



IKU Petroleumsforskning a.s

7034 Trondheim
Tel.: 07 59 11 00
Fax: 07 59 11 02 (aut.)
Telex: 55 434 iku n

Foretaksnr.: 936882331

RAPPORT

TITTEL

Forvitringsegenskaper og kjemisk dispergerbarhet for Gullfaks Sør råolje.

FORFATTER(E)

Tove Strøm-Kristiansen og Ivar Singasaas

GRADERING

Fortrolig

OPPDRAGSGIVER(E)

Statoil
Att. Oddvar Levang

PROSJEKTNR.

41.5154.00/01/96

REG.NR.

96.083

DATO

1996

PROSJEKTLEDER

Tove Strøm-Kristiansen

SIGN.

ANTALL SIDER

76

ANTALL VEDLEGG

-

LINJELEDER

Ivar Singasaas

SIGN.

SAMMENDRAG

Hovedmålsettingen med denne rapporten er å gjøre det lettere for Statoil å ta et raskt standpunkt til hvilke bekjempelsesmetoder som bør benyttes ved et eventuelt søl av Gullfaks Sør olje. Videre er det et mål at Statoil skal være i stand til å vurdere / forutsi effekten av en oljevernaksjon over tid og ved ulike værforhold.

Det er foretatt en omfattende laboratoriestudie av Gullfaks Sør oljens forvitringsegenskaper, samt en mindre studie av oljens kjemiske dispergerbarhet ved økende forvitringsgrad, både ved 3° og 13°C. Det er ikke gjennomført meso-skala testing av Gullfaks Sør oljen. Ved å kombinere de eksperimentelle data med IKUs Olje Forvitnings Modell er endringer i Gullfaks Sør oljens egenskaper, over tid etter et oljesøl, og ved ulike vær-situasjoner, beregnet. Prediksjonene er gitt i figurer på standardiserte data-ark.

Rapporten er lagt opp til å være mest mulig brukervennlig, slik at den kan være et praktisk hjelpemiddel for en skadestedsleder ved et reelt oljesøl. Samtidig inneholder den informasjon av mer generell art som viser hvor mangesidig og kompleks oljens forvitring på sjøen er. Dette gjør at den også kan være et hjelpemiddel for Statoil til opplæring av mannskap i oljevern.

Følgende konklusjoner er oppnådd gjennom laboratorie-skala testingen og prediksjoner av Gullfaks Sør oljen:

- Gullfaks Sør oljen emulgerte vann relativt sakte ved 3°C og raskt ved 13°C. Maksimalt vanninnhold var ca. 75 vol.% ved 3°C og 80 vol. % ved 13°C.
- Tidsvinduet for kjemisk dispergering kan være opp til 1 dag ved vintertemperatur og 3 dager ved sommertemperatur ved 10 m/s vindstyrke; dvs. tilnærmet samme tidsvindu som for Norne oljen.
- Nedre viskositetsgrense (1000 cP) for mekanisk oppsamling oppnås etter ca. 0.5 til 1 time ved 3°C og 1 til 2 timer forvitring på sjøen ved 13°C ved vindstyrke 10 m/s.

Oljen testet i dette prosjektet representerer **ikke "worst case"**; dvs. Gullfaks Sør feltet vil produsere brønner med mer problematisk olje (høyere voksinnhold og stivnepunkt) enn denne. IKU ser det derfor som *svært viktig* at også enkelte av disse mer voksrike oljene blir analysert, om enn i en noe mindre studie. Dette vil gi Statoil et ennå bedre grunnlag for å evaluere optimal beredskapsstrategi for Gullfaks Sør feltet. Eventuell testing i IKU's meso-skala renne, som for Norne oljen, vil gi verdifull tilleggsinformasjon også om Gullfaks Sør oljen.

STIKKORD ENGELSK

Oil Spill
Oil weathering
IKU's Oil Weathering Model
Chemical dispersibility
Waxy crude oil

STIKKORD NORSK

Oljesøl
Forvitring av olje
IKU's Olje Forvitnings Modell
Kjemisk dispergering
Voksrik råolje

FORORD

Så lenge råoljer og petroleumsprodukter transporteres over hav i tankbåter eller i rørledninger, vil det være fare for oljesøl som potensielt kan skade miljøet. Forliset av "Braer" på Shetland samt "Sea Empress" i Wales, og også mindre ulykker i Norge i senere tid, har vist at det er et høyt engasjement i slike saker blant folk flest og i media. Disse sølene har også vist hvor viktig det er å kunne forutsi effektiviteten til forskjellige opprenskningsmetoder (mekanisk, brenning, dispergeringsmidler etc.) under gitte forhold.

Nye oljetyper kommer stadig i produksjon på norsk sokkel. Store variasjoner i råoljenes fysikalsk-kjemiske egenskaper gjør at deres oppførsel ved et eventuelt oljeutslipp på sjøen, kan være svært forskjellig.

Forvittringsprosesser som f.eks. fordampning og emulgering av vann endrer de fysikalsk-kjemiske egenskapene til oljen over tid. Disse endringene vil være avhengig av bl.a. oljens sammensetning, og værforholdene på sjøen. For å kunne tilrettelegge en beredskap mot oljesøl tilpasset den aktuelle oljetypen, er det derfor viktig å ha kjennskap til de ulike forvittringsprosessene og hvordan disse forandrer oljens egenskaper over tid.

God kjennskap til forvittringsegenskapene til en olje er viktig for:

- Beredskapsplanlegging for forskjellige oljefelt med forskjellige oljetyper.
- Sikre optimal effekt av en mekanisk eller kjemisk opprenskningsaksjon.

Overflateoljens / emulsjonens egenskaper vil ha stor betydning for en mekanisk oppsamlingsaksjon:

- Effektiviteten til mekanisk oppsamling avhenger av spredningsegenskaper til oljen
- Lekkasje fra lenser avhenger av viskositeten til oljen
- Pumpekapasiteten til skimmere avhenger av viskositet og stivnepunkt til oljen.
- Vanninnholdet i oljen avhenger av oljens egenskaper.
- Effekt av en emulsjonsbryter avhenger av emulsjonens stabilitet, som igjen avhenger av oljens egenskaper.

Effekten av behandling med dispergeringsmidler avhenger av faktorer som:

- Fysikalsk / kjemiske egenskaper til oljen (viskositet, voksinnhold, stivnepunkt etc.).
- Oljens spredningsegenskaper (oljefilmens tykkelse).
- Vannopptak i oljen (oljens emulgerende egenskaper).

Denne rapporten vil gjøre det lettere for Statoil å ta et raskt standpunkt til hvilke bekjempelses-metoder som bør benyttes ved et eventuelt oljesøl med Gullfaks Sør oljen. Videre vil Statoil lettere kunne vurdere / forutsi sannsynlig effektivitet av en oljevernaksjon over tid ved ulike værforhold. Den vil også kunne være et hjelpemiddel i opplæring av skadestedsledere, opprensknings-mannskaper og andre involverte.

Rapporten er lagt opp til å være mest mulig "brukervennlig", slik at den kan være et praktisk hjelpemiddel f.eks. for en skadestedsleder ved et reelt oljesøl. Samtidig inneholder rapporten informasjon av mer generell art som viser hvor mangesidig og kompleks oljens forvitring på sjøen er.

Forvittringsegenskapene til Gullfaks Sør oljen er studert etter en standardisert laboratorieprosedyre som er utviklet, uttestet og tilrettelagt ved IKU. De eksperimentelle resultatene er "overført" til sjøbetingelser ved bruk av IKUs Olje Forvittrings Modell. Disse beregningene er presentert i figurer på standardiserte data-ark som viser Gullfaks Sør oljens ulike egenskaper ved økende forvitring på sjøen. IKUs Olje Forvittrings Modell eksisterer nå som PC modell under Windows og MS-DOS.

IKUs Olje Forvittrings Modell lar seg lett modifisere og tilpasse nye forvittringsdata, f.eks. fra feltforsøk eller fra forsøk i IKU's meso-skala anlegg for forvittringsstudier.

En takk for fin innsats og godt samarbeid i dette prosjektet går til Anita Johansen, Oddveig M. Bakken og Kjersti Almås (laboratorieteknikere), Tone Aas Heggenhougen (tegner) og May Kristin Ditlevsen (sekretær).

Trondheim, august 1996

Tove Strøm-Kristiansen
Prosjektleder

Innholdsfortegnelse

Side

1. Kort om råoljers kjemiske sammensetning og egenskaper.....	5
1.1 Sammensetning av råoljer	5
1.1.1 Hydrokarboner	5
1.1.2 Organiske ikke-hydrokarboner	5
1.2 Råoljers egenskaper	6
1.2.1 Koepunktsonråde (destillasjonsegenskaper)	6
1.2.2 Tetthet	6
1.2.3 Viskositet	6
1.2.4 Stivnepunkt	7
1.2.5 Flammepunkt.....	7
2. Råoljers egenskaper og deres oppførsel på vann	9
2.1 Fordampning	9
2.1.1 Effekt av fordampning på egenskaper til den gjenværende oljen.....	10
2.2 Vannløselighet av oljekomponenter.....	11
2.3 Foto-oksidering	11
2.4 Biodegradering	11
2.5 Sedimentering	11
2.6 Nedsenking ("overvasking")	12
2.7 Vann-i-olje emulsjon.....	12
2.7.1 Vann-i-olje emulgering	12
2.7.2 Stabilitet av vann-i-olje emulsjoner.....	13
2.7.3 Reologi (flyt-egenskaper) til vann-i-olje emulsjoner.....	13
2.7.4 Effekt av vann-i-olje emulgering på oljevernaksjoner.....	13
2.8 Olje-i-vann dispergering	14
2.8.1 Naturlig olje-i-vann dispergering	14
2.8.2 Kjemisk olje-i-vann dispergering	15
2.9 Spredning	15
2.10 Drift av et oljesøl	16
3. Eksperimentelle metoder.....	17
3.1 Forvitring av oljen	17
3.2 Fysikalsk-kjemiske analyser.....	17
3.3 Emulgerende egenskaper	17
3.3.1 Preparering av vann-i-olje emulsjoner	19
3.3.2 Metode for testing av emulsjonsbryter	19
3.4 Kjemisk dispergerbarhet	19
4. Resultater og diskusjon	21
4.1 Fysikalsk-kjemiske egenskaper	21
4.1.1 Kromatografisk separasjon.....	21
4.1.2 Destillering (topping)	21
4.1.3 Tetthet	22
4.1.4 Flammepunkt.....	22
4.1.5 Stivnepunkt	22
4.1.6 Viskositet	22
4.1.7 Grenseflatespenning	23
4.1.8 Asfaltener	23
4.1.9 Voks	23
4.2 Vann-i-olje emulgering	23
4.2.1 Viskositet av vann-i-olje emulsjon.....	23
4.2.2 Vann-i-olje emulgeringshastighet.....	23
4.2.3 Stabilitet av vann-i-olje emulsjon og effektivitet av emulsjonsbryter	29
4.3 Kjemisk dispergerbarhet	33

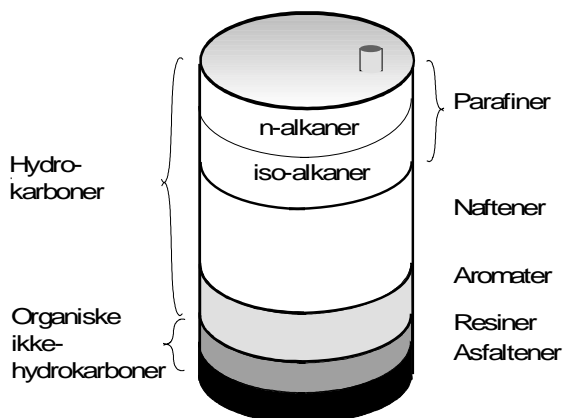
Innholdsfortegnelse	Side
5. Prediksjoner for Gullfaks Sør oljens egenskaper på sjøen	35
5.1 Innledning	35
5.1.1 IKUs Olje Forvittrings Modell	35
5.2 Kriterier for prediksjonene	35
5.2.1 Utslipp og oljefilmtykkelse	35
5.2.2 Vind og sjøtilstand	35
5.2.3 Sjøtemperaturer	37
5.2.4 Brann og eksplosjonsfare	37
5.2.5 Eksperimentelt datagrunnlag	37
5.2.6 Optimalisert mekanisk oppsamling	38
5.3 Predikerte verdier	38
6. Oppsummering	47
6.1 Forvittringsegenskaper til Gullfaks Sør olje	47
6.2 Gullfaks Sør oljens forvittringsegenskaper relatert til beredskapen	48
6.3 Sammenligning mellom Gullfaks Sør og Norne oljen	48
6.4 Predikerte egenskaper på sjøen for Gullfaks Sør oljen og andre råoljer	48
6.5 Anbefalinger om videre arbeid	48
7. Referanser	53
Vedlegg A: Fysikalsk kjemiske egenskaper	55
Vedlegg B: Emulgerende egenskaper og effekt av emulsjonsbryter	63
Vedlegg C: Resultater kjemisk dispergerbarhet	69
Vedlegg D: Inputdata til IKUs Olje Forvittrings Modell	73

1. Kort om råoljers kjemiske sammensetning og egenskaper

En råolje er ikke et enhetlig materiale. Kjemisk sammensetning, og dermed kjemiske og fysikalske egenskaper til forskjellige råoljer, kan variere svært mye.

1.1 Sammensetning av råoljer

Råoljer er en kompleks blanding av tusenvis av kjemiske komponenter. Den relative sammensetningen vil imidlertid variere svært mye fra olje til olje, noe som resulterer i store variasjoner i fysikalsk-kjemiske egenskaper. Figur 1.1 viser skjematisk oppdelingen av råoljen i kjemiske grupper. Hovedgruppene er hydrokarboner og organiske ikke-hydrokarboner.



Figur 1.1 Råoljens sammensetning. Inndeling i kjemiske grupper.

1.1.1 Hydrokarboner

Størsteparten av komponentene i råoljer er hydrokarboner, som består av hydrogen (H, 10 - 15 vekt%) og karbon (C, 85 - 90 vekt%). Disse dekker skalaen fra enkle, flyktige gasser, som metan (CH_4) med bare et karbonatom, opp til store, komplekse molekyler med mer enn 100 karbonatomer. Hydrokarbonene i råoljer omfatter mettede og umettede molekyler i lineære, forgrenede og sykliske konfigurasjoner. Mettede hydrokarboner inneholder bare enkeltbindinger. Umettede hydrokarboner inneholder dobbelt- og/eller trippelbindinger, oftest i tillegg til enkeltbindinger.

Hydrokarboner inndeles i alifater og aromater. To viktige grupper av alifater er parafiner og naftener.

Parafiner

Parafiner inkluderer n-alkanske (rett-kjedet) og iso-alkanske (forgrenet) alifatiske komponenter. Voks, som er en viktig undergruppe av parafiner, består av mer enn 20 karbonatomer. Ved høy temperatur vil voks-komponentene i en råolje være løst. Voks (spesielt n-alkaner) tenderer til å felle ut ved lav temperatur. Voksinnholdet i en råolje kan variere fra 0.5 vekt% til 40 eller 50 vekt% i ekstreme tilfelle. Hovedandelen av verdens råoljer har imidlertid et voksinnhold på 2 til 15 vekt%.

Naftener

Naftener er sykloalkaner som består av en eller flere mettede ringer (oftest 5 eller 6). Hver ring kan ha en eller flere parafinske sidekjedder.

Aromater

Aromater er en spesiell type umettede sykliske hydrokarboner. De kan ha rettkjedede eller forgrenede sidekjedder, noe som fører til et stort antall isomere. Eksempler på lavmolekylære aromatiske komponenter er bensen, toluen og xylen. Naftalen og antrasen er større aromatiske komponenter (også kalt Polynukleære Aromatiske Hydrokarboner, PAH) og består av henholdsvis 2 og 3 ringer.

1.1.2 Organiske ikke-hydrokarboner

Råoljer omfatter også organiske ikke-hydrokarboner, som i tillegg til hydrogen og karbon kan inneholde små mengder nitrogen (N), svovel (S) eller oksygen (O) eller spormetaller som vanadium (V) og nikkel (Ni).

De to viktigste gruppene av organiske ikke-hydrokarboner er resiner og asfaltener.

Resiner

Sammenlignet med hydrokarbonene er resinene relativt polare (vann-elskende). De har ofte overflateaktive egenskaper. Molekylvekten er i området 700 til 1000. I denne gruppen finnes karboksylsyrer (naftensyrer), sulfoksider og fenol-lignende komponenter.

Asfaltener

Asfaltene er en kompleks gruppe av dårlig karakteriserte kjemiske strukturer. De består av kondenserte polysykliske, aromatiske komponenter. Asfaltene er store molekyler med 6 til 20

aromatiske ringer og sidekjeder. Molekylvekten er oftest 1000 til 10000.

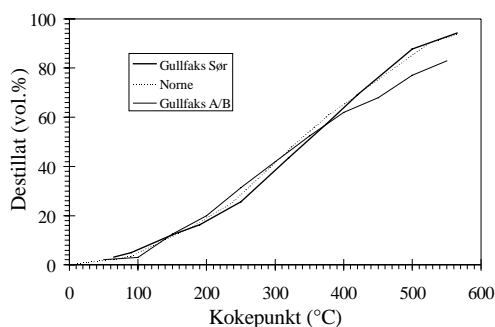
Asfaltene kan klassifiseres som "harde" eller "myke" avhengig av analysemetode. Råoljer kan inneholde opp til 6 vekt% "harde" og 10 vekt% "myke" asfaltener.

1.2 Råoljers egenskaper

En råoljes fysikalsk-kjemiske egenskaper er et resultat av egenskapene til oljens kjemiske komponenter. Den kjemiske sammensetningen for råoljer varierer over et vidt spekter, noe som medfører store variasjoner i fysikalsk-kjemiske egenskaper.

1.2.1 Koepunktområdet (destillasjonsegenskaper)

Destillasjonskurven indikerer den relative fordelingen av lette og tyngre komponenter i oljen. Den framkommer ved å måle damptemperatur som funksjon av mengde olje destillert. Destillasjonskurven er en indikator på relativ mengde av forskjellige kjemiske komponenter, prinsipielt som en funksjon av molekylvekt, men også bestemt av kjemisk sammensetning. Figur 1.2 viser destillasjonskurven for forskjellige norske råoljer.



Figur 1.2 Destillasjonskurven (koepunktområdet) for norske råoljer.

1.2.2 Tetthet

Relativ tetthet for en olje er forholdet mellom tettheten til oljen ved 15.5°C og tettheten til destillert vann ved 15.5°C (Speight 1980).

I amerikansk litteratur blir tettheten ofte gitt i °API (Speight 1980), hvor:

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{\text{Relativ tetthet}} - 131.5$$

Tettheten for råoljer varierer stort sett i området 0.780 til 1.000 g/mL (49.9 til 10.0°API) ved 15°C. Oljer med lav tetthet inneholder ofte mye parafinske komponenter med lav molekylvekt, mens oljer med høyt innhold av høymolekylære aromater, naftener og asfaltener har høyere tetthet.

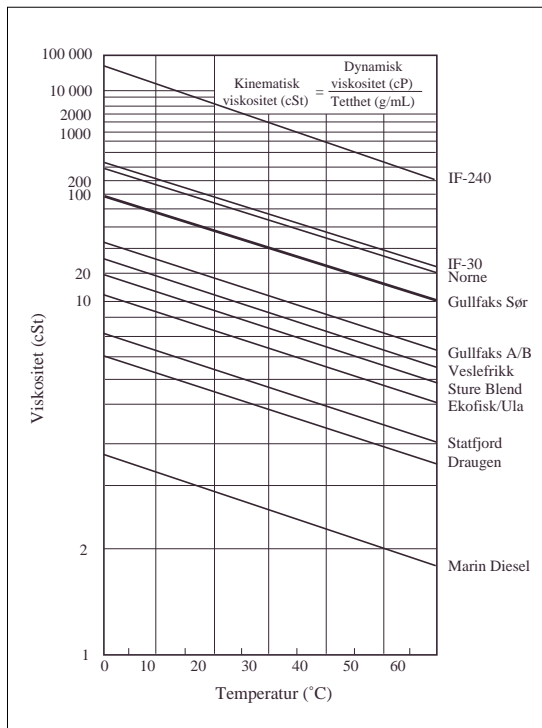
1.2.3 Viskositet

Viskositeten til en olje uttrykker dens motstand mot flyt og avhenger av viskositeten til oljens komponenter. Komponentenes viskositet øker generelt med økende molekylvekt.

Viskositeten til råoljer varierer i området 3 til 2000 cP ved 13°C. Til sammenligning har vann en viskositet på 1 cP ved 20°C. Det er mest vanlig å angi oljens viskositet ved 60°F (15.5°C), 100°F (37.8°C) eller ved 50°C. For å kunne relatere oljens viskositet målt i laboratoriet til det den ville vært på sjøen, blir viskositeten målt ved sjøtemperatur. Typisk sommertemperatur i Nordsjøen er 13°C.

Viskositet er svært temperaturavhengig. For væsker avtar viskositeten ved økende temperatur. Figur 1.3 viser variasjon i viskositet som funksjon av temperatur for typiske norske råoljer og oljeprodukt.

Lette, vannfri råoljer har ofte Newtonsk oppførsel (viskositeten er uavhengig av skjærhastigheten). Voksrike eller svært viskøse oljer kan ha ikke-Newtonsk oppførsel (viskositeten varierer med skjærhastigheten), spesielt nær eller under stivnepunktet.



Figur 1.3 Variasjon i viskositet som funksjon av temperatur for typiske norske råoljer og oljeprodukt. Figuren er nødvendigvis ikke gyldig nær stivnepunktet for oljene.

1.2.4 Stivnepunkt

Stivnepunktet er temperaturen hvor en olje slutter å flyte når den avkjøles under helt definerte betingelser i laboratoriet. Stivnepunktet målt under statiske betingelser i laboratoriet gir ofte dårlig grunnlag for å forutsi temperaturen hvor oljen stivner under andre betingelser. På grunn av turbulens på havoverflata kan oljen flyte, og dermed spre seg på sjøen, ved sjøtemperaturer opptil 10 til 15 °C lavere enn oljens stivnepunkt bestemt i laboratoriet.

Stivnepunktet er relatert til oljens kjemiske sammensetning, spesielt voksinnholdet (se Kapittel 1.1.1). Når oljen avkjøles, kan små vokskrystaller felles ut. Svært parafinske oljer kan ha høyt stivnepunkt p.g.a. høyt voksinnhold. Stivnepunktet kan være over 30°C for ekstremt parafinske oljer. Naftenske oljer, spesielt lav-viskøse, kan ha stivnepunkt lavere enn -40°C. Det er delvis forårsaket av lavt innhold av voks, men også av evnen naftenske komponenter har til å holde voks i løsning.

1.2.5 Flammepunkt

Flammepunktet er den laveste temperaturen hvor dampen generert ved oppvarming av oljen kan bli antent av en flamme. Flammepunktet avhenger av andel lavmolekylære komponenter i oljen. Ferske råoljer har derfor ofte lave flammepunkt, i området -40° til 30°C. Flammepunktet øker når de lette komponentene damper av.

Flammepunktet indikerer relativ flamme- og eksplosjonsfare for en olje. I forbindelse med mekanisk oppsamling og lagring av oppsamlet olje i tankbåter, er flammepunktskravet satt til 60°C for mange båttypen. Dette innebærer at slike båttypen ikke kan brukes ved mekanisk oppsamling av relativt fersk råolje. Kriterier for flamme- og eksplosjonsfare i forbindelse med oljesøl er gitt i Kapittel 5.2.4.

En tommelfingerregel sier at det er forbundet med brann/eksplosjonsfare å bevege seg i et oljesøl hvor flammepunktet til oljen er nær eller lavere enn sjøtemperaturen. Flammepunktet vil imidlertid stige kraftig kort tid etter et utslipp på sjøen p.g.a. rask fordampning av de letteste komponentene. I tillegg vil også oljen ta opp vann og danne vann-i-olje emulsjon. I praksis er det derfor en relativt kort fareperiode etter utslipp av en råolje.

Det er viktig å presisere at oljens flammepunkt kun er én av flere parametre som påvirker luftens antennbarhet over en oljeoverflate. I laboratoriet måles flammepunktet i et lukket system. I felten, derimot, vil vær-situasjonen ha stor innvirkning på luftens antennbarhet. Dette innebærer at konsentrasjonen av antennebare gasser like over oljen vil være relativt høyere i rolig vær (havblikk) og høy temperatur, mens det ved sterk vind vil skje en forholdsvis rask fortykning av de antennebare gassene.

2. Råoljers egenskaper og deres oppførsel på vann

Når en råolje søles på sjøen, skjer en rekke forvitningsprosesser som medfører forandringer i de fysikalsk-kjemiske egenskapene til råoljen og dens oppførsel på sjøen. De viktigste faktorene som influerer forvitningsgraden av en råolje på sjøen er:

- Opprinnelige fysikalsk-kjemiske egenskaper til oljen.
- Miljømessige forhold, som vind, strøm, bølger, sollys og temperatur.
- Vannets egenskaper, som temperatur, salt- og oksygeninnhold, tetthet, bakterier, næringsstoffer og partikler.

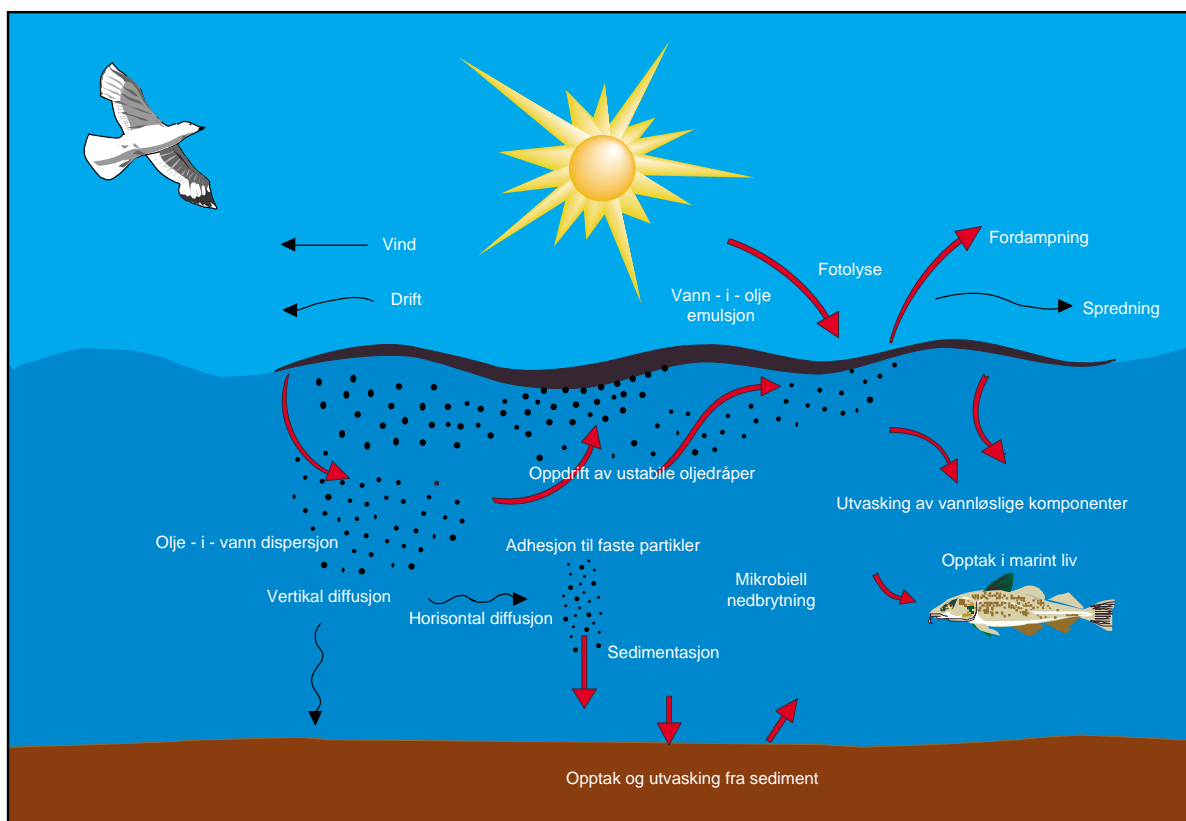
Figur 2.1 og 2.2 viser skjematiske de forskjellige prosessene og hvordan deres relative innvirkning varierer med tiden. Figur 2.2 viser f.eks. at fordampningen hovedsakelig skjer i de første timene og dagene etter et oljesøl, men kan pågå til en viss grad i uker etter utslippet. Biodegradering, derimot, starter først senere og kan vedvare i måneder.

2.1 Fordampning

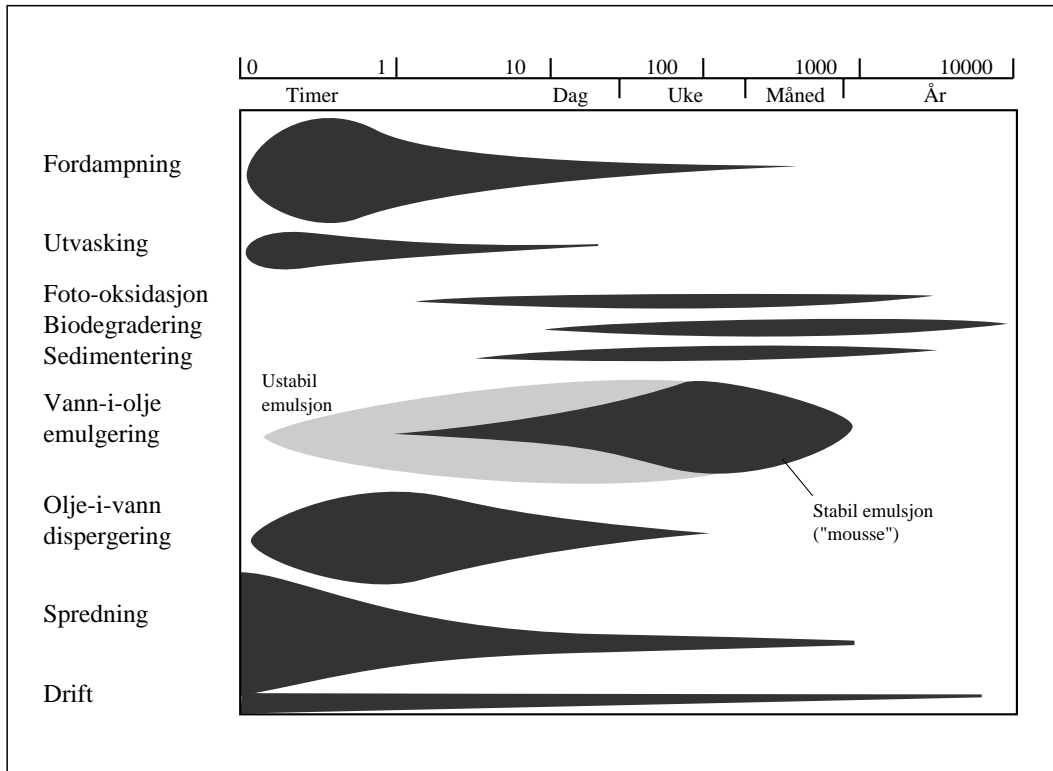
Etter at en olje er sølt på sjøen, er fordampning en av de viktigste forvitnings-prosessene som fjerner olje fra havoverflata.

