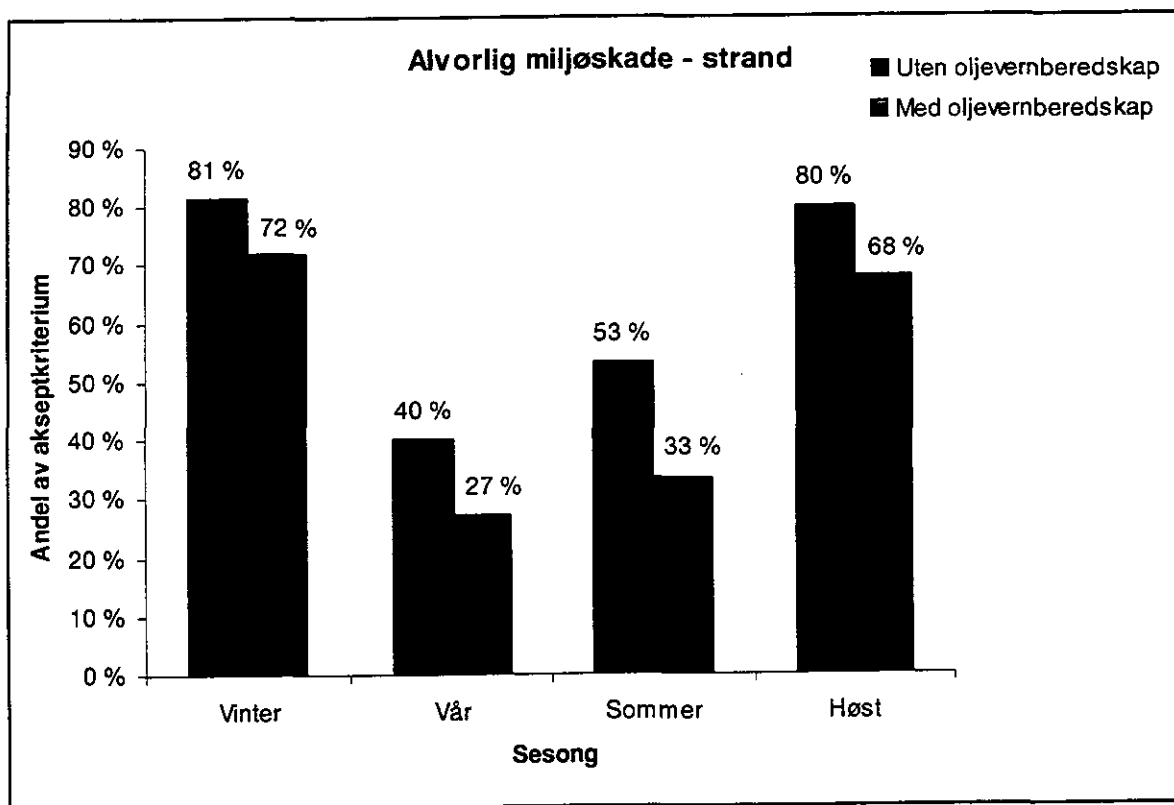
Den skadebaserte analysen gir ingen overskridelse av Sagas akseptkriterier for miljøskade. Akseptkriteriene er oppfylt med god margin, også for høyaktivitetsåret 2004; se figur 8.9.

Analysen er gjennomført uten å ta hensyn til oljevern. Basert på studier for Statfjord er effektiviteten av mekanisk oljevern på feltet anslått til 20 % vinter, 39 % vår, 59 % sommer og 30 % høst. Dette vil ytterligere redusere miljørisikoen; se figur 8.10.

Konklusjonen er at Snorre 2 kan bygges ut og produsere med et akseptabelt nivå for miljørisiko.



Figur 8.9 Frekvens for alvorlig miljøskade (restitusjonstid >10 år), beregnet for år 2004 og 2008. Sagas akseptkriterie gitt som heltrukken linje.



Figur 8.10 Estimert miljørisiko for mest utsatte strandlokalitet i hver sesong, med og uten effekten av oljevern. År 2004.

9 KONSEKVENSER FOR FISKERIER

9.1 Fiskeriaktivitet

Følgende fiskerier foregår i området omkring Snorre:

- industritrålfiske, dvs. fiske for oppmaling til fiskemel og -olje, hvor øyepål dominerer
- konsumtrålfiske, med sei som viktigste fiskeslag
- ringnotfiske, sild og makrell
- garn og linefiske.

Fangster i området rundt Snorre fremgår av tabell 9.1, som er basert på data fra Fiskeridirektoratets statistikk (ref. 39 og 40). Tabellen viser fangsten i de fire statistikklokasjonene som dekker Tampen-området. Snorre 2 ligger i lokasjon 2854, mens den sørlige delen av Snorrefeltet samt Tordis, Vigdis, Gullfaks, Visund og Staffjord Øst ligger i lokasjon 2853. Hver lokasjon dekker 6 oljeblokker.

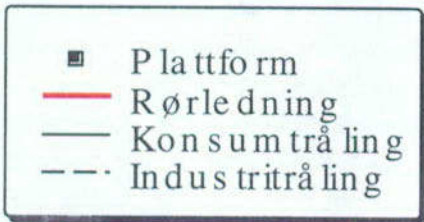
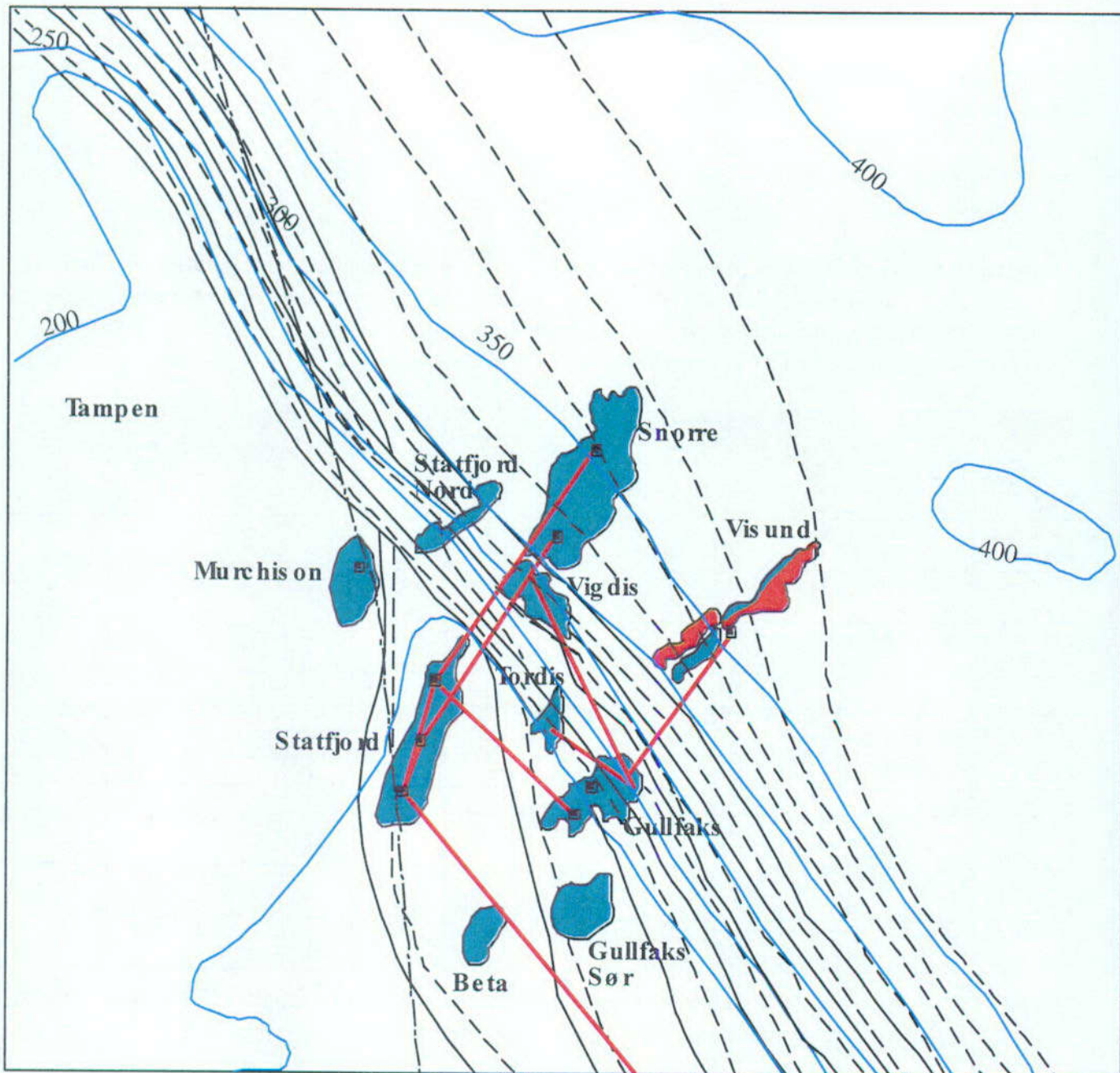
Fiskerier	Lokasjon 2854 (blokk 14/1-6)							Lokasjon 2853 (blokk 34/7)						
	1986	1988	1990	1992	1993	1994	1995	1986	1988	1990	1992	1993	1994	1995
Konsumtrålfiske					0,1	0,1	0,1	1,7	0,8	0,8	1,9	2,4	1,8	2,5
Industritrål, sild			0,2	0,2		0,0		0,1	0,3	1,2	0,8	0,3	0,9	0,7
Industritrål, øyepål	0,2	0,3	4,0	3,9	1,3	0,3	0,3	14,5	11,2	20,2	13,0	6,7	7,2	4,3
Ringnotfiske, sild	0,5	1,2	2,4	0,3		1,2	0,5	3,7	6,7	14,0	2,1	1,3	4,1	9,4
Makrell; ringnot og flytetral	0,4	0,5	1,5	3,9	1,3	0,4	0,6	0,7	6,1	4,1	7,8	10,5	1,8	6,6

Fiskerier	Lokasjon 4284 (blokk 33/2,3,5,6 + UK)							Lokasjon 4274 (blokk 33/9,12 + UK)						
	1986	1988	1990	1992	1993	1994	1995	1986	1988	1990	1992	1993	1994	1995
Konsumtrålfiske	3,4	1,2	1,1	1,1	2,1	2,2	1,1	1,9	1,3	0,5	0,8	2,4	2,2	2,8
Industritrål, sild				0,3				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Industritrål, øyepål	1,6	0,8	2,7	4,2	2,8	0,9		0,2	0,2	0,3	0,0	0,7		
Ringnotfiske, sild		0,2	0,2					0,8	1,1	1,2	0,1	0,1	0,2	1,3
Makrell; ringnot og flytetral				0,5	0,3	0,2	0,1	0,0	8,9	1,1	0,0	0,3	0,2	

Tabell 9.1 Norske fangster i området omkring Snorre. Fangstkvanta er oppgitt i 1000 tonn rundvekt. Snorre 2 ligger i lokasjon 2854, Snorre TLP i lokasjon 2853.

Industritrålfisket etter øyepål er sammen med ringnotfiske etter sild og makrell det dominerende fisket på Tampen. Industritrålingen foregår hovedsakelig langs eggskråningen. Fisken står ofte på et bestemt dyp, slik at det tråles langsetter dybdekontene. Det viktigste øyepålfisket foregår i hovedsak fra eggakanten ned mot ca. 300 meters dyp, dvs. i en gate mellom Staffjord/ Gullfaks/ Tordis og Vigdis/ Snorre TLP i lokasjon 2853, se figur 9.1. Fra 280 til 350 meters dyp fiskes det kolmule (blåhvitting), og fra 310 meters dyp og nedover har det også vært fisket vassild. Disse fangstene er ikke skilt ut i fiskeristatistikken, ettersom kolmule og vassild i hovedsak blir rapportert under "øyepål m.v.". Også trålingen etter kolmule og vassild foregår i hovedregelen langsetter dybdekontene.

Industritrålfisket ved Snorre 2 er vesentlig mindre enn sør for Snorre TLP og nærmere eggakanten. I snitt for årene 1986-95 har industritrålfangstene i lokasjon 2854 der Snorre 2 ligger, vært 13% av fangsten i lokasjon 2853, og maksimalt 30%.



Figur 9.1 Konsum- og industritråling i områdene omkring Snorre. Viktige fangstområder er indikert ved større linjetetthet

Konsumtråling foregår hovedsakelig på bankområdene og på de grunnere delene av eggaskråningen. Snorre 2 ligger dypere og i hovedsak utenfor området for konsumtrål. I årene 1986-1995 er det dels ikke rapportert konsumtrålfangster i lokasjonen med Snorre 2, dels rapportert fangster i underkant av 100 tonn. I hver av nabolokasjonene har fangstene vært omlag 1000-2000 tonn pr. år.

Ringnotfisket etter sild og makrell er strengt kvoteregulert. Det har også vært fisket sild på gytevandring på Tampen. Hvor fisket på sild og makrell finner sted og når det foregår avhenger både av fiskens vandring og fangstreguleringer. Hvilket fiske som foregår innenfor et område kan derfor variere sterkt fra år til år.

Det foregår bare sporadisk fiske med garn og line rundt Snorre.

9.2 Sikkerhetssoner

Utbyggingen av Snorre 2 vil medføre en sikkerhetssone med radius 500 meter rundt plattformen. Alle bunnrammer og satellittbrønner på Snorre 2 blir plassert godt innenfor sikkerhetssonen. Det vil ikke søkes om utvidet sikkerhetssone for å dekke ankre og ankerkjettinger.

Sonen vil bli etablert vår/sommer 1999 i forbindelse med installasjon av de første bunnrammene. Den vil ha varighet omlag 20 år, og vil være den eneste sikkerhetssonen i forbindelse med Snorre 2; se figur 9.2.

Figur 9.2 viser i tillegg to mulige bunnrammer (PT6 og PT7) på den sørlige delen av Snorrefeltet, der det kan være behov for midlertidige sikkerhetssoner i forbindelse med installasjon.

9.3 Arealbeslag og konsekvenser for fiskerier

9.3.1 Underlag

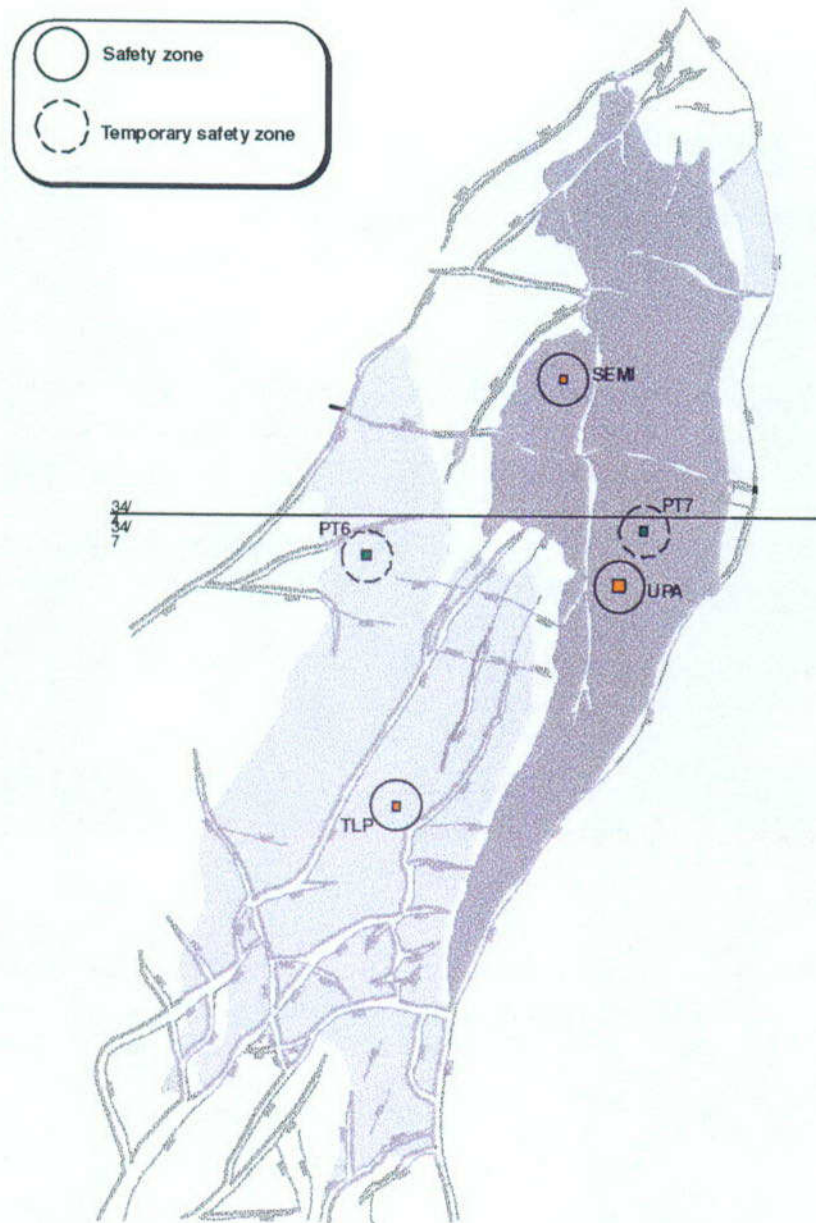
Konsekvenser for fiskerier av Snorre 2 er vurdert tidligere i forbindelse med konsekvensvurdering for Snorre 2 i 1994 (ref. 39), og sammen med annen petroleumsaktivitet i Tampenområdet i 1995 (Vedlegg A). Data fra disse rapportene er lagt til grunn her, sammen med metoderapport for vurdering av konsekvenser av olje- og gassvirksomhet for fiskerier (ref. 40).

9.3.2 Tampenregionen

I den regionale konsekvensutredningen for Tampenområdet anslås det at eksisterende utbygginger på Statfjord, Snorre og Gullfaks gjør det umulig å tråle på omlag 5 % av industritrålfeltet i regionen, som betyr at fangstene potensielt kunne vært 5 % høyere pr. år. Anslaget gjelder de fire lokasjonene i tabell 9.1, og legger til grunn at industritråling i hovedsak foregår mellom 150 og 350 meters dyp (areal 1400 km²), og mest intensivt mellom 170 og 320 meter (areal 1300 km²). Utbyggingene beslaglegger i praksis 70 km² av dette arealet.

For perioden 1986-93, som den regionale utredningen er basert på, var gjennomsnittlig industritrålfangst innenfor de fire lokasjonene 18 000 tonn/år, dvs. at fangsten potensielt kunne vært 900 tonn større pr. år. Førstehåndsverdien kan være redusert med 0,5-0,9 millioner kroner pr. år. Legges gjennomsnittsfangst for årene 1986-95 til grunn blir det anslåtte tapet noe lavere; 800 tonn eller 0,4-0,8 millioner kroner pr. år.

Kjente, planlagte utbygginger forventes å øke det beslaglagte arealet til 115 km², eller 8 % av industritrålfeltet i regionen.



Figur 9.2 Permanente og midlertidige sikkerhetssoner på Snorrefeltet

9.3.3 Snorre 2

Vurderingen for Snorre 2 følger metodikken benyttet i den regionale utredningen. Vurderingen begrenser seg til konsekvenser for industritråling, ettersom omfanget av konsumtråling i området er meget beskjedent og en ikke forventer at det pelagiske fisket med ringnot og flytetral påvirkes av et arealbeslag. Ved vurderingene er det lagt til grunn at den dominerende trålrretningen er langs dybdekontene, dvs. nordvest-sørøst (se figur 9.1).

Arealbeslag

For beregning av praktisk arealbeslag overfor industritrål er det antatt at fartøyet vil starte og avslutte unnvikende manøvrer 3-5 km fra en sikkerhetssone med radius 500 meter. Det antas at fartøyet vil holde en klaring på 100 meter ved passering av sonen. For en sikkerhetssone med radius 500 meter kan arealtapet derfor angis som en ellipse med lengde 6-8 km og bredde 1200 meter, dvs. areal 4 km². Den permanente sikkerhetssonen på Snorre 2 ligger såvidt langt unna Snorre UPA og Snorre TLP at arealbeslagene neppe vil overlape; se figur 9.2. Det samlede arealbeslaget overfor industritråling på Snorre øker derved fra omlag 10 km² idag til omlag 14 km² med Snorre 2.

Dersom det blir aktuelt med midlertidige soner under installasjon av undervannsanleggene PT6 og PT7 på den sørlige delen av feltet vil det samlede arealbeslaget være betydelig større. En midlertidig sone rundt undervannsanlegget PT7 gjør at det neppe vil være mulig å tråle mellom Snorre 2 og Snorre UPA. Varigheten av sonene vil være begrenset til noen få måneder.

Selv om de mulige undervannsanleggene på den sørlige delen av feltet ikke vil ha permanente sikkerhetssoner, er det mulig at noen trålere vil velge å gå utenom installasjonene. Informasjon fra fiskerne tyder på at de vil gå mye tettere inntil installasjonen enn om de var dekket av sikkerhetssoner, dvs. 100 meter i motsetning til sikkerhetssonens avstand på 500 meter. Dette gjør at det praktiske arealbeslaget mellom Snorre 2 og de to mulige undervannsanleggene ikke vil overlape.

Konsekvens for fiskerier

Snorre 2 vil ha små konsekvenser for fiskeriene. Arealbeslaget vil være så lite som praktisk mulig for en selvstendig utbygging, ettersom alle undervannsinstallasjonene samles innenfor plattformens sikkerhetssone. Samtidig er det lite stedbundne fiskerier på denne delen av Snorrefeltet.

Sikkerhetssonen på Snorre 2 forventes å øke det beslaglagte arealet med 4 km² eller 0,3 % av industritrålfeltet på Tampen. Basert på gjennomsnittsfangst i fiskerilokasjonen for 1986-95 kunne Snorre 2 ført til et fangsttap på omlag 45 tonn industrifisk pr. år, til en førstehandsverdi på 25-45 000 kroner pr. år. I og med at Snorre 2 ligger dypt og i utkant av området for industritråling forventes tapet for fiskeriene å bli enda mindre.

10 OPPFØLGENDE ARBEID, HMS

Følgende oppgaver er identifisert for oppfølging av Helse, Miljø og Sikkerhet i videre faser av Snorre 2 utbyggingen:

- Basisundersøkelse av det marine miljø på den nordlige delen av Snorrefeltet. Gjennomføres før borestart, enten våren 1998 eller 1999, avhengig av boreprogrammet og øvrig program for havbunnsundersøkelser i regionen
- Årlige overvåkingsundersøkelser av det marine miljø på Snorrefeltet. Det eksisterende programmet for Snorre TLP utvides til å inkludere Snorre 2
- Eventuelle andre myndighetspålagte forurensningsundersøkelser
- Samarbeid med Statoil og Norsk Hydro med sikte på felles oppdatering av regional konsekvensutredning for Tampen området
- Gjennomføring av Sikkerhets-, Miljø- og Beredskapsanalyser
- Oppdatering av Miljøbudsjett frem mot produksjonsstart, samt etablering av miljøregnskap for Snorre 2 for byggeperioden
- Implementering og oppdatering av HMS-program for Snorre 2
- Vurderinger av miljøkonsekvenser av utslipp og tiltak, som bakgrunn for og del av søknader om utslippstillatelser
- Verifikasjonsstudier og HMS-inspeksjoner for å verifisere at utbyggingen overholder miljøkrav stilt av Saga og myndigheter

11 KONSEKVENSER AV ALTERNATIVE LØSNINGER

Ved valg av utbyggingsløsning lå miljø som en viktig del av beslutningsgrunnlaget. De aktuelle konseptene ble sammenlignet med hensyn på:

- utslipp til vann og luft
- mulighet for å implementere ny, mer miljøvennlig teknologi
- mulighet for fjerning av installasjonen etter nedstenging
- innvirkning på fiskeriaktiviteter i området.

Evalueringen av de ulike konseptene har hatt en varierende detaljeringsgrad, fra en kvalitativ vurdering i den tidlige vurderingen av mulige utbyggingskonsepter, til en kvantitativ sammenligning av tekniske konsepter i siste runde. For en mer detaljert gjennomgang av de ulike utslippsreducerende tiltakene som ble vurdert, se kapittel 7.3.2 og 7.4.2.

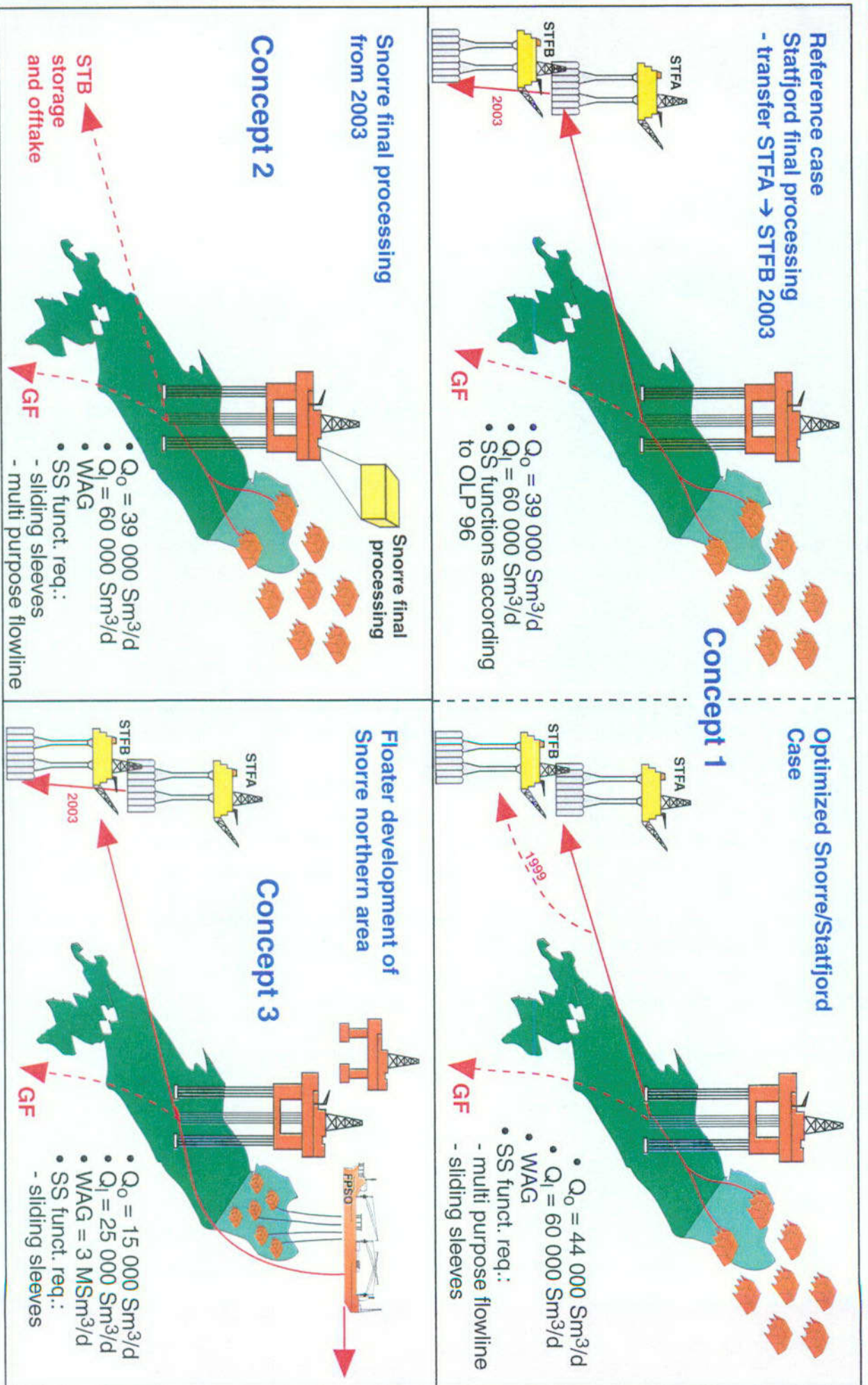
I første fase av konseptevaluering ble fire mulige konsepter vurdert, se figur 11.1 . Av disse ble to av alternativene forlatt på grunn av operasjonelle og sikkerhetsmessige begrensninger på Snorre TLP. Begge inkluderte en betydelig økning i aktivitetsnivået på denne plattformen i form av økt produksjon og økt kompleksitet i prosessen. De to gjenværende konseptene for Snorre 2 var, som beskrevet i kapittel 4.3:

- undervannsutbygging med rørledning til Snorre TLP
- selvstendig utbygging med en uavhengig, flytende produksjonsenhet

Forut for valget av selvstendig utbygging med en halvt nedsenkbar plattform (SSPV), ble det gjort en grundig sammenligning av disse to konseptene med hensyn på gjennomførbarhet av miljøtiltak og resulterende miljøbelastning den enkelte løsning ville medføre. Tiltak som ble vurdert er oppsummert i tabell 11.1. Det som går igjen i vurderingene er at det er enklere å innføre ny teknologi på en ny plattform, enn å modifisere den eksisterende Snorre TLP hvis samtidig hele produksjonen fra Snorre 2 skal inn på plattformen. Ved sammenligningen av utslipp til luft fra de to konseptene (se tabell 11.2) er derfor basis nye turbiner med lav-NO_x brennere, kombikraftverk og lukket fakkell på en ny plattform, men ingen ombygging av Snorre TLP.

Mulige tiltak for utslippsreduksjon ved undervannsutbygging mot Snorre TLP består i kombinert kraftverk, lukket fakkell og ombygging av turbiner til lav-NO_x brennere. For utbyggingskonseptet med ny Snorre 2 SSPV består ytterligere tiltak i CO₂-fjerning fra en av turbinene, kabel til Snorre TLP for samkjøring av kraftproduksjonen, samt tiltakene på Snorre TLP som beskrevet over.

Utslippsberegningene i tabell 11.2 er gjort for den totale aktiviteten på Snorrefeltet. Det vil si Snorre TLP inkludert Vigdis, endelig prosessering av Snorreoljen på Statfjord, mobile borerigger og Snorre 2 plattformen. Beregningene i tabellen er gjort over feltets levetid, og viser at ved å implementere de ekstra utslippsreducerende tiltakene nevnt over er det mulig å bygge ut Snorre 2 uten å øke utslippene på Snorrefeltet utover dagens utslipp på ytterligere utslipp utover det som er på Snorre TLP.



Figur 11.1 Skisserte utbyggingsløsninger

Emne	Tiltak	Gjennomførbarhet - Sammenligning av konsepter
Brønntesting	Oppsamling istedet for avbrenning	Må vurderes videre; 27 brønner boret fra flyttbar borerigg for undervannsutbygging, mot 4 for SSPV
Kraftgenerering	Elektrisitetsforsyning fra land	Uavhengig av utbyggingsløsning; gjennomførbar men høy kostnad og usikker miljøgevinst
	Kombinert kraftverk	Gjennomførbart for SSPV, vanskelig på Snorre TLP hvis undervannsutbygging til plattformen
Fakling	Lukket fakkel	Gjennomførbart for SSPV, vanskeligere på Snorre TLP hvis undervannsutbygging til plattformen
CO ₂	Fjerning og injeksjon av CO ₂ fra røykgass	Gjennomførbart for SSPV forutsatt at teknologien verifiseres; vanskelig å implementere på eksisterende plattform (TLP). Må kvalifiseres.
NO _x	Lav-NO _x brennere på turbiner	Gjennomførbart for SSPV, vanskeligere på Snorre TLP hvis undervannsutbygging til plattformen
VOC	Gjenvinning ved bøyelasting	Uavhengig av utbyggingsløsning
Boreavfall	Reinjeksjon av olje- kontaminert borekaks/ boreslam	Gjennomførbart for begge løsninger
Produsert vann	Reinjeksjon for trykk- vedlikehold	Gjennomførbart for begge løsninger, men reservoaravhengig. Kostnader ikke inkludert for TLP
Produsert sand	Oppsamling	Gjennomførbart for begge løsninger. Kostnader ikke inkludert for TLP

Tabell 11.1 Gjennomførbarhet av miljøtiltak

	CO ₂ Millioner tonn	NO _x 1000 tonn
Snorre TLP	7,2	33
Snorre TLP + Undervannsutbygging Snorre 2, basis	8,5	43
- med ytterligere utslippsreducerende tiltak ¹⁾	7,3	28
Snorre TLP + Snorre 2 plattform, basis	9,4	38
- med; kabel og utslippsreducerende tiltak på TLP, som over	7,8-8,3	23
- med; CO ₂ pilot på Snorre 2, og tiltak som over	6,8-7,3	23

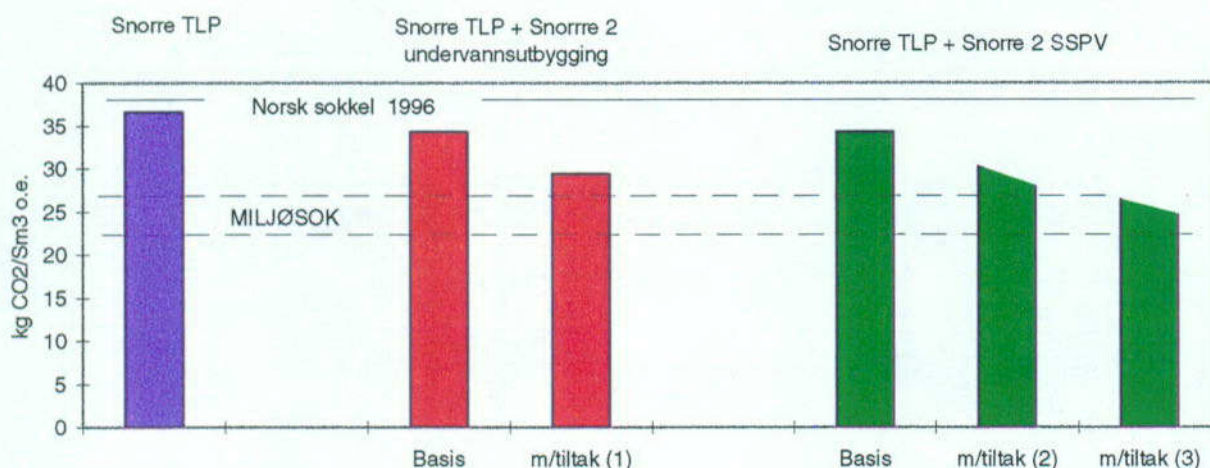
Tabell 11.2 Utslipp til luft fra Snorre feltet, akkumulert over feltets levetid

¹⁾ Lav-NO_x teknologi, lukket fakkel og kombinert kraftverk på TLP

Figur 11.2 og figur 11.3 viser utslipp av CO₂ og NO_x som gjennomsnittsverdi pr. produsert enhet olje og gass. Dette er gjort fordi produksjonsprofiler og totalt produksjonsvolum varierer for de to konseptene.

De to basiskonseptene vil begge medføre økt utslipp av CO₂ og NO_x fra Snorrefeltet over feltets totale levetid sammenlignet med utvinning bare for den sørlige delen av Snorrefeltet (Snorre TLP). Konseptene vil gi samme CO₂ utslipp pr. produsert enhet (se figur 11.2), men selvstendig utbygging vil gi lavere utslipp av NO_x (figur 11.3). Med en selvstendig Snorre 2 plattform er det dessuten mulig å innføre ny teknologi både på den nye og den eksisterende plattformen, som gir reduserte utslipp i forhold til dagens nivå trass i at oljeproduksjonen øker med 1/3. Tiltakene gjør det mulig å nå MILJØSOK målene med hensyn på CO₂ og NO_x for hele Snorre feltet. Implementering av disse tiltakene er fremdeles under vurdering, og vil avhenge av prosjektøkonomi og teknologisk kvalifisering, så vel som av miljømessige forhold.

Ny teknologi er enklere å innføre på en ny plattform, sammenlignet med å modifisere eksisterende Snorre TLP. Kostnadene blir også lavere ved innføring av slike tiltak på en ny plattform.

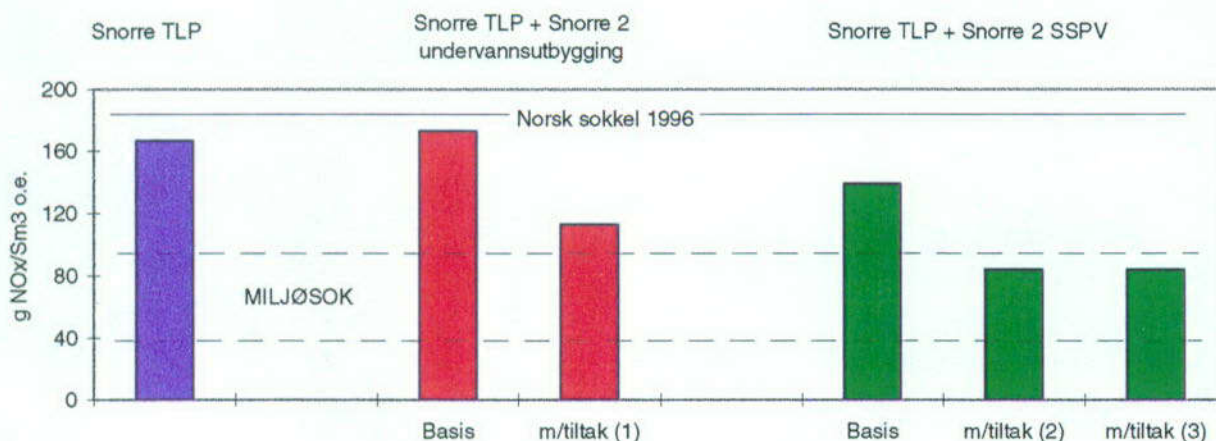


Figur 11.2 Utslipp av CO₂ på Snorrefeltet; sammenligning mellom utbyggingsløsninger og effekt av tiltak

Tiltak 1: Lav-NO_x brennere, lukket fakkel og kombikraftverk på Snorre TLP

Tiltak 2: Tiltak på Snorre TLP som over, pluss kabel mellom Snorre TLP og Snorre 2 SSPV

Tiltak 3: Som over, pluss CO₂-fjerningsanlegg på Snorre 2 SSPV



Figur 11.3 Utslipp av NO_x på Snorrefeltet; sammenligning mellom utbyggingsløsninger og effekt av tiltak

Tiltak 1: Lav-NO_x brennere, lukket fakkel og kombikraftverk på Snorre TLP

Tiltak 2: Tiltak på Snorre TLP som over, pluss kabel mellom Snorre TLP og Snorre 2 SSPV

Tiltak 3: Som over, pluss CO₂-fjerningsanlegg på Snorre 2 SSPV

12 REFERANSER

- 1 Saga, august 1987. Konsekvensutredning, Snorrefeltet. Plan for utbygging og drift. Vedlegg 6 - Konsekvensutredning.
- 2 Saga, oktober 1994. Snorre revidert plan for utbygging og drift. Konsekvensutredning. Rapport nr. R-EP-0042.
- 3 Saga, desember 1996. Oppdatert program for konsekvensutredning Snorre 2. Rapport nr. RA96-474/EP.
- 4 OED, januar 1997. Konsekvensutredningsprogram for Snorre 2. Brev datert 9. Januar 1997. Ref. NOE 97/48 OG TW.
- 5 Norsk Hydro, desember 1995. Regional konsekvensutredning for Tampenområdet.
- 6 Miljøverndepartementet, 1995. Om norsk politikk mot klimaendringer og utslipp av nitrogenoksider (NO_x). St meld nr 41 (1994-95).
- 7 Agenda Utredning og Utvikling, desember 1997. Snorre II. Samfunnsmessige konsekvenser. Rapport R2011.EHO.
- 8 Saltbones, J., august 1992. Spredning og nedfall av NO_x nitrat fra utslipp på Vigdisfeltet. Rapport fra Det norske meteorologiske institutt.
- 9 Semb, A., S.Knudsen, A.G.Kraabøl, J.Schjoldager, S.Solberg & S.-E.Walker, 1996. Effects of the Norwegian oil industry's emissions in the North Sea on ozone exposure levels and nitrogen deposition in Southern Norway. NILU OR: 58/95.
- 10 Simpson, D., juli 1992. Modelling the effect of VOC emissions from the Vigdis field on ozone concentrations in Europe. Rapport fra Det norske meteorologiske institutt.
- 11 OLF, desember 1996. Discharges of produced water. Effects in the water column. Phase II.
- 12 Johnsen, S., 1997. Status and challenges in risk assessment - The DREAM model. ENS '97 Associated Seminar, "Offshore Environmental Research Into the Next Century", 27. august 1997.
- 13 Det Norske Veritas, 1997. Miljøundersøkelse av Tampen-området (Region IV). DNV Rapport nr.97-3248.
- 14 Thorsnes, T., H.A.Olsen & R.Bøe, 1997. Environmental investigation of two stations from the Snorre field, Tampen area, 1996. NGU Report no. 97.009.
- 15 MILJØSOK Styringsgruppen, desember 1996. MILJØSOK Oljeindustrien tar ansvar.
- 16 OLF, 1994. Retningslinjer for identifisering, kvantifisering og rapportering av forbruks- og utslippsdata fra aktiviteter i norsk oljevirkksomhet.
- 17 Statoil, Telefaks datert 10.9.97. Statoils VOC faktorer
- 18 OLF, 1997. Environmental Report 1995-1997

- 19 Statistisk Sentralbyrå, oktober 1997, Hjemmesider på internett, Naturresurser og Miljø
- 20 NVE, mai 1997. Eletrisitet fra land til olje- og gassvirksomheten, muligheter, kostnader og energimengde.
- 21 Berdal Strømme, august 1997. Snorre II Kabelforbindelse til Snorre TLP.
- 22 Houghton, J. T., Jenkins, G. J., & Ephraums, J. J., (eds), 1990. Climate Change, The IPCC Scientific Assessment.
- 23 Houghton J. T., Callendar, B. A., & Varney, S. K., 1992. Climate Change, The supplementary report to the IPCC Scientific assessment.
- 24 Westlab, januar 1997. Miljøanalyser fra Snorre. Prøver motatt 17.12.96.
- 25 E&P Forum, oktober 1997. Fate & Effects of Produced Water Discharges - E&P Forum submission to the OSPAR Workshop, the Hague 6-8 October 1997.
- 26 OLF, 1997. Database for produsert vann fra felt på norsk sokkel.
- 27 Scientific and Technical Working Group, september 1987. Quality status of the North Sea. Summary. Second International Conference on the Protection of the North Sea.
- 28 Oceanor, 1992. Dispersion of produced water from the Vigdis Field (Revised version). OCN R-92094.
- 29 Oceanor, august 1995, Spredning av produsert vann i Tampen området. OCN R-95027.
- 30 IKU, Allforsk, NIVA & Novatech, 1996. Miljøeffekter av utslipp av borekjemikalier. Rapport for Oljeindustriens Landsforening.
- 31 Akvaplan-niva, 1994. Environmental monitoring survey of the Snorre field, May 1993. APN: 411.93.414-1.
- 32 Oceanor, 1992. Dispersion and settling of drilling discharge from the Vigdis Field. OCN R-92055.
- 33 OLF, juni 1997. Retningslinjer for etablering og bruk av akseptkriterier for risiko. Ref. no. 023.97.
- 34 Det norske Veritas, oktober 1997. Miljørisikoanalyse - Snorre Nord. Rapport nr. ASPH/97AAACJL, rev. nr. 02.
- 35 SFT, 1997. Utslipp av olje og kjemikalier på norsk kontinentalsokkel i 1996. Rapport 97:23.
- 36 IKU, august 1992. Snorre-oljens forvitringsegenskaper på sjøen. En håndbok for Saga Petroleum a.s. Rapport nr. 22.2039.00/01/92.
- 37 Jødestøl, K.A., E.Sørgård, E.Hoell og B.Fredheim, 1995. Metode for miljørettet risikoanalyse (MIRA). Metodebeskrivelse. DNV rapport 95-3562.
- 38 Sørgård, E., K.A.Jødestøl, E.Hoell og B.Fredheim, 1995. Metode for miljørettet risikoanalyse (MIRA). Grunnlagsrapport. DNV rapport 95-3563.

- 39 Asplan Analyse, mars 1994. Utbygging av Snorre nord. Fiskerimessige konsekvenser.
- 40 Fiskeridirektoratet, oktober 1996. Fiskeristatistikk for 1994 og 1995.
- 41 Agenda Utredning & Utvikling, mai 1995. Økonomiske konsekvenser av olje- og gassvirksomhet for fiskerinæringen. Forslag til beregningsmetode.

VEDLEGG A

REGIONAL KONSEKVENsutREDNING FOR TAMPENOMRÅDET

REGIONAL KONSEKVENsutREDNING FOR TAMPENOMRÅDET



U&P/F&C-tegneavdeling



Regional konsekvensutredning for Tampenområdet

Blokk 33/6, 34/4, 34/5, 33/9, 34/7, 34/8, 33/12, 34/10 og 34/11

Utført av Norsk Hydro, Teknologi- og utbyggingsdivisjonen

i samarbeid med Statoil og Saga Petroleum

Oslo, desember 1995

Innholdsfortegnelse

Side

1 SAMMENDRAG	5
1.1 Bakgrunn	5
1.2 Utviklingstrekk	5
1.3 Miljømessige virkninger	6
2 GEOGRAFISK AVGRENSNING	9
3 OVERSIKT OVER FELT I PRODUKSJON, UNDER UTBYGGING OG UNDER VURDERING	11
3.1 Oversikt over lisenser og funn	11
3.2 Oversikt over felt i produksjon	12
3.3 Felt under utbygging	15
3.4 Oversikt over felt under vurdering	16
3.5 Sammenstilling av historisk og forventet produksjon i området	19
4 BESKRIVELSE AV TAMPENOMRÅDET OG INFLUENSOMRÅDET	21
4.1 Beliggenhet	21
4.2 Meteorologi og oseanografi	21
4.3 Bunnforhold	23
4.4 Økosystemet i de frie vannmasser	24
4.5 Kystmiljøet	24
4.6 Sjøfugl	25
4.7 Sjøpattedyr	26
4.8 Akvakultur	27
4.9 Landområder	28
5 UTSLIPP TIL LUFT	29
5.1 Generelt	29
5.2 Forutsetninger og antakelser som ligger til grunn for utslippsprognoser	29
5.3 Konsekvenser av utslipp av NO _x og VOC	32
6 UTSLIPP TIL SJØ	36
6.1 Generelt om produsert vann	36
6.2 Ballastvann / fortrenningsvann og drenasjevann	36
6.3 Utslippsmengder for produsert vann	37
6.4 Fortynning av utslippene	38
6.5 Utslippenes videre skjebne	41
6.6 Tungmetaller	41
6.7 Oljekomponenter	42
6.8 Andre organiske komponenter	44
6.9 Produksjons- og injeksjonskjemikalier	44

6.10 Akutt giftighet	45
6.11 Virkninger på reproduksjon	46
6.12 Langtidseffekter	47
6.13 Radioaktivitet	48
6.14 Utslipp fra boring	48
7 AKUTTE OLJEUTSLIPP I TAMPENOMRÅDET	55
7.1 Sannsynlighet for oljeutslipp	55
7.2 Konsekvenser av akutte oljeutslipp	58
7.3 Virkninger av akutte oljeutslipp	65
7.4 Oljevernberedskap	70
8 VIRKNINGER FOR FISKERINÆRINGEN OG ANDRE NÆRINGER	71
8.1 Generelt	71
8.2 Fiskeriaktiviteten i området	71
8.3 Bestandsutvikling	74
8.4 Arealbeslag	74
8.5 Konsekvenser av utslipp til sjø	78
9 REFERANSELISTE	81

FORORD

Konsekvensutredninger for utbygging av petroleumforekomster er tradisjonelt knyttet til de konkrete effektene som hver utbygging vil kunne forårsake. Dette er en følge av at petroleumsløven ikke stiller krav utover dette i forbindelse med godkjenning av utbyggingsplaner.

