

**Miljørisiko- og Beredskapsanalyse, oljevern for
Snøhvit - offshore – februar 2004**

F&T MST-03061

Tittel:		
Miljørisiko- og Beredskapsanalyse, oljevern for Snøhvit - offshore – februar 2004		
Dokumentnr.:	Kontraktsnr./prosjektnr.:	Arkivnr.:
F&T MST-03061		

Gradering:	Distribusjon:
Åpen	Kan distribueres fritt

Utgivelsesdato:	Rev. dato:	Rev. nr.:	Ekseplarnr.:
	2004-02-12		

Forfatter(e)/Kilde(r):
Arne Myhrvold, Espen Fyhn Nilsen, Stig Bjørnsen
Omhandler (fagområde/emneord):
Snøhvitfeltet, miljørisiko, offshore, rørledning
Merknader:
Trer i kraft:
Oppdatering:
Ansvarlig for utgivelse:
Myndighet til å godkjenne fravik:

Fagansvarlig:	Navn:	Dato/Signatur:
TEK F&T MST	Arne Myhrvold	12/2-04 A. Myhrvold
Utarbeidet:	Navn:	Dato/Signatur:
TEK F&T MST	Arne Myhrvold	12/2-04 - A. Myhrvold
Anbefalt:	Navn:	Dato/Signatur:
TEK F&T MST	Stig Bjørnsen	13/2-04 Stig Bjørnsen
Godkjent:	Navn:	Dato/Signatur:
TEK F&T MST	Kåre Salte	14/2-04 Kåre Salte

Innhold

1	Bakgrunn.....	4
1.1	Miljøakseptkriterier	4
2	Formål	5
3	Miljørisiko.....	5
3.1	Konklusjoner fra tidligere analyser	5
3.2	Utblåsningsrate og sannsynlighet for oljeutslipp.....	6
3.3	Oppsummering miljørisiko.....	8
4	Oljevernberedskap	9
4.1	Oljetype	9
4.2	Fysikalsk-kjemiske egenskaper	9
4.3	Emulgerende egenskaper.....	10
4.4	Krav til beredskap	11
4.5	Behov for oljevernutstyr.....	11
4.6	Oppsummering oljevernberedskap.....	12
5	Konklusjon	12
6	Referanser	14

1 Bakgrunn

Det er tidligere gjennomført flere analyser av miljørisiko knyttet til boring og produksjon på Snøhvitfeltet. Følgende to analyser ble gjennomført i forbindelse med Konsekvensutredningen for Snøhvit:

1. Snøhvit, Gass/Kondensat. Miljørisikoanalyse for felt og ilandføringsledning til Melkøya. Akvaplan-niva rapport 424.1437-2. 1999 [1].
2. Snøhvit kondensat-fisk. Vurdering av skadepotensialet og risiko ved akutte undervannsutslipp. Alpha rapport 1088-01-01. 2001 [2].

Det fremgår av listen over at analysene har vært utført over et visst tidsrom, og med ulikt fokus. Den første analysen ble utført rettet inn mot miljøskade på organismer på havoverflaten, og på strender. Den andre analysen fokuserte på potensiell skade på organismer i vannsøylen.

Våren 2001 ble det utarbeidet en beredskapsanalyse for Snøhvit, som omhandlet de dimensjonerende hendelsene, utslipp av gass/kondensat på feltet, utslipp fra rørledningen og utslipp ved kai [3].

I forhold til PUD er brønnmål blitt justert og endelig lokalisering av brønnene vil videre revideres basert på detaljert brønnplanleggingen frem mot borestart. Slik planene foreligger i dag, vil to brønner penetrere oljesonen i områder med lav permeabilitet, gassprodusenten D-1H i Nordmela 2, og CO₂ injektor F-2H i Stø2/Stø3.

Boreoperasjonene på Snøhvit er planlagt startet opp fra medio september 2004 (Figur 1). Oppstartsavinduet strekker seg imidlertid fra 01.09-01.11 2004 Boring av brønn F-2H er planlagt som den første brønnen. Deretter planlegges boret brønnene på D-template. Endringer i rekkefølge av brønnene kan skje som følge av videre planarbeid.

1.1 Miljøakseptkriterier

Statoils akseptkriterier for miljørisiko (akutte oljeutslipp) er identiske med OLFs anbefalinger. Kriteriene er ikke å betrakte som absolutte grenser. Når estimert miljørisiko er mer enn halvparten av kriteriet (ALARP-område), skal risikoreduserende tiltak vurderes basert på kost-nytte prinsippet. Miljøriskoen for foreliggende aktivitet vurderes mot installasjonsspesifikke akseptkriterier (Tabell 1).

Tabell 1. Statoils akseptkriterier for miljørisiko.