Fordampningen vil øke når oljen spres utover sjøen på grunn av at grenseflata mellom olje og luft øker i tillegg til at tykkelsen av oljeflaket avtar. Fordampningshastigheten er også avhengig av vindstyrke, sjøtemperatur og andel av lette komponenter i oljen og vil derfor variere fra oljesøl til oljesøl.

En vanlig brukt generalisering er at alle komponenter med kokepunkt lavere enn 200°C (mindre enn n-C₁₁) vil fordampe innen 12 til 24 timer, mens komponenter med kokepunkt lavere enn 270°C (mindre enn n-C₁₅) vil forsvinne fra havoverflata innen noen dager.



Figur 2.1 Forvitningsprosesser for olje på vann.



boss\j\k41961100\tegnr\fig-nor\emulsjon.eps

Figur 2.2 Relative innvirkning av forvittringsprosesser over tid. Bredden av linjene indikerer viktigheten av prosessene.

Lette råoljer vil tape en stor volumandel raskt, mens tyngre oljer vil fordampe saktere. Lette raffineriprodukt som gassolje (kokepunktsoverråde 30° til 180°C) og kerosen (140° til 250°C) vil fordampe totalt etter noen timer/dager på havoverflata.

Figur 6.1 (Kapittel 6.4) viser fordampningen av vannfri norske oljer etter forskjellig tid på sjøen under gitte værforhold.

2.1.1 Effekt av fordampning på egenskaper til den gjenværende oljen

En viktig konsekvens av fordampningsprosessen er at den gjenværende oljen på havoverflata har forandret sine fysikalsk-kjemiske egenskaper i forhold til råoljens egenskaper.

Tetthet

Tettheten til den gjenværende oljen (residuet) øker når de lette komponentene i oljen fordampes. Tettheten til oljen innvirker både på spredningen av oljen på havoverflata og dispergeringen av oljen ned i vannmassene.

Figur 6.6 (Kapittel 6.4) viser tettheten til vannfri norske oljer etter forskjellig tid på sjøen under gitte værforhold.

Viskositet

Viskositeten til oljen vil øke p.g.a. tap av lette, mindre viskøse komponenter og følgelig økende konsentrasjon av tyngre, mer viskøse komponenter i den gjenværende oljen (residuet) ved fordampning. For de fleste norske oljer vil viskositetsøkningen typisk være i området 5 til 20 cP for fersk råolje til noen hundre cP for residuene.

Figur 6.5 (Kapittel 6.4) viser viskositeten til vannfri norske oljer etter forskjellig tid på sjøen under gitte værforhold.

Stivnepunkt

Stivnepunktet til den gjenværende oljen (residuet) vil øke i forhold til den opprinnelige oljen p.g.a. at fordampning av lette komponenter vil konsentrere voksinnholdet i residuet.

Når en olje stivner, helt eller delvis, er det ofte liten vits i å behandle den med kjemiske dispergeringsmidler. Stivnepunktet kan derfor være en begrensende faktor ved kjemisk dispergering av

parafinske og voksrike oljer. Som omtalt i Kapittel 1.2.4, kan oljen flyte på sjøen ved temperaturer opp til 10° til 15°C lavere enn oljens stivnepunkt bestemt i laboratoriet.

Figur 6.3 (Kapittel 6.4) viser stivnepunktet til vannfri norske oljer etter forskjellig tid på sjøen under gitte værforhold.

Flammepunkt

Flammepunktet til den gjenværende oljen (residuet) på sjøen vil øke når de mer flyktige og ikke lett antennebare komponentene fordampes. Økt vindstyrke forårsaker økt fordampning og dermed en raskere økning i flammepunktet.

Ettersom de flyktige komponentene fordampes og flammepunktet til residuet øker, vil brannfaren forbundet med oljesølet raskt avta.

Figur 6.2 (Kapittel 6.4) viser flammepunktet til vannfri norske oljer etter forskjellig tid på sjøen under gitte værforhold.

2.2 Vannløselighet av oljekomponenter

De tyngre komponentene i råoljer er i all hovedsak uløselige i vann, mens mindre molekyler, spesielt aromatiske (f.eks. bensen og toluen) er løselige til en viss grad. Imidlertid er disse komponentene også flyktige og fordampes raskt. Fordampningen er typisk 10 til 100 ganger raskere enn løseligheten inn i vannfasen. Konsentrasjonen av oljekomponenter løst i vannet under et oljesøl vil derfor ofte bli svært lav (<1 mg/L). Vannløseligheten av oljekomponenter har derfor bare en helt ubetydelig effekt på fjerningen av olje fra vannoverflata. Naturlig dispersjon, beskrevet i Kapittel 2.8, kan derimot bidra i større grad til at oljen forsvinner ned i vannmassene.

2.3 Foto-oksidering

Påvirkning av sollys vil føre til oksidering av oljekomponenter, spesielt aromater, som sakte vil omdannes til resiner og til slutt asfaltener. De foto-oksiderede komponentene vil stabilisere vann-i-olje emulsjoner (se Kapittel 2.7.2) og har derfor stor betydning for oljens levetid på havoverflata.

Etter lang forvitring på sjøen vil det dannes tjæreaktige klumper (tar-balls) av oljen. Disse brytes ned svært langsomt både på sjøen og på strender.

2.4 Biodegradering

Sjøvann inneholder mange typer mikroorganismer, f.eks. bakterier. Noen av disse kan benytte oljekomponenter som energikilde. Selv om det er lite bakterier tilstede i det øyeblikket oljesølet skjer, vil bakterietallet øke svært raskt under gunstige forhold. Viktige faktorer som påvirker den mikrobielle nedbrytningen, er:

- Konsentrasjonen av nitrogen og fosfor i form av næringssalter som nitrater og fosfater.
- Tilgang på oksygen.
- Temperatur.

Det eksisterer et bredt spekter av mikroorganismer, som hver har sin prefererte gruppe oljekomponenter som energikilde. De rettkjedede, mettede hydrokarbonene (n-alkanene) er lettest biodegraderbare. I prinsippet kan alle oljekomponenter brytes ned av mikroorganismer.

Ettersom mikroorganismene lever i sjøen, vil biodegraderingen bare foregå på grenseflata mellom oljen og vannet. Olje som har strandet over tidevannssonen, vil dermed brytes ned ekstremt sakte og kan bli værende i omgivelsene i årevis.

Naturlig og kjemisk dispersjon av olje ned i vannmassene (se Kapittel 2.8) vil øke grenseflatearealet mellom olje og vann betydelig. Dette medfører at nedbrytningen av olje skjer minst 10 til 100 ganger raskere i sjøen enn på havoverflata.

Det er mange faktorer som påvirker biodegraderingen. Selv etter mange års forskning er det vanskelig å forutsi hastigheten av den mikrobielle nedbrytningen. Det er rapportert om nedbrytnings-hastigheter på 1 til 30 mg/m³ sjøvann per dag (FOH 1984). Hastigheten i mer kronisk oljeforurensede områder kan komme opp i 500 til 600 mg/m³ sjøvann per dag (FOH 1984). Olje i sedimenter vil biodegradere mye saktere p.g.a. mangel på oksygen og næringssalter.

2.5 Sedimentering

Svært få råoljer (ingen norske) har høyere tetthet enn sjøvann, selv etter kraftig forvitring (fordampning og vann-i-olje emulgering). Forvitrede råoljer vil derfor normalt ikke synke. Oljen vil derimot kunne klebe til partikulært materiale i vannmassene og dermed synke.

Bunkersoljer tenderer til å bli tyngre og tyngre. Sedimentering kan dermed bli et økende problem i framtida ved søl av tunge bunkersoljer.

2.6 Nedsenking ("overvasking")

Det er observert at sterkt forvitrede (fordampet og vann-i-olje emulgert) og tunge oljer kan forsvinne fra havoverflata en viss tid for senere å komme tilbake til overflata igjen (Buist and Potter 1987). Denne "overvaskingen" av oljen er i hovedsak avhengig av tetthet og viskositet av den forvitrede oljen i tillegg til den aktuelle sjøtilstanden (Buist and Potter 1987).

2.7 Vann-i-olje emulsjon

2.7.1 Vann-i-olje emulgering

Vann-i-olje emulgering er den forvitnings-prosessen som bidrar mest til at oljen blir "gjenstridig" og dermed forblir på havoverflata. Den forsinker både fordampningen av oljen og den naturlige olje-i-vann dispergeringen (se Kapittel 2.8) ved signifikant økning i viskositeten.

Nesten alle råoljer inneholder overflateaktive komponenter, som fremmer vann-i-olje emulgering. Prosessen krever i tillegg en viss energitilførsel på havoverflata.

Brytende bølger (vindhastighet over 5 m/s) har vært satt som et minimumskriterium for at vann-i-olje emulgering skal kunne skje.

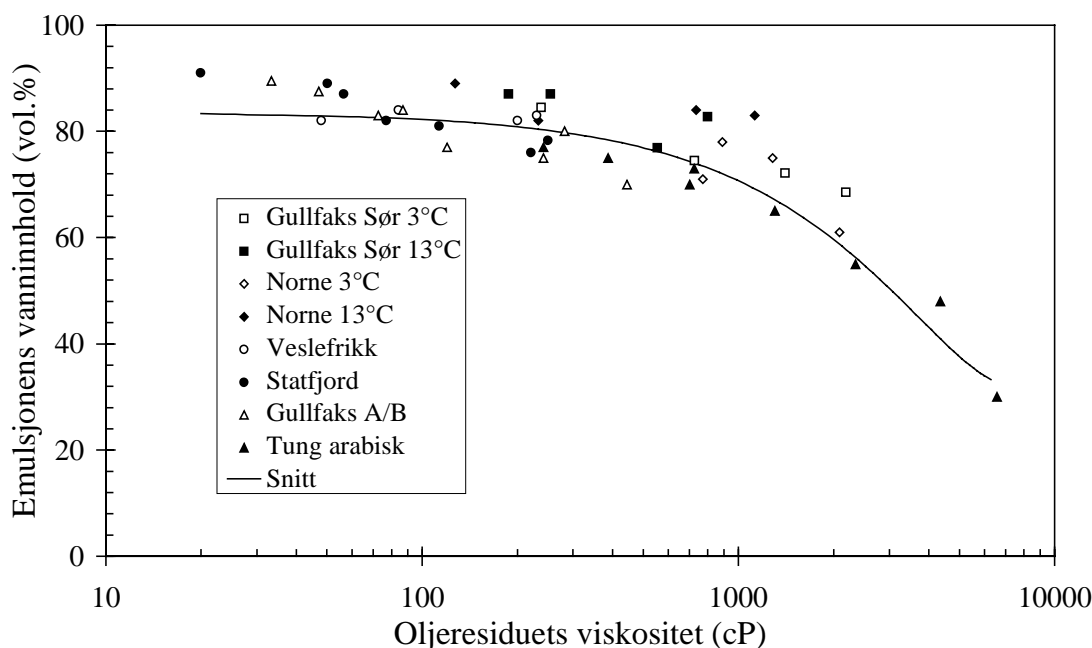
Mindre vannopptak kan imidlertid også foregå i roligere vær-situasjoner.

Maksimal vannopptaksevne ved vann-i-olje emulgering kan variere sterkt fra oljetype til oljetype. Figur 2.3 viser sammenhengen mellom viskositeten til den vannfri oljen (råolje og fordampet residue) og dens evne til å emulgere vann.

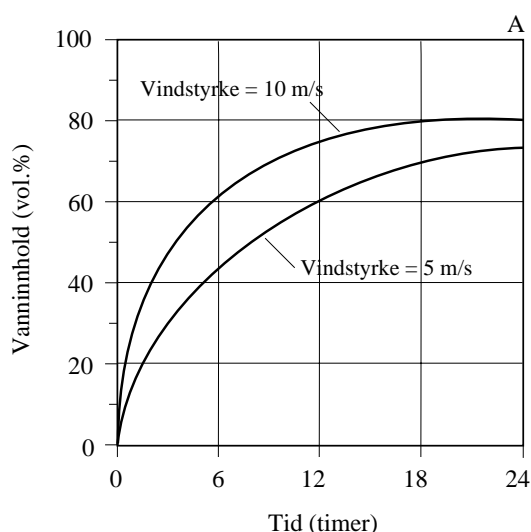
Tester utført ved IKU indikerer at maksimal vannopptaksevne for forskjellige oljetyper er relativt uavhengig av værforholdene, forutsatt at en nedre energibarriere er passert.

Hastigheten for vann-i-olje emulgering kan variere sterkt fra oljetype til oljetype og er influert av oljens kjemiske sammensetning. Høyt voksinnhold (se Kapittel 1.1.1) i en olje øker ofte emulgeringshastigheten. Ettersom stivnepunktet er nært knyttet til voksinnholdet, vil en olje gjerne emulgere vann raskere nær eller under stivnepunktet.

Hastigheten for vann-i-olje emulgering avhenger også av værforholdene. Dette er illustrert i Figur 2.4.



Figur 2.3 Korrelasjon mellom råoljers viskositet (med ulik fordampnings-grad) og deres evne til å emulgere vann.



Figur 2.4 Eksempel på vindhastighetens innvirkning på vannopptakshastigheten til en tilfeldig valgt råolje.

Vann-i-olje emulgering og olje-i-vann dispergering (Kapittel 2.8) vil foregå samtidig like etter at en olje er sølt på sjøen. Ettersom viskositeten til oljeresiduet øker, vil vann-i-olje emulgeringen dominere. I svært urolig vær kan imidlertid noe olje dispergere ned i vannmassene i stede for å emulgere vann også etter at den er fordampet og blitt mer viskøs. Et godt eksempel er Gullfaks A/B oljens oppførsel etter Braer ulykken ved Shetland i januar 1993.

Hvordan vann-i-olje emulgering foregår, er ennå ikke fullt ut forstått. Mulige mekanismer kan være:

- Ustabile oljedåper, dannet ved naturlig olje-i-vann dispergering, flyter opp til havoverflata (re-surfacing) og inkluderer vanndråper i oljeflaket.
- Brytende bølger kan lage vannfylte oljebobler ("ballonger", som omtalt i Lewis *et al.* 1994), som kan re-kombineres med oljeflaket.
- Direkte opptak av vanndråper vha. turbulens i olje/vann grenseflata.

Ikke alle vanndråpene som er opptatt av oljeflaket, vil være stabile. De største dråpene vil synke gjennom oljefilmen og ut av vann-i-olje emulsjonen. Større vanndråper kan bli kvernet til mindre dråper av oljeflakets bevegelse i bølgene. Etter en viss tid vil derfor vann-i-olje emulsjonen inneholde bare små vanndråper på 1 til 10 μm i diameter. Figur 2.5 illustrerer innvirkningen av miksetiden på dråpestørrelsen i en vann-i-olje emulsjon.

2.7.2 Stabilitet av vann-i-olje emulsjoner

Resiner, voks og asfaltener har både hydrofile (vannelskende) og hydrofobe (vannhatende eller oljelskende) egenskaper og er dermed overflateaktive. Disse komponentene vil derfor konsentreres i grensesjiktet mellom oljen og vannet og danne en grenseflatefilm. Stabilisering vha. asfaltener og voks er illustrert i Figur 2.6. Grenseflatefilmen utgjør en fysisk barriere mot koalesens, d.v.s. sammensmelting, som vil gi større og mer ustabile vanndråper. Resiner, voks og asfaltener er derfor svært viktige komponenter i forbindelse med stabiliteten til en vann-i-olje emulsjon.

2.7.3 Reologi (flyt-egenskaper) til vann-i-olje emulsjoner

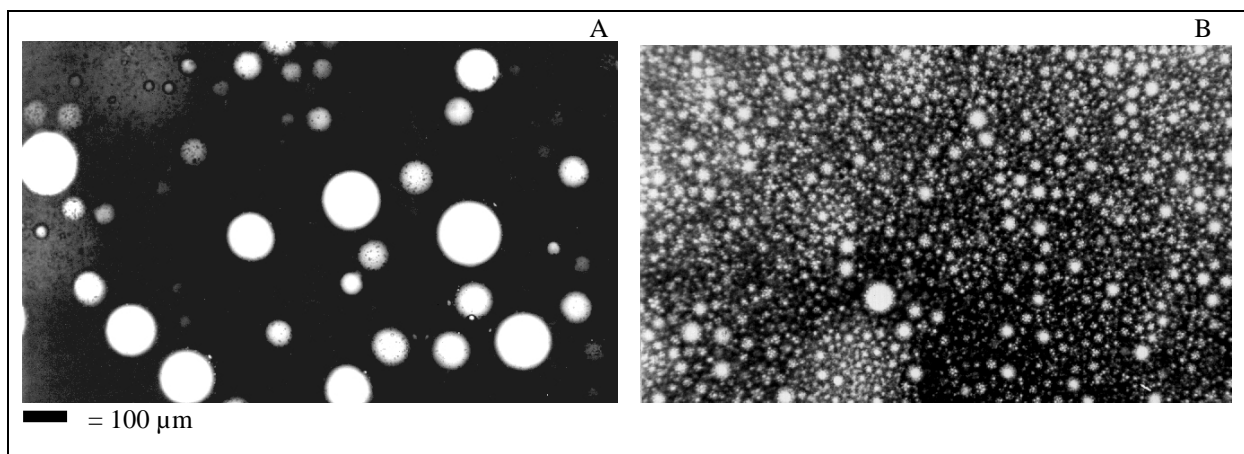
Vann-i-olje emulsjoner er mer viskøse enn oljeresiduet som utgjør den kontinuerlige fasen. Figur 2.7 illustrerer hvordan forholdet mellom viskositeten til emulsjonen og viskositeten til oljeresiduet som utgjør den kontinuerlige fasen, kan øke drastisk med økende vanninnhold i emulsjonen (Mackay *et al.* 1980).

Vann-i-olje emulsjoner har en skjær-tynnende reologisk oppførsel, d.v.s. viskositeten avtar med økende skjærhastighet. En emulsjon kan dermed være flytende under turbulente forhold på sjøen, men kan bli mer viskøs, til og med stivne, under roligere sjøforhold og på strender. Måling av viskositet må derfor utføres under kontrollerte betingelser, d.v.s. definerte skjærhastigheter og historie (termisk og mekanisk). På IKU blir viskositeten til vann-i-olje emulsjoner rutinemessig presentert ved skjærhastighet 10 s^{-1} .

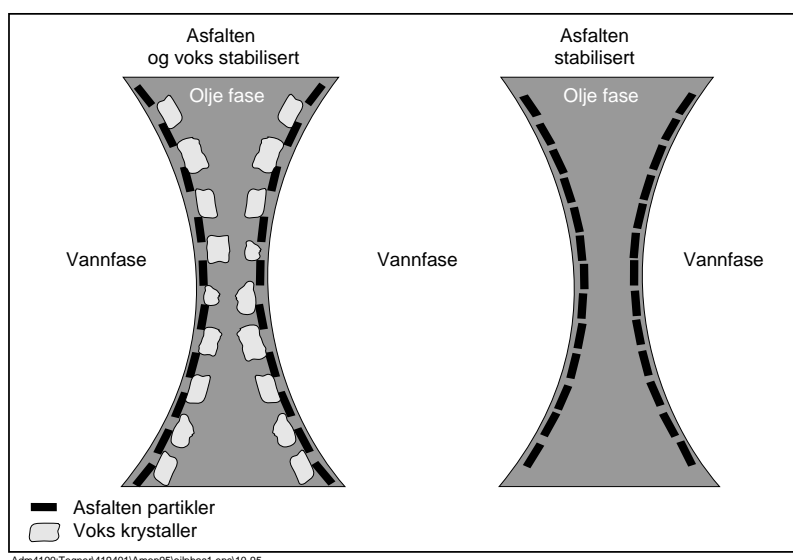
2.7.4 Effekt av vann-i-olje emulgering på oljevernaksjoner

Egenskapene til vann-i-olje emulsjoner, som vanninnhold, viskositet og stabilitet, er svært viktige for hvor effektiv en mekanisk eller kjemisk oljevernaksjon vil bli.

Ved mekaniske oppsamlingsmetoder er vanninnholdet i emulsjonen svært viktig. Et vanninnhold på 80 vol.% (WOR=4) øker volumet av forurensende materiale fem ganger i forhold til vannfri olje.



Figur 2.5 Eksempel på mikroskopibilde av dråpestørrelse av vann i en vann-i-olje emulsjon etter (A) 1 time og (B) 24 timers miksing.



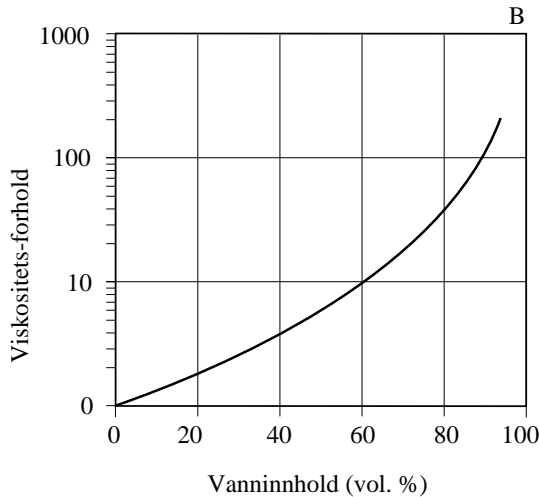
Figur 2.6 Stabilisering av vann-i-olje emulsjon illustrert ved mekanismer som finner sted i en grenseflatefilm mellom vanddråpen og oljefasen.

2.8 Olje-i-vann dispergering

2.8.1 Naturlig olje-i-vann dispergering

Hvis det er nok energi på havoverflata, vil bølgene bryte opp oljeflaket i dråper i størrelsesorden 1 til 1000 μm i diameter. Disse vil bli blandet ned i vannmassene. Dette skjer hovedsakelig når brytende bølger er tilstede, typisk ved vindstyrke over 5 m/s. Som beskrevet i Kapittel 2.9, vil ofte de største oljadråpene stige opp til overflata (re-surface) og danne et "blåskimmer" ("sheen") bak oljeflaket.

Oljadråper med diameter mindre enn 100 μm vil stige med en hastighet < 1 til 2 meter pr. time. Turbulensen i vannkolonna vil dominere vertikal og horisontal bevegelse av disse dråpene, som derfor kan betraktes som permanent dispergerte.



Figur 2.7 Eksempel på forholdet mellom viskositeten til en emulsjon og viskositeten til den vannfrie oljen (den kontinuerlige fasen) som funksjon av vanninnhold i emulsjonen (Mackay et al. 1980).

Naturlig olje-i-vann dispergeringshastighet vil være omtrent 0.5 til 2 vol.% olje per time i starten av et søl, under moderate værforhold. Dette kan være en av de viktige prosessene som er med på å bestemme levetiden for oljen på havoverflata. Den naturlige olje-i-vann dispergeringshastigheten vil gradvis avta (se Figur 2.2) ettersom fordampning og vann-i-olje emulgering øker viskositeten til henholdsvis residuet og emulsjonen.

2.8.2 Kjemisk olje-i-vann dispergering

Kjemiske dispergeringsmidler øker hastigheten og nivået av den naturlige olje-i-vann dispergeringen. Det er hovedsakelig på grunn av at dispergeringsmidlene reduserer grenseflatespenningen mellom olje og vann. Feltforsøk under moderate værforhold har vist at kjemisk dispergering resulterer i økt oljekonsentrasjon i vannkolonna ned til ca. 10 meters dybde kort tid etter påføring av dispergeringsmiddel (Lichtenthaler and Daling 1985). Denne konsentrasjonen avtar raskt p.g.a. fortykning, forårsaket av horisontal og vertikal miksing av vannmassene, og vil være langt under generelt giftighetsnivå for de fleste organismer i sjøen.

Økningen i stivnepunkt forårsaket av fordampning, kan føre til at oljen blir svært vanskelig å dispergere. Laboratorietester har vist at oljen kan være kjemisk dispergerbar ved temperaturer ned til 10 til 15°C under stivnepunktet til oljen.

2.9 Spredning

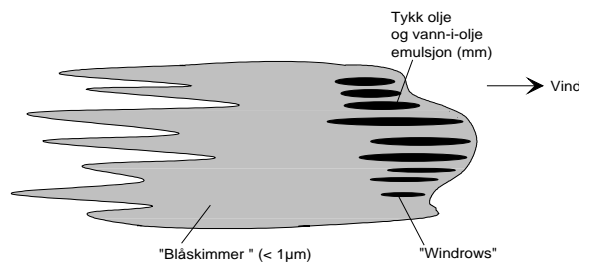
Olje som er sølt på sjøen, vil spre seg utover havoverflata. Spredningen kan skje svært raskt og er ofte den dominerende prosessen i startfasen av et søl. Dens betydning avtar med tiden.

Faktorer som vil medføre redusert spredning av oljen er:

- Høy oljetetthet.
- Høy oljeviskositet
- Dersom stivnepunktet til oljen blir 10 til 15°C høyere enn sjøtemperaturen.

Etter hvert vil de oceanografisk forholdene, som strøm, bølger og vind, dominere spredningen av oljen. Vind og bølger vil bryte oljeflaket opp i bånd ("windrows"), som hovedsakelig vil være utstrakt parallelt med vindretningen. Dette er illustrert i Figur 2.8. Det vil være store variasjoner i filmtykkelsen, ofte med en faktor på flere tusen.

En tommelfingerregel sier at 90 vol.% av oljen vil bestå av tykk olje/vann-i-olje emulsjon ("oil patches"), 1 til 5 mm tykke. Dette vil ofte dekke et areal som utgjør mindre enn 10 % av det totale oljeflaket. De resterende 10 vol.% av oljen vil dekke 90 % av sølarealet i form av "blåskimmer" (< 1 µm tykk). Dette resulterer i en gjennomsnittlig oljefilmtykkelse i størrelsesorden 0.1 mm for hele flaket.

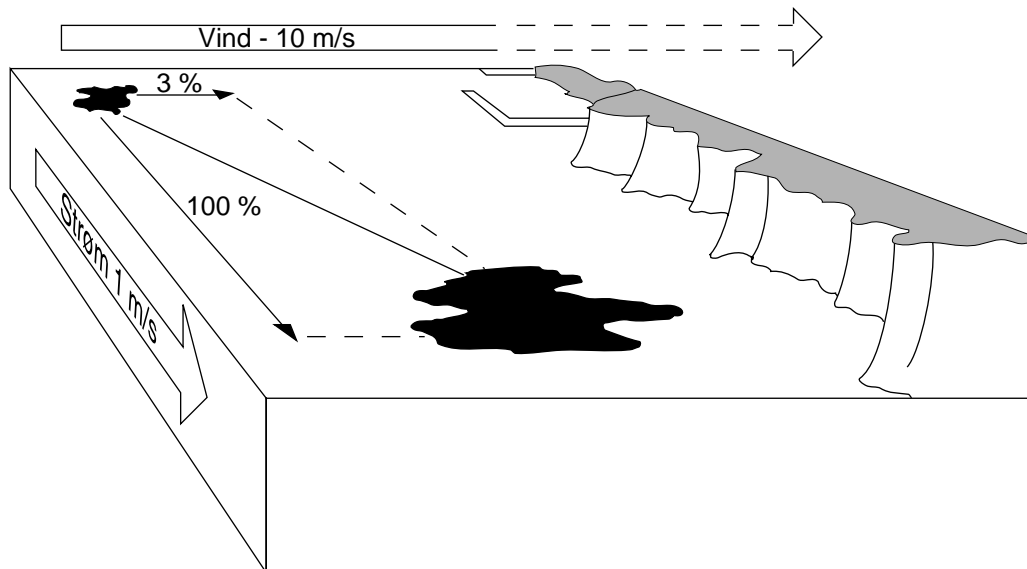


Figur 2.8 Oljens spredning og fordeling innen oljeflaket.

2.10 Drift av et oljesøl

Oljeflaket vil bli transportert på havoverflata under påvirkning av vind og strøm. Dette er illustrert i Figur 2.9 og foregår **samtidig** med forvitningsprosessene omtalt tidligere i Kapittel 2.

Vind og bølger lager en strøm i vannmassene. På overflata er denne strømmen omtrent 3 % av vindstyrken. I vindstille er driften av oljeflaket bestemt av strømforholdene



Figur 2.9 Eksempel på hvordan oljens bevegelse påvirkes av vind og strøm.

3. Eksperimentelle metoder

Hovedhensikten med dette prosjektet var å skaffe laboratoriedata for Gullfaks Sør oljen som input til IKUs Olje Forvittrings Modell, som predikerer hvordan Gullfaks Sør oljen vil oppføre seg på sjøen under forskjellige værforhold.

Alle forvittringsprosessene, som kort er beskrevet i Kapittel 2, påvirkes av faktorer som temperatur, værforhold samt egenskaper og sammensetning av oljen. For å kunne forutsi hvordan en bestemt oljetype vil forvitres på sjøen under forskjellige værforhold, er det nødvendig å vite hvordan disse prosessene påvirker hverandre. Derfor er det svært viktig med kunnskap om forvitringsegenskaper for oljen, både i forbindelse med beredningsplanlegging og optimalisering av en oljevernaksjon.

Det er utviklet numeriske modeller for å beregne forvitringsegenskapene for oljer på sjøen under forskjellige værforhold. Disse modellene kombinerer ofte teoretiske og empiriske betraktninger, og kan være nyttige redskap i en reell oljesølsituasjon.