Denne angrepsmåten er blitt kritisert fordi man ofte ender opp med bit-for-bit betraktninger i områder hvor den samlede belastningen av mange utbygginger kanskje nærmer seg en kritisk grense. I flere av de senere utredningene har man søkt å ivareta dette ved å inkludere områdebetraktninger. Fokus har imidlertid fortsatt vært på den konkrete utbygging som det søkes om godkjenning for.

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

- det står for en meget stor andel av norsk olje- og gassproduksjon innenfor et begrenset geografisk område;
- det planlegges en rekke nye utbygginger i området;
- området er fortsatt prospektivt med utsikter til nye funn;
- de tre norske oljeselskapene Statoil, Saga Petroleum og Norsk Hydro er de viktigste operatørene i dette området.

Disse selskapene derfor ble bedt om å utarbeide en regional konsekvensutredning for Tampenområdet. En slik studie er ikke hjemlet i noen lov, men basert på frivillighet. De tre selskapene sa seg villige til å gjennomføre en slik utredning under visse forutsetninger:

- Den skulle bygge på allerede tilgjengelig materiale, dvs. ingen ny innhentelse av grunnlagsdata.
- Når utredningen foreligger, må denne kunne tjene som grunnlag for å vurdere og godkjenne nye utbygginger i området basert på forenklete konsekvensutredninger for disse.

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

Utredningen er i hovedsak utført av Norsk Hydro med bidrag fra de øvrige selskapene. Det er benyttet eksterne konsulenter til følgende deloppgaver:

- Oceanor: Spredningsberegninger for produsert vann og oljedriftsberegninger
- Veritas: Sammenstilling av risikoanalyser for oljesøl
- Agenda: Vurdering av konflikter mellom olje- og gassinstallasjoner og fiskerier

1 Sammen drag

1.1 Bakgrunn

Den foreliggende regionale konsekvensutredning for Tampenområdet har som utgangspunkt å kartlegge og vurdere de samlede virkningene av oljevirkksomheten innen en avgrenset region. Det valgte området omfatter ni oljeblokker, der noen av de største norske oljeforekomstene og oljeinstallasjonene ligger: Statfjord, Gullfaks, Snorre og en rekke mellomstore og mindre felt. Utredningen baserer seg på kunnskap om dagens forhold i området og ser på mulige konsekvenser av sannsynlige utviklingsbaner for de nærmeste ti årene.

Utredningen er begrenset til å se på de regionale aspektene av mulige konfliktforhold med miljø- og fiskeriinteresser. Hensikten er å få et grunnlag for å vurdere om den samlede belastningen overstiger eller er nær noen kritisk grense, der bit-for-bit betraktninger ikke gir et riktig bilde av situasjonen. Forhold som ikke er vurdert er bl.a. de samfunnsøkonomiske konsekvensene av utbygging og drift av petroleumsforekomstene og tilknyttet basevirksomhet. Miljøspørsmål av global interesse, som f.eks. utslipp av klimagasser, er heller ikke berørt.

1.2 Utviklingstrekk

Tampenområdet står for ca. 60% av norsk oljeproduksjon og vel 20% av gass-salget (1994). De største feltene (Statfjord og Gullfaks) nærmer seg en nedtrapping av produksjonen ettersom reservoarene blir tømt, mens nye utbygginger i en viss grad vil kompensere dette tapet. Det ventes likevel en reduksjon av oljeproduksjonen i området til rundt 35-40 % av dagens nivå i år 2004. Produksjon og salg av gass vil få økende betydning i området, men trolig først på litt lengre sikt.

En viktig målsetting vil være å utnytte de eksisterende installasjonenes kapasitet ved innfasing av satellitter og langtrekkende plattformbrønner etterhvert som hovedfeltene blir tømt. Med unntak av den foreslåtte utbyggingen av Visund, ser det derfor ikke ut til å bli bygget flere nye plattformer i området. Det vil derimot bli bygget et stort antall undersjøiske installasjoner i form av brønnklynger, enkeltbrønner, manifolder og rørledninger for brønnstrøm til de eksisterende installasjonene. Frem til år 2000 kan det bli en økning i antall undersjøiske brønner fra ca. 50 i 1994 til ca. 160, mens antall plattformbrønner vil kunne øke fra ca. 210 til ca. 260.

Boreaktiviteten i området nådde en foreløpig topp i 1992 med 38 utvinningsbrønner og 11 lete- og avgrensingsbrønner. Det er forventet at antall brønner pr. år gradvis vil avta til totalt 25 - 30 pr. år rundt år 2000 for så å reduseres ytterligere.

De største feltene (Statfjord, Gullfaks og Snorre) vil i løpet av de nærmeste fem-seks årene nærme seg en vannproduksjon som tilsvarer antatt kapasitet på plattformene. Det kan være aktuelt å utvide behandlingsskapasiteten for enkelte plattformer, dersom dette er lønnsomt fremfor å stenge ned de brønnene som produserer mest vann. Den store vannproduksjonen kan også by på tekniske utfordringer og kostnader forbundet med bl.a. emulsjonsdannelse og avleiringer.

Området har betydelige gass-reserver, og det er foreløpig uavklart hvordan gassen skal produseres og transporteres. Statpipe-systemet som transporterer rikgass fra området til Kårstø for prosessering og videre til kontinentet som tørrgass, har begrenset kapasitet, og er i dag i perioder en flaskehals i forhold til å utnytte oljeproduksjonspotensialet fullt ut. Dersom nye oljefelt som har stor gassproduksjon, skal fases inn, må det derfor enten bygges nye gassrørledninger, eller gassen må reinjiseres for senere produksjon. Dersom den siste løsningen velges, vil dette også bety en utsettelse av å bygge ut rene gassfelt i området. Basert på de foreliggende planer om å konsentrere videre gassutbygging om Haltenbanken og eventuelt Oseberg, synes det ikke sannsynlig at det vil

bli etablert noen større ny infrastruktur for gass i Tampenområdet i de nærmeste årene. Det er derfor ikke gjort noen konsekvensvurderinger av en fremtidig gassfase.

1.3 Miljømessige virkninger

Utslipp til luft

Utslippene av nitrogenoksider stammer dels fra driften av plattformene, med gassturbiner som hovedkilde, dels fra tilknyttet aktivitet (skytteltankere, borerigger, forsynings- og standbyfartøyer). Med de forutsetninger som er gjort, vil det bli en mindre økning av plattformutslippene i perioden som følge av nye aktiviteter, mens utslippene fra skytteltankere blir betydelig redusert på grunn av redusert oljemengde. Samlet ventes det derfor en reduksjon fra ca. 21.000 tonn i 1994 til ca. 18.000 tonn i år 2004. Utslipet i 1994 utgjorde ca. 9% av de nasjonale utslippene.

Det er i forskjellige studier gjort beregninger av bidraget til sur nedbør fra utslipp fra oljevirk-somheten. Basert på de modeller som tidligere er benyttet, er bidraget på de mest belastede stede-ne forholdsvis beskjeden, mindre enn 0,5% av dagens nitrogenbelastning. Nyere beregninger som er gjort for hele sokkelvirksomheten, tyder imidlertid på et betydelig større bidrag. Det er imidler-tid behov for å verifisere disse beregningene, som foreløpig ikke er offisielle.

Utslippene av hydrokarbondamper (VOC) fra oljelasting vil i utgangspunktet bli redusert i takt med oljeproduksjonen. Disse utslippene ble i 1994 beregnet til nær 100.000 tonn/år, eller ca. 1/3 av de nasjonale utslippene.

Utslippene av VOC kan sammen med nitrogenoksider bidra til dannelse av bakkenært ozon, som er skadelig overfor vegetasjon, mennesker og materialer. Igjen er det stor usikkerhet om de bereg-ningsmodeller som er benyttet for å beregne betydningen av utslippene fra oljevirk-somheten. Tid-ligere beregninger viste at VOC bidro mest til ozondannelsen, men at bidraget var av liten størrel-se i forhold til bakgrunnsnivået. Nyere beregninger tyder på at det NOx som har størst betydning, og at bidraget er betydelig. Også her er det behov for nærmere verifikasjon av modellene.

Det er i denne studien ikke gjort noen beregninger av mulige utslippsreduksjoner for NOx som følge av f.eks. ombygging / utskifting av turbiner til lav-NOx brennere. Generelt må det antas at slike ombygninger vil bli kostbare, fordi de fleste av turbinene ikke er planlagt for ombygging. Det må også tas hensyn til gjenværende levetid på det tidspunkt at lav-NOx-teknologien er moden for anvendelse. De lav-NOx-turbinene som er tilgjengelige idag, har dessuten lavere virknings-grad, slik at gassforbruket og dermed CO₂-utslippet vil øke.

Når det gjelder VOC, er det anlegg under utprøving som vil kunne gjenvinne hydrokarbondam-per fra bøyelasting. Dersom disse forsøkene blir vellykket, vil en introduksjon av teknologien først kunne finne sted omkring 1998-2000, når oljeproduksjonen i området er på retur.

Utslipp til sjø

Produsert vann og fortrenningsvann

Utslippene av produsert vann vil øke fra dagens nivå på ca. 75.000 m³/d til nærmere 200.000 m³/d i løpet av de nærmeste 6 - 7 årene, for så å flate ut. Det kan imidlertid ikke utelukkes en yt-terligere økning, dersom kapasiteten for vannbehandling økes, eller reinjeksjon på Visund ikke blir vellykket.

Det er foretatt beregninger av den regionale fortynningen av det produserte vannet for å se om det kan være noe samvirke mellom utslippsskyene. Beregningene viser at sammensmelting av ut-slippsskyene først skjer når utslippene er 30.000 - 100.000 ganger fortynnet.

De fleste undersøkelser tyder på at produsert vann ikke gir effekter på dødelighet, vekst eller re-produksjon når utslippet er mer enn 1000 ganger fortynnet. Frittlevende organismer som eventuelt driver gjennom utslippsskyen, vil bare oppleve potensielt skadelig konsentrasjoner i meget korte tid enn det som er benyttet i testene, som vanligvis utføres over flere døgn. Det samlede arealet der konsentrasjoner over 1/1000 forekommer er lite (mindre enn 1 km²). Det regionale konsentrasjonsnivået er 30 - 100 ganger lavere enn det som kan forventes å gi skadelige effekter.

Det kan innvendes mot disse testene at de ikke dekker eventuelle langsiktige effekter, og at det er mulig at stoffer som brytes langsomt ned kan oppkonsentreres i næringskjeder og gi opphav til skader på den måten. Oljeindustriens Landsforening (OLF) gjennomfører studier og forsøk for å avdekke om slike effekter er sannsynlige. Det er ikke holdpunkter så langt som sannsynliggjør at de stoffene som naturlig forekommer i produsert vann oppkonsentreres på en slik måte at skadeeffekter er sannsynlige. Det er dessuten utviklet tester for produksjonskjemikalier som er egnet til å utelukke de stoffene som har egenskaper som medfører miljørisiko.

Utslippene av fortrenningsvann fra råoljelagrene på Statfjord og Gullfaks vil gradvis avta som følge av at oljeproduksjonen avtar. Utslipet av olje fra denne kilden er forholdsvis liten sammenliknet med produsert vann.

Utslipp fra boring

Det vil fortsatt bli et betydelig utslipp av borekaks og vannbasert borevæske. Undersøkelser rundt brønner som er boret med slik borevæske tyder på små og forbigående miljøeffekter, først og fremst knyttet til nedslamming.

Utslipp av borekaks som er forurenset med oljebasert slam skjedde på Statfjord og Gullfaks frem til 1992. Dette medførte oljeforurenset havbunn ut til 5-7 km fra noen av plattformene. Ved undersøkelsene i 1993 ble svake biologiske forstyrrelser observert ut til 2 - 2,5 km fra noen av plattformene i strømrretningen. Markerte effekter var begrenset til 250 - 500 m.

Statfjord og Gullfaks har for en stor del gått over til å reinjisere kaks og slam fra brønnseksjoner som bores med oljebasert slam. En del oljeforurenset kaks er bragt til land for behandling og deponering, mens man for en del brønner er gått over til å benytte såkalte pseudooljer i borevæsken, dvs. syntetiske stoffer med oljeliknende egenskaper. Pseudoslam er lettere nedbrytbare og mindre giftige enn oljebasert slam. Det er gitt tillatelse til å slippe ut borekaks med pseudooljevedheng.

Det foregår et betydelig utviklingsarbeid for å kvalifisere pseudooljebaserte slamsystemer, både teknisk og miljømessig. Det forventes at slike systemer vil bli benyttet i mange nye brønner der det i visse seksjoner ikke er mulig å benytte bare vannbasert slam. For noen brønner, som vil bli boret fra Statfjord og Gullfaks, vil det bli benyttet oljebasert slam og reinjeksjon. Reinjeksjon fra flytende borerigger kan bli aktuelt dersom utvikling av utstyr for dette blir vellykket. Alternativt kan det være mer hensiktsmessig å benytte tilgjengelig reinjeksjonsutstyr på de faste plattformer i området.

Akutte oljeutslipp

Det samlede aktivitetsnivået i Tampenområdet gir opphav til en ikke ubetydelig risiko for oljeutslipp, først og fremst tilknyttet boring og brønnoperasjoner (utblåsning). Basert på statistikken for Nordsjøen og USAs operasjoner i Mexicogulften er det beregnet en hyppighet for utblåsninger på ca. hvert 11. år. Det kan imidlertid reises spørsmål om det reelle risikonivået for olje-utblåsning er lavere, ettersom bare hver 10. utblåsning har vært oljeutblåsning.

Beregninger viser også en høy forventet hyppighet for lekkasjer fra undersjøiske installasjoner, ca. hvert 5. år for lekkasjer på over 500 tonn, og minst én gang årlig for mindre lekkasjer. Også her er det grunn til å vurdere beregningene som konservative.

Oljeutslipp som følge av skipsuhell innenfor Tampenområdet er beregnet å kunne inntreffe nær to ganger pr. 1000 år. Slike uhell er vurdert å kunne gi utslipp av en eller to tanker (11.400 tonn pr. tank), mens totalhavari ikke er vurdert som sannsynlig.

I perioden 1992-1.7-95 ble det registrert 43 uhellsutslipp av olje og diesel fra oljevirkksomheten i området. De fleste (28) var på 1 m³ eller mindre, 14 var på 1-10 m³, mens ett var på 900 m³.

Ojedriftsberegninger viser at kysten fra Nord-Hordland til Fosen i Trøndelag har mer enn 10% sannsynlighet for å bli berørt av olje dersom en utblåsning skjer. Området rundt Stad er imidlertid mest utsatt. Ved rørlekkasjer og skipsuhell er det berørte området mindre, og oljemengdene som kan nå land også betydelig mindre.

Sjøfugl vil være mest utsatt for å bli påført skader ved oljesøl. Det viktigste fuglefjellet i området er Runde. Minste drivtid til Runde er imidlertid 4-5 dager, og mest sannsynlig 10 - 15 dager. Oljen vil da ha mistet mye av sitt skadepotensiale. Det er i analysen forutsatt at det må en større oljemengde til for å utrette stor skade på sjøfuglene på Runde når oljen er blitt mange dager gammel, og at ulykken må skje i de periodene sjøfuglene er samlet i området. Basert på dette kan det anslås at omfattende sjøfugldød ved Runde vil kunne inntreffe hvert 500. år.

Et oljesøl vil også kunne utrette omfattende, men forbigående skader på strandsoner, og vil kunne ha en forbigående negativ effekt på friluftsliv og turisme.

Forholdet til fiskeriene

Tampenområdet er et viktig område for tråling, spesielt industritrålefisket etter øyepål og kolmule, men også noe konsumtråling. Industritrålingen foregår i stor utstrekning langs dybdekotene i eggskråningen, mens konsumtrålingen i større grad foregår oppe på bankområdene.

Det er etablerte sikkerhetssoner rundt plattformene og lastebøyene i området og rundt undervannsanlegget på Snorre. Det er videre søkt om begrensningssoner (500 m) rundt Statfjordsatellitene, Tordis og Vigdis, men dette er avslått. Det er derfor forutsatt at det ikke blir nye begrensningssoner for undersjøiske installasjoner i området. For Visund vil det bli søkt om begrensningssone for trålfiske innenfor ankringsradius, ca. 1500m.

Det eksisterende arealbeslaget i forhold til industritråling utgjør 5% av det fiskbare området. Dette vil øke til 8% med de utbyggingene som er forutsatt. I tillegg vil flyttbare borerigger kunne beslaglegge 3-5% av arealet i perioden med størst boreaktivitet frem til år 2000. Samlet vil dette kunne redusere fangstene med rundt 2300 tonn pr. år, dersom man antar at fangsten er proporsjonal med tilgjengelig areal.

Det er ikke gjort beregninger av fangsttapet for konsumtrål. Dette fisket er forholdsvis beskjedent i området, nærmest som bifangster for industritrålerne på vei til og fra området. Dessuten utgjør arealbeslaget for konsumfisket et forholdsvis mye mindre areal.

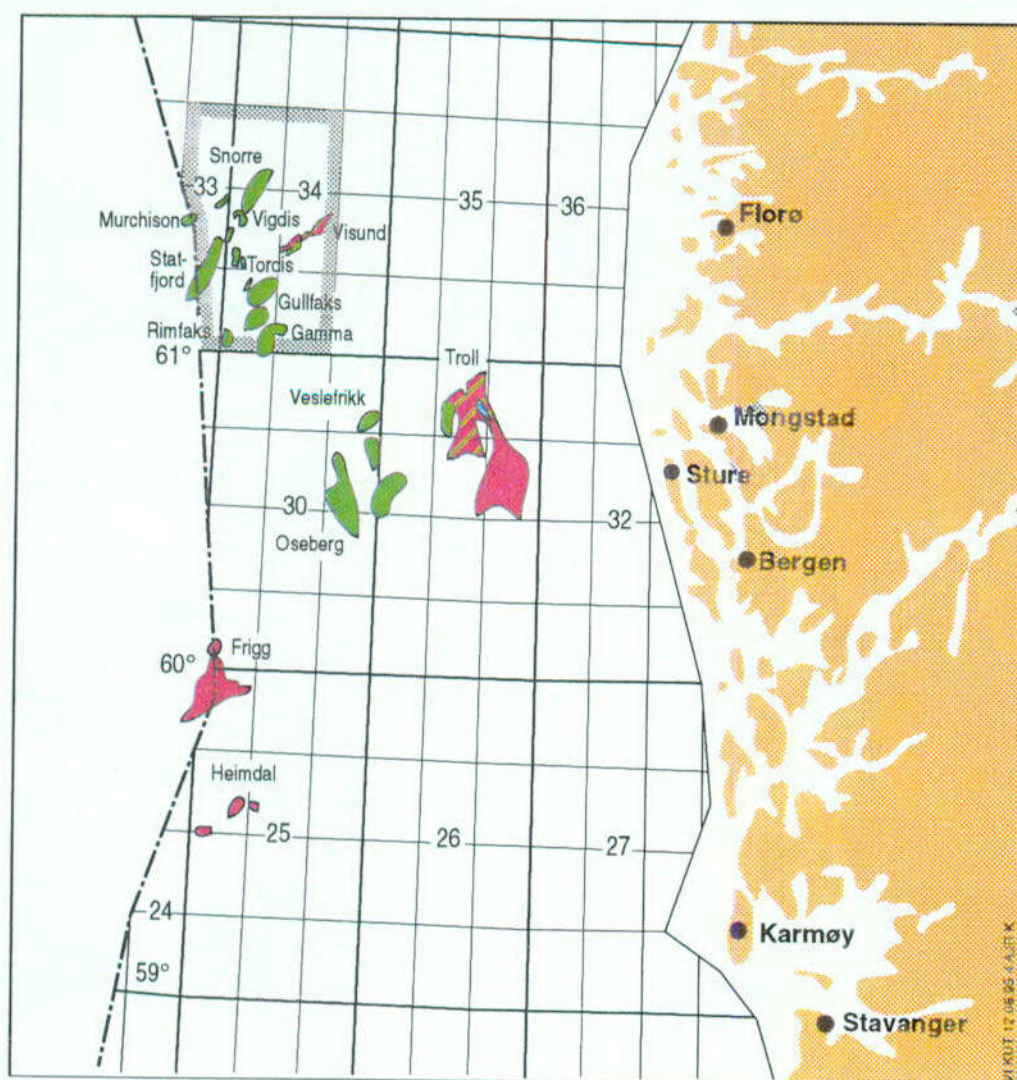
En eventuell større oljesølulykke i området vurderes ikke å ha nevneverdige effekter på fiskebestanden. Derimot kan en slik ulykke få en betydelig negativ effekt på utøvelse av fisket i en periode på grunn av antatt fiskeforbud og mulige markedsreaksjoner. Tilsvarende effekter kan også gjøre seg gjeldende overfor fiskeoppdrettsanlegg langs berørte deler av kysten.

2 Geografisk avgrensning

I samråd med Nærings- og energidepartementet er det valgt å avgrense studien til Tampenområdet. I denne sammenhengen er dette definert som følgende blokker: 33/6, 34/4, 34/5, 33/9, 34/7, 34/8, 33/12, 34/10 og 34/11. Innenfor dette området ligger noen av de største norske oljeinstallasjonene (Statfjord, Gullfaks og Snorre). I tillegg er det planlagt utbygging av Visund-feltet, og det er andre prospekter i området som trolig vil bli bygget ut.

Samlet ligger disse installasjonene i en klynge med en viss avstand til andre installasjoner, slik at det er naturlig å avgrense området på denne måten. Man kan imidlertid ikke se bort i fra at det store antall installasjoner på britisk side av Nordsjøen også bidrar til et regionalt forurensningsbilde, i tillegg til de norske installasjonene i Veslefrikk - Oseberg - Trollområdet, som ligger 60 - 80 km sør - sørøst for Tampenområdet.

Figur 2-1 viser lokaliseringen av området med de viktigste feltene som er funnet i området.



Figur 2-1: Lokalisering av Tampenområdet

Influensområdet for akutte oljeutslipp vil kunne strekke seg fra Nord-Rogaland til Sør-Trøndelag, jfr. kap. 7.

For utslipp til luft er det ikke etablert noen konvensjon for definisjon av influensområdet. Det mest berørte området er imidlertid Vestlandet fra Nord-Rogaland til Stad.

3 Oversikt over felt i produksjon, under utbygging og under vurdering

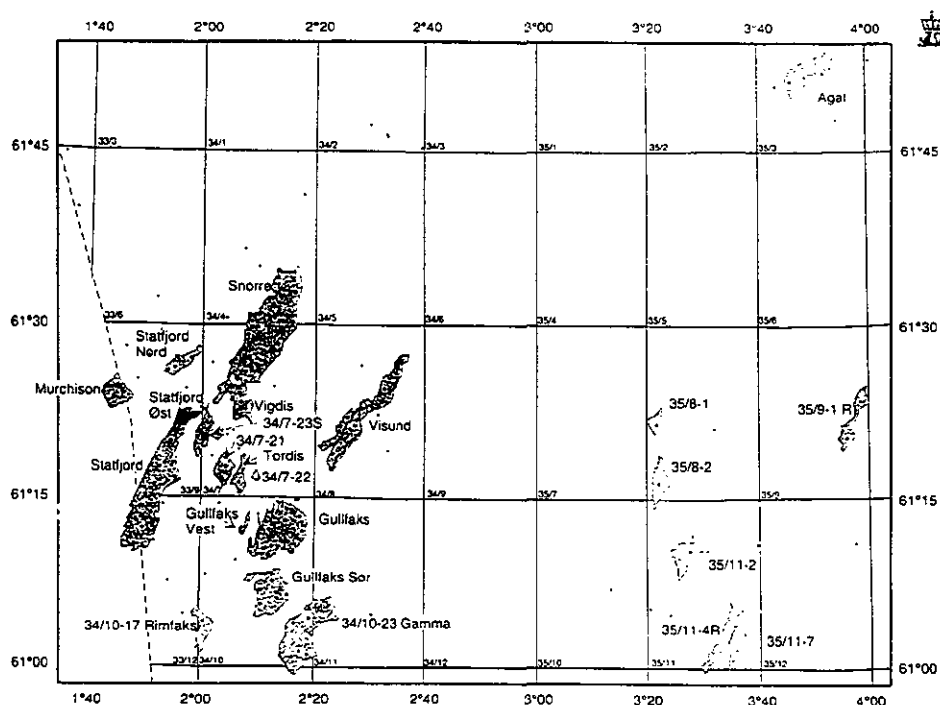
3.1 Oversikt over lisenser og funn

Tabell 3.1-1 viser tildelingen av lisenser i området t.o.m. 14. tildelingsrunde.

Lisensnr	Blokker	Tildelt	Operatør	Felt og funn i området
037	33/9, 33/12	1973	Statoil (tidl. Mobil)	Statfjord, Statfjord Nord og Statfjord Øst. Fortsatt prospekter som vurderes.
049	33/6	1978	Agip	Ett hull boret, tilbakelevert.
050	34/10	1978	Statoil	Gullfaks, Gullfaks Vest, Gullfaks Sør, Rimfaks, Gamma, flere prospekter.
057	34/4	1979	Saga	Snorre Nord.
089	34/7	1984	Saga	Snorre, Vigdis, Tordis m.fl. funn og prospekter.
120	34/7, 34/8	1985	Hydro	Visund.
152	33/12	1988	Statoil	Tilbakelevert fra lisens 037. Retildelt og tilbakelevert igjen; ingen funn.
172	33/9	1991	Mobil	3 hull boret uten funn. Grunnlaget for videre boring vurderes.
192	34/5	1993	Mobil	3D-seismikk skutt, ingen hull boret ennå.
193	34/11	1993	Statoil	Ett hull, gassfunn.

Tabell 3.1-1: Oversikt over lisenstilldelinger, felt og funn i Tampenområdet (ref. 3-1)

En del av de opprinnelige lisensområdene er tilbakelevert, og noe av dette er utlyst igjen i 15. runde, bl.a. 33/6 og resten av 34/4.



Poor Quality Original

Figur 3.1-1: Felt, funn og utforskningsbrønner (sorte prikker) i Tampenområdet (ref. 3-1).

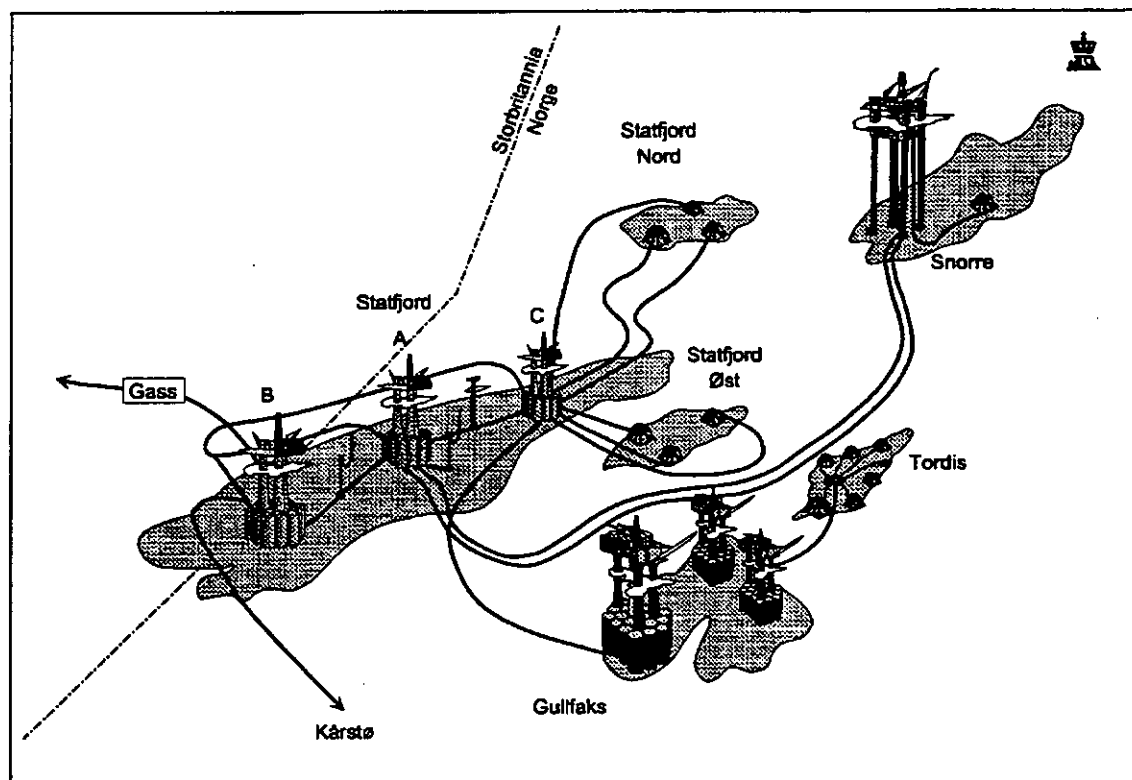
3.2 Oversikt over felt i produksjon

Tampenområdet inneholder de største kjente oljereservene på norsk sokkel og står for rundt 60% av Norges råoljesalg og vel 20% av gass-salget (1994). De største feltene (Statfjord og Gullfaks) nærmer seg en nedtrapping av produksjonen ettersom reservoarene blir tømt, mens nye utbygginger i en viss grad vil kompensere dette tapet. Produksjon og salg av gass vil etterhvert få økende betydning i området.

Tabell 3.2-1 viser produserende felt og tilhørende reserver og produksjonsmengder i Tampenområdet.

Felt	Utvinnbare reserver		Produksjon (1994)		Operatør	Oppstartsår
	Olje (MSm ³)	Gass og kond. / NGL (GSm ³)	Olje (MSm ³)	Gass og kond. / NGL (GSm ³)		
Statfjord A, B og C, blokk 33/9, 33/12	620 ¹⁾	85 ¹⁾	32,6	3,3	Statoil	1979
Gullfaks A, B, C og Gullfaks Vest, blokk 34/10	284 ¹⁾		31,0	2,1	Statoil	1986
Snorre, blokk 34/4, 34/7	179 ²⁾	12 ²⁾	10,2	0,5	Saga	1992
Tordis, blokk 34/7	29 ²⁾	2,9 ²⁾	1,6	0,1	Saga	1994
Statfjord Øst, blokk 34/7	19,4 ¹⁾	2,4 ¹⁾	0,6		Statoil	1994
Statfjord Nord, blokk 33/9	31 ¹⁾	2,5 ¹⁾			Statoil	1995

Tabell 3.2-1: Oversikt over produserende felt i Tampenområdet. Dataene for Statfjord gjelder norsk andel (ca.85,5%). 1) Ref.ODs årsmelding, 1994. 2) Operatørens anslag (ref.3-2)



Figur 3.2-1: Perspektivskisse over installasjonene i Tampenområdet (ref. 3-1)

3.2.1 Statfjord

Statfjordfeltet er bygget ut med tre betong-plattformer (A, B og C). Havdypet er rundt 145 m ved alle plattformene. Alle plattformene er fullt integrerte med prosessanlegg, boremodul og boligkvarter. Stabilisert råolje lagres i plattform- understellet på hver plattform og kan så lastes ombord i skytteltankere fra tre lastebøyer. Prosessert røkgass sendes via Statpipe-rørledningen til Kårstø.

3.2.2 Statfjord Øst

Statfjord Øst er bygget ut med tre undervanns bunnrammer, hvorav to er for produksjon og en er for vanninjeksjon. Brønnstrømmen blir overført til Statfjord C for prosessering og utskipping.

3.2.3 Statfjord Nord

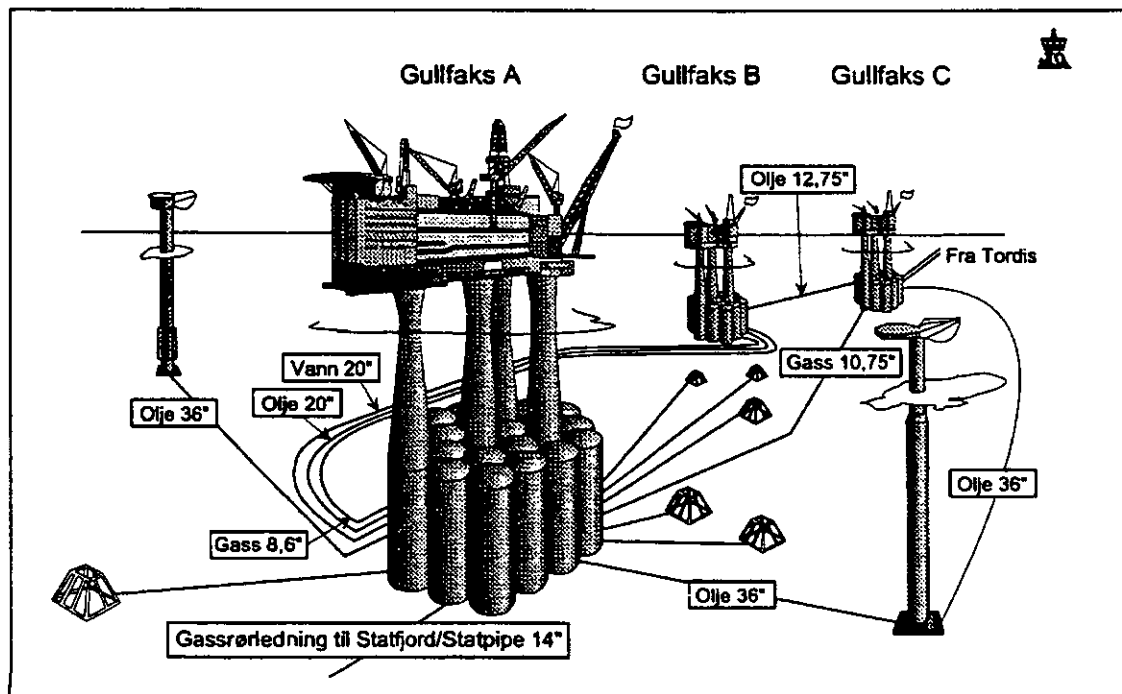
Statfjord Nord er bygget ut med tre undervanns bunnrammer, hvorav to er for produksjon og en er for vanninjeksjon. Brønnstrømmen blir overført til Statfjord C for prosessering og utskipping.

3.2.4 Gullfaks og Gullfaks Vest

Gullfaksfeltet er bygget ut med tre betong-plattformer (A, B og C). Vanddyppet på Gullfaks varierer mellom ca. 140 m ved Gullfaks A og B og ca. 217 m ved Gullfaks C. Alle plattformene er fullt integrerte med prosessanlegg, boremodul og boligkvarter, men Gullfaks B har et enklere prosessanlegg med bare ett trinns separasjon av olje og gass. Stabilisert råolje lagres i plattform-understellet på A- og C-plattformene og lastes ombord i skytteltankere fra to lastebøyer.

Gullfaks Vest er et mindre reservoar vest for selve Gullfaks-feltet. Feltet er bygget ut med en horisontal brønn som er boret fra Gullfaks B.

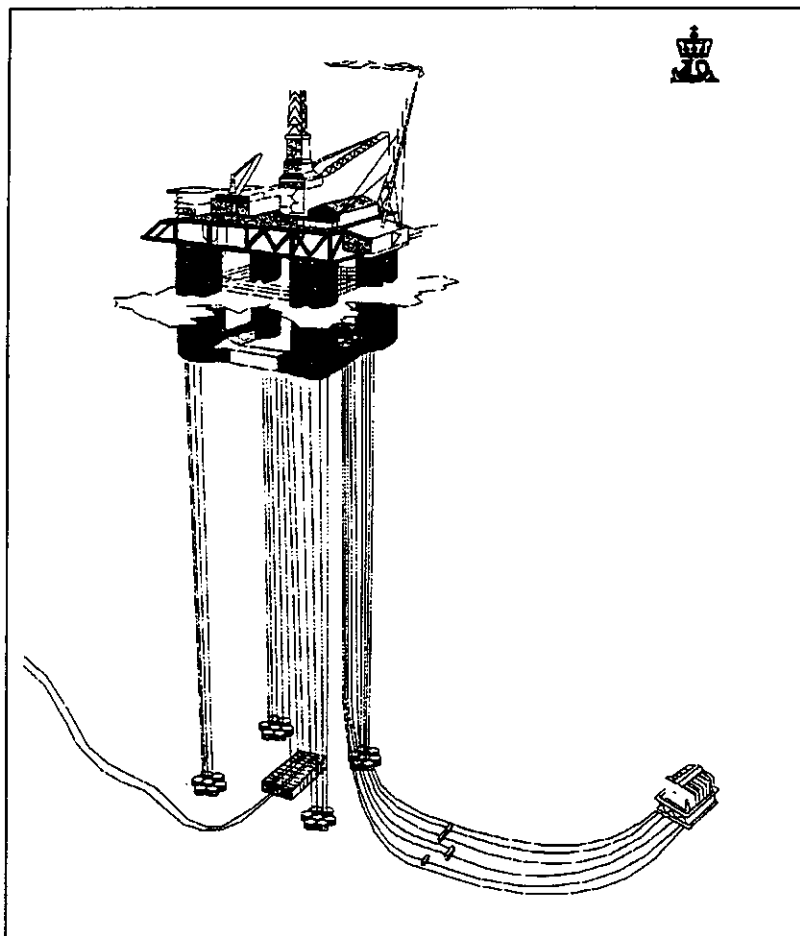
Prosessert røkgass fra Gullfaks overføres til Statpipe-ledningen via Statfjord C.



Figur 3.2-2 Perspektivskisse av installasjonene på Gullfaks (ref. 3-1)

3.2.5 Snorre

Snorrefeltet er bygget ut med en flytende strekkstags-plattform (TLP). Vandypet ved TLP'en er ca. 310 m. Prosessanlegget har to trinns separasjon av olje og gass. Olje og gass overføres så i separate rør til Statfjord A for videre prosessering. I tillegg til TLP-plattformen er det en undervanns bunramme lokalisert ca. 6 km nordøst for plattformen.



Figur 3.2-3: Innretningene på Snorre (ref. 3-1)

3.2.6 Tordis

Tordisfeltet bygges ut med 5 produksjons- og 2 vanninjeksjonsbrønner. Brønnene er frittstående undervannsbrønner knyttet til en sentral manifold. Fra manifolden føres brønnstrømmen i to rørledninger til Gullfaks C -plattformen for videre behandling.

3.3 Felt under utbygging

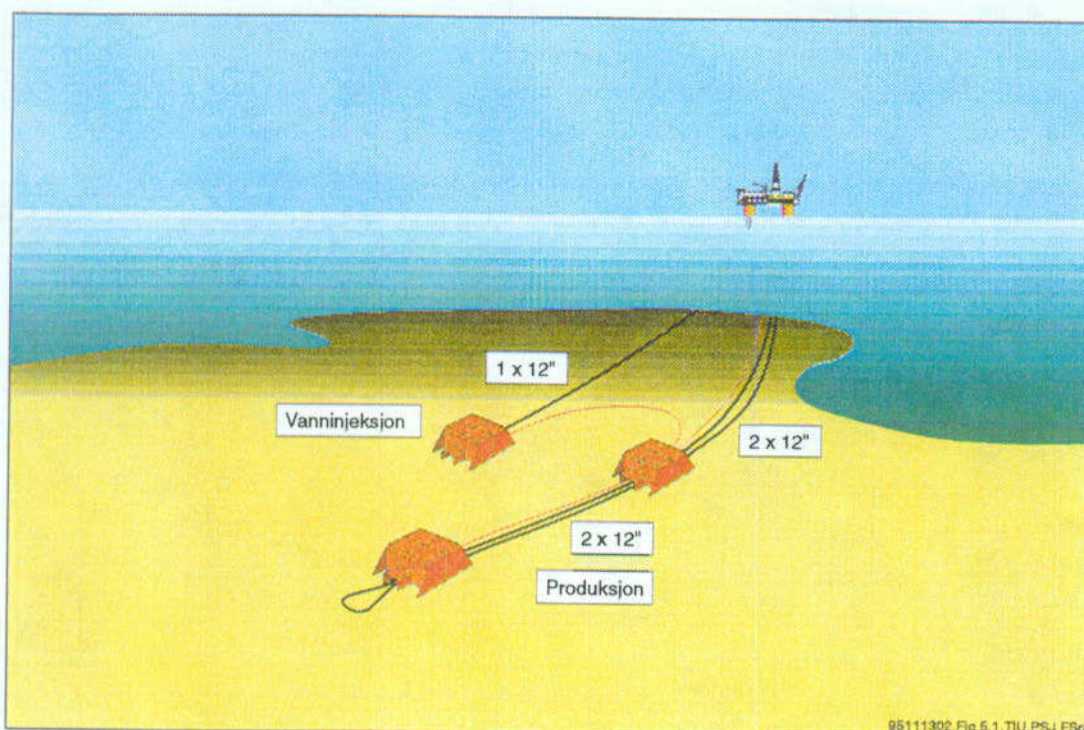
Vigdis og Tordis Øst er vedtatt utbygd. Tabell 3.3-1 viser en del hoved-data for disse feltene.

Felt	Utvinnbare reserver		Operatør	Oppstartsår
	Olje (MSm ³)	Gass (GSm ³)		
Vigdis, blokk 34/7	33,9 ¹⁾	2,4 ¹⁾	Saga	1997
Tordis Øst	5,4 ²⁾	-	Saga	1997

Tabell 3.3-1: Felt under utbygging 1) OD, ref 3-1, 2) Saga, ref. 3-4

3.3.1 Vigdis

Vigdisfeltet bygges ut med tre fire-brønns undervanns bunnrammer, hvorav to for produksjon og en for vanninjeksjon. Vanddypet i området varierer fra 280 til 300 m. Brønnstrømmen føres til Snorre-plattformen for prosessering. Fra Snorre overføres så oljen til Gullfaks A for utskipping (ref. 3-5).



Figur 3.3-1: Installasjonene på Vigdis (ref. 3-5)

3.3.2 Tordis Øst

Tordis Øst bygges ut med én produksjonsbrønn. En vanninjeksjonsbrønn kan være aktuell senere. Brønnene plasseres i en bunnramme med plass for fire brønner, av samme type som for Vigdis. Bunnrammen er også aktuell å bruke for langtidstesting av H-feltet, nordvest for Tordis og eventuell senere utvinning fra STUJ-prospektet.

Bunnrammen plasseres ca. 75 m sørøst for Tordis-manifolden, som en fortsettelse av halvsirkelen av satellittbrønner rundt manifolden. Brønnstrømmen føres via Tordis til Gullfaks C for prosessering og utskipping av olje (ref. 3-4).

3.4 Oversikt over felt under vurdering

3.4.1 Generelt

Det er gjort noen middels store oljefunn i området (Visund, Gullfaks Sør og Rimfaks, H-feltet) som planlegges bygget ut i forholdsvis nær fremtid. Utbygging av de mindre oljefunnene vil avhenge av at man finner kostnadseffektive løsninger som utnytter den eksisterende infrastrukturen i området og eventuell ledig kapasitet på plattformene. Utviklingen av boreteknologien har gjort at man kan nå reservoarer som ligger opptil ca. 10 km fra de eksisterende plattformene. Det vil imidlertid også bli behov for å benytte undervannsbrønner for å utvinne disse små reservoarene.

Tidspunkt for utbygging av gassfelt som Gamma (blokk 34/10-23) og overgang til gassproduksjon på de oljefeltene som har mye gass (Visund, Gullfaks Sør, Rimfaks) vil avhenge av hvilken løsning som blir valgt for å dekke opp de forpliktelser og opsjoner som er inngått for salg av gass til kontinentet (Troll-avtalene) og eventuelle nye gass-salg. Dette vil også ha betydning for videre utforskning av andre gassfunn (f.eks. 34/11) og prospekter i området.

Med det man i dag vet om forekomster i området og aktuelle utbyggingsløsninger, vil det mest sannsynlig bare bli én ny plattform i området, nemlig Visund. Utover dette vil utbygging trolig skje som undersjøiske brønner og brønner som bores fra de eksisterende plattformene. Ved eventuell fremtidig eksport av tørrgass fra området, kan det bli aktuelt å bygge en gass-prosesseringsplattform i tilknytning til en av Gullfaks-plattformene, eller å bygge om en av disse for formålet. Tidspunktet for dette synes imidlertid å ligge nærmere 10 år frem i tiden, og det er derfor ikke gjort noen nærmere konsekvensvurderinger i denne rapporten.

Tampenområdet regnes fortsatt som prospektivt, dvs. at man regner med at ytterligere funn kan gjøres. Det er imidlertid sannsynlig at også slike funn vil være av mindre størrelse, som kan bygges ut som satellitter eller som kan nås fra de eksisterende og allerede planlagte plattformene.

Tabell 3.4-1 viser felt under vurdering i Tampenområdet:

Felt	Utvinnbare reserver		Operatør	Mulig oppstart
	Olje (MSm ³)	Gass (GSm ³)		
Visund	48,5 ¹⁾	53,4 ¹⁾	Norsk Hydro	1998
Gullfaks Sør	20,9 ^{1), 4)}	56,1 ²⁾	Statoil	1998
Rimfaks	21,7 ^{1), 4)}	10 ²⁾	Statoil	1998
Deltafunnet	2,5 ¹⁾		Statoil	1998
Gamma	6 (kond.) ²⁾	69 ²⁾	Statoil	
Snorre Nord	25 ³⁾		Saga	1999
STUJ	4 ¹⁾		Saga	1996/97
H-sentral	13 ¹⁾		Saga	1999
H-Nord	13 ¹⁾		Saga	2000
Vigdis Øst	3 ¹⁾		Saga	2001

Tabell 3.4-1: Oversikt over felt under vurdering. 1) Operatørens anslag. 2) OD (ref. 3-1) 3) Disse reservene i Snorre Nord er inkludert i reservegrunnlaget for hele Snorrefeltet under pkt. 3.1. 4) Gjelder utvinningen i fase 1.

