

# Granskingsrapport

UPN

Intern ulykkesgransking

## Veslefrikk Lekkasje fra injeksjonsbrønn

---

<b>Klassifisering:</b>	Intern	<b>Status:</b>	Endelig
<b>Rapportnr.:</b>		<b>Dato:</b>	11.02.2010
<b>Utløpsdato:</b>		<b>Synergi nr.:</b>	1119154

---

### Kortfattet saksbeskrivelse:

Denne rapporten gir en beskrivelse av hendelsen på Veslefrikk 05.11.09. Det ble avdekket en grop på havbunnen som har sammenheng med kaksinjeksjon i brønn 30/3-A-23 A. Granskingen har ikke kunne fastslå noen entydig utløsende årsak. Mest sannsynlig utløsende årsak er en kombinasjon av dårlig sement og stor avstand mellom injeksjonspunktet og Utsiraformasjonen (targetsonen). Noen viktige bakenforliggende årsaker er mangelfull risikoforståelse og mangelfull design. Rapporten anbefaler tiltak for ta lærdom av hendelsen og unngå tilsvarende hendelser.

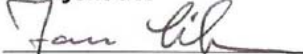
---

### Granskingsgruppe:

Jonas Eriksen	Granskingsleder	EPN – D&W - HSE
Heidi Sandberg	Tilrettelegger	EPN – D&W - HSE
Atle Brendsdal	Fagspesialist	TNE – SST – RGG - GRC
Jamie Stuart Andrews	Fagspesialist	TNE – SST – DT - RM
Frode Uriansrud	Overoperasjons Geolog	TNE – SST - GEOP
Jan Magne Kaland	ATM/HVO	EPN - ONS – MAS - HVF

---

### Godkjent av:

  
Jonas Eriksen

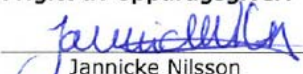
Granskingsleder

EPN – D&W - HSE

11.02.2010  
Dato

---

### Frigitt av oppdragsgiver:

  
Jannicke Nilsson

Senior Vice President Drift  
Nordsjøen

EPN - ONS

11.02.2010  
Dato



## Innholdsfortegnelse

<b>1</b>	<b>Sammendrag.....</b>	<b>3</b>
1.1	Hendelsen .....	3
1.2	Konsekvenser.....	3
1.3	Årsaker.....	4
1.4	Tiltak.....	5
<b>2</b>	<b>Mandat for granskingen.....</b>	<b>7</b>
2.1	Oppdragsgiver.....	7
2.2	Mandat .....	7
2.3	Deltakere i granskingsgruppen .....	8
2.4	Granskingsarbeidet .....	8
<b>3</b>	<b>Bakgrunnsinformasjon.....</b>	<b>9</b>
<b>4</b>	<b>Hendelsen.....</b>	<b>13</b>
4.1	Hendelsesforløpet .....	13
4.2	Tilsvarende hendelser .....	18
<b>5</b>	<b>Konsekvenser .....</b>	<b>20</b>
5.1	Faktiske konsekvenser .....	20
5.2	Potensielle konsekvenser .....	22
5.3	Klassifisering av hendelsen.....	23
<b>6</b>	<b>Årsaker .....</b>	<b>24</b>
6.1	Utløsende årsaker.....	24
6.2	Bakenforliggende årsaker .....	41
6.3	Barrierer og avvik .....	45
6.4	Ledelse og styring.....	47
<b>7</b>	<b>Varsling og Beredskap.....</b>	<b>48</b>
<b>8</b>	<b>Andre forhold.....</b>	<b>48</b>
<b>9</b>	<b>Tiltak .....</b>	<b>49</b>
9.1	Tiltak på kort sikt.....	50
9.2	Tiltak på lengre sikt .....	50
<b>10</b>	<b>Forkortelser og begreper.....</b>	<b>52</b>
<b>11</b>	<b>Referanser.....</b>	<b>55</b>
<b>App A</b>	<b>MTO-diagram .....</b>	<b>56</b>
<b>App B</b>	<b>English summary .....</b>	<b>60</b>
<b>App C</b>	<b>Melding til Ptil.....</b>	<b>64</b>
<b>App D</b>	<b>Oppsummering av gropene.....</b>	<b>65</b>
<b>App E</b>	<b>Estimering av utslippsmengde olje/kjemikalier.....</b>	<b>66</b>
<b>App F</b>	<b>Rapport: Vurdering av oljeutskilling og prøvetaking.....</b>	<b>70</b>



## 1 Sammendrag

Hensikten med arbeidet som er dokumentert i denne rapporten er å forebygge tilsvarende hendelser i fremtiden og læring for å oppnå en generell forbedring av HMS-nivået i selskapet. Granskingsarbeidet er basert på granskingsgruppens vurdering av tilgjengelig kunnskap og informasjon.

### 1.1 Hendelsen

Den 05.11.09 ble det bekreftet en grop ved Veslefrikk A plattformens legg C3 i forbindelse med årlig ROV inspeksjon av strukturen på Veslefrikk A. På grunn av indikasjoner av olje/gass i gropen ble reservoarinjektorene stengt ned sekvensielt. Produksjon i 30/3-A-23 A ble også stengt. Ingen endring i aktivitet ble observert i gropen og man konkluderte at gropen kun hadde sammenheng med kaksinjeksjon i brønn 30/3-A-23 A. Siste injeksjon i brønnen var natt til 05.11.09.

Det ble umiddelbart satt ned en bredt faglig Task Force gruppe for å undersøke årsaken til gropen nærmere. Gropen ble kontinuerlig overvåket vha. ROV. Havbunnskartlegging samt strukturberegninger ble iverksatt. Skriftlig melding ble sendt til Ptil om kvelden 05.11.09. Havbunnskartleggingen avdekket flere groper rundt Veslefrikk. Observasjoner av skjell i mange groper indikerer at dette er eldre groper forårsaket av grunn-gass (naturlig). To groper viste tegn til aktivitet som kan knyttes til injeksjon. De aktive gropene var gropen ved legg C3 og grop nummer 2, 65 meter fra Veslefrikk A. Gransking av hendelsen ble iverksatt 16.11.09.

Lekkasjen i injeksjonsbrønn 30/3 A-23 A har historie tilbake til 1997. Oppstart av injeksjon i brønn 30/3-A-23 A var i august 1997. I desember samme år var det et fall i pumpetrykket over 4 injeksjonssekvenser. Det er granskingsgruppens vurdering at trykkfallet indikerte en lekkasje til havbunnen.

I perioden fra 1997 til 2008 har man ikke vært tilstrekkelig oppmerksom på trykkfallet i 1997 og hvilken betydning dette kunne ha. Etter Tordis hendelsen i 2008 har det vært mer fokus på sikker injeksjon. Det ble blant annet etablert en rådgivergruppe for injeksjon, som har utarbeidet ny styrende dokumentasjon og arrangert injeksjonsseminar for å sikre erfaringsoverføring. Dette har likevel ikke vært tilstrekkelig til at lekkasjen i brønn 30/3-A-23 A ble avdekket og stoppet. Det har også vært møter mellom DWB PDNS VF og fagmiljøet i TNE for å diskutere tiltak og oppfølging. Et testprogram som med større sikkerhet kunne bekrefte lekkasje i brønn 30/3-A-23 A ble utarbeidet, men ikke utført før gropen ble oppdaget 05.11.09.

### 1.2 Konsekvenser

Det er i perioden fra 1997 og frem til i dag injisert ca 3450 m<sup>3</sup> oljebasert kaks og ca 93000 m<sup>3</sup> oljeholdig slop. Netto utslippsmengde er estimert til 48,5 m<sup>3</sup> olje og 12 619 m<sup>3</sup> kjemikalier. Hendelsen klassifiseres med faktisk alvorlighetsgrad Rød 2.

Hendelsen innebærer også store økonomiske konsekvenser med blant annet: Transport og deponering av kaks og slop enten til land eller annen installasjon, sjøbunnsundersøkelser, analyser av anleggsintegritet og kjemiske analyser samt produksjons- og borestans.

Foreløpig strukturevaluering foretatt av DNV tilsier at det ikke er fare for integriteten til Veslefrikk A /4/.



### 1.3 Årsaker

#### Utløsende årsaker

Granskingsgruppen har ikke kunnet fastslå noen entydig utløsende årsak. Dette vil kreve flere kartlegginger og analyser, som i granskingsperioden ikke har vært mulig å gjennomføre. Flere utløsende årsaker er vurdert. Den mest sannsynlige forklaringen til utløsende årsak er:

1. Injeksjonstrykket kommuniseres via sprekk dannet som følge av injeksjon og/eller via forkastninger under Utsiraformasjonen til intervall under 26" sko med dårlig sement.
2. Dårlig sement i intervallet over Utsira Formasjonen.
  - Ingen sentralisering av 20" foringsrør over Utsiraformasjon og mindre robust sement design.
  - Ringromsinjeksjon der mekanisk belastning på sementen kan oppstå ifm trykksykluser under injeksjon
3. Ved omtrent 520 m dybde (over Utsiraformasjonen og under 26" foringsrørsko) har injeksjonstrykket ført til videre oppsprekking til havbunnen og gropdannelser.

Brudd i 20" foringsrør ved dybde over Utsiraformasjonen kan ikke utelukkes som årsak, men anses som lite sannsynlig.

#### Bakenforliggende årsaker

Uten en entydig utløsende årsak er det også vanskeligere å angi klare bakenforliggende årsaker. Av medvirkende bakenforliggende årsaker, fra 1997 og frem til funn av grop høsten 2009, har granskingsgruppen kommet frem til følgende:

1. Mangelfull risikoforståelse, blant annet om svakheter ved brønndesign, sementkvalitet, plassering av injeksjonspunkt, tolkning av trykkrespons og mulige konsekvenser.
2. Mangelfull design.
3. Mangelfulle prosedyrer/krav.
4. Uklare ansvarsforhold.
5. Manglende kompetanse og opplæring.
6. Mangelfull erfaringsoverføring.

## 1.4 Tiltak

Advisory Group Injection (AGI) utarbeidet en liste med 9 anbefalte strakstiltak som nå er under utførelse i UPN. Oversikt over disse strakstiltakene er gitt i kap. 9. Utover strakstiltakene anbefaler granskingsgruppen at følgende tiltak iverksettes:

KORTSIKTIGE TILTAK	ANSVARLIG
1. Injeksjon i 30/3-A-23 A og 30/3-A-11 B på Veslefrikk stanses inntil årsaksforholdene til gropene på havbunnen er endelig identifisert. Brønnbanene 30/3-A-11 B og 30/3-A-23 A ligger tett og det kan være en risiko for at injeksjon fra 30/3-A-11 B kan få samme lekkasjetrassé som 30/3-A-23 A. En framtidig vurdering av injeksjon i 30/3-A-11 B baseres på en grundig risikoanalyse og evaluering der det er slått fast at geologiske forhold og sementkvalitet i brønnen er slik at sannsynlig lekkasjemekanisme i 30/3-A-23 A ikke kan oppstå.	HVF
2. Det utarbeides en HMS-melding som distribueres til alle relevante enheter.	HVF
3. Det vurderes om skjærbølgeseismikk skal samles inn over gropområder for videre evaluering av mulige svakhetssoner som kan knyttes til gropdannelsen samt for å avklare hvordan fundamentering og struktur er påvirket av lekkasjen rundt legg C3.	HVF
4. Det søkes om unntak fra myndighetenes krav til plattformintegritet (struktur), med tilhørende kompenserende tiltak.	HVF
5. Det bør gjennomføres akustisk logging for å avklare mulige lekkasjer i 30/3-A-23 A. Forutsetning for akustisk logging er at det ikke vil medføre fare for svekking av struktur.	HVF
6. UPN kvalitetssikrer at strakstiltak spesifisert av AGI blir utført av alle enheter som utfører injeksjon.	UPN

LANGSIKTIGE TILTAK	ANSVARLIG
1. Utarbeide strategidokument for kaks- og produsertvanninjeksjon. a) Det settes strengere krav til nedihulls instrumentering av injeksjonsbrønner. b) Utarbeide standardisert risikoverktøy for kaks- og produsertvanninjeksjon (som kan anvendes til å tallfeste og kategorisere risiko og definere risikoreduserende tiltak).	TNE
2. Det settes av dedikerte ressurser i TNE til å arbeide med kaksinjeksjon (videreutvikle retningslinjer, opplæringsmateriell, risikoverktøy, kvalitetskontroll, etc).	TNE
3. AGI (Advisory Group Injection) viderefører Injeksjonsforum. Hver enhet dedikerer en funksjon som skal være medlem i Injeksjonsforum. Injeksjonsforum organiseres som et fagnettverk med årlige nettverkssamlinger.	UPN/TNE
4. Geohazard evaluering av alle injektorbrønner. Prioritert rekkefølge er å starte med brønner i operasjon. Med geohazards menes evaluering av: Formasjonsegenskaper, strukturer (forkastinger etc), horisontal og vertikal utbredelse på lagene (skifer/sand).	UPN

**Klassifisering:** Intern  
**Status:** Endelig  
**Dato:** 11.02.2010

**Gransking av:** Veslefrikk – Lekkasje fra injeksjonsbrønn



5. Det utarbeides brønnsesifikke barrieretegninger for injeksjonsbrønner – også for de brønner som har injeksjon gjennom ringrom. (ref kommende krav K-11253 og M-10223 som gjøres gjeldende 27.01.10).	UPN
6. Sette krav til dedikerte kaksinjeksjonsbrønner med dypt satt produksjons-packer, slik at krav til overvåking av brønnbarrierer ivaretas samt etablert kontroll med hvor det injiseres.	TNE
7. Det etableres en jevnlig ordning for kvalitetskontroll av UPN enhetenes etterlevelse av krav til kaksinjeksjon. Kvalitetskontrollen (utføres av TNE) vurderer enhetens kvalitet på etterlevelse (f eks som rød, gul eller grønn).	UPN
8. Apos oppdateres med følgende krav for injeksjon: a. risikoanalyse av alle eksisterende injeksjonsbrønner b. angir samarbeidsløsninger, kommunikasjonslinjer og oppgavefordeling ifm kaksinjeksjon (herunder innsamling, rapportering og overvåking av data - også på tvers av fagmiljøer og fagområder samt samkjører prosessen for injeksjon mellom drift og Boring&Brønn). c. angir minimumskrav til opplæring for personell som er involvert i kaksinjeksjonsprosessen	TNE
9. Det utarbeides obligatorisk kurs for kaks- og produsertvanninjeksjon som inkluderer aktuelle risikomomenter (obligatorisk for personell som utfører og har ansvar for oppfølging og overvåking av injeksjon).	UPN
10. Etablere krav om at etter alvorlige hendelser (granskinger) skal aktuelle prosesseiere tildeles et synergiltak som omhandler en forbedringsvurdering av aktuelle krav og metoder (WR0015 kap. 7.5 - U&P Norge-tillegg).	UPN
11. Det utarbeides tydeligere krav til metode for erfaringsoverføring etter alvorlige hendelser (ref. WR0015 kap. 7.5 – U&P Norge-tillegg). Ved erfaringsoverføring fra hendelser hos andre enheter må følgende tre forhold vurderes i egen enhet: a. kan de samme utløsende årsakene forårsake like eller andre hendelser på egen enhet? b. kan de samme bakenforliggende årsakene forårsake like eller andre hendelser på egen enhet? c. kan andre årsaker medføre tilsvarende konsekvenser på egen enhet? Vurderinger relatert til erfaringsoverføring gjøres av grupper sammensatt av aktuelt personell og tiltak som fremkommer registreres/dokumenteres i et oppfølgingssystem, f eks Synergi.	UPN



## 2 Mandat for granskingen

### 2.1 Oppdragsgiver

Oppdragsgiver for granskingen er Jannicke Nilsson, Senior Vice President Drift Nordsjøen. Oppdragsgivers representant er Gunnar Nakken, Vice President Marginalfelt. Granskingen skal gjennomføres på oppdragsnivå 2, i henhold til gjeldende krav og retningslinjer for ulykkesgransking.

### 2.2 Mandat

Mandat for gransking etter funn av groper på Veslefrikkfeltet Synergi nr:1119154

#### Bakgrunn:

I forbindelse med sjøbunnsundersøkelse på Veslefrikk feltet ble det oppdaget en grop på nord vest siden på VFA. Gropen er lokalisert inn mot leggen til Veslefrikk A med en dybde på omlag 10 m. Ved ytterligere undersøkelser ble det så avdekket en grop om lag 65 meter fra VFA og senere ytterligere 11 groper spredt i en omkrets på ca 1 km rundt VFA. Det ble observert sorte dråper som fløt opp fra gropen nærmest VFA og i tillegg en mindre aktivitet av gassbobler fra gropen 65 meter fra VFA. Aktiviteten fra disse gropene avtok og er nå stanset. Det antas foreløpig at observasjonene knyttet til denne aktiviteten skyldtes oppsprekking fra kaksinjektor 30/3-A-23 A.

I overensstemmelse med WR0015 nedsettes det en granskingsgruppe for å:

- Klarlegge hendelsforløpet
- Identifisere utløsende og bakenforliggende årsaker
- Identifisere eventuelle avvik fra styrende dokumentasjon
- Vurdere varsling og beredskapsmessige forhold
- Vurdere hendelsens totale potensial
- Sjekke for tilsvarende hendelser og erfaringsoverføring fra disse – herunder vurdere om tiltak fra disse hendelsene er implementert tilfredsstillende
- Gi anbefalinger og foreslå tiltak relatert til hendelsen for å hindre gjentakelse

Granskingsgruppen skal videre vurdere og kommentere:

- Beslutningsprosess for valg av brønnmål for kaksinjeksjonsbrønn
- Vurderinger knyttet til overvåking av injeksjonstrykk i i drift

Tentativ tidsplan for granskingsarbeidet:

- Foreløpig rapportering for oppdragsgiver innen [01.12.2009].
- Rapportutkast for høring innen [15.12.2009].
- Endelig rapport innen [31.12.2009].



## 2.3 Deltakere i granskingsgruppen

- Jonas Eriksen UPN BB HMS - Granskingsleder
- Heidi Sandberg UPN BB HMS - Tilrettelegger
- Atle Brendsdal TNE SST RGG GRC –fagleder produksjonsgeologi-leder advisory group injection
- Jamie Stuart Andrews-TNE SST DT RM – fagspesialist og medlem av advisory group injection
- Frode Uriansrud- TNE SST GEOP - medlem av advisory group injection-ekspert på kaksinjektorer.
- Jan Magne Kaland – UPN ONS MAS HVF - Arbeidstaker representant/HVO

## 2.4 Granskingsarbeidet

Granskningsgruppen startet arbeidet med oppstartsmøtet 17. november. Gruppen var samlet i Bergen 17.-20. og 23.-27. november. Etter dette har gruppen hatt ukentlige møter. Utkast til rapport er sendt til UPN og TNE. Etter høringsrunden var granskningsgruppen samlet til bearbeidelse av endelig rapport 5 dager i uke 2/3 2010. Mer inngående vurderinger for å fastslå utslippsmengde ble utført i uke 3 og 4 2010. En endelig klassifisering av hendelsen ble fastsatt i uke 5 og 6 2010.

Det ble i november gjennomført 12 intervjuer av personell som har jobbet og jobber i DWB PDNS VF og i Drift HVF fra 1996 og frem til i dag.

Gruppen har sett på tidligere analyser, kartlegginger og tester relatert til kaksinjeksjon og forhold på havbunnen rundt Veslefrikk A. Gruppen har også fått utført egne analyser av innhentet data.