I tillegg til data for råoljen, benytter IKUs Olje Forvittrings Modell data på forvitret (fordampet og vann-i-olje-emulgert) olje. Kvaliteten av resultatene fra IKUs Olje Forvittrings Modell er imidlertid svært avhengig av kvaliteten på tilgjengelige data til å legge inn i modellen. Gode eksperimentelle forvittringsdata for den aktuelle oljetyper kan gjøre beregningene mye mer nøyaktige. Denne type eksakte data er så langt bare tilgjengelig for ca. 30 oljetyper.

Gullfaks Sør oljen

Gullfaks Sør oljen (fra brønn 34/10-33) ble levert til IKU i februar 1996 og har IKU identifisering H 3880. Den inneholdt ca. 0.1 % vann.

Voksinnholdet, og dermed stivnepunktet, i oljen som produseres fra forskjellige brønner på Gullfaks Sør feltet, er varierende. Det var et ønske fra Statoil å teste "worst case" i dette prosjektet, dvs. den mest voksrike oljen fra Gullfaks Sør feltet. Denne var imidlertid ikke tilgjengelig på det tidspunktet prosjektet startet. IKU mottok derfor en mindre voksrik olje enn "worst case".

3.1 Forvitring av oljen

For å isolere påvirkningen av de forskjellige forvittringsprosessene (som fordampning og vann-i-

olje emulgering) ble forvitringen av oljene utført med en systematisk, trinnvis prosedyre som er utviklet og senere modifisert ved IKU (Daling *et al.* 1990). Forvittringsprosessen illustrert i Figur 3.1, består av:

- Avdamping av de letteste komponentene (til 150°C+, 200°C+ og 250°C+ damptemperatur) vha. en modifisert ASTM destillasjon (Stiver and Mackay 1984). Dette simulerer fordampningstap etter 0.5 til 1 time, 0.5 til 1 dag og 0.5 til 1 uke på sjøen (avhengig av vindhastighet og temperatur).
- Fersk olje ble plassert i en tynn film (ca. 1 mm) på sjøvann og utsatt for kunstig sollys (foto-oksidering) i 20 timer (20 t ph.ox.).
- De destillerte og foto-oksiderede residuene ble emulgert med vann til WOR=1 (50 vol.% vann), WOR=3 (75 vol.% vann) og WOR=maksimum vanninnhold (se Kapittel 3.3)

På denne måten ble det laget 16 forskjellige forvitrede prøver (residuer og v/o-emulsjoner, illustrert i Figur 3.1) fra Gullfaks Sør oljen. Det ble utført fysikalsk-kjemiske analyser på prøvene. De ble videre testet for vann-i-olje emulgerende egenskaper (inklusive effektivitet av emulsjonsbryter) og kjemisk dispergerbarhet. På de ferske oljene ble det bare utført fysikalsk-kjemiske analyser og dispergerbarhetstesting.

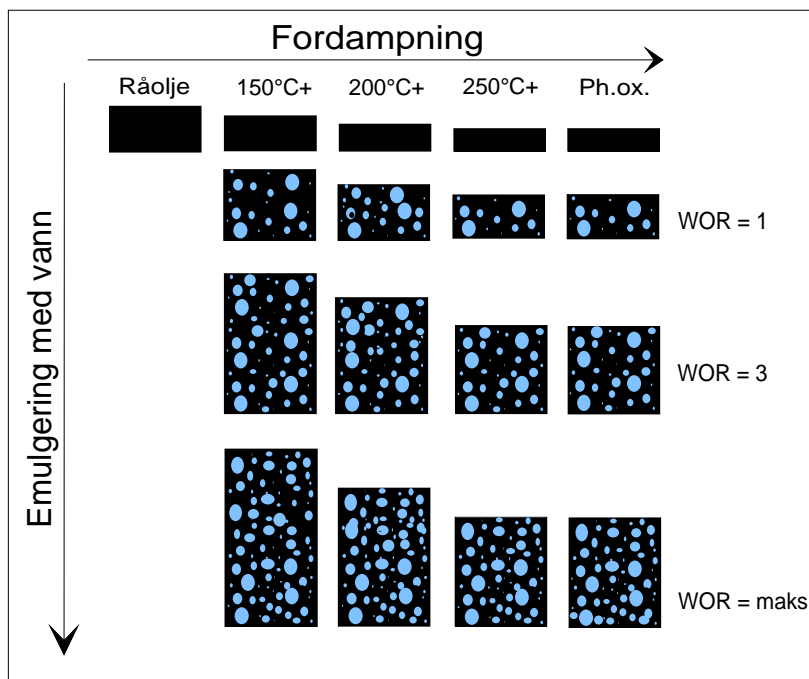
3.2 Fysikalsk-kjemiske analyser

Fysikalske og kjemiske egenskaper for de ferske oljene og de destillerte og foto-oksiderede residuene ble karakterisert med analytiske metoder listet i Tabell 3.1.

Viskositeten ble målt i hht. en prosedyre beskrevet i McDonagh and Hokstad 1993 og omfatter viskositetsmåling ved 6 forskjellige skjærhastigheter. Viskositeten for de vannfri residuene er rapportert ved skjærhastighet 100 s⁻¹ og på emulsjonene ved skjærhastighet 10 s⁻¹, dersom ingenting annet er spesifisert.

3.3 Emulgerende egenskaper

Definisjon og symboler angående de emulgerende studiene finnes i Vedlegg B. Prosedyrene er detaljert beskrevet av Hokstad *et al.* 1993.



Figur 3.1 Flytskjema for IKU's Trinnvise Forvitring (fordampning og emulgering) av en råolje. Fordampning av oljen foregår enten ved destillering (150°, 200° og 250°C+) eller 20 timer foto-oksidering. WOR er vann-til-olje forhold.

Tabell 3.1 Oversikt over fysikalsk-kjemiske analyser benyttet i prosjektet.

Analyse	Metode
Tetthet	ASTM-metode D4052-81.
Viskositet (dynamisk)	Haake Rotovisco RV20 eller Bohlin Visco 88 BV.
Stivnepunkt	ASTM-metode D97-66, IP-metode 15/67.
Flammepunkt	ASTM-metode D93-80, IP-34/85.
Voksinnhold	Uløselig i 2-butanon/diklormetan (1 + 1, vol. + vol) ved -10°C (Bridié <i>et al.</i> 1980).
"Harde" asfaltener	IP-metode 234/84.
"Myke" asfaltener	Uløselig i n-pentan (Daling og Almås 1988).
Grenseflatespenning	ASTM-metode 971-82.
Mettet, aromat, resin innhold	Iatroscan, TLC (thin layer chromatography)/ FID (flame ionization detector).

3.3.1 Preparering av vann-i-olje emulsjoner

De emulgerende egenskapene til de fire vannfri residuene (destillerte og foto-oksiderte) ble testet vha. en standard laboriemetode (se Figur 3.2). Metoden er en modifisert versjon av en prosedyre utviklet av Mackay og Zagorski 1982, basert på roterende flaske prinsippet. Olje og sjøvann roterte i 0.5 L sylindriske skilletrakter i 24 timer med en omdreiningshastighet på 30 rpm. (omdreininger per minutt). Metoden er enkel og rask. Emulsjonene ble laget ved hhv. 3° og 13°C med 3.5 vekt% salinitet sjøvann.

Sammenligning av emulgeringshastigheten for Ekofisk, Oseberg og Troll råoljer målt både i eksperimentelle feltforsøk og i laboriestudier har vist at roterende flasker danner vann-i-olje emulsjon 6 ganger raskere enn ved 10 m/s vindhastighet på sjøen.

Følgende parametre ble målt under preparering av emulsjonene med maksimalt vanninnhold:

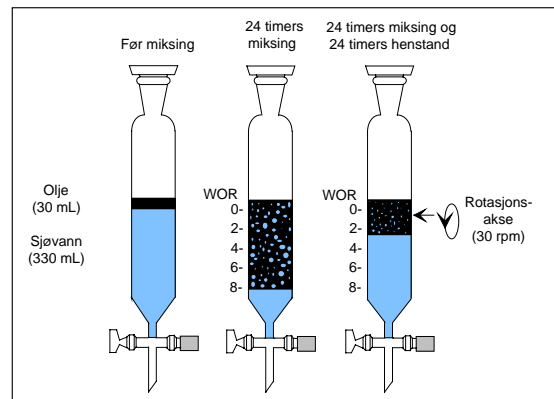
- Relativ vann-i-olje emulgeringshastighet (kinetikk, representert ved $t_{0.5}$ -verdier).
- Maksimal vann-i-olje emulgerende evne (WOR_{max} , maksimalt vann-til-olje forhold).

Det ble utført 4 parallelle målinger mhp. kinetikk og maksimal vannopptaksevne.

3.3.2 Metode for testing av emulsjonsbryter

Ønsket mengde emulsjonsbryter (500 og 2000 ppm relativt til oljevolumet) ble tilsatt dråpevis til emulsjonen, og dens evne til å bryte emulsjonen ble testet. Etter en kontakttid på 5 min. og rotasjonstid på 5 min. (30 rpm) for å mikse emulsjonsbryteren inn i emulsjonen, fikk den behandlede emulsjonen hvile i 24 timer. Deretter ble skilletraktene med emulsjon rotert 10 ganger (30 rpm). Mengde vann drenert fra emulsjonen ble sammenlignet med mengde vann drenert fra ubehandlet emulsjon.

Det ble utført 1 parallell *med* emulsjonsbryter og 1 parallell *uten* emulsjonsbryter.



Figur 3.2 Prinsipp for den roterende flaske metoden (Mackay and Zagorski 1982).

3.4 Kjemisk dispergerbarhet

Det eksisterer mange forskjellige laboriemetoder for effektivitetstesting av dispergeringsmidler. Resultatene fra disse metodene varierer hovedsakelig p.g.a. forskjellig energitilførsel. Ingen enkelt metode kan simulere alle forhold på sjøen. Det er derfor viktig å bruke minst to forskjellige metoder for å vurdere kjemisk dispergerbarhet av Gullfaks Sør oljen. Testene som ble benyttet i dette prosjektet var:

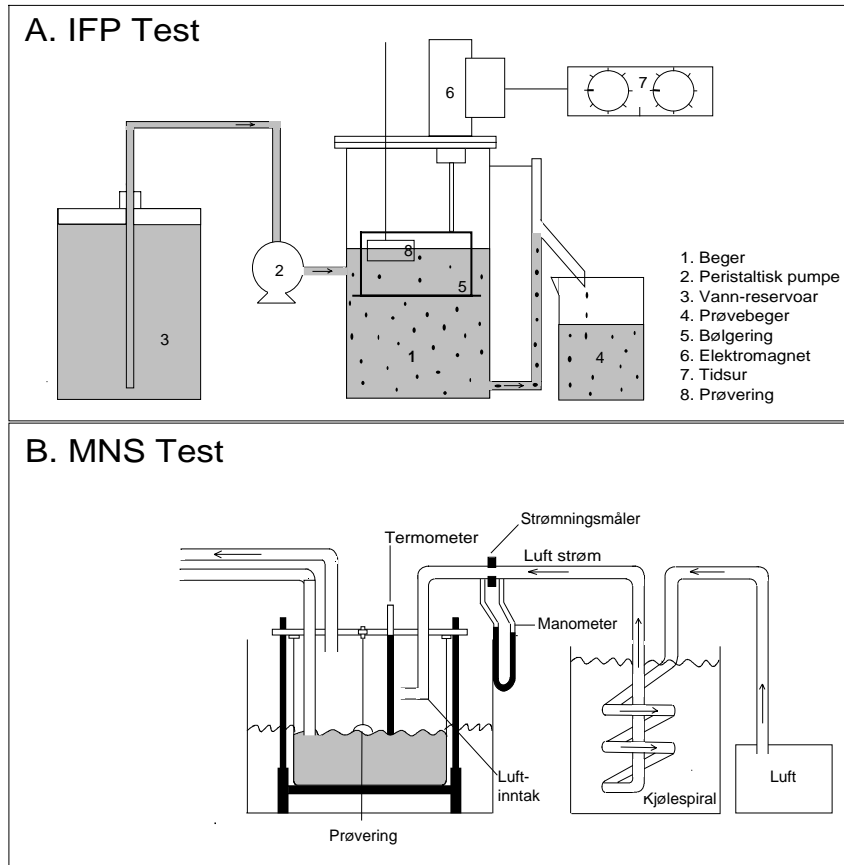
- **IFP** (Institute Francais du Pétrole test, Bocard *et al.* 1984) er den offisielle metoden brukt for godkjenning av dispergeringsmidler i Frankrike. Det er en lav-energi test (sammenlignet med MNS-testen beskrevet nedenfor) og representerer muligens en mer realistisk tilnærming til feltforhold enn mange andre testmetoder p.g.a. kontinuerlig fortykning. Prøvetakingen er dynamisk.
- **MNS** (Mackay and Szeto 1980) har vært godkjenningemetoden for Canada. Energitilførselen foregår ved å blåse luft over olje / vann overflata. Dette produserer en sirkulær bølgebevegelse som er estimert å tilsvare middels til høy sjø-tilstand. Prøvetakingen er dynamisk.

Metodene er skjematisk framstilt i Figur 3.3.

Den kjemiske dispergerbarheten ble testet på fersk olje og de forvitrede prøvene (destillert, foto-oksidert og vann-i-olje emulgert), totalt 17 prøver. Prøvene er illustrert i Figur 3.1, Kapittel 3. Det ble utført 2 paralleller med IFP-testen og 1 parallell med MNS-testen.

Saltinnholdet i sjøvannet var 3.5 vekt% og doseringsforholdet (dispergeringsmiddel-til-emulsjon, DER) 1:25. Dispergeringsmidlet Corexit 9500 ble benyttet. Corexit 9500 er et nytt produkt, tillatt for bruk i Norge, som har vist seg svært

effektivt på flere oljetyper ved testing på IKU. Det ble foretatt dispergerbarhetstesting av Gullfaks Sør oljen ved 3° og 13°C.



Figur 3.3 Laboratorie apparatur for effektivitetstesting av dispergeringsmidler.

4. Resultater og diskusjon

Resultatene fra testingen av Gullfaks Sør oljen er presentert i sammenligning med resultater fra to andre råoljer:

- Norne (voksrik)
- Gullfaks A/B (naftensk)

Norne og Gullfaks A/B er tidligere testet ved IKU. Studiene er beskrevet i hhv. Strøm-Kristiansen og Singsaas 1996 og Singsaas *et al.* 1993-a.

4.1 Fysikalsk-kjemiske egenskaper

De fysikalsk-kjemiske egenskapene er vist i Figur 4.1 til 4.9 og listet i Tabell A1 og A2 i Vedlegg A.

4.1.1 Kromatografisk separasjon

Den kjemiske sammensetningen av den ferske Gullfaks Sør oljen og de fordampede residuene (150°, 200° og 250°C+ og 20 timer foto-oksidert), karakterisert ved gasskromatografi, er vist i Figur A1 i Vedlegg A.

GC kromatogrammene viser n-alkanene som systematiske, smale topper. De tidligste toppene er lavtkokende komponenter. Noen av de mer komplekse komponentene, som resiner (NSO-forbindelser) og naftener er umulig å separere med denne teknikken, og framkommer som en bred, dårlig definert topp **under** de skarpe toppene. Dette er beskrevet som UCM (Useparert, Komplekst Materiale). Gullfaks Sør oljen viser svært liten grad av UCM.

Resultater oppnådd ved IKU har oftest vist at 250°C+ og foto-oksidert residu har svært like kromatogram, noe som gjenspeiler tilnærmet lik fordampningsgrad av disse to residuene. Figur A1 viser at det foto-oksiderte residuet av Gullfaks Sør oljen dampet *noe* mindre enn 250°C+ residuet. Dette har også tidligere vært observert ved IKU, spesielt på voksrike oljer (f.eks. Norne), og er sannsynligvis forårsaket av at det dannes et "voksteppe" som senker fordampningshastigheten, på oljen under foto-oksideringen.

Figur A2 i Vedlegg A viser gasskromatogram av fersk Gullfaks Sør olje og de andre råoljene nevnt ovenfor. GC-kromatogrammene gjenspeiler at Gullfaks Sør oljen er en typisk parafinsk norsk olje, som Norne.

Gasskromatografi er et viktig verktøy for identifisering av et oljesøl. En vanlig identifiseringsparameter er forholdet $n-C_{17}$ / Pristan og $n-C_{18}$ / Phytan. De aktuelle områdene av kromatogrammene for de ferske oljene (Figur A1 og A2 i Vedlegg A) er utvidet. Tabell 4.1 viser

forholdet $n-C_{17}$ / Pristan og $n-C_{18}$ / Phytan, beregnet med basis i topphøyder, for Gullfaks Sør oljen i sammenligning med andre råoljer. Verdiene viser at forholdene varierer for de forskjellige oljetyper og dermed kan være nyttige parametre for sporbarhet av et oljesøl. Tabell 4.1 gjenspeiler at $n-C_{17}$ / Pristan og $n-C_{18}$ / Phytan forholdene for Gullfaks Sør oljen er i samme størrelsesorden som for Norneoljen og helt forskjellig fra Gullfaks A/B oljen.

Væskekromatografi-resultatene oppnådd ved Iatroscan TLC / FID (250°C+ og 20 timer foto-oksidert residuet) er vist i Figur 4.1. Resultatene er også listet i Tabell A2 og kromatogrammene vist i Figur A3 i Vedlegg A. Figur 4.1 viser kjemisk sammensetning av Gullfaks Sør oljen sammenlignet med andre råoljer. Den viser at Gullfaks Sør oljen har et svært høyt innhold av mettede hydrokarboner, noe som er i samsvar med det høye stivnepunktet og voksinnholdet oppnådd for denne oljen (se Kapittel 4.1.5 og 4.1.9). Til sammenligning inneholder f.eks. Gullfaks A/B oljen mindre mettede hydrokarboner, og har også et signifikant lavere voksinnhold og stivnepunkt enn Gullfaks Sør oljen.

Tabell 4.1 $n-C_{17}$ / Pristan og $n-C_{18}$ / Phytan forhold for forskjellige råoljer.

Olje	$n-C_{17}$ / Pr.	$n-C_{18}$ / Ph.
Gullfaks Sør	1.6	3.1
Norne	1.5	2.7
Gullfaks A/B	0.1	0.2

4.1.2 Destillering (topping)

Destillert volum av Gullfaks Sør oljen (150°, 200° og 250°C+) er vist i Figur 4.2 og listet i Tabell A1.

Gullfaks Sør oljen mister en forholdsvis liten andel av sine lette komponenter ved destillering, fra 7 vol.% for 150°C+ residuet til 23 vol.% for 250°C+ residuet. Dette er sammenlignbart med

fordampningstapet både for den voksrike Norneoljen og den mer naftenske Gullfaks A/B oljen.

Volumet som tapes ved disse destilleringstemperaturer kan sammenlignes med volumet som fordampes ved et oljesøl på sjøen. Sammensetningen av 150°C+ residuet er tilsvarende sammensetningen av en olje 0.5 til 1 time etter at den er sølt på sjøen. 200° og 250°C+ residuene er representative for hhv. 0.5 til 1 dag og 0.5 til 1 uke på havoverflata, avhengig av værforholdene.

Resultatene indikerer at Gullfaks Sør oljen vil miste omtrent 20 til 30 % av sitt volum etter flere dager på sjøen. På grunn av fordampningen av de lette komponentene vil de fysikalske og kjemiske egenskapene til residuene endre seg. De forskjellige egenskapene er kort diskutert nedenfor.

4.1.3 Tetthet

Når oljen mister sine mest flyktige komponenter ved fordampning, vil tettheten av det gjenværende residuet øke.

Tettheten til oljene og de forskjellige residuene er vist i Figur 4.3 og listet i Tabell A1 i Vedlegg A.

Gullfaks Sør oljen har middels høy tetthet, noe lavere enn den parafinske Norne oljen, og lavere enn den naftenske Gullfaks A/B oljen.

4.1.4 Flammepunkt

Når oljen mister sine mest flyktige komponenter ved fordampning, vil flammepunktet av det gjenværende residuet øke.

Flammepunktet til oljene og de forskjellige residuene er vist i Figur 4.4 og listet i Tabell A1 i Vedlegg A.

Både Gullfaks Sør, Norne og Gullfaks A/B oljen har flammepunkt over 60°C etter destillering til 200°C. Nedre flammepunktsgrense for lagring av oppsamlet olje er 60°C for mange båttypen. Dette innebærer at olje oppsamlet etter ≈ en dag på sjøen trygt kan lagres ombord i de fleste båttypen.

4.1.5 Stivnepunkt

Når oljen mister sine mest flyktige komponenter ved fordampning, vil stivnepunktet av det gjenværende residuet øke, bl.a. fordi konsentrasjonen av voks vil øke.

Stivnepunktet til oljene og de forskjellige residuene er vist i Figur 4.5 og listet i Tabell A1 i Vedlegg A.

Stivnepunktet til den ferske Gullfaks Sør oljen er noe lavere enn for Norne oljen. Etter destillering til 200°C, tilsvarende 0.5 til 1 dag på sjøen, har Gullfaks Sør oljen oppnådd samme stivnepunkt som Norne oljen. Gullfaks Sør oljen har imidlertid *mye* høyere stivnepunkt enn den naftenske Gullfaks A/B oljen. Dette er i samsvar med det høye innholdet av mettede hydrokarboner og voks i Gullfaks Sør oljen (se Kapittel 4.1.1 og 4.1.9).

Stivnepunktet for den ferske Gullfaks Sør oljen er 3°C. Residuene, destillert til 150°, 200° og 250°C+ har stivnepunkt i området 14° til 24°C. Et stivnepunkt 10° til 15°C høyere enn sjøtemperaturen *kan* være en begrensning for bruk av dispergeringsmidler i en oljevernaksjon. Dette kan medføre et problem for Gullfaks Sør oljen idet den kan stivne etter et søl på sjøen, spesielt under vinterforhold hvor sjøtemperaturen vil være vesentlig lavere enn stivnepunktet til oljen, etter at den har fordampet endel.

4.1.6 Viskositet

Når oljen mister sine mest flyktige komponenter ved fordampning, vil viskositeten av det gjenværende residuet øke.

Viskositeten til oljene og de forskjellige residuene er vist i Figur 4.6 og listet i Tabell A1 i Vedlegg A.

Viskositeten til vannfri olje og residue er av spesiell interesse i forbindelse med pumping av mekanisk oppsamlet olje hvor vannet er drenert fra.

Viskositet 3°C

Den ferske Gullfaks Sør oljen har en viskositet på 520 cP ved 3°C, økende til 8753 cP for 250°C+ residuet, målt ved skjær hastighet 100 s⁻¹. Figur 4.6 viser at dette var høyere verdier enn de som ble oppnådd for Norne oljen ved 3°C. Det var imidlertid problemer med viskositetsmålingene av Norne oljen, spesielt ved 3°C, pga. dens høye stivnepunkt (Strøm-Kristiansen og Singaas 1996).

Viskositet 13°C

Den ferske Gullfaks Sør oljen har en viskositet på 66 cP ved 13°C, økende til 2703 cP for 250°C+ residuet, målt ved skjær hastighet 100 s⁻¹.

4.1.7 Grenseflatespenning

Når oljen mister sine mest flyktige komponenter ved fordampning, vil grenseflatespenningen av det gjenværende residuet endres.

Grenseflatespenningen til oljene og de forskjellige residuene er vist i Figur 4.7 og listet i Tabell A1 i Vedlegg A.

Grenseflatespenningen mellom sjøvann (3.5 vekt%) og den ferske Gullfaks Sør oljen ligger i samme område som Norne og Gullfaks A/B. Grenseflatespenningen øker imidlertid for de destillerte residuene, sannsynligvis pga. at voksinnholdet øker med økende fordampning.

Voksrike oljer har ofte forholdsvis høy grenseflatespenning mot sjøvann. Den lave grenseflatespenningen oppnådd med den ferske Gullfaks Sør oljen er derfor noe vanskelig å forklare ut fra kjemisk sammensetning, men kan være forårsaket av tilsetning av eventuelle produksjonskjemikalier. Disse vil bidra til å senke grenseflatespenningen.

Foto-oksidering reduserer grenseflatespenningen drastisk. Ved foto-oksidering omdannes aromatiske komponenter til resiner og asfaltener som er overflateaktive (se Kapittel 2.3).

4.1.8 Asfaltener

Når oljen mister sine mest flyktige komponenter ved fordampning, vil asfalteninnholdet av det gjenværende residuet øke.

Asfalteninnholdet til oljene og de forskjellige residuene er vist i Figur 4.8 ("harde") og listet i Tabell A2 i Vedlegg A.

Asfalteninnholdet er noe høyere i det foto-oksiderte residuet enn i 250°C+ residuet av Gullfaks Sør oljen. Dette er som forventet, siden sollys tenderer til å omdanne komponenter i oljen, spesielt aromater, til asfaltener (se Kapittel 2.3).

Gullfaks Sør oljen har noe høyere asfalteninnhold ("harde") enn Norne og Gullfaks A/B oljene.

4.1.9 Voks

Når oljen mister sine mest flyktige komponenter ved fordampning, vil voksinnholdet av det gjenværende residuet øke.

Voksinnholdet til oljene og de forskjellige residuene er vist i Figur 4.9 og listet i Tabell A2 i Vedlegg A.

Gullfaks Sør oljen har voksinnhold sammenlignbart med Norne oljen, men *mye* høyere enn Gullfaks A/B oljen.

Det er god korrelasjon mellom voksinnhold, innhold av mettede hydrokarboner og stivnepunkt funnet for Gullfaks Sør oljen (se Kapittel 4.1.1 og 4.1.5).

4.2 Vann-i-olje emulgering

Definisjon av symboler i forbindelse med vann-i-olje-emulgering finnes i Vedlegg B.

V/o emulsjonene inneholdt svarte partier, fra knappenål til drue-størrelse. Enkelte av emulsjonene kan karakteriseres som "fregnet". Det samme fenomenet ble observert for Norne oljen (Strøm-Kristiansen og Singasaas 1996).

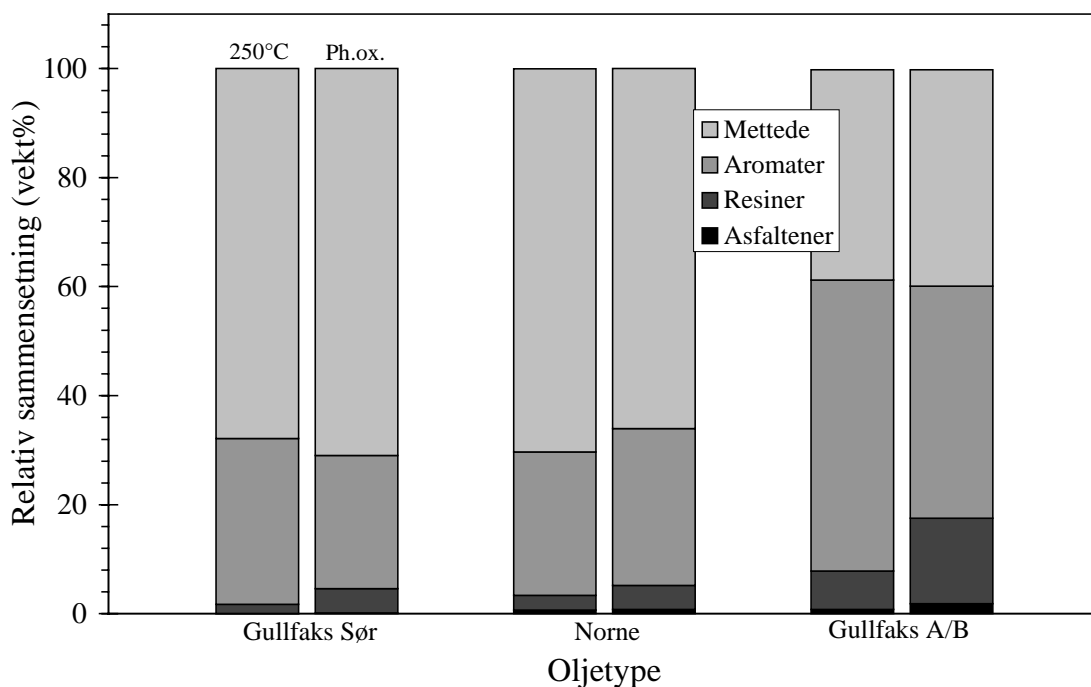
4.2.1 Viskositet av vann-i-olje emulsjon

Emulsjonenes viskositeter ved 3° og 13°C er listet i Tabell 4.2 (A og B). For sammenligning er også de vannfrie residuenes viskositeter tatt med. Figur 4.10 viser forholdet mellom viskositeten av vann-i-olje emulsjon og vannfri residue, som emulsjonen er laget av, som funksjon av vanninnhold i emulsjonen. Figuren viser at viskositetsforholdene for Gullfaks Sør oljen ligger under kurven generalisert av Mackay *et al.* 1980.

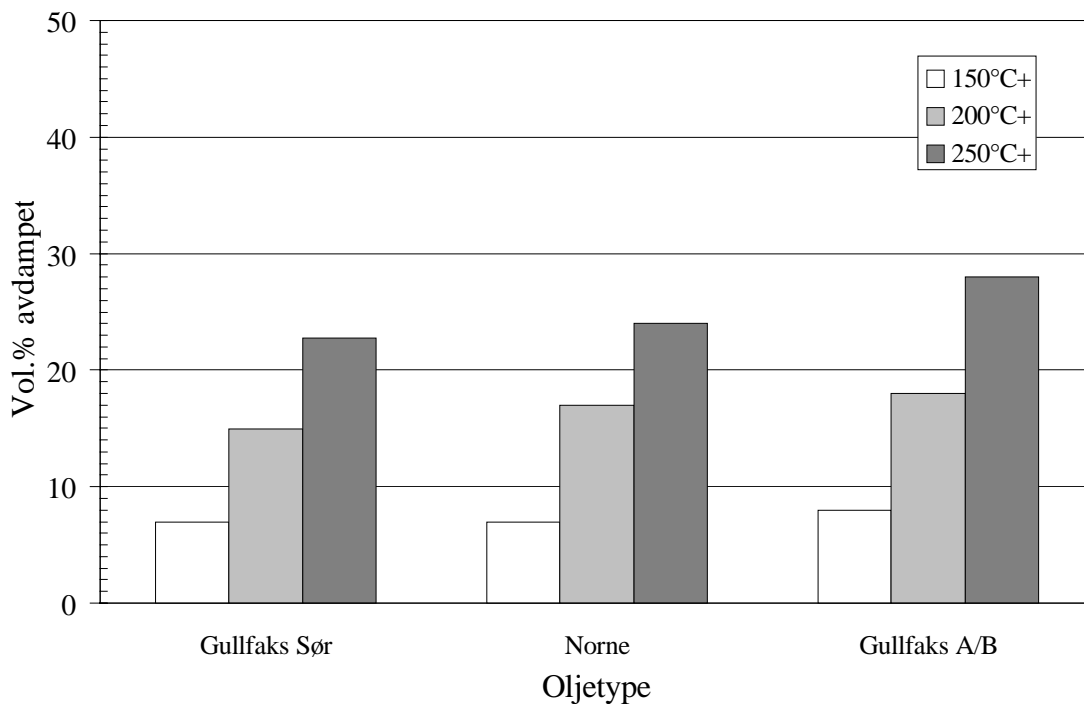
Som diskutert i Kapittel 4.1.6, er både den ferske Gullfaks Sør oljen og de fordampede residuene forholdsvis høyviskøse. Gullfaks Sør oljen dannet forholdsvis lavviskøse v/o emulsjoner, spesielt ved 13°C (se også Tabell C1 og C2 i Vedlegg C). Begge disse aspektene bidrar til lave viskositetsforhold.