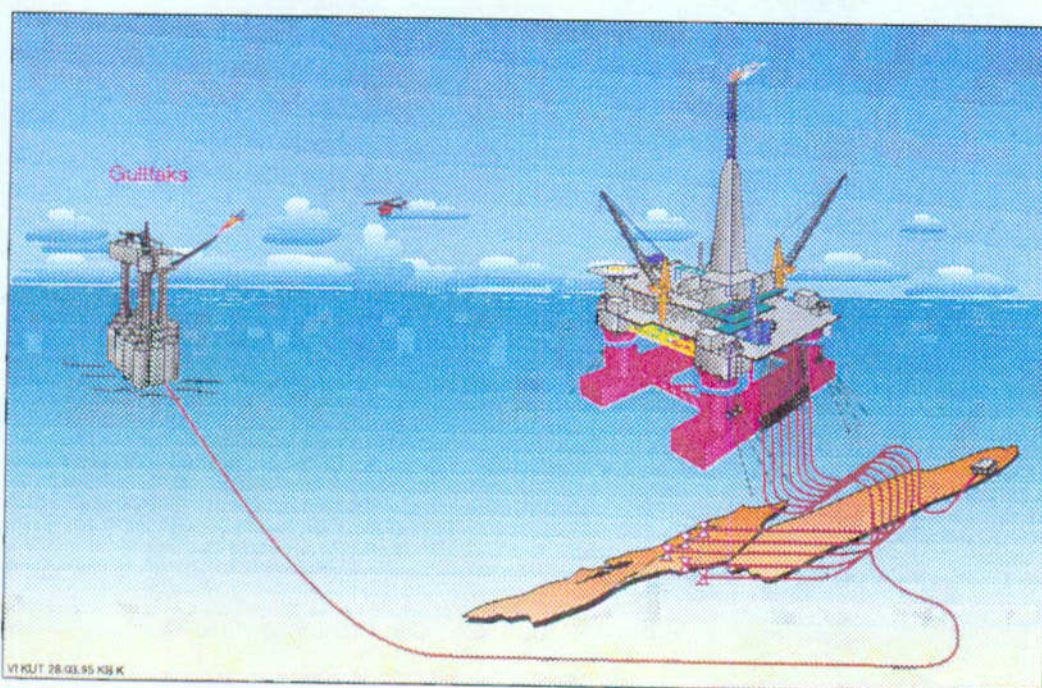
3.4.2 Visund

Visund-feltet er trolig det feltet som ligger nærmest en beslutning om utbygging. PUD er under behandling når den foreliggende utredningen er ferdig.

Visund-feltet vil bli utbygd med en flytende, halvt nedsenkbar bore-, bolig og produksjonsplattform i stål. Oljen vil bli overført til Gullfaks C for lagring og utskipping med skytteltankere. All gass som blir produsert sammen med oljen (assosiert gass), vil i de første årene bli injisert i reservoaret for å øke oljeutvinningen. Imidlertid vil Visund begynne med gasseksport en gang mellom år 2006 og 2010. Feltets økonomiske levetid er beregnet til ca. 30 år.

I tillegg til å benytte gass for å øke oljeutvinningen fra reservoaret, vil man på Visund også injisere produsert vann. Da mengdene av produsert vann ikke dekker injeksjonsbehovet, vil man supplere med vann hentet fra Utsiraformasjonen. Utsiraformasjonen er et vannførende reservoar som strekker seg over store deler av Nordsjøen på ca. 1000 meters dyp under sjøbunnen. Dette vannet er sulfatfattig, og egner seg derfor til å blande med det produserte vannet uten at det forventes problemer med utfellinger, i motsetning til dersom man skulle bruke sjøvann. Det vil bli boret to brønner i Utsiraformasjonen for å ta opp dette vannet.

Figur 3.4-1 viser den planlagte utbyggingsløsningen på Visund.

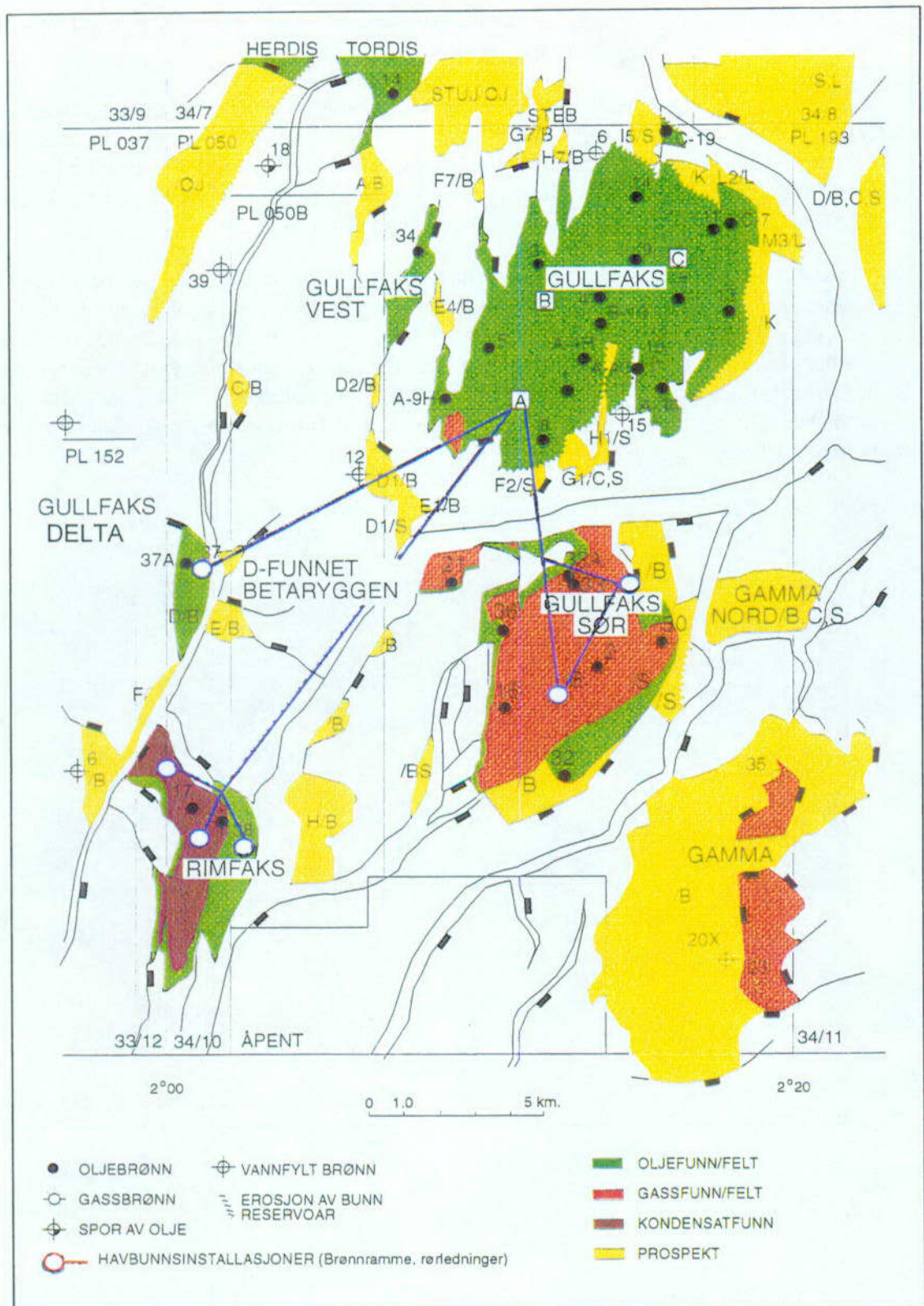


Figur 3.4-1: Utbyggingsløsning på Visund (ref. 3-6)

3.4.3 Gullfaks Satellitter

En utbygging av Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet er planlagt med sikte på oppstart i 1998. De to førstnevnte er oljefelt med forholdsvis mye gass, og alle planlegges bygget ut som satellitter til Gullfaks A. Brønnstrømmene overføres til Gullfaks A for prosessering. Det vil bli injisert gass i Gullfaks Sør og Rimfaks for å vedlikeholde trykket. Det er planlagt 3 bunnrammer på hvert av disse feltene. Deltafunnet planlegges utvunnet ved trykkavlastning med en enkeltstående brønn (ref. 3-6). Borestart vil være tidlig i 1997.

Figur 3.4-2 viser en foreløpig plan for utbygging av Gullfaks-satellitene.



Figur 3.4-2 Foreløpig plan for utbygging av Gullfaks-satellitene (ref. 3-7)

Gassfasen for disse feltene er foreløpig ikke bestemt. Den vil avhenge av gass-salg i konkurranse med andre mulige leveransfelt.

3.4.4 34/10-23 Gamma

34/10-23 Gamma ligger ca. 15 km sør-sørøst for Gullfaks. Feltet består hovedsakelig av gass med noe kondensat. En utbygging vil mest sannsynlig bestå av undervanns-brønner tilknyttet Gullfaks. Reserveanslagene er usikre, og tidspunkt for utbygging er avhengig av gass-salg.

3.4.5 Snorre Nord

En mulig utbyggingsløsning for den nordlige delen av Snorrefeltet består av to bunnrammer med tilsammen sju produksjonsbrønner og én bunnramme med fire vanninjeksjonsbrønner. Brønnstrømmene samles og overføres til Snorre TLP i to 10" rørledninger.

3.4.6 STUJ

STUJ-prospektet vurderes utvunnet ved boring av brønner fra Tordis Øst bunnrammen.

3.4.7 H-sentral og H-nord

Langtidstest av H-sentral-prospektet planlegges utført 1996/97 med én brønn som bores fra Tordis Øst bunnrammen. Prospektet vurderes bygget ut med én ny bunnramme knyttet via Tordis-manifolden til Gullfaks C. Andre alternativer er direkte tilknytning til Gullfaks, Snorre eller Statfjord, eller en frittstående utbygging.

H-nord prospektet vurderes bygget ut med 8 brønner knyttet til Vigdis og videre til Snorre.

3.4.8 Vigdis Øst

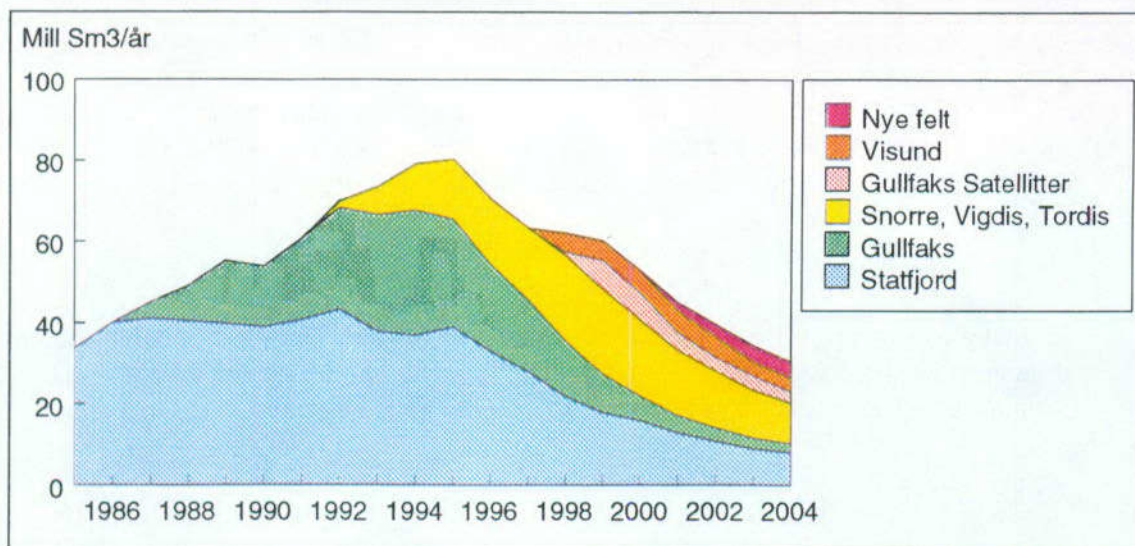
Vigdis Øst vurderes bygget ut med 2 - 5 undervannsbrønner knyttet via Vigdis manifold til Snorre.

3.4.9 Andre prospekter

Saga og Statoil vurderer også to prospekter (Nord-Øst og Nord-Vest) som enten vil kunne bli undervannsutbygginger knyttet til Statfjord eller Snorre, eller som muligens kan nås ved boring fra Snorre. Et gassfunn i 34/11 vil kunne bli bygget ut i forbindelse med en fremtidig gassfase i området.

3.5 Sammenstilling av historisk og forventet produksjon i området

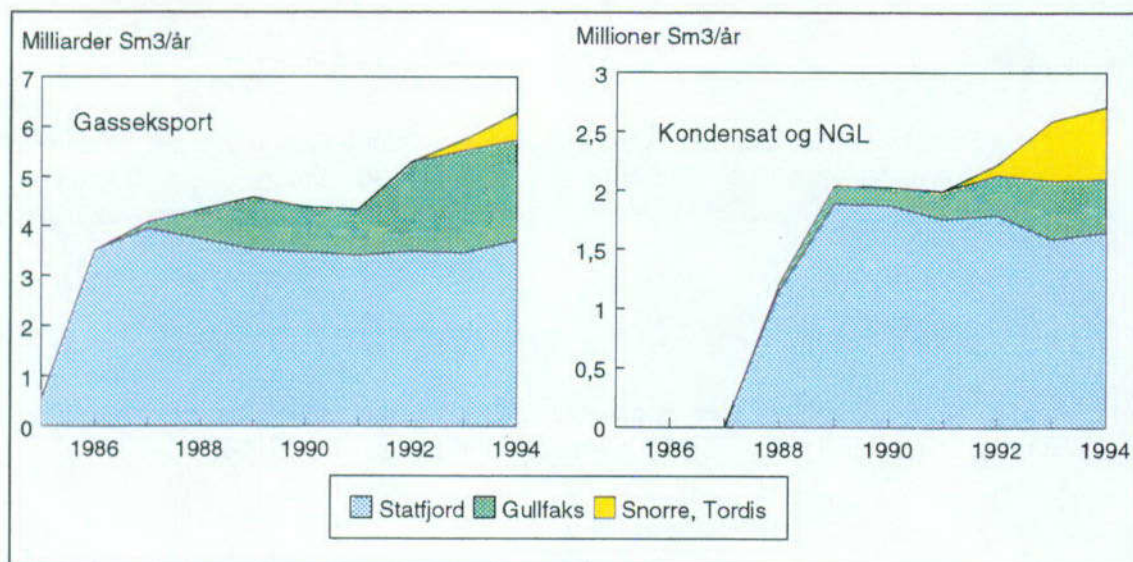
Basert på de foreliggende planer og muligheter, er det i figur 3.5-1 gjort en sammenstilling av historiske oljeproduksjonstall (1985 - 1994) og prognoser for 1995 - 2004.



Figur 3.5-1: Oljeproduksjonsprofil for Tampenområdet. For Statfjord er også britisk andel tatt med.

Det er i den senere tid lansert planer og mål om å øke utvinningsgraden fra de eksisterende feltene ved hjelp av forbedret reservoarteknologi. En økning på noen få prosentpoeng i et felt som Statfjord vil kunne gi betydelig større oljemengder. Det er derfor mulig at fallet i oljeproduksjonen blir langsommere enn vist i figur 3.5-1.

I figur 3.5-2 er det gitt historiske tall for produksjonen av tørrgass og kondensat/NGL gjennom Statpipe-Kårstø-systemet. Her er det ikke gitt noen prognose, ettersom det er usikkert når det blir økt gasstransport fra området. Inntil det eventuelt blir nye gassrørledninger fra området, vil trolig dagens nivå opprettholdes. Avhengig av avtalene mellom partene, vil deler av gassen som produseres i en periode kunne bli lagret i Gullfaksreservoaret for fremtidig utvinning når det blir ledig kapasitet i Statpipe.



Figur 3.5-2: Eksport av tørrgass og kondensat/NGL gjennom Statpipe/ Kårstø-systemet (ref. 3-1)

4 Beskrivelse av Tampenområdet og influensområdet

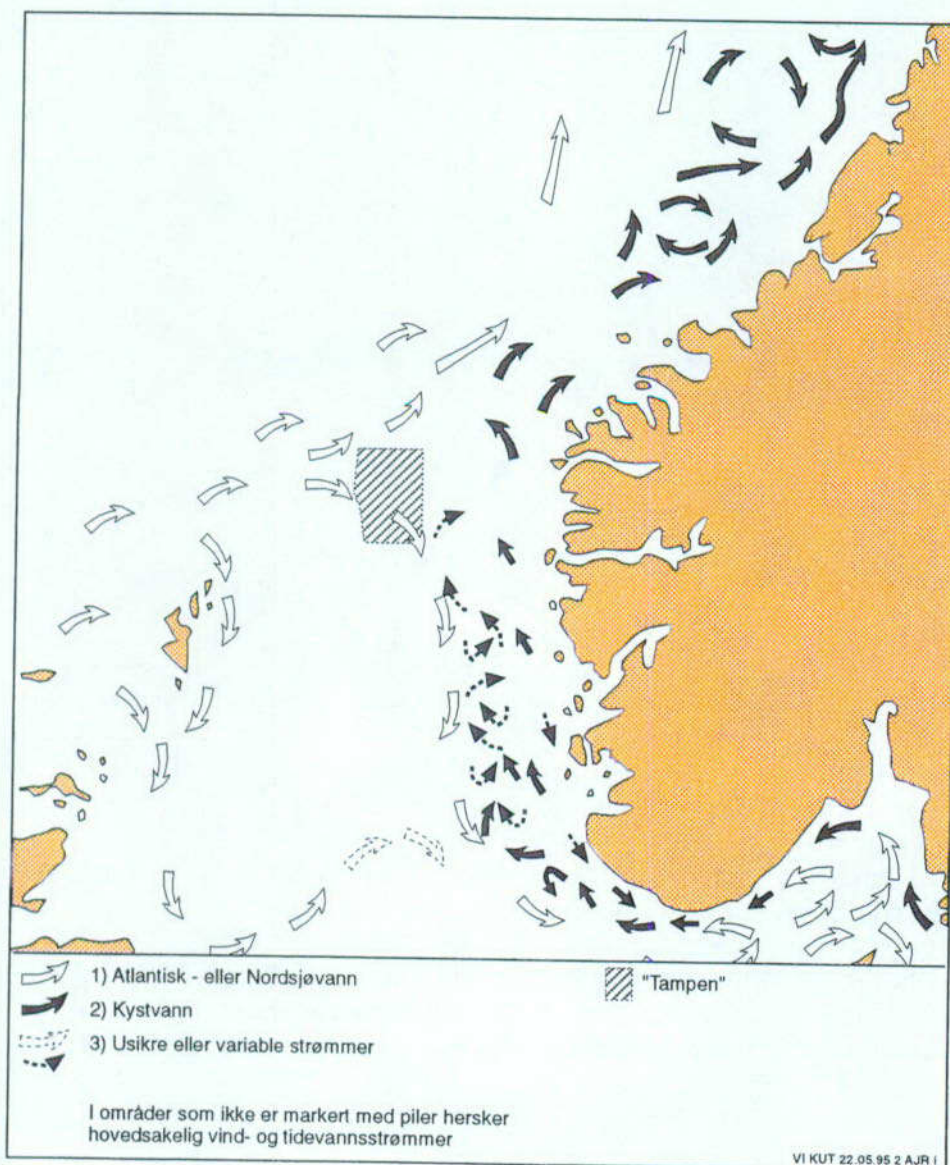
4.1 Beliggenhet

De ni oljeblokkene som her er med i studien ligger 80 til 130 km vest-nordvest for Sognefjorden. Det strekker seg vel 80 km nord for 61-breddegraden og ca. 55 km vest fra 2°40' øst-lengdegraden. Arealet er nesten 4000 km² på norsk side av sektorlinjen.

Beskrivelsen som følger er hovedsakelig basert på tidligere konsekvensutredninger (ref. 3-3, 3-5, 3-8) og Marin Ressurs Database (MRDB, ref. 4-1)

4.2 Meteorologi og oseanografi

Strømforholdene i den nordlige del av Nordsjøen og langs norskekysten er vist i figur 4.1-1.

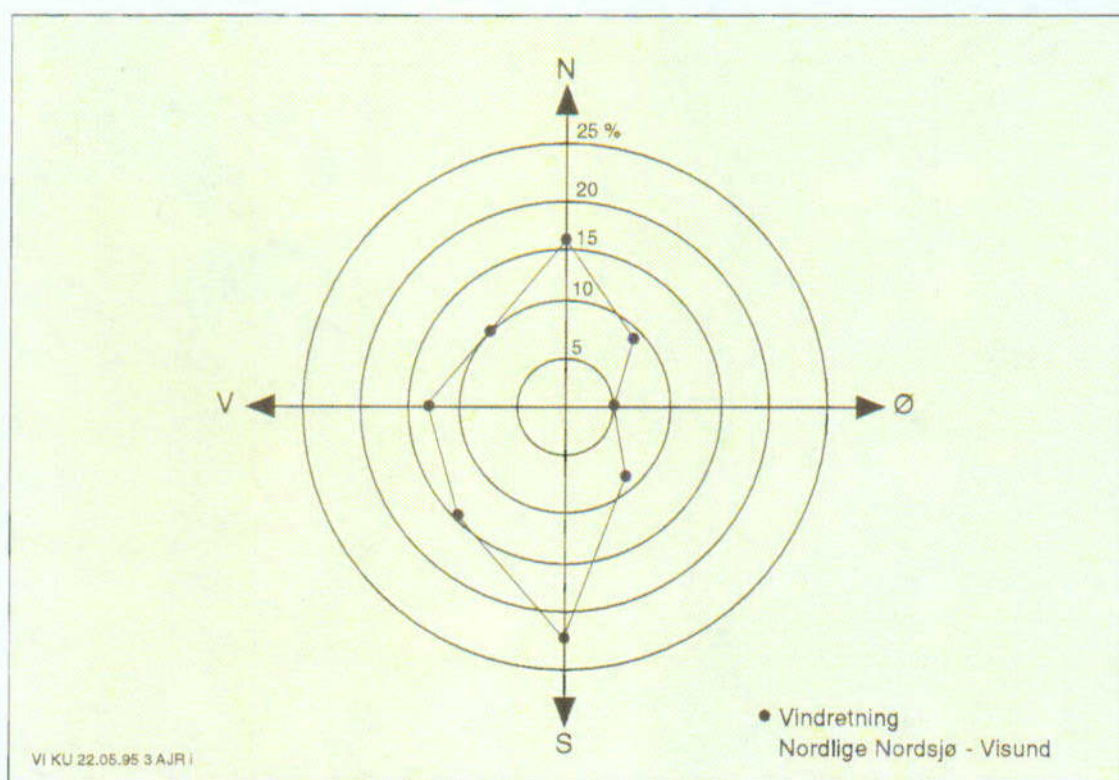


Figur 4.1-1 Strømforhold i nordlige Nordsjø (ref. 3-6)

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 sørover. 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 (ref. 3-5).

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

Den dominerende vindretning i Tampenområdet er fra syd. Vindrosen i figur 4.1-2 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.



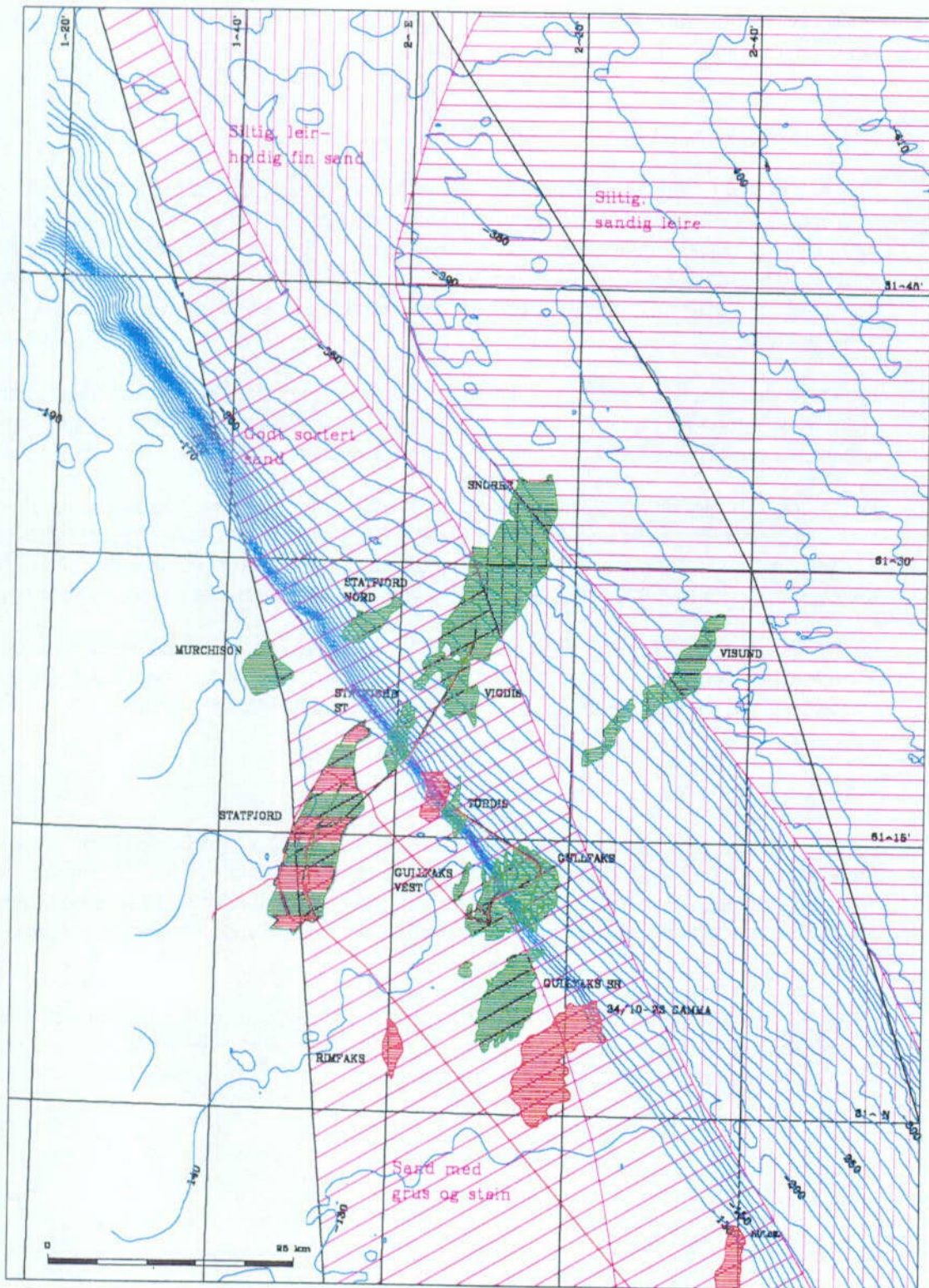
Figur 4.1-2 Vindrose i Tampen-området

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 (ref. 3-5, 4-2).

4.3 Bunnforhold

Området har store dybdevariasjoner, fra ca. 140 m på bankområdene i vest til ca. 390 m i Norskerenna i nordøst. Eggaskråningen, som går fra sørøst mot nordvest gjennom området, danner et



Figur 4.3-1: Oversiktskart over topografi og bunnforhold i Tampenområdet (ref. 4-3, 4-4)

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 også høyest bakgrunnskonsentrasjoner av organisk materiale og metaller, på grunn av stor relativ partikkeloverflate.

I deler av området finnes det erosjonsgroper. I Snorreområdet er disse målt til 10 - 50 meter i utstrekning og opptil 5 m dype (ref. 3-4, 4-3, 4-4).

4.4 Økosystemet i de frie vannmasser

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

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

4.5 Kystmiljøet

Kyststrekningen som kan bli berørt av oljeutslipp fra Tampen 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. De viktigste områdene er vist i **figur 4.4-1**.

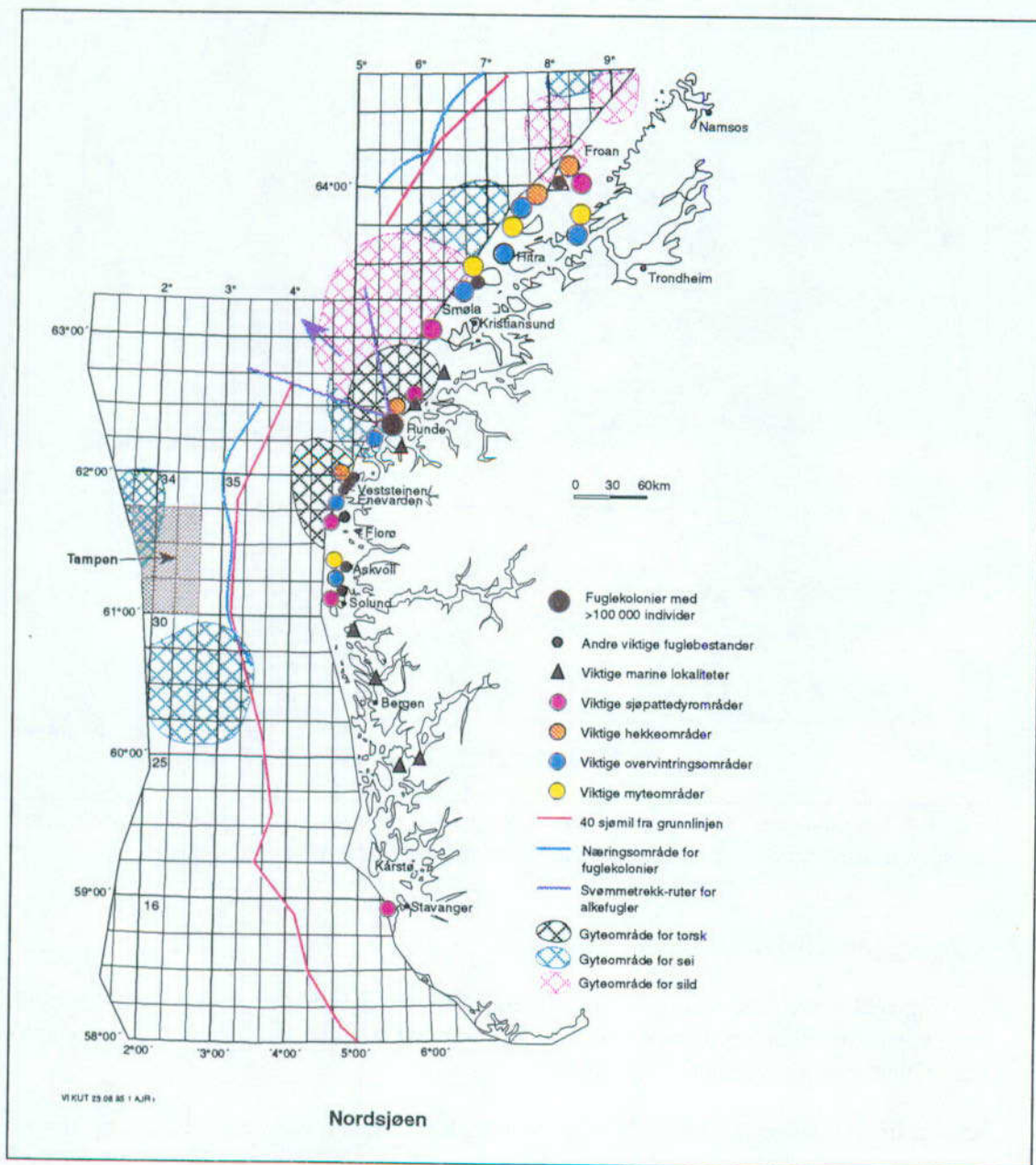
Kyststrekningen som kan bli berørt av oljeutslipp fra Tampen inneholder også en rekke områder som brukes til friluftsliv og rekreasjon. **Figur 4.5-1** gir en oversikt over områder som er prioritert på grunn av nasjonal og internasjonal interesse samt vernetede områder langs kysten.

4.6 Sjøfugl

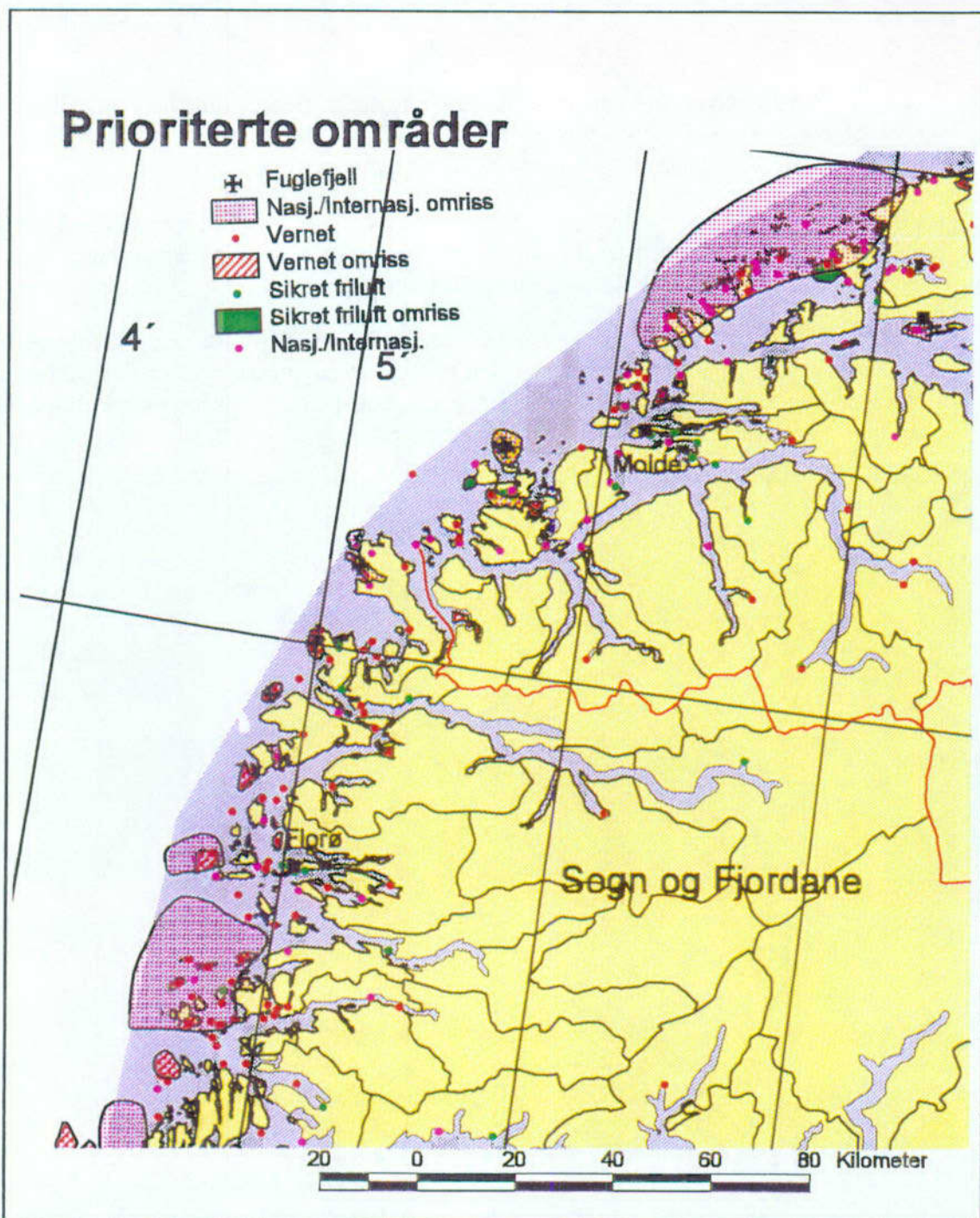
Sjøfuglenes årlige livssyklus har følgende viktige perioder: hekking, myting (fjærfelling), trekk, streif og overvintring. De betydeligste områdene for sjøfuglbestanden i regionen er oppsummert på figur 4.4-1. De viktigste fuglefjellene er også avmerket.

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

Alkefuglene, som vurderes å være spesielt sårbare for oljesøl, bl.a. fordi de oppholder seg en stor del av tiden på sjøen, er i store deler av året funnet i størst konsentrasjon nær fuglefjellene for eksempel ved Runde (ref. 4-5, 4-6 og 4-7). Også alkekonge, som hekker i arktiske strøk, oppholder seg i områdene utenfor Runde om vinteren og våren.



Figur 4.4-1: Oversikt over gyteområder samt viktige lokaliteter for sjøfugl og sjøpattedyr (ref. 4-1)



Figur 4.5-1 Områder som er prioritert på grunn av nasjonal og internasjonal interesse, vernede naturområder, samt sikrede friluftsområder langs kysten (ref. 4-1)

4.7 Sjøpattedyr

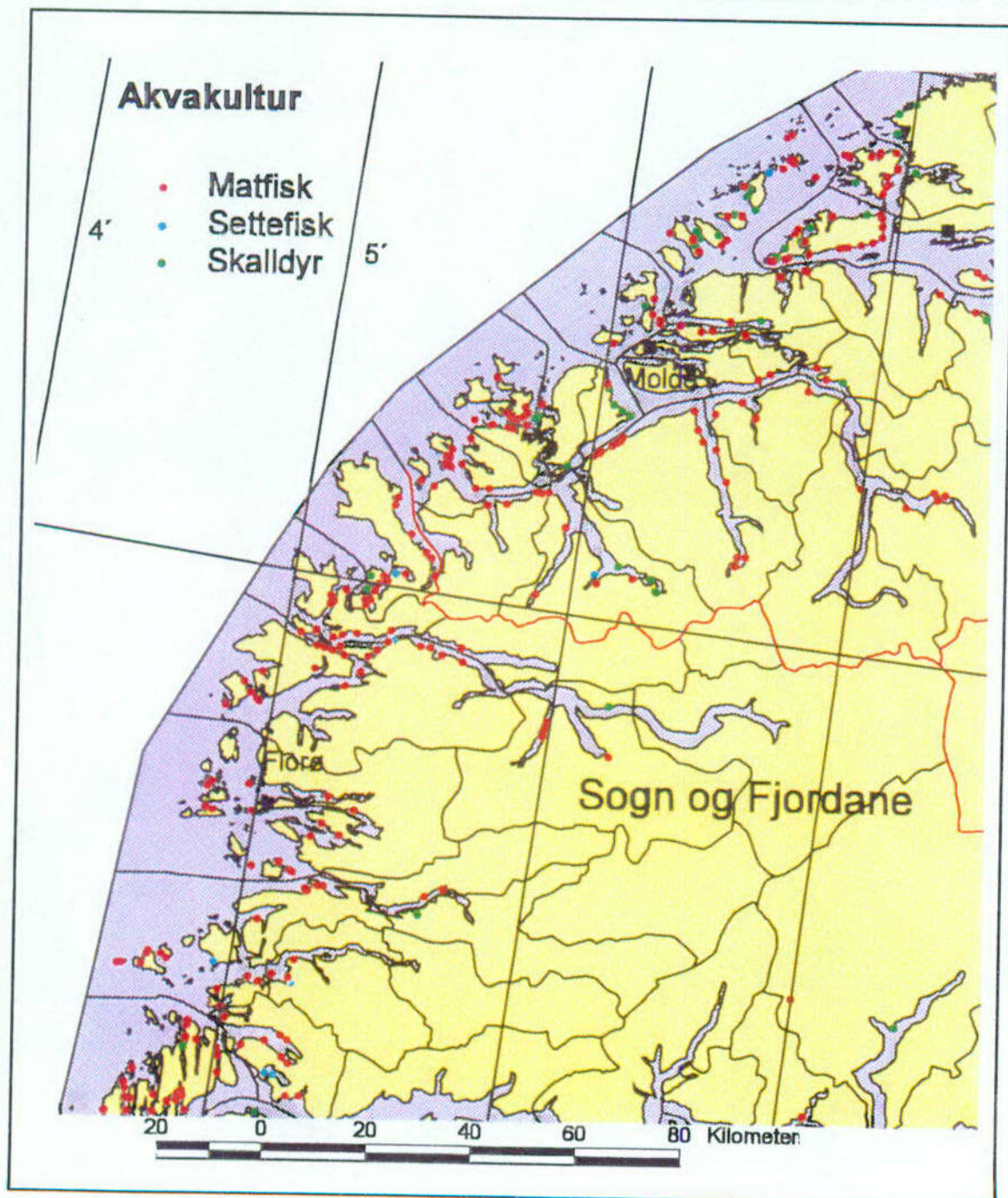
En lang rekke hvalarter kan opptre regelmessig i dette havområdet. Nise og spekkhogger er de mest kystnære artene, med forekomst stort sett hele året. De viktigste oppholdsområdene for hval ligger imidlertid nord for influensområdet.

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

Steinkobbe forekommer i kolonier langs hele norskekysten. Hovedtyngden finnes i Møre og Romsdal, med Nordøyane og Orskjæra som viktige områder. Kystselen både ernærer og forplanter seg inne ved kysten og er tilstede ved kysten hele året. Viktige lokaliteter for sjøpattedyr er avmerket på figur 4.4-1.

4.8 Akvakultur

Godkjente lokasjoner for akvakultur langs kysten er vist i figur 4.8-1. Figuren viser konsesjoner for alle typer akvakultur, det vil si lokasjoner for både matfiskoppdrett, settefisk- og skalldyranglegg. Influensområdet langs kysten inneholder omkring 50 % av alle norske lokasjoner med konsesjon for oppdrett av matfisk. Ytterligere dokumentasjon av akvakultur kan finnes i ref. 8-10.



Figur 4.8-1: Oppdrettslokaliteter i Sogn og Fjordane og Møre og Romsdal (ref. 4-1)

4.9 Landområder

Influensområdet i forhold til utslipp til luft omfatter nær sagt alle norske naturtyper, og det er ikke funnet hensiktsmessig å gi noen ytterligere beskrivelse her. Noen spesielt sårbare naturtyper er diskutert nærmere i kapittel 5.

5 Utslipp til luft

5.1 Generelt

Det er utslippene til luft av nitrogenoksider (NO_x) og flyktige hydrokarbondamper (VOC) som kan antas å ha regional betydning i forurensningssammenheng. Utslippene av CO₂ kan bidra til de globale forurensningseffektene i form av klimapåvirkning (drivhuseffekt). Dette er imidlertid ikke noen spesifikk problemstilling for Tampenområdet, og det er derfor ikke foretatt noen nærmere vurdering av disse utslippene i denne rapporten.

Utslippene av nitrogenoksider kan bidra til sur nedbør i form av salpetersyre (HNO₃), som kan avsettes med nedbør eller ved tørravsetning. Sammen med VOC danner dessuten nitrogenoksider fotokjemiske oksidanter, først og fremst ozon. Forhøyede ozon-nivåer i lavere luftlag er en av de viktigste luftforurensningene i store deler av Europa.

5.2 Forutsetninger og antakelser som ligger til grunn for utslippsprognoser

Det er i forskjellige sammenhenger gjort beregninger av utslippsmengder fra plattformer i Nord-sjøen, både nåværende og fremtidige. Disse spriker en del, både fordi produksjonsprognosene kan ha endret seg og fordi det til dels er store usikkerheter i hvilke utslippsfaktorer som bør benyttes.

I denne rapporten er stort sett selskapenes prognoser for produksjon, gassforbruk, dieselforbruk, fakling m.v. kombinert med OLFs anbefalte utslippsfaktorer benyttet (ref. 5-1).

For VOC er det kun tatt med data fra oljelasting, fordi andre kilder er ubetydelige i forhold (< 1%). Noe forskjellige utslippsfaktorer for VOC er benyttet for Statfjord (0,2 vekt% av olje lastet), Gullfaks (0,07 vekt%) og øvrige felt (0,12 vekt%), basert på målinger for de to første feltene og grove anslag for de øvrige feltene (ref. 5-2). I prognosene er det forutsatt oljeproduksjon fra Visund og Gullfaks Satellitter fra 1998.

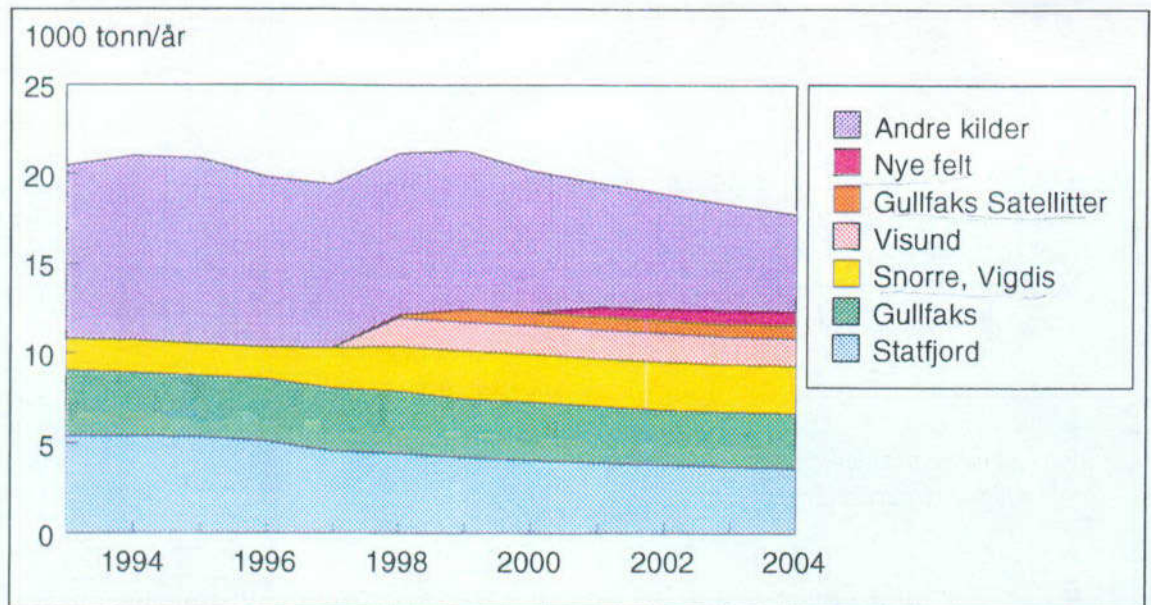
De mange øvrige funnene og prospektene som er under vurdering (tabell 3.4-1) vil trolig bidra marginalt til utslippene i forhold til dagens situasjon. Dersom alle bygges ut, vil de trolig maksimalt produsere 2-4 millioner Sm³ olje/år tilsammen, eller 3-6% av dagens produksjon.