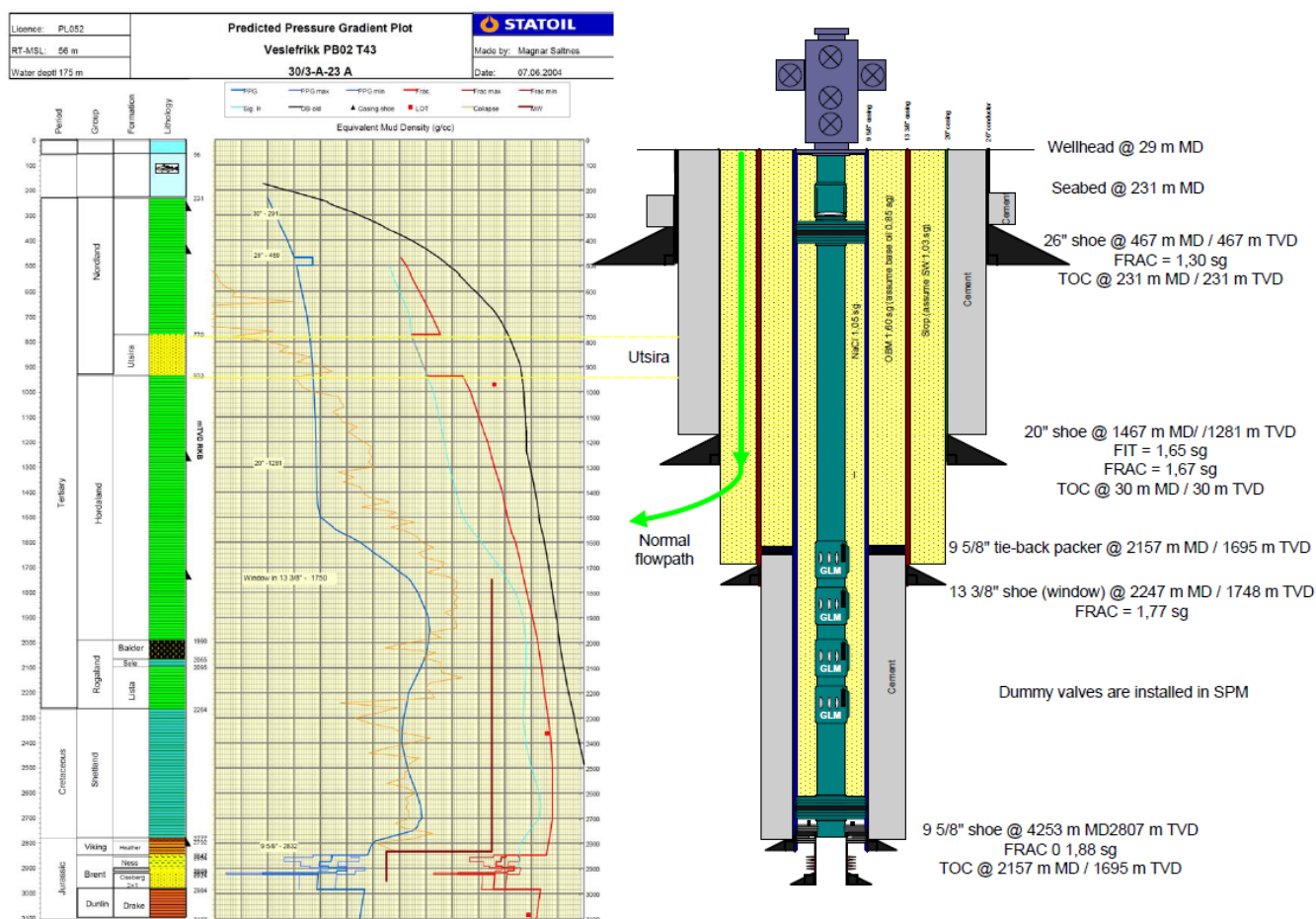


### 3 Bakgrunnsinformasjon

Veslefrikk har to kaksinjeksjonsbrønner 30/3-A-23 A og 30/3-A-11 B. Brønn 30/3-A-23 A er en produksjonsbrønn med kaksinjeksjon i C-ringrommet. C-ringrommet (20 x 13 3/8") på brønnsliste 30/3-A-23 A (figur 3.1) er benyttet for injeksjon av oppmalt borekaks og slop siden 1997. Ringrommet er også benyttet til injeksjon av væske fra closed-drain systemet på Veslefrikk A (stort sett olje-holdig vann) og fra Veslefrikk B under revisjonsstanser med egen pumpe og linje inn til CRI-linjen. Volum injisert av Drift HVF er ikke registrert. Oljelekkasjer fra stengt ventil på rørledning inn til Veslefrikk A under revisjonsstans er også injisert i brønnen. Det har også vært praksis å pumpe rester fra separatorene til closed drain på Veslefrikk B, deretter til closed drain på Veslefrikk A og videre ned i 30/3-A-23 A C-ringrom i forbindelse med nedstengninger/revisjonsstanser. Se figur 3.3

Det er injisert et totalt væskevolum på ca 220.000 m<sup>3</sup> derav 93.000 m<sup>3</sup> slop. Volumet faststoff fra utboret oljeholdig borekaks injisert er 3450 m<sup>3</sup>.

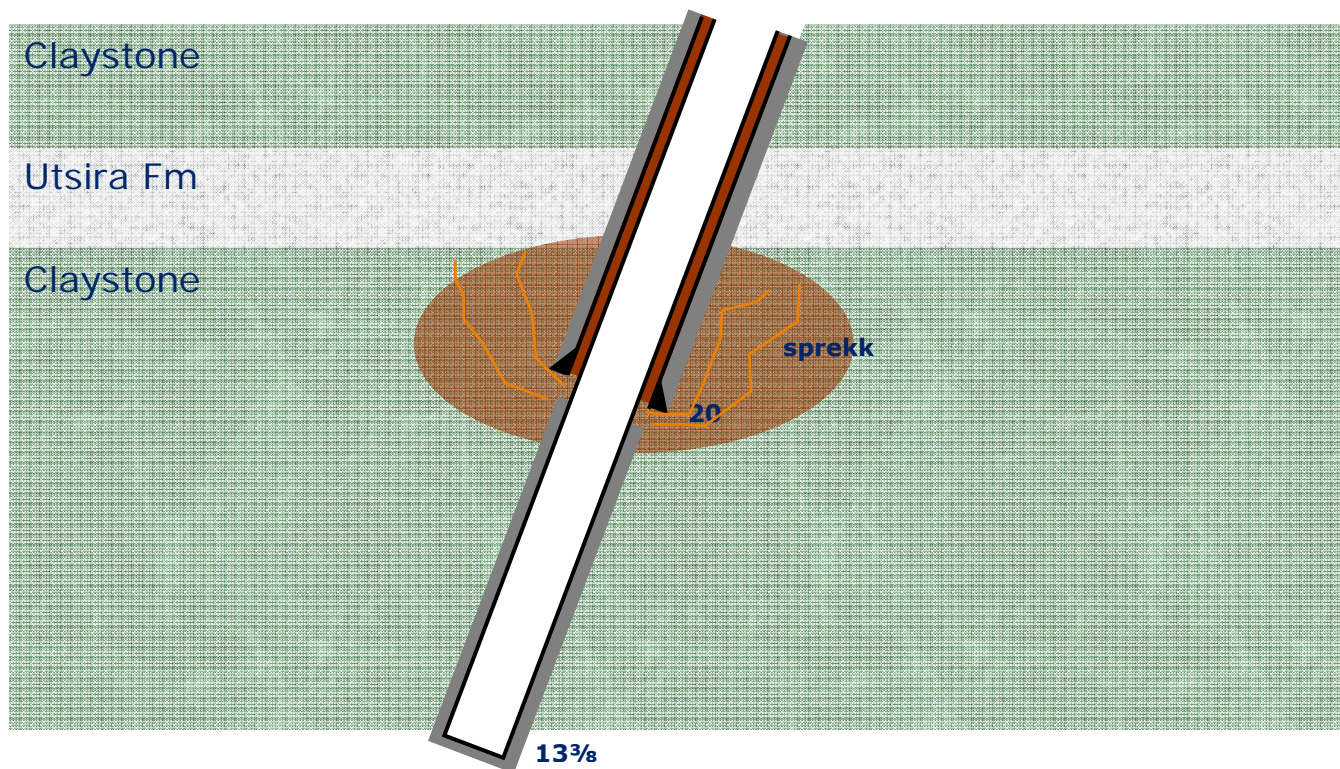
Designkriterier for 30/3-A-23 A er beskrevet i kap 6.2. 20" foringsrør-sko er på 30/3-A-23 A satt ved 1467m MD / 1281 m TVD RKB i Hordaland Gruppen. Se Figur 3.1



Figur 3.1: Poretrykksprognose og brønnskisse for 30/3-A-23 A

Konseptet bak injeksjon ved 20" sko er oppsprekking i den upermeable leire-sekvensen der sprekkene vokser opp til Utsiraformasjonen hvor væsken skal lekke av (se figur 3.2). Den gode permeabiliteten og

matrix-lekkasje i Utsiraformasjonen skal fungere som barriere for videre vekst av sprekkene opp mot havbunnen.



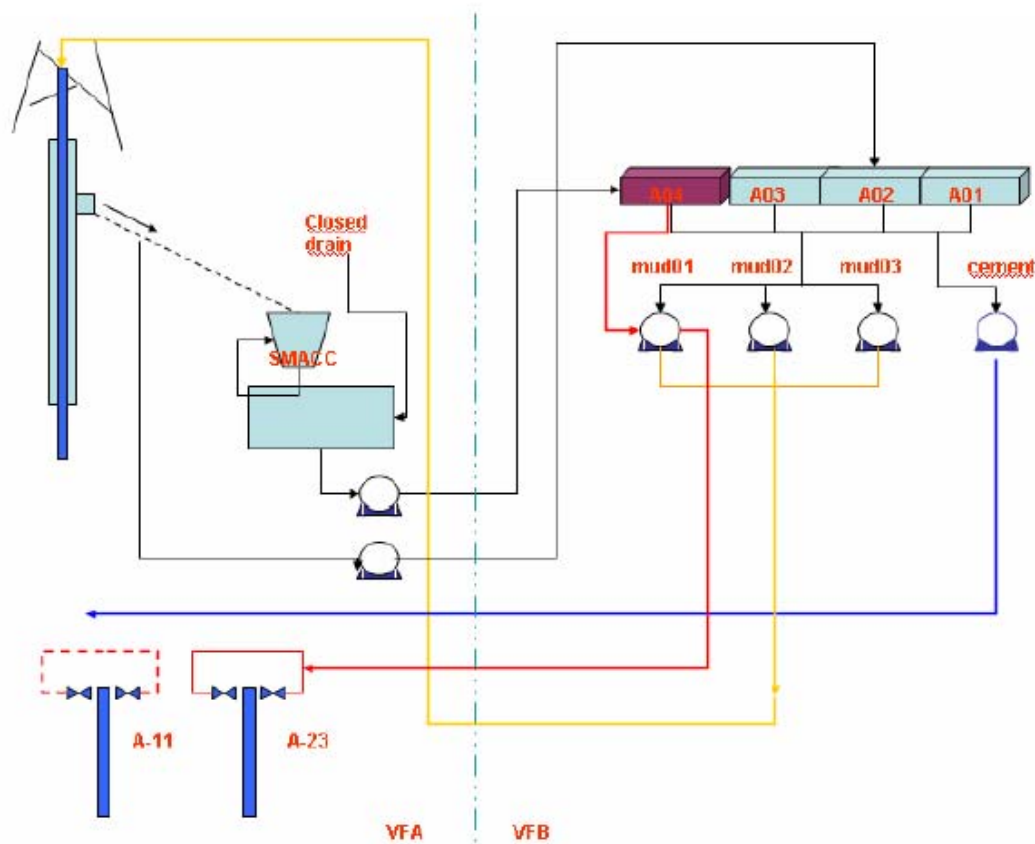
Figur 3.2. Prinsippskisse av kaksinjeksjon ved sko satt under target-sanden

Hovedkonseptet er at sprekkene som lages ved hver injeksjonssekvens ikke vokser gjennom Utsiraformasjonen, men at sprekkene "blør av" væsken inn i Utsiraformasjonen idet de når bunnen av Utsiraformasjonen. Utsiraformasjonen har over brønn 30/3-A-23 A så stor permeabilitet at det ikke er mulig å propagere en sprekk i formasjonen fordi væsken svelges unna (matrix flow) og trykket bløs av.

Konseptet med injeksjon av kaks i et åpent ringrom ved en sko som er satt i leire under en permeabel formasjon er benyttet av Statoil på flere felt (f.eks Statfjord, Gullfaks, Sleipner Visund, Volve, Oseberg) og av andre operatører på norsk kontinental sokkel (BP: Gyda/Ula, Amoco: Valhall, Exxon: Jotun, Ringhorn, Elf: Frigg). Det noe spesielle ved brønn 30/3-A-23 A på Veslefrikk er imidlertid den forholdsvis store avstanden mellom injeksjonspunktet (1281 m TVD RKB) og targetsanden ved bunn Utsiraformasjon (933 m TVD RKB).

C-ringrommet inngår ikke i den primære eller sekundære brønnbarrierekonvolutten mot produksjonsreservoar. Det er montert en trykkmåler på C-ringrommet og trykkavlesningen foregår manuelt. Pumpetrykket måles under injeksjon av kaks/slop med riggpumpene.

Borekaks som kommer opp i forbindelse med boring med oljebasert slam males ned til mindre partikler i smacc-anlegget (Statoil Method for Octogeneous Crushing & Classification of Cuttings) på Veslefrikk A. Oppknust kaks blandes deretter med sjøvann evt slop i pitten og pumpes til riggpittene på Veslefrikk B. Derfra pumpes kaks med riggpumpene tilbake til Veslefrikk A og videre til brønnslissen. Se figur 3.3.



Figur 3.3. Kaks/slop injeksjons-system på Veslefrikk A/B

## Formasjonsbeskrivelse

Formasjonen over injeksjonspunktet på 1281 m TVD kan generelt deles inn i tre hovedenheter:

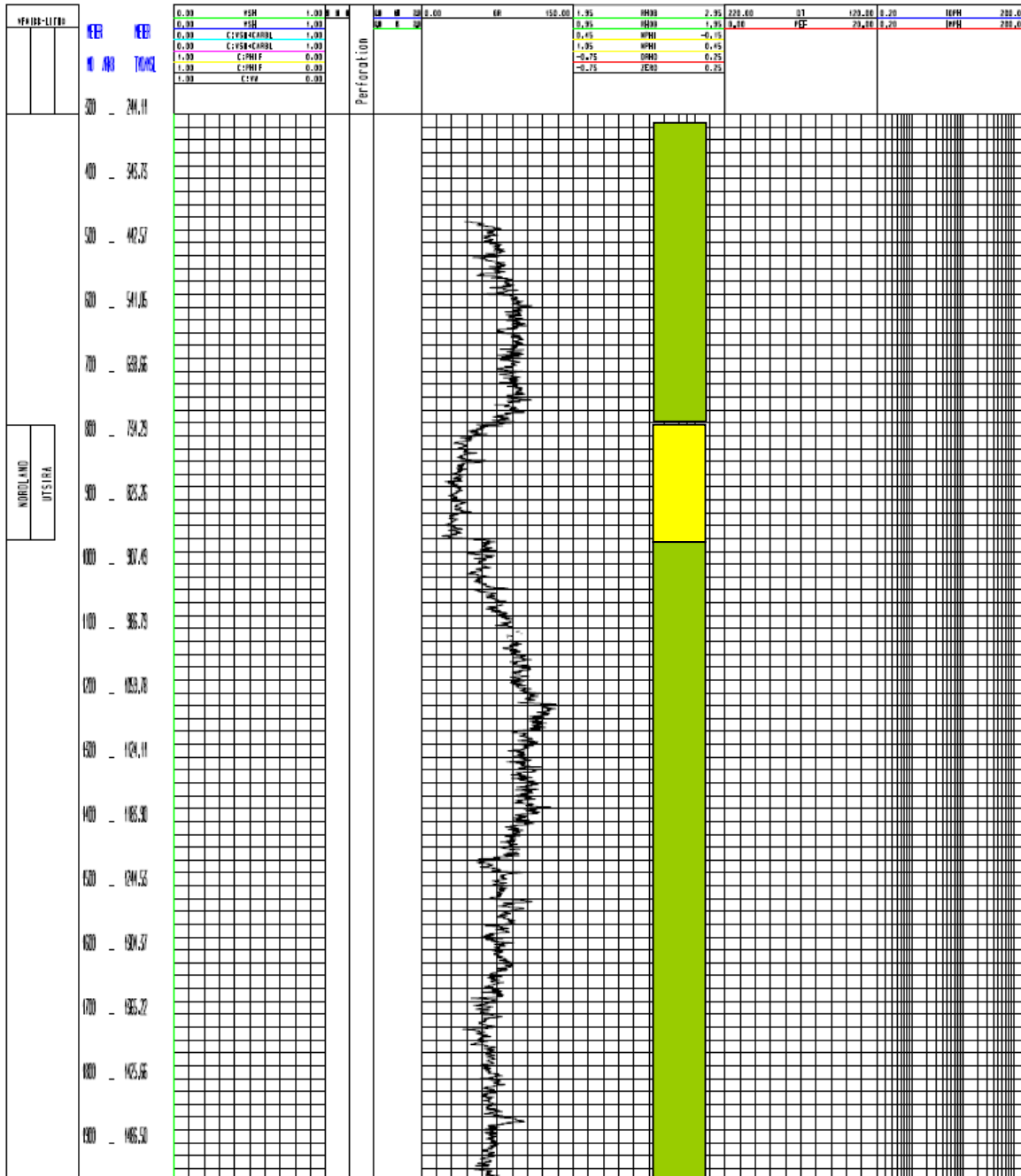
- Hordalandgruppen:** Under Utsiraformasjon på ca 1000 meter finner man Hordalandgruppen. Denne er avsatt i tidlig til sen Tertiær (5-55 mill år). Øvre del av denne gruppen er ofte av relativt ukonsolidert grå leire som kan inneholde tykkere siltlag. I enkelte områder finner man også Oligocene sander som ofte er lite konsolidert. På 30/3-A-23 A ble det ikke observert Oligocene sand mellom injeksjonspunktet på 1281 m TVD RKB og Utsiraformasjonen. Hordalandgruppen består av marine avsetninger på 100-300 m vanddyb. Oligocene sander under Utsiraformasjonen har ofte begrenset utstrekning, er kalsittsementerte og har varierende mektighet. Det er observert en rekke polygonale forkastninger i Hordalandgruppen.
- Utsiraformasjon (nedre Nordlandgruppen).** Utsiraformasjonen på Veslefrikk er ukonsolidert sand og har en tykkelse på ca 160 meter (fra brønn 30/3-A-23 A). Formasjonen består av veldig fin til grov sand, men er dominert av fin sand. Utsiraformasjonen i dette området er avsatt i et marint miljø på 100-300 meters dyp. I enkelte områder kan denne delen av Nordlandformasjonen inneholde leir linser.
- Nordlandgruppen:** Over Utsiraformasjonen fra ca 775 meter og til sjøbunn er formasjonen dominert av leirstein med enkelte tynne sandlag. Formasjonen er ukonsolidert, men i enkelte soner ned til ca. 400m TVD MSL ofte overkonsolidert p.g.a. den kvartære nedisningen. Ingen forkastninger er observert i Nordlandgruppen. Nordlandgruppen inneholder også noe droppstein (fra isfjell og drivis). Grunn gass er observert i en 2-4 m tykk sand sone på rundt

Klassifisering: Intern  
 Status: Endelig  
 Dato: 11.02.2010

Gransking av: Veslefrikk – Lekkasje fra injeksjonsbrønn



440 m TVD MSL over store deler av feltet. Poretrykk i denne sanden er mellom 1.07-1,10 sg EMW. 26" conductor på 30/3-A-23 A er satt 10m over denne grunnmassonen.



Figur 3.4. Log fra 30/3-A-23 A (30/3 7S)



## 4 Hendelsen

### 4.1 Hendelsesforløpet

Hendelsesforløpet som er beskrevet nedenfor, omfatter hendelseskjeden og de tilhørende faktaelementene, i vedlagte MTO (Menneske – Teknologi – Organisasjon) hendelsesforløp.

Tidslinjen for gjennomgang av denne hendelsen starter med utvelgelse av letebrønn 30/3-7S (senere døpt om til 30/3-A-23 A) til injeksjonsbrønn i 1996 og slutter med normalisering etter oppfølgingstiltak i november 2009. Hendelseskjeden med årsaker og barrierer er vist i MTO-diagram, vedlegg A.

#### Valg av 30/3-A-23 A som injeksjonsbrønn

30/3-A-23 A (tidligere letebrønn 7S) ble valgt som kaksinjektor i 1996. I henhold til injeksjonslogg var oppstart kaksinjeksjon den 12.08.1997. Det ble injisert gjennom C-ringrom og ut i Hordaland Gruppen under 20" sko (ved 1281m TVD RKB) 348m TVD under bunn Utsiraformasjon.

#### Trykshistorie 30/3-A-23 A

I desember 1997 ble det loggført et trykkfall fra 85 bar til 25 bar i maksimum pumpetrykk under injeksjon. Trykkfallet var stegvis over en periode på fire injeksjoner (08 – 28.12.97). Etter dette trykkfallet var maksimum pumpetrykk forholdsvis stabilt på dette lave nivået.

For å undersøke injektivitet i forbindelse med en studie om produsertvanninjeksjon ble det foretatt stegratetester i 30/3-A-11 B og 30/3-A-23 A i januar 2006. Testrapporten konkluderer med god injektivitet for produsertvanninjeksjon i brønnene. Rapporten bekrefter det lave injeksjonstrykket målt på pumpe i 30/3-A-23 A under kaksinjeksjon, men underkjente ikke bruk av brønnen som kaksinjektor. Trykshistorien til 30/3-A-23 A indikerer at trykket trolig falt til et enda noe lavere nivå i august 2008 (se figur 6.1).