Miljøskade	Felt-spesifikk Risiko per år:	Installasjons-spesifikk risiko per år:	Operasjons-spesifikk risiko per operasjon:
Mindre	$< 2 \times 10^{-2}$	$< 1 \times 10^{-2}$	$< 1 \times 10^{-3}$
Moderat	$< 5 \times 10^{-3}$	$< 2,5 \times 10^{-3}$	$< 2,5 \times 10^{-4}$
Betydelig	$< 2 \times 10^{-3}$	$< 1 \times 10^{-3}$	$< 1 \times 10^{-4}$
Alvorlig	$< 5 \times 10^{-4}$	$< 2,5 \times 10^{-4}$	$< 2,5 \times 10^{-5}$

2 Formål

Foreliggende analyse er gjennomført for å vurdere hvorvidt forutsetningene som lå til grunn ved de tidligere analysene er endret – og om det derfor er behov for å endre konklusjonene. Dette gjelder både i forhold til hvorvidt utblåsningsrater er endret, eller andre parametre av betydning som ble benyttet i de nevnte analysene. Det er også gjennomgått hvorvidt underlagsdokumentene til ULB benyttet andre grunnlagsdata, som gir behov for endring av tidligere konklusjoner (Utredning om helårlig petroleumsvirksomhet i området Lofoten – Barentshavet).

Endelig lokasjon av F-2H er ennå under utarbeidelse, og lokasjon vil bli endelig bestemt når godkjenning av boreanbefalingen "Recommendation to drill" er godkjent. Det er imidlertid ikke forventet at en endring i lokasjon vil ha noen vesentlig innvirkning på beregnet utblåsningspotensiale siden den seismiske usikkerheten fortsatt vil være tilstede.

3 Miljørisiko

3.1 Konklusjoner fra tidligere analyser

Analysen fra Akvaplan-niva [1] presenterte miljørisikoen for boring av produksjonsbrønner, produksjon av gass/kondensat og ilandføring gjennom rørledning til det planlagte LNG anlegget på Melkøya. Det ble vurdert at den mest sårbare perioden for de valgte VØK¹ er (polarlomvi for åpent hav, og ærfugl for kystområdet) var høst og vinterperioden. Det ble estimert meget lav miljøskade både for utslipp fra felt og ilandføringsledning, med moderat skade på ærfugl, med 1,6% bestandsreduksjon som alvorligste skade ved utslipp. Den høyeste estimerte miljørisikoen var knyttet til totalt rørledningsbrudd (3,9% av akseptkriteriene).

Analysen utarbeidet av Alpha Miljørådgivning presenterte kvantitative beregninger av skadepotensialet for fisk ved (undervanns-) uhellsutslipp av kondensat. Beregningene ble konsentrert om akutte effekter av utslippet. På basis av fiskeressursenes utbredelse i Snøhvit-området ble det konkludert at det største konflikt-potensialet (ved akutt kondensatforurensning) synes å være knyttet til forekomster av torskelarver om sommeren, og torsk ble valgt som fokusart for analysene. Grunnlagsdata for ressursforekomstene ble opparbeidet og stillet tilgjengelig av Havforskningsinstituttet. Uttrykket for påvirkningsfaktoren var basert på forvittringsstudier av Snøhvit-kondensatet [6] og integrerte simuleringer av utslippet med henholdsvis DeepBlow og OSCAR modellene ved SINTEF. Den beregnede miljørisikoen var lav, og estimert til maksimalt 2,2 % av akseptkriteriet.

De grenseverdier for skade på fiskelarver som ble benyttet i tilsvarende arbeid i ULB [5] lå innenfor det som ble benyttet i tidligere nevnte miljørisikoanalyse [2]. Analysen som ble utarbeidet i 2001 [2], er derfor fortsatt gyldig.

¹ Verdsatt Økosystem Komponent

I tillegg er det utført en rekke miljørisikoanalyser for letebrønner de siste årene (Tabell 2), og hvor utblåsningsscenariet har vært olje.

Tabell 2. Sammenligning av faktorer som er vurdert i de aktuelle miljørisikoanalysene for Barentshavet.