Det er også tatt med utslipp fra aktiviteter knyttet til oljevirksomheten som ikke skjer fra de faste innretningene. Dette gjelder lete- og produksjonsboring fra flyttbare plattformer, forsyningskip, stand-byfartøyer, helikoptertrafikk og skytteltankere. Her er de beregnede utslippene for hele den norske sokkelaktiviteten i 1992 lagt til grunn (ref. 5-3). Det er så gjort antakelser om andelen av dette som er knyttet til Tampenområdet, og hvordan dette vil utvikle seg.

5.2.1 Nitrogenoksider

Gassturbinene som driver gasskompressorer og strøm-generatorer er den viktigste kildekategorien til utslipp av nitrogenoksider på plattformene. Andre viktige kilder er fakling og bruk av diesel i dieselmotorer og turbiner.

Av figur 5.2-1 fremgår det at utslipp fra "andre kilder" i tilknytning til oljevirksomheten i området i dag er av samme størrelse som plattformutslippene. Hovedbidraget her kommer fra skytteltankere, som i 1992 ble beregnet å slippe ut vel 7000 tonn NO_x/år (ref. 5-3). Etersom over 80% av oljen skipes til kontinentet, vil det meste av dette utslippet skje utenfor Tampenområdet, men hele utslippet er inkludert i figuren. Etterhvert som produksjonen i området reduseres, vil dette utslippet reduseres tilsvarende.



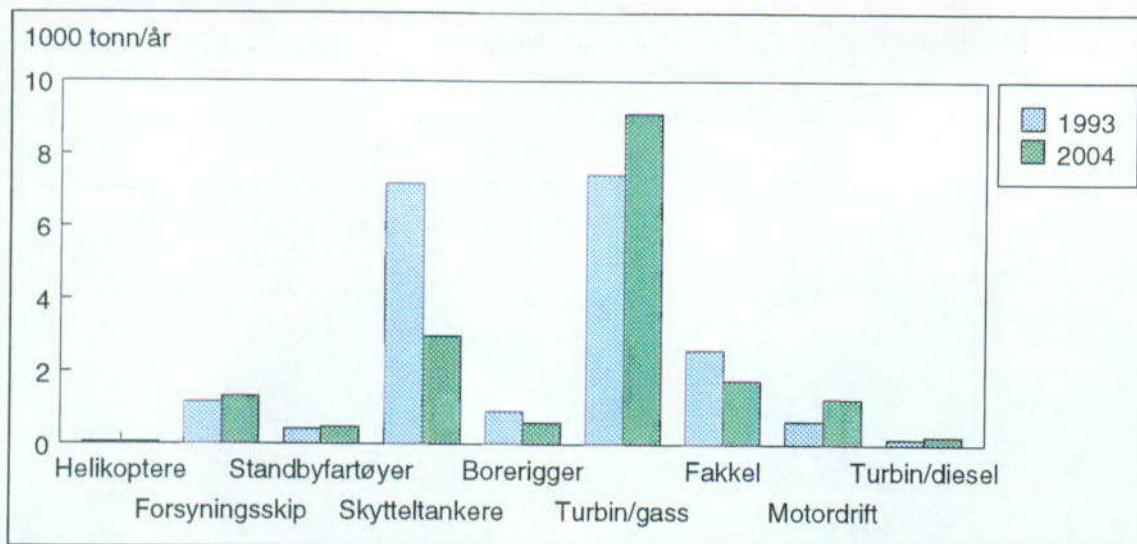
Figur 5.2-1: Mulig utvikling av utslippene av nitrogenoksider fra Tampenområdet

I forutsetningene for diagrammet i figur 5.2-1 er det forutsatt at kraftbehovet for Gullfaks Satellitter delvis blir dekket opp med lav-NOx turbiner. Lav-NOx turbiner vurderes også for Visund, men er ikke lagt inn i forutsetningene i figuren. Det er ellers antatt at andre nye felt blir satellittutbygginger som ikke vil kreve egne kraftkrevende installasjoner. Det blir da forholdsvis marginale økninger i NOx-utslippene fra de eksisterende plattformene når disse feltene fases inn. Det som er representert med "nye felt" i figuren, representerer derfor trolig et høyt anslag.

Dersom det blir tidlig økt gasseskport fra området, kan dette medføre et bidrag fra nye kompresorturbiner, som enten vil bli plassert på en eksisterende plattform eller en ny struktur. Økt gasseskport vil imidlertid redusere gassinjeksjonsbehovet, slik at det totale energiforbruket ikke nødvendigvis øker vesentlig. Bidraget fra dette er også antatt å komme innenfor rammen av "nye felt" i figuren. Mest sannsynlig vil slik økt gasseskport komme senere enn vist på figuren.

I figur 5.2-2 er det gjort en fordeling av NOx-utslippene i henholdsvis 1993 og 2004. Det fremgår at utslipp fra gassturbiner øker; dette skyldes at nye felt kommer i drift. Fakling vil bli redusert; dette skyldes bl.a. ombygging av fakkelsystemene som dels er gjennomført (Gullfaks A og C) eller planlagt på noen plattformer. For Visund er det også forutsatt "lukket" fakkelsystem, og derfor betydelig lavere faklingsrater enn på de øvrige plattformene. Gullfaks Satellitter vil bli knyttet til Gullfaks A, og vil derfor også få lite fakling. Dersom fakkelsystemene blir bygget om på flere plattformer, kan faklingen reduseres ytterligere.

NO_x



Figur 5.2-2: Fordeling av utslipp fra plattformene og fra "andre kilder" knyttet til oljeaktivitetene i Tampenområdet

Av figuren fremgår det at NO_x-utslippene fra dieselforbruk øker. Dette kan skyldes at det er gjort konservative anslag for fremtidig dieselforbruk for nye felt (bl.a. Visund). Det er sannsynlig at disse utslippene vil bli mindre enn prognosen viser.

Ombygging til lav-NO_x brennere i gassturbinene kan eventuelt også redusere utslippene. Det forventes imidlertid ikke at dette vil bli gjennomført i noe stort omfang, fordi gassturbinene på de fleste av de eksisterende plattformene vil kreve store ombygningskostnader. Tatt i betraktning at noen av disse installasjonene også har en begrenset gjenværende levetid, blir kostnadene uforholdsmessig store (ref. 5-4). De mest aktuelle turbinene som er installert vil dessuten få redusert virkningsgrad, og dermed økt gassforbruk og CO₂-utslipp ved ombygging til lav-NO_x med dagens teknologi (ref. 5-5).

Det er ikke i denne utredningen sett nærmere på mulig samkjøring av kraftproduksjonen i området, eller på kraftforsyning fra land. I Visund- konsekvensutredningen ble det konkludert med at ingen av disse løsningene ville være økonomisk attraktive med dagens CO₂-avgiftnivå.

I figur 5.2-2 er også fordelingen og utviklingen av utslippene fra "andre kilder" vist. Skytteltankere er den viktigste kilden, dernest følger forsyningsskip, borerigger og standby-fartøyer. Bidraget fra helikoptere er neglisjerbart.

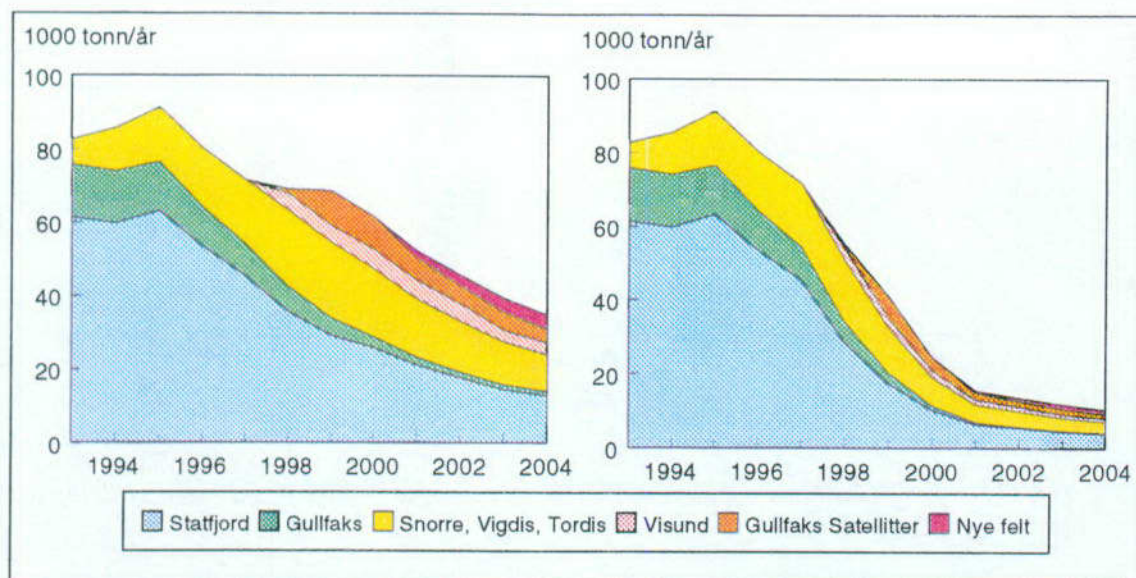
5.2.2 Utslipp av VOC

Hovedkilden for utslipp av VOC er avdamping av hydrokarboner ved lastning av skytteltankere. Dette utslippet utgjør ca. 99% av VOC-utslippene offshore. Utslippene i Tampenområdet er beregnet til nesten 100.000 tonn pr. år i 1994, som er ca. 35% av utslippene i Norge (ref. 5-6). På grunn av den forventede nedgangen i produksjonen fra Statfjord og Gullfaks i årene som kommer, vil VOC-utslippene bli betydelig redusert.

Figur 5.2-1 viser den forventede utviklingen i utslipp av VOC.

Det er under utprøving anlegg for gjenvinning av oljedamp ved lastning på én av skytteltankerene som opererer i Tampenområdet. Resultater av dette er forventet våren 1996. Dersom forsøkene blir vellykket, kan det bli installert et full-skala anlegg i 1997/98. Dernest kan det bli aktuelt å installere tilsvarende på andre skytteltankere (ref. 5-7). For å illustrere den mulige effekten av dette

er det i diagrammet til høyre antatt at gjenvinningsgraden gradvis øker til 70% i perioden 1998 - 2001.



Figur 5.2-3: Utvikling av VOC-utslipp i Tampenområdet, med og uten VOC-gjenvinning på skytteltankere

5.3 Konsekvenser av utslipp av NO_x og VOC

NO_x- og VOC-utslipp gjennomgår kjemiske reaksjoner i atmosfæren, dels under innflytelse av sollys. De viktigste reaksjonsproduktene i en miljømessig sammenheng er salpetersyre/ nitrat (HNO₃) og ozon (O₃).

5.3.1 Sur nedbør

Salpetersyre bidrar til sur nedbør. Hovedkomponenten i sur nedbør er svovelsyre, som også har en sterkere forsurnings effekt enn nitrogenforbindelser. Nitrogenforbindelser tas opp av planter, slik at bare en mindre andel av tilførselene av nitrogen når fram til vassdragene. I sørlige deler av landet, hvor tilførselene er større enn plantene kan nyttiggjøre, kan opp mot 40% av tilført nitrogen ende opp i vassdragene som forsurende nitrat. I Møre og Romsdal og nordover regner en med at mer enn 90% av tilført nitrogen tas opp av vegetasjonen (ref. 5-8).

Nitrat avsettes lettere med nedbør og ved tørravsetning enn NO og NO₂. Det er derfor omvandlingshastigheten fra NO_x 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 havet og de kystnære landområdene.

For ett av feltene i Tampenområdet (Vigdis) er det gjort beregninger for hvor mye NO₂ og nitrat som føres inn over land og hvor mye som blir avsatt med nedbør (ref. 5-9). I denne rapporten er det konkludert med at tilførselene 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 5.3-1**.

	Maksimalt utslipp (tonn/år)	Nitrogenavsetning (mg N/m ² år)		Syreavsetning (mekv./m ² 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

Tabell 5.3-1: Beregnede bidrag til sur nedbør i form av nitrogen og sterk syre. Nåværende syreavsetning er sum HNO_3 og H_2SO_4 . Det er ikke korrigert for at 60 - 90% av nitrogenet tas opp i vegetasjonen

Beregningene viser at det høyeste bidraget til avsetningen kan bli i størrelsesorden 2 - 3 mg N/m² år, mens dagens belastningsnivå på Vestlandet er ca. 500-1500 mg N/m² år med nedbøren. (ref. 5-10). I de tallverdiene der skytteltankerne 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./m²år, mens dagens belastning ligger omkring 30-70 mekv./m²år over store deler av Vestlandet.

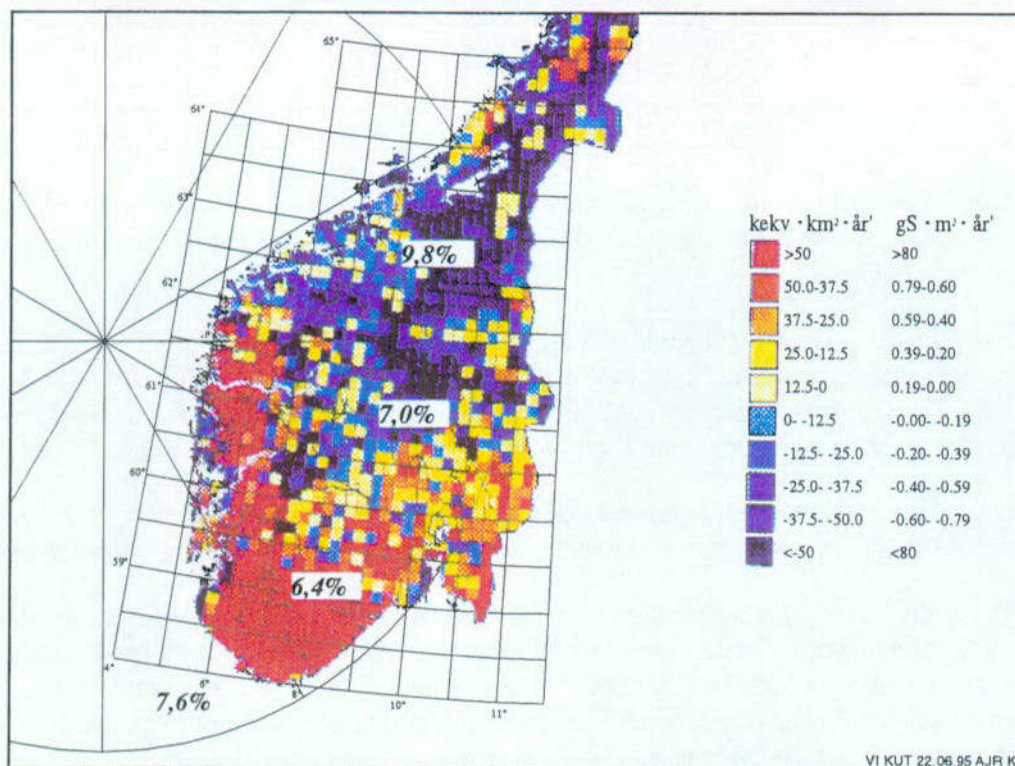
Etter at disse beregningene ble gjort har bl.a. NILU arbeidet videre med de modellene som inngår i slike beregninger. Disse er så anvendt for å beregne det samlede bidraget til tilførslene av nitrogenforbindelser fra sokkelaktivitetene i Nordsjøen. Disse beregningene antyder at disse utslippene samlet skulle bidra med opp mot 300 mg N/m² (norsk og britisk sokkel) på de mest belastede områdene (ref. 5-11). Av dette er norsk sokkel beregnet å bidra med 1/3, dvs. ca. 100 mg N/m².år. Etersom Tampenområdet står for ca. halvparten av de norske utslippene i Nordsjøen når skytteltankerne tas med, gir en enkel skalering av disse beregningene et bidrag fra Tampenområdet på opp mot 50 mg N/m².år. Dette er 15 - 20 ganger mer enn det som er beregnet ovenfor.

Det store spriket mellom tidligere beregninger og det som nå presenteres av NILU bør tilsi en nøye gjennomgang av modellene og de forutsetningene som er lagt til grunn, før endelige konklusjoner trekkes.

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 µekv (ref. 5-12).

Figur 5.3-1 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 beregningene som ble gjort for Vigdis-feltet.

Dersom man legger NILUs beregninger til grunn, utgjør bidraget fra Tampenområdet ca. 3-10 % av nitratnedfallet på de mest belastede områdene. Andelen av den samlede forurensningseffekten fra svovel og nitrogen kan være rundt 1 % når en tar hensyn til opptak i vegetasjon.



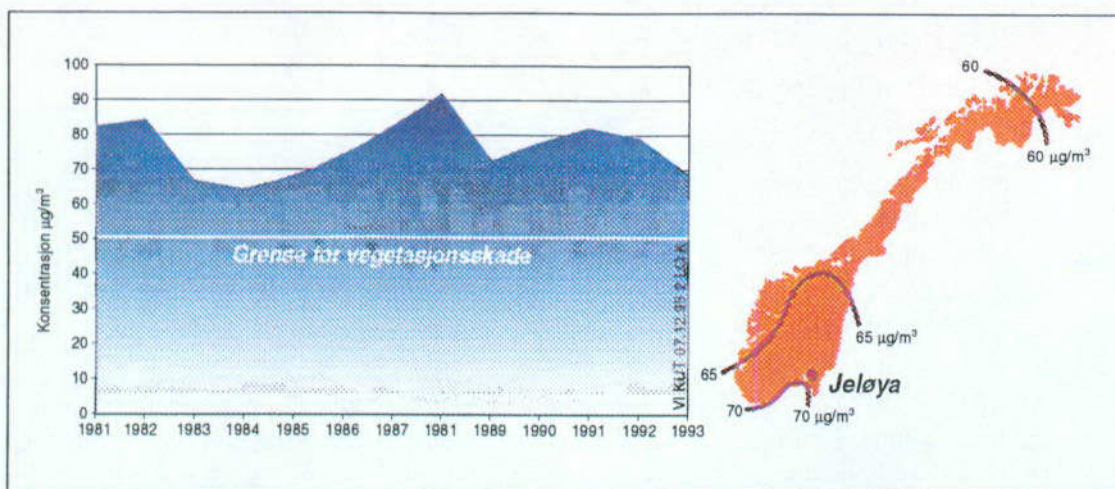
Figur 5.3-1 Andel av utlipp fra Tampenområdet som føres mot ulike deler av Sør-Norge, sammenholdt med forsyningsutsatte områder

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 utlippene fra Tampen (ref. 5-13). En tålegrense på 1,5 gN/m² år er foreslått i dette prosjektet (ref. 5-14). Dagens avsetningsrate i de aktuelle områdene er opptil 1,2 gN/m² år.

Det området som berøres av utlipp fra Tampenområdet er altså sterkt utsatt for forsurening og forhøyet nitrogenavsetning både fordi tilførslene er store fra mange kilder og fordi området har en sårbar geologi. Det bør derfor være en målsetting å begrense utlippene så langt som praktisk mulig.

5.3.2 Ozon

Utlipp av VOC i kombinasjon med NO_x kan bidra til dannelse av bakkenært ozon under innflytelse av sollys. Mens ozon i høyere luftlag er gunstig for å beskytte mot ultrafiolett stråling, kan ozon ved bakken være skadelig for mennesker, planter og materialer. Anbefalte grenser for ozon overskrides regelmessig over store deler av det europeiske kontinent og det sørlige Skandinavia. Kartet i figur 5.3-2 viser at det er sørøst-Norge som har de høyeste ozonkonsentrasjonene, mens Vestlandet er noe mindre utsatt. Figuren viser også at middelkonsentrasjonen i vekstsesongen ligger godt over det som antas å være en grense for skader på vegetasjon (ref. 5-15).



Figur 5.3-2: Midlere 7-timers konsentrasjon av ozon om dagen i sommerhalvåret 1993 (kart og utviklingen over tid i målingene som er gjort på Jeløya ved Oslofjorden)

Det er tidligere gjort grove modellberegninger for bidraget til dannelsen av ozon som følge av utslipp fra Vigdis (ref. 5-16). Disse viste at utslippene bidrar meget lite til økt ozon-nivå i Sør-Norge; i størrelsesorden 0,003% for Vigdis' vedkommende. Siden utslippene av VOC for hele Tampenområdet utgjør omtrent 10 ganger så mye som ble benyttet i beregningene for Vigdis, kan bidraget derfor anslås til 0,03%.

Også her har det skjedd en videreutvikling av modellene, som NILU har anvendt for å beregne bidraget fra sokkelaktivitetene til ozon-nivået i Sør-Norge. Foreløpig upubliserte data tyder på at NO_x-utslippene har størst betydning for ozon-dannelsen, mens de ovenstående beregningen tydet på at VOC var avgjørende. NILU konkluderer også her med at bidraget fra sokkelaktivitetene er betydelige (ref. 5-11).

NILUs beregninger for sommersesongen 1992 tyder på at de samlede norske og britiske sokkelaktivitetene bidro med så mye som 5 - 20 µg/m³ ozon (gjennomsnitt av daglige maksimalkonsentrasjoner april-oktober), mens konsentrasjonen uten disse bidragene ville vært 80 - 90 µg/m³. Skalert for Tampens andel av utslippene gir NILUs modell 20 - 30 ganger større ozondannelse enn DNMI's tidligere beregninger. Det er imidlertid et sprik mellom beregnede og målte verdier som tyder på at modellen overestimerer ozondannelsen, eller undervurderer mekanismer som fjerner ozon. Det må derfor også her konkluderes med at usikkerheten er stor med hensyn til betydningen av sokkelaktivitetene for ozon-dannelsen.

6 Utslipp til sjø

De regulære utslippene til sjø består av:

- produsert vann
- ballastvann
- kjølevann
- drenasjevann
- 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 Generelt om 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.

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 injeksjonskjemikalier. Noen produksjonskjemikalier tilsettes dessuten i produksjonsbrønnene og i prosessen og kan dermed ende i det produserte vannet.

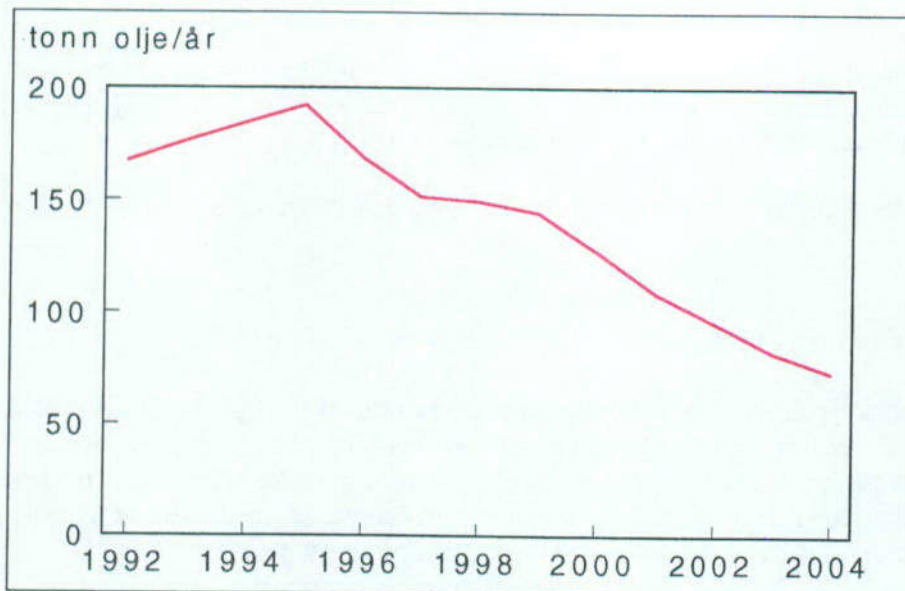
Det er gjort en rekke studier av mulige miljøeffekter av produsert vann, dels ved å teste det produserte vannet som sådan under kontrollerte laboratorieforhold, dels ved å gjøre toksistetsvurderinger av enkeltkomponenter eller grupper av komponenter, dels ved studier i felten. Det er gjort flere slike studier knyttet til felt i Tampenområdet, men det er likevel nødvendig å støtte seg på generelle laboratorieforsøk og studier på andre felt. I det nedenstående er konklusjonene hovedsakelig basert på studier i forbindelse med OLFs miljøprogram (ref. 6-1 og 6-2), E&P Forum, (ref. 6-3) og amerikanske studier (ref. 6-4).

6.2 Ballastvann / fortrenningsvann og drenasjevann

Feltene i Tampenområdet leverer oljen via bøyer til skytteltankere. Stabilisert olje mellomlagres i celler i betongstrukturene på Statfjord- og Gullfaksplattformene. 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 godt under 5 mg/l.

Ballastvannmengden vil reduseres i årene som kommer, i takt med at oljemengden som produseres går ned, se figur 6.2-1.

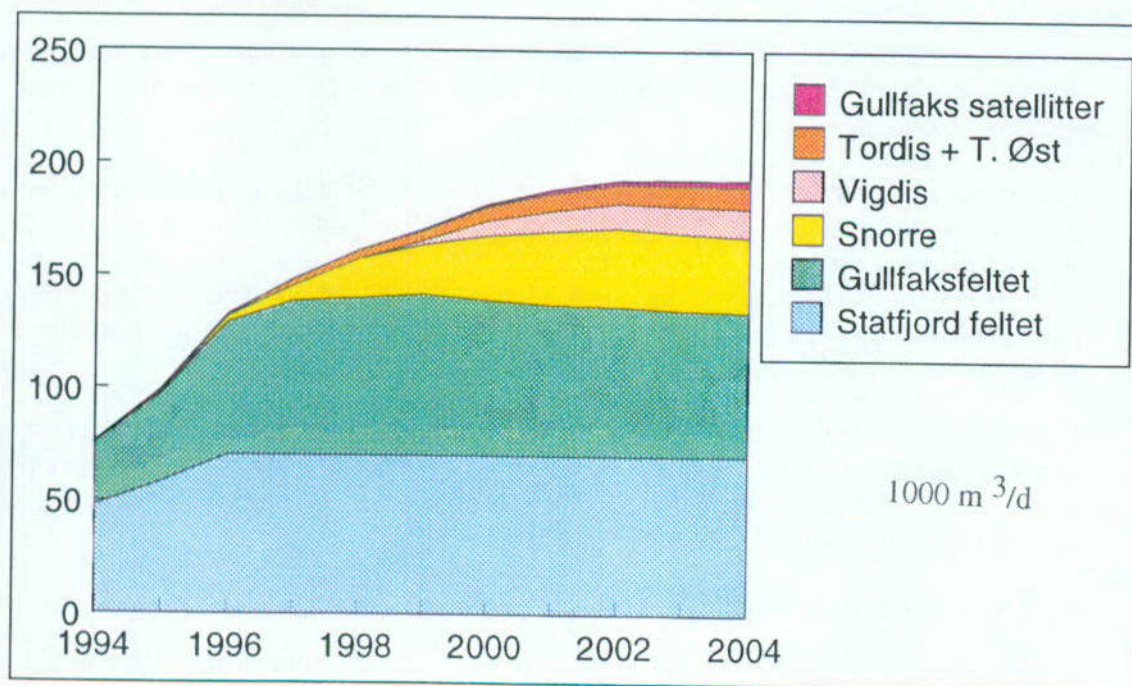
Drenasjevann fra bore- og prosessområder kan være forurenset med olje. Fra boreområdet kan drenasjevannet dessuten inneholde boreslam, som gjør at vannet er vanskelig å rense. En del drenasjevann samles derfor opp og bringes til land for rensing, eller der dette er mulig, blir det reinjisert sammen med borekaks. Mengden olje som slippes ut med drenasjevann er liten i forhold til produsert vann; i størrelsesorden 10 tonn/år for hele Tampenområdet.



Figur 6.2-1: Utslipp av olje med fortrenningsvann i Tampen-området, basert på at oljekonsentrasjonen holder seg på dagens nivå (enhet tonn/år) (ref. 6-5)

6.3 Utslippsmengder for produsert vann

I figur 6.3-1 er utslippsmengdene av produsert vann fra de ulike feltene presentert, basert på den kunnskap vi har i dag.



Figur 6.3-1: Utslipp av produsert vann i Tampenområdet (ref. 6-6, 6-7, 3-6, 3-4)

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 2002-2003 være nær sine maksimale produksjonskapasiteter med hensyn til vann. Det synes derfor realistisk å anslå det maksimale utslippet i området til ca. 200.000 m³/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 utstrekning 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 2005 kan det derfor forventes en nedgang i volumene, men det er usikkert hvor rask nedgangen blir.

6.4 Fortynning av utslippene

De forventede utslippene i år 2002 fordeler seg som vist i tabell 6.4-1 på de enkelte installasjonene. Disse dataene er lagt inn i spredningsberegninger, hvor det dels er sett på nærsonefortynningen ved hver installasjon og dernest hvordan utslippsskyene spres med strømmen i området. I tillegg til de forventede mengdene er det lagt inn et "høyt scenario", med 50% større utslippe enn forventet, og et lavt scenario, med halve utslippsmengden fra hver plattform.

Installasjon/ felt	Statfj. A	Statfj. B	Statfj. C Statfj. Nord Statfj. Øst	Gullfaks A	Gullfaks B GF Vest	Gullfaks C Tordis	Snorre Vigdis	Visund
Produsert vann (m ³ /h)	840	840	840	912	663	1.450	1.937	0 (350)

Tabell 6.4-1: Inngangsdata for spredningsberegninger for produsert vann, basis-scenario. For Visund er det regnet med 0 utslipp i dette scenariet (reinjeksjon). Det bør bemerkes at Statfjord ser ut til å nå et høyere vannproduksjonsnivå enn det som er vist i tabellen, trolig rundt 1000 m³/h for hver plattform. Dette er likevel mindre enn det høye scenariet.

Ved noen av plattformene blandes det produserte vannet med sjøvannsretur fra bl.a. kjølevann, slik at vannet er 5 - 6 ganger fortynnet før utslippet. Dette er det tatt hensyn til i spredningsberegningene.

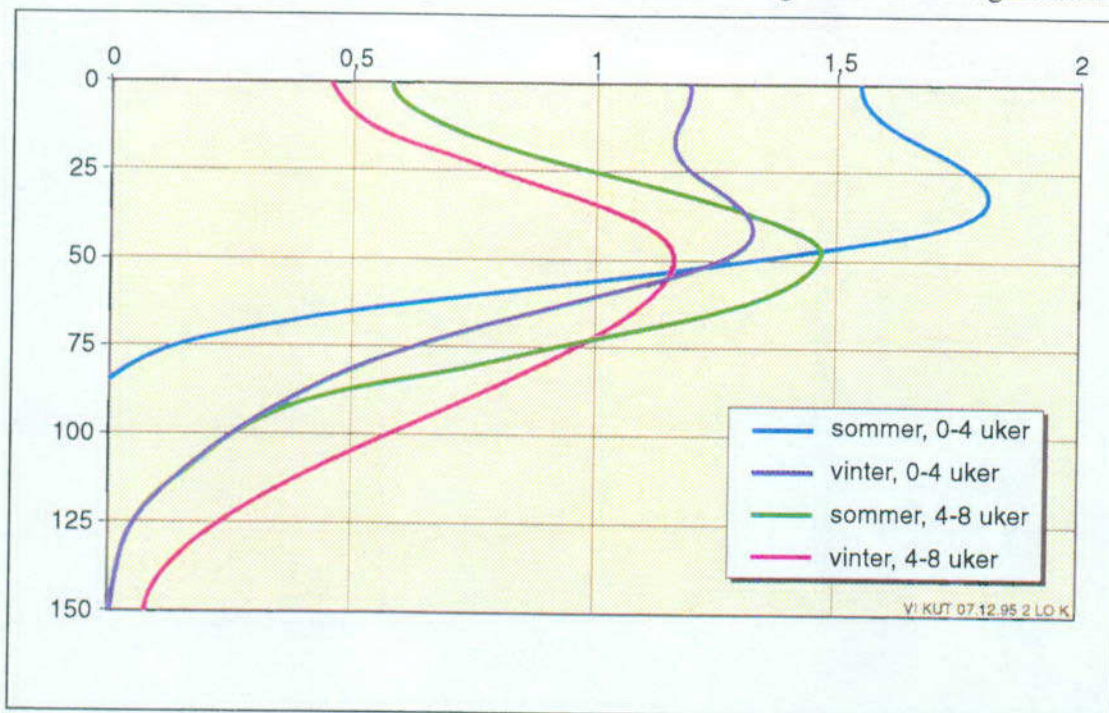
I den umiddelbare nærsonen av utslippet skjer det en rask fortynning som følge av utslippets energi i form av moment og forskjell i tetthet fra sjøvannet. På grunn av lavere tetthet enn sjøvannet stiger skyen mot overflaten. Om vinteren kommer skyen helt til overflaten, mens tetthetssjiktningen i sjøen om sommeren gjør at skyen lagres inn på 6 - 10m dyp for de fleste plattformene. Typisk oppnås 200 - 500 gangers fortynning i løpet av denne initielle fortynningen, som skjer innenfor en avstand av rundt 30 meter og i løpet av få sekunder.

Den videre fortynning 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. 6-8). 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 beregnete 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 fortytning. De høyeste konsentrasjonene opptrer derfor om sommeren. **Figur 6.4-1** viser vertikalfordelingen om vinteren og sommeren.

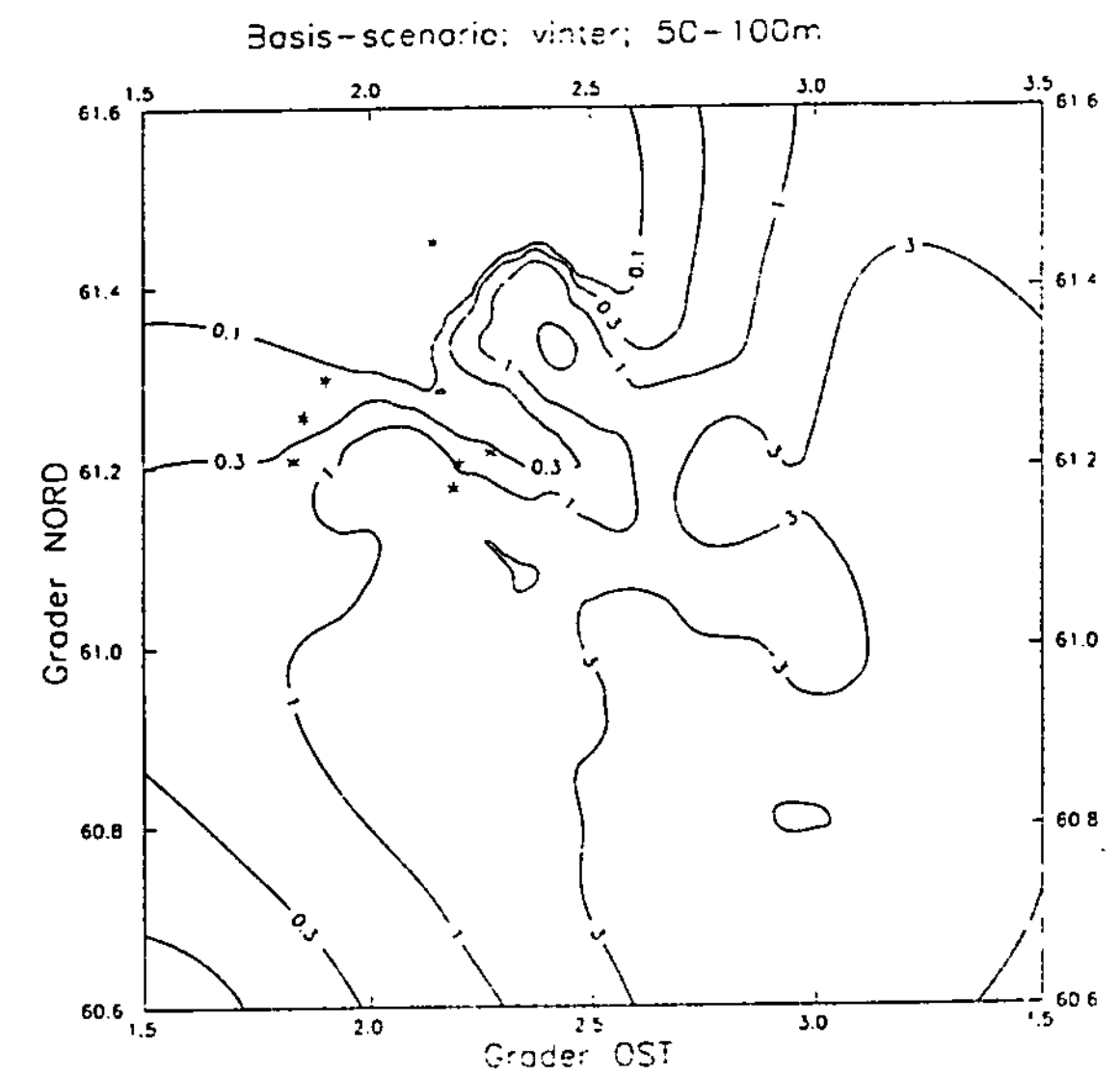
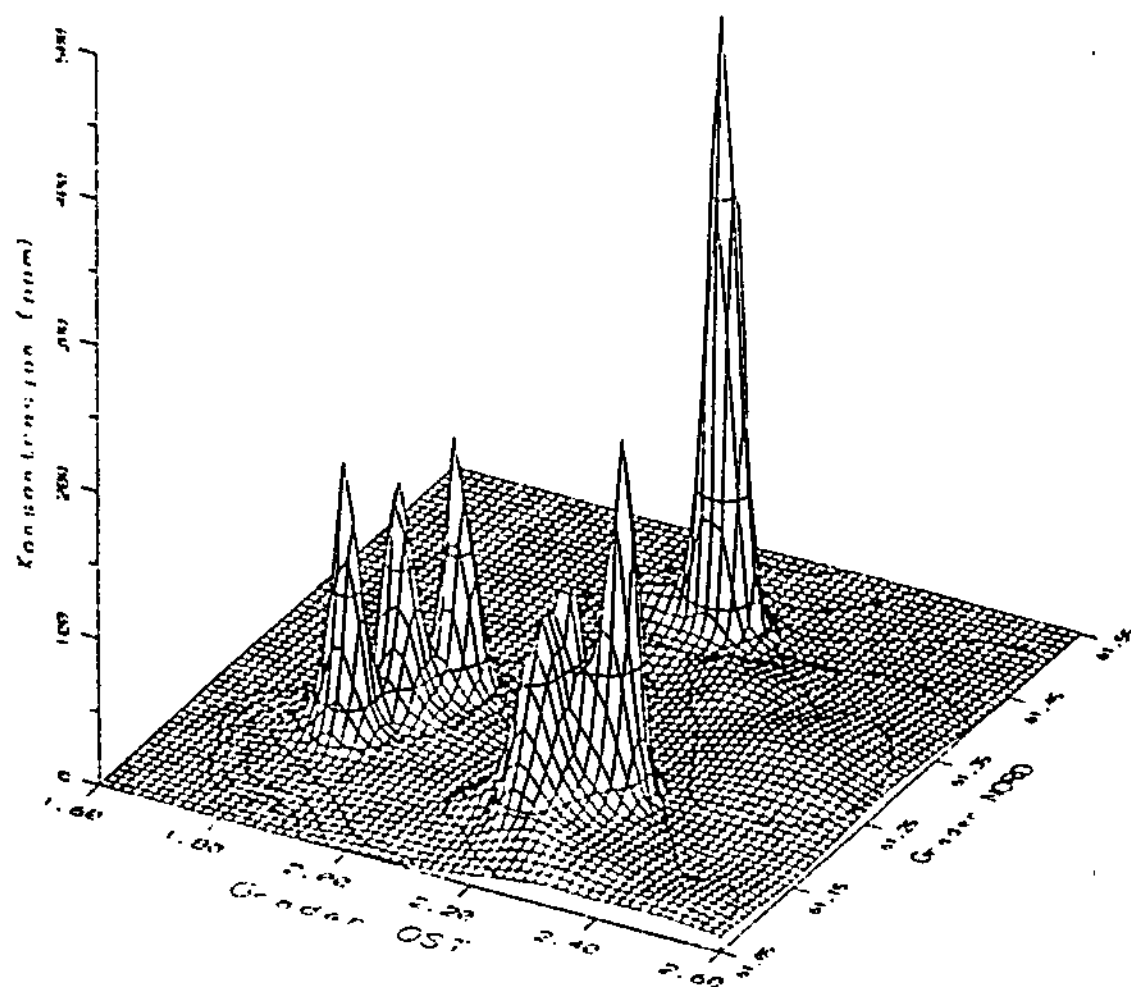
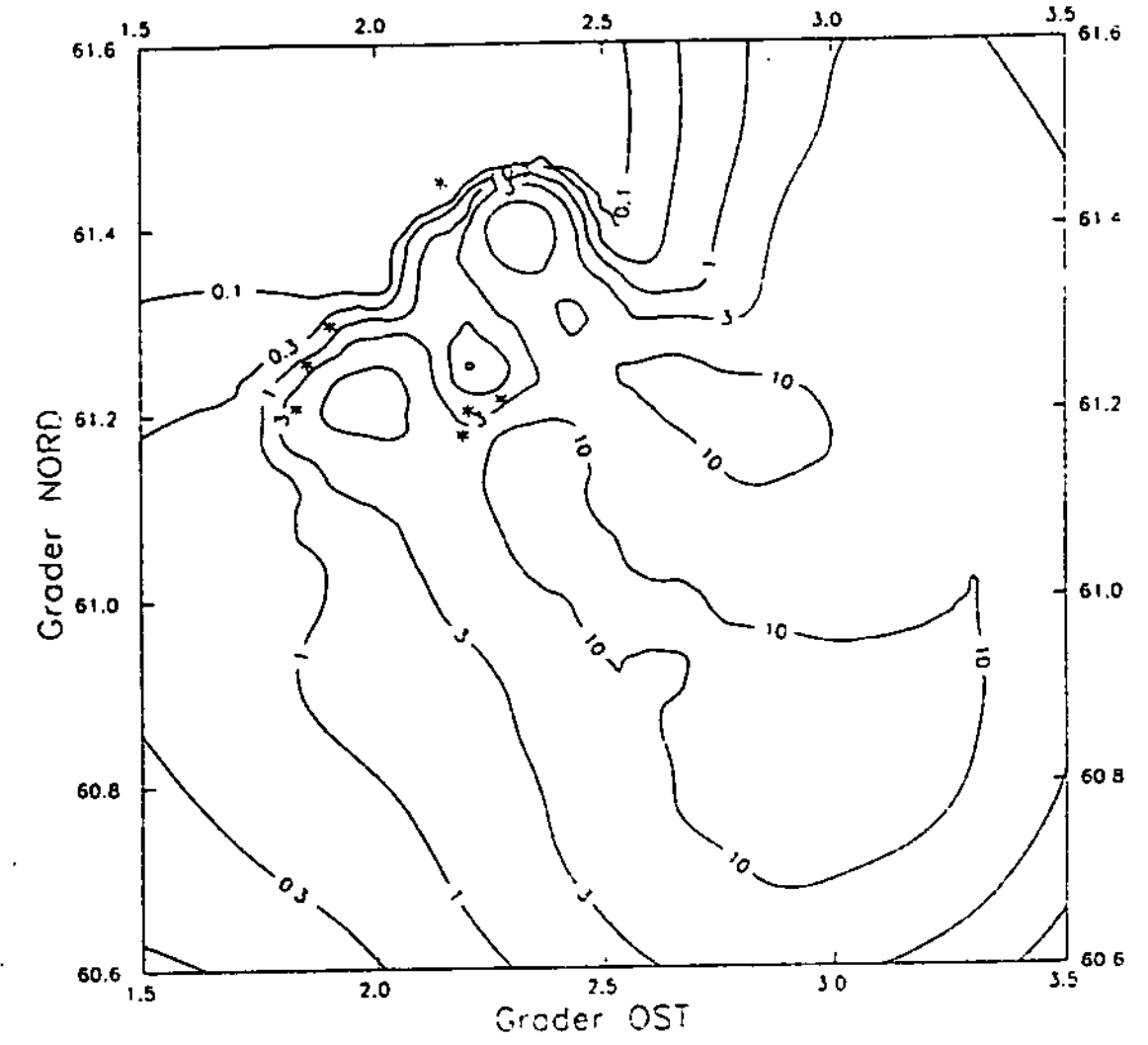
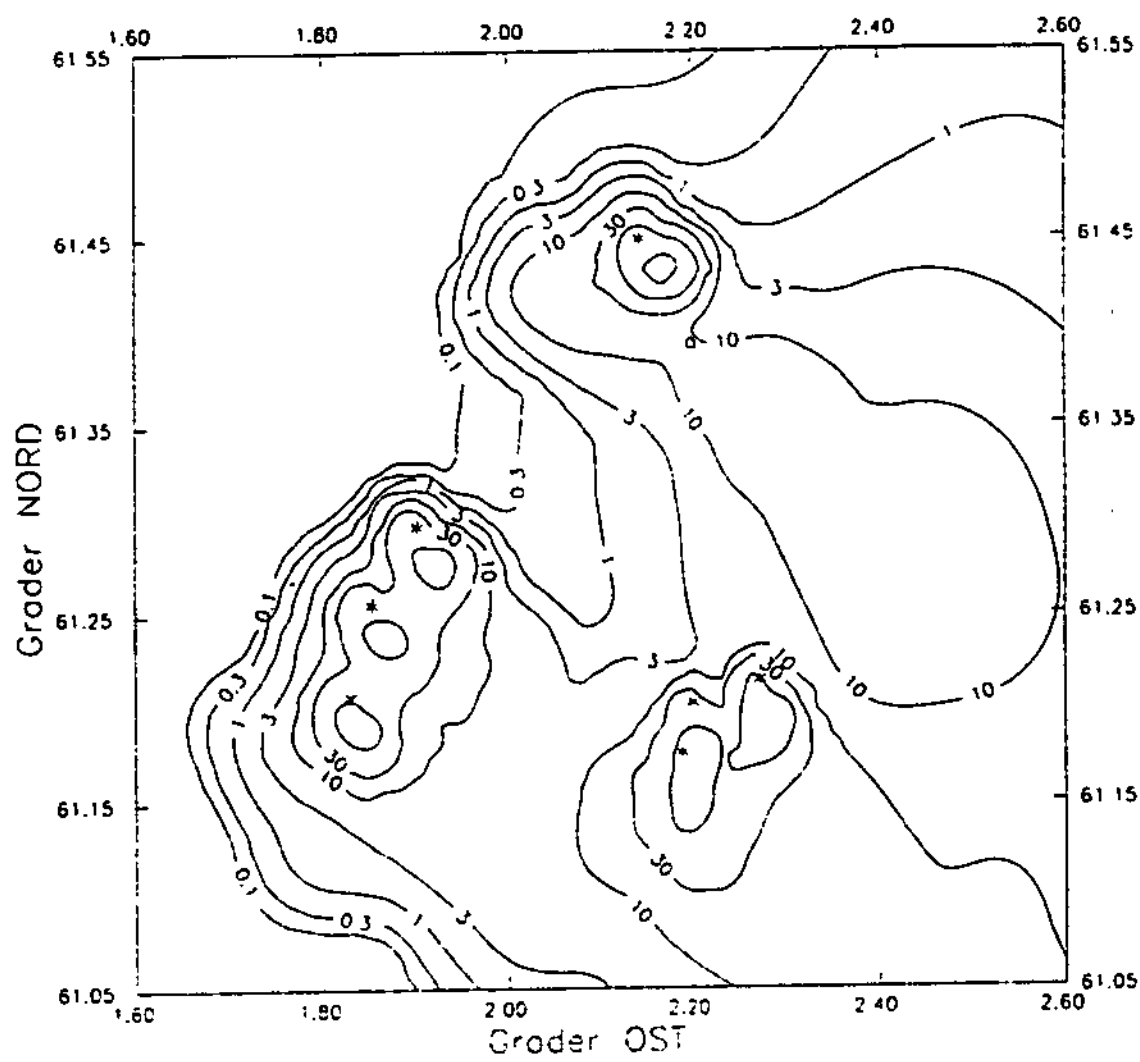
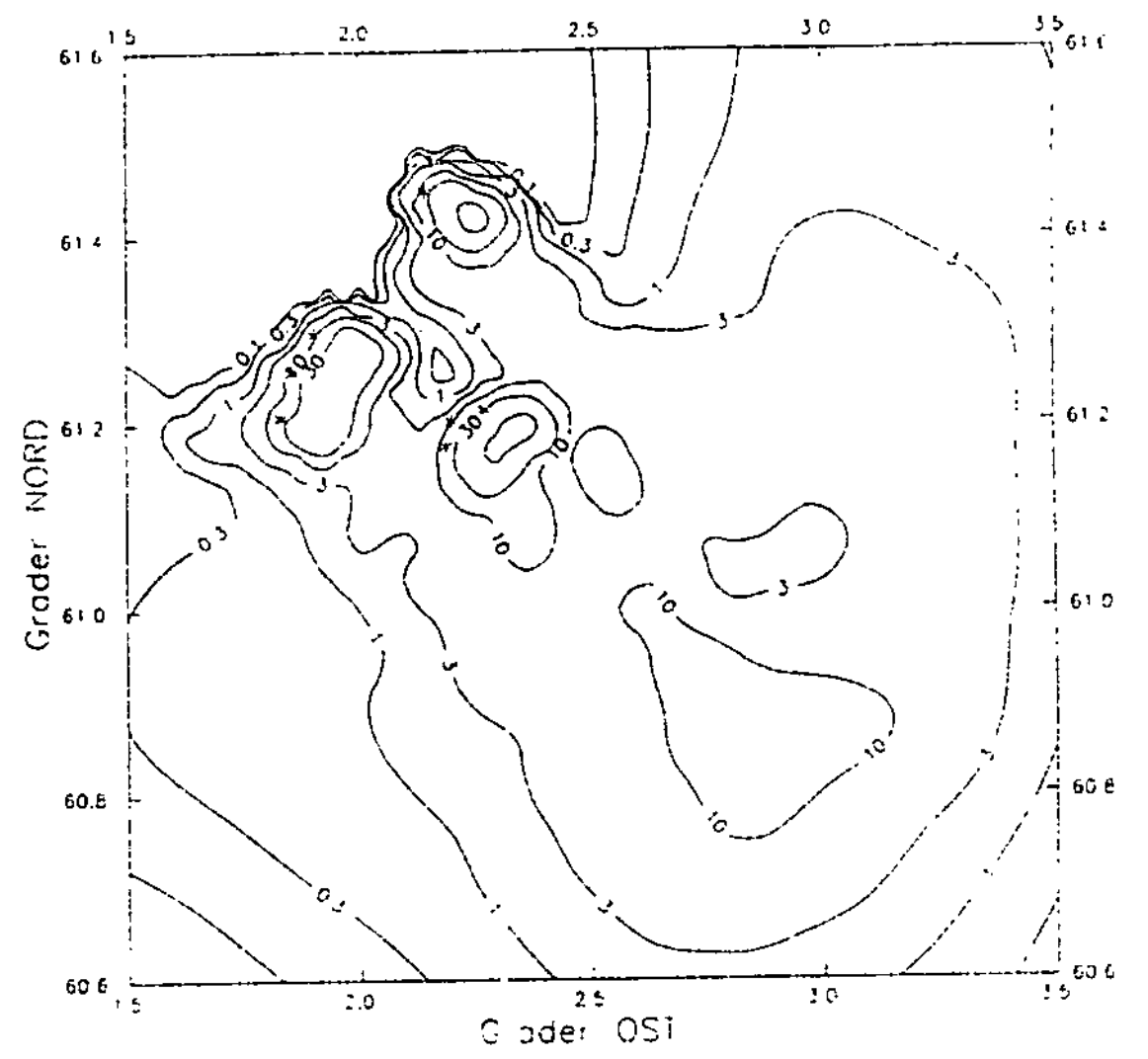
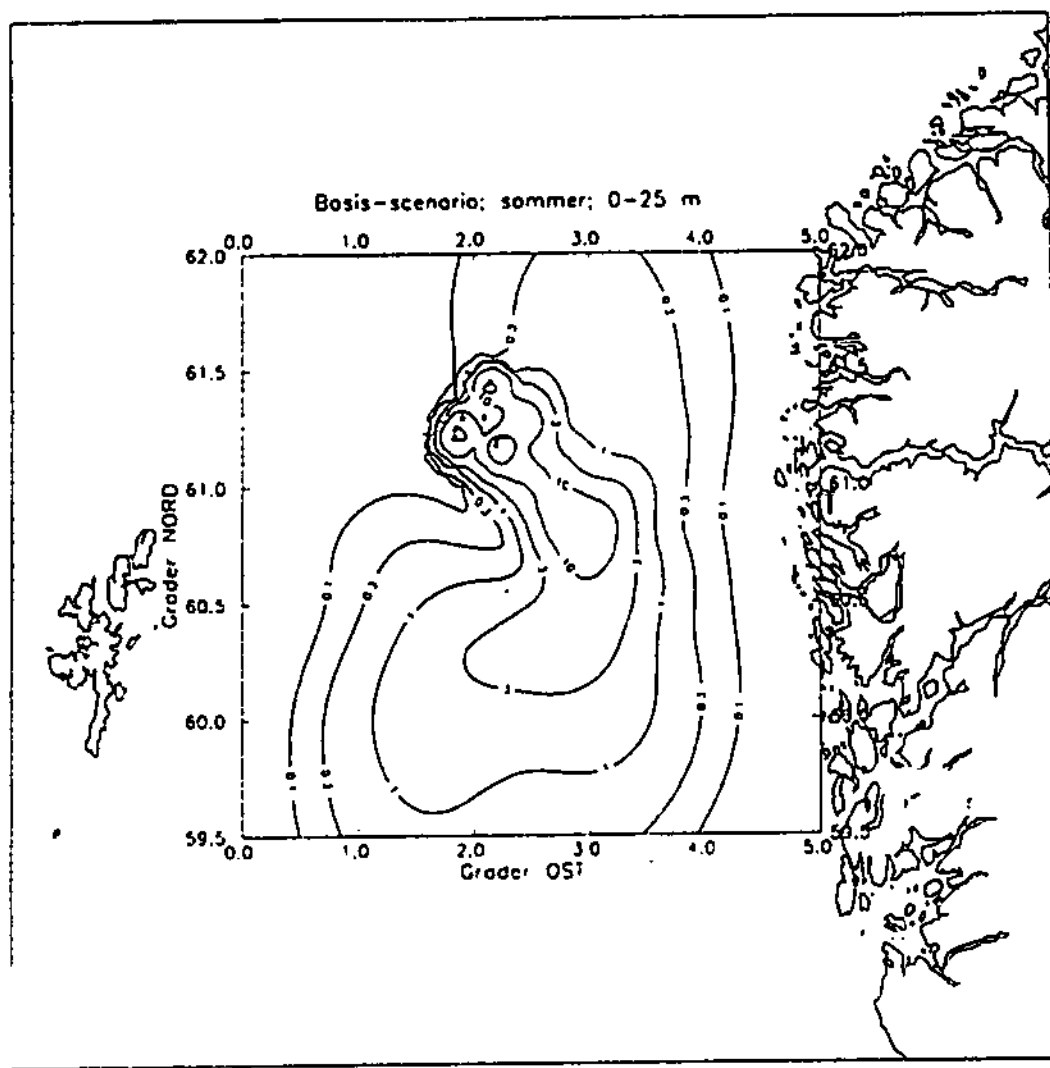