#### November/desember 2008

En eventuell ny brønn ut fra 30/3-A-23 A medførte at DWB PDNS VF tok kontakt med fagmiljøet i TNE for å diskutere hvordan tidligere injeksjon kunne påvirke sidestegsboring. DWB PDNS VF ble oppmerksom på det lave injeksjonstrykket i 30/3-A-23 A samt trykkfallet i 1997. Bergmekanikk anbefalte i møte med DWB PDNS VF å avvike bruk av 30/3-A-23 A og i stedet bruke 30/3-A-11 B som kaksinjektor pga mistanke om lekkasje.

I november 2008 utarbeidet DWB PDNS VF, sammen med fagmiljøet i TNE, et testprogram for å teste kaksinjektorene 30/3-A-23 A og 30/3-A-11 B. Testprogrammet ble lagt inn på 60 dagers plan 02.12.08, men ble tatt ut av plan 28.01.09 uten at testing ble gjennomført. Testprogrammet ble lagt på en liste over fremtidige gjøremål.

#### Mai 2009: Ny styrende dokumentasjon

Mer spesifikke overordnede krav til overvåking og oppfølging av kaksinjeksjon ble utarbeidet i 2008 som et temadokument (DW-T05-04). De fleste kravene i temadokumentet ble gjort gjeldende i Brønntilvirkningsprosessen fra 01.05.09 i Nye Apos.

Implementering av temadokumentets krav som omhandler oppfølging og overvåking av injeksjonsbrønner var høsten 2009 ikke knyttet til Drift sine arbeidsprosesser i Nye Apos. Drift HVF fanget ikke opp de nye kravene til overvåking og oppfølging av injeksjonsbrønner.

**Klassifisering:** Intern  
**Status:** Endelig  
**Dato:** 11.02.2010

**Gransking av:** Veslefrikk – Lekkasje fra injeksjonsbrønn



#### Juni - September 2009:

Sommeren 2009 tok fagmiljøet i TNE kontakt med DWB PDNS VF for å informere om de nye kravene.

Det ble arrangert et møte den 16.09.09 mellom AGI, DWB PDNS VF og Petek for å diskutere krav i APOS. I møte ble også erfaringer fra Visund og Tordis presentert. En løsning på hvordan man kunne etterleve de nye kravene ble foreslått av AGI.

DWB PDNS VF presenterer løsningsforslaget for Drift HVF. Løsningsforslaget til AGI var kostbart og det var for Drift HVF ikke kjent hvilke løsninger andre enheter i selskapet hadde valgt. Drift HVF ønsket derfor mer informasjon før man valgte løsning.

#### 27.10.09:

Ved årlig ROV-inspeksjon av struktur på understellet av Veslefrikk A, ble det klokken 1330 observert en grop på havbunn ved nordvestre jacket legg (C3). En antok gropen var 3 meter dyp. På grunn av dårlige siktforhold var det ikke mulig å avklare i hvor stor grad bunnmasser var fjernet rundt skjørt og/eller pæler.

#### 05.11.09:

Siste injeksjon av slop i 30/3-A-23 A ble avsluttet klokka 0200.

Ny ROV-inspeksjon ble gjennomført for å avklare omfang av grop. Gropen var nå ikke mulig å se på grunn av dårlig sikt i området ca. 5 meter over observasjonsstedet. Antatt årsak til dårlig sikt var oppvirvling av bunnmasser på grunn av væske som strømmet opp fra sjøbunn eller bunnsediment som raste ned i gropen.

Det ble opprettet en "Task Force" for umiddelbar verifikasjon av integritet av struktur og brønner samt avklaring av årsaker.

På grunn av indikasjoner av reservoarolje/gass i grop ved C3 ble reservoarinjektorene stengt ned sekvensielt. Produksjon i 30/3-A-23 A samt boring i 30/3-A-1 AY1 ble også stoppet. Ingen effekt ble observert i gropen.

Grop var under kontinuerlig overvåking vha. ROV.

Skriftlig melding ble sendt til Ptil fra plattformsjef via Statoil Marin klokken 21.11.

#### 06.11.09:

Barriereintegritet for alle brønner ble verifisert av Brønnintegritetsgruppen og funnet tilfredsstillende for videre produksjon og gass/vanninjeksjon.

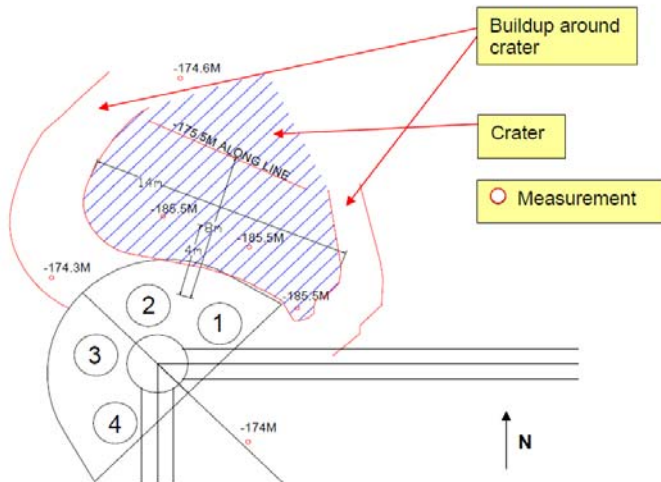
DnV ble mobilisert i henhold til beredskapsavtale for struktur-reanalyse for videre vurdering av integritet til jacket/pæler. Med en påvist 10 meter dyp grop langs det ene benet (C3) på Veslefrikk A viste foreløpige strukturevalueringer foretatt av DNV at det ikke var noe fare for integriteten til Veslefrikk A.

Plan ble laget for akustisk logging av 30/3-A-23 A for å finne mulig utløsende årsak til hendelse. Planen ble senere lagt til side (01.12.09) fordi et sikkert resultat ved akustisk logging var avhengig av videre injisering av 50 – 60 m<sup>3</sup> sjøvann i brønnen.

En observert små sorte dråper som kom opp fra gropen ved legg C3.

07.11.09:

Det ble tatt prøver fra sedimenter og væskeansamling i bunn av grop ved legg C3. Gropen har omfang 14 x 8 meter med maksimumsdybde 10 meter i posisjon 4 meter fra legg C3. Se figur 4.1.



Figur 4.1. Kart over grop ved legg C3.

08.11.09:

All aktivitet i grop ved legg C3 hadde stoppet opp. Gropen 65 meter nordvest for legg C3 ble identifisert. I tillegg ble to andre groper oppdaget ca. 1000 meter sør for Veslefrikk A. Det var ingen aktivitet i de nye gropene.

09.11.09:

Oppstart faste statusmøter med Ptil.

06.11.09 - 11.11.09:

Havbunnskartlegging identifiserte totalt 13 groper innenfor 500 meter sone rundt Veslefrikk A (se figur 4.3 og vedlegg D). Det ble ikke observert aktivitet i andre groper enn ved legg C3 og grop 65 m fra Veslefrikk A. Området er kjent for å ha mange ”pockmarks” (naturlige gropdannelser). Det er derfor igangsatt arbeider for å verifisere årsaken til gropdannelsene. Kartleggingen viser oppbygging av sediment rundt grop ved 65 m nordvest for legg C3 og grop ved legg C3. Det er svært sannsynlig at sediment ble tilført via en kanal/sprekk sentralt i grop.

Oppbygging av sediment er størst ved grop 65 m nordvest for legg C3. Tilførte sedimenter når ca. 80 m ut fra gropkant. En renne fra gropkant og nordover viser transport av sediment fra grop og avsetting av masser et stykke nordover langs trase av Huldra rørledning. Se figur 4.2.

Det ble observert 10 gassbobler pr. minutt ut fra grop 65 m nordvest for legg C3. Ingen aktivitet ble påvist i de andre gropene.

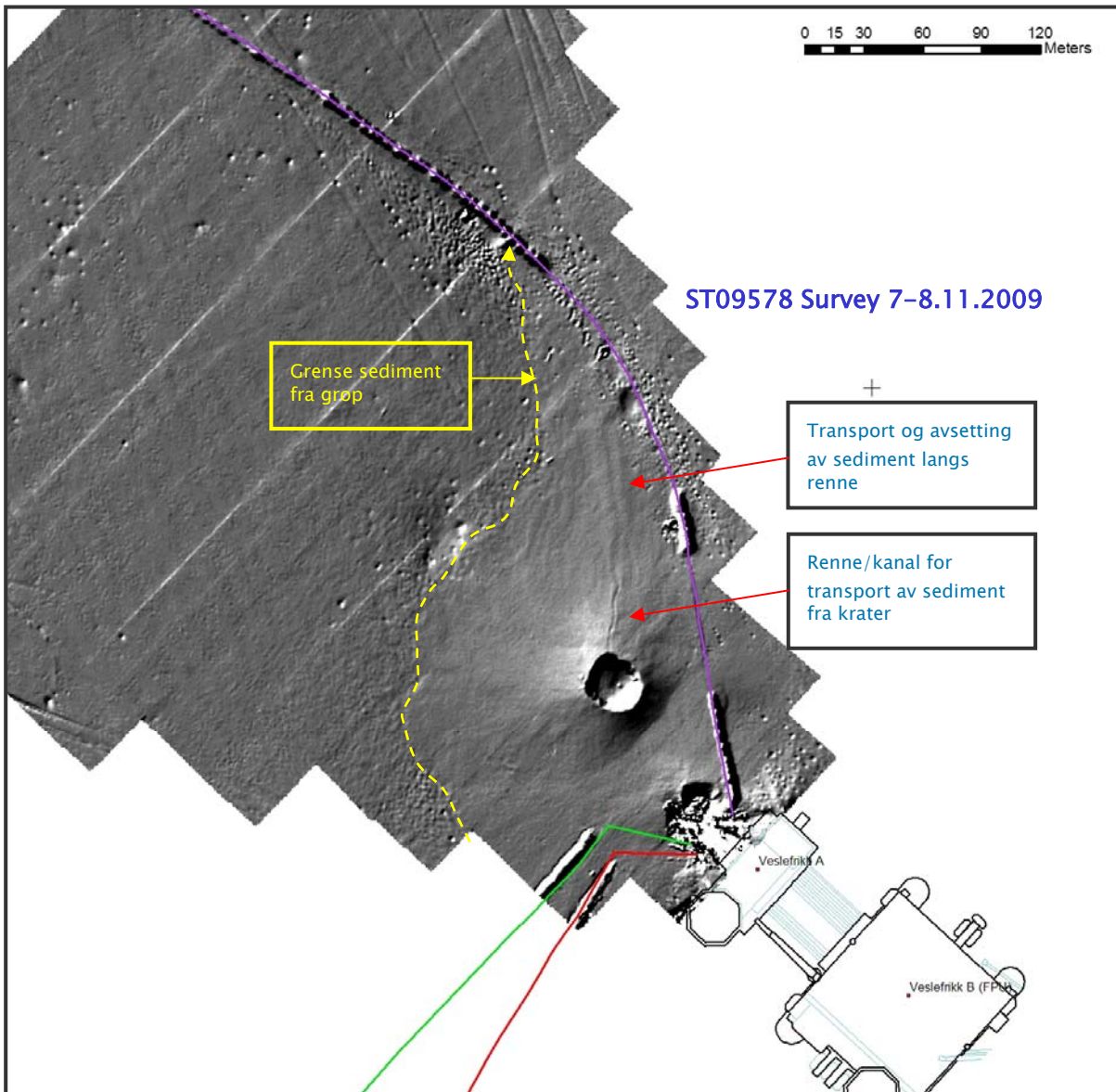
11.11.09:

Det kom oljedråper og gassbobler ut fra liten kanal (10 cm i diameter) ved grop 65 m nordvest for Veslefrikk A.

13.11.09:

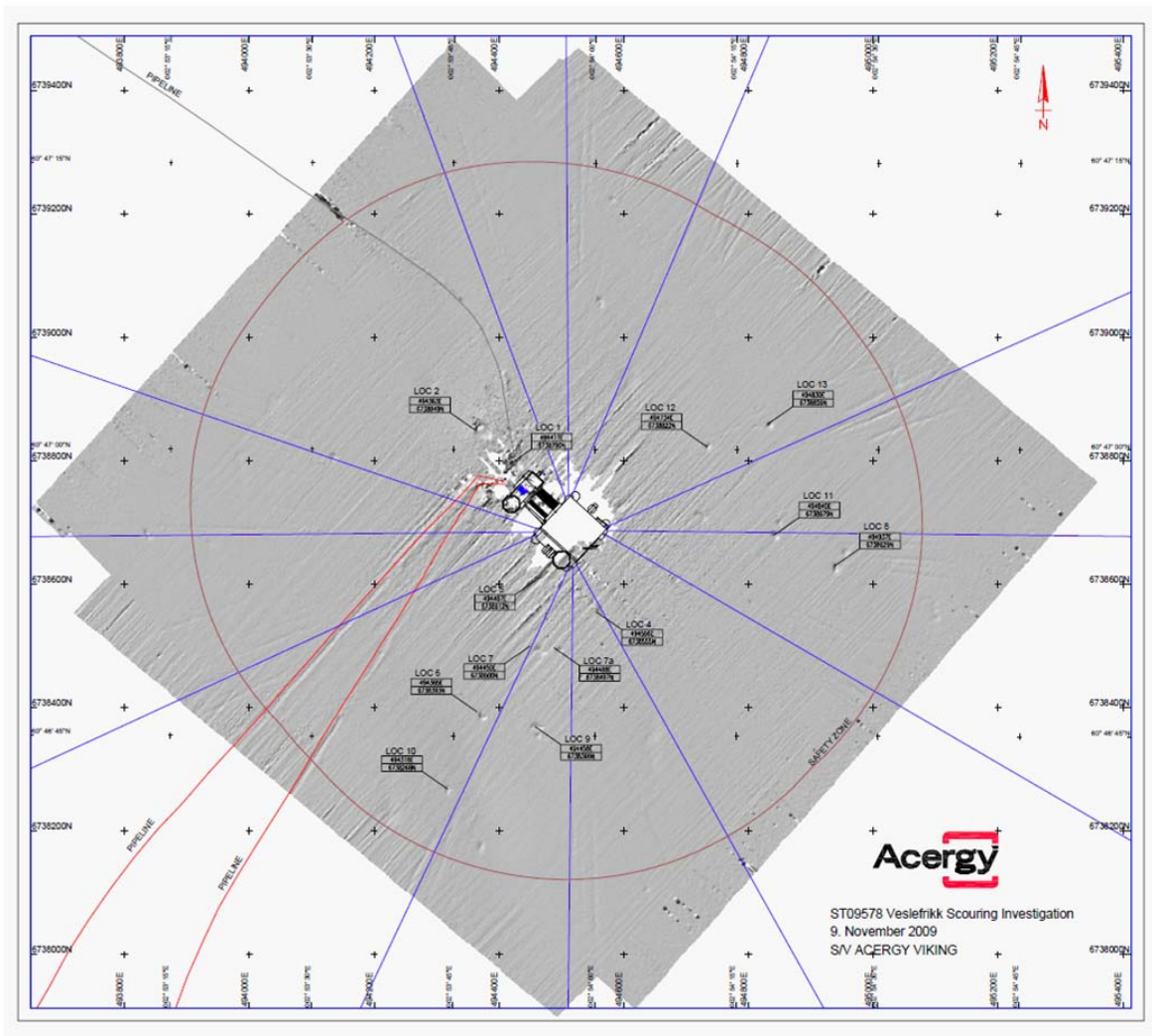
Gjenoppstart boring (30/3-A-1 AY1).

Gransking på nivå 2 iverksettes 16.11.09.



Figur 4.2. Groper og akkumulering av sedimenter på havbunnen.





Figur 4.3. 13 Groper på havbunnen innenfor 500 metersonen rundt Veslefrikk A. Se oppsummering i vedlegg D.

## 4.2 Tilsvarende hendelser

Tabellen under lister opp tilsvarende hendelser.

Felt/År	Synergi nr	Observasjon	Årsak/forklaring
Tordis/2008	1016988	-Oljefilm på havet -Krater på sjøbunn -Trykkfall og økt injektivitet i brønnen	Injeksjon av produsert vann i antatt Utsira Formasjon medførte oppsprekking til havbunn. Reservoar ikke egnet til deponering.
Visund/2007	467454	-ROV → dårlig sikt på sjøbunn -6 meter høy haug på sjøbunn -Trykkfall (40-50 bar ved injeksjon) og økt injektivitet -Oljefilm på havet	Injisert under en svært dårlig utviklet Utsiraformasjon (lite sand). I tillegg er det observert forkastninger nær injeksjonspunktet. Det kan ikke utelukkes at brudd/skade på foringsrør har medført grunn lekkasje. Trykkfallet ble feil tolket.
Oseberg/2006		-Oljefilm på havet - Lavt Injeksjonstrykk (39 bar) - Analyser av oljen indikerte baseolje -Små groper på sjøbunn.	En injiserte direkte ned i 13 3/8" foringsrør og inn i åpen formasjon under (45 graders vinkel). Brønnen har etter hvert plagget seg og en har påvist hull i foringsrør fra 985 til 987 meter.
Ringhorne (Esso)/2004		-Oljefilm og dråper på havet -Trykkfall i injektoren	Årsaken til hendelsen er at de injiserte store volumer kontinuerlig.
Brage 2001	818201	Injeksjonen på C-ringrom 31/4-A-27 ble startet 3. mai 2001 og avsluttet 21. mai 2001. Det er blitt injisert 2878 m <sup>3</sup> kaks-slurry, 537,5 m <sup>3</sup> Slop og 239,5 m <sup>3</sup> SW. Trykkfall ble observert	Stoppet å injisere i denne brønnen. Årsak ikke avklart.
Snorre B (K-4)/2001		Kaksinjeksjon ble startet høsten 2001, men etter kort tid ble det observert retur av injisert væske tilbake til havbunnen.	Sementjobben gikk ikke bra, og det ble konkludert med at injisert væske fulgte kanaler i sementen til overflaten.
Åsgard/1997-2000	146046	Observerte lekkasje fra injeksjon på 6 ulike brønner. Observasjoner av lekkasjen rundt brønnhoder og conductor. Trykkfall.	Årsaker til hendelsene på Åsgard er en kombinasjon av dårlig sement rundt 20" foringsrør og mangel på sand/targetsoner over injeksjonspunktet.



### **Sammendrag tilsvarende hendelser**

Når en har lekkasje fra injeksjon av oljeholdige væsker (produsert vann, slop og oljeholdig boreavfall) er det vanlig at man observerer trykkfall i injektoren, oljefilm på havoverflaten og/eller endring i sjøbunnstopografien. Feiltolking og mangel på forståelse av disse signalene har i mange tilfeller ført til fortsatt injeksjon av oljeholdige væsker.

Det er flere årsaker til at Statoil og flere andre selskaper opp gjennom tiden har hatt lekkasjer som følge av injeksjon. Mangel på eller utilstrekkelige trykkavlastende soner (sandsoner) over injeksjonspunktet, samt dårlig sement, spesielt ved 20" foringsrør, har vært utløsende årsaker til flere av de tidligere observerte hendelsene. Reaktivering/strømning i forkastningsplan i eller nær injeksjonspunktet kan også ha vært utløsende årsak til noen av hendelsene.

Flere av kaksinjeksjonsbrønnene der det er observert problemer har i utgangspunktet ikke vært designet til dette formålet.

### **Andre erfaringer med injeksjon**

#### **Grane**

Grane har injisert kaks og slop siden 2004. Det er her ingen indikasjoner på "out of sone" (OOZI) injeksjon.

#### **Sleipner**

Sleipner har injisert CO<sub>2</sub> i Utsiraformasjonen i ca 10 år.

#### **Statfjord**

Statfjord har injisert borekaks og slop i Utsiraformasjonen, Oligocene sand og Eocene sand siden 1995. Det har forekommet noen problemer med plugging av injektorer, men ingen tegn på OOZI. Statfjord vurderte produsertvanninjeksjon til Utsiraformasjonen i forbindelse med senfase prosjektet, men besluttet til slutt å behandle vannet top-side. Erfaringsoverføring om injeksjonsmodell ble oversendt Tordisprosjektet.

#### **Gullfaks**

Gullfaks har injisert kaks og slop i Utsiraformasjonen og Hordaland sand i ca 18 år. Det er her ingen indikasjoner på OOZI. Survey på sjøbunn rundt installasjonen i 2009 har verifisert dette. Gullfaks har undersøkt muligheten for injeksjon av produsert vann. Prosjektet ble stoppet på grunn av de store volumene som var tenkt injisert og begrensningene i formasjonen. Prosjekt med injeksjon av H<sub>2</sub>S -vann er også stoppet i påvente av grundige evalueringer.

#### **Brage**

Brage har injisert produsert vann til Utsiraformasjon i 11 år. I perioden 1993 – 97 ble det injisert sjøvann for trykkstøtte. Erfaringene er svært gode, bortsett fra noe H<sub>2</sub>S i en brønn. Brage har i tillegg gode erfaringer med injeksjon av kaks og slop i Oligocene sand og Utsiraformasjonen. Injeksjonsbrønnen har hatt noen tilfeller av plugging der reintervensjon og opprensning har vært nødvendig.