4.2.2 Vann-i-olje emulgeringshastighet

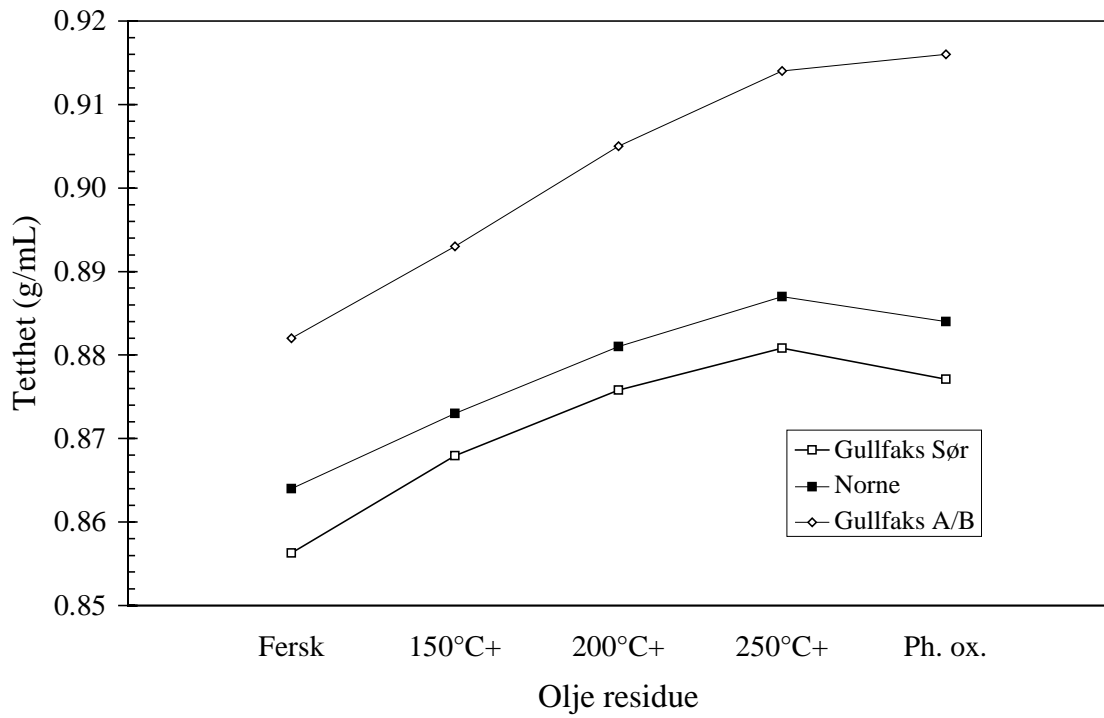
Når oljen emulgerer vann, vil volumet øke betydelig. Et vannopptak på 80 vol.% (WOR=4) vil øke volumet 5 ganger i forhold til det opprinnelige sølet. I tilknytning til en opprenskningsaksjon etter et utslipp er det derfor viktig å ha kjennskap til hvor mye vann en olje vil emulgere, og hvor raskt emulgeringen vil skje. Disse parametrene ble derfor testet på Gullfaks Sør oljen.



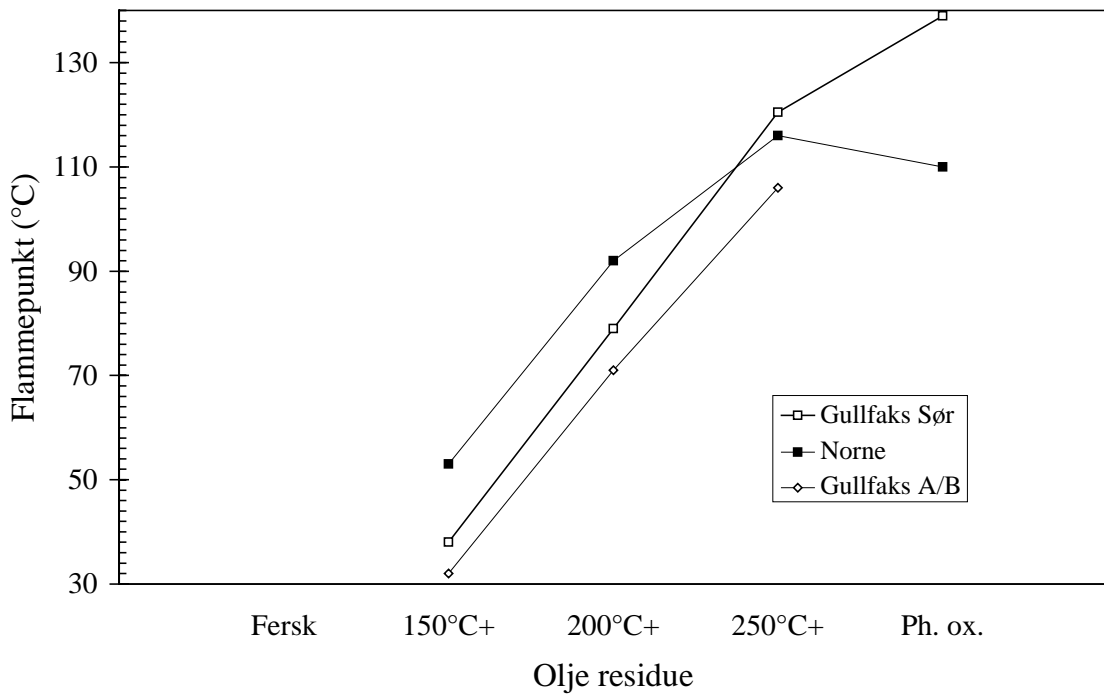
Figur 4.1 Sammensetning av 250°C+ destillert residue og 20 timer foto-oksidert residue av norske oljer analysert ved Iatroscan, TLC (thin layer chromatography) / FID (flame ionization detector).



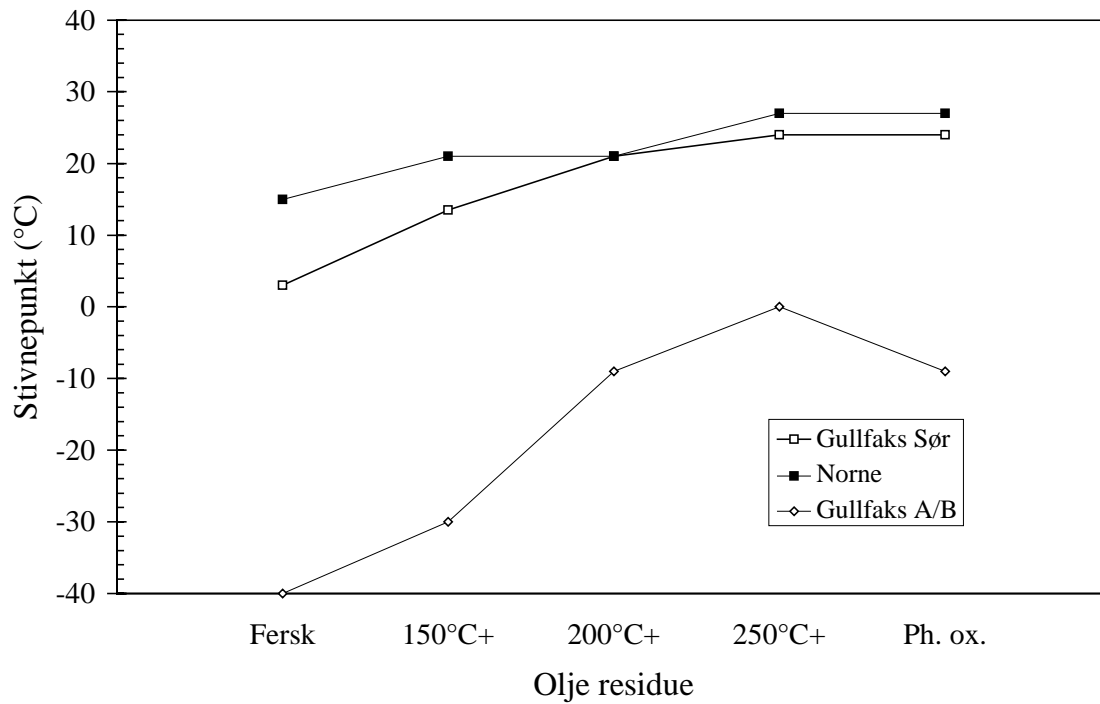
Figur 4.2 Flyktighet oppnådd ved destillering (topping) av de forskjellige oljene.



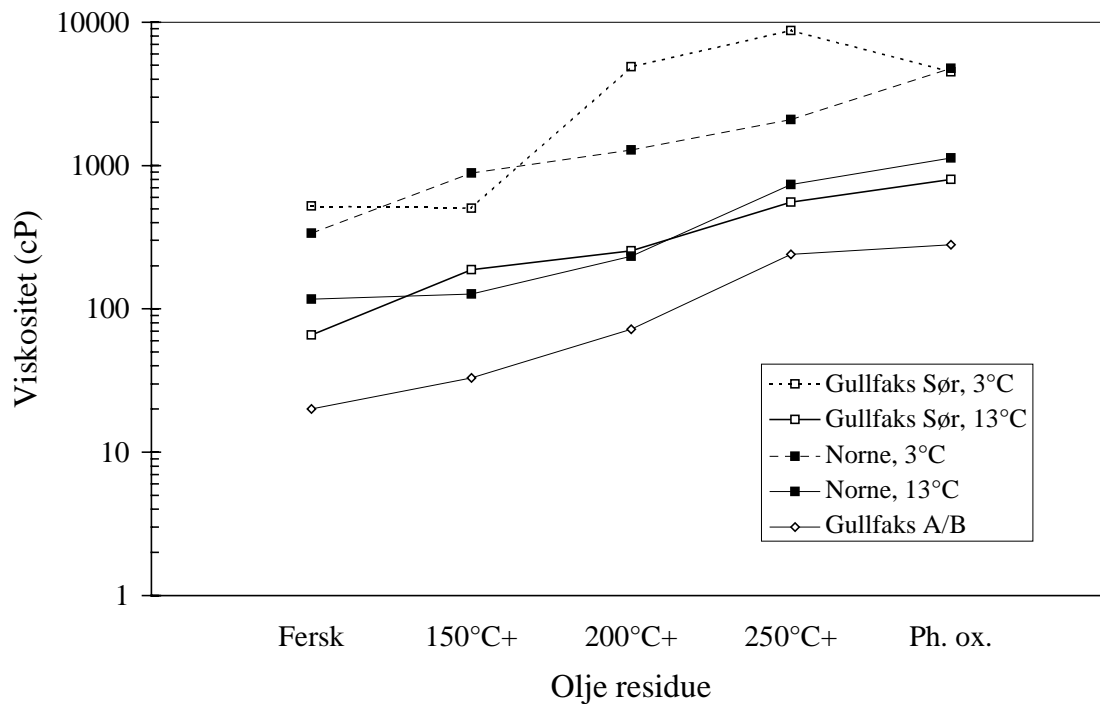
Figur 4.3 Tetthet av ferske oljer og vannfri residue ved 15.5°C.



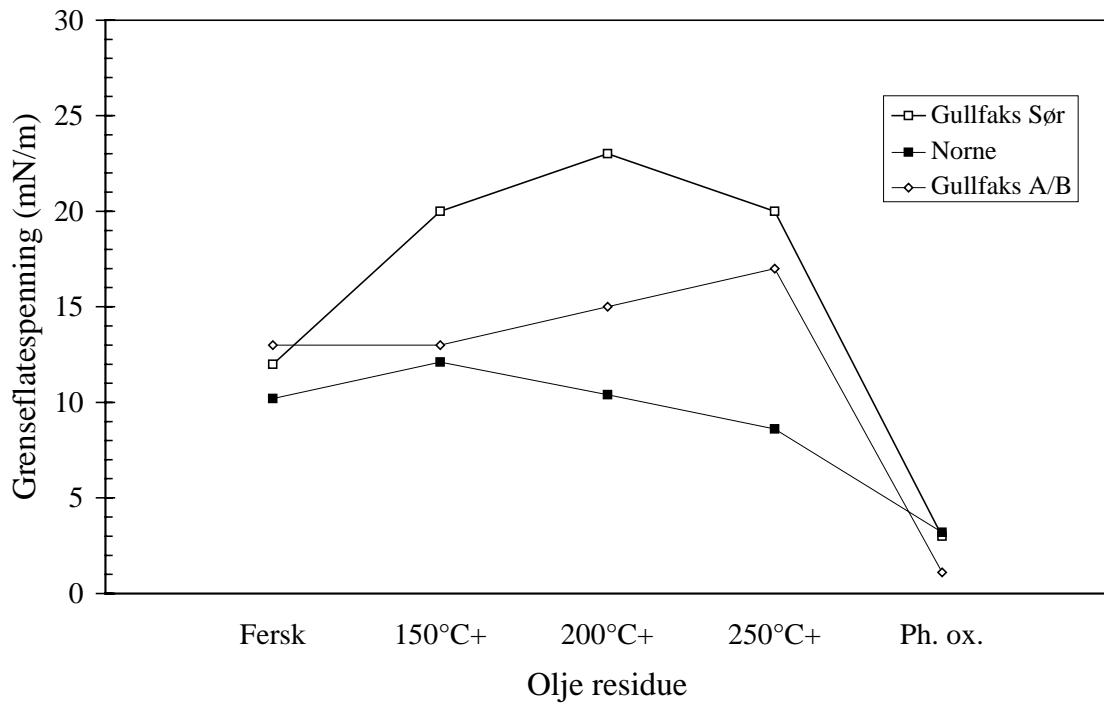
Figur 4.4 Flammepunkt av ferske oljer og vannfri residue.



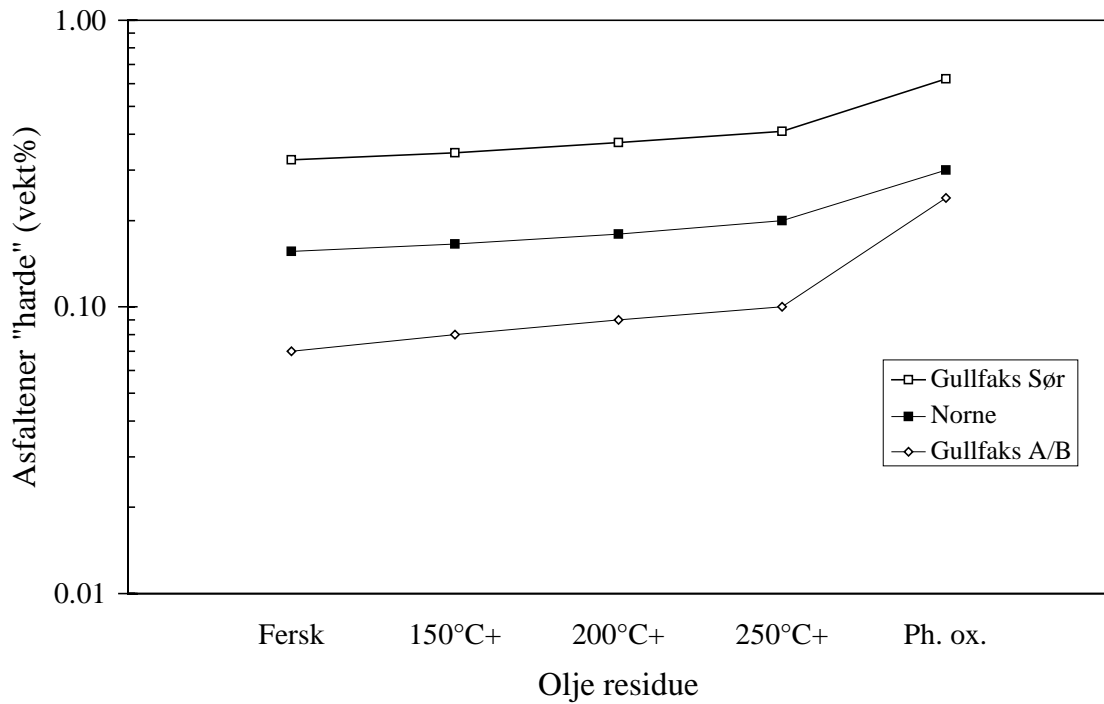
Figur 4.5 Stivnepunkt av ferske oljer og vannfri residue.



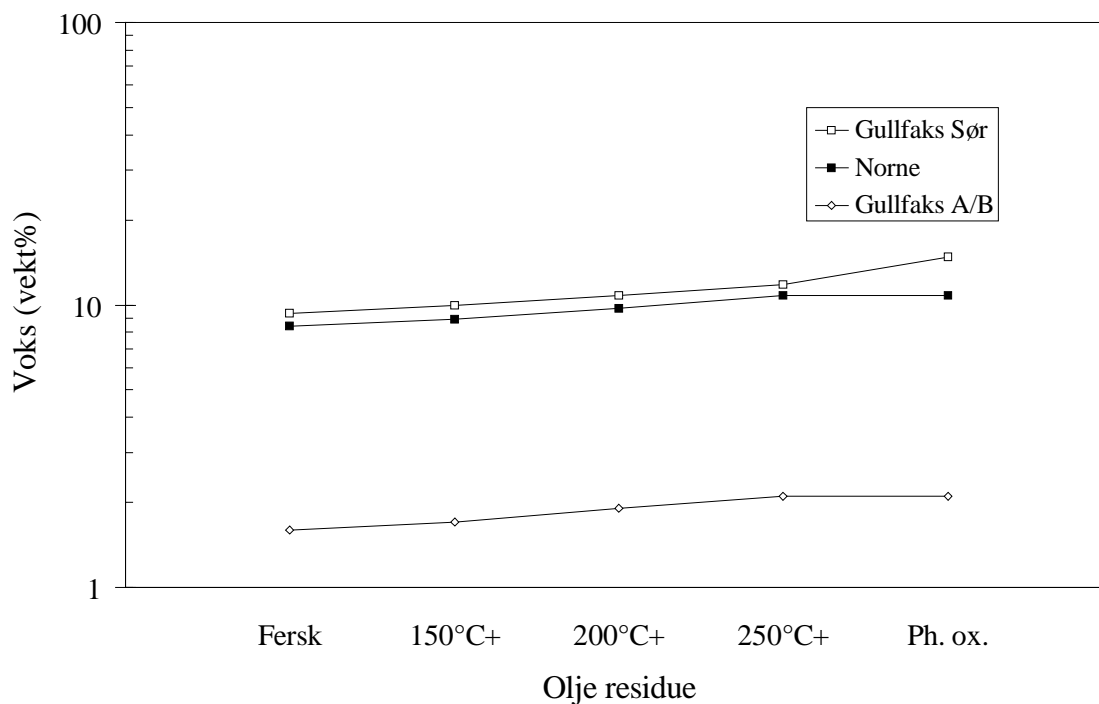
Figur 4.6 Viskositet målt ved skjærhastighet 100 s^{-1} av ferske oljer og vannfri residue ved 13°C . Gullfaks Sør og Norne oljen er testet både ved 3° og 13°C .



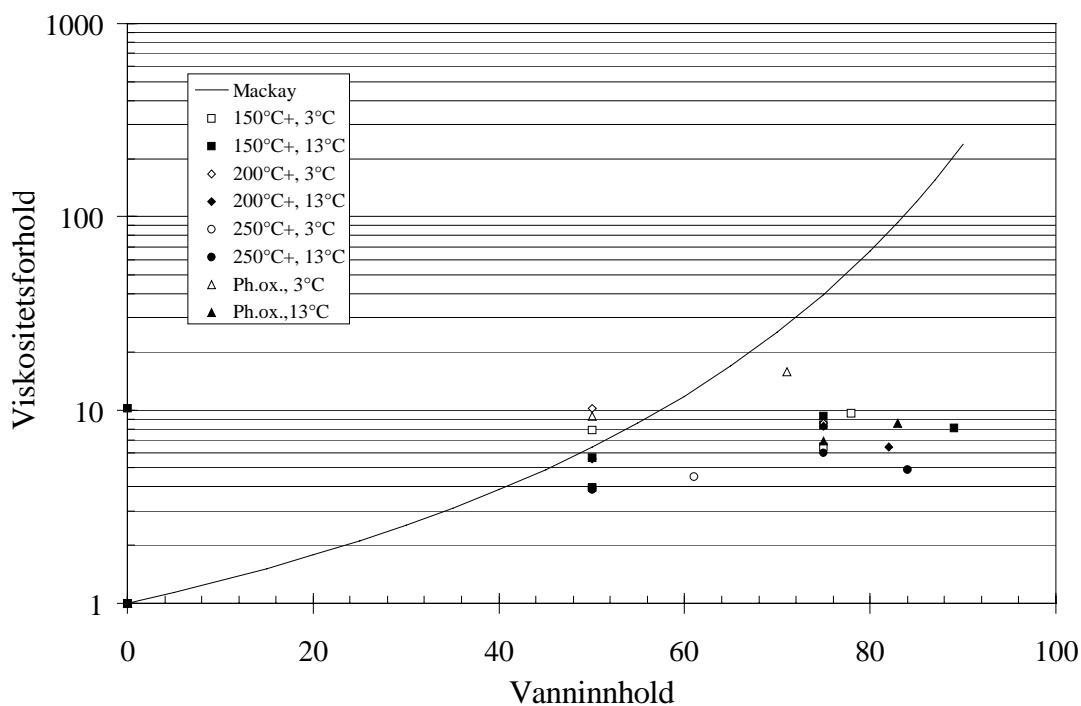
Figur 4.7 Grenseflatespenning mellom sjøvann og ferske oljer / residue ved 25°C. Gullfaks Sør oljen er testet ved 30°C for å unngå stivnepunktsproblemer under testingen.



Figur 4.8 Asfaltener ("harde") av ferske oljer og vannfri residue.



Figur 4.9 Voksinhold av ferske oljer og vannfri residue.



Figur 4.10 Viskositetsforhold mellom vann-i-olje emulsjon og vannfritt residue, som emulsjonen er laget av, som funksjon av vanninnhold i emulsjonen av Gullfaks Sør olje. Generalisert kurve (Mackay et al. 1980) er også vist.

Tabell 4.2-A Viskositeter på vannfri residue (450 s⁻¹) og emulsjoner (10 s⁻¹) av Gullfaks Sør oljen ved 3°C.

Residue	Viskositet (cP)				Max. vann (vol.%)
	0%	50%	75%	Max.	
Fersk	162	-	-	-	-
150°C+	238	1883	1540	2290	84
200°C+	727	7396	-	6230	74
250°C+	2184	8674	-	9877	69
Ph.ox	1406	13093	-	22207	72

Tabell 4.2-B Viskositeter på vannfri residue (100 s⁻¹) og emulsjoner (10 s⁻¹) av Gullfaks Sør oljen ved 13°C.

Residue	Viskositet (cP)				Max. vann (vol.%)
	0%	50%	75%	Max.	
Fersk	66	-	-	-	-
150°C+	188	1064	1572	1509	87
200°C+	255*	1417	2106	1648	87
250°C+	555*	2164	3328	2712	77
Ph.ox	799	-	5498	6846	83

*: Målt ved skjærhastighet 450 s⁻¹.

-: Verdi mangler.

Figur 4.11-A og 4.11-B viser vanninnholdet i emulsjonene laget av fordampede residue av Gullfaks Sør oljen etter varierende rotasjonstid ved hhv. 3° og 13°C. Resultatene er listet i Tabell B1 i Vedlegg B.

Vanninnhold ved 3°C

Maksimalt vannopptak etter 24 timers rotasjon varierte fra 84 vol.% for 150°C+ residuet til 69 vol.% for 250°C+ residuet ved 3°C. Det foto-oksiderte residuet emulgerte 72 vol.%.

Vanninnhold ved 13°C

Maksimalt vannopptak etter 24 timers rotasjon varierte fra 87 vol.% for 150°C+ residuet til 77 vol.% for 250°C+ residuet ved 13°C. Det foto-oksiderte residuet emulgerte 83 vol.%.

Kinetikk

Figur 4.12 illustrerer hvor raskt Gullfaks Sør oljen emulgerer vann i forhold til andre råoljer. Vannopptakshastigheten er uttrykt som t_{0,5} for de

forskjellige residuene. Lav t_{0,5}-verdi tilsier raskt vannopptak.

Gullfaks Sør oljen emulgerte vann sakte ved 3°C og raskt ved 13°C. Vannopptakshastigheten ved 13°C er sammenlignbar med Norne oljen, og raskere enn Gullfaks A/B oljen.

Den sakte vannopptakshastigheten oppnådd ved 3°C for 200°, 250° og det foto-oksiderte residuet, kan være en funksjon av testmetoden og at den ikke er spesielt godt egnet for å måle kinetikk for en olje så langt under stivnepunktet (21° til 24°C).

I 3°C testen for 200°, 250° og det foto-oksiderte residuet, lå oljen (30 mL) 0.5 til 1 time som en "klump" og roterte med vannet (300 mL) i skilletraktene. Emulgeringen foregikk dermed på grenseflata mellom en stivnet oljebatch (30 mL) og sjøvann, dvs. i et svært begrenset kontaktareal, den første timen.

4.2.3 Stabilitet av vann-i-olje emulsjon og effektivitet av emulsjonsbryter

I en opprenskningsaksjon etter et oljesøl vil stabiliteten av en emulsjon være av vesentlig betydning. Det er også viktig å vite hvordan effektiviteten av emulsjonsbryter endres over tid ettersom egenskapene til emulsjonen endres.

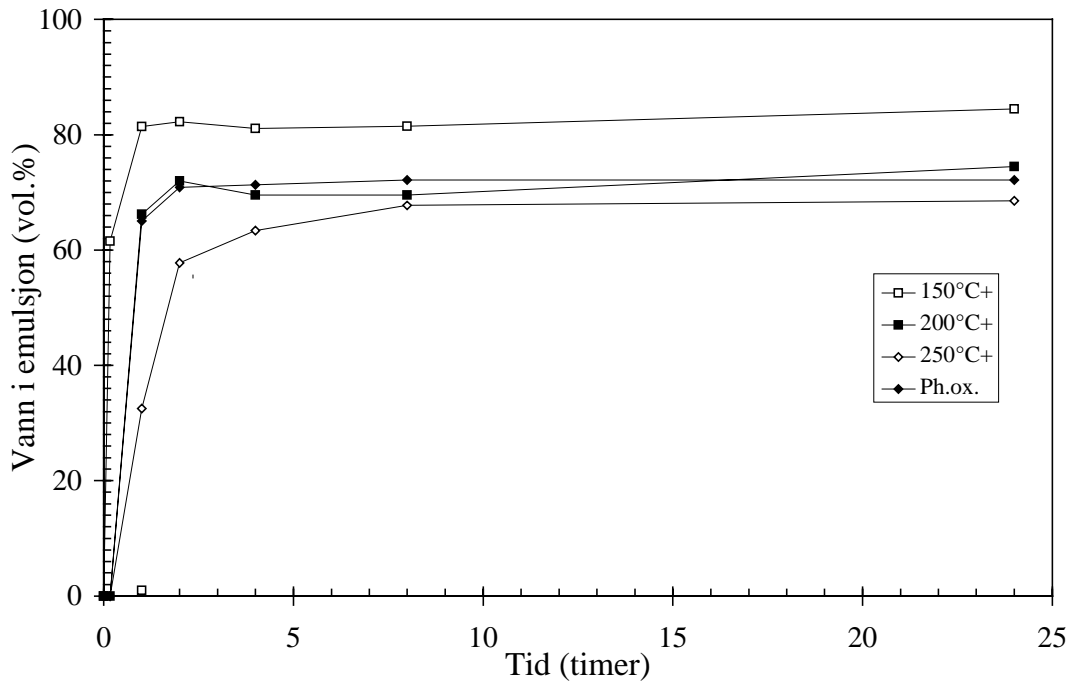
Det er derfor utført stabilitetstesting av emulsjonene dannet av Gullfaks Sør oljen. I tillegg er effekten av en emulsjonsbryter evaluert under følgende betingelser:

- Emulsjonsbryter: Alcopol O 60 %.
- Konsentrasjon av emulsjonsbryter: 500 ppm og 2000 ppm (relativt til oljevolumet).