Figur 6.4-1: Vertikal fordeling av produsert vann. Fordelingen viser fordelingen av alle "beregningpartikler" sluppet ut over en 8 ukers periode, angitt som %-andel pr. dybdemeter

- Innen skyene fra to nærliggende plattformer smelter sammen, er det produserte vannet fortynnet mer enn 10.000 ganger.
- Typiske regionale konsentrasjoner av produsert vann er 3-30 ppm (dvs. 30.000 - 300.000 ganger fortynnet)
- Den dominerende strømrretningen 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 delen 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 fortytningen 1: 1 million eller mer.

I figurene 6.4-2, 6.4-3 og 6.4-4 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 som en tredimensjonal fremstilling.

I figurene 6.4-5, 6.4-6 og 6.4-7 er konsentrasjonsfeltene vist i tre ulike dybdeintervaller i en vintersituasjon. Kartutsnittet her er 107 km x 111 km.



Poor Quality Original

Figur 6.4-2 - 6.4-7: Konsentrasjonsfelt av produsert vann. Figurene til venstre viser en sommersituasjon for de øverste 0 - 25 metrene. Figurene til høyre viser en vintersituasjon med med dybdeintervallene 0-25 m, 25 - 50 m, 50 - 100 m.

6.5 Utslippenes videre skjebne

De fortynningsberegningene som er gjengitt foran beskriver kun den fysiske fortynningen 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, adsorpsjon eller ved kompleksbinding med løst organisk materiale i sjøvannet.

Den store fortynningen og disse nedbrytningsprosessene medfører at en vanskelig kan spore rester av utslippene i vannmassene mer enn få km fra plattformene. Det er imidlertid blitt reist spørsmål om enkelte komponenter kan tas opp i næringskjeder og oppkonsentreres, slik at skader kan inntruffe hos høyerestående dyr, slik man har sett eksempler på med stoffer som DDT og PCB. Så langt har man ikke kunnet påvise slike effekter. OLF gjennomfører forsøk og undersøkelser for å kartlegge om slike effekter er sannsynlige (ref. 6-2).

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 oljevirkosomheten, og det er lite sannsynlig at oljevirkosomheten utgjør noen vesentlig kilde til denne anrikningen. (ref.6-3)

6.6 Tungmetaller

6.6.1 Tungmetaller i utslippene fra Tampenområdet

Tabell 6.6-1 viser konsentrasjonene av tungmetaller i produsert vann fra felt i Tampenområdet.

Metall	Statfjord	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

Tabell 6.6-1: Konsentrasjonene av tungmetaller i produsert vann fra felt i Tampenområdet ($\mu\text{g/l}$) (ref. 3-4, 6-6) sammenliknet med bakgrunnsnivå i Nordsjøen / Atlanteren (ref. 6-9). < betyr lavere enn deteksjonsgrensen

Konsentrasjonen av tungmetaller i utslippene er generelt godt under det som kan forårsake akutte effekter utenfor plattformenes umiddelbare nærrområder. Ved ett av de feltene som ble studert i ref. 6-1, 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. 6-3)

De fleste tungmetallene vil i sjøvann danne tungt løselige oksider og hydroksider, som felles ut og synker til bunns, eller medfelles på andre partikler. Utenfor nærsone vil derfor konsentrasjonene raskt nærme seg det naturlige bakgrunnsnivået som er bestemt av stoffenes løselighet.

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. (ref. 6-3)

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. (ref. 6-3)

6.7 Oljekomponenter

6.7.1 Dispergert olje

Oljekomponenter er i ulik grad løselig i vann. Alifatiske hydrokarboner er svært lite løselige, men foreligger i en viss grad dispergert i ørsmå dråper som ikke lar seg skille ut i de renseanlegg som benyttes. Analysemetoden som grensen på 40 mg/l refererer til, måler først og fremst disse komponentene. Disse anses stort sett å være lite giftige.

Mengden av (dispergert) olje tilført miljøet i Nordsjøen ble i 1988 anslått til 136.000 tonn/år fra alle kilder. Bidraget fra produsert vann ble i samtidig anslått til 4100 tonn eller ca. 3% av alle tilførselene. Bidraget fra norsk sektor utgjorde da 250 tonn. (Ref. 6-3)

I 1993 ble utslippet fra norsk sektor beregnet til 570 tonn, hvorav utslippet fra Tampenområdet var ca. 400 tonn/år. Forutsatt uendrete konsentrasjoner, vil dette øke til rundt 1800 tonn/år i årene 2000-2005.

	1993			2003	
	Kons. olje (mg/l)	Vannmengde (m ³ /d)	Olje t/år	Vannmengde (m ³ /d)	Olje t/år
Statfjord	12,5	36.500	165	60.000	275
Gullfaks (m. Tordis)	31,5	21.200	240	86.000	989
Snorre (m. Vigdis)	-	0	0	46.500	510
Sum		57.700	405	192.500	1.774

Tabell 6.7-1: Nåværende og forventede maksimale utslippsmengder i Tampenområdet, forutsatt samme konsentrasjonsnivå i utslipp. Det er forutsatt konsentrasjonen på Snorre vil ligge på 30 mg/l og at Visund reinjiserer produsert vann (ref. 6-6, 6-7)

I tillegg var utslippet fra ballastvann (fortrengningsvann) og drenasjevann i 1992 ca. 170 tonn. Dette vil trolig reduseres til omkring det halve mot år 2005 som følge av redusert produksjon i området.

Dersom man ser bort fra de nedbrytningsprosesser som finner sted, vil det regionale konsentrasjonsnivået av "olje" etter fortyningen 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 6-10)

6.7.2 Aromatiske hydrokarboner

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

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. 6-11)

6.7.3 PAH

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. De tyngre PAH-komponentene er svært lite løselig i vann, og de vil derfor assosiere seg med partikler som sedimenterer.

I tabell 6.7-2 er analyser av produsert vann fra OLFs studie og fra de respektive feltene angitt.

Felt	Naftalen	Fenantren	Dibenzotiofen	Øvrige PAH
Statfjord (ref. 5-2)	293	15		10
Gullfaks (ref. 5-2)	41	38		40
Vigdis (ref. 3-5)	400			
Snorre (ref. 3-4)	237	10,7	15,3	
OLF (ref. 6-1)	600 - 1600	60 - 500	10 - 170	10 - 40

Tabell 6.7-2: NPD og PAH i produsert vann og formasjonsvannprøver (µg/l)

6.8 Andre organiske komponenter

De viktigste gruppene av komponenter her er karboksylsyrer og fenoler. Resultatene av analyser av produsert vann og fra OLFs studie viste typiske konsentrasjoner som vist i tabell 6.8-1.

	Flyktige syrer ($<C_6$)	Fettsyrer ($C_8 - C_{12}$)	Fenoler
OLF (ref. 6-1)	30 - 900	0,03 - 0,5	1,3 - 8
Snorre (ref. 3-4)	221		2,1
Vigdis (ref. 3-4)	469		6,1

Tabell 6.8-1: Typiske konsentrasjoner av organiske syrer og fenoler i produsert vann, samt analyser av Vigdis-formasjonsvann (mg/l)

Karboksylsyrene regnes som lett nedbrytbare og lite giftige forbindelser (ref. 6-2). Rundt 90% av de lette syrene er eddiksyre. Fenolene synes å bidra vesentlig til den akutte giftigheten. Fenolene er imidlertid også relativt lett nedbrytbare.

6.9 Produksjons- 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.

Disse massebalansene er til dels svært usikre, og kan variere mellom felt og mellom spesifikke typer av kjemikalier innen de ulike gruppene. I tabell 6.9-1 er det gitt en oversikt over de viktigste kjemikaliene som ble brukt på feltene i Tampenområdet i 1994.

Produksjonskjemikalier	Statfjord		Gullfaks		Snorre	
	Forbruk	Utslipp	Forbruk	Utslipp	Forbruk	Utslipp
Korrosjonshemmere	250	4,7	300	20,7	43,3	0 ¹⁾
Avleiringshemmere	222	155	112	28	4,1	0 ¹⁾
Biocider	10,9	4,4				
Emulsjonsbrytere	100	1	132	1,3	2,9	0 ¹⁾
Flokkulanter	25	13,3	28,6	18,6		
Skumdempere	42,4	0,4			3,9	0 ¹⁾
Voks- og asfaltenhemmere					5,5	0 ¹⁾
Gassbehandlingskem.	953	505	1.244	150	292	0 ¹⁾
Injeksjonskjemikalier						
Avleiringshemmere			3,7	0	63,6	0
Oksygenfjernere	298	0	132	0,22	33,1	3,1
Biocider	194	0	131	2,4	126	7,2
Skumdempere	3,6	0	19,4	0,11	25	2,4
Rensemidler			108	108	24,6	0
Flokkulanter			10,7	10,7		

Tabell 6.9-1. Forbruk og utslipp av kjemikalier fra Statfjord, Gullfaks og Snorre i 1994 (tonn) (ref. 3-4, 6-12, 6-13). 1) En liten mengde produsert vann ble overført til Statfjord fra Snorre. Fra 1995 har Snorre eget utslipp av produsert vann.

Det bør nevnes at i Statoils tall for forbruk og utslipp 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 (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.

Også bruken av metanol og glykol for hydrat-hemming i undervannsintallasjoner må forventes å øke. Disse kjemikaliene er i seg selv lite betenkelige fra et miljøsynspunkt, men kan bidra til å øke løseligheten av olje i vann, dersom mengdene blir store.

6.10 Akutt giftighet

Akutt giftighet varierer mellom ulike felts produserte vann og mellom de forskjellige testorganismer og testmetoder. For oljefelt viser de fleste tester at en fortykning på 1/100 er tilstrekkelig til å unngå akutt giftighet (ref. 6-3, 6-14), mens man i enkelte tilfeller finner giftighet ned til 1/1000 (ref. 6-3).

En sammenstilling av toksisitetstester på produsert vann fra oljefelt i Nordsjøen er gjort av E&P Forum, Ref. 6-3. Tabell 6.10-1 viser noen av resultatene.

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

Tabell 6.10-1 Resultater av giftighetstester for produsert vann fra oljefelt i Nordsjøen

LC₅₀ (dødelighetskonsentrasjonen) er den konsentrasjon som medfører at halvparten av testorganismene dør i løpet av testen. EC₅₀ (effektkonsentrasjonen) er den konsentrasjon som medfører 50 % effekt, for eksempel en halvering i vekst eller reproduksjon.

Det fremgår at giftigheten varierer en god del, både mellom ulike avløpsvann og mellom ulike organismer. Fra amerikanske undersøkelser fremgår det at bruk av biocider i prosessen ofte er utslagsgivende for giftigheten (ref. 6-4); mens Statoils undersøkelser av avløpsvann fra Statfjord og Gullfaks tydet på at fenoler og aromater var utslagsgivende (ref. 6-11). Dette kan bero på at biosider brukes i korte perioder ca. 1 gang pr. uke på Statfjord og Gullfaks. Prøvene som er blitt analysert har derfor trolig vært uten biosid.

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

6.11 Virkninger på reproduksjon

Det er gjort studier av forskjellige organismers evne til reproduksjon under påvirkning av produsert vann. I ref. 6-3 refereres følgende resultater:

Organisme	Testvarighet	EC ₅₀
Kopepoder (<i>Acartia tonsa</i>)	20 døgn	3 ml/l
Reker (<i>Mysidopsis bahia</i>)	7 døgn	7 - 70 ml/l
Kråkeboller (<i>Strongylocentrotus purpuratus</i>)	1 time	7,4 - 17,3 ml/l

Tabell 6.11-1: Grenser for konsentrasjoner som gir effekter på reproduksjon

Den laveste EC₅₀-verdien tilsvarer en fortyning på 1 : 330.

En annen studie, som er blitt trukket frem som argument for å skjerpe kravene til utslipp, viste at befruktning av egg hos kråkeboller kunne påvirkes helt ned i fortyninger på 1 : 1.000.000 (ref. 6-15), mens laveste ovenstående EC₅₀-verdi for samme organisme altså tilsvarer en fortyning på 1 : 135.

Forsøk med produsert vann fra samme felt (ved Santa Barbara, California) viste at larver av muslingen *Haliotus rufescens* viste mindre tilbøyelighet til å feste seg når de ble utsatt for tilsvarende lave konsentrasjoner som i forsøket ovenfor (ref. 6-16).

Disse studiene indikerer altså at effekter på reproduksjon skulle kunne finne sted ved konsentrasjoner som er 3 - 7000 ganger lavere enn de laveste EC_{50} -verdiene som andre forskere har funnet. Dette store avviket, og det faktum at ingen andre har gjort tilsvarende funn, tilsier at en ikke bør trekke avgjørende konklusjoner på dette grunnlaget. Det bør også påpekes at i begge tilfeller var det snakk om forholdsvis svake utslag ved så lave konsentrasjoner, og at effektene viste en forholdsvis svak økning med økende konsentrasjon. Videre var det motstridende resultater som reiste spørsmål om metoden som ble brukt for å konstatere befruktning i den første studien. Forfatterne tar selv forbehold med hensyn til tolkningen av resultatene. Siden begge studiene relaterer seg til utslipp fra samme felt, kan en heller ikke utelukke at det dreier seg om særegne forhold for dette utslippet.

E&P Forum og OLF vil vurdere relevansen av disse resultatene og eventuelt foreslå ytterligere forskning på dette området, fortrinnsvis med organismer som er relevante i Nordsjøen og med produsert vann fra Nordsjøplattformer.

De forsøk som til nå er gjort i forbindelse med OLFs produsert-vann-prosjekt med bl.a. torskkeegg og -larver synes ikke å indikere effekter på klekkeevne eller vekst i de aktuelle konsentrasjons- / eksponeringsnivåer (ref. 6-2).

6.12 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 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 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 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. 6-14).

I forbindelse med OLFs studie av virkninger av produsert vann gjøres det forsøk med muslinger i parallell 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. 6-2).

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. 6-3)

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 gjøre noen kvantitativ beregning av langtidsvirkninger i en regional sammenheng.

6.13 Radioaktivitet

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

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

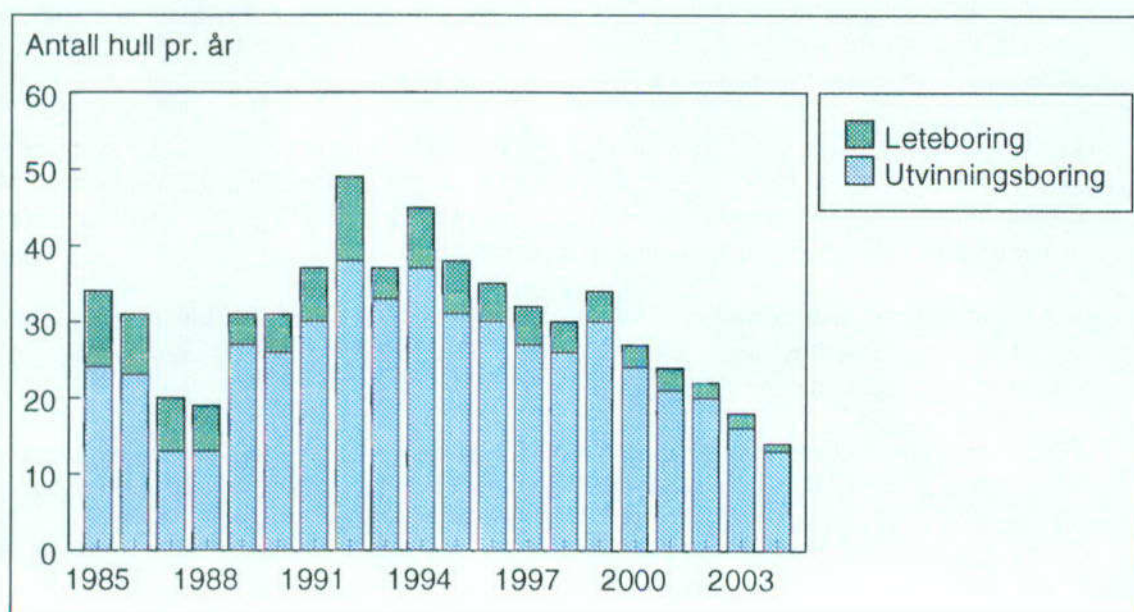
Analyser av formasjonsvann fra Vigdis viste 3,7 - 4,7 Bq/l av Ra^{226} (ref. 3-5). Sjøvann har et naturlig bakgrunnsnivå på 0,0015 Bq/l av radium. For tritium (H^3) er dette målt til å være lavere i formasjonsvannet til Vigdis (1 Bq/l) enn i sjøvann (2 Bq/l) (ref. 6-17). Det kan antas at tallene for Vigdis er rimelig representative for formasjonsvann i området.

6.14 Utslipp fra boring

6.14.1 Omfang av borevirksomheten

Pr. 31.12 1994 var det boret ca. 290 utvinningsbrønner i Tampenområdet. Dette utgjør ca. 30% av alle produksjonsbrønner på norsk sokkel. I 1994 ble det boret 37 utvinningsbrønner og 8 undersøkelses- og avgrensingsbrønner i området. Av utvinningsbrønnene ble 13 boret fra flytende boreinnetninger, de resterende 24 fra produksjonsplattformene (ref. 3-1).

Figur 6.14-1 viser omfanget av boring de siste 10 årene (ref. 6-18) og i de neste 10 årene basert på de konkrete planene som foreligger (ref. 3-2, 3-6, 5-2) med et skjønsmessig mindre tillegg for et ytterligere antall brønner.



Figur 6.14-1: Boreaktivitet i Tampenområdet

Det vil fortsatt skje en betydelig boreaktivitet i området, men usikkerheten om omfanget øker når man skal se mer enn 3-4 år framover. Spesielt er planer om leteboring for 1997 og utover usikre, men det er antatt 5 brønner dette året og en gradvis reduksjon deretter. For utvinningsboring er det tatt høyde for at det kan komme et nytt felt mot slutten av perioden med ca. 4 brønner pr. år i tillegg til de brønnene som er rimelig sikre.

Når det blir økt gassseksport fra området, kan det også bli aktuelt med ytterligere lete- og avgrensningsboring for å kartlegge gassreservene i området. I tillegg til "nye" hull kan det bli aktuelt å bore forgreninger fra eksisterende hull for å nå større deler av reservoaret.

6.14.2 Mengder og typer utslipp fra boring

Generelt benyttes vannbaserte borevæsker i de øvre seksjonene av borehullene, og borekakset slippes ut sammen med brukt borevæske. I de dypere seksjonene med høy vinkel, og ellers der det er vanskelige geologiske forhold, må det benyttes borevæsker basert på olje eller med lignende egenskaper ("pseudooljer").

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

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

- Fortsatt bruk av oljebasert slam; kasket bringes til land og behandles der (først og fremst ved forbrenning).
- Fortsatt bruk av oljebasert slam; kasket males opp og blandes med forurenset drensvann og reinjiseres i undergrunnen.
- Overgang til "pseudooljebasert" slam, som er lettere nedbrytbart enn oljebasert, og som derfor på forsøksbasis er blitt tillatt sluppet ut med kasket.

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. Dagens praksis og det som er planlagt fremover er oppsummert nedenfor.

Felt / installasjon	Dagens praksis og planer
Statfjord	B-plattformen har reinjisert oljeforurensset kaks i noen år, C-plattformen starter i 1995. A-plattformen har ikke plass til reinjeksjon, benytter esterbasert boreslam. Det forventes at denne praksisen vil fortsette.
Gullfaks	Alle plattformene reinjiserer oljeforurensset kaks, og forventes å fortsette med det. I 1994 ble omtrent like mye bragt i land for destruksjon som det som ble reinjisert. Det ble også benyttet noe eterbasert slam; det meste av dette ble reinjisert, noe ble sluppet ut.
Statfjord og Gullfaks satelitter	Der vannbasert slam ikke kunne brukes, er det benyttet pseudooljebaserte slamtyper.
Snorre, Vigdis, Tordis	Det er i hovedsak brukt vannbaserte slamtyper. Siden 1993 er det benyttet flere pseudooljebaserte slamtyper i dype og horisontale seksjoner hvis behov. De eksisterende brønnene er uegnet for reinjeksjon.
Visund	Det planlegges å bruke pseudooljebaserte slamtyper i de 20% av brønnene der dette anses nødvendig. Forøvrig vil det bli benyttet vannbasert slam.

Tabell 6.14-1: Oversikt over praksis og planer med hensyn til valg av boreslam og behandling av borekaks

Mulighetene for å reinjisere i undergrunnen er større på en installasjon med brønnhodene på plattformen, slik som på Gullfaks, fordi injiseringen skjer gjennom ringrommet mellom produksjonsrøret og foringsrøret, og fordi man må fordele kaxsmengdene på flere brønner. Reinjeksjon på undersjøiske brønner, som på Snorre, Visund og de undersjøiske utbyggingene, vil kreve utvikling av ny teknologi. Det arbeides med dette, og det er mulig at teknologien kan tas i bruk innen et par år.

De satelittbrønnene som er blitt boret fra flyttbare rigger er i de senere år stort sett boret med pseudooljebasert slam der dette har vært nødvendig. Statoil har i ett tilfelle tatt oljeforurensset kaks fra en flyttbar enhet til Gullfaks for reinjeksjon (ref. 6-19). En videre utvikling av denne praksisen vil bli vurdert i forhold til muligheten for å reinjisere direkte eller fortsatt benytte pseudooljebasert slam.

Ved reinjeksjon av oljeholdig kaks må det vurderes om dette kan medføre forurensning av Utsiraformasjonen på en slik måte at en får problemer med å benytte Usiravannet som injeksjonsvann.

Forholdsvis mange brønner lar seg bore med bare vannbasert slam. Et mulig scenario kan være følgende fordeling av fremtidige brønner:

- Bare vannbasert: 50%
- Oljebasert med reinjeksjon 20%
- Pseudooljebasert: 30%

Basert på erfaringstall fra en del antatt representative brønner i området, og forutsatt ovenstående fordeling av brønnene, er det i tabell 6.14-2 satt opp et grovt budsjett over mengder boreavfall. I oversikten er det også tatt med utslipp av vannbasert borevæske fra brønnvedlikehold. Det er antatt 15 slike operasjoner pr. år.

Borevæske	Antall brønner	Utboret volum (m ³)		Utslipp vannbasert slam (m ³)		Mengde oljeholdig avfall (tonn)		Utslipp pseudoolje-slam (tonn)	
		pr brønn	Totalt	pr brønn	Totalt	pr brønn	Totalt	pr brønn	Totalt
Bare vannbasert slam	120	550	66.000	2.100	250.000				
Oljebasert slam i nedre del	48	550	26.400	2.100	100.000	820	39.000		
Pseudooljebasert slam i nedre del	72	550	39.600	2.100	150.000			320	23.000
Brønnvedlikehold med vannbasert slam	150			550	80.000				
Sum	240		132.000		580.000		39.000		23.000

Tabell 6.14-2: Grovt anslag på avfallsmengder fra boring og brønnvedlikehold i perioden 1995 - 2004. (Det er antatt samme mengde vannbasert slam fra alle brønner, selv om de nedre seksjonene eventuelt bores med oljebasert eller pseudooljebasert slam, basert på erfaringstall.)

Det må understrekes at det er betydelige usikkerheter i anslagene ovenfor, men de gir en indikasjon på størrelsesorden av utslippene.

Ved reinjisering av oljeholdig boreavfall blir dette blandet med oljeholdig drens vann m.m., slik at det volumet som injiseres er betydelig større. F. eks ble det fra Gullfaks injisert 24000 m³ slurry, hvorav selve boreavfallet bare utgjorde 5%.

For de seksjonene av brønner som ikke kan bores med vannbasert slam hele veien, og hvor reinjeksjon ikke er aktuelt, synes pseudooljebaserte slamtyper å være det primære valget for alle operatørene i området i dagens situasjon. De hovedgruppene av pseudooljer som i dag er på markedet er eterbasert, poly-alfa-olefinbasert (PAO) og esterbasert.

I tabell 6.14-3 er det gitt en oversikt over sammensetningen av henholdsvis en esterbasert og en vannbasert slamtype.

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

Tabell 6.14-3: Oversikt over viktige komponenter i esterbasert og vannbasert boreslam (ref. 3-6)

Det skjer også en stadig utvikling av nye produkter, og forurensningsmyndighetene ønsker en kontrollert introduksjon og utprøving av disse, før de eventuelt aksepteres for generell bruk. Det er derfor sannsynlig at nye produkter vil bli tatt i bruk innenfor den 10-års perioden som her er vurdert.

I tillegg til kjemikaliene som benyttes i boreslam, benyttes det også en rekke kjemikalier under forskjellige brønnoperasjoner, som f.eks. komplettering, brønnvedlikehold og brønnstimulering. Forbruket av disse typer kjemikalier vil øke i årene som kommer, som følge av at antall brønner øker og fordi de eldre brønnene i større grad vil kreve mer vedlikehold. Boring av lange horisontale brønner, som skal kompletteres over lange seksjoner, medfører også økt bruk av polymerer ("høyviskøse piller").

De ovennevnte brønnkjemikaliene har til dels dårlige miljøegenskaper sammenliknet med de produksjons- og slamkjemikaliene som er omtalt foran. Oljeselskapene arbeider med å utvikle og ta i bruk mindre skadelige produkter; dette vil være en viktig oppgave på grunn av det økende forbruket som er forventet.

6.14.3 Effekter av utslipp fra boring

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. Disse effektene vil oftest reverseeres innen ett år, avhengig av antallet brønner (ref. 6-20).

Det er blitt vurdert om tungmetaller i barytt (bariumsulfat, som er en hovedkomponent i alle bore-slam) kan frigjøres til miljøet. Det foreligger begrensede studier av dette, men konklusjonene av

det som er gjort sannsynliggjør ikke at dette skjer i en utstrekning som kan forårsake biologiske effekter (ref 6-21, 6-22). OLF har utgitt retningslinjer for anbefalte grenser for tungmetaller i barytt.

Fordi de vannbaserte borevæskene spres lett med strømmen, finnes det forhøyede bariumkonsentrasjoner i bunnsedimentene i flere km avstand fra utslippene. Bl.a. gjelder dette 8 km nedstrøms Snorre-plattformen. Effektene på bunnfaunaen var imidlertid svake og begrenset til 250 - 500m nedstrøms plattformen i perioden med bruk av bare vannbasert slam på Snorre (ref. 6-23).

Basert på de erfaringene som er gjort er det ikke sannsynlig at fortsatte utslipp av vannbaserte borevæsker og -kaks vil medføre miljøeffekter av betydning i Tampenområdet.

Oljebasert borevæske

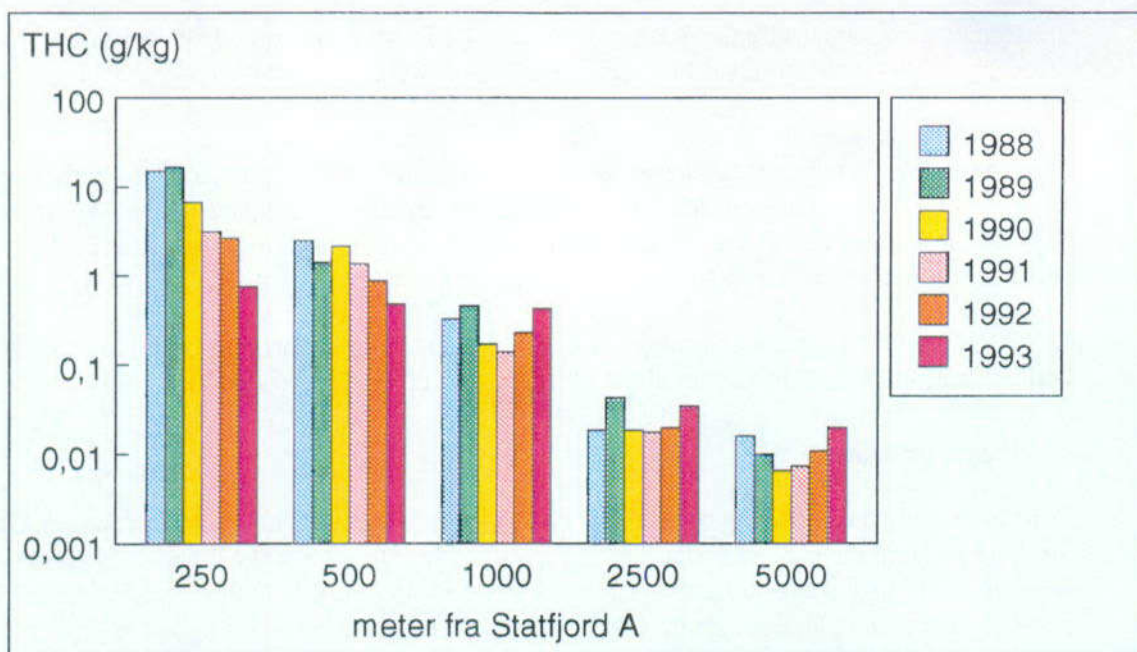
Der det er benyttet oljebasert borevæske, og kakset er sluppet ut, har dette medført en klar påvirkning på bunnfaunaen. Ved Statfjord- og Gullfaksplattformene er det funnet målbare overkonsentrasjoner i bunnsedimentene av visse olje-hydrokarboner ut til 5-7 km fra plattformene. Svake effekter på faunaen ble registrert ut til 2-2,5 km i dominerende strømrøtning ved noen av plattformene, men grensen for sikker påvirkning var stort sett 1 km. Markerte effekter var begrenset til 250 - 500m (ref. 6-24).

Oljeinnholdet i sedimentene på de mest belastede områdene har vist en klar nedgang. For eksempel 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 og en spredning fra de mest belastede prøvetakingsstedene. **Figur 6.14-2** viser utviklingen over tid ved forskjellige prøvetakingsstasjoner ved Statfjord A.

Pseudooljebasert slam

Ved undersøkelsene i 1993 ble det funnet spor av pseudooljer ut til 5 km fra de plattformene der disse hadde vært i bruk. Deteksjonsgrensen for slike "oljer" er imidlertid mye lavere enn for vanlige baseoljer.

Bruken av pseudooljer inntil 1993 hadde vært begrenset, og i stor grad hadde det tidligere vært brukt oljebasert slam. Det var derfor vanskelig å trekke sikre konklusjoner om hvorvidt pseudooljene bidro til de observerte faunaeffektene på disse feltene. Undersøkelser på enkelte felt utenom Tampenområdet (eks. Loke), hvor det bare var brukt pseudooljer, tydet imidlertid på at de umiddelbare virkningene kunne strekke seg ut til 500 meter, med andre ord ikke vesentlig mindre enn ved oljebasert slam (ref. 6-24).



Figur 6.14-2: Innhold av hydrokarboner (THC) i sedimentprøver i strømretningen (130°) fra Statfjord A. (Merk logaritmisk akse) (ref. 6-25)

Undersøkelser ved et annet felt (Gyda brønn 2/1-9) tydet på en sterk nedgang i innholdet av eterbasert slam i sedimentene etter utslippet.

Laboratorieforsøk viser at esterbasert slam er vesentlig lettere nedbrytbart enn eter- og olefinbasert slam. Nedbrytningen kan imidlertid forårsake en forbigående mangel på oksygen i sedimentene, noe som kan forklare noe av den virkningen på bunnfaunaen som observeres (ref. 6-26).

Det vil løpet av den nærmeste fremtid foreligge et mer omfattende materiale fra overvåking og laboratorieeksperimenter som vil gi et sikrere grunnlag for å vurdere de potensielle miljøeffektene av de forskjellige pseudooljebaserte slamtypene. OLF arbeider sammen med myndighetene med utarbeidelse av kriterier for valg av slamtyper, der også arbeidsmiljøhensyn vil bli tatt i betraktning.

7 Akutte oljeutslipp i Tampenområdet

7.1 Sannsynlighet for oljeutslipp

Aktivitetene i Tampenområdet medfører en risiko for oljeutslipp knyttet til utblåsninger, lekkasje på rørledninger og undervannsutstyr, skipsuhell og uhellsutslipp fra prosessen. Det er gjort en rekke risikoanalyser for installasjonene i området, men disse har dels hatt et annet siktemål, og dels blitt gjort med forskjellige forutsetninger og modeller. For oljeutblåsninger er det derfor gjort en ny sammenstilling av sannsynligheter for ulike utslippsmengder, der det er lagt til grunn nye, harmoniserte grunnlagsdata for statistisk hyppighet og varighet. Det er også gjort visse tillegninger av de ratene som tidligere er beregnet i de forskjellige risikoanalysene. Denne sammenstillingen er gjort av Veritas (ref. 7-1).

Året 1997 er valgt som antatt representativt for perioden 1995 - 2000. Operatørene i området har gitt informasjon om antatt aktivitetsnivå, som oppsummert i tabell 7.1-1:

Beskrivelse	Antall
Produksjonsboring	26
Komplettering	25
Leteboring	5
Brønnoverhaling	16
"Wireline"-operasjoner	81
Produserende brønner	202
Rørledninger, brønnstrøm (km)	130
Rørledninger, prosessert olje (km)	95
Anløp med skytteltankere	580

Tabell 7.1-1: Aktivitetsnivå på Tampenområdet i 1997

7.1.1 Utblåsninger

Statistiske data fra Nordsjøen og den amerikanske delen av Mexico-gulven for perioden 1980 - 1992 er lagt til grunn for å beregne utblåsningshyppighet og -varighet. Dette ga følgende fordeling av hyppighet, rater og varigheter:

Rate (1/døgn)	Varighet					Sum
	0-1 døgn	1 døgn - luke	1 - 2 uker	2 - 4 uker	4 uker-75 døgn	
4000 - 6000	113,5	88,9	27,8	27,8	18,9	276,9
8000 - 9000	174,4	136,3	42,7	42,7	29,6	425,7
10000 - 12000	76	59	19	19	12	185
Sum	363,9	284,2	89,5	89,5	60,5	887,6

Tabell 7.1-2: Hyppigheter for oljeutblåsning i Tampenområdet; antall hendelser pr. 10.000 år

I henhold til denne beregningen vil det altså kunne inntreffe en utblåsning hvert 11. år i dette området. Dette må sies å være en forholdsvis stor samlet risiko. En nærmere gjennomgang av data-grunnlaget for historiske utblåsninger gir imidlertid momenter som tilsier at risikoberegningen er konservativ (ref. 7-2):

- Med de hyppigheter som er lagt til grunn for beregning pr. aktivitet skulle det ha inntruffet 14-15 dype utblåsninger (grunn gass unntatt) i Nordsjøen i perioden 1980 - 1992. Det faktiske antallet var 9. Særlig for produksjonsboring, komplettering og brønnoverhaling er det klart lavere hyppighet av utblåsninger i Nordsjøen enn i Mexicogulven.
- Av alle utblåsningene som fant sted i perioden var bare ca. hver 10. en oljeutblåsning (én i Nordsjøen). I beregningene ovenfor er det imidlertid antatt at det vil komme olje i alle tilfellene, fordi bare brønner som er eller skal kompletteres i oljesonen er tatt med. Statistikken kan imidlertid tyde på at sannsynligheten for oljeutblåsning generelt er betydelig lavere enn for gass.
- Tampenområdet er "modent", med velkjente reservoarmessige forhold, noe som skulle redusere risikoen for uforutsigbare trykkforhold.
- Mange av de utblåsninger som har funnet sted, har gitt svært små mengder, selv om de til dels har vært langvarige. I beregningene er det imidlertid antatt at alle utblåsningene vil gi maksimale rater så lenge utblåsningen varer.

Et forhold som kan trekke i motsatt retning er at de fleste nye brønner i området vil bli under-sjøiske. Dersom en større utblåsning først oppstår fra en slik brønn, vil man snart måtte trekke riggen unna av hensyn til redning av mannskapet. Noen av de intervensjonsmuligheter som finnes på en installasjon med brønnhodene på plattformen går da tapt, og en vil eventuelt måtte bore en avlastningsbrønn. Dette kan ta 50 - 75 dager.

I de videre beregningene av oljedrift er imidlertid dataene i tabell 7.1-2 lagt til grunn.

7.1.2 Rørledninger og havbunnsinstallasjoner

Rørledninger og havbunnsinstallasjoner kan gi opphav til små lekkasjer, som imidlertid kan være langvarige, fordi de er vanskelig å oppdage, og til større, men forholdsvis kortvarige lekkasjer og rørbrudd. I sjeldne tilfeller kan de store lekkasjene også bli langvarige, dersom avstengningsventilene også svikter.

Veritas har gjort følgende sammenstilling av forventet hyppighet av lekkasjer:

Rate / Volum	0 - 1 time	1 time - 1 mnd.	1 mnd - 1 år	Varighet ikke spesifisert
0-10 kg/s	459,1	117,1	1.270	
10 - 100 kg/s	49,2	0,66		
100 - 300 kg/s	17,5	0,19		
0 - 500 tonn				16.780
500 - 10.000 tonn				1.490
10000 - 20000 tonn				227

Tabell 7.1-3 Hyppighet av lekkasjer på rørledninger og undervannsutstyr (antall hendelser pr. 10.000 år)

Den store hyppigheten som er beregnet for de mindre lekkasjene (1-2 pr. år) skyldes for en stor del beregnet lekkasjehyppighet på Snorre undervannsanlegg. Dette er et komplisert anlegg med mange ventiler og andre potensielle lekkasjepunkter. Den reelle lekkasjehyppigheten synes imidlertid å være betydelig lavere enn beregningene tilsier.