#### **Visund**

Ved injeksjon av kaks og slop i ringrommet på brønn 34/8-A-7 H oppstod det aktivitet på havbunnen som kan tyde på at det var en sammenheng mellom disse. Injeksjon i denne brønnen ble derfor stoppet.

**Klassifisering:** Intern  
**Status:** Endelig  
**Dato:** 11.02.2010

**Gransking av:** Veslefrikk – Lekkasje fra injeksjonsbrønn



Årsaker kan være formasjons skade(-r) / sprekker eller at foringsrør i brønnen har kollapset og at væsken som blir injisert i 34/8-A-7 H tar letteste veien og kommer ut i det aktuelle området. Visund har etablert ny dedikert kaksinjektor i 2008 som injiserer i Eocene sand. Denne injektoren fungerer tilfredsstillende.

## 5 Konsekvenser

### 5.1 Faktiske konsekvenser

#### Utslipp

Det er i perioden fra 1997 og frem til i dag injisert ca 3450 m<sup>3</sup> oljebasert kaks og ca 93000 m<sup>3</sup> oljeholdig slop. Faktisk utslipp er estimert med bakgrunn i Vedlegg E og Vedlegg F.

Total volum bore- og brønnekjemikalier injisert er 12 619 m<sup>3</sup> (fremkommer i Vedlegg E). 5% av kjemikalierne regnes som vedheng på kaksen. Dette tilsvarer 5% av 3454 m<sup>3</sup>, totalt 173 m<sup>3</sup>.

Resterende 95% av kjemikalievolumet inngår i slopvolumet, det vil si  $12\,619 - 173 = 12\,446$  m<sup>3</sup>.

Slopvolumet består i hovedsak av vann, men inneholder også oljeholdige væsker og kjemikalier. Totalt slopvolum injisert er 93 000 m<sup>3</sup>. Når man trekker fra kjemikalievolumet på 12 446 m<sup>3</sup> blir restvolumet av oljeholdige væsker og vann 80 554 m<sup>3</sup>.

Oljeinnhold i slop er estimert som følger:

- ✓ Rengjøring av prosessanlegg i forbindelse med revisjonsstanser: totalt 30 m<sup>3</sup> (6 revisjonsstanser med hver 5 m<sup>3</sup> olje til sloptanken).
- ✓ Oppsamlet utslipp fra lekkasjer på plattformen (tall hentet fra Synergi): totalt 10 m<sup>3</sup>.

Dette tilsvarer 40 m<sup>3</sup> olje. I tillegg kommer oljeinnhold i dreneringsvannet.

Etter å ha trukket fra kjemikalier (12 446 m<sup>3</sup>) og oljevolum (40 m<sup>3</sup>) får vi totalt 80 514 m<sup>3</sup> dreneringsvann. Dette er vaskevann og regnvann som er drenert til sloptanken. Dreneringsvann inneholder normalt 100 ppm oljeinnhold (se Vedlegg F). 100 ppm av 80 270 m<sup>3</sup> tilsvarer ca 8,5 m<sup>3</sup> olje. Total oljemengde blir da  $40 + 8,5 = 48,5$  m<sup>3</sup>.

Beste estimat av utslippsvolumet er derfor 12 619 m<sup>3</sup> kjemikalier og 48,5 m<sup>3</sup> olje.

Faktisk utslippskonsekvens innebærer også at kaks og slop må transporteres til annen installasjon eller til land for deponering.

#### Plattformintegritet

Analyser viser at Veslefrikk A har kapasitet til å tåle en 100-års last uten sikkerhetsfaktorer/4/.

Analysene indikerer at Veslefrikk A ikke klarer å tilfredsstille myndighetskrav til ULS (100-års last med sikkerhetsfaktor) eller ALS (10 000-års last uten sikkerhetsfaktor).

Analysearbeidet pågår fortsatt og det vil også bli utført verifikasjonsanalyser av resultatene.



## Personell

Offshorepersonell er ikke mer eksponert for helsefarer, siden overføring skjer i lukket system, som ved injeksjon. Man overfører kaksen til en pit og deretter pumpes den ned til båt. Det er noe økt eksponering for søl pga flere slangeoperasjoner.

Håndteringen av kaks og slop via fartøy medfører økt fare for eksponering og personskade for personell på land og på fartøy sammenlignet med injeksjon.

## Barrierer og brønnintegritet

Hendelsen har ikke påvirket brønnbarrierene til det dype reservoaret på 30/3-A-23 A. Dette innebærer at det er sikkert å opprettholde produksjon i 30/3-A-23 A.

Barrierer mot kaksinjeksjonsreservoaret har sviktet, se kapittel 6.1 "Utløsende årsak".

## Brann og eksplosjon

Det er observert gassbobler i gropen ved legg C3. Dette indikerer at sprekken opp til overflaten har truffet en grunn gass sone. Påviste gasslommer ligger også i lavpermeabel sone, noe som tilsier lav risiko for samtidig utslipp av store mengder gass. Størrelsen på gropen tilsier også at det har vært minimalt med gass i forbindelse med gropdannelsen (ved legg C3).

## Økonomi

Hendelsen har medført økte kostnader i forbindelse med

- A) *Håndtering av kaks og slop.* Kaks og slop må nå transporteres enten til land eller annen installasjon. Transport og behandling av kaks og slop på land kan medføre store kostnader.
- B) *Sjøbunnsundersøkelser.* Utslipet og funn av gropene har medført store utgifter til havbunnsundersøkelser og evalueringer. Det var behov for kontinuerlig ROV-overvåkning av området over en lengre periode, samt behov for kartlegging av sjøbunn over et større areal. Hendelsen utløste i tillegg ekstrakostnader rettet mot analyser av anleggsintegritet og kjemiske analyser.
- C) *Nedstenging av produksjon og injeksjon i en kortere periode.* Som følge av behovet som å identifisere årsaken til gropene ble vanninjektorene stanset en etter en for å observere effekt i grop ved legg C3. Produksjonen i 30/3-A-23 A ble også stanset i en kort periode mellom 11/11-09 og 12/11-09.
- D) *Borestopp.* Boring av 17 ½ " seksjon på brønn 30/3-A-1 AY1 ble stoppet i en uke.
- E) *Opprydding.* Det kan være sluppet ut opp til 3450 m<sup>3</sup> oljebasert borekaks på sjøbunn. Dette kan medføre økte kostnader til opprydding når feltet bygges ned.
- F) *Mudring og graving.* All mudring, graving og deponering i marine områder er forbudt med mindre det er gitt tillatelse til dette fra myndighetene. Erfaringer fra andre felt tilsier at graving/mudring på sjøbunn under riggen blir mer kostbart som følge av at materialet som graves er forurenset. Under Veslefrikk har en sammenligning av surveyer fra 2009 og 2008 vist akkumulering av større mengder materiale på sjøbunn.

Foreløpige beregninger, med bakgrunn i pkt a-d over, viser et økonomisk tap på ca 22 millioner.



## 5.2 Potensielle konsekvenser

### Utslipp

Landdeponering av kaks og slop kan medføre økt belastning på lokale resipienter i kystnære områder i/ved deponeringslokaliteter.

### Plattformintegritet

Analysene til DNV viser at jacketen, med det været som var på det aktuelle tidspunkt, ikke ville kollapse selv om hele fundamenteringen (alle fire pæler) av et hjørne skulle svikte /4/.

Det er også utført måling av egenfrekvens som viste samme resultater som året før. Dette viser at innfestingen av jacketen tilsynelatende er intakt, men utelukker ikke svekkelser som først blir merkbare ved svært dårlig vær.

Måling av akselerasjoner/egenfrekvens logges nå kontinuerlig på plattformen slik at eventuelle endringer i stivhet kan identifiseres i løpet av kort tid.

### Personell

Ingen farer utover de faktiske konsekvensene er identifisert.

### Barrierer og brønnintegritet

Ingen farer utover de faktiske konsekvensene er identifisert.

### Økonomi

Investering i ny dedikert kaksinjeksjonsbrønn på Veslefrikk vil trolig ikke være hensiktsmessig med tanke på feltets levetid og kostnadene dette innebærer. Levering av kaks til annen installasjon er estimert til ca 10 millioner. Dersom dette ikke er mulig vil løsningen være å transportere kaks til land. I den forbindelse vil man investere i et kaks-tørke-anlegg som reduserer volumet på Veslefrikk før videresending. Estimerte kostnader for transport og deponering av kaks på land er ca 24 millioner.

### Brann og eksplosjon

Dersom en grunn gass sone skulle punkteres av en "out of zone" injeksjon vil dette kunne føre til utblåsing på sjøbunn og mulig gass /eksplosjonsfare på plattformen. I denne hendelsen måtte da sprekkene opp til havbunnen kommet i en annen bane og samtidig truffet en høypermeabel sone med større mengde grunn gass. Etter granskingsgruppens vurdering vil dette være en betydelig endret omstendighet i denne hendelsen.

### Omdømme

Injeksjon av boreavfall er en prosess som er viktig for å oppfylle målsettingen Statoil og myndighetene setter til utslipp. Hendelsene rettet mot injeksjon av kaks, slop og produsert vann de siste årene har medført mye negativ oppmerksomhet fra myndigheter og media.

Injeksjon er en teknologi som har vært benyttet for kaks, slop, produsert vann og CO<sub>2</sub> siden tidlig på 1990-tallet. Statoil har generelt et godt teknologisk omdømme, men hendelsen har vist at det også er potensial for økt risikoforståelse rettet mot injeksjonsteknologien.

Klassifisering: Intern  
 Status: Endelig  
 Dato: 11.02.2010

Gransking av: Veslefrikk – Lekkasje fra injeksjonsbrønn



### 5.3 Klassifisering av hendelsen

Hendelsen er klassifisert med utgangspunkt i teksten over og i henhold til WR0015. Klassifiseringen har tatt hensyn til ubetydelige endrede omstendigheter.

Kategori	Konsekvens	Klassifisering
<b>Oljeutslipp</b>	Oljeinnhold i utslippet er estimert til 48,5 m <sup>3</sup> .	<b>Gul</b>
<b>Kjemikalieutslipp</b>	Kjemikalieutslipp med 1,6 m <sup>3</sup> svarte kjemikalier tilsvarer klassifisering som GUL Kjemikalieutslipp med 348 m <sup>3</sup> røde kjemikalier tilsvarer klassifisering som RØD 2 Kjemikalieutslipp med 6237 m <sup>3</sup> gule kjemikalier tilsvarer klassifisering som RØD 2 Kjemikalieutslipp med 6035 m <sup>3</sup> grønne kjemikalier tilsvarer klassifisering som GRØNN 5	<b>Rød 2*</b>
<b>Plattform integritet</b>	Foreløpig vurdering (DNV uttalelse): plattformintegritet ikke truet.	<b>Grønn 5</b>
<b>Personell</b>	Flere løfteoperasjoner på land Eksponering oljeholdig avfall på land	<b>Grønn 5</b>
<b>Barrierer</b>	Brønnbarrierer mot reservoaret det injiseres kaks mot har sviktet.	<b>Grønn 5</b>
<b>Materiell skade og andre økonomiske tap</b>	Økte kostnader i forbindelse med håndtering av kaks og slop (land/ Brage) Kostnader ifm undersøkelser, analyser og evalueringer Nedstenging av produksjon og injeksjon i en kortere periode Borestans i en periode	<b>Rød 2</b>
<b>Brann og eksplosjon</b>	Sprekken til havbunnen har truffet en mindre grunn gass sone men dette har ikke medført fare for brann eller eksplosjon på plattformen.	<b>Grønn 5</b>

\* Basert på prosesseiers og fagmiljøet i TNE sin tolkning av WR0015 pkt K.2.4 Kjemikalieutslipp (Disp 86836).

## 6 Årsaker

### 6.1 Utløsende årsaker

En utløsende årsak er definert som en uheldig/farlig handling eller forhold som utløste en eller flere enkelthendelser. Se også MTO hendelsesforløpet. I dette kapittelet diskuterer man ulike forklaringer på utløsende årsaker til hendelsen. Granskingsgruppen har ikke hatt tilstrekkelig datagrunnlag til å konkludere med en sikker utløsende årsak.

Utløsende årsak til hendelsen er mest sannsynlig en lekkasje pga dårlig sement langs brønnen i intervallet ved Utsiraformasjonen. Dette har ført til en lekkasjerute opp "forbi" den permeable Utsiraformasjonen. Et sted over Utsiraformasjonen og under 26" foringsrør-sko har injeksjonstrykket ført til videre oppsprekking til havbunnen og senere dannelse av gropene. Synergikode "Feil i design/konstruksjon" er mest passende som utløsende årsak.

Brudd i 20" foringsrør ved dybde over Utsiraformasjonen kan ikke utelukkes som årsak, men anses som lite sannsynlig.

Faktorer som kunne ha minsket potensialet for dårlig sement:

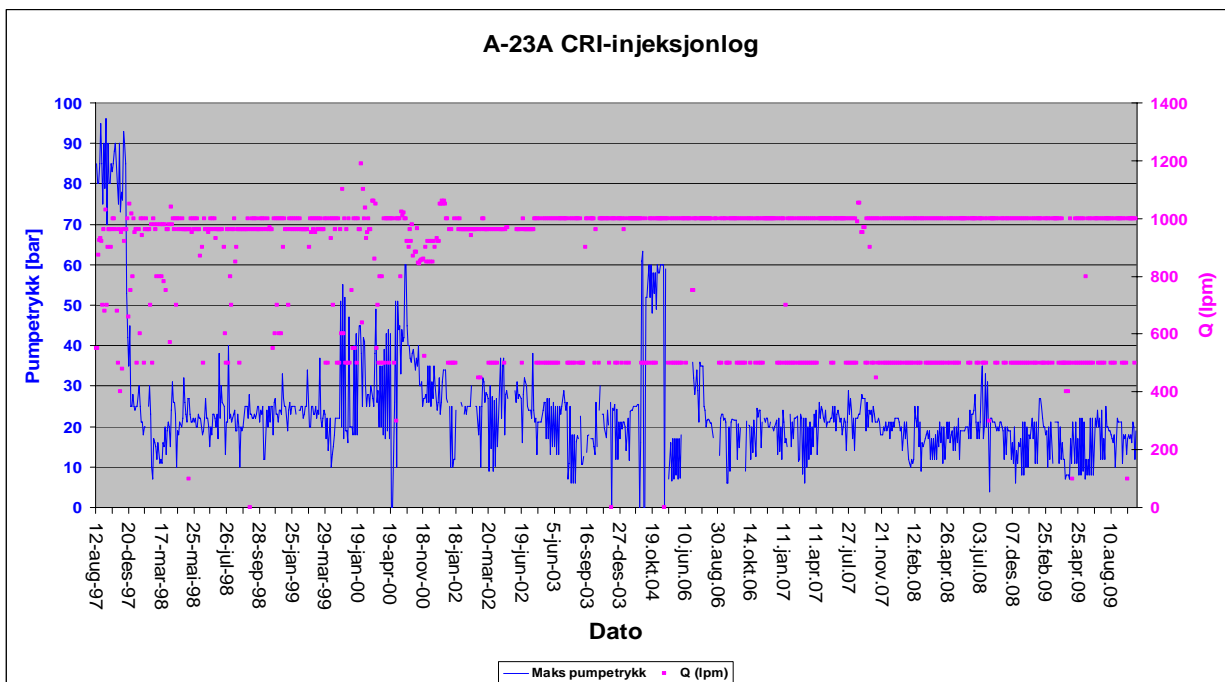
- Sentralisere foringsrør i intervall der man ønsker soneisolering.
- Mer robust sementdesign med bedre mekaniske egenskaper. Både brønnvinkel og kanaler med fritt vann bidrar til dårlig kvalitet, men hovedfaktorene er slurryvalg og manglende sentralisering. Mekanisk belastning på sementen pga trykksykluser på 20" foringsrør under injeksjonsperioder kan ha vært medvirkende til forvitring av sementkvaliteten, men anses som mindre viktig sett i lys av hvor fort trykket sank ved oppstart av injeksjon. Dedikerte kaksinjeksjonsbrønner med tubing og packer unngår slike belastninger på sementen.

### **Vurdering av utløsende årsak**

Observasjonene, tolkning av data samt mulige lekkasjeruter vurderes i denne seksjonen.

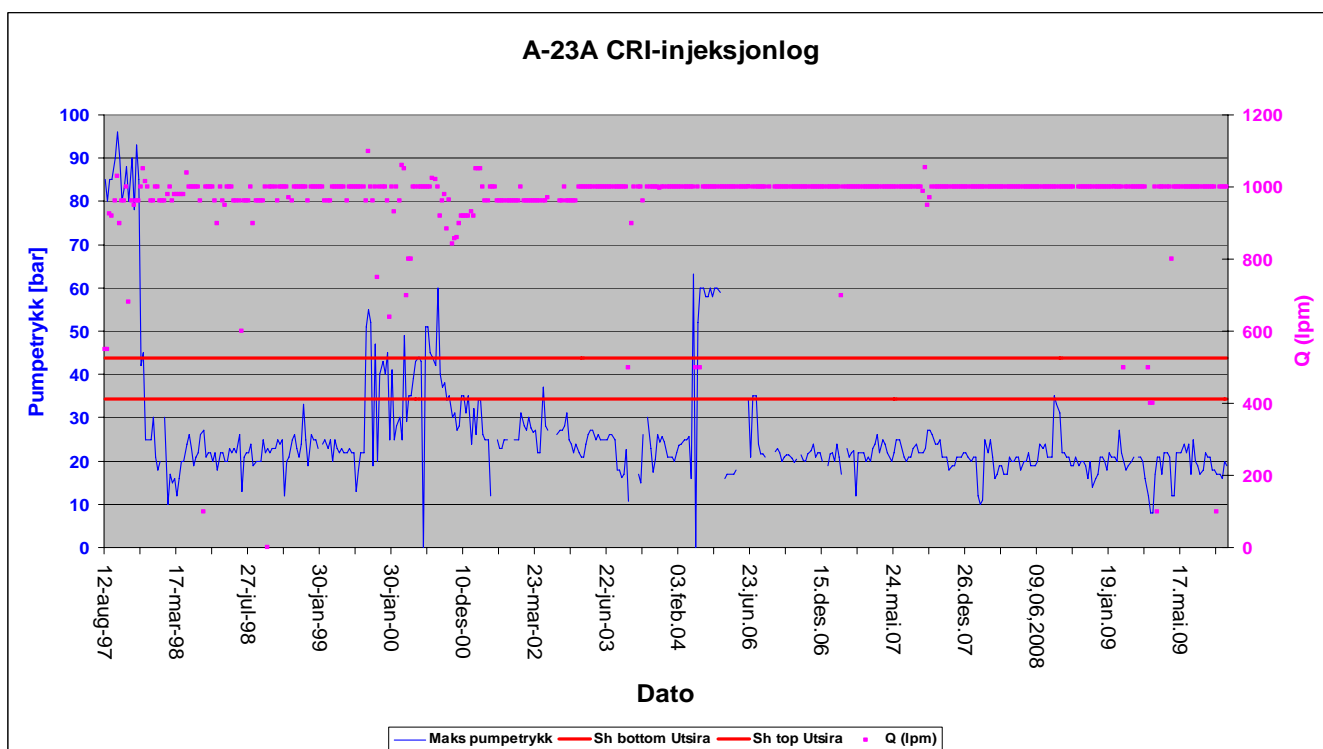
Figur 6.1 viser historiske trykk- og ratedata fra kaks/slop-injeksjon i 30/3-A-23 A. Injeksjonsraten har typisk ligget rundt 1000 lpm for sjøvannsinjeksjon og 500 lpm for slop/kaks-slurry.





Figur 6.1. Historisk trykk- og rate-data for kaks/slop injeksjon i 30/3-A-23 A

Figur 6.2 viser historiske trykk- og ratedata fra kaks/slop-injeksjon i 30/3-A-23 A kun når sjøvann (preflush postflush) var pumpet. Ved å kun bruke data fra pumping av sjøvann unngår man utfordringer knyttet til endringer i tettheten og de rheologiske egenskapene og hvordan disse påvirker trykkrespons i brønnen målt på overflaten. En annen fordel er at sjøvannspumping har stort sett foregått ved en konstant rate på 1000 lpm noe som gjør det lettere å trekke ut trender direkte fra trykkresponsen. Typisk postflush volum er 250 m<sup>3</sup>. Ringromsvolumet er beregnet til 125 m<sup>3</sup>.