Brønn	Årstid	Oljetype	Frekvens	Rate (Qdim)	Type operasjon
7216/11-1 ¹	aug.-okt.	Norne	$2,75 \times 10^{-4}$	5670 m ³ /d	Leteboring
7122/7-1 ¹	okt.-nov.	Norne	$2,75 \times 10^{-4}$	682 m ³ /d	Leteboring
7019/1-1 ¹	nov.-jan	Norne	$2,75 \times 10^{-4}$	4100 m ³ /d	Leteboring
7228/7-1S ¹	jan.-mars	Norne	$2,75 \times 10^{-4}$	4300 m ³ /d	Leteboring
7120/6-2 ²	aug.-nov.	Norne	$2,75 \times 10^{-4}$	4890 m ³ /d	Leteboring
7121/5-3 ³	feb.-mars	Norne	$2,75 \times 10^{-4}$	520 m ³ /d	Leteboring

1. Data fra leteboringene i Barentshavet 2000-2001 (NoBaLes) [7]
2. Miljørisikoanalyse for tidligere planlagt avgrensningsboring på Snøhvit, for Hydro [8]
3. Miljørisikoanalyse for 7121/5-3 [9]

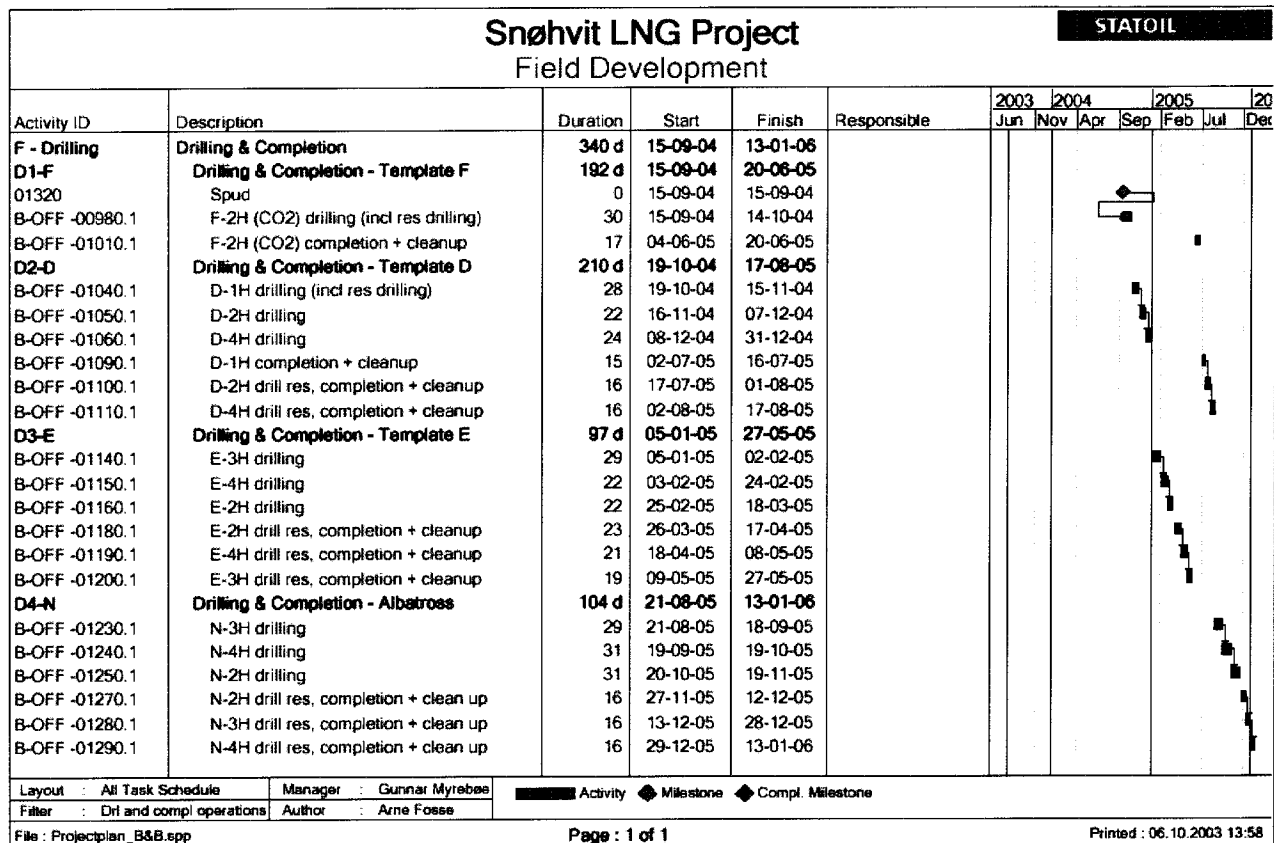
Med unntak for boreoperasjonen i 7122/7-1 var samtlige av de nevnte operasjonene funnet å være godt innenfor gjeldene akseptkriterier for miljørisiko. Hovedgrunnen til at denne operasjonen skilte seg ut var relativ nærhet til land. 7122/7-1 lå ca. 60 km fra land.