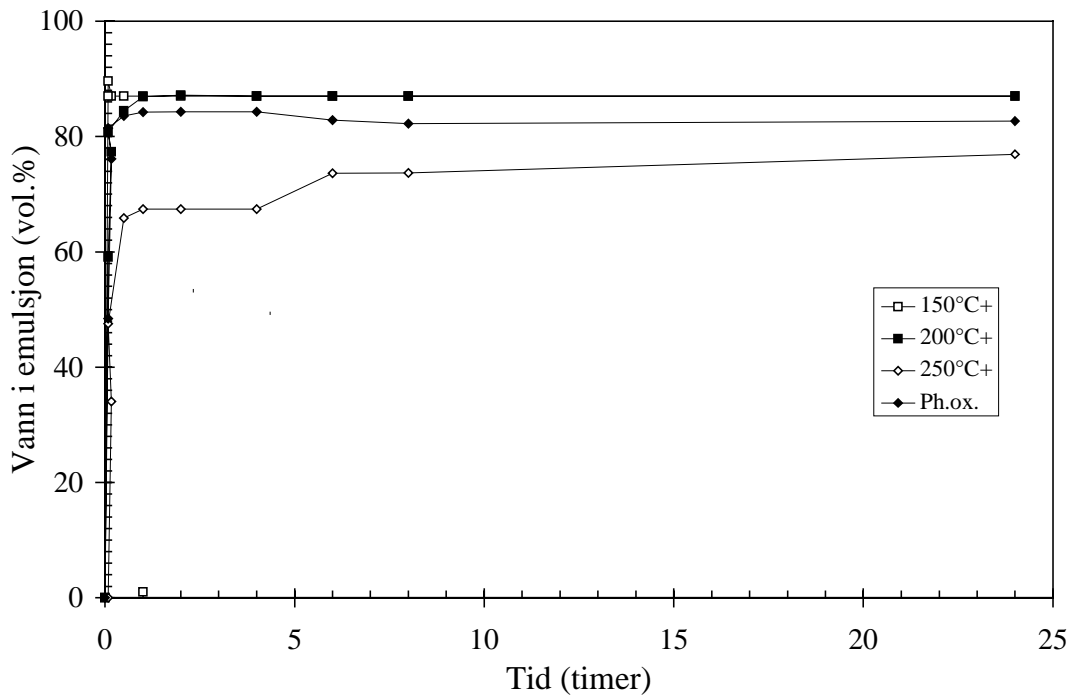
Figur 4.13 og 4.14 viser hhv. stabilitet av emulsjonene og effektivitet av emulsjonsbryter på emulsjoner av Gullfaks Sør oljen i sammenligning med emulsjoner dannet med andre råoljer. Resultatene fra testingen av Gullfaks Sør oljen er listet i Tabell B2 i Vedlegg B.

Stabiliteten og effektiviteten av emulsjonsbryter er uttrykt som fraksjonsvis dehydrering, D (se Vedlegg B for definisjon).

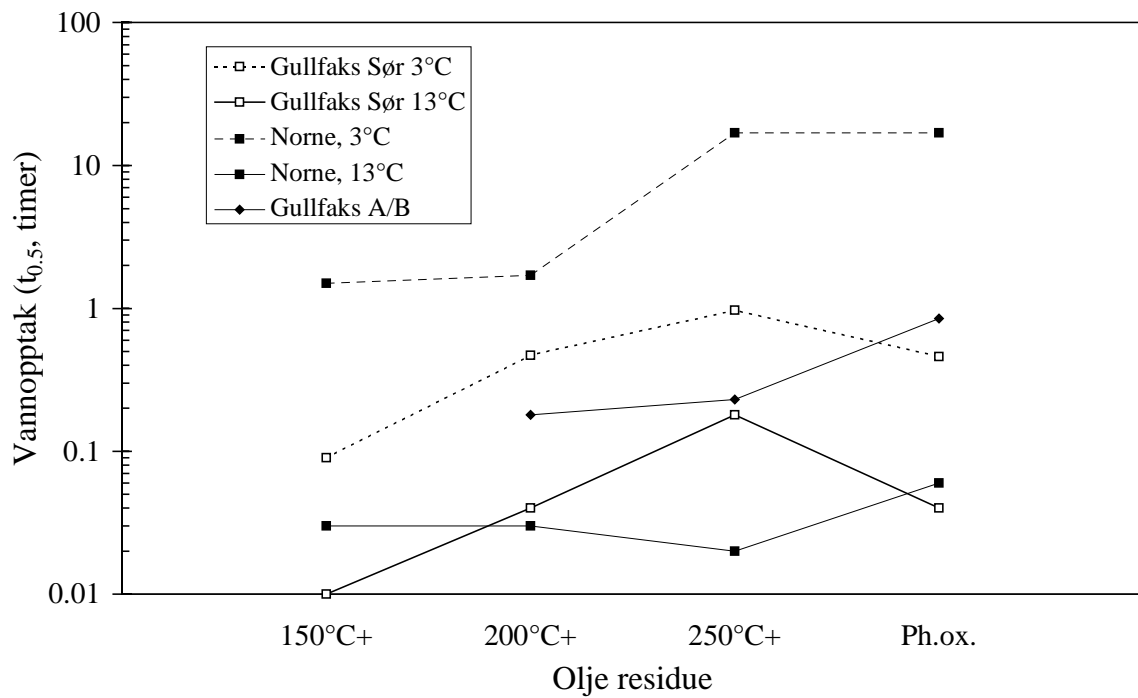
- D = 0: Emulsjonen er totalt stabil eller upåvirket av emulsjonsbryter.
- D = 1: Emulsjonen er totalt ustabil eller totalt brutt av emulsjonsbryter.



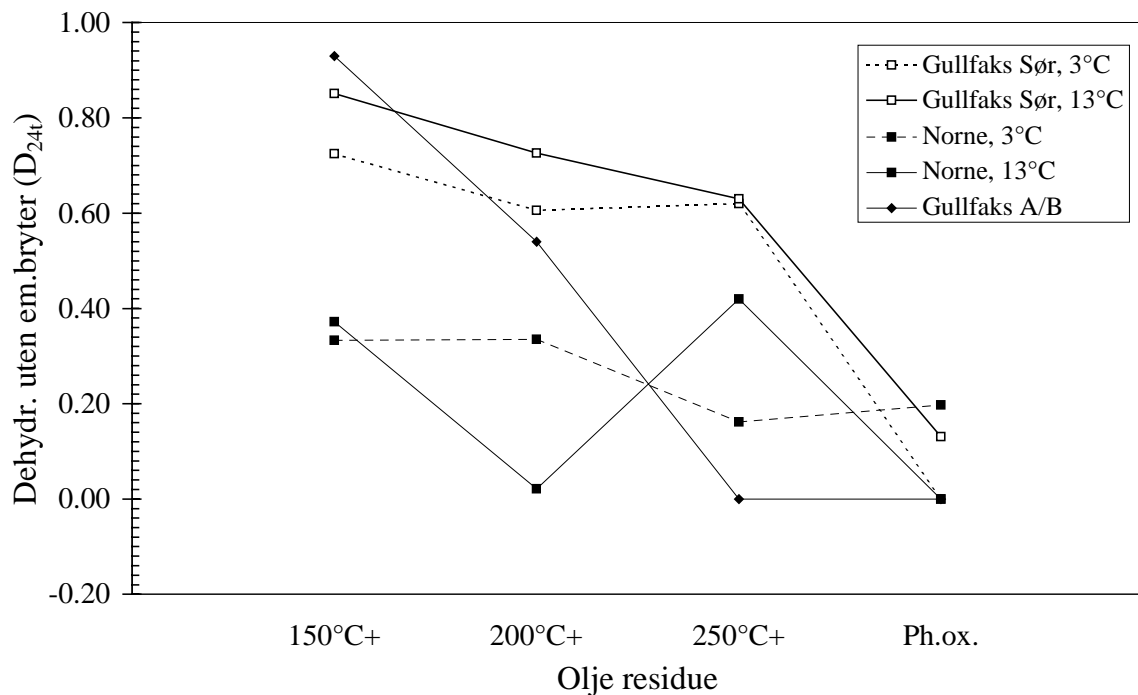
Figur 4.11-A Vanninnhold som funksjon av rotasjonstid for forskjellige residue av Gullfaks Sør oljen ved 3°C.



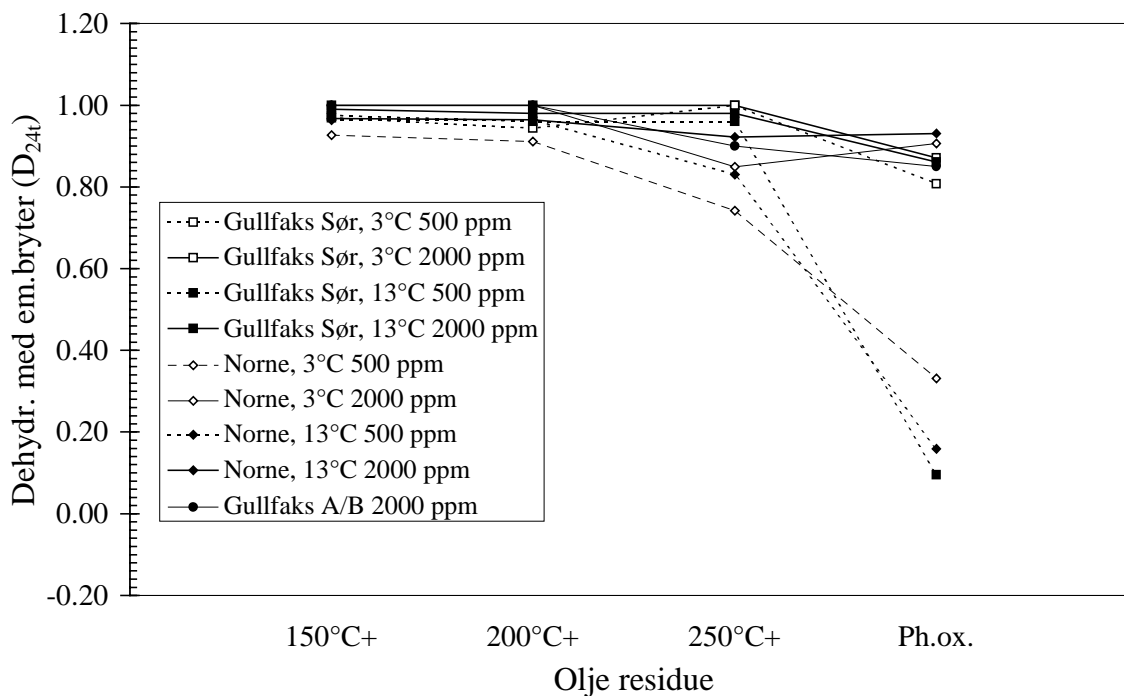
Figur 4.11-B Vanninnhold som funksjon av rotasjonstid for forskjellige residue av Gullfaks Sør oljen ved 13°C.



Figur 4.12 Kinetikk for vann-i-olje emulgering, uttrykt som $t_{0.5}$ -verdier, for forskjellige norske oljer ved 13°C. Gullfaks Sør og Norne oljen er testet både ved 3° og 13°C.



Figur 4.13 Dehydrering av vann-i-olje emulsjon (uten emulsjonsbryter) i løpet av 24 timer ved 13°C. Gullfaks Sør og Norne oljen er testet både ved 3° og 13°C.



Figur 4.14 Effektivitet av 24 timer påvirkning av emulsjonsbryteren Alcolpol O 60 % ved 3° og 13°C (500 og 2000 ppm relativt til oljevolumet). Gullfaks A/B oljen er testet bare ved 13°C (2000 ppm Alcolpol O 60%).

Stabilitet

Figur 4.13 viser at Gullfaks Sør oljen dannet forholdsvis ustabile emulsjoner både ved 3° og 13°C. Emulsjonene tapte 61 til 72% av vannet i løpet av 24 timer settling ($D_{24t} \approx 0.61$ til 0.72) ved 3°C. Emulsjonene laget ved 13°C mistet 63 til 85 % av vannet i samme tidsperiode. Dette er sammenlignbart med Gullfaks A/B oljen. Gullfaks Sør oljen dannet mindre stabile emulsjoner enn Norne oljen.

Som omtalt i Kapittel 4.1 har Gullfaks Sør oljen fysisk-kjemiske egenskaper i likhet med Norne oljen, og helt forskjellig fra Gullfaks A/B oljen.

Gullfaks Sør 150°C+ residuet emulgerte 87 vol.% vann etter 24 timers rotasjon ved 13°C og dannet dermed emulsjon med svært høyt vanninnhold. Emulsjoner med opp i mot 90 vol.% vann er kanskje ikke realistiske ved et søl på sjøen, men kan være et resultat av måten å lage dem på. Emulsjoner

med så høyt vanninnhold er ofte ustabile på grunn av "overmetning" med vann.

Effekt av emulsjonsbryter

Høy konsentrasjon av Alcolpol O 60% (2000 ppm) dehydrerte emulsjonene totalt i løpet av 24 timers påvirkning ($D_{24t} \approx 1$) både ved 3° og 13°C. Dette er sammenlignbart med hva som ble observert med Norne og Gullfaks A/B emulsjonene.

Emulsjonsbryter-konsentrasjon på 500 ppm var effektiv på de destillerte residuene (150°, 200° og 250°C+) ved begge test-temperaturene. Det foto-oksiderte residuet dannet emulsjon som var mer resistent mot emulsjonsbryter og mistet bare 10% vann ved 13°C.

Disse observasjonene indikerer at oppsamlet v/o emulsjon av Gullfaks Sør oljen kan la seg bryte ved tilsats av emulsjonsbryter og mekanisk innblanding av denne.

4.3 Kjemisk dispergerbarhet

Hensikten med å teste kjemisk dispergerbarhet på vannfri residue og vann-i-olje emulsjoner av Gullfaks Sør oljen var å finne hvordan effektiviteten av dispergeringsmidler avtar når oljen forvitres.

Det er viktig å vite hvordan oljen lar seg dispergere kjemisk ved økende forvitring (fordampning og emulgering) over tid på sjøen for å finne tidsvinduet for bruk av dispergeringsmidler. Derfor ble det utført effektivitetstesting med dispergeringsmidlet Corexit 9500 med 2 forskjellige testmetoder (IFP og MNS) på de forvitrede prøvene av Gullfaks Sør oljen (se Kapittel 3.4).

Resultatene fra testingen ved 3° og 13°C er framstilt i hhv. Figur 4.15-A og 4.15-B. Effektivitetsverdiene er også listet i Tabell C1 og C2 i Vedlegg C.

For å se trenden bedre, er effektiviteten plottet som funksjon av viskositeten av de vannfri residue (målt ved skjærhastighet 450 s^{-1} ved 3°C og 100 s^{-1} ved 13°C) og emulsjonene (målt ved skjærhastighet 10 s^{-1}). Effektiviteten av dispergeringsmidlene avtok, som forventet, ved økende viskositet.

Dispergerbarhet ved 3°C

Gullfaks Sør oljen lot seg ikke dispergere i vannfri tilstand vha. den lavenergetiske IFP testen ved 3°C. Etter emulgering med vann var den *noe* dispergerbar med IFP testen.

Den ferske, vannfri oljen dispergerte med 25% effektivitet med den høyenergetiske MNS testen. Imidlertid økte dispergerbarheten av Gullfaks Sør oljen etter emulgering med vann. Dette er en oppførsel som også tidligere er observert under testing av voksrike oljer ved IKU, som Norne oljen (Strøm-Kristiansen og Singsaas 1996).

Residuet destillert til 150°C dispergerte med 36 og 33 % MNS effektivitet etter emulgering med hhv. 50 og 84 vol.% vann.

Ved viskositet ca. 5 000 cP (skjærhastighet 10 s^{-1}) ble det oppnådd 20 % MNS effektivitet.

Dispergerbarhet ved 13°C

Den høyenergetiske MNS testen resulterte, som forventet, i høyere effektivitetsdata enn den lavenergetiske IFP testen ved 13°C.

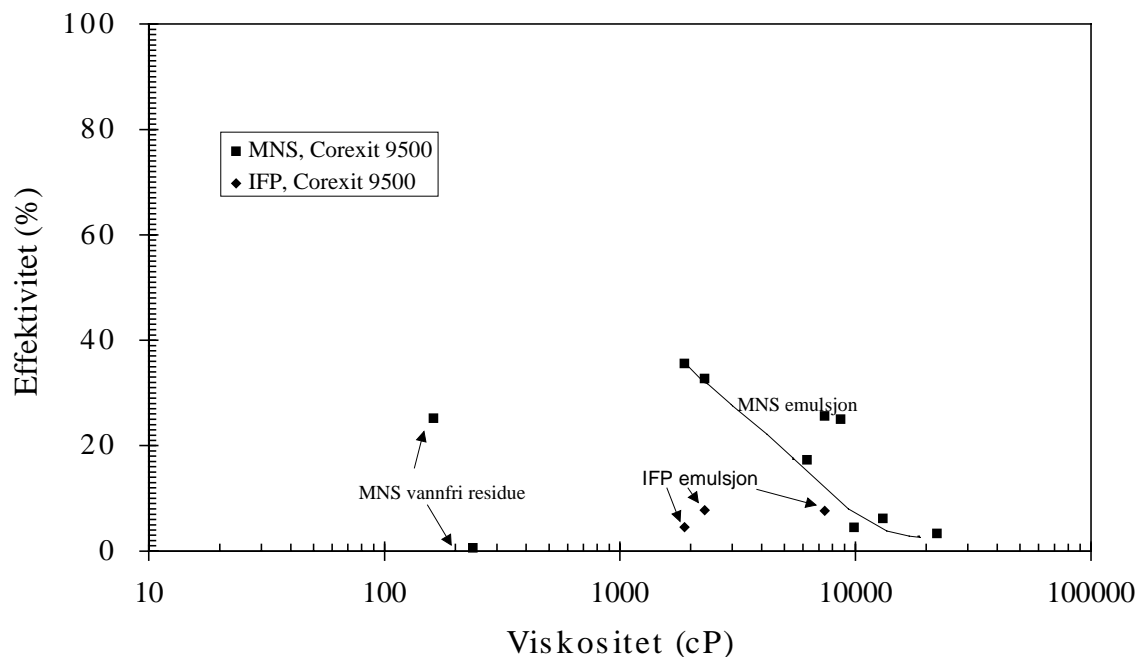
Vannfri fersk olje dispergerte med 71% effektivitet, mens bare 1% av 200°C+ residuet dispergerte i MNS testen. Etter emulgering med 50 og 75 vol.% vann dispergerte 200°C+ residuet med en MNS effektivitet på hhv. 48 % og 38 %.

Det ble oppnådd $\approx 20\%$ MNS effektivitet ved viskositet på 4500 cP (skjær hastighet 10 s^{-1}).

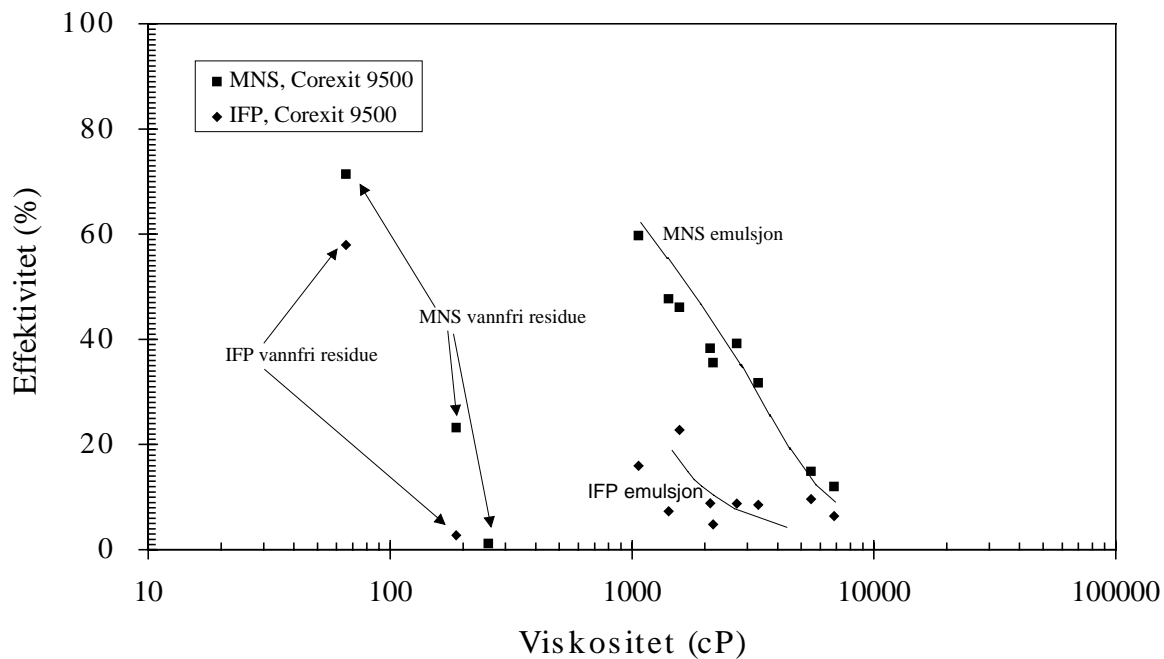
Den samme trenden, med noe økende dispergerbarhet for emulsjon kontra vannfri olje, ble observert også med IFP testen. Den ferske, vannfri oljen oppnådde imidlertid 58 % IFP effektivitet. Det ble målt 10 % IFP effektivitet på v/o emulsjoner med viskositet rundt 2500 cP.

Disse resultatene indikerer at Gullfaks Sør oljen vil være lettere dispergerbar etter at den har ligget på sjøen en tid og emulgert vann enn i vannfri tilstand. Dispergerbarheten av Gullfaks Sør oljen vil også øke med økende vindhastighet og bølgeaktivitet.

Det er vanskelig direkte å relatere energien som er benyttet i disse laboratorie testmetodene til værforhold på sjøen.



Figur 4.15-A Effektivitet av dispergeringsmidlet Corexit 9500 som funksjon av viskositet på vannfri residue (skjærhastighet 100 s^{-1}) og emulsjoner (skjærhastighet 10 s^{-1}) av Gullfaks Sør oljen. IFP og MNS test ved 3°C . DER 1:25.



Figur 4.15-B Effektivitet av dispergeringsmidlet Corexit 9500 som funksjon av viskositet på vannfri residue (skjærhastighet 100 s^{-1}) og emulsjoner (skjærhastighet 10 s^{-1}) av Gullfaks Sør oljen. IFP og MNS test ved 13°C . DER 1:25.

5. Prediksjoner for Gullfaks Sør oljens egenskaper på sjøen

5.1 Innledning

Effektiviteten til forskjellige oljevernaksjoner vil avhenge av de fysikalske og kjemiske egenskapene til oljen. Dette gjelder spesielt for behandling med dispergeringsmidler, hvor økt viskositet p.g.a. fordampning og vann-i-olje emulgering kan gjøre oljen resistent mot dispergeringsmidler i løpet av timer, eller dager, etter et oljesøl. Derfor er det av stor interesse med gode prediksjoner for forandring i oljens egenskaper for å bestemme tidsvinduet for effektiv påføring av dispergeringsmidler. Lignende begrensninger eksisterer også for mekanisk oppsamling (se Kapittel 5.2.6) og effektiviteten av brenning (Bech *et al.* 1992).

Forskjellige tilnærmelser for å forutsi forandringer i oljens egenskaper p.g.a. forvitring på sjøen, er omtalt i litteraturen. I mange tilfelle er disse basert på "mikserregler", hvor forskjellige fysikalske egenskaper er utledet med basis i komposisjonelle forandringer forårsaket av fordampning av de letteste komponentene i oljen. Enkle "mikserregler" vil være relevante for enkelte egenskaper, som tetthet, men mindre relevant for egenskaper som viskositet og stivnepunkt. Som en konsekvens av dette, blir det benyttet en mer empirisk tilnærming, basert på laboratoriemålinger, i prediksjonene med IKUs Olje Forvitrings Modell.

5.1.1 IKUs Olje Forvitrings Modell

Den numeriske forvitringsmodellen som er utviklet ved IKU, er mer detaljert beskrevet av Daling *et al.* 1990, Johansen 1991 og Aamo *et al.* 1993 i tillegg til i brukerveiledningen for modellen. De simulerte olje-egenskapene framkommer ved bruk av en standardisert laboratorieundersøkelse (se Kapittel 3 og 4). Resultatene blir brukt som data i IKUs Olje Forvitrings Modell som overfører oljens egenskaper til sjøbetingsforhold ved å relatere fordampningstap og vann-i-olje emulgering til gitte forhold (olje / vann-i-olje emulsjonsfilmtykkelse, sjøtemperatur og vindforhold). Figur 5.1 viser skjematisk IKUs Olje Forvitrings Modell, som er utviklet til en PC-versjon.

Denne prosedyren er benyttet i dette prosjektet for å forutsi egenskapene til Gullfaks Sør oljen over tid på sjøen under gitte forhold ved sommer- og vintertemperatur i sjøen.

5.2 Kriterier for prediksjonene

De grafiske framstillingene omfatter prediksjoner av de fysikalske egenskapene til oljen over en periode på 5 min. til 5 dager etter et utslipp. Dette er for å dekke et spekter av søl-situasjoner hvor det er nødvendig å handle inne kort tid, som ved søl nær en terminal, eller etter flere dager forvitring av oljen på sjøen, som ved et søl til havs.

5.2.1 Utslipp og oljefilmtykkelse

Realistiske beregninger av fordampningstap under felt-betingelser, basert på felteksperimenter, danner basisen for prediksjonen av oljeparametrene. Fordampningstapet over tid er avhengig av den opprinnelige sammensetningen av oljen (destillasjonskurven), sjøtemperaturen og vindstyrken. I tillegg påvirkes fordampningen av den initielle tykkelsen av oljeflaket og til endringer i oljefilmtykkelsen forårsaket av fordampning, spredning, olje-i-vann dispergering og vann-i-olje emulgering. Dette innebærer at endringen i oljens egenskaper kort tid etter et søl, spesielt den første timen, avhenger svært mye av utslippsbetingelsene, f.eks. om det er undersjøiske- eller overflate-utblåsninger, utslipp fra skip eller rørledninger.

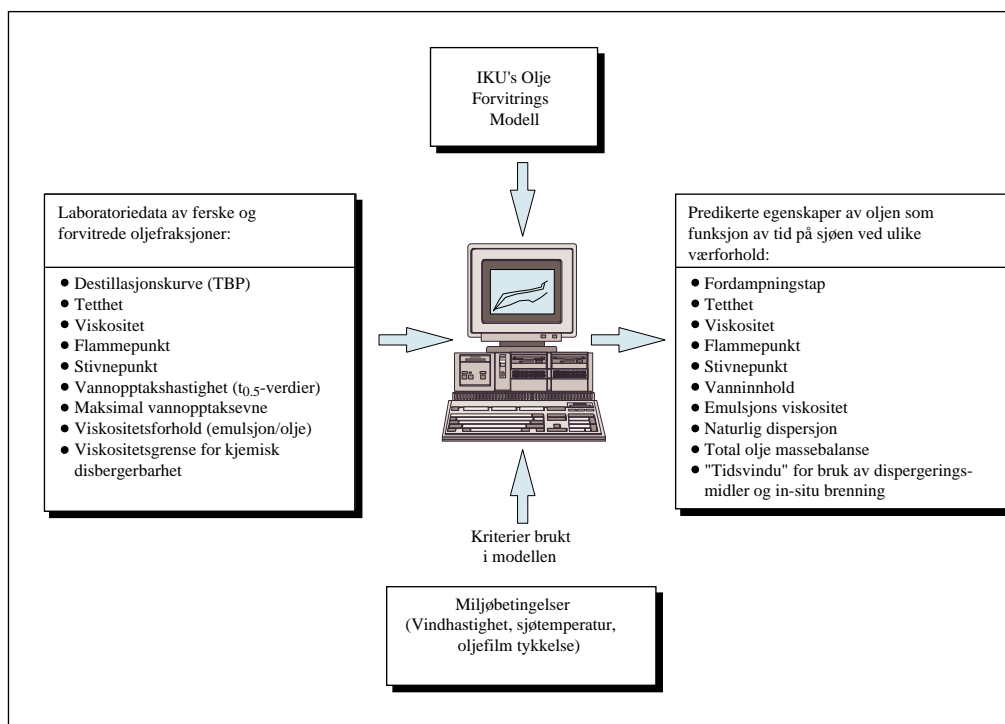
I dette prosjektet antas et **overflate-utslipp** med eksponensiell reduksjon i filmtykkelsen. Følgende parametre er valgt:

- Initiell filmtykkelse: 20 mm.
- Slutt filmtykkelse: 2 mm.
- Halveringstid for reduksjon i filmtykkelsen: 1 time.

Disse betingelsene gir en utvikling i oljens fysikalske egenskaper over tid godt i samsvar med endringer observert i et eksperimentelt feltforsøk på Haltenbanken i 1989 (Johansen 1991). Prøvene ble da tatt i den tykke delen av det eksperimentelle oljeflaket.

5.2.2 Vind og sjøtilstand

Værforholdene har stor innvirkning på forvitringshastigheten til en olje på sjøen. Det er



ik41961100\tegrer\fig_nor\model-n.eps

Figur 5.1 Skjematisk diagram over IKU's numeriske forvittringsmodell.

Tabell 5.1 Værforhold benyttet i prediksjonene.

Vindstyrke (m/s)	Beaufort vind	Vindtype	Bølgehøyde (m)*
2	2	Lett bris	0.1 - 0.3
5	3	Moderat bris	0.5 - 0.8
10	5	Frisk bris	1.5 - 2.5
15	6 - 7	Liten kuling	3 - 4

*: Signifikant bølgehøyde ca 100 km fra land.

relativ nær sammenheng mellom vindstyrke og signifikant bølgehøyde. Tabell 5.1 viser sammenhengen mellom forskjellige vindstyrker og bølgehøyder benyttet i prediksjonene. Dette representerer værvinduet hvor en oljevernaksjon er mulig.

5.2.3 Sjøtemperaturer

I prediksjonene er det benyttet to forskjellige sjøtemperaturer:

- Vinter: 3°C
- Sommer: 15°C

Laveste og høyeste temperatur målt i overflatevannet på Statfjord-feltet i perioden 1978 til 1986 var henholdsvis 5.4 og 16.5°C. For Gullfaks Sør feltet vil det ved vinterforhold være temperaturer helt ned til 3°C.

Oljevernaksjoner tenderer til å være vanskeligere ved lave enn ved høye sjøtemperaturer.

5.2.4 Brann og eksplosjonsfare

Flammepunktet er den laveste temperaturen hvor gassen av en olje kan bli antent av en gnist. Følgende kriterier er valgt for flammepunktet i prediksjonene:

- **Åpen sjø:** Hvis oljens flammepunkt er nær, eller under, sjøtemperaturen, representerer oljen en eksplosjonsfare.
- **Oppsamlet olje i lagertank:** Hvis oljens flammepunkt er lavere enn 60°C, er det påkrevd med eksplosjonssikre tanker.

Fra et operasjonelt synspunkt er kriteriene for brannfare svært konservative. På sjøen vil vinden fortynde gassen over oljesølet, og oljeresiduet vil emulgere vann (se Kapittel 1.2.5).