Figur 6.2. Historisk trykk- og rate-data for perioder med SW-injeksjon i 30/3-A-23 A



Figur 6.2 viser mindre variasjon enn Figur 6.1. Når formasjonsbarrieren ved injeksjonspunktet er brutt og det injiseres væske i en lavpermeabel formasjon (f.eks leirstein), dannes det en sprekk. Betingelsen for oppsprekking er at oppsprekkningsstrykket til formasjonen overskrider ved injeksjonspunktet. For injeksjon ved 1281 m TVD RKB er oppsprekkningsstrykket estimert til ca 207 bar nedihulls. Ved brønnehodet og med en væske med 1.03 sg tetthet, ventes et injiserende brønnehodetrykk på omlagt 80 bar (friksjonstap i overflaterør er ikke tatt med). Med antatt 10 bar friksjonstap i rørføring mellom Veslefrikk B og Veslefrikk A ved 1000 lpm, blir normalt pumpetrykk for slop/kaks-operasjon på omlag 90 bar. En hydraulisk analyse med PROSPER-verktøyet tilsier at friksjonstap i 20x13 3/8" ringrom med 1000 lpm med sjøvann er mindre enn 0,5 bar.

Pumpetrykket lå mellom 80 og 90 bar initialt og tyder på at injeksjonen foregikk som planlagt med oppsprekking ved 20" sko og opp til Utsiraformasjonen. Fallet i pumpetrykket skjer i løpet av 4 injeksjonsperioder mellom 08.12.97 (53 bar med slopinjeksjon), 09.12 (42 bar m sjøvann postflush), 20.12.97 (45 bar ved sjøvann postflush) og 28.12.97 (25 bar ved sjøvann postflush). Høy oppløselig trykk- og ratedata finnes ikke i injeksjonsloggen (kun et maks trykk og rate er oppgitt for hver injeksjonssekvens) og det gjør det vanskelig å trekke noe mer konkret ut om endringer i brønnoppførselen i det aktuelle tidsrommet. Men det er klart at "motstanden" i brønnen ifm injeksjon er nå blitt betydelig redusert.

Da trykkfallet i 1997 ble vurdert høsten 2008, var det en oppfatning i lisensen at dette kunne forklares ved at injeksjonen nå foregikk i en "permanent åpen kanal/sprekk" fra skoen og opp til bunn Utsiraformasjonen. Oppfatningen var at et injeksjonstrykk som ligger langt under oppsprekkningsstrykket ved skoen var mulig, men at det ikke forekom lekkasjer ut av Utsiraformasjonen. Dette er ikke sannsynlig siden fortsatt matrix-injeksjon i Utsiraformasjonen ikke er mulig over lang tid: på figur 6.2 vises det overflatetrykket som tilsvarer antatt minste horisontal spenning ved topp og bunn Utsiraformasjon (det er lagt 10 bar som estimat på friksjonstapet i flex-slangen mellom Veslefrikk B og Veslefrikk A, men friksjonstapet nedover i brønnen og ut i formasjonen er ikke tatt med). Ved en åpen lekkasjerute fra skoen og opp til bunn Utsiraformasjon, skulle pumpetrykket likevel ha ligget over 44 bar (som tilsvarer minste horisontal spenning ved bunn Utsiraformasjon ved overflaten). Dette fordi fortsatt injeksjon med partikkelholdig væske krever at plugging/tiltetting som skjer i bunn Utsiraformasjon oppveies ved videre sprekevekst utover i Utsira Formasjonen. Selv med en åpen kanal nesten helt til topp Utsiraformasjon, skulle trykket ligget rundt 34 bar – noe som ligger stort sett over det historiske injeksjonstrykket etter fallet. Konklusjonen er at det lave injeksjonstrykket etter fallet i desember 1997 var et klart faresignal om at injeksjonen foregikk "utenom" Utsiraformasjonen og antagelig nådde opp til havbunnen. Mulige lekkasjemekanismer for dette er diskutert i neste seksjon.

Det har ikke vært mulig å knytte endringene i pumpetrykket etter trykkfallet til visse typer injeksjonsfluid osv. Det har heller ikke vært mulig å påvise noen sammenheng med pumpetrykket og perioder med revisjonsstanser eller opprensning etter Behandling Mot Avleiring (BMA)-injeksjoner på reservoarbrønner der det typisk genereres mye slop med variert partikkelinnhold.

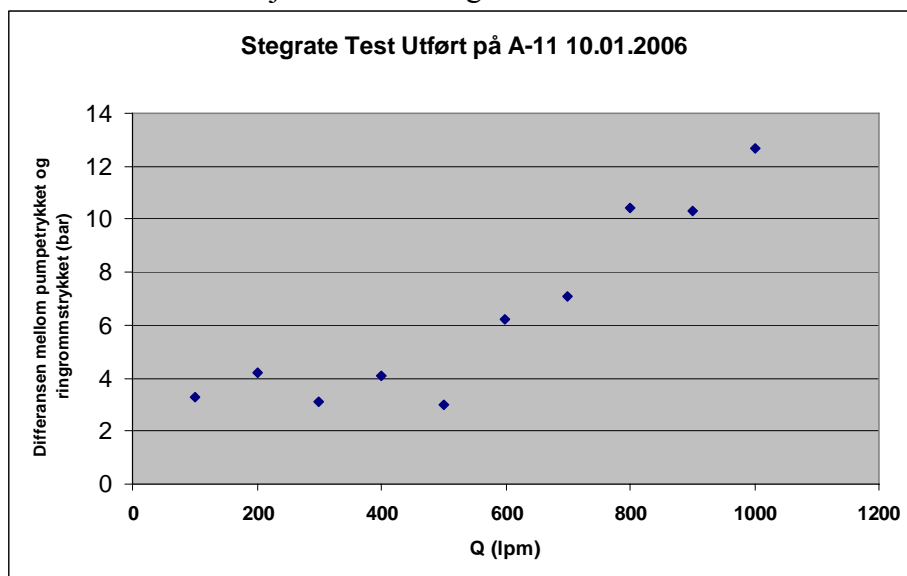
Ifbm vurdering rundt mulig injeksjon av produsert vann i Utsiraformasjonen på Veslefrikk ble det utført injeksjonstester i 30/3-A-11 B og 30/3-A-23 A i februar 2006 med sjøvann. Resultatene er oppsummert i følgende tabell:

lpm	m3/d	A-11(bar)	A-23 (bar)
200	288	46.2	16
300	432	47.1	17
400	576	49.1	18.2
500	720	51	19.5
600	864	52.2	21.2
700	1008	54.1	22.7
800	1152	56.4	24.3
900	1296	59.3	25.7
1000	1440	61.7	26.4

Tabell 6.1: Data fra injeksjonstester utført i 30/3-A-11 B og 30/3-A-23 A i februar 2006 (fra tabell 1 i Vedlegg D, rapport "PWRI and produced water disposal solutions – Veslefrikk field" /1/).

I motsetning til CRI-loggen der kun et trykk- og ratepunkt er rapportert ved hver injeksjonssyklus, har disse dataene god kvalitet der rapportert trykk er den stabiliserte verdien målt etter minst 15 minutter ved det ratesteget. Data fra denne testen i 30/3-A-23 A underbygger dataene fra CRI-loggen og bekrefter at 30/3-A-23 A injiserte ved et betraktelig lavere trykk enn 30/3-A-11 B. Med en antatt EMW på 1,45 sg for 20" sko i 30/3-A-11 B som er satt ved 1052 m TVD RKB, ventes det et oppsprekkingstrykk på omlang 50 bar (ved overflate med sjøvannsinjeksjon). Dette stemmer bra med dataene fra testen utført i 2006. Injeksjonstrykket i 30/3-A-23 A er mye lavere til tross for at 20" sko er satt dypere enn i 30/3-A-11 B. Totalt friksjonstap i 30/3-A-23 A er omlagt 10 bar fra testen i 2006. Med et estimert trykktap på 10 bar ved 1000 lpm i rørføringen mellom Veslefrikk B og Velsefrikk A, blir resterende friksjonstapet fra 20" sko og opp over i formasjonen minimalt. Det er ikke utført noen analyse av fall-off periodene etter at brønnene var stengt inn.

Trykktapet fra injeksjonspumpen og ringrommet på brønnen var målt under en stegratetest utført på brønn 30/3-A-11 B i januar 2006. Figur 6.3 viser resultatet fra dette.

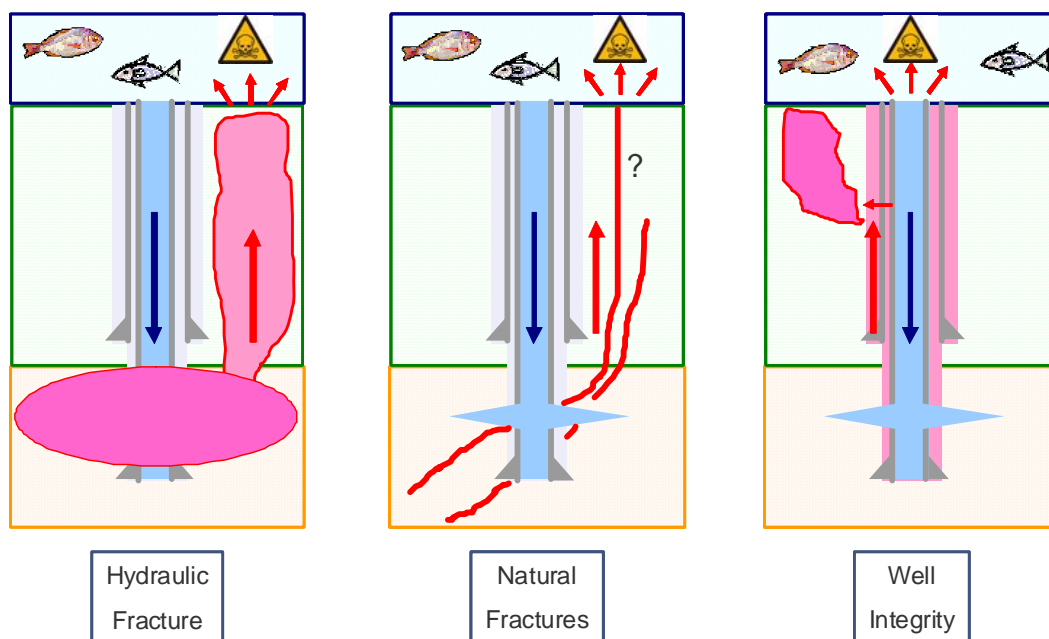


Figur 6.3. Trykktapet mellom injeksjonspumpen og ringrommet på 30/3-A-11 B målt under stegratetest utført med sjøvann i 2006.

## Lekkasjemekanismer

Det at kaks og faststoff er fraktet til havbunnen gjør at hydraulisk lekkasje ved matrix-strømning gjennom et permeabelt sandlag til overflaten kan utelukkes som lekkasjeruten. De tre hovedmekanismer for lekkasje ved kaksinjeksjon er som følger (se figur 6.4):

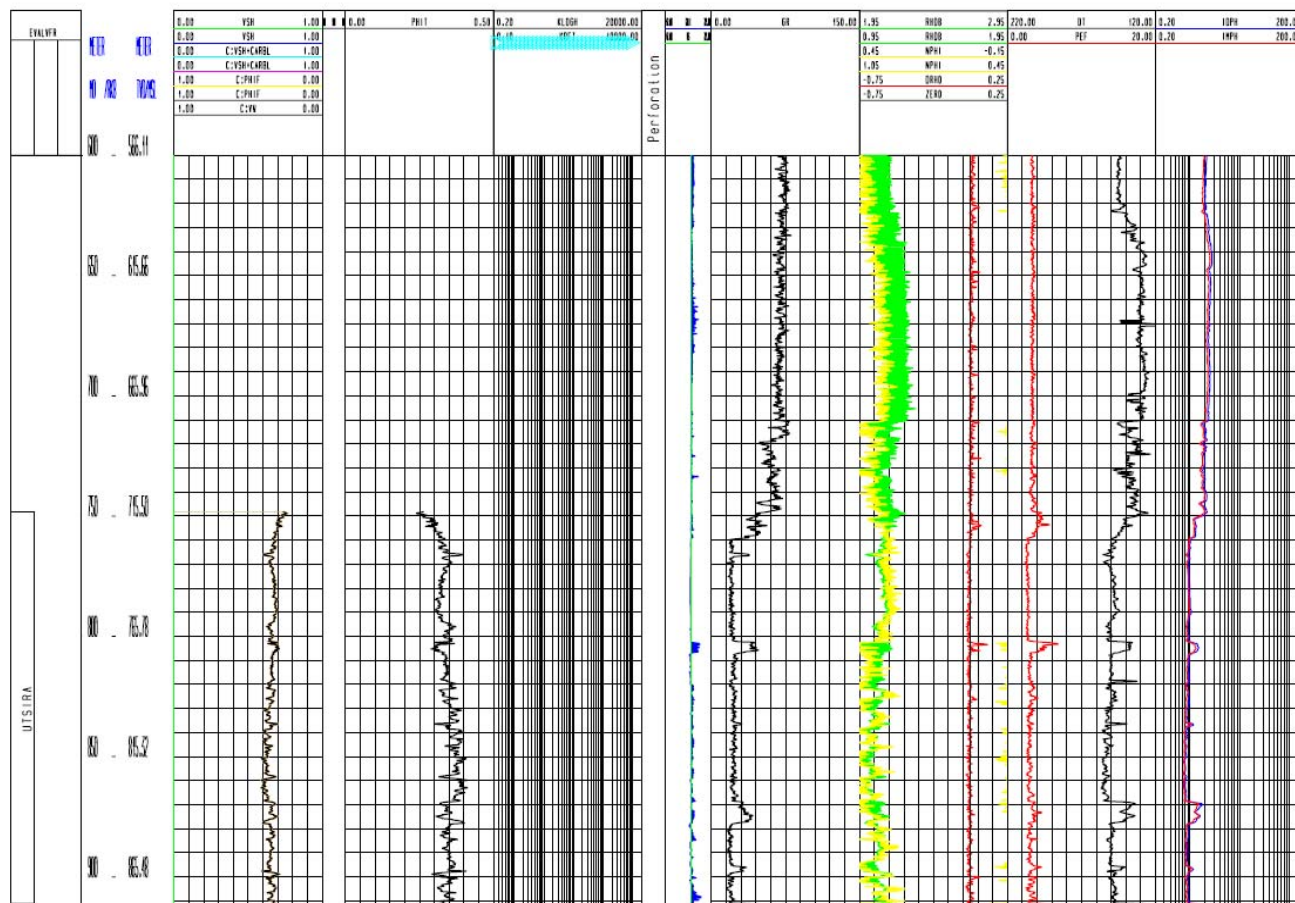
- Hydraulisk oppsprekking av formasjonen. Injeksjonstrykket overstiger oppsprekkingstrykket til formasjonen og injeksjonen foregår som en propagerende sprekk. Uten en tilstrekkelig target-sone med gode formasjonsegenskaper (f.eks permeabilitet, porevolum) og/eller spenningskontraster til kappebergarten over targetzone, vil sprekken kunne vokse videre oppover mot sjøbunnen.
- Naturlige sprekker (forkastninger). Forkastninger og naturlige sprekker kan fungere som lekkasjeveier ved injeksjon ved lavere trykk enn oppsprekkingstrykket til en intakt bergart. Dersom disse når gjennom targetsonen kan injeksjonen lettere propagere til sjøbunnen.
- Lekkasje i foringsrør eller ved dårlig sement. Dårlig brønnintegritet kan medføre injeksjon grunnere enn targetsonen som følge av brudd/hull i foringsrør eller mulig kanalstrømning mellom foringsrør og formasjon utenom tiltenkt targetzone.



Figur 6.4. Hovedkategorier for lekkasje ved injeksjon

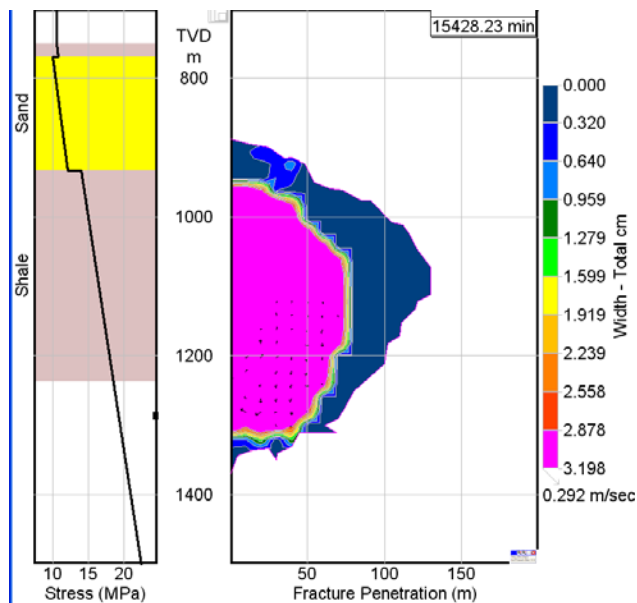
### A: Hydraulisk Oppsprekking

Utsiraformasjonen er en tykk og homogen sand i Veslefrikk-området med tykkelse på 150-160 m. Det er logget med tetthetslogg over Utsiraformasjonen i 2 brønner på Veslefrikk: letebrønner 30/3-2 B og 30/3-A-1 (figur 6.5). Porøsiteten er estimert til 35% basert på tetthetslogg og normalt sett vil da permeabiliteten være i størrelsesorden flere Darcy. Det er imidlertid ingen direkte målinger av porøsitet og permeabilitet.



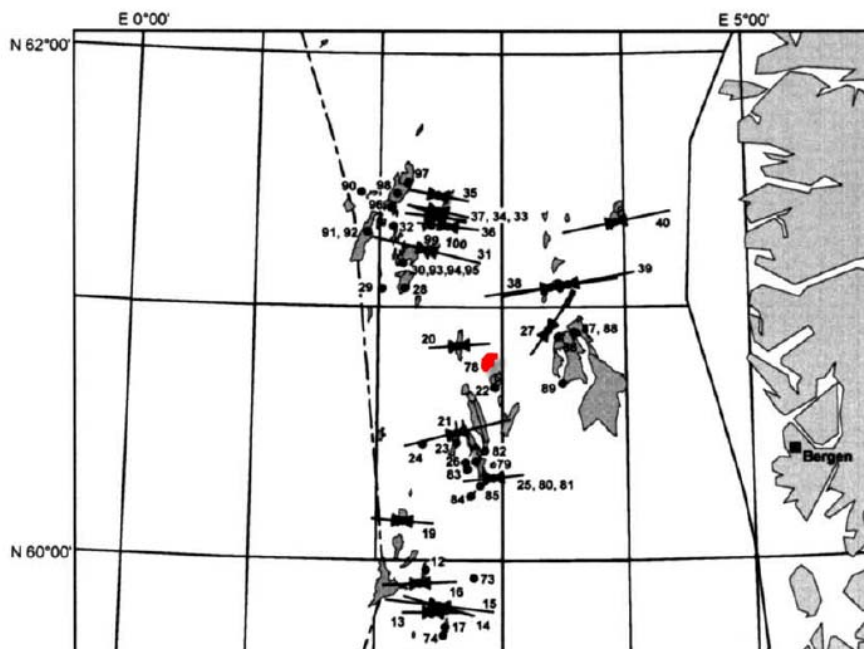
Figur 6.5. Logger fra 30/3-A-1 Utsiraformasjon.

Sprekkevekstsimuleringer er kjørt med Stimplan-verktøyet for å vurdere faren for sprekkvekst ut av Utsiraformasjon ved kaks- og slopinjeksjon. Figur 6.6 viser resultatet fra en av simuleringene der sprekkveksten oppover stopper ved Utsiraformasjonen. Dette underbygger at Utsiraformasjonen har tilstrekkelig permeabilitet til å hindre sprekk-propagering oppover siden væsken svelges unna (matrix flow) og trykket bløs av. Resultatene fra simuleringene tilsier at oppsprekking fra 20" sko og gjennom Utsiraformasjonen er usannsynlig i 30/3-A-23 A som årsak til hendelsen. Men simuleringer viser også at den forholdsvis store avstanden fra injeksjonspunktet og bunn Utsiraformasjonen gjør at brorparten av det injiserte volumet er "lagret" i sprekk i Hordalandgruppen under Utsiraformasjonen. Dette vil lekke av til Utsiraformasjonen under innestegningsperioder, men under injeksjon utgjør dette et forholdsvis stort volum med "lagret" energi som kan føre til store rykk i sprekkvekst oppover når sprekk propagerer. Dette utgjør en større risiko for sprekkvekst gjennom Utsiraformasjonen sammenlignet med tilfeller med injeksjonspunktet rett under bunn Utsiraformasjonen.