3.2 Utblåsningsrate og sannsynlighet for oljeutslipp

I opprinnelig miljørisikoanalyse for Snøhvit [1], ble det lagt til grunn at det skulle bores 8 brønner og gjennomføres 16 kompletteringer innenfor en 12 måneders periode. Studien reflekterte imidlertid et langt høyere og mer konsentrert aktivitetsnivå enn det som i virkeligheten var planlagt. I henhold til PUD skulle 9 brønner bores på Snøhvit i 2004/2005, deretter 8 brønner på Askeladd i 2010/2011 og 5 brønner på Albatross i 2018.

Etter justering av utbyggingsplaner i 2002/2003 medfører foreliggende plan for Snøhvit prosjekt fase 1 at det er planlagt 8 borer, og 7 kompletteringer innenfor en 12 måneders periode (Figur 1). De øvrige brønnene vil bli faset inn ved et senere tidspunkt.

I alt 10 borer, og 10 kompletteringer er planlagt gjennomført over en periode på ca. 1,5 år i 2004/2006. Aktivitetsnivået er derfor pr. i dag lavere enn det som ble lagt til grunn i opprinnelig analyse [1] og i den oppfølgende analysen [2]. I tillegg ble det i disse analysene lagt til grunn at alle utblåsninger fra gassprodusenter ville medføre kondensatutslipp [2]. Antagelsene i denne studien med hensyn til rater og fluidtyper er fortsatt gyldige.



Figur 1. Planlagt boreprogram for Snøhvit.

De to brønnene som skal penetrere oljeførende lag er F-2H og D-1H. Strømningspotensialet for olje er estimert som lavt i begge brønnene pga dårlig permeabilitet.

Seismisk usikkerhet knyttet til strukturens dybde kan imidlertid mulighet for å påtreffe oljesonen i et formasjonslag hvor strømningsegenskapene er bedre. Det er derfor skissert "base case", "lav struktur" og "høy struktur" for begge brønnene og analyser er utført på disse [4] (Merk at brønnnavnene er blitt oppdatert siden denne analyse ble utført). Utblåsningsraten for olje er beregnet å være fra 35-160 Sm³/d for D-1H, og fra 0-2150 Sm³/d for F-2H (Tabell 3), avhengig på seismisk "case".

Tabell 3. Oppsummerer potensiell utblåsningsrate knyttet til de to brønnene [4].

brønn	case	formasjon	dybde til topp res. formasjon, (mTVDMSL)	olje kolonne i sonen (m)	permeabilitet (mD)	oljeproduksjonsrate (Sm ³ /d)
D-1H	Base case	Nordmela 2	2388	14,5	6	160 ¹
	Lav struktur	Nordmela 1	2371	4,5	10	35
		Nordmela 2	2408	10	6	
F-2H	Base case	Stø 3	2407	13	0,03	0-5
	Lav struktur	Stø 2	2407.5	9	226	1770
		Stø 3	2416.5	1,5	0,03	0
	Høy struktur	Stø 5	2403.5 (GOC)	14,5	1088	2150

1 – Raten er oppgitt til 60 Sm³/d i dokumentet, men er rettet til 160 – E.Quale pers.comm.

Gass oljeforholdet (GOR) i oljesonen er $136 \text{ Sm}^3/\text{Sm}^3$, mens tetthet av oljen er oppgitt til $889 \text{ kg}/\text{Sm}^3$. Tid for boring av avlastingsbrønn er satt til 40 dager [4].

Det er ingen forhold ved brønnene eller reservoarene som er spesielle [9,10], og som derigjennom innvirker på at sannsynlighet eller varighet av en eventuell utblåsning blir høyere/lengre enn normalt, heller motsatt. Standarddata for norsk sokkel [11] tilsier en utblåsningssannsynlighet på 1×10^{-4} pr. brønn (brønnlekkasjefrekvens: $1,1 \times 10^{-3}$ pr. brønn). Merk at dette gjelder for produksjonsboring av gassbrønner, og at vi kun snakker om dype utblåsninger. Imidlertid er vi kun interessert i oljeutslipp, og historisk har det ikke skjedd oljeutblåsninger fra gassbrønner [11]. For oljebrønner er basisfrekvensen $0,69 \times 10^{-4}$ (pr. brønn), og av disse er ca. 1/3 rene gassutblåsninger. Oljeutslipp fra boring av en oljebrønn er dermed ca.

$$6,9 \times 10^{-5} \times 0,67 = 4,6 \times 10^{-5} \text{ (pr. brønn)}$$

En gassbrønn har noe høyere utblåsningssannsynlighet enn en oljebrønn, men sannsynligheten for å få olje ut vil være betydelig lavere. I ref. [4] beskrives risikoforhold hvor man eventuelt kan få oljeutslipp ved en eventuell utblåsning. Her presenteres også "oljeproduksjonsrater", som generelt er lave som følge av at oljelagene ved disse lokasjonene ikke er produktive. Basert på dette og overnevnte, oppsummerer vi følgende:

1. Sannsynlighet for utblåsning fra en gassbrønn er noe høyere enn tilsvarende sannsynlighet for en oljebrønn.
2. Det har historisk ikke skjedd oljeutslipp fra gassbrønner, derfor er det naturlig å konkluderer med at sannsynligheten for oljeutslipp er lav, dvs. lavere enn tilsvarende sannsynlighet for en oljebrønn.