Ved større lekkasjer på undervannsanlegg og rørledninger for ustabilisert olje (brønnstrøm) vil ledningene tømmes raskt på grunn av høyt gassinhold. Varigheten av et slikt utslipp er derfor avhengig av hvor lang tid det tar å stenge kilden.

Ved større lekkasjer på oljerør med stabilisert olje vil utslippet raskt avta når pumpene stoppes. Det innestengte volumet i den delen av ledningen som ligger lavere enn bruddstedet vil så langsomt lekke ut samtidig som vann trenger inn. I den delen av ledningen som ligger høyere enn bruddpunktet vil oljens lavere tetthet enn sjøvann hindre utlekking.

Erfaring viser at mindre oljesøl med råolje langt til havs forholdsvis raskt går i oppløsning. I oljespredningsberegningene er det derfor bare tatt med utslipp over 100 tonn/døgn. Med denne begrensningen og visse antakelser om varighet av lekkasjer, er derfor følgende tabell brukt som grunnlag for oljedriftsberegningene:

Rate (kg/s)	Varighet		
	0-1 time	1 time - 1 døgn	1 døgn - 1 mnd
0-10		117,1	331
10-100	49,2	1.160	
100-300	17,5	227	

Tabell 7.1-4: Hyppighet av større lekkasjer fra rørledninger og undervannsutstyr (antall hendelser pr. 10.000 år)

7.1.3 Utslipp fra skytteltankere

Det er årlig ca. 330 anløp med skytteltankere til Staffjordfeltet 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 Staffjordoljen 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. 7-3). Ettersom oljemengdene fra Tampenområdet vil reduseres, vil det ikke bli noen økning i trafikken til Mongstad.

Det er kollisjoner og tankskips eksplosjoner 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 lekke 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:

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

Tabell 7.1-5: Forventet hyppighet av utslipp fra tankskip i Tampenområdet

Til grunn for disse hyppighetene ligger generell statistikk for antall kollisjoner og tankekspløsninger pr. skips-år, som er multiplisert med antall skips-år i Tampenområdet. Det er ikke gjort spesielle vurderinger av seilingsledene i området eller tatt spesielt hensyn til skipene tekniske standard. Tallene må derfor betraktes som en grov indikasjon på risikonivået.

7.1.4 Registrerte oljeutslipp i de senere år

I perioden 1992 -1995 ble følgende mengder registrert som uhellsutslipp fra de ulike innretningene i Tampenområdet:

År	Type utslipp	Snorre TLP	Snorre UPA	Tordis	Statfjord A	Statfjord B	Statfjord C	Gullfaks A	Gullfaks B	Gullfaks C
1992	Olje Diesel		2,1		0,11 0,04	904 0,2	2,56	7,02 0,015	0,38 0,04	0,006
1993	Olje Diesel	0,23 0,2	2		1,67	8,1 0,01	2,04 0,15	3,7	2,7	2,35
1994	Olje Diesel	0,01	1,5	0,1	1,06	1,3	0,04 0,01	0,2 0,02	0,96	2,25 0,075
1995	Olje Diesel					6,1	0,02	0,14		0,29 0,015

Tabell 7.1-6: Registrerte utslipp (m³) i perioden 1992-1994 (Snorre) og 1992- 01.07.1995 (Statfjord og Gullfaks)

Det fremgår av tabellen at det er registrert ett større spill (900 m³) fra Statfjord B. De fleste sølene har vært på mindre enn 1 m³, mens ca. 1/3 av sølene har vært på 1 - 10 m³. Det er ikke blitt registrert skadevirkninger av betydning ved noen av disse sølene. I forbindelse med utslippet av 900 m³ olje fra Statfjord B i juli 1992, ble mye av oljen samlet opp (gode værforhold). Det ble registrert flekker og skimmer av olje på havet som forsvant i løpet av noen dager. Området ble overvåket med helikopter, og det ble ikke registrert skadevirkninger.

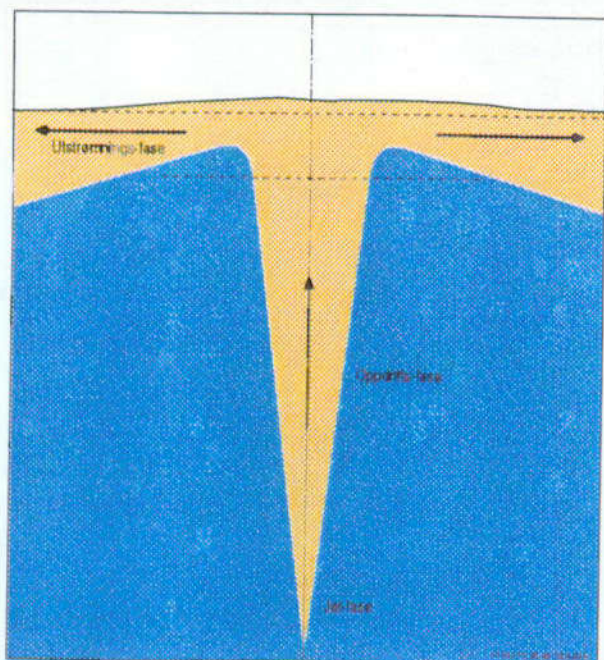
7.2 Konsekvenser av akutte oljeutslipp

7.2.1 Nærsonespredning av olje fra en utblåsning

Utblåsninger kan finne sted både fra plattformer og fra brønner på sjøbunnen. For plattformer som har brønnhodene på plattformen, vil utblåsningene skje på plattformen. Med undersjøiske brønner kan en både få utblåsning på sjøbunnen, på selve plattformen eller på en flyttbar rigg, dersom en slik rigg utfører boring eller brønnvedlikehold. Dersom man får utblåsning på en rigg eller en flyttbar produksjonsplattform, og man ikke får kontroll over denne, vil en måtte koble seg fra stigerøret og trekke plattformen unna for å redde personellet. Alle større utblåsninger i tilknytning til undersjøiske brønner vil derfor etter en tid skje fra sjøbunnen.

Antall undersjøiske brønner vil øke sterkt i tiden fremover, fra rundt 30 i 1994 til ca. 140 omkring år 2000, mens antall plattformbrønner vil øke fra omkring 230 til ca. 280.

Figur 7.2-1 viser forløpet av en typisk undervannsutblåsning. Ut- og oppstrømningen vil gå gjennom følgende faser: 1) jet-fasen, 2) oppdriftsfasen og 3) spredningsfasen.

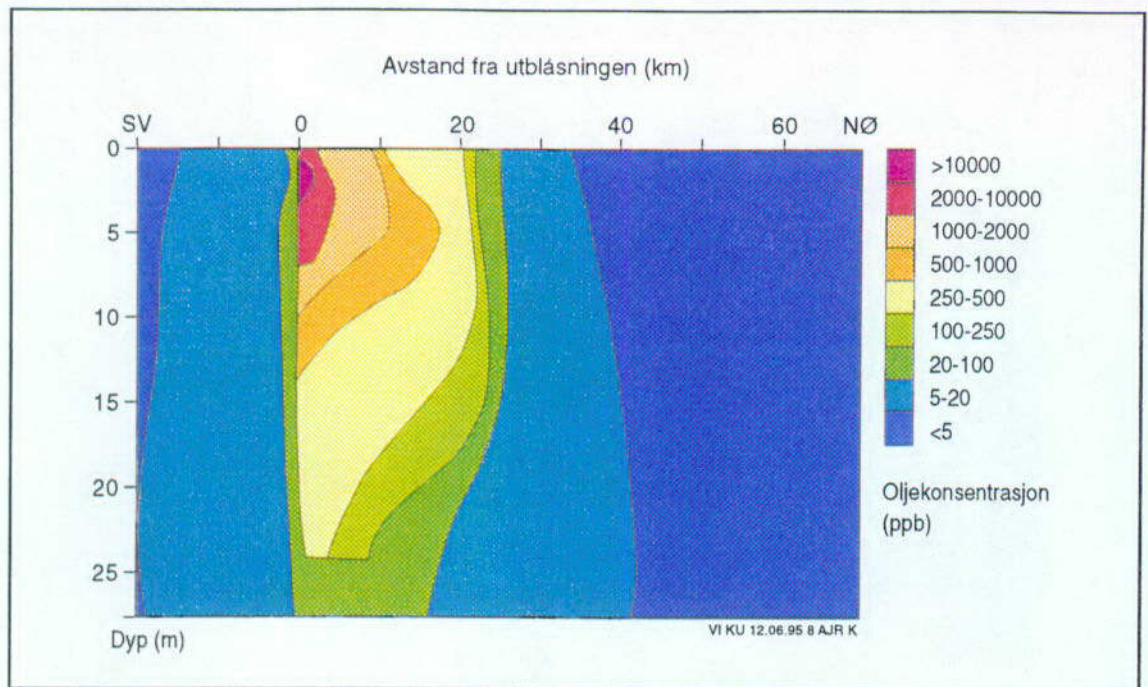


Figur 7.2-1: Skjematisk forløp av en undersjøisk utblåsning

I jet-fasen skaper det høye trykket en stråle av gass og olje som river med seg vann fra omgivelsene. Derneft vil gassen danne bobler som stiger mot overflaten, samtidig som de ekspanderer. Når strømmen når overflaten, blir den avbøyd ut i alle retninger, samtidig som nye vannmasser rives med og hastigheten dempes. Derneft følger en passiv fortynningsfase, hvor energien i utstrømningen er brukt opp og fortynningen drives av havstrømmene.

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

Det er usikkert hvor mye olje som vil bli dispergert og løst i vannmassene. Tilgjengelige beregningsmodeller er svært usikre. De målinger som ble gjort i forbindelse med Ixtoc-utblåsningen i Mexicogulfen i 1979 kan imidlertid gi en god indikasjon på hva som kan forventes. Dette er vist i **Figur 7.2-2**. Nedstrøms for utblåsningen ble det målt konsentrasjoner på opptil 10 ppm 1 km fra utslippet i 2 - 5 m dybde. Over 100 ppb ($\mu\text{g/l}$) ble målt i en avstand på 15 - 25 km i 20 - 25 m dybde. På 40 km avstand var konsentrasjonene i vannmassene på bakgrunnsnivå (mindre enn 5 ppb), (ref. 7-4).



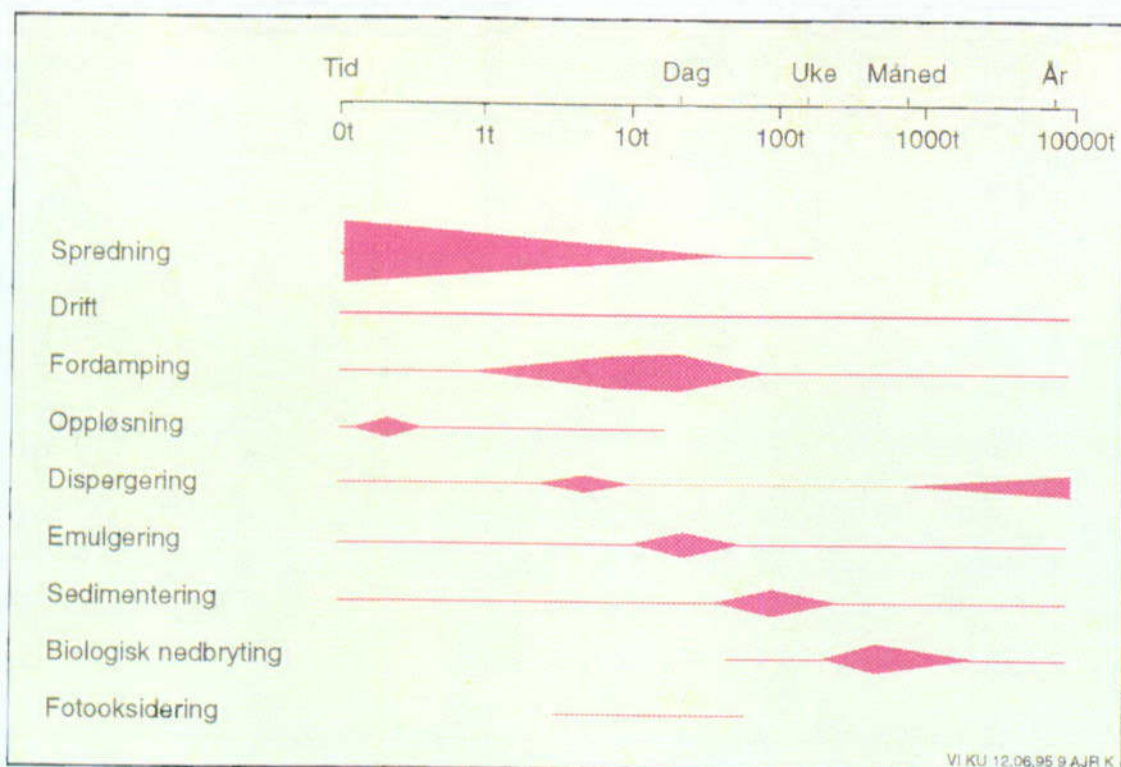
Figur 7.2-2: Konsentrasjoner av olje målt i vannmassene i forbindelse med Ixtoc- utblåsningen

Utblåsningen på Ixtoc skjedde imidlertid på forholdsvis grunt vann (ca. 55 m), mens dypet i Tampenområdet er 140 - 350 m. Det store vanddyper i Tampenområdet vil medføre at enda større vannmasser enn ved Ixtoc settes i bevegelse som følge av medrivning. Dette kan medføre at nærsonefortynningen blir noe større enn ved Ixtoc, men at nærsonen også vil ha en noe større utstrekning. I fjernsonen vil imidlertid konsentrasjonene avta som følge av passiv fortynning, biologisk nedbrytning og sammensmelting til større dråper som stiger til overflaten. Forløpet her vil trolig være nokså likt det man fant ved Ixtoc.

Ved en utblåsning fra en plattform, vil oljen falle ned på havoverflaten og spres videre i flak der. En betydelig del av de lette komponentene vil da fordampe innen oljen når sjøen.

7.2.2 Drift og nedbrytning av oljeflak

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 7.2-3** viser den relative betydningen av de viktigste prosessene som funksjon av tiden etter utslippet (ref. 7-5).



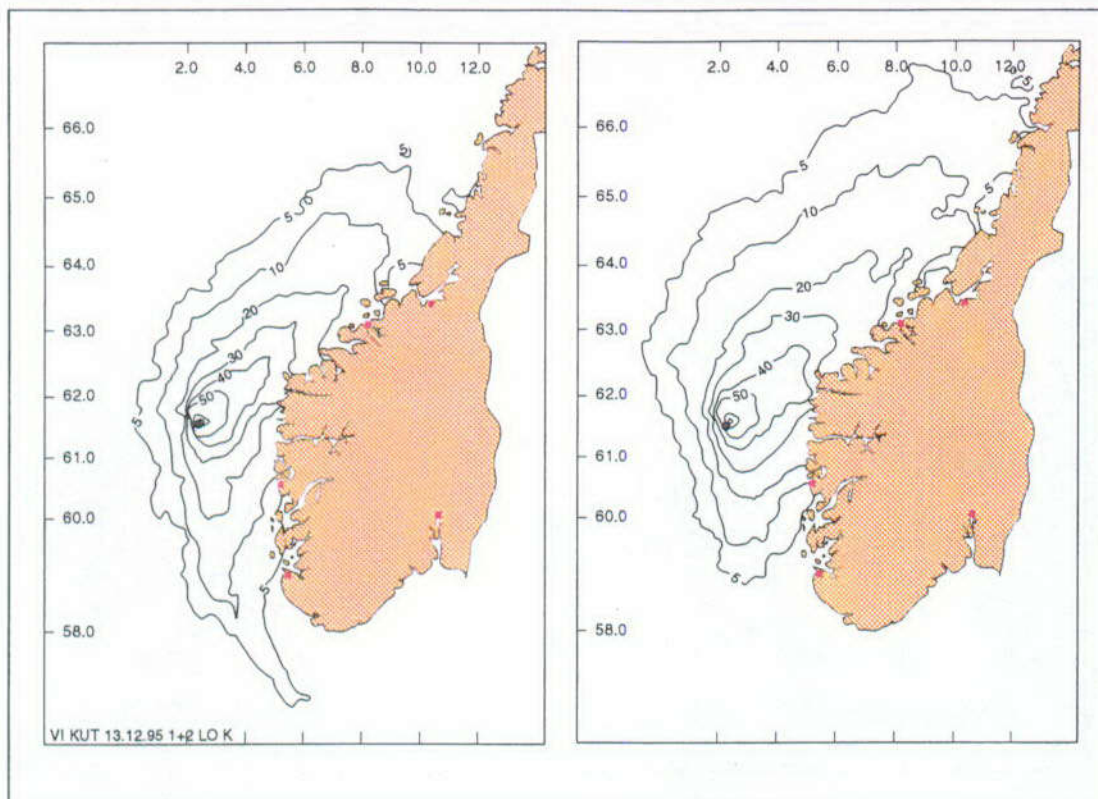
Figur 7.2-3: Relativ betydning av ulike prosesser som påvirker et oljesøl på havoverflaten som funksjon av tiden etter utslippet

I oljedriftsberegninger tas det hensyn til fordamping og nedblanding i vannmassene. Disse avhenger av oljens sammensetning og av temperatur og værforhold, som det tas hensyn til i modellen. Ved en undervannsutblåsning vil en større andel av oljen i utgangspunktet bli nedblandet, men i beregningene er det forutsatt at utblåsningene skjer på plattformen. **Figur 7.2-4** viser sannsynlighetsfordelingen for berøring av oljeforutsatt at det har skjedd en utblåsning i hhv. sommer- og vinterhalvåret, basert på utblåsningsdataene gitt i **tabell 7.1-2**.

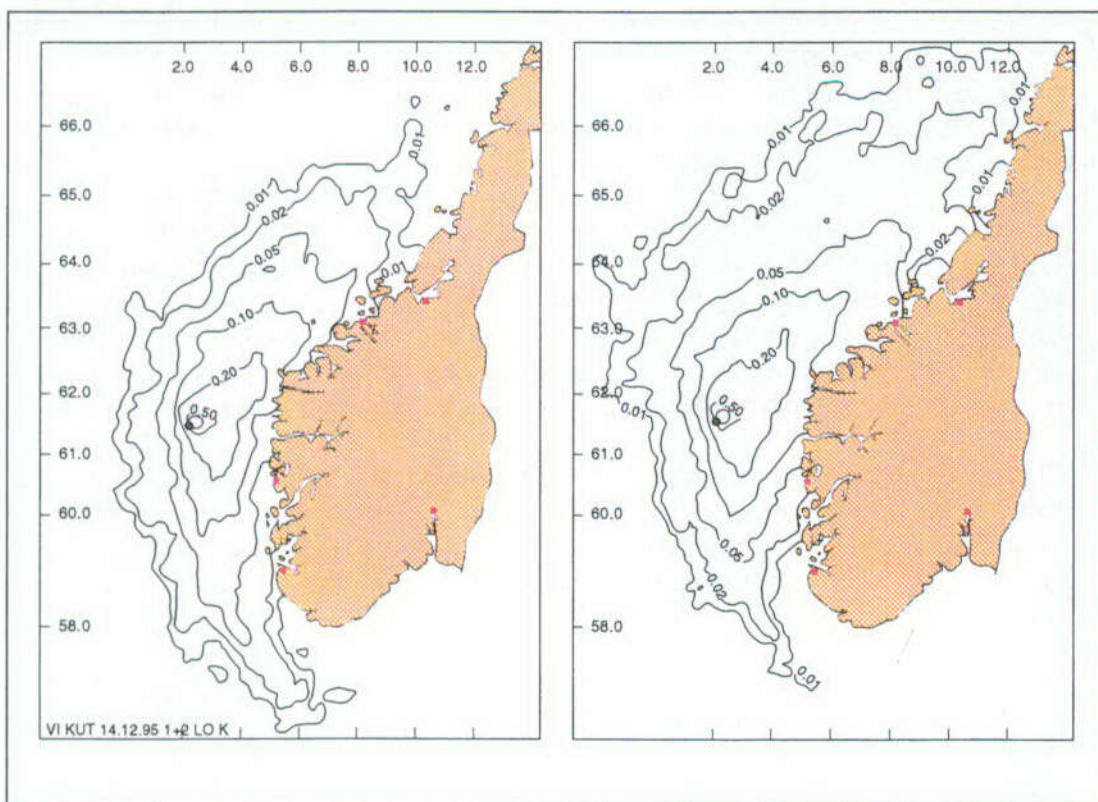
En annen fremstillingsmåte er vist i **figur 7.2-5**. Her er sannsynligheten for berøring med olje illustrert som *andel av tiden (i ‰) som det kan forventes olje innenfor en beregningsrute (15kmx15 km)*. Her er det tatt hensyn til hyppigheten av utblåsninger, mens figurene foran forutsetter at en utblåsning har skjedd. Eksempelvis er tidsandelen ca. 0,1‰ for berøring av Stad i både sommer- og vinterhalvåret. Dersom dette risikonivået er det samme i en 50-års periode, skulle man altså forvente oljesøl i : $365 \text{ dager} \times 50 \times 0,0001 = 1,8 \text{ dager}$ i løpet av denne tiden.

Figur 7.2-6 og 7.2-7 viser tilsvarende sannsynlighetskart for berøring av olje fra lekkasjer på rørledninger og undersjøisk utstyr og fra skipsuhell. Det fremgår at tidsandelen for berøring ved Stad er omtrent like stor for rørlekkasjer som for utblåsning, mens tidsandelen for oljesøl fra tankskipsuhell er betydelig lavere, ca. 0,0005‰ eller i snitt 13 minutter i løpet av en 50-års periode.

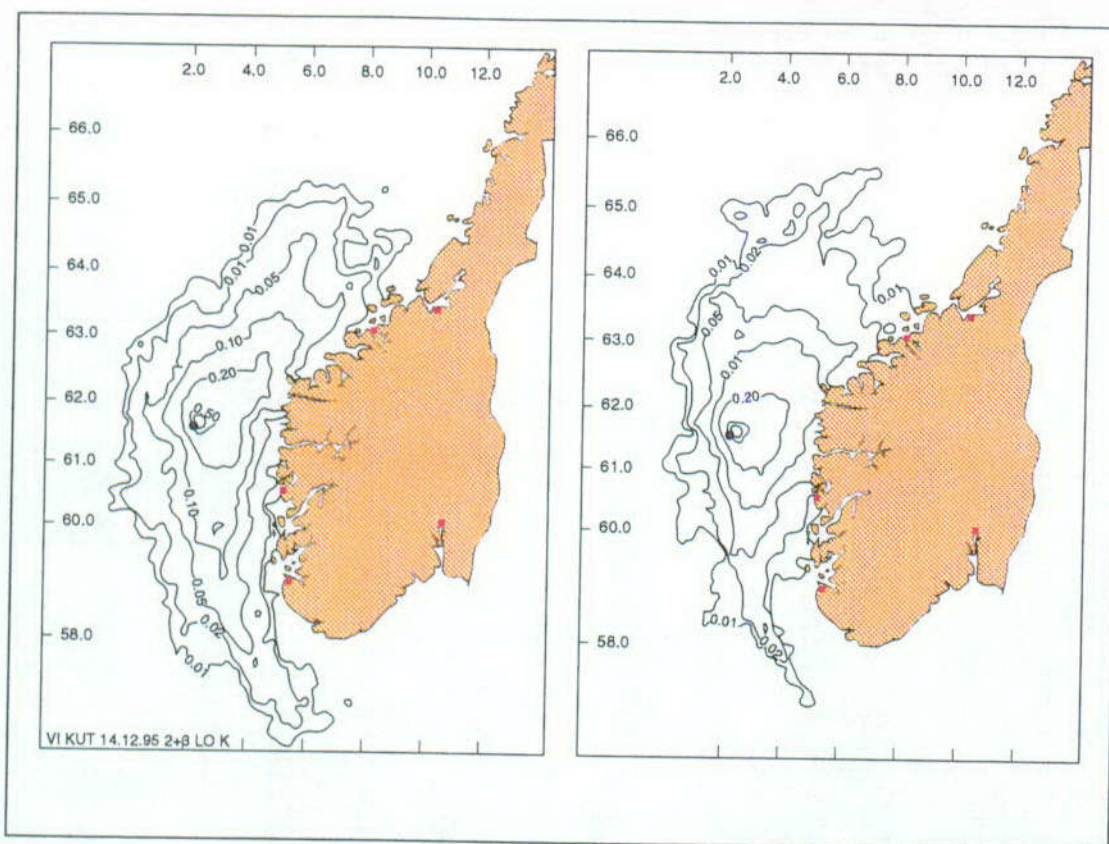
Det må understrekes at denne beregningsmåten er et forsøk på å illustrere forskjellen i total-sannsynligheten for berøring med olje fra de ulike kildene, og at tallene ikke må tas for bokstavelig.



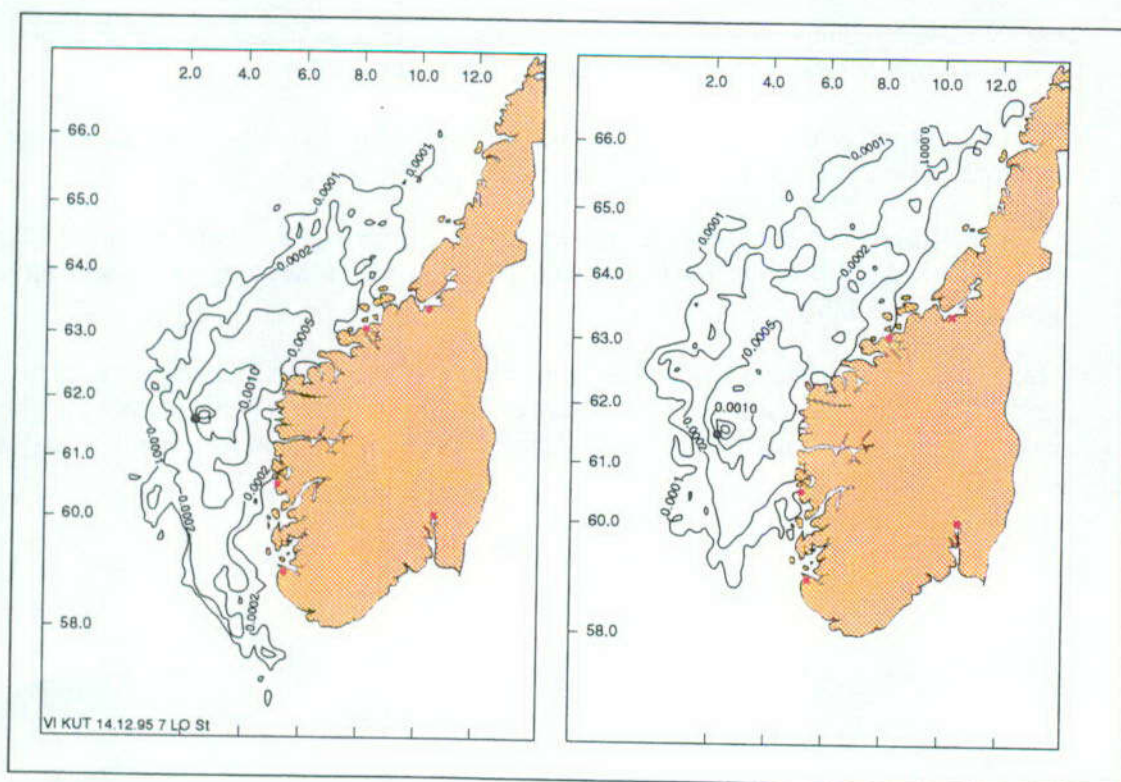
Figur 7.2-4: Beregnede sannsynligheter for berøring av olje fra utblåsing på Tampen i henholdsvis sommer- og vinterhalvåret, gitt at en utblåsing har skjedd



Figur 7.2-5: Forventet tidsfraksjon (%) for berøring av olje fra utblåsing på Tampen i henholdsvis sommer- og vinterhalvåret



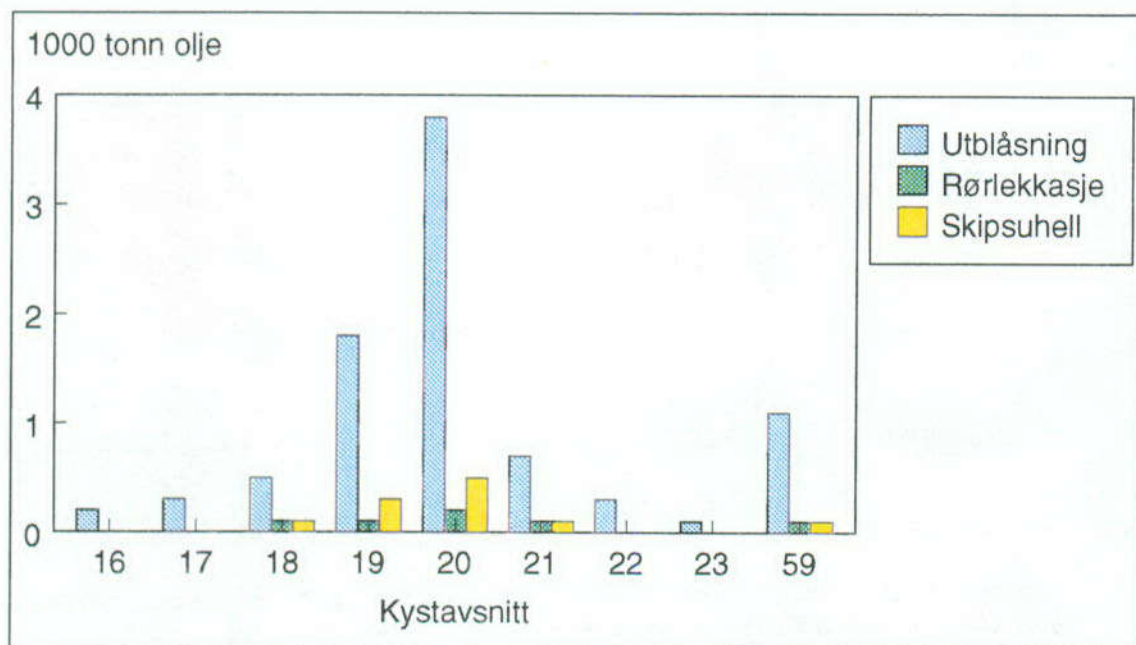
Figur 7.2-6: Forventet tidsfraksjon (%) for berøring av olje fra lekkasje på rørledninger og undersjøisk utstyr på Tampen i henholdsvis sommer- og vinterhalvåret



Figur 7.2-7: Forventet tidsfraksjon (%) for berøring av olje fra utblåsing på Tampen i henholdsvis sommer- og vinterhalvåret

Figurene foran sier imidlertid ikke noe om mengdene av olje som vil kunne nå land, eller hvor lang tid det tar før oljen når land. Figurene viser heller ikke effekten av oljevern.

Oljedriftsberegningene viser at minste drivtid til land er ca. 4 dager om sommeren og 3 dager om vinteren. I 71% av tilfellene om vinteren vil imidlertid drivtiden være lengre enn 10 dager, og det tilsvarende tallet for sommeren er 85%. I figur 7.2-8 er gjennomsnittlige mengder som driver på land vist for de ulike typer hendelser, forutsatt at et uhell har skjedd om vinteren, og at oljevern blir iverksatt.

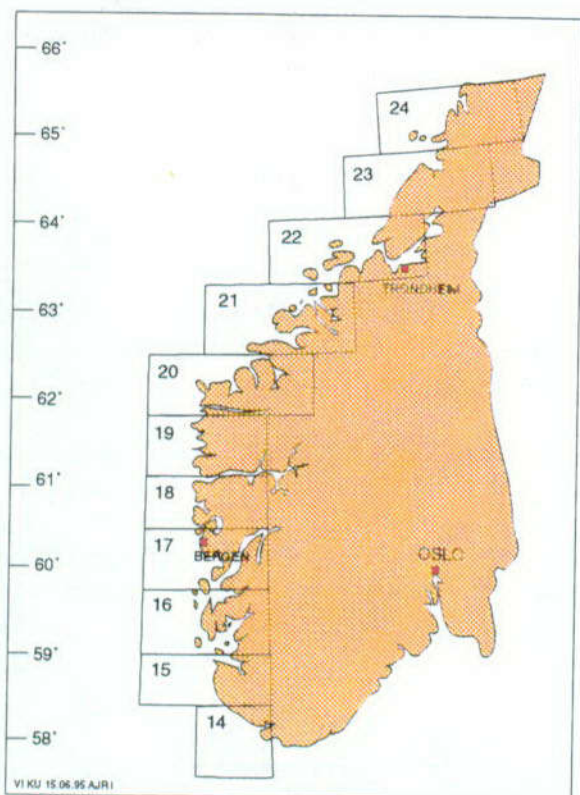


Figur 7.2-8: Gjennomsnittlige oljemengder som driver i land om vinteren på forskjellige kystavsnitt som følge av utblåsning, rørlekkasje eller skipsuhell.

Oljedriftsberegningene viser at mengdene som strander ikke er svært forskjellige i en sommersituasjon fra det som er beregnet for vintersituasjonen.

Ellers viser beregningene at oljevernberedskapen er mer effektiv om sommeren (rundt 50% for utblåsning) enn om vinteren (vel 40%), og mer effektiv overfor et kortvarig skipsuhell enn overfor en langvarig utblåsning eller rørlekkasje.

Basert på de foreliggende beregningene, synes *risikoen* for skader fra oljesøl å være klart størst knyttet til utblåsninger, fordi oljemengdene er betydelig større enn ved rørlekkasjer, og hyppigheten er mye større enn for skipsuhell. Den videre omtale er derfor konsentrert om konsekvenser av utblåsninger.



Figur 7.2-9: Kart som viser definisjon av kystavsnittene. Avsnitt 59 ovenfor er Shetlandsøyene

7.3 Virkninger av akutte oljeutslipp

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

7.3.1 Virkninger i de frie vannmassene og på fisk

Generell kunnskap og erfaring

Selv om olje kan skade planteplankton i form av veksthemming m.v., er reproduksjonsevnen for disse organismene så stor at bestanden vil være restituert i løpet av få dager. Også for dyreplankton (rauåte, krill) vil en få en rask restitusjon, så lenge det er nok planteplankton til stede (ref. 7-4, 7-5).

Det er i det store og hele enighet blant forskere om at oljespill i åpent hav ikke representerer noen trussel mot fisk som er stor nok til å unngå spillet, 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 det relativt grunt, slik at fisken hadde liten mulighet til å unnsnippe (ref. 7-4).

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

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 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.7-4). I andre utredninger er det anslått at oljen etter to døgns drivtid vil ha mistet sin toksiske effekt (ref. 7-5).

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. 7-4).

I HELP-programmets sluttrapport (ref. 7-7) 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 tilleggsmødelighet av fiskeegg/-larver, dersom sølet inntreffer i en kritisk fase i larveutviklingen, men selv i ekstreme tilfeller er det lite sannsynlig at dette får merkbare konsekvenser for den fiskbare bestanden.

Konsekvenser i Tampenområdet

En eventuell undersjøisk utblåsning i Tampenområdet vil gi potensielt toksiske konsentrasjoner i vannmassene (>100 ppb) opptil 20 km fra utslippet, om man legger erfaringene fra Ixtoc til grunn. I tillegg kan vannmassene få tilført olje fra dispergering av det drivende flaket. Maksimal utstrekning av det området som påvirkes av flaket er trolig også i størrelsesorden 20 km (2 døgns drivavstand). Det påvirkede området vil kunne overlappe med forekomster av egg og larver av viktige fiskeslag som torsk, hyse, hvitting, sei og makrell.

Konsekvensene vil imidlertid være små basert på det som er referert ovenfor. I tillegg kan det nevnes at sei (som er mest følsom) gyter over meget store områder, slik at bare en liten del av bestanden berøres, og torsk har sine viktigste gyteområder lengre nord.

7.3.2 Virkninger på sjøfugl

Generell kunnskap og erfaring

Effekten av oljeutslipp i havet synes å være størst på sjøfugl. Dette skjer ved at fjærdrakten tilgripes 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 sårbare når det gjelder oljeskade på sjøfugler:

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

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. 7-4):

- 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 næringssøk. 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.
- Styliis: 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.

Styliis-ulykken er nokså enestående med hensyn til at så lite olje kan utrette så mye skade. F.eks. ble det rapportert 41 oljesøl på mer enn 1 m³ fra norsk oljevirkosomhet i 1994, uten at det er rapportert konsekvenser av betydning (ref. 5-6).

Fersk olje har generelt mye 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. 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 - 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. 7-8).

Skagerak er overvintringsområde for lomvi som hovedsakelig hekker i Skottland. Til tross for det store antallet døde lomvi etter Styliisulykken i 1981, er bestandene her imidlertid ikke blitt merkbart redusert i ettertid (ref. 7-4, 7-9). 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 (ref. 7-9).

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.

Konsekvenser av oljeutslipp fra Tampenområdet

Influensområdet i åpent hav er viktig oppholdsområde for flere sjøfuglarter, både norske bestander og bestander fra andre land som grenser til den nordlige del av Nordsjøen og Norskehavet. I hekkeperioden foretar sjøfuglene matsøk i relativt lang avstand fra fuglefjellene, ofte ut til frontsystemene mellom Atlanterhavsvann og kystvann. Dette kan dreie seg om opptil 100 - 150 km. Spesielt utsatt er alkefugler, særlig fra februar til august, i havområder utenfor Runde. Olje som når dit kan redusere de norske bestander av alkefugler (ref. 3-5). Det er likevel lite sannsynlig at olje på åpent hav vil forårsake store bestandsreduksjoner, fordi fuglene sprer seg over store områder i matsøkingen, mens flaket til enhver tid har en begrenset utstrekning.

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

I følge MRDB (ref. 4-1) er fuglekoloniene ved Runde og Klovningen regnet som internasjonalt eller nasjonalt viktige. Området utenfor Runde er dessuten vinteroppholdssted for alkekonge, som hekker lenger nord. Smøla er også et viktig overvintringsområde.

Av figur 4.4-1 og figurene 7.2-4 - 7.2-7 fremgår det at det også finnes andre viktige sjøfugl-lokaliteter innenfor influensområdet, bl.a. Veststeinen, Einevarden og områdene nord for Sognefjorden. Runde må imidlertid betegnes som den klart viktigste lokaliteten.

Det er ikke gjennomført noen kvantitativ beregning av sannsynlig skade som følge av de utslippene som kan forekomme, men det er i det følgende gjort noen semikvantitative vurderinger.

Det fremgår av oljedriftsberegningene at kystavsnitt 20, hvor Runde ligger, er mest utsatt for å bli truffet av olje, men at det meste vil strande sør for Stad. Minste drivtid til Runde er 4-5 dager, og mest sannsynlig 10-15 dager eller mer. Dette kystavsnittet strekker seg fra Bremangerlandet ved Nordfjord til Nordøyane nord for Ålesund, en strekning på ca. 100 km i luftlinje. Denne kyststrekningen kan inndeles i 5 ruter à 15 km x 15 km. I et forslag til metode for miljørettet risikoenalyse (ref. 7-10) foreslår Veritas å klassifisere den potensielle skaden som "stor" dersom mer enn 1500 tonn olje akkumuleres i en slik rute, og det er verdifulle naturressurser til stede. Når man tar i betraktning at Runde ligger i den nordlige delen av kystavsnittet, som er mindre utsatt enn områdene sør for Stad, synes det rimelig å anslå at det må drive inn minst 10.000 tonn olje mot dette kystavsnittet, for at potensiell skade ved Runde skal bli "stor".

Sannsynligheten for at mer enn 10.000 tonn olje skal strande innenfor kystavsnittet der Runde ligger, er beregnet til ca. 6 %, forutsatt at en utblåsning har skjedd. Når man kombinerer denne sannsynligheten med hyppigheten av utblåsninger, blir den samlede hyppigheten av store oljesøl mot Runde ca. hvert 170. år. Antar man at sjøfuglene er kritisk sårbare 1/3 av året, vil hyppigheten av stor sjøfugldød ved Runde forårsaket av utblåsning fra Tampen kunne være i størrelsesorden hvert 500 år.

Utslipp fra rørledninger vil normalt være for små til å kunne forårsake vesentlig skade, selv om noe olje vil nå land. Utslipp fra skipsuhell forventes å inntreffe svært sjelden, og oljevernberedskap vil i større grad kunne hindre at betydelige mengder olje når land.

7.3.3 Virkninger på sjøpattedyr

Generell kunnskap og erfaring

Det er alminnelig antatt at hval kan unngå oljesøl ved hjelp av forskjellige sanseintrykk. Hval som blir påvirket, er først og fremst sårbare ved inntak (tilgrising av bardene og ved svelging), mens hudpåvirkning har liten effekt (ref. 7-5).

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. 7-4).

I følge ref. 7-4 og 7-5, synes heller ikke olje å medføre vesentlige skader på sel. Det er registrert at en stor andel av havertungene på Froøyene utenfor Trøndelag har oljeflekker i pelsen, uten at dette synes å ha påvirket vekst eller overlevelsessevne (ref. 7-5). 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 (ref. 7-4).

Sjøoter er ikke et sjøpattedyr, men tilbringer en stor del av sin tilværelse i og ved sjøen. Oteren regnes som svært sårbare for oljeforurensning, men har også en god restitusjonsevne (ref. 7-4).

Konsekvenser av oljeutslipp fra Tampenområdet

Ifølge ref. 3-5 kan en rekke hvalarter opptre regelmessig i influensområdet til Tampenområdet. Nise og spekkhogger er de mest kystnære artene med forekomst stort sett hele året. De viktigste områdene for hval ligger imidlertid lenger nord. Basert på de generelle erfaringene og de spredte forekomstene av hval, synes ikke oljesøl fra Tampenområdet å representere noen vesentlig trusel mot hval.

Kysten fra Hardangerfjorden til Nord-Trøndelag har kolonier av sel som tilsammen utgjør nær 50% av kystselbestanden (steinkobbe og havert). Steinkobbe har viktige kolonier på Nordøyane, mens havert har sine viktigste yngleplasser på Froøyene. Særlig Nordøyane kan bli utsatt for større mengder olje, men basert på de generelle erfaringene er omfattende seldød lite sannsynlig.

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. 7-5).

7.3.4 Kystområder

Generell kunnskap og erfaring

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

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

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

Erfaringer viser at på eksponerte områder (f.eks. klipper og havstrender) begynner rekoloniseringen meget raskt (< 1 år). Skjermede områder med liten bølgeerosjon kan ha meget lang restitusjonstid (5 - 20 år), dersom man legger til grunn at oljen skal være forsvunnet. Selv om man kan finne rester av olje i sedimentene i lang tid slike steder, synes rekoloniseringen også her å skje relativt raskt, dvs. innen 5 - 8 år (ref. 7-11).

Erfaringsmessig vil olje som driver i land på utsatte steder delvis bli vasket bort igjen, for så å samle seg i bukter og vikene, 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.

Konsekvenser av oljeutslipp fra Tampenområdet

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

7.4 Oljevernberedskap

Det er i beregningene foran lagt til grunn visse forutsetninger med hensyn til mobilisering av feltberedskap og NOFO's havgående oljevernberedskap, men det er ikke gjort noen vurdering av mulige oljevernaksjoner i kystområdene basert på den statlige og interkommunale oljevernberedskapen. Det er heller ikke gjort simuleringer av effekten av å mobilisere en større del av NOFOs beredskap.

Det er vurdert å ligge utenfor siktemålet for denne konsekvensutredningen å gjennomføre en analyse av oljevernberedskapen i området. Det er imidlertid i vedlegg A gitt et resymé av beredskapsplanene som er relevante for området.

Generelt kan det anføres at det store omfanget av oljevirkosomhet i området medfører en forholdsvis høy forventet hyppighet av oljesøl. Oljevernberedskapen er imidlertid dimensjonert for å kunne håndtere en større utblåsning, og størrelsen av den dimensjonerende hendelse er ikke påvirket av omfanget av utbyggingen. De beredskapsanalyser som er gjort for de enkelte felt er derfor relevante for området som helhet.

8 Virkninger for fiskerinæringen og andre næringer

8.1 Generelt

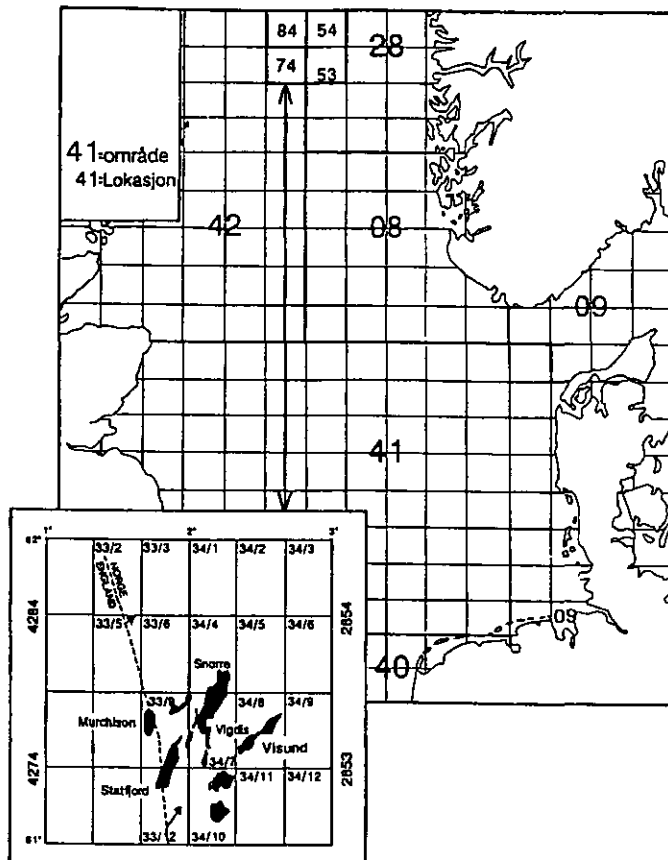
Som en del av en metodestudie for å vurdere de praktiske og økonomiske konsekvensene for fiskerivirksomheten som følge av petroleumsvirksomheten, ble det gjort en eksempelstudie for Tampenområdet (ref. /8-1/). Det er også gjort utredninger i samme område i forbindelse med Snorre, Tordis, Vigdis, Statfjord satellittene og Visund (ref. 8-2 til 8-8). Noen av de opplysningene som her er referert er fremkommet bl.a. i møter med Fiskeridirektoratet og med representanter for fiskar- og trålarlag.