5.2.5 Eksperimentelt datagrunnlag

De fleste eksperimentelle data benyttet i modelleringen av Gullfaks Sør oljens oppførsel på sjøen, ble oppnådd i små-skala-testingen (se Kapittel 4.1 til 4.3). Maksimalt vannopptak (WOR_{max}) ble derimot tatt fra meso-skala testingen av oljen (se Kapittel 4.4). Maksimalt vannopptaksevne oppnådd i små-skala testingen var høyere enn den fra meso-skala testingen. Den predikerte viskositeten for vann-i-olje emulsjonen avhenger av vanninnholdet, som beskrevet i Kapittel 2.7.3. Ved å benytte

vanninnholdet (WOR_{max}) oppnådd i små-skala testingen, ville det bli predikert urealistisk høye viskositeter for emulsjonen. Erfaringsmessig har det vist seg at roterende flaske metoden danner emulsjoner med noe høye vanninnhold, sannsynligvis på grunn av høy energi input ved denne metoden.

Viskositetsgrenser for dispergeringsmiddelbruk

Kriteriene for å predikere dispergerbarheten til den forvitrede oljen som funksjon av målt viskositet, basert på den omfattende dispergerbarhetstesting av Gullfaks Sør oljen vist i Figur 4.15-B, er listet i Tabell 5.2. IFP testen viste svært lav effektivitet på alle prøvene, bortsett den ferske, vannfri oljen (58% IFP effektivitet). Ved viskositet 5000 cP viste MNS testen (høy energi) ca. 20 % effektivitet. Viskositeten er målt ved skjær-hastighet 100 s^{-1} på oljen og de vannfri residuene (200° og 250°C på skjær 450 s^{-1}) og ved 10 s^{-1} på emulsjonen. De vannfri residuene destillert til:

Tabell 5.2 Dispergerbarhetskriterier for prediksjonene.

Viskositet (cP)	Dispergerbarhet
< 200 cP	Oljen er dispergerbar
200 - 5000 cP	Redusert dispergerbarhet
> 5000 cP	Oljen er ikke dispergerbar

Stivnepunkt

Tabell 5.3 viser stivnepunktskriteriene som er valgt for å predikere kjemisk dispergerbarhet av den forvitrede oljen.

Tabell 5.3 Stivnepunktskriterier for prediksjonene.

Stivnepunkt	Dispergerbarhet
<5°C over sjøtemp	Dispergerbar
5° - 15 °C over sjøtemp	Redusert dispergerbarhet
>15 °C over sjøtemp	Ikke dispergerbar

5.2.6 Optimalisert mekanisk oppsamling

Erfaringer fra norske feltforsøk (Nordvik *et al.* 1992) har vist at effektiviteten av mange mekaniske oppsamlingsmetoder avtar dersom viskositeten av oljen eller vann-i-olje emulsjonen er lavere enn 1000 cP ved at den unnslipper under lensa p.g.a. lav viskositet. Derfor har 1000 cP blitt satt som **nedre** viskositetsgrense for en optimal mekanisk oljevernaksjon.

Øvre viskositetsgrense for mekanisk oljeoppsamling avhenger sterkt av type skimmer som blir brukt. For noen disk-skimmere reduseres gjenvinningskapasiteten signifikant ved emulsjonsviskositeter over 10 000 cP (ITOPF 1986). De store Transrec-systemene som blir brukt av norske oljeselskap (NOFO) har vist seg å være effektive på viskøse emulsjoner til og med over 100 000 cP.

5.3 Predikerte verdier

Dette kapitlet viser prediksjonene utført på Gullfaks Sør oljen under forskjellige værforhold. Nedenfor er det vist et eksempel på hvordan data-arkene kan benyttes.

Scenario:

Et oljesøl fra Gullfaks Sør feltet har drevet omtrent 24 timer. Vindhastigheten har vært ca. 10 m/s og temperaturen omtrent 3°C i perioden. Egenskapene til oljen vil da tilnærmet være som følger:

- Fordampningstap: $\approx 16 \%$
- Flammepunkt: $\approx 105 \text{ }^\circ\text{C}$
- Stivnepunkt: $\approx 22 \text{ }^\circ\text{C}$
- Vanninnhold: $\approx 80 \text{ vol.}\%$ (WOR=4.0)
- Emulsjonsviskositet: $\approx 5000 \text{ cP}$

På grunn av den relativt høye viskositeten vil emulsjonen ha svært redusert dispergerbarhet, men vil derimot holdes godt tilbake i et lense-system. Det kan derfor forventes høy effektivitet ved mekanisk oppsamling.

Figur 6.1 til 6.6 i Kapittel 6 viser predikerte egenskaper for Gullfaks Sør oljen sammenlignet med Norne og Gullfaks A/B oljene.

Property: **EVAPORATIVE LOSS**
Oil Type: **GULLFAKS SØR (IKU)**
Data Source: **IKU Petroleum Research (1996)**

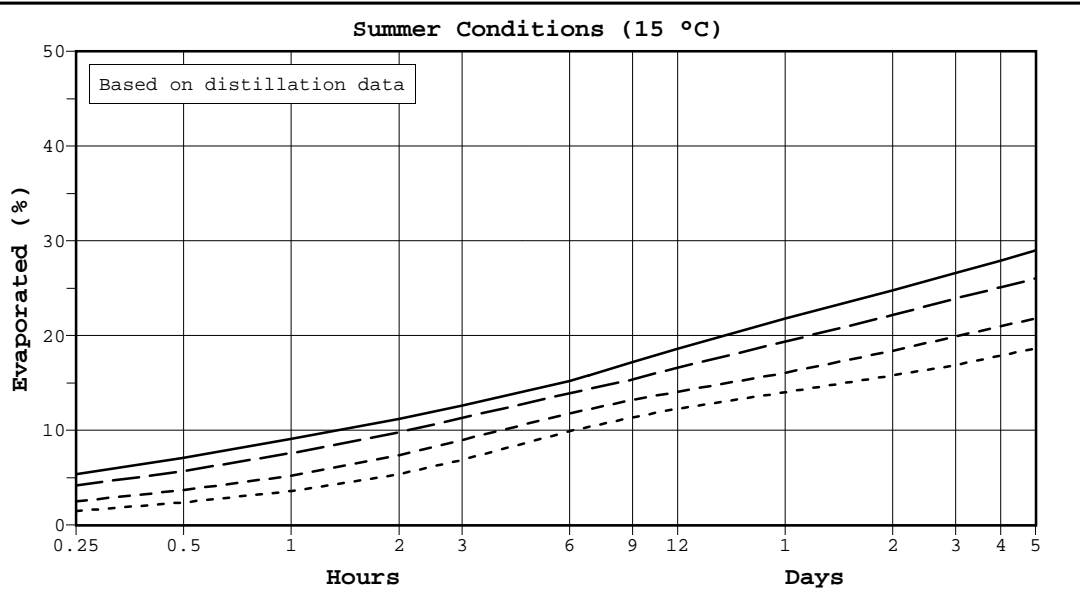
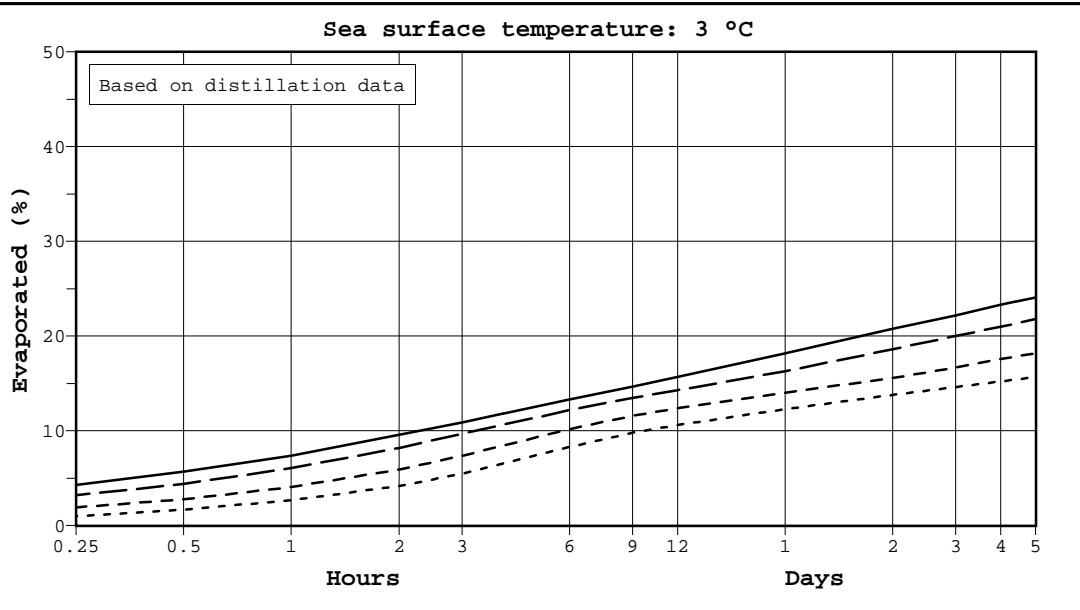


Copyright 1996

Oil film thickness:
Initial (mm): 20
Terminal (mm): 2
Halftime in thickness reduction (hrs): 1.0

Pred. date: Aug. 5,

— Wind Speed (m/s): 15
- - - Wind Speed (m/s): 10
- · - · Wind Speed (m/s): 5
- - - - Wind Speed (m/s): 2



Property: FLASH POINT FOR WATER-FREE OIL
 Oil Type: GULLFAKS SØR (IKU)
 Data Source: IKU Petroleum Research (1996)

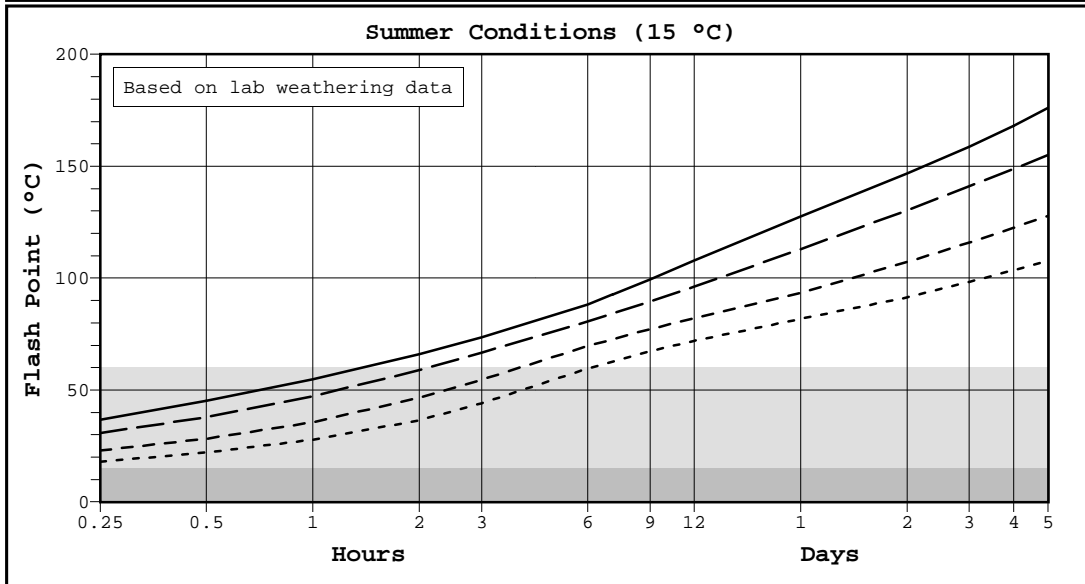
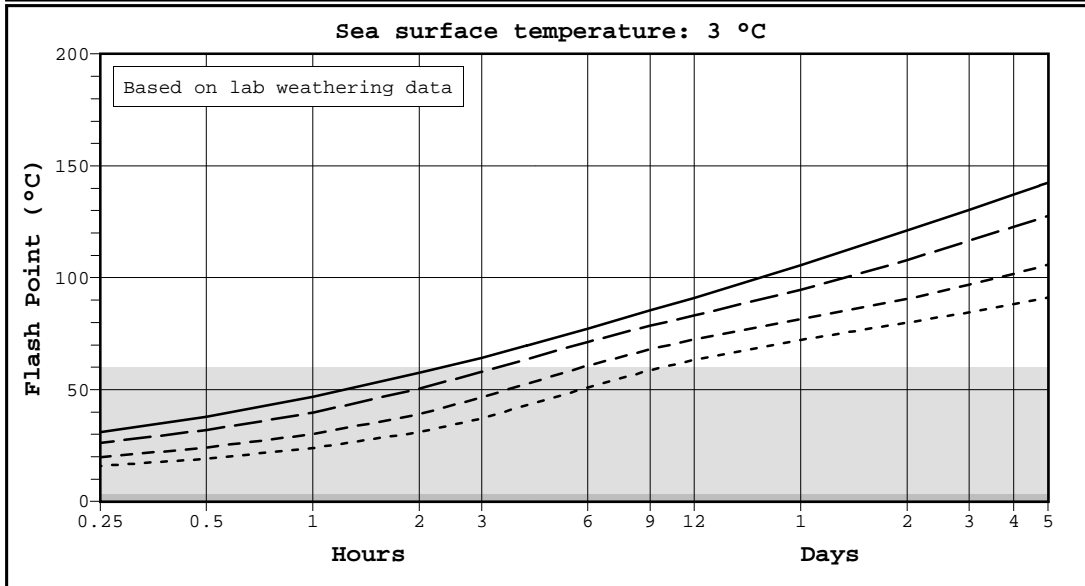


Copyright 1996

Oil film thickness:
 Initial (mm): 20
 Terminal (mm): 2
 Halftime in thickness reduction (hrs): 1.0

Pred. date: Aug. 5,

—	Wind Speed (m/s): 15		No fire hazard
- - -	Wind Speed (m/s): 10		Fire hazard in tankage (<60 °C)
- · - · -	Wind Speed (m/s): 5		Fire hazard at sea surface (below sea temper
- - - - -	Wind Speed (m/s): 2		



Based on flash point measurements of weathered, water-free oil residues.

Property: POUR POINT FOR WATER-FREE OIL
Oil Type: GULLFAKS SØR (IKU)
Data Source: IKU Petroleum Research (1996)

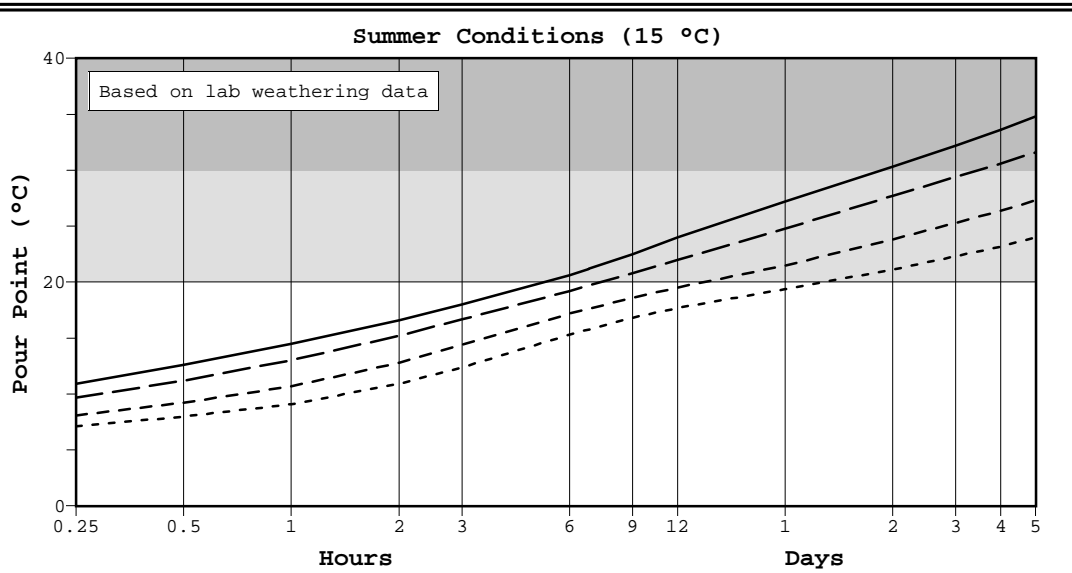
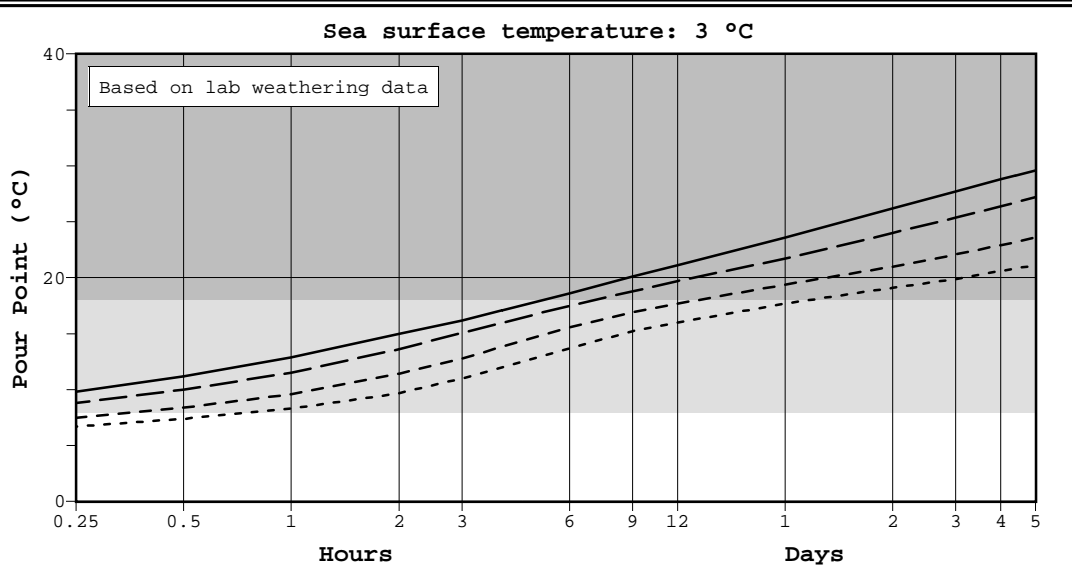


Copyright 1996

Oil film thickness:
Initial (mm): 20
Terminal (mm): 2
Halftime in thickness reduction (hrs): 1.0

Pred. date: Aug. 5,

—	Wind Speed (m/s): 15	□	Chemically disperable
- - -	Wind Speed (m/s): 10	▒	Reduced chemical dispersability
- · - · -	Wind Speed (m/s): 5	■	Not chemically dispersable
- - - - -	Wind Speed (m/s): 2		



Based on pour point measurements of weathered, water-free oil residues.

Property: VISCOSITY FOR WATER-FREE OIL
 Oil Type: GULLFAKS SØR (IKU)
 Data Source: IKU Petroleum Research (1996)

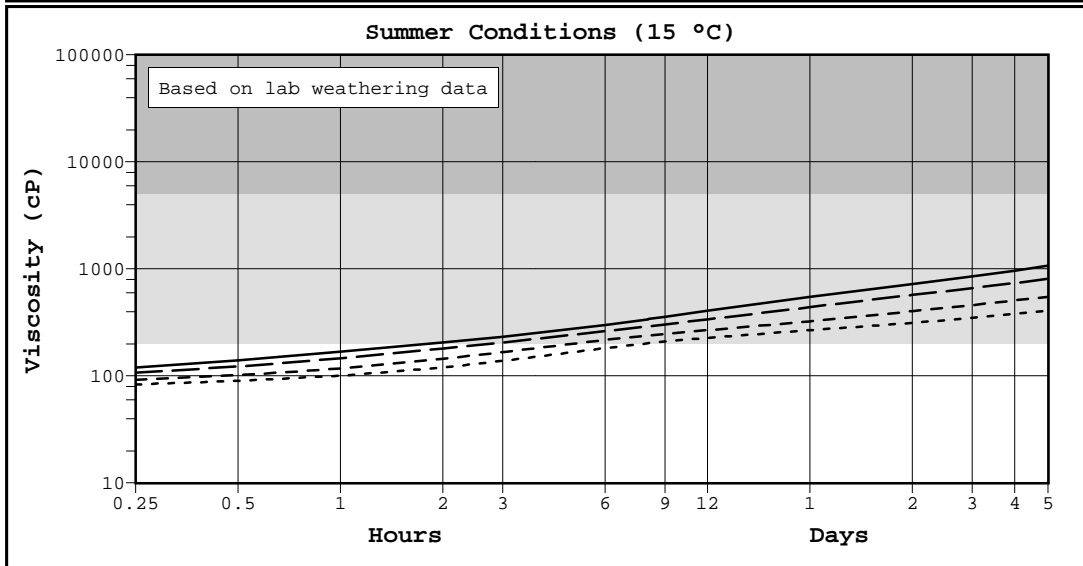
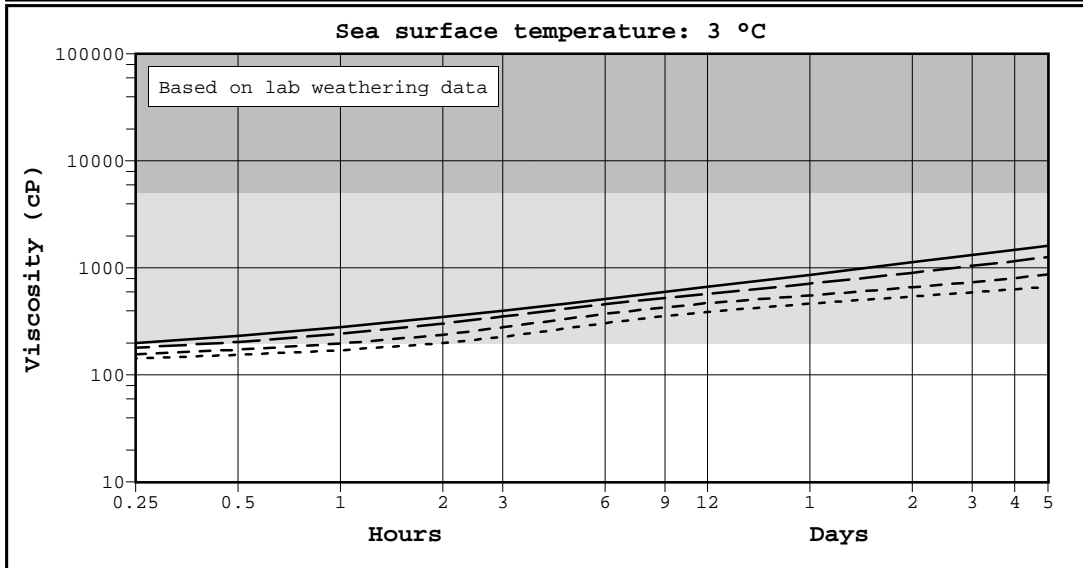


Copyright 1996

Oil film thickness:
 Initial (mm): 20
 Terminal (mm): 2
 Halftime in thickness reduction (hrs): 1.0

Pred. date: Aug. 5,

—	Wind Speed (m/s): 15	□	Chemically dispersable (<200 cP)
- - -	Wind Speed (m/s): 10	▒	Reduced chemical dispersability
- · - · -	Wind Speed (m/s): 5	■	Not chemically dispersable (>5000 cP)
- - - - -	Wind Speed (m/s): 2		



Based on viscosity measurements carried out at a shear rate of 100 reciprocal seconds.
 Chemical dispersability information based on experiments under standard laboratory conditions.

Property: WATER CONTENT
Oil Type: GULLFAKS SØR (IKU)
Data Source: IKU Petroleum Research (1996)

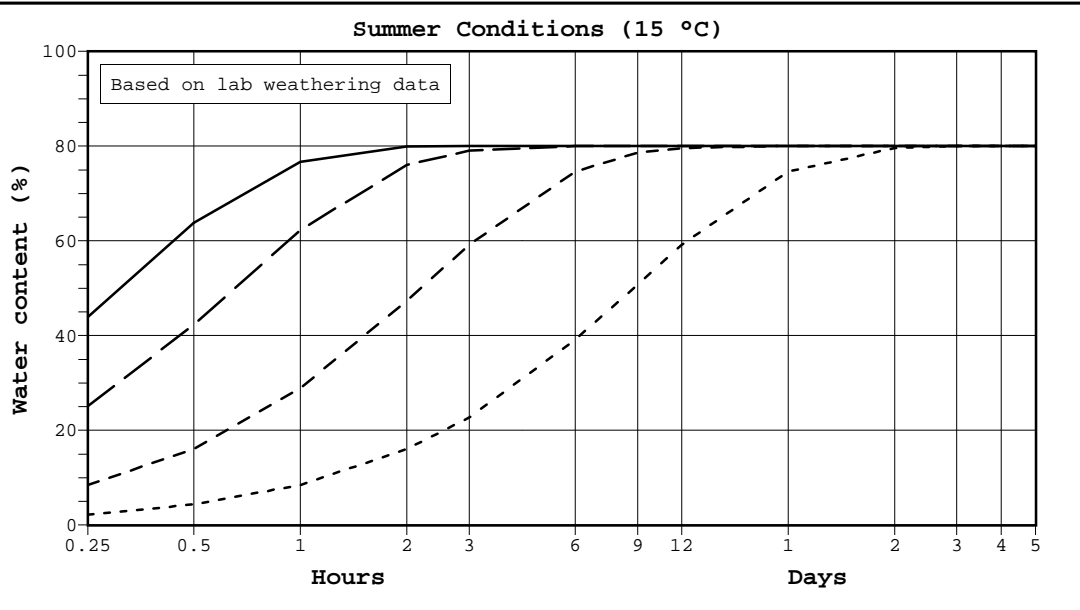
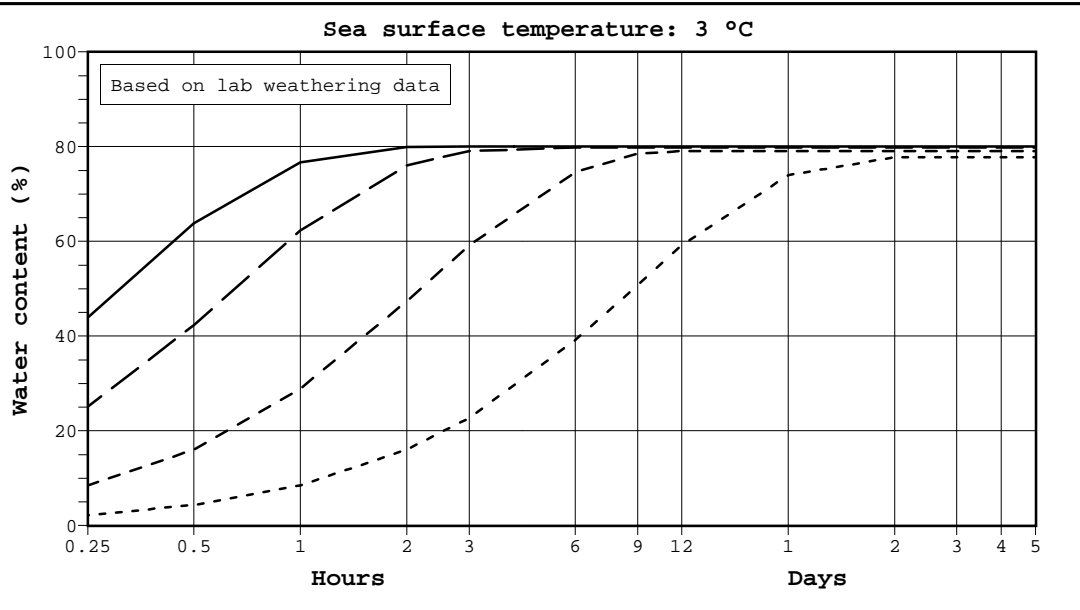


Copyright 1996

Oil film thickness:
Initial (mm): 20
Terminal (mm): 2
Halftime in thickness reduction (hrs): 1.0

Pred. date: Aug. 5,

— Wind Speed (m/s): 15
- - - Wind Speed (m/s): 10
- · - · Wind Speed (m/s): 5
- - - - Wind Speed (m/s): 2



Property: VISCOSITY OF EMULSION
 Oil Type: GULLFAKS SØR (IKU)
 Data Source: IKU Petroleum Research (1996)

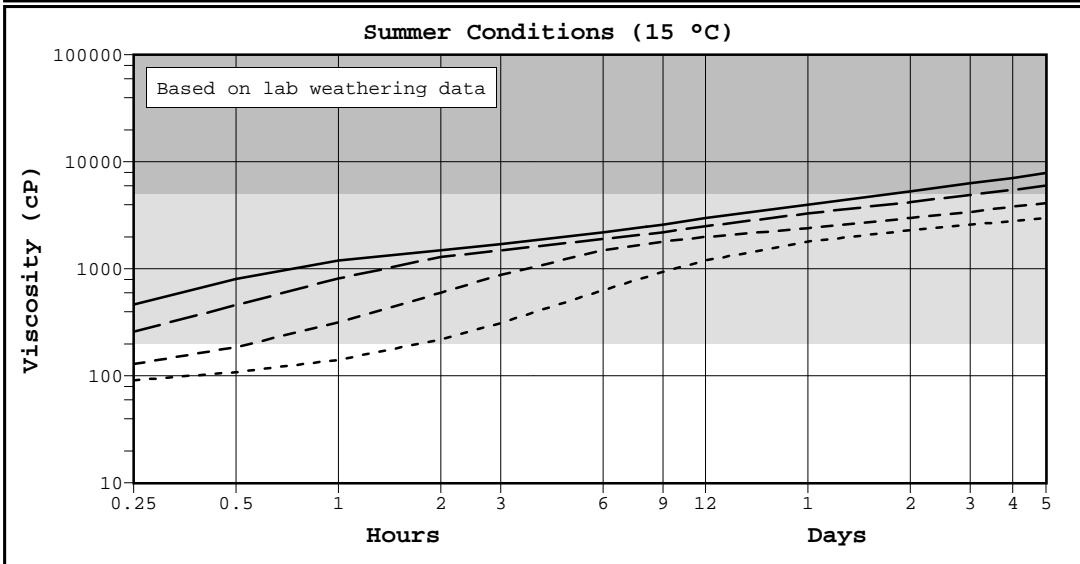
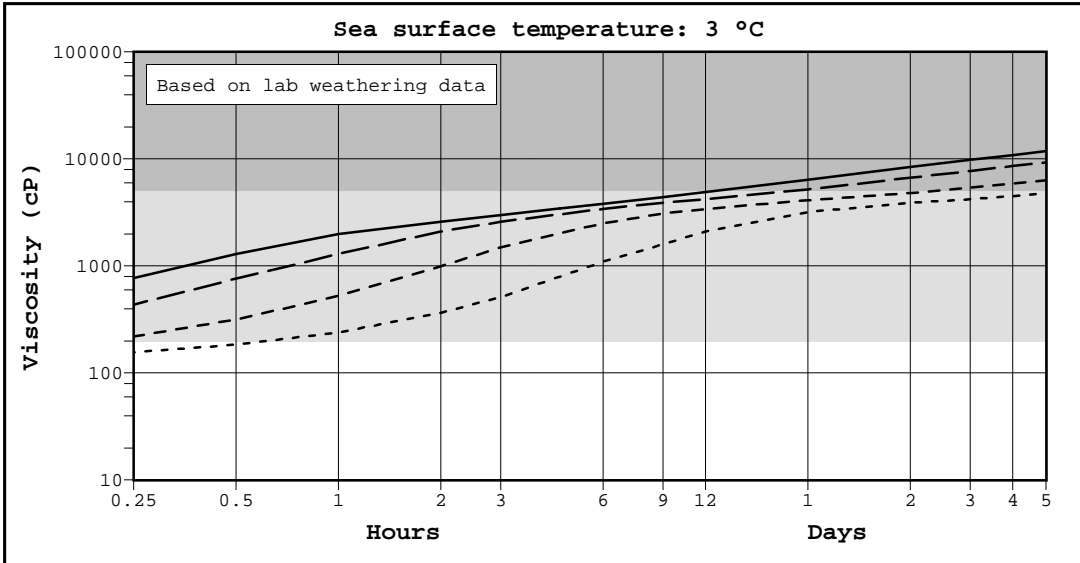


Copyright 1996

Oil film thickness:
 Initial (mm): 20
 Terminal (mm): 2
 Halftime in thickness reduction (hrs): 1.0

Pred. date: Aug. 5,

—	Wind Speed (m/s): 15	□	Chemically dispersable (<200 cP)
- - -	Wind Speed (m/s): 10	▒	Reduced chemical dispersability
- · - · -	Wind Speed (m/s): 5	■	Not chemically dispersable (>5000 cP)
- - - - -	Wind Speed (m/s): 2		



Based on viscosity measurements carried out at a shear rate of 10 reciprocal seconds.
 Chemical dispersability information based on experiments under standard laboratory conditions.