For å trekke en liten parallell; Det har ikke skjedd utblåsninger fra vanninjeksjonsbrønner, men vi benytter basisfrekvenser for produksjon av vanninjeksjonsbrønner som er $\frac{1}{4}$ av basisfrekvenser for produksjon av olje og gass [11]. Tilsvarende setter vi her som et beste estimat en sannsynlighet for oljeutblåsning som er $\frac{1}{4}$ av tilsvarende sannsynlighet for utblåsning fra en gassbrønn. Dette gir;

$$1,0 \times 10^{-4} \times \frac{1}{4} = 2,5 \times 10^{-5} \text{ (pr. brønn)}$$

Totalt for disse to brønnene gir dette en utblåsningssannsynlighet på $5,0 \times 10^{-5}$. Dette er en konservativ, muligens veldig konservativ verdi.

3.3 Oppsummering miljørisiko

For miljørisiko knyttet til utblåsning av kondensat fra Snøhvit har det ikke fremkommet vesentlig nye data i etterkant av sist gjennomførte miljørisikoanalyse sommeren 2001 med unntak av en oppdatering av aktivitetsnivå.

For de to brønnene F-2H og D-1H som skal penetrere oljeførende lag, er sannsynligheten svært lav for at det skal kunne inntreffe en utblåsning. Sannsynligheten er ca. 1/5 av det som er lagt til grunn ved miljørisikoanalyser for leteboringer i Barentshavet de siste årene. Forventet utblåsningsrate er både lav og innenfor det spennet i rater som er analysert i de tidligere nevnte analyser.

Det er ikke fremkommet data i denne gjennomgangen som indikerer at nivået for miljørisiko ved Snøhvit utbyggingen har økt i løpet av de siste årene med planlegging. Tvert imot indikerer data at miljørisikoen har blitt redusert. Det er i tillegg et kontinuerlig fokus på å redusere risikonivået ytterligere.

4 Oljevernberedskap

4.1 Oljetype

I forbindelse med utarbeiding av miljørisikoanalyser og tilhørende oljevern beredskapsanalyse og –plan, for leteboringene i Barentshavet i 2000-2001 ble Norne oljens forvitringsegenskaper lagt til grunn i arbeidet. Tilsvarende ble Norne og Svale oljens egenskaper benyttet i forbindelse med OEDs utredning av helårlig oljevirkosomhet fra Lofoten og nordover. Svale oljen er noe mindre konservativ med hensyn på forvitringsegenskaper enn det Norne oljen er.

I denne vurderingen legges Norne olje til grunn for å vurdere beredskapsbehovet ved Snøhvit. Forvitringsegenskaper for Norne-oljen er analysert av Sintef Kjemi [12].

4.2 Fysikalsk-kjemiske egenskaper

Norne inneholder relativt lite lette komponenter og har lav fordampning sammenlignet med de fleste andre råoljer som produseres på norsk sokkel. Avhengig av værforholdene vil den miste fra 18-30% ved fordampning etter 5 døgn på sjøen. Norne inneholder svært mye voks (13% for fersk olje), noe som bidrar til et meget høyt stivnepunkt for oljen (21°C for fersk olje). Det høye voksinnholdet og stivnepunktet bidrar bl.a. til at oljen får en spesiell oppførsel på sjøen sammenlignet med mange andre norske råoljer, spesielt ved lave temperaturer og rolig sjø. Norne inneholder lite av de tynge komponentene asfaltener (0.1% for fersk olje) og resiner, som ofte bidrar til stabilisering av vann-i-olje emulsjoner.