8.2 Fiskeriaktiviteten i området

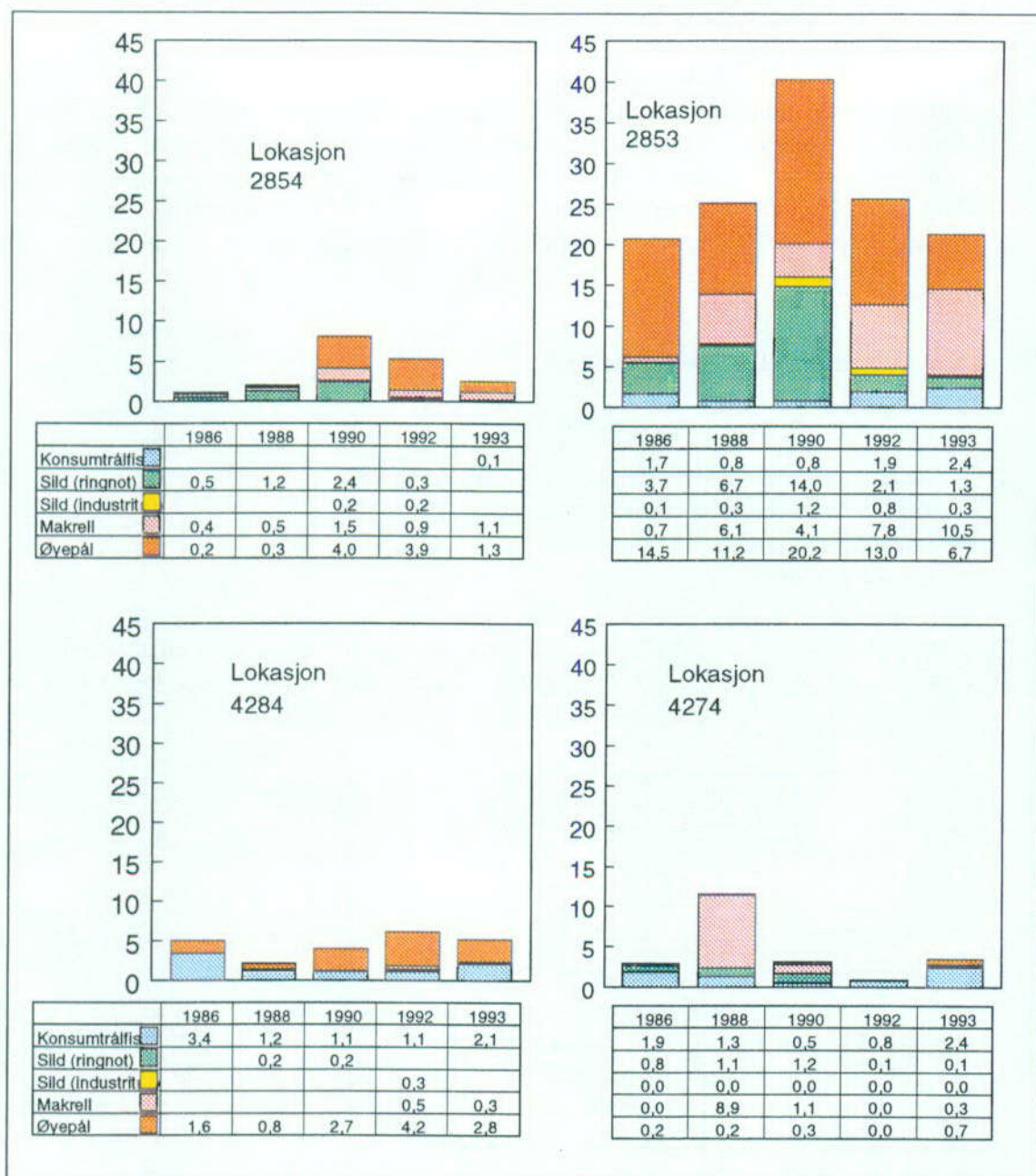
I Tampenområdet foregår følgende fiskerier:

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

Figur 8.2-1 viser de fiskeristatistiske områdene og -lokasjonene på Tampenområdet. Hver statistikklokasjon omfatter 6 oljeblokker. I figur 8.2-2 er fangstene i de nærmeste lokasjonene vist.



Figur 8.2-1: Fiskeristatistiske områder og -lokasjoner i Tampenområdet.



Figur 8.2-2: Fangstoversikt for de nærmeste lokasjonene på Tampenområdet (ref. 8-2, 8-9). (1000 tonn/år)

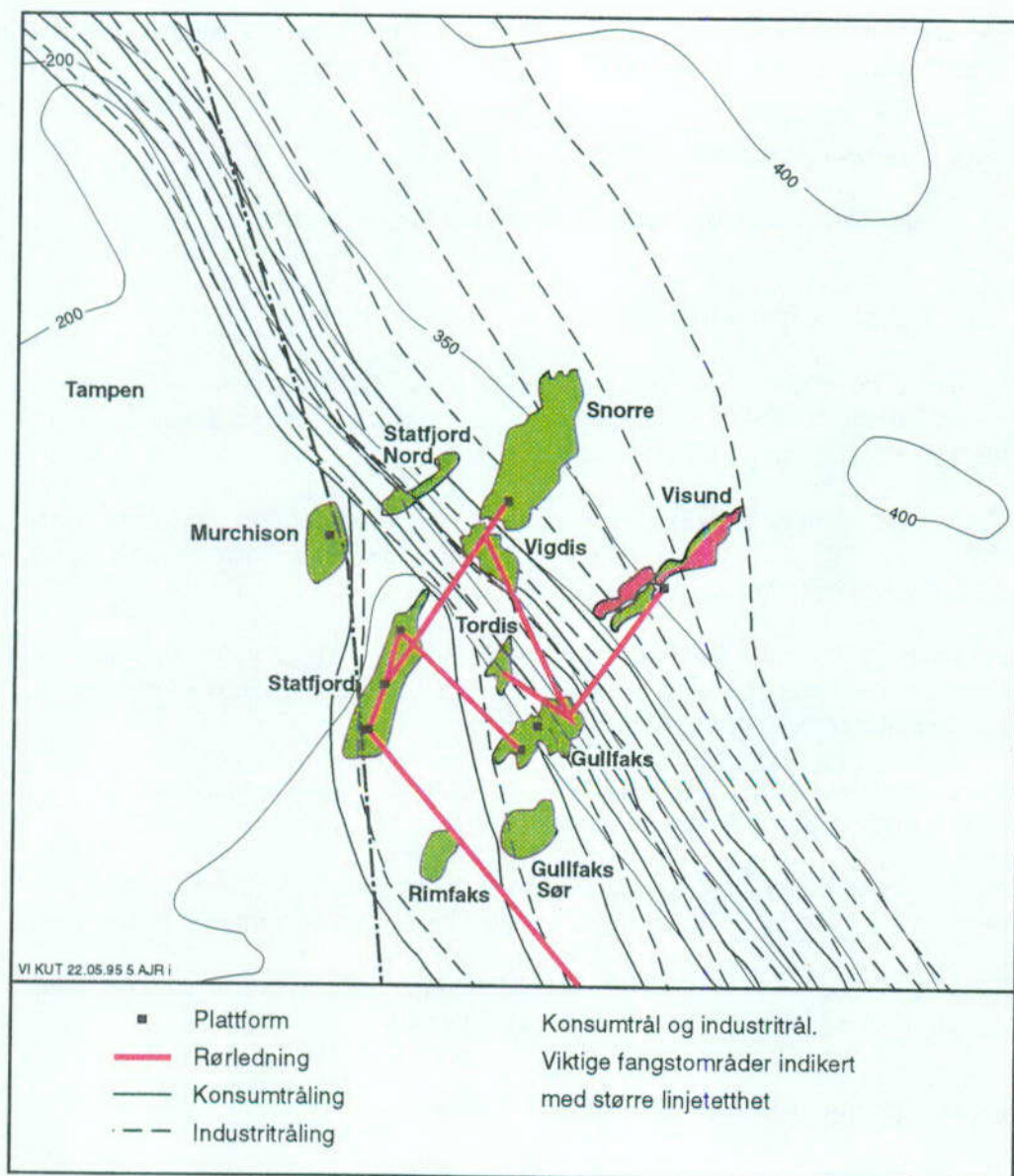
8.2.1 Industritrålfisket

Regnet i kvantum er industritrålfisket etter øyepål det største fisket i området. Mønsteret for industritråling i Tampenområdet er vist i figur 8.2-3. Som det fremgår av denne figuren foregår hovedtrålingen langs eggaskråningen. Det karakteristiske ved dette fisket er at fisken ofte står på en bestemt dybde, og at trålingen dermed foregår langsetter dybdekontene. Det viktigste øyepålfisket foregår i hovedsak fra eggakanten ned mot ca. 300 meters dyp.

Fra 280 til 350 meters dyp fiskes det kolmule (blåhvitting). Fangsten av kolmule kan ikke leses ut av fiskeristatistikken, da kolmulefangsten i hovedsak blir rapportert under "øyepål m.v".

Det er idag rundt 50 industritrålere i aktivitet i Nordsjøen. Av disse driver omlag 10 fartøyer kolmulefiske langs de dypere deler av eggskrånningen fra Gullfaks og nordover i perioden fra januar til mai. Det fiskes helt ned til 350 meters dyp i dette området.

I tillegg til de norske fartøyene, opererer også danske, skotske og irske båter i området.



Figur 8.2-3: Hovedtrekkene i trålfisket i Tampenområdet (ref. 8-2).

8.2.2 Konsumtråling

Konsumtrålingen foregår hovedsakelig på bankområdene og på de grunnere deler av eggskrånningen. Det viktigste fiskeslaget er sei. Det fiskes imidlertid også noe konsumfisk med bunntål, i hovedsak lange og brosme, i de dypere delene av området. Dette er stort sett bifangster under industritrålfisket.

8.2.3 Ringnotfiske etter sild og makrell

Ringnotfiske etter sild og makrell er strengt kvoteregulert. I de senere årene har det vært fisket sild på gytevandring i området. Hvor fisket på arter som sild og makrell finner sted og når det foregår, vil imidlertid avhenge både av fiskens vandring og de fangstreguleringer som gjennomføres. Hvilket fiske som foregår i Tampenområdet, kan derfor variere fra år til år.

Det er siden 1993 gitt tillatelse til å bruke flytetral for fiske etter makrell i Nordsjøen til et begrenset antall fartøyer. Ringnotfisket er blitt tilsvarende redusert.

8.2.4 Garn- og linefiske

Det foregår bare sporadiske fangster med garn og line i området.

8.3 Bestandsutvikling

Sei danner hovedgrunnlaget for det norske konsumtrålfisket i Nordsjøen. Seibestanden er vurdert å være i dårlig forfatning på grunn av høy beskatning, og det internasjonale havforskningsrådet tilrår ytterligere begrensninger i fisket.

Torsk, hyse og hvitting utgjør en begrenset del av det norske fisket, men disse er de viktigste fiskeslagene for det danske og britiske fisket i Nordsjøen. Bestanden av torsk regnes som meget svak, for hyse og hvitting er situasjonen noe bedre.

For industritrålflåten er bestandsituasjonen for øyepål god etter at den var svak i 1988. Tobisbestanden synes å være på bedringens vei. Kolmulebestanden vurderes å være innenfor sikre rammer som tillater fiske uten spesielle restriksjoner.

For de viktigste artene i ringnotfisket er situasjonen at veksten i sildebestanden har stanset, men er på et tilstrekkelig nivå mht. å sikre framtidig rekruttering.

Makrellbestanden for Nordsjømakrell er på et kritisk lavmål. Det skjer imidlertid en innvandring av makrell fra vest for de britiske øyer, som har bidratt til å opprettholde til dels gode fangster.

Forutsatt en god ressursforvaltning, er det framtidige årlige ressurspotensialet samlet større enn det fangsttallene for senere år gir uttrykk for (ref. 8-2).

8.4 Arealbeslag

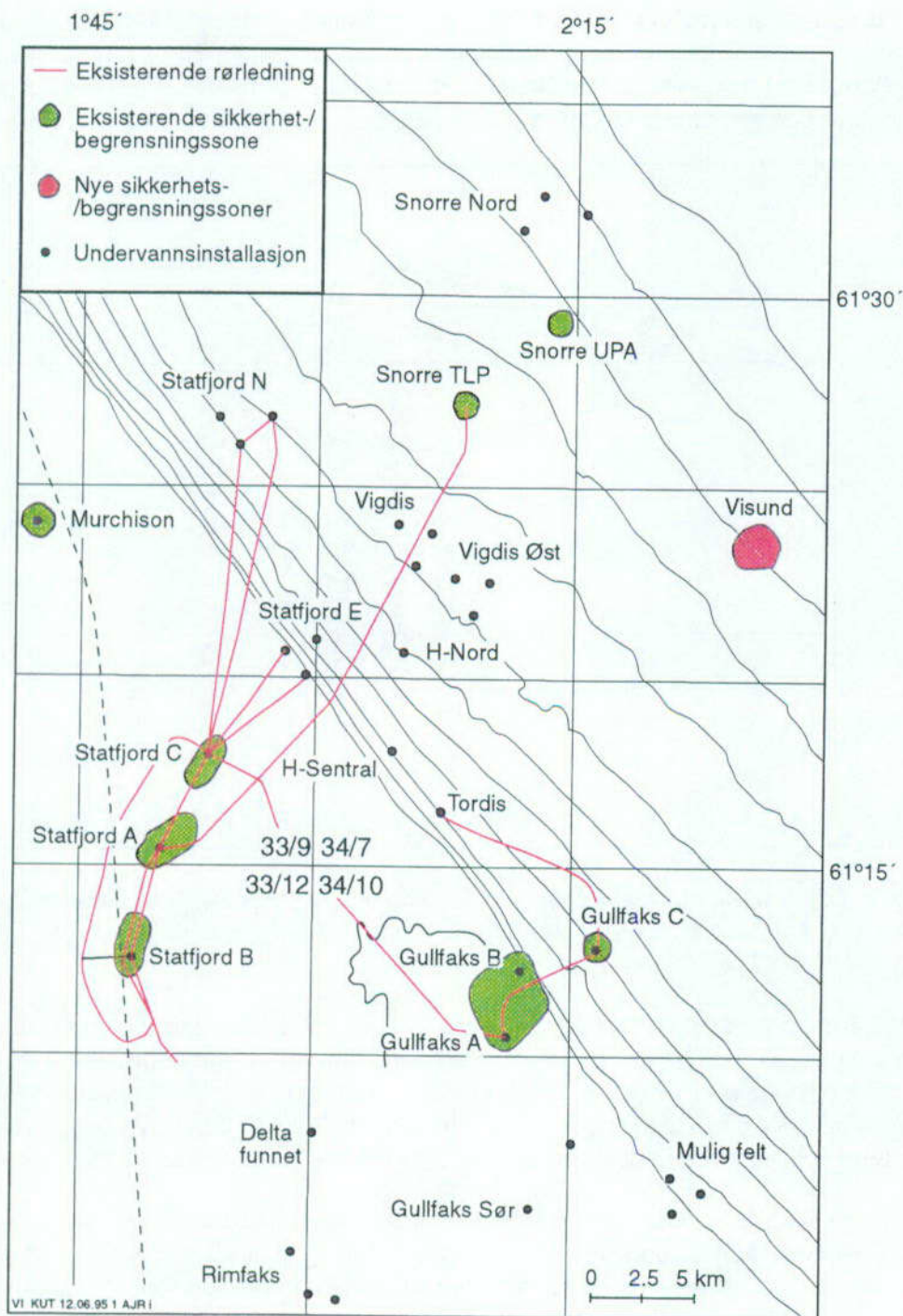
8.4.1 Sikkerhets- og begrensningssoner

Av hensyn til sikkerheten etableres det alltid sikkerhetssone rundt petroleumsinstallasjoner som stikker over havoverflaten. I sikkerhetssonen er fiske, oppankring og vanlig sjøverts ferdsel forbudt. Utstrekningen av sikkerhetssonen er normalt 500 m fra installasjonens ytterpunkter.

I Tampenområdet er det etablerte sikkerhets- og begrensningssoner rundt Statfjord-, Gullfaks- og Snorreplattformene samt rundt Snorre UPA. For Statfjord og Gullfaks dekker sikkerhetssonene også lastebøyene og korridorene mellom plattformene og lastebøyene. Det er videre søkt om begrensningssoner rundt Statfjord-satellittene, Tordis og Vigdis, selv om disse er bygget eller vil bli bygget for å være overtrålbare. Begrunnelsen for disse søknadene er at operatørene ønsker en ytterligere reduksjon av risiko for å skade disse installasjonene, og kostnader som følge av opprydningsaksjoner i tilfelle hekking av fiskeredskap. Disse søknadene er imidlertid nylig avslått. I de

videre vurderingene er det derfor lagt til grunn at det ikke vil bli nye begrensningssoner for under-sjøiske installasjoner i området.

Figur 8.4-1 viser de eksisterende og mulige utbyggingene i Tampenområdet. "Mulig felt" lengst sørøst representerer en mulig utbygging av gassfeltet "Gamma".

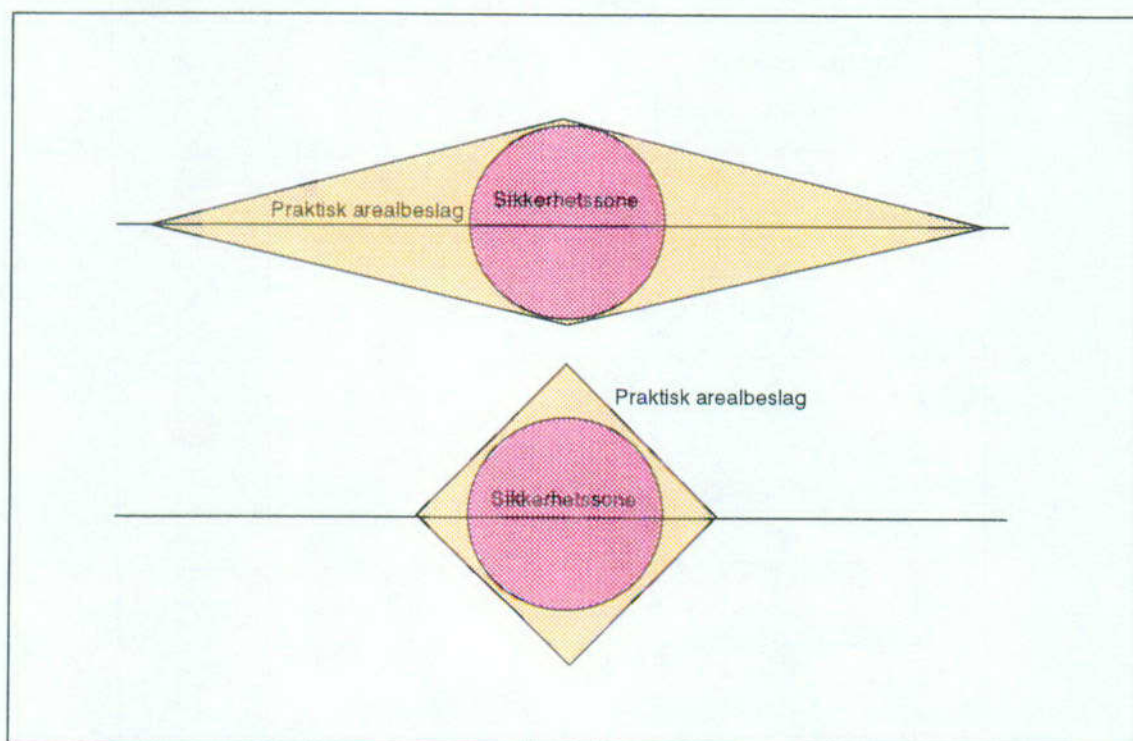


Figur 8.4-1: Eksisterende og mulige utbygginger med sikkerhetssoner i Tampenområdet

For å beskytte ankerlinene til den flytende plattformen på Visund mot skade som kan påføres av ankring eller fiske med bunnredskaper, vil det bli søkt om begrensningssone på ca. 17 km² inkl. sikkerhetssonen.

8.4.2 Praktisk arealbeslag

I forhold til trålvirksomhet, som er det dominerende fisket i Tampenområdet, vil det praktiske arealbeslaget bli større enn de sikkerhets- og begrensningssonene som etableres, fordi trålerne må starte en unnvikende manøvrer noen kilometer før hindringen. Basert på diskusjoner med Fiskeridirektoratet og representanter for Nordsjøtrålfiskerne er det i ref. 8-1 foreslått å beregne det praktiske arealbeslaget som vist i figur 8.4-2 for henholdsvis industritrålere og konsumfisktrålere.



Figur 8.4-2: Arealbeslag som følge av en sikkerhetssone med radius 1,5 km for hhv. industritrålere og konsumfisktrålere. Sikkerhetssonen utgjør 7km², arealbeslagene utgjør henholdsvis ca. 20 km² og 10 km² (ref. 8-1).

Begrunnelsen for forskjellen er at de artene som fiskes for konsum i en viss grad samler seg rundt oljeinstallasjonene, og at det kan være interessant å manøvrere rundt installasjonen så nær som mulig. For fisket etter øyepål og tobis er dette mindre aktuelt; her er det snarere slik at disse fiskene samler seg på visse dyp som varierer med bunnforhold, årstid, dagslys osv. Tråleren vil derfor følge dybdekoten så godt som mulig og vil da måtte starte en avvikende manøvrer lenger unna.

Basert på disse modellene og en vurdering av hvilke typer fiske som foregår rundt de forskjellige installasjonene, kan arealbeslaget for hver installasjon oppsummeres som vist i tabell 8.4-1. Det er lagt til grunn at fiskerne vil betrakte en undersjøisk installasjon som et mulig hefte, som de styrer unna, selv om det ikke er noen soner. Med moderne navigasjonsutstyr er det imidlertid mulig å navigere forholdsvis tett opptil installasjonene, inntil 100m avstand avhengig av værforholdene. Med noe tilleggsutstyr kan avstanden reduseres til 25 m i godt vær. Det er nedenfor anslått et arealbeslag på ca. 1/4 km²pr. installasjon.

Med unntak av Tordis, der satelittbrønnene er samlet mindre enn 100 m fra manifolden, forventes det at alle undervannsinstallasjonene i området vil være slik utformet at det vil være mulig å tråle mellom disse.

Felt	Arealbeslag for trålfiske (km ²)	
	Industritrål	Konsumtrål
Gjennomførte/ under utbygging:		
Statfjord	-	15
Statfjord Nord	1	-
Statfjord Øst	<1	-
Gullfaks	60	25
Snorre TLP	5	-
Snorre UPA	5	-
Tordis	0,5	-
Vigdis	<1	-
Framtidige utbygginger:		
Gullfaks Sør	<0,5	<0,5
Rimfaks	-	<1
Betafunnet	-	<0,25
Visund	35	-
Vigdis Øst	1	-
Snorre Nord	<1	-
H-sentral	0,25	-
H-Nord	0,5	-
Mulig felt sørøst for Gullfaks S.	1	-
Murchison		2
Totalt arealbeslag:	110-115	42-44

Tabell 8.4-1: Arealbeslag for trålfiske i Tampenområdet basert på en bit-for-bit betraktning. Felt som ikke gir nye arealbeslag er ikke tatt med (Gullfaks Vest, Tordis Øst, STUJ) (ref. 8-1, 8-7).

En oljeblokk i det aktuelle området har en størrelse på omlag 500 km². Med unntak av Snorre Nord ligger de feltene som er vurdert i blokkene 33/9, 33/12, 34/7, 34/8, 34/10 og 34/11. Samlet areal i disse blokkene vil være rundt 2500 km².

Ved beregning av areal for industrifiske legges det til grunn at dette fisket i hovedsak foregår mellom 150 og 350 meters dyp, med det mest intensive fisket mellom 170 og 320 meter. Arealet av industritrålfeltene utgjør da i størrelsesorden 1.400 km², og de mest intensive trålfeltene i størrelsesorden 1.300 km².

Dersom arealbeslaget i Tampenområdet vurderes ut fra en "bit for bit" tilnærming, utgjør samlet fremtidig arealbeslag for industritrålerflåten i størrelsesorden 115 km², dvs rundt 8 % av det fiskbare arealet i Tampenområdet.

En slik "bit for bit" betraktningssmåte, kan gi et feilaktig bilde av arealbeslagene, da den ikke tar hensyn til hvordan arealbeslagene virker i forhold til hverandre. Videre tar den heller ikke hensyn til at øyepål kan stå på bestemte dyp og at det er hindringer langsetter tråltrekk på disse dyp som medfører ulemper i form av arealtap eller avbrudd i fisket (ref. 8-1).

Imidlertid vil de nye arealbeslagene ligge så spredt at de ikke vil samvirke, når det forutsettes at det ikke etableres soner rundt de undersjøiske installasjonene. Det praktiske arealtapet for industritrålerne blir derfor ca. 8% av det fiskbare arealet.

I årene 1986, 1990 og 1993 var den gjennomsnittlige industritrålfangsten i området ca. 18.000 tonn pr. år. Det eksisterende arealbeslaget utgjør ca. 70 km² eller 5% av det fiskbare arealet for industritrål. Dersom en forutsetter en jevn fordeling av fangstene, kunne fangstene potensielt vært 5% større, tilsvarende 900 tonn pr. år.

Med fremtidige utbygginger og med begrensningssoner som antydnet foran, vil fangsttapet kunne øke til 15-1600 tonn pr. år. Typisk førstehandsverdi av industrifisk er 500 - 1000 kroner pr. tonn.

I tillegg til de "permanente" arealbeslagene vil det være midlertidige arealbeslag i forbindelse med boreaktiviteter, der riggens ankringsområder vil fungere som praktiske arealbeslag. Med det omfanget av boring som er forutsatt, kan det antas at det i gjennomsnitt vil være 2-3 rigger i området til enhver tid i de nærmeste 5 årene. Forutsatt at ankringsradius er ca. 1,5 km², vil arealbeslaget som følge av disse riggene kunne være ca. 40-60 km². Tas dette med i beregningene, kan fangsttapet samlet bli ca. 2300 tonn pr. år i årene med størst boreaktivitet.

Det bør bemerkes at det er meget store usikkerheter knyttet til ovenstående beregninger. Det er blant annet ikke tatt hensyn til om bestanden utgjør noen effektiv begrensning på hvor mye som kan fanges. Det bør også bemerkes at det største fremtidige arealbeslaget vil være Visund. Visund ligger på stort dyp, utenfor de mest intensive trålområdene.

Det er ikke gjort beregninger av fangsttapet for konsumtrål. Dette fisket er forholdsvis beskjedent i området, nærmest som bifangster for industritrålerne på vei til og fra området. Dessuten utgjør arealbeslaget for konsumfisket et forholdsvis mye mindre areal.

Større rørledninger synes å representere små ulemper for fiskeriene; trålbordene vil smette over disse, såsant man tråler i en viss vinkel mot rørledningen. Mindre rørledninger og kontrollkabler blir enten lagt i grøft eller dekket med grus, slik at de kan tråles over.

Fra fiskerihold er det imidlertid i forbindelse med konsekvensutredningen for Visund og utredningsprogrammet for Gullfaks Satellitter blitt påpekt at rørledninger kan medføre ulemper for fiske på andre måter. Grus fra tildekking av rørledningene kan komme i trålen å bidra til større slitasje. Dessuten kan ankergrøper fra leggefartøyene representere et hefte eller bidra til økt slitasje ved at masse som ankrene trekker opp, kan komme i trålen.

Det er ikke i denne utredningen gjort noe forsøk på å kvantifisere disse ulempene eller an vise løsninger. I forbindelse med det enkelte prosjekt vil det måtte vurderes hva som kan gjøres for å redusere slike ulemper.

8.5 Konsekvenser av utslipp til sjø

8.5.1 Generelt

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

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

8.5.2 Skade på fiskeressursene

I det foregående kapitlet er det konkludert med at det ikke er sannsynlig at fiskeressursene vil bli merkbart skadet av et oljeutslipp.

8.5.3 Skader på redskap og tap av fiskemuligheter

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

Ved et større oljesøl vil det ventelig bli lagt restriksjoner på fisket inntil det er dokumentert at det ikke lenger er noen påvirkning. Etter "Braer"-ulykken var det forbudt å fiske i det påvirkede området i tre måneder (ref. 8-8). Omfanget av slike restriksjoner vil avhenge av sølets størrelse og hvor det driver, og av myndighetenes vurdering av faren for kontaminering. Myndighetene må forventes å være restriktive av markedsmessige grunner. De økonomiske og sysselsettingsmessige virkningene av at man mister viktige deler av en sesong, kan bli meget store. Imidlertid forventes industritrålfisket trolig å være mindre sårbart enn konsumfisket i forhold til markedsreaksjoner på et oljesøl.

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

8.5.4 Skader på oppdrettsanlegg

Tilsøling med olje vil kunne skje for merder og andre deler av anlegg for fiskeoppdrett. Som det framgår av Figur 4.5-2, er det mange akvakulturanlegg langs kysten, og det vil derfor være en viss sannsynlighet for at noen vil bli berørt. Slike skader vil imidlertid i en viss grad kunne avverges ved å flytte merdene, eller ved å legge ut lenser. Nødslaktning kan også komme på tale. Korte drivtid til land er ca. 3-4 dager, slik at det skulle være tid til å treffe forebyggende tiltak.

8.5.5 Redusert markedsverdi

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

Men selve mistanken om at fisken kan være påvirket, vil kunne ha dramatiske effekter i markedet, noe som blant annet gjorde seg gjeldende etter "Braer"-forliset ved Shetland i januar 1993. All voksen oppdrettsfisk på sørvest-kysten av Shetland ble da slaktet ned for ikke å svekke markedsverdien av fisken. Dette til tross for at prøver tatt i juli samme år viste normale PAH-verdier og ingen smaksetting (ref. 8-8).

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

8.5.6 Virkninger på turist- og reiselivsnæringen

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

Ut fra det som er resymert ovenfor, er det lite trolig at man vil få redusert bruksverdien i noe stort omfang eller over lang tid. Når det gjelder markedets reaksjon, er denne mer uforutsigbar, og vil i stor grad bero på omfanget av publisitet og tidspunktet i forhold til turistsesongen. I noen tilfeller har oljesøl ikke medført vesentlige reaksjoner (eks. "Deifovos" på Helgelandskysten), eller forholdsvis kortvarige ("Amoco Cadiz") (ref. 7-4).

8.5.7 Andre virkninger på næringsliv og samfunn

En eventuell opprenskningsaksjon vil skape en kortvarig etterspørsel etter arbeidskraft og redskap. Erfaringene fra "Exxon Valdez" viste at noen benyttet muligheten til å skape seg velstand, fordi pengene "satt løst". Dette skapte igjen grobunn for splid i samfunn som ellers var basert på fiske og fangst, og hvor noen ble skadelidende på grunn av utslippet, mens andre profiterte. Stor medieoppmerksomhet og langvarige rettsaker med store erstatningskrav har til dels forsterket motsetninger. Det er blitt hevdet at de sosiale virkningene av "Exxon Valdez" er langt større og vil være mer langvarige enn virkningene på naturen (ref. 7-4). Selv om en skal være forsiktig med å overføre slike erfaringer fra USA, må en være forberedt på at liknende effekter kan oppstå i Norge som følge av en stor oljesølsulykke.

9 REFERANSELISTE

- 3-1 Årsmelding, Oljedirektoratet, 1994
- 3-2 Input til regional konsekvensutredning. Notat, P. Hansen-Tangen, Saga Petroleum, 25.04.1995
- 3-3 Tordis-feltet, blokk 34/7. Plan for utbygging og drift. Vedlegg IX - Konsekvensutredningen. Saga Petroleum, desember 1990
- 3-4 Kommentarer fra Saga, J.R. Hasle, brev av 02.11.1995
- 3-5 Vigdis-feltet. Plan for utbygging og drift. Vedlegg VIII - Konsekvensutredning. Saga Petroleum, oktober 1994
- 3-6 Visund. Konsekvensutredning, Norsk Hydro, september 1995
- 3-7 Program for konsekvensutredning. Gullfaks Sør, Rinfaks og Betafunnet. Statoil, august 1995
- 3-8 Revidert plan for utbygging og drift av Snorre-feltet, Konsekvensutredning, Saga Petroleum, august 1994 (Utkast)
- 4-1 Marin Ressurs Data Base (MRDB); Database og relevant dokumentasjon
- 4-2 Visund Database, Norsk Hydro, 1995
- 4-3 Surficial sediments in the Norwegian sector of the North Sea between 60° 30' N and 62°N
Rise, L. og Rokoengen, K. 1984: Mar. Geol. 58, 287-317
- 4-4 Bentoniske foraminiferer og sedimentologi i overflateprøver fra Nordøstlige Nordsjøen.
Lygren, T. H. 1984, Unpubl. Cand. real. thesis, Univ. Bergen
- 4-5 Sjøfugler i influensområdet til oljefeltet Vigdis, Kaspersen, T.E, NINA, 1992.
Oppdragsmelding 144
- 4-6 Svømmetrekk av alke og lomvi i Nordsjøen juli 1986 og juli 1987, Follestad et. al., Direktoratet for naturforvaltning, September 1987
- 4-7 Om sjøfuglressursene i influensområdet til oljefeltet Snorre, Follestad, A. , Direktoratet for Naturforvaltning, 1987
- 5-1 Anbefalte retningslinjer for utslippsrapportering, OLF 09.11.1994
- 5-2 Input til regional konsekvensutredning for Tampenområdet. Telefaks fra K.H. Bryne, Statoil, 28.08.95
- 5-3 Data collation on emissions of NO_x, NMVOC and CH₄ from the Norwegian offshore petroleum industry, DNVI 1994
- 5-4 NO_x-Emissions from Norwegian offshore petroleum industry, Rapport fra fase I, OLF 1995
- 5-5 Informasjon fra potensiell leverandør til Visund-prosjektet, oktober 1995
- 5-6 Forurensning i Norge 1995, SFT; juni 1995
- 5-7 Pers. medd., R. Vik, Statoil, aug. 1995
- 5-8 Nitrogen som bidragsyter til forurensning, SFT; Rapport nr. 351/89
- 5-9 Spredning og nedfall av NO_x-nitrat fra utslipp på Vigdis-feltet. Saltbones, J. Det Norske Meteorologiske Institutt; august 1992
- 5-10 Overvåking av langtransportert forurenset luft og nedbør. Årsrapport 1993, SFT 1994
- 5-11 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, Utkast til rapport, november 1995
- 5-12 Tålegrenser for overflatevann, NIVA; 05.11.1992
- 5-13 Fattig heivegetasjon i Norge; utbredelseskart, E. Fremstad, L. Kvenild, NINA, januar 1993
- 5-14 Kartlegging av tålegrenser for nitrogen basert på en empirisk metode; NIJOS, mars 1995
- 5-15 Forurensning i Norge 1994, SFT; juni 1994
- 5-16 Modelling the effect of VOC emissions from the Vigdis field on ozone concentrations in Europe, Simpson, D., Det Norske Meteorologiske Institutt, juli 1992

- 6-1 Produced Water, Chemistry and Toxicity Study. OLFs miljøprogram. IKU, januar 1993
- 6-2 Discharges of produced water - effects in the water column. OLF, 22.05.1995
- 6-3 North Sea Produced Water: Fate and Effects in the Marine Environment. E&P Forum, mai 1994
- 6-4 Long-Term Environmental Effects of Offshore Oil and Gas Development. D.F. Boesch, N.N. Rabalais, Louisiana University, USA. 1987
- 6-5 Utslipp av olje og kjemikalier på norsk kontinentalsokkel. Samlerapport 1989 - 1992. SFT 94:15
- 6-6 Utslipp Statfjord - Gullfaks, K.H. Bryne, Statoil, 15.02.95
- 6-7 Produsert vann-prognoser, faks fra B. Stene, Saga, 31.01.1995
- 6-8 Spredning av produsert vann i Tampenområdet, Oceanor, August 1995
- 6-9 Kvalitetskriterier for miljøgifter i vann, sedimenter og organismer ..., J. Knutzen, NIVA, 1990
- 6-10 The effects of produced water on hydrocarbon levels and on monooxygenase activity in fish larvae in the northern North Sea. Stagg, R.M. et al., SOAFD Marine Laboratory, Aberdeen. Presentert på 1995 International Seminar on Produced Water, Trondheim, sept. 1995
- 6-11 Miljøeffekter av produsert vann, Ståle Johnsen, Statoil Forskningscenter, april 1994
- 6-12 Utslipp fra Gullfaksfeltet, årsrapport 1994, Statoil
- 6-13 Årsrapport 1994 for utslipp fra Statfjordfeltet, Statoil
- 6-14 Environmental Effects of Produced Water from North Sea Operations. H.J. Somerville et.al, Marine Pollution Bulletin okt. 1987.
- 6-15 Effect of Produced Water on Early Life Stages of a Sea Urchin... P.R. Krause et. al. Publisert i "Produced Water", J.P. Ray (red.), Plenum Press, NY, 1992
- 6-16 Effects of Produced Water on Settlement of Larvae: Field Tests Using Red Abalone. P.T. Raimondi et al. Publisert i "Produced Water", J.P. Ray (red.), Plenum Press, NY, 1992.
- 6-17 Quality Status of the North Sea. Summary. Second International Conference on the Protection of the North Sea. Scientific and Technical Working Group. September 1987
- 6-18 Årsberetninger fra Oljedirektoratet, 1985-1994, og "Borehole list, Exploration Drilling", OD 1995
- 6-19 Pers. medd., B. Mellberg, Statoil.
- 6-20 Environmental effects of discharges from drilling, OLF, 24.05.1993
- 6-21 Biologisk tilgjengelighet av tungmetaller i baritt og ilmenitt. R. Farestveit et al., Statoil, 1994
- 6-22 Effekter av boreaktiviteter på opptak av metaller i torsk. B. Serigstad, Ocean Climate, 1994
- 6-23 Environmental Monitoring Survey of the Snorre Field, May 1993. Akvaplan-NIVA, 17.02.94 og foreløpige data for 1995-undersøkelsen
- 6-24 Miljøundersøkelser rundt petroleumsinstallasjoner på norsk kontinentalsokkel. Rapport for 1993. SFT 95:15
- 6-25 Overvåkingsrapport for Statfjord, IKU, 1994
- 6-26 Environmental Fate of Synthetic Drilling Fluids from Offshore Drilling Operations..., M. Schaanning, NIVA, 04.01.1995
- 7-1 Oljesølsfrekvenser i Tampenområdet. M. Berg, DNVI, 06.10.1995
- 7-2 Model for Blowout Risk Prediction, Scandpower, Februar 1995
- 7-3 Om miljø sikkerhet i innseilingsleder, NOU 1991:15
- 7-4 Olje på havet, J.A. Børresen, 1993
- 7-5 Åpning av Trøndelag I Øst, Nordland IV, V, VI og VII. Mørebasenget, Vøringbasenget I og II for letevirsomhet. Konsekvensutredning for miljø, naturressurser og samfunn. Nærings- og energidepartementet, september 1993
- 7-6 Statistical oil drift simulations Tampen, Oceanor, 14.11.1995
- 7-7 De tidlige livsstadiene hos fisk i møte med trusselen fra petroleumsvirksomheten, Sluttrapport fra HELP, P. Fossum, V. Øiestad, Havforskningsinst., 1993
- 7-8 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 Mars 1995

- 7-9 Impact assessment for the 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
- 7-10 Metode for miljørettet risikoanalyse. Grunnlagsrapport. DNVI, 95-3563, desember 1995
- 7-11 Erfaringer fra store oljesøl. E. Hoell, H. Westin (NH forskn.senter) og K.I. Ugland (Univ. i Oslo), juli 1993
- 8-1 Økonomiske konsekvenser av olje- og gassvirksomheten for fiskerinæringen. Forslag til beregningsmetode. M.I. Aaserød, Agenda Utredning og Utvikling, mai 1995
- 8-2 Utbygging av Visund. Virkninger for fiskeriene, Asplan Analyse, desember 1994
- 8-3 Fiskeriaktiviteten på Snorre-feltet, blokkene 34/4 og 34/7, Barlindhaug; 1987
- 8-4 Fiskeriaktiviteten på Tordis-feltet, blokkene 34/7, Barlindhaug; 1987
- 8-5 Fiskeriaktiviteten på Statfjord nord og øst, Barlindhaug; september 1989
- 8-6 Fiskerimessige konsekvenser av Vigdis-utbyggingen. Asplan Analyse, oktober 1992
- 8-7 Vigdis. Oppdatering av fiskerimessige virkninger. Asplan Analyse, oktober 1994
- 8-8 Utbygging av Snorre Nord. Fiskerimessige konsekvenser, Asplan Analyse, mars 1994
- 8-9 Foreløpige data for 1993, pers. medd., M.I. Aaserød, Agenda
- 8-10 Utbygging av Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet. Konsekvenser for fiskerier, akvakultur og samfunn. Utkast til rapport, Agenda, des. 1995
- 8-11 The environmental impact of the wreck of Braer, The Scottish Office, Edinburgh 1994

VEDLEGG A

OLJEVERNBEREDSKAPEN

Innledning

En effektiv oljevernberedskap vil være det avgjørende virkemiddel for bekjempelse av oljesøl, gitt en større lekkasje/utslipp til sjø. Forurensningsloven av 13. mars 1981 gir myndighetene adgang til å pålegge virksomheter som kan medføre akutt forurensning, å utarbeide beredskapsplaner som skal godkjennes av myndighetene. Det overordnede prinsipp for norsk oljevern er at den enkelte virksomhet selv har ansvar og plikt til å etablere den beredskap som er nødvendig for å møte et tilfelle av akutt forurensning. Stortingsmelding nr. 49 (1988-89) gir en detaljert beskrivelse av ansvars- og rollefordeling i dagens norske oljevernberedskap (ref. A-1).

Norsk oljevernberedskap beskrives vanligvis som oppdelt i tre beredskapsordninger:

- privat (her oljeselskapet og NOFO¹)
- kommunal (her relevante IKOU²)
- statlig (her SFT)³

Operatørselskapene har etablert godkjent beredskap gjennom NOFO som dekker aktiviteten på sokkelen. Når det gjelder skipstrafikk kommer denne ikke inn under private beredskapsplaner såfremt denne ikke er knyttet til virksomhet som er pålagt slike planer. Kommunal og interkommunal oljevernberedskap omfatter beredskapsplaner og utstyr som kommunene har ansvaret for. Den statlige beredskapen er et supplement til privat og kommunal beredskap og ved større oljesøl vil alle tre aktører i fellesskap gå til aksjon, og SFT vil ha det koordinerende ansvar.

I den påfølgende tekst er beskrevet organisering og kapasitet til eksisterende beredskap som er relevant med hensyn til utslipp/lekkasjer fra Tampen-området. Et områdekart med relevante beredskaps-depoter er presentert. Avslutningsvis er effektiviteten til oljevernutstyret som antas anvendt ved utslipp vurdert; spesielt med hensyn til vind og bølgeførhold.

Feltberedskap

Feltberedskapen er dimensjonert for å møte retningslinjer / norm gitt i Forskrift om beredskap i petroleumsvirksomheten av 1992. Beredskapen er regulert gjennom en felles prosedyre, Statoil/Saga feltberedskap oljevern, TB-02-01 av 1.juni 1995.

Prosedyren beskriver samarbeid om feltberedskap for feltene Veslefrikk, Statfjord, Snorre, Gullfaks, Vigdis og Tordis med tilhørende satellitter. Statoil og Saga forplikter seg gjensidig til, til en hver tid å ha hvert sitt fartøy utrustet for feltberedskap, henholdsvis på Statfjord og Snorre. Primært skal Sagasystemet benyttes, men dette skal vurderes i hvert enkelt tilfelle ut fra operasjonelle behov. Denne avtalen gjelder til 1. juni 1996.

¹ Norsk oljevernforening for operatørselskaper

² Interkommunale oljevernvalg

³ Statens forurensningstilsyn

Felt	Lensetype	Responstid
Snorre	NORLENSE No. 800R Transrec. 2000	Møter norm i veiledningen
Statfjord	Oljetrål m/fast pumpestasjon	Møter ikke norm i veiledningen (avvik 1-2 timer)

Tabell A-1: Oversikt over utstyr som inngår i feltberedskapen i Tampenområdet.

Det er sannsynlig at Hydro vil tiltre avtalen når produksjonsboringen på Visund starter.

Feltberedskapen er dimensjonert for å kunne ta spill av moderat størrelse og for å kunne gjøre en førstelinjeinnsats før den mer omfattende NOFO-beredskapen er på plass i tilfelle et større utslipp.

Privat oljevernberedskap (NOFO)

Norsk oljevernforening for operatørselskaper (NOFO) har etablert godkjent beredskap for hele sokkelen og dermed også for hav og kystområder, som vil kunne bli berørt ved et eventuelt større oljeutslipp fra Tampen.

Generelt er NOFO en operatørorganisasjon etablert for å skaffe til veie et felles oljevernberedskaps- opplegg bestående av:

- oljevern fartøy
- oljevern utstyr (lenser, skimmere osv.)
- personell for bekjempelse av større oljesøl

Et hovedprinsipp ved beredskapen er at oljesølbekjempelse skal gjennomføres med mekanisk oppsamling, så langt råd er, og at utslippet skal bekjempes så nært kilden som mulig. Dispergeringsmidler skal benyttes som sekundær oljesølbekjempelse, og kun etter grundig overveielse og etter myndighetenes tillatelse.

Ved ukontrollerte utblåsninger og større oljeutslipp skal operatørselskapet kontakte varslingsentralen for mobilisering av:

- oljevern baser/utstyr
- slepe fartøy
- personell
- skadestedsleder
- tankskip

Det ansvarlige operatørselskap skal selv mobilisere oljevern fartøy, og deretter underrette varslingsentralen om ankomst av oljevern fartøy til oljevernbasen. NOFO har avtale med forsyningsbåter som kan tas inn som oljevern fartøy. Videre er det inngått avtale med et antall shuttle-tankere (ref A-2).

Oljevernberedskapen under NOFO omfatter også en "skadestedslederpool" som på oppfordring fra det ansvarlige operatørselskap vil kunne stille til rådighet en skadestedsleder ved en større oppsamlingsaksjon. Dette gjelder hvis operatøren ikke selv disponerer en skadestedsleder eller allikevel vil ha med en fra NOFO (som for eksempel en rådgiver).