Property: DENSITY OF EMULSION
Oil Type: GULLFAKS SØR (IKU)
Data Source: IKU Petroleum Research (1996)

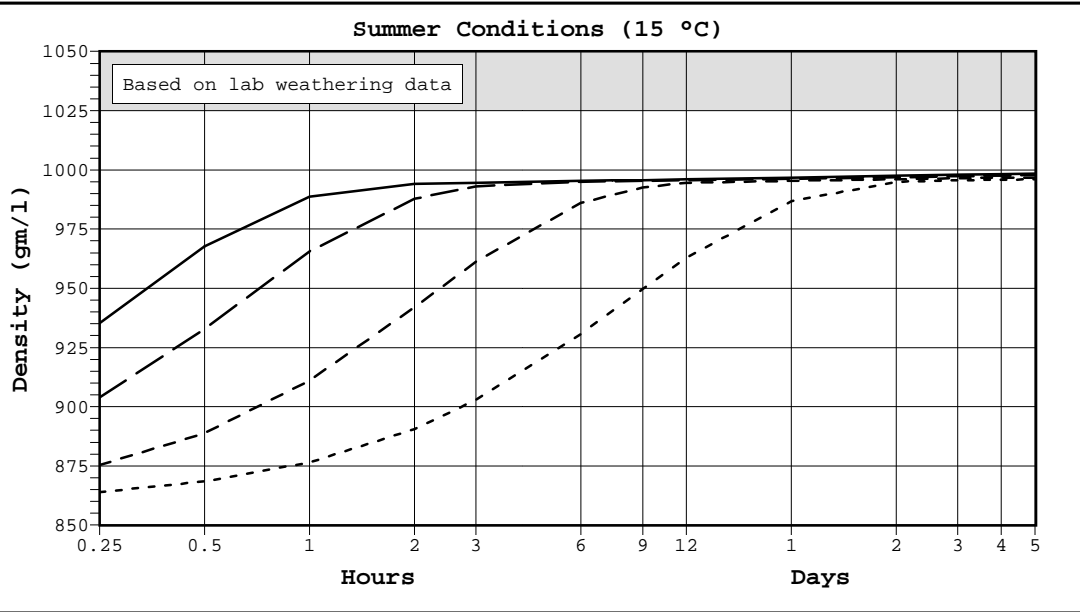
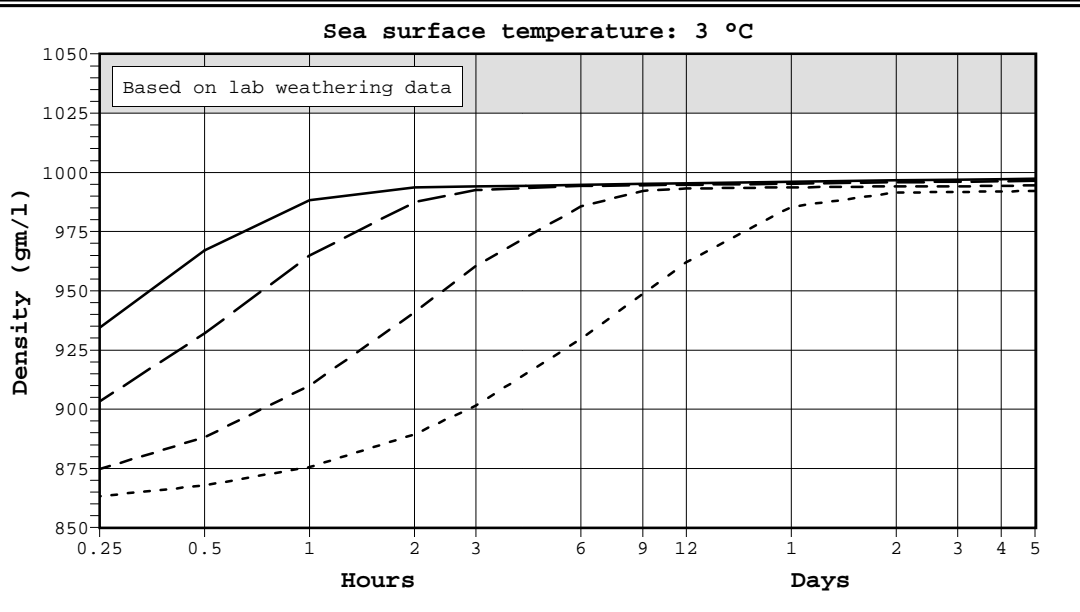


Copyright 1996

Oil film thickness:
Initial (mm): 20
Terminal (mm): 2
Halftime in thickness reduction (hrs): 1.0

Pred. date: Aug. 5,

— Wind Speed (m/s): 15 Oil stays on surface (<1025 gm/l)
- - - Wind Speed (m/s): 10 Oil sinks (>1025 gm/l)
- · - · Wind Speed (m/s): 5
- - - - Wind Speed (m/s): 2



6. Oppsummering

6.1 Forvitringsegenskaper til Gullfaks Sør olje

Kjemiske egenskaper

Gullfaks Sør er en typisk parafinsk olje med et svært høyt voksinnhold (9.4 vekt%), ennå høyere enn Norne (8.4 vekt%) og mye høyere enn den naftenske Gullfaks A/B oljen (1.6 vekt%).

Oljen har et lavt asfalteninnhold (0.3 vekt% "hard"), tilsvarende Norne.

Fysikalske egenskaper

Gullfaks Sør oljen vil fordampe en relativt lav andel hvis den blir sølt på sjøen. Under værforhold som 2 til 15 m/s vindstyrke og rundt 3°C vil den tape i størrelsesorden 12 til 18 % innen 1 døgn. Dette er sammenlignbart med Norne oljen og noe lavere enn Gullfaks A/B.

Gullfaks Sør råolje er viskøs (66 cP ved 13°C) i forhold til andre norske oljer som den naftenske Gullfaks A/B (20 cP ved 13°C). Gullfaks Sør er mindre viskøs enn Norne (117 cP ved 13°C).

Oljen har middels høy tetthet (0.856 g/mL), noe lavere enn den parafinske Norne oljen, lavere enn den naftenske Gullfaks A/B oljen (0.882 g/mL).

Stivnepunktet til den ferske Gullfaks Sør oljen (3°C) er lavere enn for Norne oljen (15°C). Etter destillering til 200°C, tilsvarende 0.5 til 1 dag på sjøen, har Gullfaks Sør oljen oppnådd samme stivnepunkt som Norne oljen (21°C). Gullfaks Sør oljen har imidlertid mye høyere stivnepunkt enn den naftenske Gullfaks A/B oljen (< 30°C for fersk olje).

Vann-i-olje emulgerende egenskaper og effekt av emulsjonsbryter

Gullfaks Sør oljen emulgerte vann sakte ved 3°C og raskt ved 13°C. Dette var sammenlignbart med Norne oljen.

Maksimum vanninnhold var relativt høyt ved 3°C (69 til 84 vol.%, avhengig av forvitningsgrad) og høyt ved 13°C (77 til 87 vol.%, avhengig av forvitningsgrad). Dette var sammenlignbart med Norne oljen.

Innen 5 dager på sjøen vil volumet øke, p.g.a. emulgering med vann, fordampningen tatt i betraktning, til 2.5 til 3 ganger sitt opprinnelige volum ved 3°C.

Alle de destillerte residuene av Gullfaks Sør oljen dannet relativt ustabile v/o emulsjoner som mistet ≈ 60 til 80 % av vannet i løpet av 24 timer, både ved 3° og 13°C.

Emulsjonene lot seg bryte av emulsjonsbryter (2000 ppm Alcopol O 60 % relativt til oljevolumet) i løpet av 24 timer, både ved 3° og 13°C. 500 ppm emulsjonsbryter dehydrerte emulsjonen av de destillerte residuene (150°, 200° og 250°C+) fullstendig ved begge temperaturene. Emulsjonen laget av det foto-oksiderte residuet mistet bare 10 % av vannet i løpet av 24 timers påvirkning av 500 ppm Alcopol O 60 % ved 13°C.

Kjemisk dispergerbarhet

Den vannfrie Gullfaks Sør oljen lot seg ikke dispergere ved 3°C i den lavenergetiske IFP testen. Den ga imidlertid 25% MNS effektivitet (høyenergetisk). Etter emulgering med vann økte dispergerbarheten med begge testmetodene ved 3°C. Den samme trenden ble observert ved 13°C, hvor effektiviteten var høyere enn ved 3°C.

6.2 Gullfaks Sør oljens forvitringsegenskaper relatert til beredskapen

Resultatene oppnådd gjennom laboratorietesting indikerer at kjemisk dispergering kan være en potensiell beredskapsmetode ved et søl av Gullfaks Sør oljen, dersom vind og bølgeaktivitet er tilstrekkelig. Det må imidlertid presiseres at denne studien er gjennomført på olje fra en brønn som ikke representerer “worst case”. I følge Statoil vil andre brønner på Gullfaks Sør feltet produsere ennå mere voksrige oljer enn denne.

Tidsvindu for kjemisk dispergering

Tidsvinduet for kjemisk dispergering kan være opp til 1 dag ved vintertemperatur og 3 dager ved sommertemperatur ved 10 m/s vindstyrke

Tidsvindu for mekanisk oppsamling

Nedre viskositetsgrense (1000 cP) for mekanisk oppsamling oppnås etter ca. 0.5 til 1 time ved 3°C og 1 til 2 timer forvitring på sjøen ved 13°C ved vindstyrke 10 m/s.

6.3 Sammenligning mellom Gullfaks Sør og Norne oljen

Den ferske Gullfaks Sør oljen testet i dette prosjektet, har et lavere stivnepunkt enn Norne oljen. Etter noen timer på sjøen vil stivnepunktet for disse to oljene bli mer likt. Meso-skala renne forsøkene viste at Norneoljen stivnet idet den nådde vannoverflata ved 3°C (Strøm-Kristiansen og Singsaas 1996). Det er sannsynlig at dette ikke vil skje ved et søl av Gullfaks Sør oljen pga. det lavere stivnepunktet. Dette indikerer igjen at emulgeringen vil få en mer “flying start” for Gullfaks Sør olje i forhold til Norne etter et søl på sjøen ved vintertemperatur.

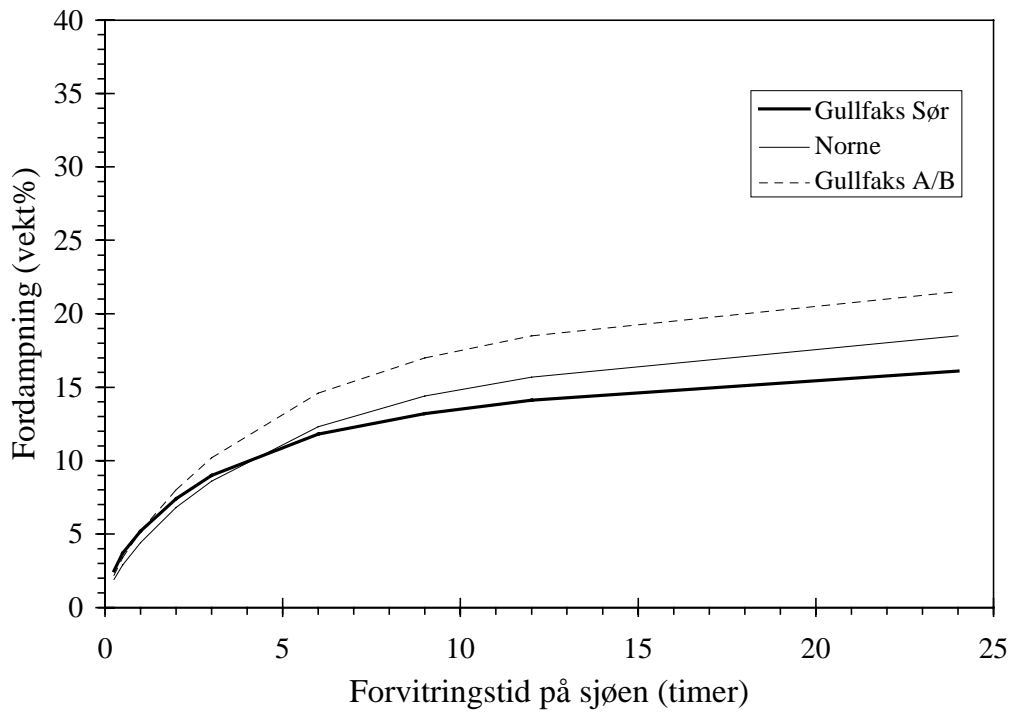
Gullfaks Sør og Norne har tilnærmet samme dispergerbarhetsgrenser. Det må imidlertid presiseres at denne batchen av Gullfaks Sør olje, ikke representerer “worst case”, og at Gullfaks Sør feltet vil produsere mere voksrige oljer (med høyere stivnepunkt) i framtida.

6.4 Predikerte egenskaper på sjøen for Gullfaks Sør oljen og andre råoljer

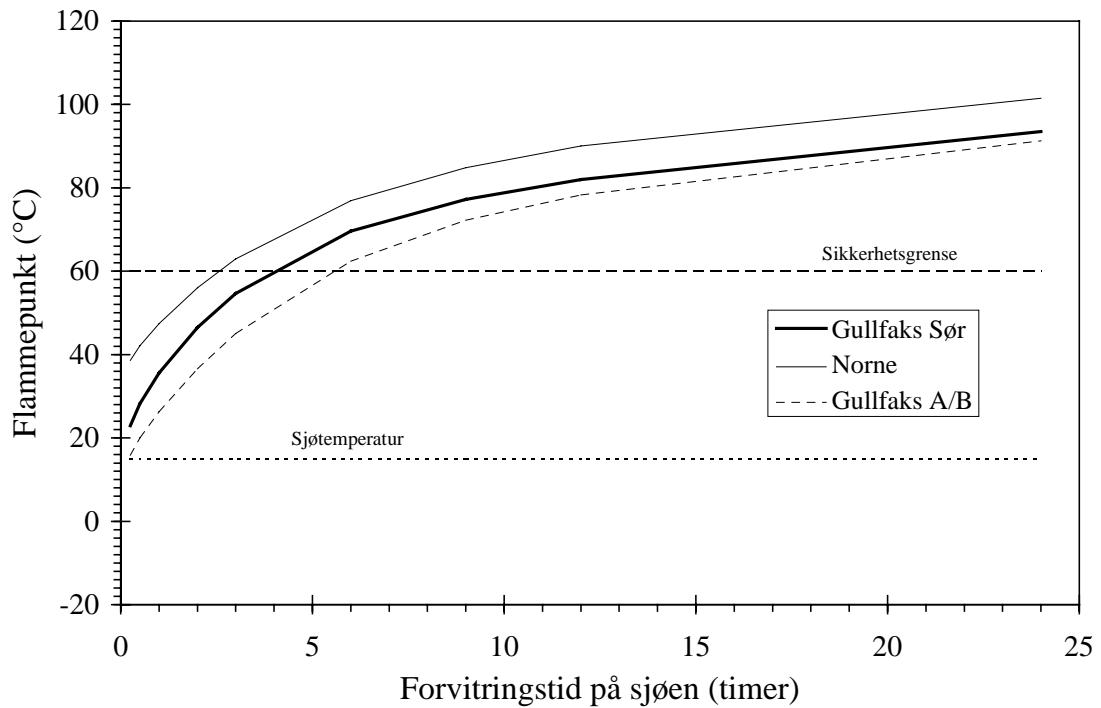
Figur 6.1 til 6.6 viser predikerte fordampningstap, flammepunkt, stivnepunkt, vannopptak, emulsjonsviskositet og tetthet for Gullfaks Sør oljen sammenlignet med Norne og Gullfaks A/B oljene. Dette er for å få et inntrykk av hvordan Gullfaks Sør oljen vil oppføre seg ved et søl på sjøen i forhold til disse.

6.5 Anbefalinger om videre arbeid

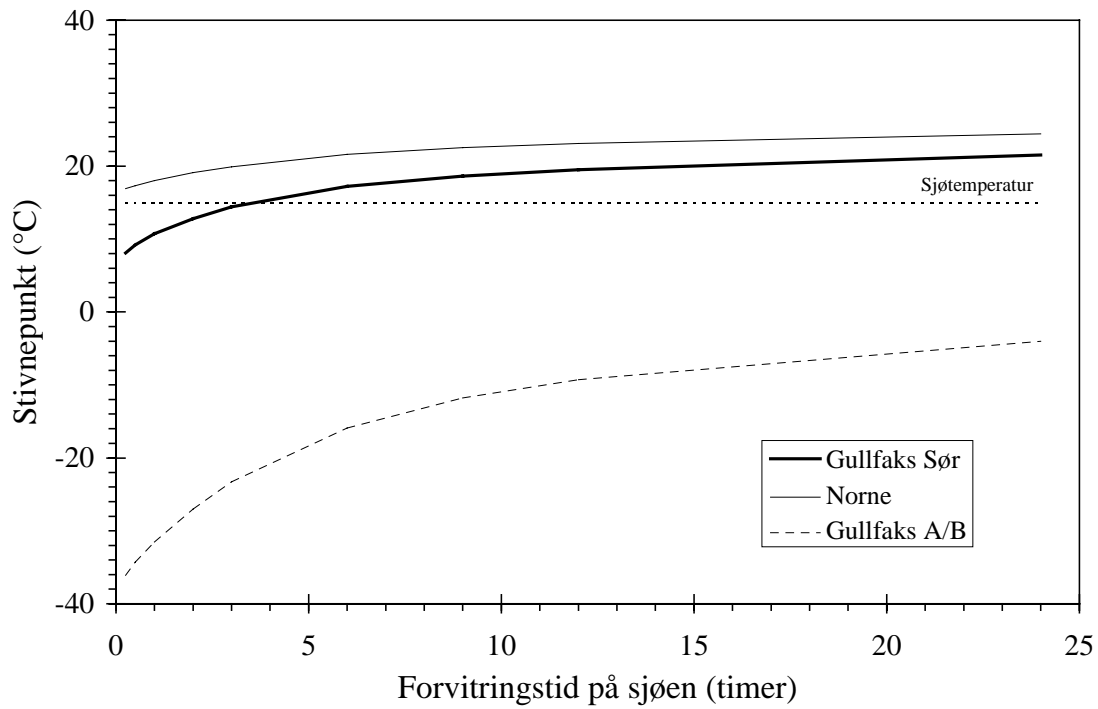
Oljen testet i dette prosjektet representerer ikke “worst case”; dvs. Gullfaks Sør feltet vil produsere brønner med mer problematisk olje (høyere voksinhold og stivnepunkt) enn denne. IKU ser det derfor som svært viktig at også enkelte av disse mer voksrige oljene blir analysert, om enn i en noe mindre studie enn oljebatchen testet i dette prosjektet. Dette vil gi Statoil et ennå bedre grunnlag for å evaluere optimal beredskapsstrategi for Gullfaks Sør feltet. Testing i IKU’s meso-skala renne, som for Norne oljen, vil gi verdifull tilleggsinformasjon også om Gullfaks Sør oljen.



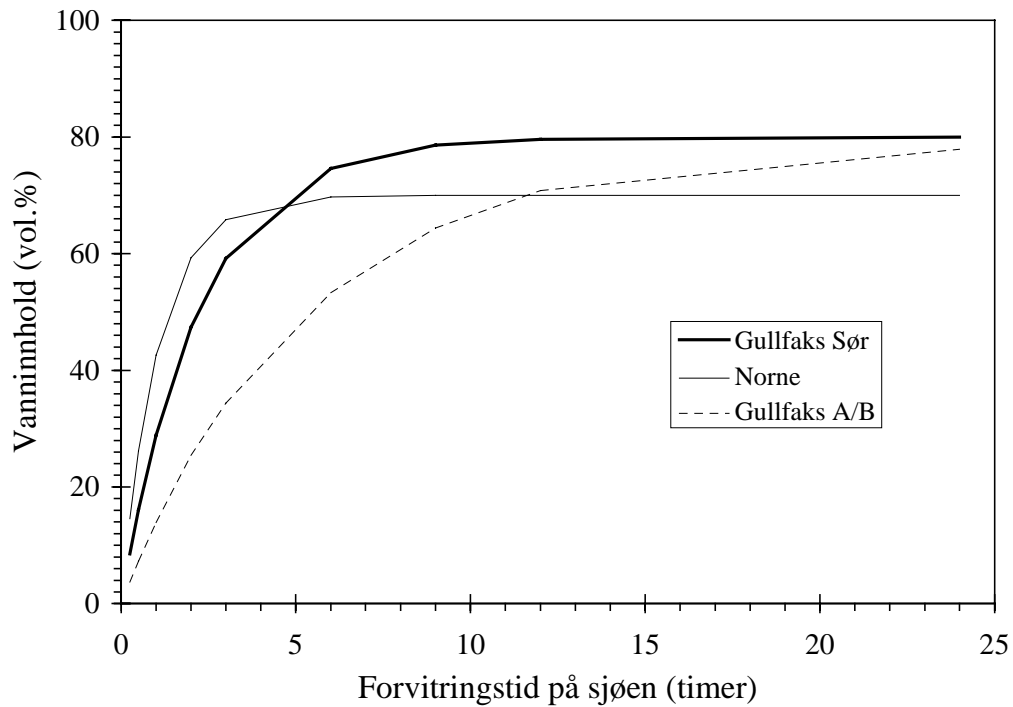
Figur 6.1 Fordampningsgrad som funksjon av tid på sjøen ved 5 m/s vind, 15 °C sjøtemperatur, og 20 til 2 mm filmtykkelse med halveringstid på 1 time.



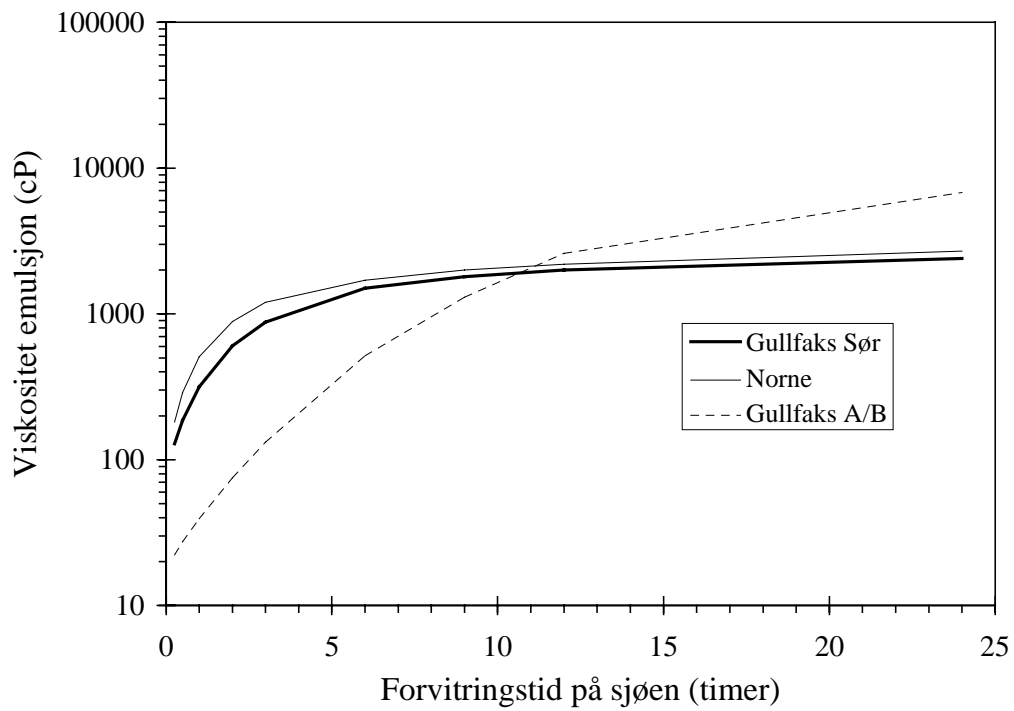
Figur 6.2 Flammepunkt som funksjon av tid på sjøen ved 5 m/s vind, 15 °C sjøtemperatur, og 20 til 2 mm filmtykkelse med halveringstid på 1 time.



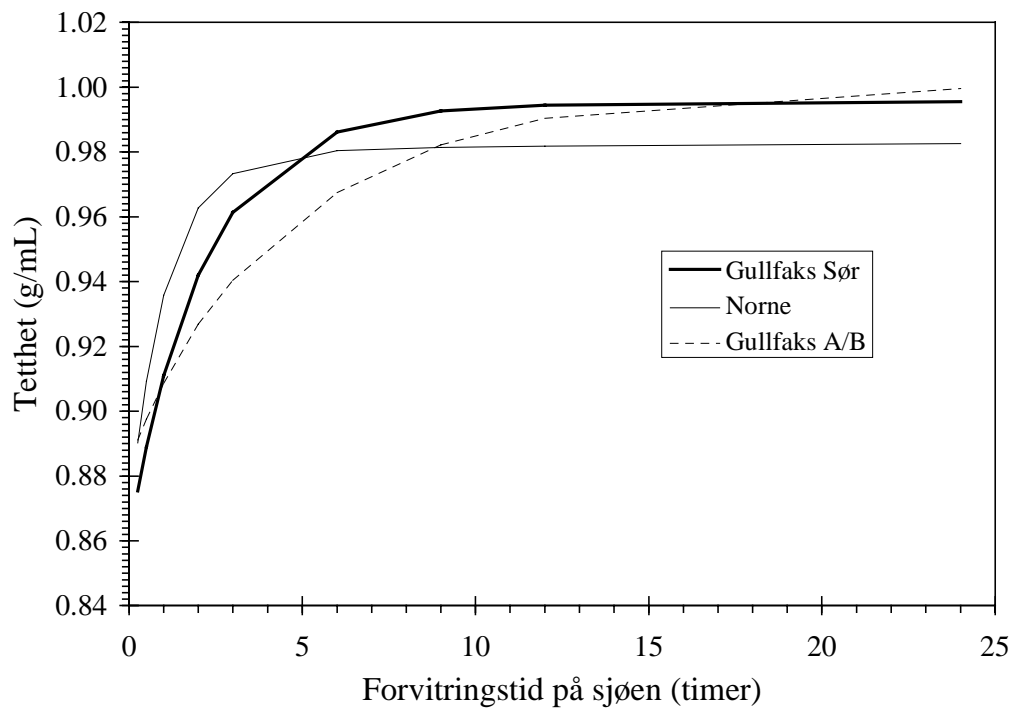
Figur 6.3 Stivnepunkt som funksjon av tid på sjøen ved 5 m/s vind, 15 °C sjøtemperatur, og 20 til 2 mm filmtykkelse med halveringstid på 1 time.



Figur 6.4 Vannopptak som funksjon av tid på sjøen ved 5 m/s vind, 15 °C sjøtemperatur, og 20 til 2 mm filmtykkelse med halveringstid på 1 time.



Figur 6.5 Emulsjonsviskositet som funksjon av tid på sjøen ved 5 m/s vind, 15 °C sjøtemperatur, og 20 til 2 mm filmtykkelse med halveringstid på 1 time.



Figur 6.6 Tettthet av emulsjon som funksjon av tid på sjøen ved 5 m/s vind, 15 °C sjøtemperatur, og 20 til 2 mm filmtykkelse med halveringstid på 1 time.