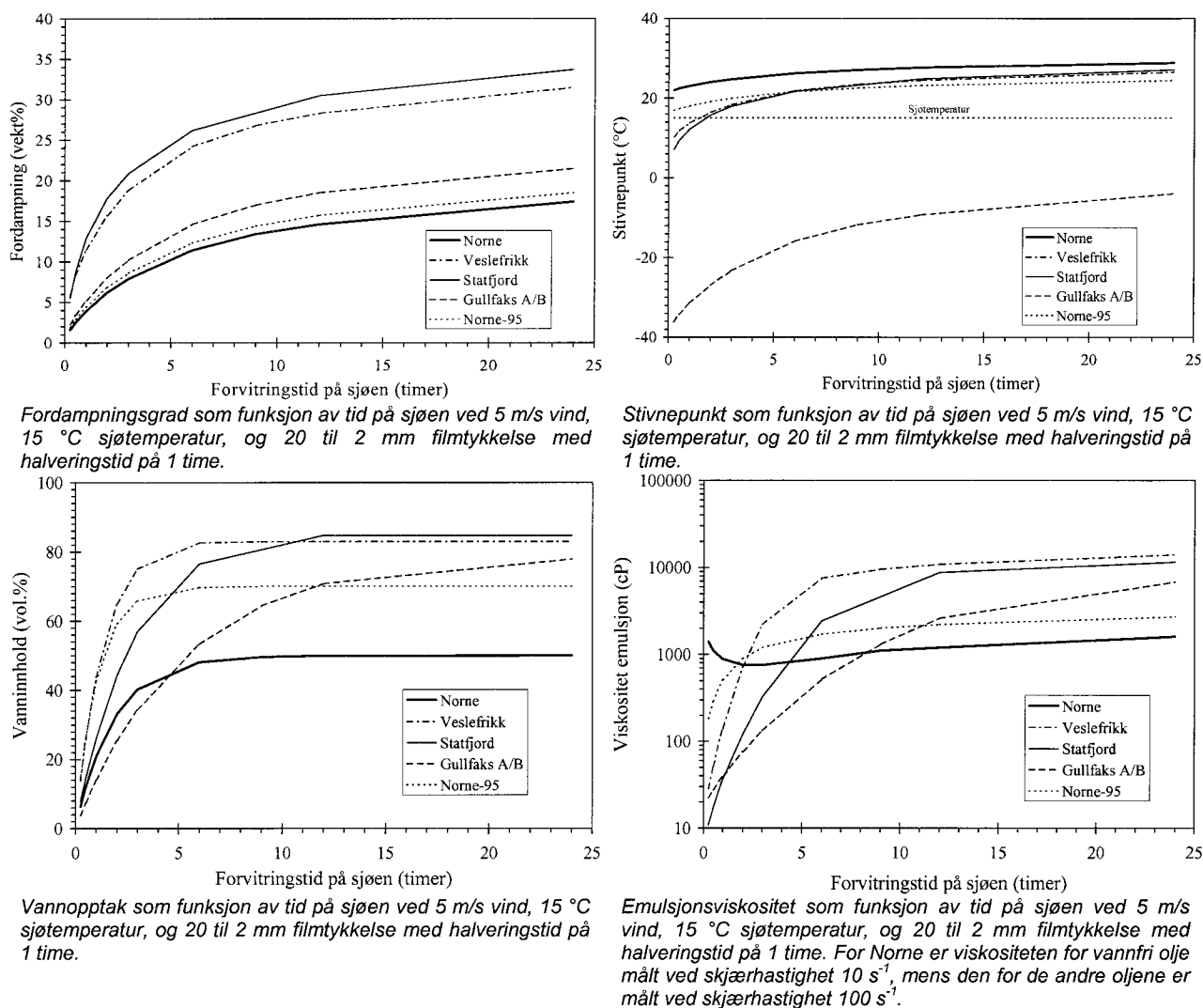
Ved en eventuell undervannsutblåsning fra Snøhvit feltet er det liten sannsynlighet for at en slik olje vil stivne, fordi andelen av tiden med lite vind er lav. Vinden må være mindre enn omlag 4 m/s, hvilket basert på statistikk forekommer i ca. 13% av tiden på høsten (september-november) og i ca. 8% av tiden vinterstid (desember-februar) (for DNMI vindpunkt 1032 i posisjon 71.580° N – 19.530° Ø).

4.3 Emulgerende egenskaper

Norne emulgerer vann relativt raskt ved sommertemperaturer (typisk 13°C til 15°C), mens emulsjonsdannelsen foregår vesentlig saktere ved vintertemperaturer (typisk 3°C til 5°C). Dette skyldes det høye stivnepunktet som bidrar til et saktere vannopptak ved lav temperatur. Testingen som er utført tyder også på at Norne emulgerer mindre vann enn mange andre råoljer og det maksimale vannopptaket er predikert å være 50%.

Norne danner "margarinaktige" emulsjoner som er meget ustabile. Dette betyr at emulsjonene brytes lett ved mekanisk og/eller termisk påvirkning. Emulsjonsbryter virker bra på Norne, men kan i enkelte tilfeller være unødvendig ettersom emulsjonen brytes lett uten tilsetning av emulsjonsbryter.

I figuren nedenfor er egenskaper til Norne råolje sammenlignet med andre oljetyper på norsk sokkel (Figur 2).