NOFO har etablert fem baser langs kysten hvor NOFOs oljevern utstyr er lagret, se figur A-1:

- GMC Stavanger
- Austevoll
- Vestbase Kristiansund
- Trænabasen Træna
- Polarbase Hammerfest



Figur A-1: Baser for NOFOs og Statens oljevernberedskap.

På baseområdene er det lagret totalt 14 oljevernssystemer hver bestående av:

- 400 meter lense
- et kombinert oljeopptakings- og lossesystem (FRAMO Transrec-system)
- en reservedelscontainer
- lager av emulsjonsbryter
- nattutsyr

Videre finnes dispergeringsmiddel med tilhørende utstyr, kommunikasjonsutstyr, verneutstyr og overlevelsesdrakter.

Ved en ukontrollert utblåsning eller annen stor oljelekkasje fra Tampen, vil det være behov for å mobilisere flere oljevernssystemer. De tre primære basene for Tampen vil være:

- Vestbase Kristiansund (med tre systemer)
- Austevoll (med tre systemer)
- Stavanger (GMS) (med 2 systemer)

Da responstiden er avgjørende for et godt resultat og fartøytigjengeligheten er avgjørende, vil man kunne benytte alle tre basene.

Avhengig av oljeutslippets omfang vil reservesystemer mobiliseres. Mest trolig vil alt tilgjengelig utstyr fra NOFO bli mobilisert i tilfelle det skulle skje en utblåsningshendelse som beskrevet for Tampen. I følge NOFO vil minst 10 systemer kunne settes inn samtidig ved en operasjon. Reservesystemene vil videre kunne erstattes med utstyr som trenger reparasjon eller vedlikehold.

Responstid (tid fra varsling til å få det enkelte systemet operativt på feltet) er primært avhengig av mobiliseringstid for utstyr/personell og videre seiltid for oljevern fartøy.

Operasjon	Fartøy inn	Personellmobilisering og lasting		Fartøy ut (14 knop i åpen sjø)	Lenser ut
		Personell	Lasting		
System S1	0 - 9 (4)	3	1-2 (1)	ca. 13	0,5
System A1	3 - 11 (5)	3	1-2 (1)	ca. 8	0,5
System A2	3 - 11 (5)	3	1-2 (1)	ca. 8	0,5
System K1	0-8 (4)	3	1-2 (1)	ca. 14	0,5

Tabell A-2: Estimerte responstider (i timer) ved utslipp fra Tampen (kilde NOFO). S = Stavanger, A = Austevoll, K = Kristiansund. For Austevoll er minste mobiliseringstid for fartøy 3 timer, fordi det ikke er eget fartøy ved basen.

Som det går frem av tabell A-2 skal operatørene (to mann pr. system) og oljevernformannen for de primære systemene være tilgjengelige innen tre timer. Når det gjelder system nummer 2 på basene antas mobiliseringstiden å bli 6 - 36 timer (ref.A-2). Personell fra flere baser kan trekkes inn, og operatører kan om nødvendig fraktes ut til skadestedet med helikopter. Dette betyr at den totale mobiliseringstid normalt ikke vil være avhengig av tiden det tar for å mobilisere personell. De kritiske operasjonene med hensyn til tidsforbruk er:

- mobilisering av oljevern fartøy
- gangtid fra base til felt

Mobilisering av slepe fartøy vil ikke være tidskritisk fordi disse ikke må innom oljevernbasen. Dessuten kan mange fartøyer anvendes til dette formålet, f.eks. andre forsyningsbåter og fiskebåter. Avtalen som er gjort med de utvalgte slepe fartøyene er at de skal være på plass på feltet innenfor sitt beredskapsområde innen 24 timer.

Basert på tall i tabell A-2 (summen av "fartøy inn", "lasting", "fartøy ut" og "lenser ut") fremkommer følgende estimat for responstid ved utslipp fra Tampen:

System A1	ca. 15 timer
System A2	ca. 15 timer
System S1	ca. 19 timer
System K1	ca. 20 timer

Tabell A-3: Beregnet mobiliseringstid for de fire første oljevernssystemene fra NOFO.

Statlig oljevernberedskap i regi av SFT

Den statlige oljevernberedskap er primært innrettet for å håndtere olje som truer kysten. Typiske mål ved beredskapen er:

- unngå stranding av olje
- foreta skjerming av områder av særlig viktig miljømessig karakter
- unngå skade på næringsvirksomhet (fiskeoppdrettsanlegg osv.)
- strandrensing

Ved større oljeutslipp vil Aksjonsutvalget for staten (AKU) tre i aksjon. Dette utvalget vil ha som hovedoppgaver å:

- samordne de forskjellige myndigheters arbeid
- overvåke operatørens styring/gjennomføring av oljevernaksjonen
- gi pålegg til operatørens aksjonsledelse etter vurdering

Organiseringen av Statens oljevernberedskap er vist i figur A.2.

Hvis AKU anser det formålstjenlig, kan utvalget helt eller delvis ta over aksjonsledelsen. Utvalget er organisert med representanter fra følgende instanser:

- Statens forurensningstilsyn (SFT)
- Sjøfartsdirektoratet (SD)
- Oljedirektoratet (OD)
- Forsvaret (FO)
- Justisdepartementet (JD)

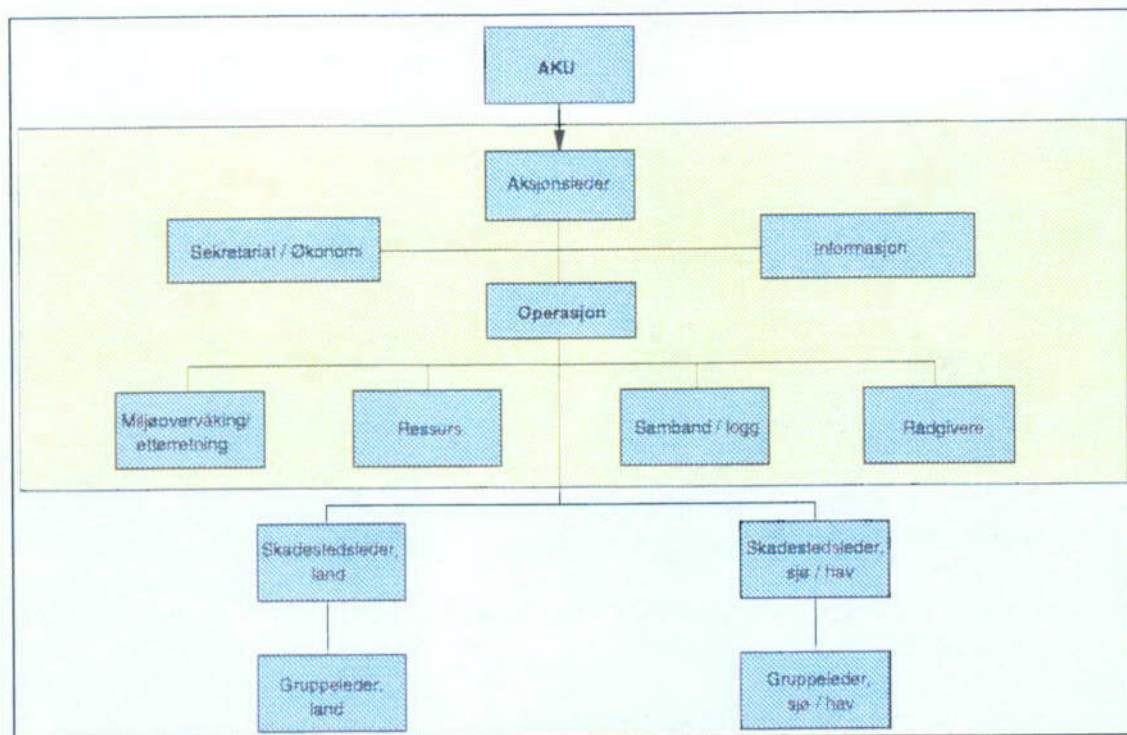
Det sammensatte utvalget har det overordnede statlige ansvaret, og avgjørelser vil bli basert på ekspertise i SFT. Videre er det SFTs ansvar å sørge for de tekniske ressurser. I figur A-2 er organiseringen av aktiviteter/ressurser i en større oljevernaksjon presentert skjematisk. Normalt vil aktiviteter/ressurser som er beskrevet innenfor det skraverte området ble ledet av SFT. NOFO-beredskapen vil ligge under skadestedsleder sjø/hav, og IKOU vil ligge organisert under gruppeledere på land.

På ressursiden er inkludert 14 statlige oljeverndepoter med lenser og skimmere, ref. figur A-1.

SFT har videre avtaler med seks kystvaktfartøy, hvorav tre er knyttet til Nord-Norge. Disse fartøyene er utstyrt med skimmere og tunge lenser.

I tillegg til de ovenfor nevnte ressurser disponerer SFT et overvåkingsfly for registrering av oljesøl langs kysten og på kontinentalsokkelen. Dette flyet er utstyrt med radar og kan oppdage oljesøl opp til 40 km på

hver side av flyet. Også UV-kamera for kartlegging av utbredelse og IR-kamera for analyse av dybde finnes om bord.



Figur A-2: Organiseringen av det statlige oljevernet

Kommunal/interkommunal oljevernberedskap

Den enkelte kommunes ansvar er ikke spesielt beskrevet nedenfor da dette ansvar er knyttet til mindre akutte forurensninger som skjer innenfor kommunens grenser. For Tampen-området er imidlertid oljeutslipp som kan berøre flere kystkommuner aktuelt, og ved slike hendelser vil de interkommunale oljevernutvalgene (IKOU) tre i funksjon.

Kysten er delt inn i 51 interkommunale beredskapsområder der en innenfor hvert område samarbeider når et oljeutslipp berører flere kommuner. Det beskrevne influensområde for Tampen indikerer at IKOU for fortrinnsvis Sogn og Fjordane må tre i aksjon ved større oljesøl.

Totalt disponerer de interkommunale oljevernutvalgene i Norge (ref. A-3):

- ca. 70.000 m lenser (lett type)
- ca. 285 stk. lette oljeskimmere og pumper
- ca. 125 stk. arbeidsbåter (typisk lengde 15 ft)

Utstyret vil kun fungere i smult farvann, og vil bare brukes i indre kystleia. Mobiliseringstiden for det interkommunale utstyret vil være avhengig av varslingstid og tid for transport/utsetting av utstyr. Normalt vil ti timer være tilstrekkelig (ref. A-3).

SFT har oppdatert liste over alle aktuelle interkommunale oljevernvalg langs kysten, inklusive IKOU i influensområdet til Tampen. Listen inneholder:

- navn på IKOU
- spesifikasjon av kommuner som ligger i utvalgets geografiske ansvarsområde
- navn på formann til utvalget
- relevante telefon- /telefax-nummer

Oljevernberedskapens effektivitet

Store utslipp vil stille høye krav til de tekniske og menneskelige ressurser, da oljevernaksjoner må påregnes å vedvare over flere uker. Nedenfor er effektiviteten til oljevernberedskapen vurdert med hensyn til enkeltsystemer og total effektivitet.

Utførte spredningsberegninger viser at en utblåsning på Tampen kan medføre at olje strander på kysten av Sogn og fjordane etter 3-4 døgn i ekstreme tilfeller. Oljevern ved kysten er meget vanskelig, og det er oppsamlingseffektiviteten ved kilden som er viktigst med tanke på å redusere mengden olje på havet. Basert på dette er vurderingene nedenfor konsentrert om en vurdering av effektiviteten til NOFO oljevernutstyr på feltet.

Effektivitet til NOFO-utstyr/enkeltsystemer

Utstyret som vil bli benyttet på feltet er standard NOFO-systemer; Transrec oljeopptakersystemer. Hovedbestanddeler i disse systemene er:

- skimmer med nedsenkbart skjørt
- flyteslange for olje
- tension-system for inn-/utspoling av slange
- styrepanel

Systemet vil bli styrt fra oljevern fartøyet og hver oppsamlingsgruppe vil bestå av oljevern fartøy, slepe fartøy og transrec-system. Oljen vil bli pumpet over i en oljetanker (direkte eller via oljevern fartøy).

Med referanse til tabell A-1 er det trolig at oljeoppsamling vil bli initiert på feltet i løpet av siste halvdel av første døgn etter ulykken. Initiertidspunkt er viktig for å redusere risiko for oljedrift til kysten. Imidlertid er effektiviteten ved langvarige utblåsninger sterkt avhengig av andre faktorer som:

- bølger/vind
- mørke og dårlig sikt
- lossesystem for olje
- behov for forflytning

Funksjonen av oljevern utstyret vil være redusert til ca. 50 % ved bølgehøyder rundt 2,5 m (signifikant) (ref. A-2). Videre må utstyret betegnes som ikke brukbart ved bølgehøyder over 3 - 4 meter. I tabell A-4 er effektiviteten til mekanisk oljevern utstyr presentert som funksjon av bølgehøyder.

Signifikant bølgehøyde (m)	Stipulert vindhastighet (m/s)	Forventet opptakseffektivitet	
		Fra NOFO operasjonsmanual (1989)	Korrigert ¹⁾
0 - 1,5	4 - 7	85 %	70 %
1,5 - 2	7 - 10	75 %	60 %
2 - 3	10 - 12	50 %	50 %
3 - 4,5	12 - 15	0 %	10 %
> 4,5	> 15	0 %	0 %

Tabell A-4: Effektivitet som funksjon av bølgehøyder. 1) Korrigert effektivitet er basert på erfaring fra senere øvelser.

Effektiviteten vil bli ytterligere redusert under dårlige siktforhold som følge av tåke, tett snøvær, sjødrev etc.. Nedsatt sikt på grunn av nevnte forhold forekommer utenfor Norskekysten i gjennomsnitt i ca. 3 % av tiden (ref. A-2). For Tampen-området vil også mørket være en faktor med hensyn til oppsamlingseffektivitet om vinteren. Ulempene under mørket kan imidlertid reduseres betydelig ved:

- bruk av kunstig belysning
- bruk av SLAR- og IR-kamera i fly/helikopter med overføring til fartøy
- måling av oljetykkelse i lense
- måling av vann/oljeforhold i slange
- Innhenting av pålitelige vind og strømforhold

Ved et konvensjonelt lossesystem går betydelig tid vekk i forbindelse med oppkobling av oljevernartøy til tanker, lossing og frakobling. Dette betyr en nedtid på 3-4 timer i hver opptakssyklus som varer 6 - 15 timer. Dermed blir Transrec-systemet operativt i kun 60-80 % av døgnet.

For oljevernbejemping ved kilden vil behovet for forflytning være relativt lite og effektiviteten til enkle Transrec-systemer kan estimeres basert på antagelser om:

- konvensjonelt lossesystem
- relativt liten reduksjon i effektivitet p.g.a. mørket

Signifikant bølgehøyde (m)	Reduksjon av oppsamlingstid pga. lossing	Forventet opptaks- effektivitet som funksjon av bølgehøyde	Total oppsamlingseffektivitet pr. system inkl. lossing
0 - 1,5	20 - 40 %	70 %	42 - 56 %
1,5 - 2	20 - 40 %	60 %	36 - 48 %
2 - 3	20 - 40 %	50 %	30 - 40 %
3 - 4,5	20 - 40 %	10 %	< 8 %
4,5 -	20 - 40 %	0 %	0 %

Tabell A-5: Effektivitet for enkle Transrec-systemer på Tampen (ref. A-2).

Ved kilden vil fordampning og nedblanding i sjøen kompenseres av vannopptak i oljen, og volumet emulsjon som skal samles opp, vil tilnærmet være lik utslippsmengde. Basert på beredskapsforskriften (ref. A-4), skal 8.000 m³/døgn med emulsjon normalt være basis for beredskapstiltak.

Hver NOFO-skimmer vil ved lave bølgehøyder kunne ta opp 5.400 m³/døgn med emulsjon ved kilden. For store oljevernaksjoner antas det at mobilisering av fire systemer er påkrevet (ref. A-2). Under gode værforhold vil oppsamling ved kilden kunne dekkes av tre systemer når en tar hensyn til en lossing, ref. tabell A-5. I tillegg vil det fjerde systemet være tilgjengelig for sekundær oppsamling og som støtte for primærsystemene.

Scandpower (ref. A-2) anbefaler videre at skadestedsledelsen bør vurdere bruk av 5. og 6. systemer for å bedre opptak av olje som har unnsloppet til åpen sjø.

Som det går frem av tabell A-5, er reduksjon av effektivitet for enkeltsystemer som følge av omlasting av olje til shuttle-tanker, betydelig. Når andre systemer ikke anses som tilgjengelige som 'stand-in', vil omlasting medføre betydelig reduksjon også for den totale oppsamlingseffektivitet. I disse tilfeller vil mulighet for pumping fra arbeidende oljevern fartøy til shuttle-tanker som ligger på DP ("dynamic positioning") bli vurdert.

Generelt skal det understrekes at systembehov og oppsamlingsprosedyrer vil måtte vurderes fortløpende av den til enhver tid ansvarlige aksjonsledelse. Her vil erfaringer fra den pågående oppsamlingsoperasjon spille en betydelig rolle, ved siden av erfaringer fra tidligere øvelser og ulykker.

Tar man med i betraktning oppsamlingseffektivitet som funksjon av værforhold, kan man forutsette en samlet effektivitet ved en langvarig utblåsning til å være 60-80% om sommeren (mai-august), og 20-30% om vinteren (november-februar) (ref. A-5). Imidlertid er beredskapsnivåen trolig betraktelig lavere ved undervannsutslipp p.g.a. spredningsmønsteret. Når oljen når overflaten ved et undervannsutslipp, vil den allerede være spredt over et større område enn om utslippet skjedde direkte til overflaten (ref. A-5).

Referanser:

- A-1 Stortingsmelding nr. 49 (1988-89) Norsk oljevern.
- A-2 Analyse av NOFOs oljevernberedskap. Scandpower, juli 1992.
- A-3 Leteboringsaktivitet på utredningsområdene Midt-norsk sokkel og Skagerak. Vurdering av oljevernberedskapen. Arbeidsgruppen for konsekvensutredninger av petroleumsvirksomhet (AKUP) 1992.
- A-4 Forskrift om beredskap i petroleumsvirksomheten med veiledning. Oljedirektoratet, april 1992.
- A-5 Åpning av Trøndelag I Øst, Nordland IV, V, VI og VII. Mørebassenget, Vøringsbassenget I og II for letevirksomhet. Konsekvensutredning for miljø, naturressurser og samfunn. Nærings- og energidepartementet, september 1993

VEDLEGG B

**OPPDATERTE UTSLIPSPROGNOSER FOR TAMPENOMRÅDET:
CO₂, NO_x, NMVOC OG PRODUSERT VANN.**

**REDEGJØRELSE FOR PRODUKSJONS- OG
INJEKSJONSKJEMIKALIER**

1 Bakgrunn

Den regionale konsekvensutredningen for Tampenområdet ble utarbeidet av Norsk Hydro i samarbeid med Statoil og Saga i 1995. Utredningen inneholdt bl.a. utslippsprognoser for NO_x, NMVOC og produsert vann og analyser av hvilke konsekvenser disse utslippene ville medføre. I de to årene som er gått etter denne utredningen 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 i tillegg er det også kommet nye utbyggingsplaner.

I dette foreliggende vedlegget er reviderte utslippsprognoser for hhv. CO₂, NO_x, NMVOC og produsert vann tatt med. Vedlegget 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, Statfjord Øst og Statfjord Nordnordøstsegmentet, Gullfaks satellitter og Snorre 2. I tillegg er det utarbeidet utslippsprognoser for Huldra. Når det gjelder prognoser for utslipp fra andre kilder (helikopter, standbyfartøyer, supplybåter, skytteltankere og borerigger) er disse ikke reviderte i forhold til prognosene i den regionale Tampenutredningen fra 1995.

I vedlegget sammenlignes de nye utslippsprognosene med de gamle. I den sammenheng er det foretatt en vurdering av om de nye prognosene gir grunnlag for å anta endringer i det konsekvensbildet som ble presentert i den regionale konsekvensutredningen. Det er ikke foretatt nye konsekvensvurderinger. I kapittel 5 er det redegjort for injeksjons- og produksjonskemikalier, noe som var mangelfullt omtalt i den gamle utredningen. I løpet av 1998 vil det bli foretatt en oppdatering av hele den regionale konsekvensutredningen inkludert ny analyse av konsekvenser. Her vil også tiltak for utslippsreduksjon og energiøkonomisering bli tatt opp.

2 Nye forutsetninger for utslippsberegningene

2.1 Geografisk avgrensning

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 sørøst for dette området i blokk 30/2 og 30/3. Den geografiske avgrensningen for de reviderte utslippsprognosene utvides til også å omfatte Huldra..

2.2 Felt i produksjon, under utbygging, planlagte utbygginger og prospekter

ODs ressursklassifisering¹ er basis for de reviderte utslippsprognosene. Det er utarbeidet utslippsprognoser for ressursklasse 1 - 4. Under følger en kort definisjon av ressursklassene:

¹ Oljedirektoratet juli 1997: Klassifisering av petroleumressurser på norsk kontinentalsokkel.

- *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).

Tabellen under viser hvilke felt som inngår i beregningsgrunnlaget.

Felt	Ressursklasse 1 og 2	Ressursklasse 3	Ressursklasse 4
Statfjord	Statfjord A, B, C	Statfjord Nord Statfjord Øst Statfjord Nordnordøstsegmentet Statfjord økt oljeutvinning	
Gullfaks	Gullfaks A,B,C Gullfaks satelitter Tordis	Gullfaks økt oljeutvinning	Gullfaks økt oljeutvinning Gullfaks fase 2+ økt oljeutvinning
Snorre	Snorre TLP, Vigdis	Snorre 2	
Visund	Visund		
Huldra		Huldra ¹	

¹ Utslipp fra Veslefrikk av NOx og CO2 som følge av at gass / kondensat overføres fra Huldra er ikke med i utslippsprognosene

Tabell 2.1: Fordeling av felt i Tampenområdet på ressursklasser

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 litt særlig etter år 2000. Utslippene er tilordnet de felt der utslippene faktisk vil foregå. Dette innebærer bl.a. at utslipp av NMVOC som følge av lastning av olje fra hhv. Snorre, Vigdis og Visund føres på Statfjord og Gullfaks siden oljelastingen foregår der. Denne nye fordelingen i henhold til ODs ressursklasseinndeling medfører at de oppdaterte utslippsprognosene ikke er direkte sammenlignbare felt for felt med prognosene i den "gamle" utredningen.

3 Nye utslippsprognoser

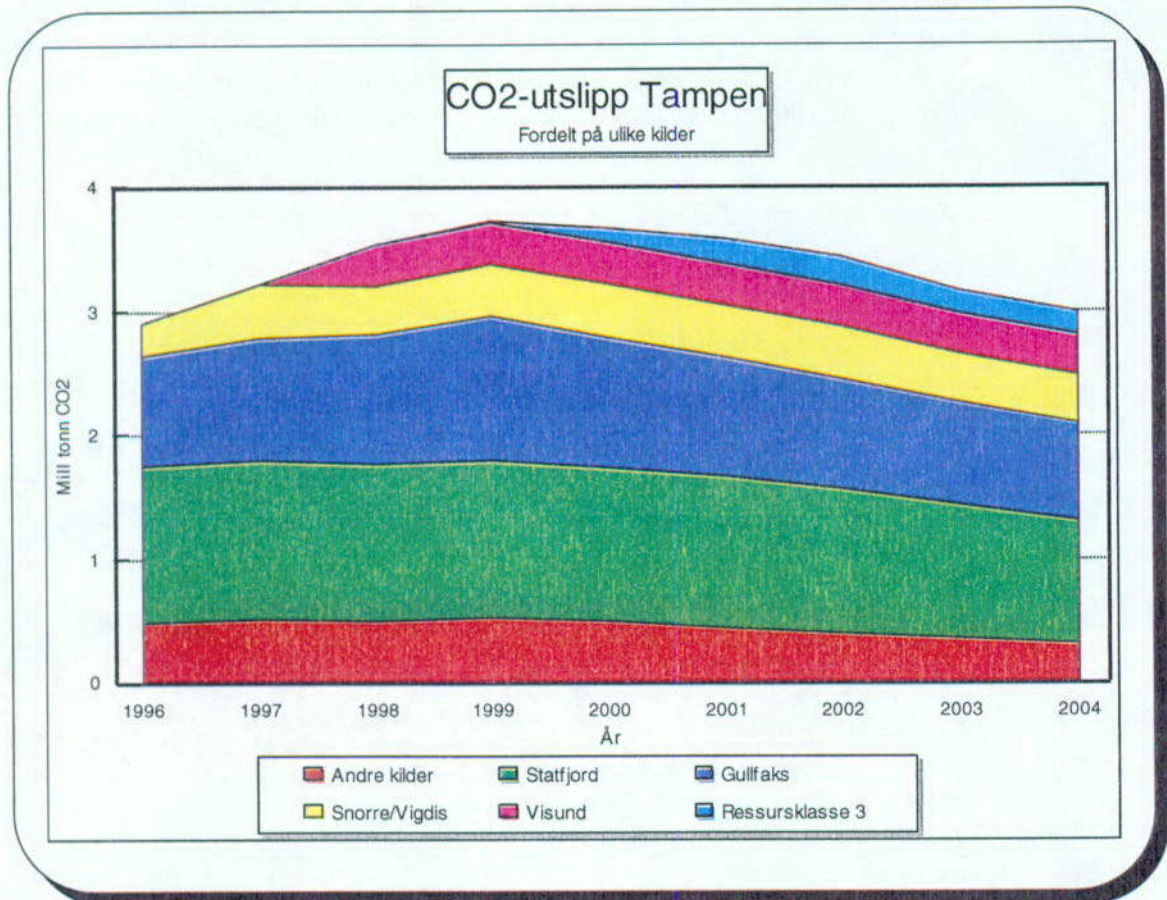
I dette kapitlet følger oppdaterte utslippsprognoser for hhv. CO₂, NO_x, NMVOC og produsert vann. Prognosene er framstilt grafisk for perioden 1996 - 2004. I Kapittel 4 er utslippsprognosene framstilt i tabell. Den nye utslippsprognosene for hhv. NO_x, NMVOC og produsert vann er sammenlignet med de gamle prognosene og forskjeller er kommentert. Den "gamle" Tampenutredningen inneholdt ikke utslippsprognoser for CO₂, følgelig er det ikke foretatt sammenligning her.

3.1 Utslippsprognoser for CO₂

Utslippene av CO₂ bygger på antatt forbruk av (1) naturgass til brensel, (2) naturgass til fakkell og (3) dieselforbruk. Omregningsfaktorene for CO₂ er som følger:

- Brenngass: 2,34 kg CO₂/Sm³ gass)
- Fakkell: 2,34 kg CO₂/Sm³ gass)
- Diesel: 3170 kg CO₂/tonn diesel)

Diagrammet under viser prognosene for utslipp av CO₂ fra Tampenområdet. Antatt topp i utslippet er i år 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 skytteltankerne 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.



Figur 3.1 Prognoser for utslipp av CO₂ 1996 - 2004 fra Tampenområdet

Den nedadgående trenden fortsetter videre også etter år 2004 slik at i år 2014 ligger utslippet under 2 millioner tonn CO₂. Samlede norske utslipp av CO₂ utgjør omlag 40 mill. tonn, av dette kommer omlag 10 mill. tonn fra norsk sokkel. Utslipp fra Tampenområdet utgjør således en stor andel av utslippene fra petroleumsvirksomheten på sokkelen.

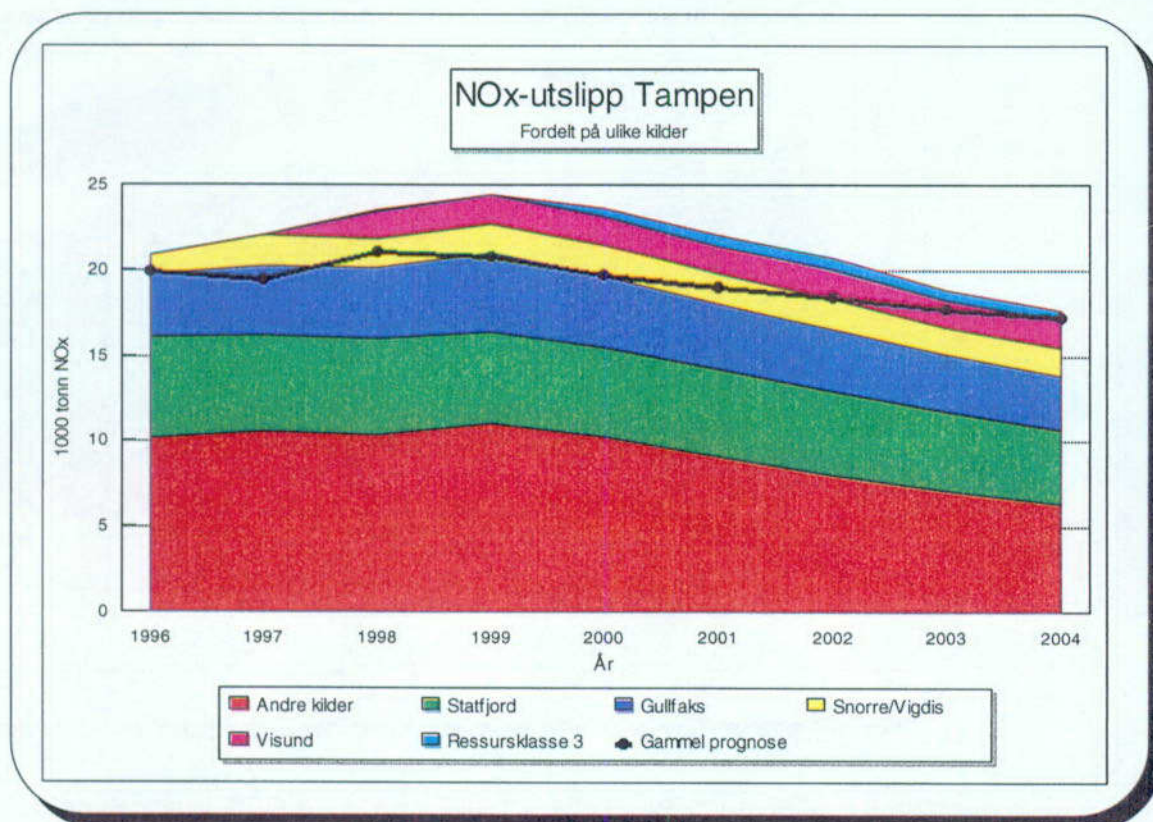
3.2 Utslippsprognoser for NO_x

Utslippene av NO_x bygger på antatt forbruk av (1) naturgass til brensel, (2) naturgass til fakkell og (3) dieselforbruk. Omregningsfaktorene for NO_x er som følger:

- Brenngass: 5,16 eller 8,95 g NO_x/Sm³ gass)
- Brenngass oppvarmere: 3,7 g NO_x/Sm³ gass)
- Fakkell: 12,0 g NO_x/Sm³ gass)
- Diesel: 70 eller 16 kg NO_x/tonn diesel)

Diagrammet under viser prognosene for utslipp av NO_x fra Tampenområdet. Antatt topp i utslippet er i år 2000 med like i underkant av 25 tusen tonn. Samlede utslipp fra av NO_x 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. Skytteltankerne utgjør det største bidraget her 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 solide bidragsyttere. Figuren viser at planlagte utbygginger i ressursklasse 3 først bidrar med utslipp i år 1999 når utslipp fra de andre feltene bidrag begynner å minske.



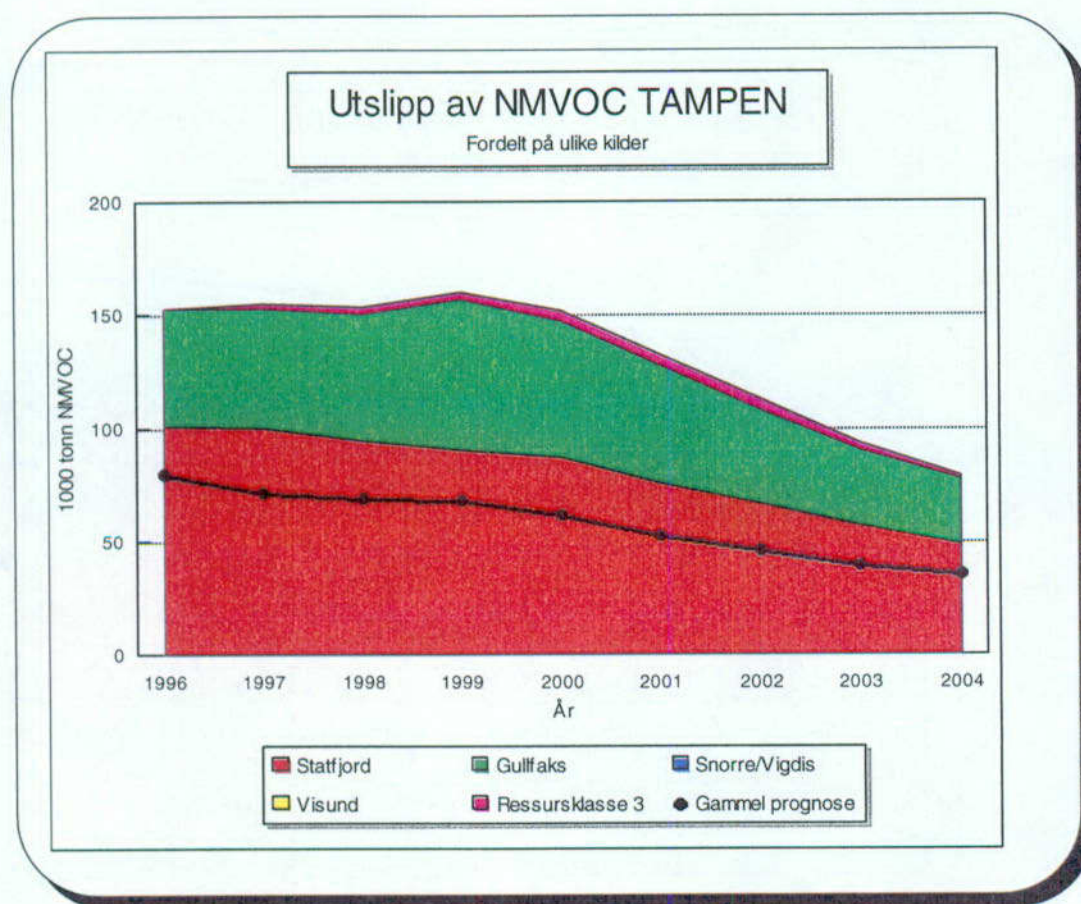
Figur 3.2 Prognoser for utslipp av NO_x 1996 - 2004 fra Tampenområdet

I forhold til de gamle utslippsprognosene (se strek i figuren) ligger de nye prognosene noe høyere spesielt i årene mellom 1997 og 2003. På det meste (år 1999 og 2000) er det snakk om omlag 4 tusen tonn NO_x tilsvarende nærmere 20% av utslippene fra Tampenområdet.

Sannsynligvis tilsier ikke denne økningen noe vesentlig endring i konsekvensbildet siden Tampenområdet totalt sett bidrar med 1/6 av utslippene i Nordsjøen (dvs. økningen utgjør 1/30 av utslippene på norsk og britisk sokkel. Det er imidlertid stor usikkerhet knyttet til beregningsmodellene for utslippenes bidrag til sur nedbør. I den regionale konsekvensutredningen som skal utarbeides i 1998 vil nye modellberegninger bli foretatt.

3.3 Utslippsprognoser for NMVOC

Utslipp av NMVOC kommer i all hovedsak fra avdamping av hydrokarboner ved lastning av skytteltankerne. Her er det forutsatt 0,32% avdamping ved lastning, hvorav 94,4 % utgjøres av NMVOC, mens det resterende er metan.



Figur 3.3 Prognoser for utslipp av NMVOC 1996 - 2004 fra Tampenområdet

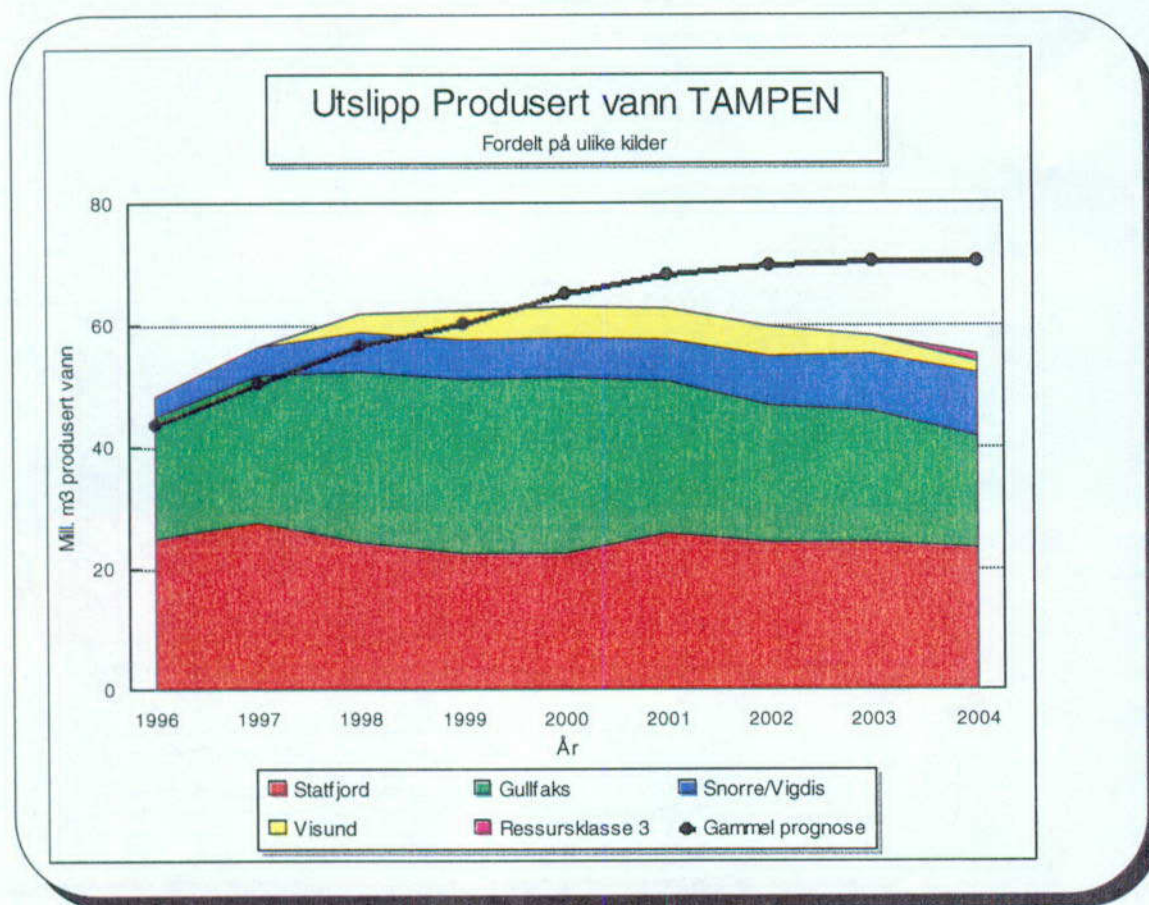
Utslippene skjer i forbindelse med bøyelastingen fra Statfjord og Gullfaks. Utslippene fra ressursklasse 3 er i all hovedsak utslipp fra Statfjord Nord, Statfjord Øst og Nordnordøstsegmentet.

Den nye utslippsprognosen ligger omlag dobbelt så høyt som den gamle. Dette skyldes feilaktige beregningsforutsetninger i den forrige utslippsprognosen. 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%. Ved en dobling av utslippsprognosene kan dette bidraget anslås til 0,06% dvs. fortsatt helt marginalt. Også her er det imidlertid usikkerhet knyttet til beregningsmodellene, noe som tilsier at en ny analyse av konsekvensene av NMVOC-utslipp vil bli gjennomført ved oppdatering av den regionale konsekvensutredningen i 1998.

3.4 Utslipp av produsert vann

Utslipp av produsert vann består dels av formasjonsvann og dels av injisert vann. Feltene Statfjord og Gullfaks er i en fase med økende vannproduksjon, og Snorre vil også etter hvert produsere mye vann.



Figur 3.4 Prognoser for utslipp av produsert vann 1996 - 2004 fra Tampenområdet

I den gamle Tampenutredningen var utslippene presentert i m³/døgn. Disse er nå omregnet til mill. m³/år. De nye utslippsprognosene avtar raskere enn den gamle prognosen. Det vil bli foretatt nye utslippsberegninger og analyser av konsekvensene ved oppdatering av den regionale konsekvensutredningen.

Den gamle Tampenutredningen var noe mangelfull mht. omtale av injeksjons- og produksjonskjemikalier. Det er gitt en omtale av disse i dette vedleggets kapittel 5.

4 Utslippsprognoser (tabell)

Under følger de nye utslippsprognosene for hhv. CO₂, NO_x, NMVOC og produsert vann.

ÅR	Ressursklasse 0 - 2				Ressurs- klasse 3 CO2 Mill. tonn	Andre kilder CO2 Mill. tonn	TAMPEN Totalt CO2 Mill. tonn
	Statfjord CO2	Gullfaks CO2	Snorre/Vigdis CO2	Visund CO2			
	Mill. tonn	Mill. tonn	Mill. tonn	Mill. tonn			
1996	1,26	0,89	0,27	0,00	0,00	0,49	2,88
1997	1,28	1,00	0,42	0,00	0,00	0,51	3,18
1998	1,27	1,04	0,39	0,33	0,00	0,50	3,50
1999	1,26	1,17	0,43	0,33	0,01	0,53	3,68
2000	1,24	1,05	0,43	0,33	0,11	0,49	3,67
2001	1,22	0,96	0,42	0,33	0,21	0,44	3,64
2002	1,17	0,89	0,42	0,33	0,22	0,39	3,56
2003	1,08	0,84	0,39	0,32	0,19	0,35	3,31
2004	0,99	0,79	0,39	0,32	0,19	0,31	3,12

Tabell 4.1 Prognoser for utlipp av CO₂ 1996 - 2004 fra Tampenområdet

ÅR	Ressursklasse 0 - 2				Ressurs- klasse 3 NOx 1000 tonn	Andre kilder NOx 1000 tonn	TAMPEN Totalt NOx 1000 tonn
	Statfjord NOx	Gullfaks NOx	Snorre/Vigdis NOx	Visund NOx			
	1000 tonn	1000 tonn	1000 tonn	NOx			
1996	5,88	3,61	1,26	0,00	0,00	10,15	20,90
1997	5,67	3,99	1,92	0,00	0,00	10,50	22,09
1998	5,61	4,14	1,71	1,64	0,02	10,35	23,47
1999	5,32	4,62	1,80	1,64	0,03	11,00	24,41
2000	5,23	4,16	1,87	1,64	0,49	10,20	23,59
2001	5,14	3,84	1,77	1,64	0,67	9,00	22,06
2002	4,97	3,57	1,81	1,64	0,74	7,95	20,68
2003	4,63	3,36	1,62	1,56	0,60	7,05	18,82
2004	4,29	3,18	1,67	1,56	0,63	6,30	17,64

Tabell 4.2 Prognoser for utlipp av NO_x 1996 - 2004 fra Tampenområdet

ÅR	Ressursklasse 0 - 2				Ressurs- klasse 3 NMVOC 1000 tonn	TAMPEN Totalt NMVOC 1000 tonn
	Statfjord NMVOC 1000 tonn	Gullfaks NMVOC 1000 tonn	Snorre/Vigdis NMVOC 1000 tonn	Visund NMVOC 1000 tonn		
1996	100,75	52,02	0,02	0,00	0,06	152,85
1997	99,75	53,13	0,02	0,00	2,00	154,89
1998	94,77	55,51	0,02	0,00	3,21	153,51
1999	90,25	66,81	0,02	0,00	2,85	159,93
2000	87,34	60,04	0,02	0,00	4,59	151,99
2001	76,13	51,63	0,02	0,00	4,95	132,74
2002	66,94	41,00	0,02	0,00	4,93	112,88
2003	57,41	33,13	0,02	0,00	2,91	93,47
2004	48,52	28,67	0,02	0,00	1,80	79,00

Tabell 4.3 Prognoser for utslipp av NMVOC 1996 - 2004 fra Tampenområdet

ÅR	Ressursklasse 0 - 2				Ressurs- klasse 3 Prod. vann Mill. m3	TAMPEN Totalt Prod. vann Mill. m3
	Statfjord Prod. vann Mill. m3	Gullfaks Prod. vann Mill. m3	Snorre/Vigdis Prod. vann Mill. m3	Visund Prod. vann Mill. m3		
1996	24,80	20,10	3,60	0,00	0,00	48,50
1997	27,52	24,37	4,40	0,00	0,00	56,29
1998	24,14	28,22	6,40	3,14	0,00	61,90
1999	22,26	28,94	6,50	4,67	0,00	62,38
2000	22,40	28,95	6,70	4,99	0,00	63,04
2001	25,72	25,02	6,90	5,04	0,02	62,70
2002	24,14	22,88	7,90	4,80	0,09	59,81
2003	24,29	21,51	9,30	3,08	0,16	58,34
2004	23,16	18,52	10,30	2,07	0,98	55,03

Tabell 4.4 Prognoser for utslipp av produsert vann 1996 - 2004 fra Tampenområdet

5 Injeksjons- og produksjonskjemikalier

Produksjons- og injeksjonskjemikaliene kan deles i hovedgruppene vannløselige og oljeløselige. Sistnevnte gruppe vil i hovedsak følge oljen og i liten grad slippes ut med det produserte vannet. Mindre mengder kan imidlertid følge den dispergert 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 inne de ulike gruppene. 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.

5.1 Scaleinhibitorer (avleiringshemmer)

Den aktive komponenten er vanligvis fosfonat, polyakrylat eller en blanding av disse to. Disse produktene har typisk en lav giftighet: EC(50) = 1000-10000 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.

5.2 Korrosjonsinhibitorer

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 korrosjonsinhibitorer. De oljeløselige inhibitorerne 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 korrosjonsinhibitor er avhengig av hvor korrosive de væskene som produseres er. På den annen side kan en redusere behovet ved valg av mer korrosjonsbestandige materialer.

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.

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.

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.

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.

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.

5.8 H₂S-fjerner (scavenger)

De fleste aktuelle kjemikaliene 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 komponenten 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 H₂S-innhold og må dosere store mengder av scavengeren.

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.