7. Referanser

- AAMO O.M., REED M., DALING P.S., JOHANSEN O. 1993. A laboratory-based weathering model: PC version for coupling to transport models. *In* Proceedings of the 16th AMOP seminar, Environment Canada.
- ALMÅS, I.K., KNUDSEN, O.Ø., DALING, P.S. 1994. Weathering properties of the Draugen crude oil at sea. IKU-report no. 41.5113.00/01/94, 89 p.
- BECH, C., SVEUM, P. and BUIST, I. 1992. *In-situ* burning of emulsions: The effect of varying water content and degree of evaporation. *In*: Proceedings of the 15th AMOP Technical Seminar, June 10-12, Edmonton, Alberta, Canada, pp. 547-559.
- BOCARD, C., CASTAING, C. G. and GATELLIER, C. 1984. Chemical oil dispersion in trials at sea and in laboratory tests: The key role of the dilution process. *In*: Oil spill chemical dispersants: Research Experience and recommendations, ASTM STP 840. (T. E. Allen, ed), Philadelphia, USA, pp. 125-142.
- BRANDVIK P.J., DALING P.S. and AARESKJOLD K. 1990. Chemical dispersability testing of fresh and weathered oils - an extended study with eight oil types IKU-report no. 02.0786/12/90.
- BRANDVIK P.J. og DALING P.S. 1991. Veslefrikk-oljens forvitringsegenskaper på sjøen. - En håndbok for Statoil. IKU rapport no. 91.051, 50 p.
- BRANDVIK, P.J., STRØM-KRISTIANSEN, T., LEWIS, A., DALING, P.S., REED, M. and RYE, H. 1995: Summary report from the NOFO 1995 Oil-on-Water Exercise. (1) Testing of Field Dispersant Application by a SOKAF 3000 Helicopter Bucket and with a Clearspray System from Boat. (2) Underwater Release of the Troll crude from 107 meters Depth simulating a Pipeline Leakage. IKU report 41.5141.00/01/95, 53 p.
- BUIST, I.A, and POTTER, S.G. 1987: Oil submergence. Spill Techn. newsletter, Vol. 12(3).
- DALING, P.S., ALMÅS, I.K. 1988. Description of Laboratory Methods in Part 1 in DIWO-project - a technical report (DIWO-report no.2, IKU, Sintef-gruppen).
- DALING, P.S., BRANDVIK, P.J., ALMÅS, I.K., 1989: Weathering of surface oil - experimental oil spill at Haltenbanken 1989. IKU rapport no. 22.1934.00/03/89, 23 p.
- DALING, P.S., BRANDVIK, P.J., MACKAY, D. and JOHANSEN, Ø. 1990. Characterisation of crude oils for environmental purposes. Paper at the 13th AMOP seminar, Edmonton, Canada 1990. DIWO-report no. 8. IKU report 02.0786.00/08/90. 22 p. Open.
- FOH 1984: Oljers skjebne og effekter i havet. Avslutningsrapport. Miljøverdepartementet.
- HOKSTAD, J.N., DALING, P.S., LEWIS, A and KRISTIANSEN, T.S. 1993. Methodology for Testing Water-in-Oil Emulsions and Demulsifiers. Description of Laboratory Procedures.
- ITOPF 1986. Fate of Marine Oil Spills. Technical information paper no. 11/86. The International Tankers Owners Pollution Federation Ltd., London, England.
- JOHANSEN, Ø. 1991. Numerical modelling of physical properties of weathered North Sea crude oils. DIWO-report no. 15. IKU-report 02.0786.00/15/91. Open.
- LEWIS, A., DALING, P.S., STRØM-KRISTIANSEN, T.S., SINGSAAS, I., FIOCCO, B. and NORDVIK, A. 1994. Chemical Dispersion of Oil and Water-in-Oil Emulsions - A comparison of Bench Scale Test Methods and Dispersant Treatment in Meso-Scale Flume. Paper at the 17th AMOP seminar, June 8-10, Vancouver, Canada, pp. 979-1010.
- LEWIS, A., STRØM-KRISTIANSEN, T., BRANDVIK, P.J., DALING, P.S., JENSEN, H., DURELL, G., 1995: Dispersant Trials - NOFO Exercise June 6th-9th, 1994 - Main Report. IKU report no. 22.2050.00/14/95.

- LICHTENTHALER, R.G and DALING, P.S. 1985. Aerial Application Of Dispersants - Comparison of slick behaviour of chemically treated versus non-treated slicks. Oil Spill Conference, February 25-28, Los Angeles, California, U.S., pp. 471-478.
- MACKAY, D., BUIST, I., MASCARENHAS, R. and PATERSON, S. 1980. "Oil Spill Processes and Models". Report EE-8, Environment Canada, Ottawa, Ontario.
- MACKAY, D. and SZETO, F. 1980. Effectiveness of oil spill dispersants - development of a laboratory method and results for selected commercial products. Institute of Environmental Studies, University of Toronto, Publ. no. EE-16.
- MACKAY, D. and ZAGORSKY, W. 1982. "Studies of W/o Emulsions". Report EE-34: Environment Canada, Ottawa, Ontario.
- McDONAGH, M. and J.N. HOKSTAD. 1993. Standard procedure for viscosity measurement of water-in-oil emulsions, draft 1.10.93, Warren Spring Laboratory.
- NORDVIK, A.B., DALING, P. and ENGELHARDT, F.R. 1992. Problems in the interpretation of spill response technology studies. Iu: Proceedings of the 15th AMOP Technical Seminar, June 10-12, Edmonton, Alberta, Canada, pp. 211-217.
- REED, M., AAMO, O.M. and DALING, P.S. 1995. Quantitative Analysis of Alternative Oil Spill Response Strategies using OSCAR. Spill Science and Technology Bulletin, Vol. 2, No. 1, pp 67-74.
- SINGSAAS, I., DALING, P.S., and JENSEN, H. 1993. Meso-scale laboratory weathering of oils. IKU Report 22.2042.00/04/93, 81 p.
- SINGSAAS, I. and DALING, P.S. 1993. Weathering properties of selected crude oils and oil products at sea. A report for Esso Norge a.s. IKU Report 22.2041.00/01/93. ESCOST report no. 3. 197 p.
- SINGSAAS, I., STRØM-KRISTIANSEN, T. and BRANDVIK, P.J. 1993-a. Weathering of oils under Arctic conditions. IKU report 22.2030.00/23/93. DIWO report no. 23. Draft version. 74 p. Restricted.
- SPEIGHT J.G. 1980. The chemistry and technology of petroleum. Corporate Research Laboratories, Exxon Research and Engineering Company Linden, New Jersey, 81-88.
- STIVER, W. and D. MACKAY. 1984. Evaporation rate of spills of hydrocarbons and petroleum mixtures. Environ, Sci. Technol., vol. 18 (11), pp. 834-840.
- STRØM-KRISTIANSEN, T., P.S., DALING, LEWIS, A. and NORDVIK, A.B. 1993. Weathering Properties and Chemical Dispersability of Crude oils Transported in US Waters. IKU Report no. 22.2142.00/01/94. Marine Spill Response Corporation. Washington D.C. MSRC Technical Report Series 93-032, 214p.
- STRØM-KRISTIANSEN, T.S og SINGSAAS, I. 1996. Forvitringsegenskaper på sjøen og kjemisk dispergerbarhet for Norne råolje. Draft rapport, 98 p.

Vedlegg A

Fysikalsk kjemiske egenskaper

Tabell A1: Fysiske variable for forskjellige råoljekvaliteter.

Olje	Kokepunkt (°C)	Fordampet (Vol.%)	Residue (Vekt% toppet)	Tetthet (g/mL 15.5°C)	Flamme-punkt (°C)	Stivnepunkt (°C)	Viskositet (cP, 3°C) 100 (450) s ⁻¹	Viskositet (cP, 13°C) 100 (450) s ⁻¹	Grenseff. spenning (mN/m)
GULLFAKS SØR									
Fersk									
150°C+	202	0	100	0.856	-	3	520 (162)	66	12
200°C+	256	7	94	0.868	38	14	505 (238)	188	20
250°C+	301	15	87	0.876	79	21	4869 (727)	769 (255)	23
20.h.ph.ox(250°C+)	-	23	79	0.881	121	24	8753 (2184)	2703 (555)	20
		-	-	0.877	139	24	4486 (1406)	799	3
NORNE									
Fersk									
150°C+	196	0	100	0.864	-	15	337*	117	10.2
200°C+	260	7	94	0.873	53	21	889 (242)*	127	12.1
250°C+	302	17	84	0.881	92	21	1283 (555)*	233	10.4
20.h.ph.ox(250°C+)	-	24	78	0.887	116	27	2090 (666)*	2400 (735)*	8.6
		-	-	0.884	110	27	4768 (772)*	1126*●	3.2
GULLFAKS A / B									
Fersk									
150°C+	190	-	-	0.882	-	<-30	-	20	13
200°C+	245	8	93	0.893	32	-30	-	33	13
250°C+	295	18	84	0.905	71	-9	-	72	15
20.h.ph.ox(250°C+)	-	28	75	0.914	106	0	-	240	17
		-	-	0.916	-	-9	-	280	1.1

-: Ikke utført

*: Svært problematisk viskositetsmåling. Prøvene var stive ved testtemperatur. 250°C+ residuet "slapp målekoppen" under måling ved 3°C (konsentrisk sylindermålesystem).

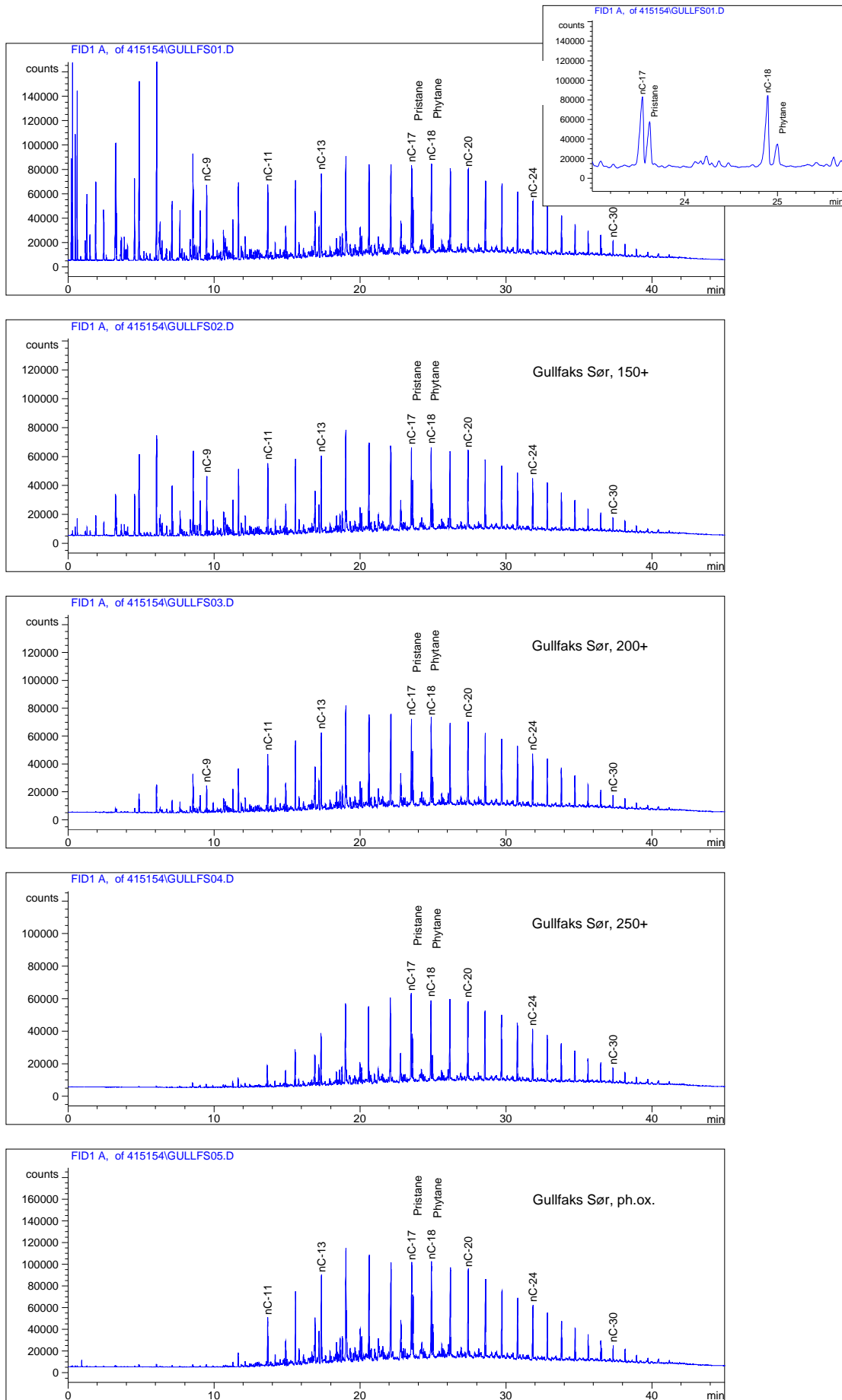
●: Målt ved 10 s⁻¹.

Tabell A2: Kjemiske variable for forskjellige råoljer.

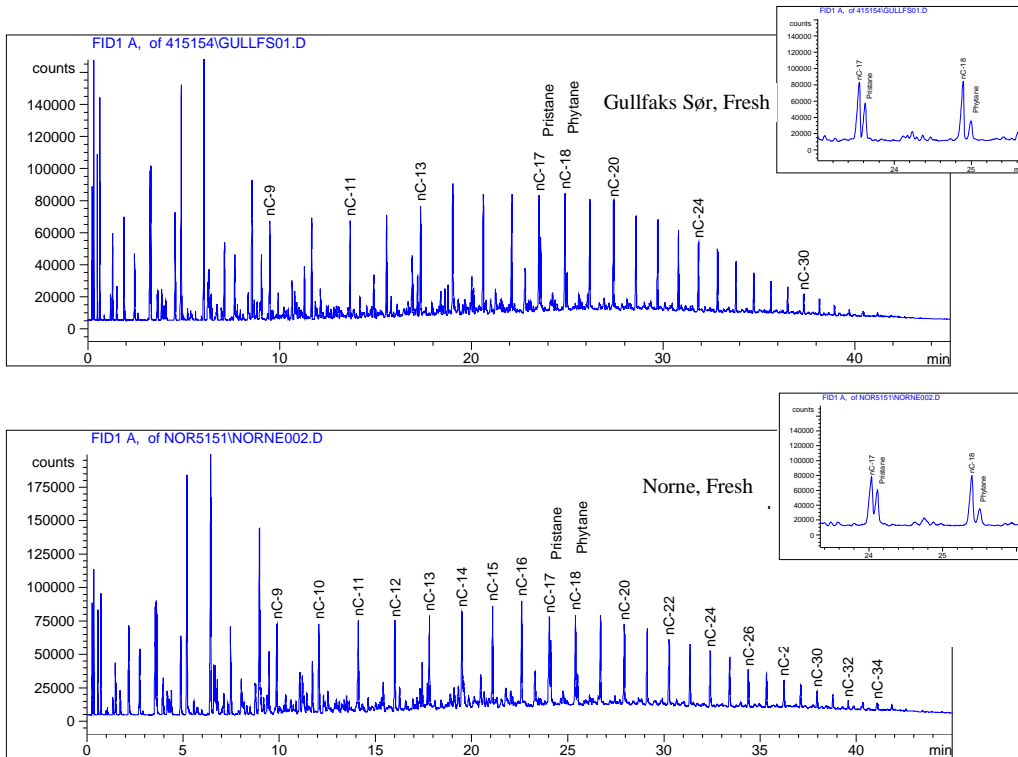
Olje	Mettede ¹⁾	Aromater ¹⁾	Polare A ¹⁾ (resiner) (vekt %)	Polare B ¹⁾ (asfaltener) (vekt %)	Asfaltener ²⁾		Voks ³⁾ (vekt %)
					“hard” (vekt %)	“soft” (vekt %)	
GULLFAKS SØR							
Fersk	-	-	-	-	0.3	0.4	9.4
150°C+	-	-	-	-	0.3	0.4	9.9
200°C+	-	-	-	-	0.4	0.4	10.8
250°C+	67.9	30.4	1.7	0.1	0.4	0.5	11.8
20.h.ph.ox(250°C+)	68.6	27.4	3.8	0.2	0.6	0.8	14.8
NORNE							
Fersk	-	-	-	-	0.2	0.5	8.4
150°C+	-	-	-	-	0.2	0.5	8.9
200°C+	-	-	-	-	0.2	0.5	9.7
250°C+	70.4	26.3	2.7	0.7	0.2	0.6	10.8
20.h.ph.ox(250°C+)	66.1	28.7	4.4	0.8	0.3	0.8	10.8
GULLFAKS A / B							
Fersk	-	-	-	-	0.1	0.5	1.6
150°C+	-	-	-	-	0.1	0.5	1.7
200°C+	-	-	-	-	0.1	0.6	1.9
250°C+	39	53	7	0.8	0.1	0.7	2.1
20.h.ph.ox(250°C+)	40	43	16	1.8	0.2	1.1	2.1

-: Ikke utført

- 1) Kvantifisert med Introscan TLC (thin layer chromatography) / FID (flame ionization detector).
 2) Asfalteninnholdet for fersk, 150°C+ og 200°C+ er beregnet ut fra mengden i 250°C+ og fordampingsgraden.
 3) Voksinholdet for fersk, 150°C+ og 200°C+ er beregnet ut fra mengden i 250°C+ og fordampingsgraden.



Figur A1 Gass kromatogram av fersk, destillert (150°, 200° og 250°C+) og foto-oksidert Gullfaks Sør olje. Området for n-C₁₇, Pristan (Pr.), n-C₁₈ og Phytan (Ph.) av den ferske oljen er ekspandert. UCM er Useparert, Komplekst Materiale.



Figur A2 Gass kromatogram av ferske norske oljer. Området for $n\text{-C}_{17}$, Pristan (Pr.), $n\text{-C}_{18}$ og Phytan (Ph.) er ekspandert. UCM er Useparert, Komplekst Materiale.

Figur A3 *Kromatogram av 250°C+ og 20 timer foto-oksidert residue av Gullfaks Sør oljen analysert ved Iatroscan, TLC (thin layer chromatography) / FID (flame ionization detector).*

Vedlegg B

Emulgerende egenskaper og effekt av emulsjonsbryter

Definisjon av symboler

rpm: rotasjoner (omdreininger) per minutt

a) Dannelse og egenskaper til vann-i-olje emulsjoner

$t_{0,5}$ Uttrykker relativ vannemulgerings-hastighet for en olje; d.v.s. tiden som trengs for å emulgere halvparten av maksimalt vanninnhold (i vol.%).
WOR Volumetrisk vann-til-olje forhold i emulsjonen.
WOR_{max} Maksimalt volumetrisk vann-til-olje forhold i emulsjonene målt etter 24 timer rotasjonstid.

Stabilitet til en vann-i-olje emulsjon

En emulsjon er definert som totalt stabil hvis ikke noe vann er separert fra gjennom en 24 timers settleperiode (ingen dehydrering). Stabiliteten er dermed uttrykt gjennom volumetrisk dehydrering (D, se definisjon nedenfor) av emulsjonen.

$$D: \text{Fraksjonell dehydrering av emulsjon. } D = \frac{WOR_{ref} - WOR_{24t}}{WOR_{ref}}$$

D = 1 er en totalt ustabil emulsjon

D = 0 er en totalt stabil emulsjon

D_{24t} Dehydrering av emulsjonen etter 24 timers settling.

b) Bryting av vann-i-olje emulsjoner ved bruk av emulsjonsbryter:

WOR: Volumetrisk vann-til-olje forhold i emulsjonen.
WOR_{ref}: Volumetrisk vann-til-olje forhold i emulsjonen etter 24 timers rotering.
WOR_{24t}: Volumetrisk vann-til-olje forhold i emulsjonen etter 24 timers rotering + 24 timers settling.

$$D: \text{Fraksjonell dehydrering av emulsjon. } D = \frac{WOR_{ref} - WOR_x}{WOR_{ref}}$$

hvor x er antall timers påvirkning av emulsjonsbryter før avlesning.

D = 1 er en totalt brutt emulsjon

D = 0 er en totalt stabil emulsjon

D_{24t} Dehydrering oppnådd etter behandling med emulsjonsbryter og 24 timers settling.

Tabell B1-A Vanninnhold ved forskjellig rotasjonstid (30 rpm i 0.5 L sylindriske skilletrakter) for fordampede residue av Gullfaks Sør oljen ved 3°C. Kinetikken, uttrykt som $t_{0.5}$ - verdier (timer), er listet.

Miksetid (timer)	150°C+ (vol.% vann)	200°C+ (vol.% vann)	250°C+ (vol.% vann)	Foto-oksideret (vol.% vann)
0	0	0	0	0
0.08	-	-	-	-
0.17	62	0	0	0
0.25	-	-	-	-
0.50	-	-	-	-
1	81	66	32	65
2	82	72	58	71
4	81	70	63	71
6	-	-	-	-
8	81	70	68	72
24	84	74	69	72
$t_{0.5}$ (timer)	0.09	0.47	0.97	0.46

∴ Verdi mangler

Tabell B1-B Vanninnhold ved forskjellig rotasjonstid (30 rpm i 0.5 L sylindriske skilletrakter) for fordampede residue av Gullfaks Sør oljen ved 13°C. Kinetikken, uttrykt som $t_{0.5}$ - verdier (timer), er listet.

Miksetid (timer)	150°C+ (vol.% vann)	200°C+ (vol.% vann)	250°C+ (vol.% vann)	Foto-oksideret (vol.% vann)
0	0	0	0	0
0.08	87	59	0	48
0.17	87	77	34	76
0.25	87	81	48	81
0.50	87	84	66	84
1	87	87	67	84
2	87	87	67	84
4	87	87	67	84
6	87	87	74	83
8	87	87	74	82
24	87	87	77	83
$t_{0.5}$ (timer)	0.01	0.04	0.18	0.04

Tabell B2-A Stabilitet av emulsjon (ingen: uten emulsjonsbryter) dannet av Gullfaks Sør oljen og effektivitet av emulsjonsbryter Alcopol O 60 % (500 og 2000 ppm relativt til oljevolumet) etter 24 timers påvirkning (D_{24t}, se Definisjon av symboler) ved 3°C.

Residue	Emulsjonsbryter	Referanse		Etter 24 timer		Dehydrering, D _{24t}
		WOR	Vol.%	WOR	Vol.%	
150°C+	Ingen	5.45	84	1.50	60	0.72
200°C+	Ingen	2.96	74	1.17	54	0.61
250°C+	Ingen	2.19	69	0.83	45	0.62
Ph.ox.	Ingen	2.60	72	2.60	72	0.00
150°C+	Alc. O 60 % 500 ppm	5.45	84	0.17	14	0.97
200°C+	Alc. O 60 % 500 ppm	2.96	74	0.17	14	0.94
250°C+	Alc. O 60 % 500 ppm	2.19	69	0.00	0	1.00
Ph.ox.	Alc. O 60 % 500 ppm	2.60	72	0.50	33	0.81
150°C+	Alc. O 60 % 2000 ppm	5.45	84	0.00	0	1.00
200°C+	Alc. O 60 % 2000 ppm	2.96	74	0.00	0	1.00
250°C+	Alc. O 60 % 2000 ppm	2.19	69	0.00	0	1.00
Ph.ox.	Alc. O 60 % 2000 ppm	2.60	72	0.33	25	0.87

Tabell B2-B Stabilitet av emulsjon (ingen: uten emulsjonsbryter) dannet av Gullfaks Sør oljen og effektivitet av emulsjonsbryter Alcopol O 60 % (500 og 2000 ppm relativt til oljevolumet) etter 24 timers påvirkning (D_{24t}, se Definisjon av symboler foran) ved 13°C.

Residue	Emulsjonsbryter	Referanse		Etter 24 timer		Dehydrering, D _{24t}
		WOR	Vol.%	WOR	Vol.%	
150°C+	Ingen	6.70	87	1.00	50	0.85
200°C+	Ingen	6.70	87	1.83	65	0.73
250°C+	Ingen	3.33	77	1.23	55	0.63
Ph.ox.	Ingen	4.79	83	4.79	83	0.00
150°C+	Alc. O 60 % 500 ppm	6.70	87	0.17	14	0.98
200°C+	Alc. O 60 % 500 ppm	6.70	87	0.27	21	0.96
250°C+	Alc. O 60 % 500 ppm	3.33	77	0.13	12	0.96
Ph.ox.	Alc. O 60 % 500 ppm	4.79	83	4.33	81	0.10
150°C+	Alc. O 60 % 2000 ppm	6.70	87	0.07	6	0.99
200°C+	Alc. O 60 % 2000 ppm	6.70	87	0.13	12	0.98
250°C+	Alc. O 60 % 2000 ppm	3.33	77	0.07	6	0.98
Ph.ox.	Alc. O 60 % 2000 ppm	4.79	83	0.67	40	0.86

Vedlegg C

Resultater kjemisk dispergerbarhet

Tabell C1 Kjemisk dispergerbarhet oppnådd ved IFP og MNS testen på Gullfaks Sør oljen, dens forskjellige vannfri residue og emulsjoner ved 3°C. Viskositeten er målt ved skjær-hastighet 450 s⁻¹ for vannfri residue og skjær-hastighet 10 s⁻¹ for emulsjonene.

Test metode	Dispergerings-middel	Residue	Vanninnhold (vol.% vann)	Viskositet (cP)	Effektivitet IFP (%)	Effektivitet MNS (%)
IFP	Corexit 9500	Fersk	0	162	-	25
IFP	Corexit 9500	150°C+	0	238	-	1
IFP	Corexit 9500	200°C+	0	727	-	-
IFP	Corexit 9500	250°C+	0	2184	-	-
IFP	Corexit 9500	Ph.ox.	0	1406	-	-
IFP	Corexit 9500	150°C+	50	1883	5	36
IFP	Corexit 9500	200°C+	50	7396	8	26
IFP	Corexit 9500	250°C+	50	8674	-	25
IFP	Corexit 9500	Ph.ox.	50	13093	-	6
IFP	Corexit 9500	150°C+	75	1540*	-	-
IFP	Corexit 9500	200°C+	75	-	-	-
IFP	Corexit 9500	250°C+	75	-	-	-
IFP	Corexit 9500	Ph.ox.	75	-	-	-
IFP	Corexit 9500	150°C+	84	2290	8	33
IFP	Corexit 9500	200°C+	74	6230	-	17
IFP	Corexit 9500	250°C+	69	9877	-	5
IFP	Corexit 9500	Ph.ox.	72	22207	-	3

-: Verdi mangler
*.: Usikker måling

Tabell C2 *Kjemisk dispergerbarhet oppnådd ved IFP og MNS testen på Gullfaks Sør oljen, dens forskjellige vannfri residue og emulsjoner ved 13°C. Viskositeten er målt ved skjær-hastighet 100 s⁻¹ for vannfri residue og skjær-hastighet 10 s⁻¹ for emulsjonene.*

Test metode	Dispergerings-middel	Residue	Vanninnhold (vol.% vann)	Viskositet (cP)	Effektivitet IFP (%)	Effektivitet MNS (%)
IFP	Corexit 9500	Fersk	0	66	58	71
IFP	Corexit 9500	150°C+	0	188	3	23
IFP	Corexit 9500	200°C+	0	255*	-	1
IFP	Corexit 9500	250°C+	0	555*	-	-
IFP	Corexit 9500	Ph.ox.	0	799	-	-
IFP	Corexit 9500	150°C+	50	1064	16	60
IFP	Corexit 9500	200°C+	50	1417	7	48
IFP	Corexit 9500	250°C+	50	2164	5	36
IFP	Corexit 9500	Ph.ox.	50	-	6	31
IFP	Corexit 9500	150°C+	75	1572	23	46
IFP	Corexit 9500	200°C+	75	2106	9	38
IFP	Corexit 9500	250°C+	75	3328	9	32
IFP	Corexit 9500	Ph.ox.	75	5498	10	15
IFP	Corexit 9500	150°C+	87	1509	-	86**
IFP	Corexit 9500	200°C+	87	1648	-	79**
IFP	Corexit 9500	250°C+	77	2712	9	39
IFP	Corexit 9500	Ph.ox.	83	6846	6	12

-: Verdi mangler
 *: Målt ved skjær-hastighet 450 s⁻¹.
 **: V/o emulsjonen sprakk. Svært usikre resultater.

Vedlegg D

Inputdata til IKUs Olje Forvittrings Modell

Tabell D1 *Input data til IKUs Olje Forvittrings Modell for prediksjoner av Gullfaks Sør oljen's forvittringsegenskaper på sjøen.*

Oil type: Gullfaks Sør (IKU id. H3880)
Data source: IKU Petroleum Research
Geographical area: Norskehavet

Crude Assay data:

Gravity (°API)	-
Specific Gravity (60 F/60 F)	0.8582
Density correction factor	-
Total Sulfur (wt. %)	0.14
Mercaptan Sulfur (ppm wt.)	-
Total Nitrogen (wt. %)	-
Pour Point (°C)	15
Reference temperature #1 (°C)	13
Viscosity at ref. temp.#1 (cP)	66
Reference temperature #2 (°C)	-
Viscosity at ref. temp.#2 (cP)	-
Vanadium (ppm wt.)	-
Nickel (ppm wt.)	-
Conradson Carbon (wt. %)	-
Asphaltenes (wt. %)	-
n-Pentane Insolubles (wt. %)	-
Reid Vapor Pressure (psia)	-
Flash Point (°C)	-
Hydrogen Sulfide (ppm wt.)	-
Neutralization Num.(mg KOH/g)	-
Bottom Water & Sediment (LV %)	-
Ash Content (wt. %)	-
Salt as NaCl (lbs/1000 bbls)	-
Wax Content (wt. %)	-
Dispersable for visc.<	200
Not dispersable for visc. >	5000
Reference temperature #3 (°C)	-
Reference temperature #4 (°C)	-
Maximum water uptake (vol.%)	80

Tabell D1 *Input data til IKUs Olje Forvittrings Modell for prediksjoner av Gullfaks Sør oljen's forvittringsegenskaper på sjøen.*

Boiling point curve

Temp.(°C)	Volume(%)
60	3.09
65	3.11
90	5.03
150	12.14
190	16.3
205	16.3
250	25.71
320	43.37
375	57.38
420	69.18
525	87.82
565	94.33

Lab weathering data:

Property	Fresh	150°C+	200°C +	250°C +
Boiling temp. (°C)	-	202	256	301
Volume topped (%)	0	7	15	23
Residue (wt. %)	100	94	87	79
Specific gravity (g/l)	0.856	0.868	0.876	0.881
Pour point (°C)	3	14	21	24
Flash point (°C)	10	38	79	121
Viscosity at 13°C (cP)	66	188	255	555
Viscosity of 50% emulsion (cP)	-	1064	1417	2164
Viscosity of 75% emulsion (cP)	-	1572	2106	3328
Viscosity of max water (cP)	-	1509	1648	2712
Max. water content (vol.%)	-	87	87	77
Halftime for water uptake (hours)	-	0.01	0.04	0.18
*Stability ratio WOR ₂ /WOR ₁	-	0.15	0.27	0.37

*: $(WOR_2/WOR_1) = 1.0 - D$