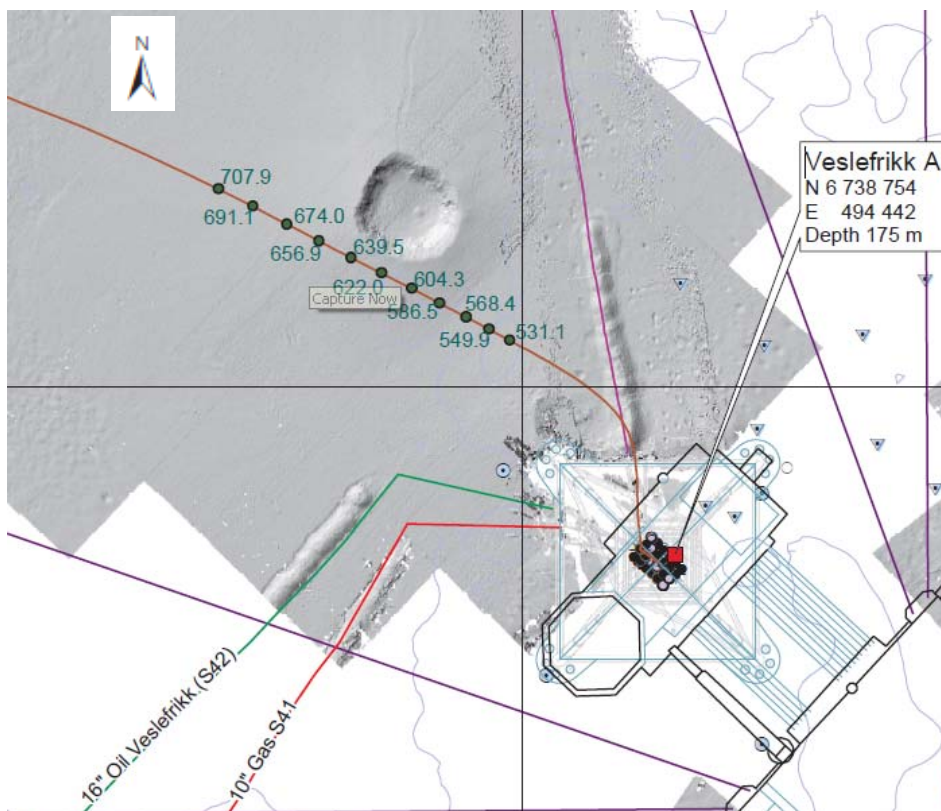
Figur 6.6. Resultat fra Stimplan-simulering av kaksinjeksjon i 30/3-A-23 A ved 20"-sko etter injeksjon av 4 pumpesykluser á 750 m<sup>3</sup>. Utsiraformasjonen er antatt med tykkelse 150 m TVD og en gjennomsnittsporositet på 700 mD. Fargene viser sprekkevidden.

I og med at horisontalspenningene er mindre enn vertikalspenningen, vil en hydraulisk sprekk være vertikal og sprekkeplanet vil gå i retning av den største horisontalspenningen. Det vil si mellom 70 og 100 graders retning i Veslefrikk-området (Figur 6.7).



Figur 6.7. Retning på største horisontalspenning (og antatt oppsprekkeretning) i Veslefrikk-området tatt fra artikkelen i Tectonophysics, 337, 65-84 (2001) 3/.

Brønnen 30/3-A-23 går omtrent i samme retning fra plattformen og ned til 20"-sko (figur 6.8). Azimuth for brønnen er ca 80° ved 20"-skoen og minsker til rundt 60° inn mot kick-off punktet for brønnen ut av 26"-sko.



Figur 6.8. Brønnbane for 30/3-A-23 A sammen med plassering av gropene. Dybde under mudline (mudline er 231 m TVD RKB) er gitt på brønnbanen .

20" skoen ligger over 540m unna plattformen i det horisontale planet. Dersom oppsprekking fra injeksjonspunktet og opp gjennom Utsiraformasjonen hadde vært lekkasjemekanismen, er det sannsynlig at sprekken/gropene ville nådd havbunnen lengre vekk fra plattformen. Topp Utsiraformasjon langs brønnen ligger omtrent 85 m unna brønnhodet (65m nord og 50 m vest) og omlagt 40m unna bein C3 (ved 544m under mudline på Figur 6.8). Groplokasjonene nær brønnen kan underbygge både en lekkasjemekanisme som innebærer et brønnintegritetsproblem opp langs foringsrør/sement, og/eller en oppsprekking av overlagingen fra ett punkt over Utsiraformasjonen. Grop 1 og grop 2 ligger i en retning som tilnærmer både brønnretningen og antatt oppsprekkeretning.

#### B: Naturlige sprekker og andre "structural hazards" i overlaging på Veslefrikk.

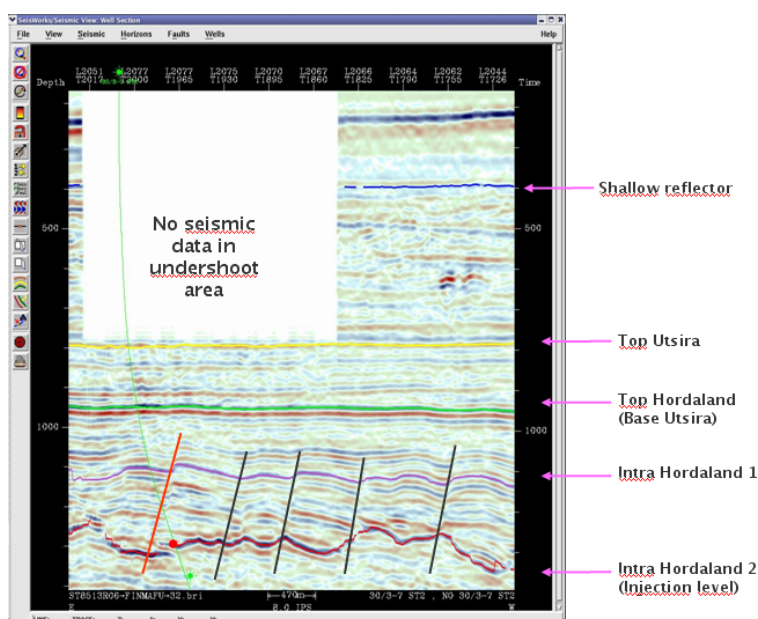
Geologien i overlagingen på Veslefrikk er vurdert. Det er sett på både gamle og nyere seismiske kuber, samt differansekube på jakt etter eventuelle grunne strukturer vha geoprobe. I området rundt plattformen er det imidlertid dårlig avbildning, og man kan ikke forvente å plukke opp små detaljer. Dette området er imidlertid begrenset og man ville forvente å plukke opp større lineasjoner utenfor "undershoot"-området. Konklusjonen er at ingen strukturer fra seismikken er identifisert som kan representere potensielle lekkasjeruter til havbunnen. Reflektorene like under havbunnen samt de like over Utsiraformasjonen er kontinuerlige. Det er få/ingen tegn til svekkelse langs lineasjoner. Dette underbygger at Utsiraformasjonen har en egnet kappebergart for deponering av mobile avfallsvæsker.

Det finnes noen lineasjoner på havbunnen, men disse ser ikke ut til å falle sammen med dypere trender i Jura, og man kan heller ikke se tegn til at dette er strukturer som berører seismikken under havbunnen. Det finnes også noen sirkulære groper på havbunnen. Det er ikke mulig å assosiere disse med dypere strukturer eller svekking/ offset av reflektorer under havbunnen. Lagrekken like under

havbunnen er svært kontinuerlig og man kan ikke se tegn til svingning av amplitude langs lineasjoner. Man ser effekten av enkelte store Jura forkastninger helt opp til Balder nivå, men ikke over.

Det polygonale forkastningsmønsteret fra Hordalandgruppen viser igjen også på bunn Utsiraformasjonen, og vil derfor kanskje påvirke nedre deler av Utsiraformasjonen (se Figur 6.10). Injeksjonen skjer etter planen ca 350 m under Utsira sanden i et område gjennomslutt av en mengde polygonale forkastninger. Sjansen for reaktivering av en polygonal forkastning er dermed til stede. Figur 6.9 viser en seismisk-profil over brønnen som indikerer en mulig forkastning på 1265 m TVD over injeksjonspunktet på ca 1281 m TVD:

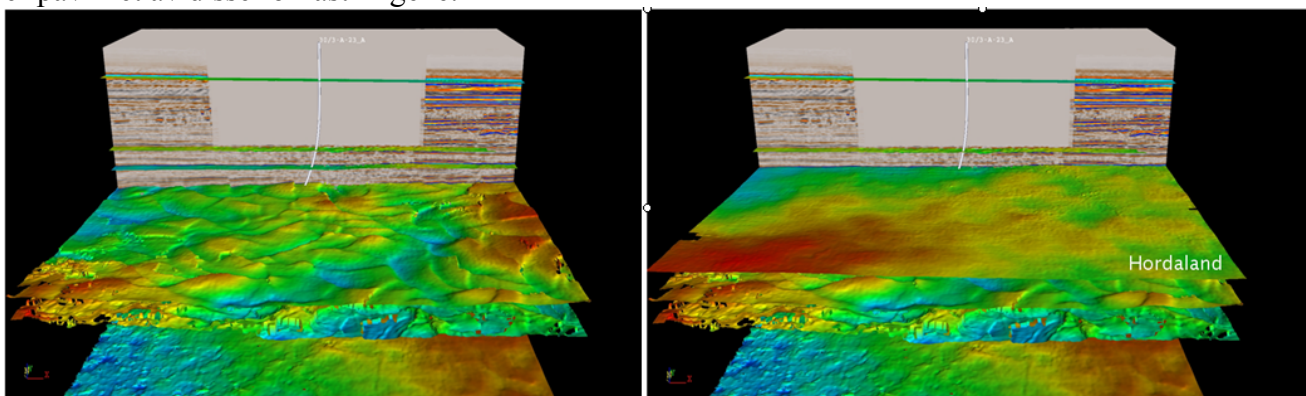
## Well section 30/3-7 S (A-23 A)



Several polygonal faults are identified in the Hordaland Group, but none of them are extending into the Utsira Formation. The red fault is intersecting the well above the injection point. Injection point is just above the interpreted Intra Hordaland 2 reflector.

Figur 6.9. Seismisk tversnitt gjennom brønnen 30/3-A-23 A. Figuren viser en polygonal forkastning i injeksjonsintervallet som er under Utsiraformasjonen. Forkastning over injeksjonspunkt dør ut på seismikken oppover.

Figur 6.10 viser andre seismikkbilder som viser omfanget av de polygonale forkastninger i Hordalandgruppen. Disse dør ut ved bunn Utsiraformasjonen, men man ser at bunn Utsiraformasjonen er påvirket av disse forkastningene.



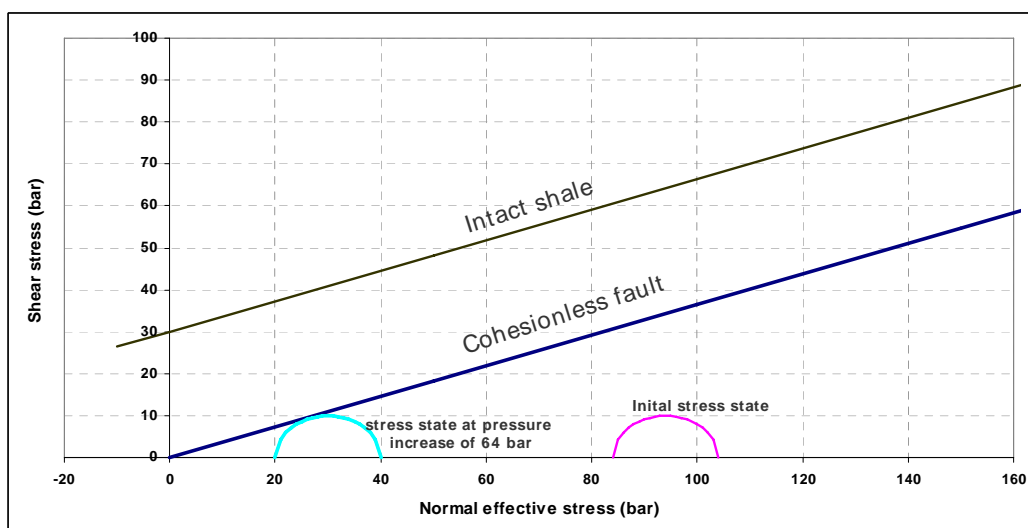
Figur 6.10. Seismiske flater (i tid) som viser polygonale forkastninger i Hordaland 2 (venstre) og ingen ved topp Hordaland / bunn Utsiraformasjon(høyre).

Før trykket kan blø av i Utsiraformasjonen må sprekken vokse vertikalt gjennom 350m leirstein. En slik sprekke utgjør en arealmessig stor sprekkesone. Dersom dette skjer gjennom et reaktivert



forkastningsplan vil det måtte dannes et relativt stort plan for å nå Utsiraformasjonen. På seismikken er det ikke tegn til store forkastningsplan som når gjennom Utsiraformasjonen og opp mot havbunnen. Men selv forkastningsplan med store dimensjoner kan være vanskelig å observere siden det i hovedsak er offset/sprang man kan gjenkjenne i seismikken og det er her, i tråd med datasett på normalforkastningslengde/sprang relasjon, snakk om et forventet sprang på mindre enn 10 m.

En Mohr-Coulomb analyse (Figur 6.11) tilsier at en økning i poretrykket langs forkastningsplanet til rundt 185 bar (ved datum 20'' sko) er tilstrekkelig for å kunne reaktivere en forkastning uten sementering. Dette tilsvarer et pumpetrykk på overflaten (med sjøvann) på omlagt 53 bar. Dette er ikke langt fra pumpetrykket som ble registrert den første injeksjonssekvensen ifm trykkfallet (53 bar ved 08.12.97). Etter reaktivering kan fortsatt injeksjon foregå ved et lavere trykk langs forkastningsplanet. Delvis plugging / avpakning av disse åpne forkastningsplanene kan forklare de periodene med høyere injeksjonstrykk (mellom 50 og 60 bar) som har oppstått periodevis gjennom injeksjonshistorien.



Figur 6.11. MC-analyse for spenningene ved 20'' sko i 30/3-A-23 A.

Konklusjonen er at de polygonale forkastningene kan reaktiveres ifm injeksjon men det er ikke sannsynlig at disse når gjennom Utsiraformasjonen og opp til havbunnen. Siden det ikke er mulig å identifisere noen strukturer på seismikken som går gjennom Utsiraformasjonen, og at gropene på havbunnen ligger over brønnbanen, er det sannsynlig at hendelsen innebærer lekkasje langs brønnbanen.

### C. Hull/lekkasje i foringsrør og/eller dårlig sement.

Dårlig brønnintegritet kan medføre injeksjon grunnere enn targetsonen som følge av brudd/hull i foringsrør eller kanalstrømning mellom foringsrør og formasjon utenom tiltenkt targetzone.

Korrosjon og eventuelt hull i 20'' foringsrør ved en dybde over Utsiraformasjonen er lite sannsynlig. Denne foringsrørstrengen er forholdsvis tykk (133 lbs/ft P-110) og integriteten til den innerste 13 3/8'' foringsrør som er påvist etter hendelsen tyder på lite korrosjonsproblemer. Erosjon og hull i foringsrør er også lite sannsynlig basert på (a) det tykke foringsrør-gods, (b) det faktum at trykkfallet skjedde kun noen få måneder etter oppstart kaksinjeksjon og (c) at boreskop-undersøkelse ved brønnhode (ved det mest utsatte område) viser lite tegn til erosjon. Mekanisk svikt av foringsrør ved en dybde over Utsiraformasjonen anses som lite sannsynlig men kan ikke utelukkes.

Klassifisering: Intern  
Status: Endelig  
Dato: 11.02.2010

Gransking av: Veslefrikk – Lekkasje fra injeksjonsbrønn



Sementkvaliteten i 24" hull bak 20" foringsrør er ikke logget men sementjobben ble utført med full retur. Topp sement er antatt ved 30 m TVD RKB (ved brønnehodet). Flere detaljer om sementjobben vises i Figur 6.12:

13.0 Casing/Liner cementing Wellbore: NO 30/3-7 S Report period: 26.09.1995 06:00 - 27.09.1995 06:00

Casing size: 20"

Theoretical TOC: \_\_\_\_\_ mMD Company: \_\_\_\_\_ Top up job:

Evaluated TOC: \_\_\_\_\_ mMD Contract no: \_\_\_\_\_ Stage cementing:

Evaluated by bond log:  Liner rotation: Planned \_\_\_\_\_ Achieved: \_\_\_\_\_ Job summary

Remarks: \_\_\_\_\_

Fluids pumped	Type	Density g/cm3	Volume m3	Pump rate l/min	Pump pressure bar	Return	Composition
Lead	NORWELL G	1.30	37				
Tail	NORWELL G	1.92	49				
Displacement			259	1750	44.00	Full	
Spacer before	SEA WATER	1.03	90				

**20" LEAD:** 37,0 m<sup>3</sup> 1.30 SG slurry. Comp.: Norwell 'G' cement, 0,10 LHK D-47, 0,70 LHK D-145, 0,05 LHK D-81, 1,8% BWOC D-60, 42,0% BWOC D-124, 32,0 LHK Microblock, 95,08 LHK FW. Yield: 218,8 LHK. Totally 17,85 tons cement.

**20" FILLER:** 49,3 m<sup>3</sup> 1.56 SG slurry. Comp.: Norwell 'G' cement, 0,10 LHK D-47, 1,5% BWOC D-20, 0,50 LHK D-81, 92,22 LHK FW. Yield: 124,63 LHK. Totally 39,6 tons cement.

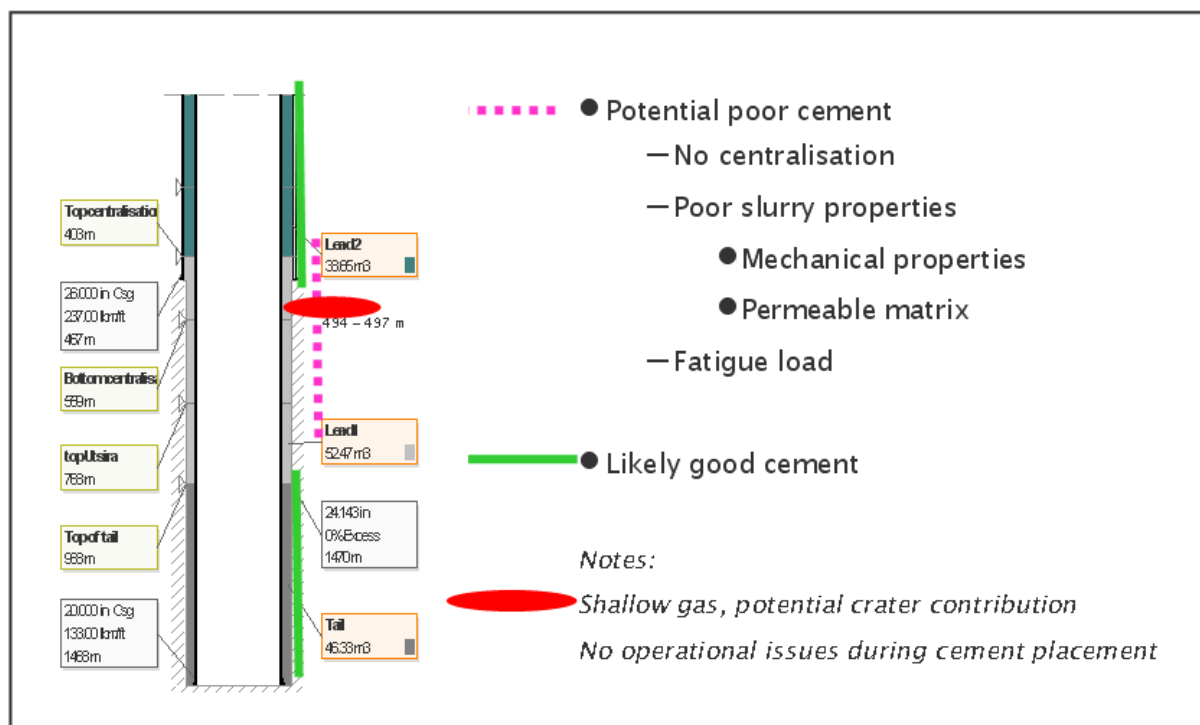
**20" TAIL:** 49,2 m<sup>3</sup> 1.92 SG slurry. Comp.: Norwell 'G' cement, 0,10 LHK D-47, 0,80 LHK D-81, 42,77 LHK FW. Yield: 74,92 LHK. Totally 65,7 tons cement.

**REMARKS:** Circulated 110 m<sup>3</sup> 1,27 SG mud at 1000 LPM and 90 m<sup>3</sup> seawater at 1450 LPM prior to cement job. Dropped bottom plug. Mixed and pumped cement slurries with 900 LPM. Displaced cement to rig floor with 2,5 m<sup>3</sup> FW. Dropped top plug and displaced cement with 258,6 m<sup>3</sup> 1,27 SG mud at rate 1000-1750 LPM.  
Bumped plug and tested casing to 80 bar.

Figur 6.12. Uttrekk fra DBR og Final Well Report med detaljer om sementering av 20"foringsrør i brønnen 26.09.1995.