Figur 2. Egenskaper til Norne råolje sammenlignet med andre oljetyper på norsk sokkel

4.4 Krav til beredskap

Oljevernberedskapen skal dimensjoneres slik at:

- operatørens akseptkriterier med hensyn til miljørisiko ivaretas
- oppsamlingskapasiteten er tilpasset dimensjonerende utblåsningsrate for brønnen
- beredskapen er tilpasset de miljøforhold som forventes ved den aktuelle brønnlokasjonen med tilhørende tidsvindu for boring
- beredskapen har fleksibilitet til å håndtere voksrik olje i kombinasjon med lave temperaturer
- beredskapen kan håndtere eventuelle tynne oljefilmer som følger av en havbunnsutblåsning
- nødvendige ressurser for effektiv bekjempelse av olje i kyst og strandsone kan mobiliseres før drivbaneberegninger angir at signifikante oljemengder kan true kysten

4.5 Behov for oljevernutstyr

I forbindelse med leteboring i Barentshavet i 2000-2001, var det under boring i antatt oljeførende lag, mobilisert ett NOFO system på feltet (standby båt og slepefartøy), samt ett NOFO system som lå på basen i Hammerfest [13]. Ytterligere system ville mobiliseres fra øvrige NOFO baser ved behov. Ved boring av letebrønn 7121/5-3 for Statoil i 2001 ble tilsvarende utstyr mobilisert [14]. For sistnevnte var utblåsningsraten $520 \text{ Sm}^3/\text{d}$, mens den varierte fra 682 – $5670 \text{ Sm}^3/\text{d}$ for de øvrige fire brønnene [13].

I tabell 4 er det gjort en beregning av behov for antall oljevern systemer ved ulike rater og ulike oljeforhold for Snøhvit. Beregningene er basert på de tidligere beskrevne data for forvittringsegenskapene til Norne olje, samt verktøy i NOFOs planverk for beregning av systembehov (www.nofo.no). Det er i beregningene tatt hensyn til nedetid, lossetid, lense tap etc.

Tabell 4. Beregning av behov for antall oljevern systemer ved ulike rater og ulike oljeforhold for Snøhvit.

Utblåsningsrate (tonn/dag) ¹	Fordampning (%)	Oljeinnhold i emulsjon (%)	Pumperate i skimmer (m^3/h) ²	Oljeemulsjon tilgjengelig for opptak (m^3/d)	Systembehov
1580	15	50	160 & 219	3021	2 & 2
1580	15	70	160 & 219	2158	2 & 1
1580	30	50	160 & 219	2488	2 & 1
1580	30	70	160 & 219	1777	1 & 1
1910	15	50	160 & 219	3650	2 & 2
1910	15	70	160 & 219	2609	2 & 2
1910	30	50	160 & 219	3008	2 & 2
1910	30	70	160 & 219	2148	2 & 1

1 – Utblåsningsrate fra tabell 3.

2 – Pumperate i m^3 pr time for hhv. Hi-Wax skimmer og Transrec 350.

I de fleste tilfellene fremgår det av tabellen at det vil være behov for to NOFO systemer for å kunne samle opp oljeemulsjonen. For den lavere raten vil det i enkelte tilfeller være

tilstrekkelig med ett system, mens det for den høyere raten i de aller fleste tilfeller vil være behov for to systemer for å kunne håndtere den aktuelle mengden med oljeemulsjon.

Krav til responstid for systemet i Hammerfest under boring av CO₂ injektor F-2H, bør være 24 timer.

Under boring av D-1H vil de potensielle utblåsningsratene være så lave at det vil være tilstrekkelig å ha mobilisert ett NOFO system ute på feltet. Det vil i dette tilfellet ikke være nødvendig å ha ytterligere et NOFO system tilgjengelig på basen i Hammerfest.

Fra tidligere gjennomførte beredskapsanalyse stilles det krav om at responstiden skal være 48 timer for kondensatutslipp fra feltet, og at dette systemet kan hentes fra basen i Hammerfest eller på Træna [3].

4.6 Oppsummering oljevernberedskap

Under boring av CO₂ injektor F-2H vil det være behov for å ha ett NOFO system mobilisert på feltet, samt et system på basen i Hammerfest. I dette tilfellet må supply fartøyet være NOFO oil rec klasse, slik at dette kan ta om bord NOFO systemet fra basen.

Under boring av gassprodusenten D-1H, vil det være tilstrekkelig å ha ett system mobilisert på feltet.

For resten av boreperioden (høst 2004 – vår 2006) skal ett system være tilgjengelig innen 48t, dette systemet kan hentes fra NOFO basen i Hammerfest eller Træna. Det må i denne perioden være tilgjengelig fartøy med NOFO oil rec klasse, slik at dette kan ta om bord NOFO systemet fra basen.