Brønnvinkelen er 52° ved 20" sko, 33° ved 933 m TVD RKB (bunn Utsiraformasjon), 21° ved 775 m TVD RKB (topp Utsiraformasjon) og ca 8° ved 26" sko. Det er kjørt 2 centraliser/joint på de nederste 10 foringsrør-joint (opp til ca 1347 m MD / 1210 m TVD RKB) samt en centraliser/joint på de 8 jointene under og de 4 jointene over 26" sko (547 m – 427 m TVD). Det er altså ikke kjørt centraliser i intervallet over Utsiraformasjonen der brønnen har en vinkel på mellom 21 og 33°. Dette utgjør en økt risiko for dårlig fortregning av slam på lavside og/eller kanaldannelse med fritt vann på høyside i dette intervallet - noe som kan gi i en lekkasjerute "forbi" Utsiraformasjonen.

Kvaliteten på sementlaget rundt foringsrøret er vurdert og er oppsummert i figur 6.13. Det er konkludert med et potensial for dårlig sementbinding fra 968m MD og opp til 26" sko. Denne midtre delen antas å være svakest pga mangel på sentralisering og dårlige slurry-egenskaper. Det er mulig at trykksykluser fra injeksjonsperioder har ført til mekanisk skade av denne sementen. Endringer i temperatur av injisert væske (kaldt sjøvann, varm kaksinjeksjon, osv) kan også føre til redusert sementstyrke. Sementkvaliteten i den øvre og nedre delen anses som god slik at en sammenhengende kanal/svikt av sement langs hele brønnen anses som lite sannsynlig.

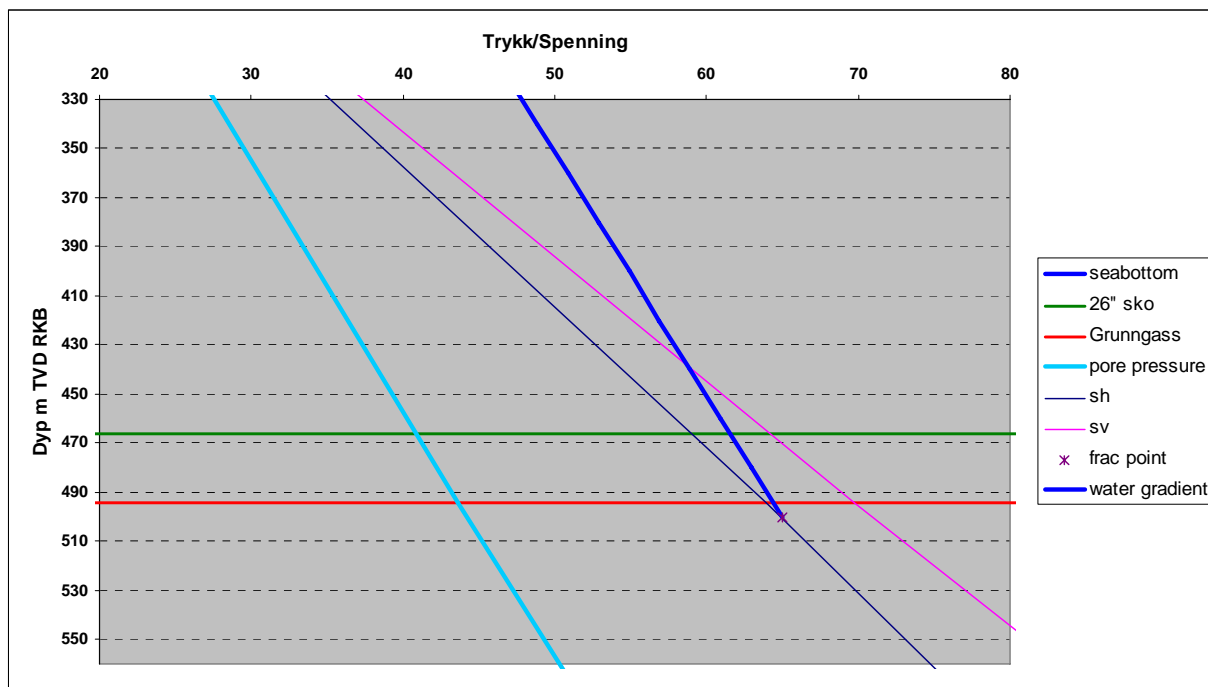


Figur 6.13: Kvaliteten på det initiale sementlaget rundt foringsrøret.

Basert på FIT'en som var utført rett etter utboring i 17 1/2" intervall (1.65 SG EMW ved 1475 m MD RKB som tilsvarer 207 bar nedihulls og 78 bar på overflaten med sjøvann) var sementkvaliteten ved skoen bra i utgangspunktet. Dette underbygges også av det faktum at pumpetrykket lå over 80 bar initialt i 1997 som tilsier at injeksjonen foregikk som oppsprekking ved 20" sko og ikke som følge av lekk sko.

Det faktum at gropene på havbunnen ligger nært brønnen gjør det sannsynlig at hendelsen innebærer lekkasje langs brønnbanen. Slik kanalstrømning opp langs store deler av brønnen fra injeksjonspunktet til havbunnen kan derfor ikke utelukkes. Med en 24" hull og usentralisert 20" foringsrør er det ikke umulig å tenke seg "frie" kanaler med 3-4" diameter. En enkel beregning viser at friksjonstapet med 1000 lpm kaldt sjøvann er i størrelsesorden 0.017 - 0.004 bar/m for henholdsvis en 3" og 4" kanal. Beregningene for slop og CRI-slurry er mer komplisert pga dens rheologiske egenskaper og er ikke utført av granskningsteamet. Friksjonstap med slop og CRI-slurry ventes å være noe større enn for sjøvann men injeksjonsrate for slop/kaks var typisk lavere ved 500 lpm.

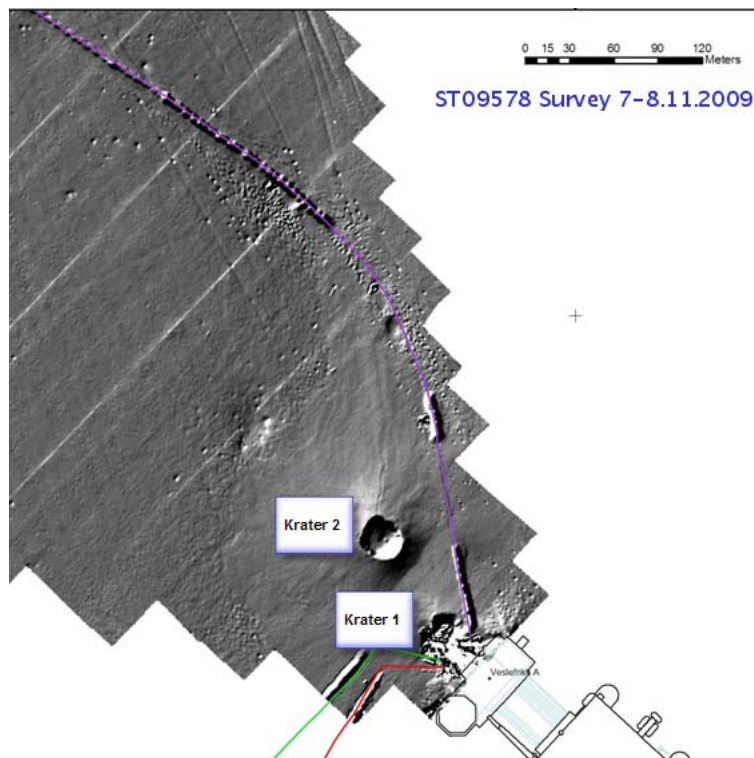
Det er påvist god sementkvalitet rundt 20"-skoen og sementjobben ved 26"-sko vil også fungere som en barriere til videre kanalstrømning opp der. Det er derfor mest sannsynlig at kanalstrømning langs dårlig sement over den midtre delen av brønnen har vært medvirkende til hendelsen. Slik kanalstrømning i overlagingen vil kunne opphøre ved en dybde på mellom 520-500 m TVD RKB (avhenging av raten) og injeksjonen vil deretter kunne fortsette som oppsprekking i overlagingen. Denne beregningen baserer seg på det observerte pumpetrykk på omlag 23 bar og et antatt friksjonstap på 10 bar til sammen ved 1000 lpm. Dette gir et netto oppsprekkingstrykk på omlag 20 bar. Den effektiv minste horisontalspenning (tilbake beregnet ved overflaten med sjøvann) er på 20 bar ved en dybde på 500 m TVD RKB. Se figur 6.14



Figur 6.14 Viser horisontal ( $s_h$ )- og vertikal( $s_v$ )- spenningsprofiler samt en hydrostatisk vannsøyle fra punktet der effektiv horisontal spenning er likt korrigert pumpetrykk.

Figur 6.14 viser at oppsprekking i overlageringen vil kunne foregå ved en dybde på 500 m TVD RKB. Dette er et område med ingen sentralisering av 20" foringsrør og det ligger under grunn-gass-sonen. Det er derfor mulig at lekkasjen til havbunnen også har dratt med seg grunn gass i den tidligere nevnte sonen da sprekken vokste opp til havbunnen. Formen på gropene kan ha blitt dannet fra utstrømning av kaks/slop og innsigning av skråningen. Grunn gass kan ha vært med å forme gropene, men er antatt å ha hatt kort varighet, ref. erfaringer fra brønn 34/10 52S på Gullfaks.

Figur 6.14 viser at trykket i vannsøylen når vekten på overlageringen ( $s_v$ ) ved en dybde på 440 m TVD RKB. Ved dette punktet kan det ventes at leirematerialet vil bli influert/fluidisert ved fortsatt injeksjon slik at, injeksjon i en sprekk som går til overflaten og som gir mulighet for frakt og erosjon av materialet, kan over tid utvikle seg til mer kanalstrømning ("pockmarks" mekanisme). Brønnbanen ved 500m TVD RKB ligger omlagt 27 m Nord og 6 m Vest fra brønnhode og ligger ca 15m rett øst for bein C3. Antatt sprekkelengde (for en sprekk mellom 500 og 440 m) er 60 m hvis man antar en sirkulær sprekk. Disse forholdene passer forholdsvis bra overens med lokasjoner til grop 1 og grop 2.



Figur 6.14 Viser lokasjoner av grop 1 og 2 fra kartlegging ST09578, 7-8.11.2009  
Viser sediment (kaks) som jevner ut terrenget.

Det er ventet at partikkel-innholdet i CRI-slurry vil kunne føre til avpakking av eventuelle små kanaler langs brønnen, noe som muligens kan forklare de periodene med høyere injeksjonstrykk (mellom 50 og 60 bar) som har oppstått periodevis gjennom injeksjonshistorien.

### **Havbunnskartlegginger**

Data fra havbunnskartlegginger bekrefter teorien om at det har vært lekkasje til havbunnen ifm kaksinjeksjon på Veslefrikk. Det er i perioden gjennomført rørinspeksjoner og miljøkartlegginger.

#### Kartlegginger i forbindelse med Huldra rørledning.

MMG utfører inspeksjon av rør traseer på vegne av Rør Drift på Kårstø (Pipeline Operations). Det har ikke vært oppdrag fra Drift HVF eller DWB PDNS VF. Arbeidsbeskrivelsen fra oppdragsgiver er at det skal rapporteres tilstand på aktuelle rør og på sjøbunn i umiddelbar nærhet (dvs. frispenn som påvirker rør). Til denne inspeksjon benyttes som regel bare visuell inspeksjon med tre parallelle kamera samt en profiler som angir posisjon på rør relativ til sjøbunn. Dette dekker en bredde på noen meter på hver side av røret. Det har fra oppdragsgiver ikke vært krav til leveranse av multistrålekartlegging og digitale terrengmodeller. Da de ROV som benyttes til rør inspeksjon også har dette utstyret tilgjengelig har det vært vanlig å bare la dette stå på. Da oppdragsgiver ikke har ønsket disse data har rådata kun blitt lagret på disk uten at noen har lastet dem ned og uten at noen har laget terrengmodeller. Det er først i 2009 det har vært tilgjengelige verktøy til å håndtere nedlasting av terrengmodeller og sammenligne data. Terrengmodeller er laget etter at gropen ved legg C3 ble oppdaget høsten 2009.

- Havbunnskartleggingen ST00525, foretatt i august 2000. Analyse av data viser en grop nær rørtrasé, 65 meter fra Veslefrikk A. Denne gropen var i utkanten av kartleggingsområdet og ble bare delvis dekket av kartleggingen.



- Kartlegging i juli 2008 (ST08611) omfattet også området ved legg C3. På dette tidspunkt var det ingen grop ved C3.
- Kartlegging i juli 2009 (ST09609) bekrefter en utviklet grop ved legg C3. I tillegg viser differansen mellom kartleggingene en nivåheving av havbunn på rundt to meter nær legg C3 fra 2008 til 2009.

#### Miljøkartlegginger

Rundt Veslefrikk er det påvist tydelig forstyrret fauna. Basevæsken Ultidrill har vært benyttet på feltet. Kaks forurenset med Ultidrill skal være reinjisert. Det ble i 1998 observert innhold av Ultidrill på havbunnen i hovedstrømsretningen (Mannvik, H-P et al, 1999) /6/. Sammenlignet med resultater fra 1998 viser undersøkelser i 2001 at oljeinnholdet på havbunnen har økt. I samme perioden har all oljeholdig kaks/slop blitt reinjisert (Mannvik, H-P et al, 2001) /7/. Se også Nøtland og Thoresen (2008) /5/. Dette kan være forårsaket av at reinjisert borevæske har kommet opp til sjøbunn.

Oljeholdig kaks (>1 % oljeinnhold) var tillat deponert på sjøbunn før 1991. 7 letebrønner ble boret på Veslefrikk før 1991 og oljebasert kaks fra disse boringene ble deponert på sjøbunn og kan være en medvirkende årsak til miljøtilstanden.

#### **Konklusjon av utløsende årsak:**

Følgende hypotetiske modeller er forenlige med observasjonene diskutert ovenfor:

#### **Modell A: Dårlig sement**

1. Injeksjonen foregikk initialt som planlagt med oppsprekking fra en intakt 20" sko og opp til bunn Utsiraformasjonen.
2. Injeksjon fører til dannelse av åpne sprekker eller aktivisering av forkastninger rundt den tilsynelatende intakte 20"-sko. Injeksjonen foregår deretter i åpne sprekker/forkastninger rundt skoen for så å nå et område langs brønnen med dårlig sementkvalitet.
3. Dårlig sementkvalitet med delvis åpen kanal (med muligens erosjon) fra under Utsiraformasjonen og opp til 26" sko gjør at injisert fluid fra sprekker/forkastninger kan "bypasse" Utsira Formasjonen.
4. Kanalstrømning opp langs brønnen skjer opp til en dybde på 500 m TVD RKB. Ved denne dybden er effektiv horisontal spenning lik korrigert pumpetrykk og injeksjonen foregår nå som oppsprekking i overlageringen.
5. Sprekken når havbunnen antagelig med en del grunnmass initialt. Overtrykket ift vanntrykket gjør at materialet rundt sprekkene blir influert/fluidisert. Sprekken lukkes gradvis fra kantene og strømning fokuseres inn i en sentral kanal – grop 2. Grop 2 antas å dannes i det samme tidsrommet som da det store trykkfallet skjedde i slutten av desember 1997.

Når det gjelder punkt 2 over, er det to mekanismer som kan gjelde:

- A: Injeksjon fører til økning av trykk langs forkastningsplan og dermed til reaktivering av noen polygonale-forkastninger i nærheten av injeksjonspunktet. Sprekkedimensjoner ifm oppsprekking er forholdsvis stor grunnet den store avstanden fra 20" foringsrør-sko og bunn Utsiraformasjon. Et tilsvarende stort område av Hordalandgruppen, gjennomført av mange polygonale forkastninger, er berørt ved injeksjon. Et system av mer eller mindre konduktive forkastninger kan nå frakte injeksjonsfluidet med partikler til Utsiraformasjonen ved et pumpetrykk som er lavere enn oppsprekkingstrykket. Det polygonale forkastningsmønsteret når

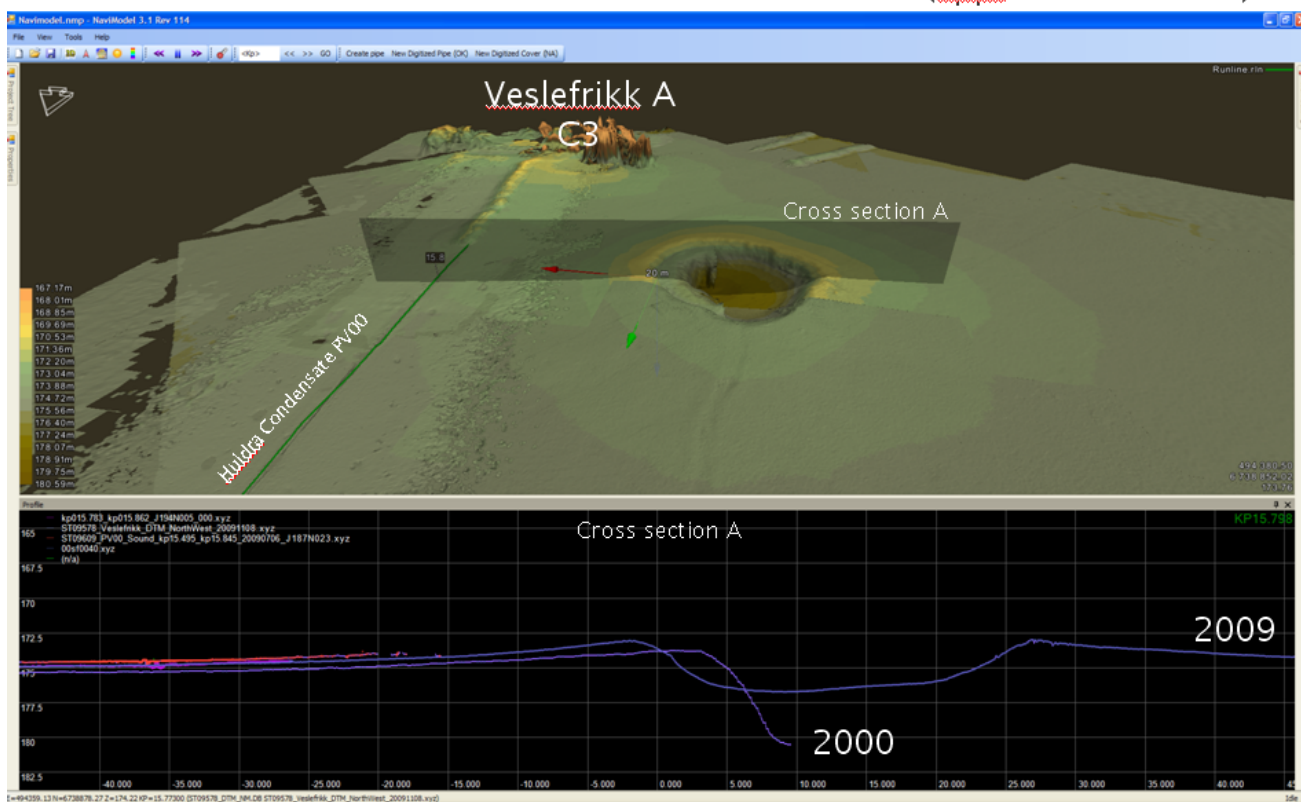
kun opp til de nedre deler av Utsiraformasjonen og kan ikke fungere som lekkasjeruter gjennom Utsiraformasjonen. Men det store systemet med konduktive forkastninger kan ha hydraulisk kontakt tilbake mot brønnen og den dårlige sementkvaliteten under Utsiraformasjonen og gjennom Utsiraformasjonen.

- B: En tidligere sprekk holdes delvis åpen med faststoff fra kaksen slik at redusert pumpetrykk er mulig. Det at brønnbanen går i samme retning som sprekeretning gjør at en slik ”propped” sprekk kan ha ”kontakt” med brønnen oppover i Hordalandgruppen slik at den også vil kunne ha hydraulisk kontakt med et dårlig sementert ringrom under og gjennom Utsiraformasjonen. Det er også mulig at den hydrauliske oppsprekking når først opp gjennom store deler av Utsiraformasjonen pga den forholdsvis store avstanden mellom injeksjonspunktet og bunn Utsiraformasjonen. Avstanden resulterer i et forholdsvis stort volum med ”lagret” energi som kan føre til store rykk i sprekkvekst oppover når sprekken rykkvis propagerer. Men pga lokasjonene til gropene, anses det som usannsynlig at sprekken har vokst helt ut av Utsiraformasjonen og videre oppover i overlagingen, uten noe ”hjelp” fra et konduktivt ringrom.

**Modell B: Mekanisk svikt av foringsrør.** Mekanisk svikt av 20” foringsrør ved en dybde over Utsiraformasjonen kan ikke utelukkes som årsak til hendelsen men anses som lite sannsynlig.