NOFO beredskapsplan for region 5 er oppdatert høsten 2003, og avtaler mellom NOFO og aktuelle IUA i region er inngått januar 2004. Denne planen vil dermed være operativ og dekkende for operasjonene på Snøhvit.

5 Konklusjon

For miljørisiko knyttet til utblåsning av kondensat fra Snøhvit har det ikke fremkommet nye data i etterkant av sist gjennomførte miljørisikoanalyse sommeren 2001.

For de to brønnene F-2H og D-1H som skal penetrere oljeførende lag, er sannsynligheten svært lav for at det skal kunne inntreffe en utblåsning. Sannsynligheten er ca. 1/5 av det som er lagt til grunn ved miljørisikoanalyser for leteboringer i Barentshavet de siste årene. Forventet utblåsningsrate er både lav og innenfor det spennet i rater som er analysert i de tidligere nevnte analyser.

Det er ikke fremkommet data i denne gjennomgangen som indikerer at nivået for miljørisiko ved Snøhvit utbyggingen har økt i løpet av de siste årene med planlegging. Tvert imot indikerer

data at miljørisikoen har blitt redusert. Det er i tillegg et kontinuerlig fokus på å redusere risikonivået ytterligere.

Under boring av CO₂ injektor F-2H vil det være behov for å ha ett NOFO system mobilisert på feltet, samt et system på basen i Hammerfest. I dette tilfellet må supply fartøyet være NOFO oil rec klasse, slik at dette kan ta om bord NOFO systemet fra basen.

Under boring av gassprodusenten D-1H, vil det være tilstrekkelig å ha ett system mobilisert på feltet.

For resten av boreperioden (høst 2004 – vår 2006) skal ett system være tilgjengelig innen 48t, dette systemet kan hentes fra NOFO basen i Hammerfest eller Træna. Det må i denne perioden være tilgjengelig fartøy med NOFO oil rec klasse, slik at dette kan ta om bord NOFO systemet fra basen.

NOFO beredskapsplan for region 5 er oppdatert høsten 2003, og avtaler mellom NOFO og aktuelle IUA i region er inngått januar 2004. Denne planen vil dermed være operativ og dekkende for operasjonene på Snøhvit.

6 Referanser

1. Snøhvit, Gass/Kondensat. Miljørisikoanalyse for felt og ilandføringsledning til Melkøya. Akvaplan-niva rapport 424.1437-2. 1999.
2. Snøhvit kondensat - fisk. Vurdering av skadepotensialet og risiko ved akutte undervannsutslipp. Alpha rapport 1088-01-01. 2001
3. Beredskapsanalyse Snøhvit. NOFO rapport 1079-01-01.
4. Flowing potential of oil zone during penetration in two development wells, Snøhvit field. Statoil internal report. Rev.02 26.09.2003. Doc. # D065-SA-A-RS-0002.
5. Sintef, DNV, Alpha, Havforsknings-instituttet. Utredning av helårs oljevirkksomhet i området Lofoten-Barentshavet, uhellsutslipp av olje – konsekvenser i vannsøylen. Sintef rapport SFT66 F03028
6. Sintef, -Snøhvit kondensatet Forvittringsegenskaper, Sintef rapport nr. STF66 FO1111, 09.08.2001
7. Miljørisikoanalyse for planlagte leteboringer i Barentshavet sør 2000 – 2001. PL 221, PL201, PL229, PL202. Rapport fra NoBaLes.
8. Miljørisikoanalyse for avgrensningsboring på Snøhvit. Akutte oljeutslipp. DNV rapport 98-3238.
9. Miljørisikoanalyse for planlagte leteboringer i Barentshavet sør 2000 – 2001. PL 110 – Blokk 7121/5-3 (DELTA). Rapport fra NoBaLes.
10. Samtale med Inge M Tappel, Statoil TFL FLT PTEK, 12.12.2003.
11. Samtale med og skjermbrev fra Eileen Quale, Statoil TFL FLT B&B, 12.12.2003.
12. Blowout and Well Release Frequencies – BlowFAM Edition, Scandpower rapport nr. 27.005.004/R3, 20.01.2003.
13. Singsaas, I., Brandvik, P.J. & Daling, P.S., 1998. Norne råolje: Egenskaper og forvitring på sjøen relatert til beredskapstiltak. Sintef Kjemi Rapport nr. STF66 A98126, august 1998, 95 s.
14. Beredskapsplan oljevern. Samordnet leteboring i Barentshavet 2000-2001. NOFO rapport 1055-02-00.
15. Beredskapsplan oljevern. Brønn 7121/5-3/PL110. NOFO rapport 1068-02-00.