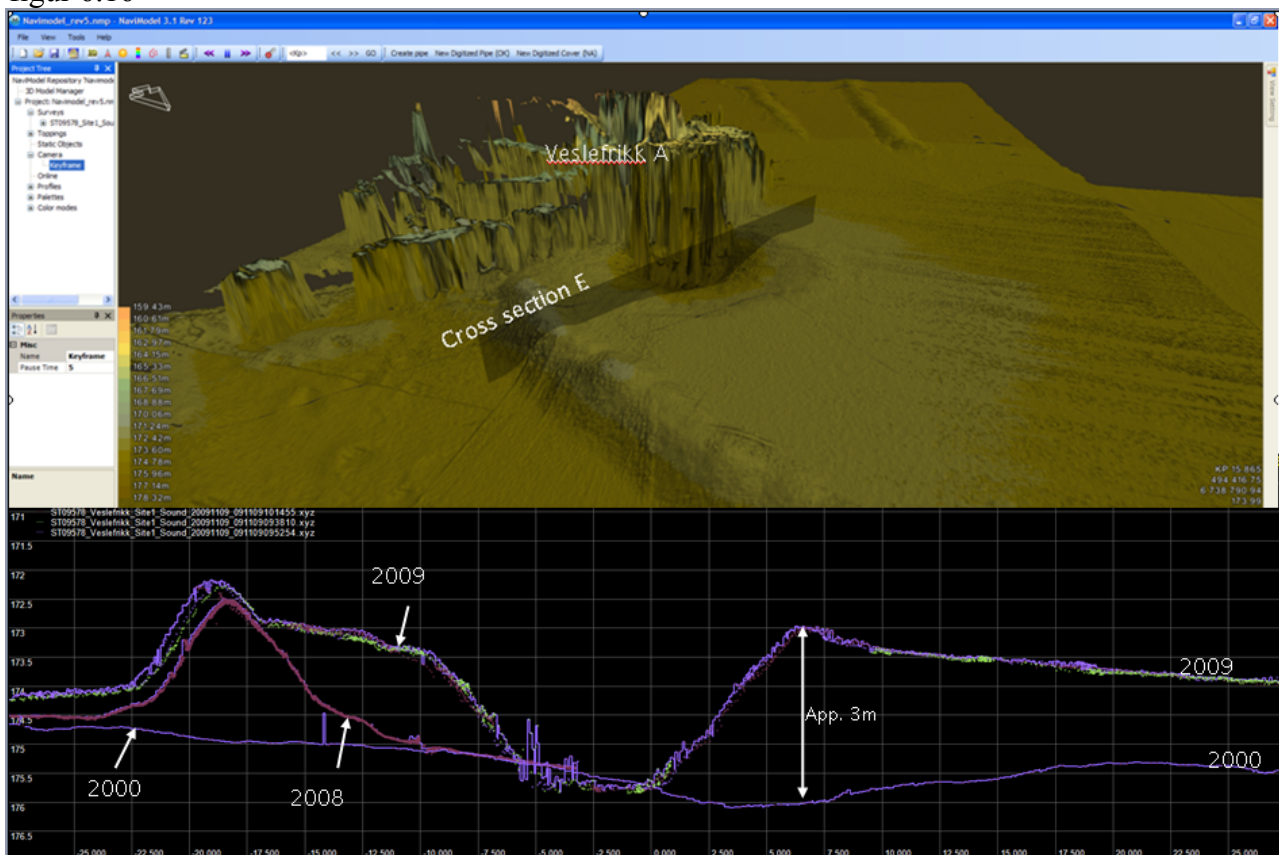
Lekkasje av injisert væske til havbunnen har mest sannsynlig foregått siden trykkfallet i desember 1997. Kanten til grop 2 er synlig på havbunnsundersøkelsen i august 2000 og en sammenligning av den med undersøkelsen i juli 2009 viser oppbygging av materialet i og rundt grop 2 (se figur 6.15).

Terrain models from 2000 and 2009 – Cross section A (appr. 70m from C3)



Figur 6.15 Viser differanse i havbunnen rundt grop 2 mellom år 2000 og år 2009.

Pumpetrykket viser muligens en ytterligere nedgang etter august 2008. Denne trenden er ikke så klar men det er et gjennomgående lavere maks-trykk etter denne tiden. Det er nærliggende å tro at grop 1 (ved bein C3) er dannet i denne perioden. Dette underbygges av resultater fra havbunnsundersøkelse. Se figur 6.16



Figur 6.16 Viser differanse i havbunnen rundt grop 1 mellom år 2000, 2008 og 2009. Grop 1 er kun synlig på 2009-undersøkelsen.

Mekanismen for hvorfor lekkasje ved grop 2 skulle minske og at et nytt grop ved beinet skulle dannes er usikker. Mulige forklaringer kan være ulike former for tetting av opprinnelige kanaler.



## 6.2 Bakenforliggende årsaker

Uten en entydig utløsende årsak er det også vanskeligere å angi klare bakenforliggende årsaker. Av medvirkende bakenforliggende årsaker, fra 1997 og frem til funn av grop høsten 2009, har granskingsgruppen kommet frem til følgende:

### Mangelfull risikoforståelse

Det er ikke gjennomført risikoanalyse i forbindelse med injeksjon på Veslefrikk. Konseptstudien (NSI, 1991) vurderer generell risiko forbundet med oppsprekking av formasjon i forbindelse med injeksjon /8/. Risiko for spesifikke brønner eller andre lekkasjemekanismer er ikke inkludert i studien.

Det er granskingsgruppens oppfatning at en risikoanalyse ville ha initiert krav til bedre oppfølging av kaksinjeksjon. En systematisk gjennomgang av risiko ville avdekket ulike potensielle årsaker som kan medføre lekkasje ved injeksjon. Det er da naturlig å følge opp med risikoreduserende tiltak (ref FR10 kap 4.7), som for eksempel prosedyrer som krever overvåking av risikoforhold, opplæring i bruk av prosedyrene samt en bedre ansvarsfordeling tilknyttet kaksinjeksjon.

I perioden fra 1997 til høsten 2008 har hovedtema innen risiko i forbindelse med kaksinjeksjon på Veslefrikk vært slitasje på rør og brønnhodeutstyr (erosjon) samt å unngå et for høyt trykk som kan skade foringsrør. En tykk Utsiraformasjon (som hindrer vertikal sprekkevekst) har medført en oppfatning av at risiko for utslipp til havbunnen er liten. Et for lavt trykk, som indikerer lekkasje, er et risikoforhold som ikke har fått tilstrekkelig oppmerksomhet. Dette har medført mangelfulle operasjonelle rammebetingelser, for eksempel er nedre trykkgrense ikke spesifisert i styrende dokumentasjon (WR0805). Se også kapittel 6.1 samt avsnitt "Mangelfull design" i kap 6.2 for mangelfull risikoforståelse relatert til svakheter ved brønndesign, sementkvalitet, og plassering av injeksjonspunkt.

Et annet forhold som ikke har fått tilstrekkelig oppmerksomhet er forskjellen i pumpetrykk ved injeksjon i 30/3-A-11 B (normalt 70 bar) og 30/3-A-23 A (normalt 20 bar). Brønnene injiserer i samme formasjon og forskjellen i pumpetrykk skulle da ikke vært så stor (se kap. 6.1).

Det opplyses også i noen intervju at det har vært observert mindre oljefilmer på havoverflaten rundt Veslefrikk. Årsaksundersøkelser er gjennomført uten å kunne konkludere med hvor oljen kommer fra (produsert vann, spillolje eller fra båter, etc.). Lekkasje fra injeksjon ble ikke vurdert som mulig årsak. Granskingsgruppen har gjennomført søk i Synergi uten å finne saker som bekrefter disse observasjonene.

Tiltak for å se på mulige forklaringer til et lavt pumpetrykk ved kaksinjeksjon i 30/3-A-23 A ble ikke iverksatt før høsten 2008. Man ble da oppmerksom på trykkfallet som hadde skjedd i 1997. I november 2008 utarbeidet DWB PDNS VF, sammen med fagmiljøet i TNE, et testprogram som med større sikkerhet ville bekrefte en lekkasje.

Testprogrammet ble ikke gjennomført som planlagt i januar 2009. Forhold som bidro til at testprogrammet ikke ble oppfattet som en hastesak av DWB PDNS VF var blant annet:

- Resultatet fra PWRI studien i 2006 konkluderte med god injektivitet på 30/3-A-23 A /1/.
- En tykk Utsiraformasjon reduserer risiko for utslipp til havbunnen



Disse to forhold er tillagt for stor vekt i forhold til informasjonen om trykkfallet i 1997. PWRI studien inkluderte for eksempel ikke en vurdering av brønnens trykkihistorie med tanke på lekkasje, og en tykk Utsiraformasjon ekskluderer ikke andre mulige lekkasjemekanismer (f eks lekkasje gjennom foringsrør).

### **Mangelfull design**

30/3-A-23 A ble først boret som en letebrønn (30/3 7S) der hovedformålet var å utforske hydrokarbonpotensialet i Brent gruppen, intra Dunlin sand og Statfjord Formasjonen innenfor B-prospektet. 20" foringsrør-sko ble satt dypt ned i Hordalandgruppen (1281 m TVD 1467.5 m MD) på grunn av at brønnen skulle bores langt.

30/3 7S ble senere konvertert til en produsent og omdøpt til 30/3-A-23. 30/3-A-23 og andre brønner ble testet for mulig injeksjon av kaks basert på at designet var i henhold til datidens krav til injektorer (foringsrøret og skoen var satt under Utsiraformasjonen). 30/3-A-23 viste bedre injektivitet og ble derfor foretrukket.

En mulighetsstudie foretatt for Gullfaks og Veslefrikk i 1991 (NSI 1991) konkluderer med at det ikke er bergmekaniske aspekter som setter en stopper for injeksjon i Utsiraformasjonen så lenge man ikke injiserer direkte i den permeable sandsonen /8/. Rapporten setter ingen krav til hvor dypt under Utsiraformasjonen man kunne injisere.

Basert på SPE/IADC 25758 "An improved method for grinding and reinjecting of drill cuttings" (Statoil, 1993) /2/, ble det anbefalt å gjennomføre kaksinjeksjon i ringrommet. Dette forutsatte en grunnsatt foringsrørssko mellom 50 - 100 meter under den permeable Utsiraformasjonen.

Retningen av brønnbanen i 30/3-A-23 A er plassert i god avstand til andre produksjonsbrønner ved injeksjonsdyp, men er ikke optimalt plassert iht forventet oppsprekkingsretning og infrastruktur på havbunnen.

En god sementjobb ved injeksjonsdyp og oppover gjennom targetsand (Utsiraformasjonen) skal sikre god isolering. Sementen som er brukt for sentering av midtre del av 20" foringsrør er ikke egnet til injeksjonsformålet, kun til fylling og fundamentering. Videre var det ikke kjørt noen sentralisere over Utsira-sanden, noe som øker risikoen for dårlig soneisolering (se kap. 6.1).

### **Ufullstendige prosedyrer/krav**

I 1997 gjaldt "KP04 Håndbok for drift av plattform i LUN, DRO, GPT, TPK og INT". Denne håndboken inneholdt kravet "K301 Krav til overvåking av plattformbrønner i drift". Fra 04.06.2000 ble K301 erstattet med WR0256 "Lekkasjetesting av brønnutstyr". WR0256 endret navn til "Overvåking av brønner i drift – barrierer, korrosjon og erosjon" den 20.09.2004.

K301 og WR0256 er utilstrekkelig med hensyn på ansvarsforhold samt oppfølging og overvåking av kaksinjeksjon.

Hvordan injeksjon skal utføres offshore på Veslefrikk var beskrevet i "VF-LR-106-1" (gjeldende før 2001). Fra 2001 gjaldt WR0805. Det spesifiseres ikke en nedre trykkgrense for kaksinjeksjon i VF-LR-106-1 eller WR0805.

WR0805 sier at data fra kaksinjeksjon skal loggføres i en kaksinjeksjonslogg. Videre skal injeksjon rapporteres til Boreleder på plattformen og videre til land i DBR (Daglig Bore Rapport). Hvordan



sentrale injeksjonsdata skal følges opp etter rapportering er ikke spesifisert. WR0805 henviser ikke til WR0256.

Mer spesifikke overordnede krav til overvåking og oppfølging av kaksinjeksjon ble utarbeidet i 2008 som et temadokument (DW-T05-04). De fleste kravene i temadokumentet ble gjort gjeldende i Brønntilvirkningsprosessen i Nye Apos fra 01.05.09.

Implementering av temadokumentets krav som omhandler oppfølging og overvåking av injeksjonsbrønner var høsten 2009 ikke knyttet til Drift sine arbeidsprosesser i Nye Apos. Dette blir implementert 27. januar 2010. Frem til 27.01.2010 gjelder WR0256. Docmap og Apos Drift (gamle Apos) skulle ikke oppdateres med nye krav i overgangsvinduet. Dette gjorde det vanskeligere for Drift å bli oppmerksom på de nye kravene.

Brønnintegriteten i 30/3-A-23 A og 30/3-A 11 B ble evaluert av Brønnintegritetsgruppen sommeren 2009. I denne sammenheng ble integritet mot det dype reservoaret vurdert som god. C-ringrommet som har vært brukt til injeksjon av kaks og slop inkluderes normalt ikke i barrierepakken til en produksjonsbrønn. Brønnbarrierer mot kaksinjeksjonsreservoaret ble ikke vurdert. Det var ikke krav til dette i styrende dokumentasjon (kommer 27.01.10).

### **Uklare ansvarsforhold**

I styrende dokumentasjon fremkommer det ikke tydelig nok hvem som har vært ansvarlig for oppfølging og overvåking av kaksinjeksjonsbrønner (K301 og WR0256). Det fremkom i granskingen at det er uklart for personell hvem som har ansvar for overvåking og oppfølging av kaksinjeksjonsbrønnene på Veslefrikk.

Nye krav ble gjort gjeldende fra 01.05.09 i forbindelse med utrulling av Pakke 1 i Nye Apos, i eget Temadokument og under Brønntilvirkningsprosessen (en arbeidsprosess for Boring og Brønnteknologi). I "K-11854 – Monitoring of injection wells" er ansvaret for monitorering av injeksjonsbrønner tillagt Drift. Drift sin arbeidsprosess for overvåking og oppfølging av brønner var høsten 2009 ikke ferdigstilt i Nye Apos. Se også avsnitt "Ufullstendige prosedyrer/krav" over.

### **Mangelfull kompetanse og opplæring**

Kaksinjeksjonskonseptet via ringrom som ble tatt i bruk på Veslefrikk ble i sin tid hentet fra Gullfaks. Konseptet ble oppfattet som kjent blant involvert personell i Drift HVF og DWB PDNS VF.

I perioden før hendelsene på Visund og Tordis har man generelt hatt for lite fokus på systemforståelse av kaksinjeksjonskonseptet. Med dette menes forståelse av fysikk og begrensende faktorer: hva kan skje hvis kapasiteter overskrides, mulige feilmekanismer, svakheter og styrker for konseptet relatert til spesifikke brønner f eks 30/3-A-23 A, etc.). Se også avsnitt "Mangelfull risikoforståelse".

Ledende samt utførende personell for kaksinjeksjon har ikke fått systematisk opplæring. Dette medfører at personell har varierende kunnskap og forutsetninger for å forstå operasjonen de utfører og har ansvaret for.

Injeksjon er et berørt tema i noen kurs, men Statoil har ikke et eget kurs som omhandler injeksjon.



## **Erfaringsoverføring**

Statoil har etter Tordis hendelsen iverksatt viktige tiltak for å ivareta sikker injeksjon, som for eksempel:

- Etablering av Advisory Group Injection, en rådgivergruppe for injeksjon, sammensatt av personell innen TNE, som blant annet har utarbeidet felles retningslinjer for injeksjon (ref. DW-T05-04).
- Injeksjonseminar (arrangert av TNE), obligatorisk for alle enhetsledere innen Petroleumsteknologi.

Hendelsen på Veslefrikk viser likevel at disse tiltakene ikke var tilstrekkelig for å sikre erfaringsoverføring som ville forhindre tilsvarende hendelser.

Relatert til hendelsen på Veslefrikk har granskingsgruppen følgende forklaringer på hvorfor erfaringsoverføringen har vært utilstrekkelig:

1. Endringer i styrende dokumentasjon har ikke kommet raskt og tydelig ut til ansvarlige enheter i UPN (se avsnitt "Ufullstendige prosedyrer/krav").
2. Injeksjonseminaret var ikke obligatorisk for personell innen Boring&Brønn eller Drift. Ingen fra DWB PDNS VF eller Drift HVF deltok på seminaret.
3. Det ble ikke utarbeidet HMS-meldinger etter hendelsene på Visund og Tordis (ref WR0015 kap. 75 – U&P Norge-tillegg).

Personell i DWB PDNS VF og Drift HVF har derfor mottatt begrenset med systematisk informasjon/erfaringsoverføring fra tidligere injeksjonshendelser.

Organisatorisk nærhet til Visund medførte at informasjon om hendelsen ved dette feltet var litt kjent blant enkelte personer som arbeider i DWB PDNS VF og Drift HVF. I denne sammenheng ble det diskutert om tilsvarende hendelse kunne skjedd på Veslefrikk. Dette ble avkreftet med begrunnelse i at Veslefrikk har tykk Utsiraformasjon. På Visund kan en tynn Utsiraformasjon ha medvirket til hendelsen. Det har i granskingsarbeidet ikke fremkommet opplysninger om at DWB PDNS VF eller Drift HVF vurderte om andre årsaker kunne forårsake en tilsvarende hendelse på Veslefrikk (f eks lekkasje i foringsrør eller en kombinasjon av dårlig sement og forkastninger).

Erfaringsoverføring fra Visund og Tordis kunne begrenset utslippet og forhindret grop ved legg C3 på Veslefrikk. Granskingsgruppen sin oppfatning er at man i for liten grad evner å utnytte læring fra andre enheters uønskede hendelser fullt ut. Gruppen mener at man i stor grad ser på utløsende årsaker ved erfaringsoverføring, men for lite på bakenforliggende årsaker og konsekvenser.

Dersom erfaringsoverføring fra uønskede hendelser på andre enheter skal fungere optimalt må man vurdere følgende tre forhold i egen enhet:

- a. Kan de samme utløsende årsakene forårsake like eller andre hendelser på egen enhet?
- b. Kan de samme bakenforliggende årsakene forårsake like eller andre hendelser på egen enhet?
- c. Kan andre årsaker medføre tilsvarende konsekvenser på egen enhet?

## **6.3 Barrierer og avvik**

I dette kapittelet omtales barrierer som har fremkommet under granskingsarbeidet. En barriere er definert som en teknisk, administrativ eller organisatorisk foranstaltning som kunne ha stanset hendelsesforløpet. Avvik fra aktuell styrende dokumentasjon er også nevnt.

### **6.3.1 Brutte barrierer**

Barrierebruddene som er nevnt nedenfor omfatter dem som har bidratt til at denne hendelsen har inntruffet. Dvs. at dersom ett eller flere av disse ikke hadde inntruffet, så ville heller ikke denne hendelsen ha skjedd.

#### **Mangelfull risikoanalyse**

Granskingsgruppen er ikke kjent med at det foreligger en spesifikk og helhetlig risikoanalyse for kaksinjeksjon på Veslefrikk. En risikoanalyse er grunnlaget for å kontrollere risiko og er en sentral del av Statoil sitt styringssystem (ref FR10 og WR2266).

#### **Mangelfull opplæring**

Det har ikke vært tilstrekkelig opplæring til at personell kunne utføre arbeidet på en måte som tilfredsstiller Statoil sine HMS mål (ref FR10 kap. 4.2). Se avsnitt ”Mangelfull kompetanse og opplæring” i kap. 6.2.

#### **Ufullstendig styrende dokumentasjon**

Styrende dokumentasjon har ikke i nødvendig grad dekket forhold knyttet til ansvarsforhold samt forsvarlig utførelse av kaksinjeksjon. FR20 kap 3.3.1 fastsetter prinsippet om at styrende dokumentasjon skal tydeliggjøre ansvarsforhold og ivareta sikker utførelse av aktiviteter.

#### **Erfaringsoverføring**

Erfaringsoverføring er forankret i flere av Statoil sine styrende dokumenter som verktøy for å unngå uønskede hendelser (FR10, WR2266 og WR0015):

Relatert til hendelsen på Veslefrikk mener granskingsgruppen at man i for liten grad har klart å lære av tidligere uønskede injeksjonshendelser. Dette er først og fremst med tanke på å følge opp hvilke andre årsaker som kunne medføre tilsvarende konsekvenser på Veslefrikk, dvs lekkasje til havbunnen i forbindelse med injeksjon.

#### **Mangelfull oppfølging**

At test av injeksjonsbrønn 30/3-A-23 A ikke ble utført i 2009 har medført et større utslipp. Informasjonen på daværende tidspunkt var etter granskingsgruppens mening tilstrekkelig til å mistenke at noe var galt med kaksinjeksjonsbrønn 30/3-A-23 A.

### **6.3.2 Manglende barrierer**

Det har ikke fremkommet av granskingen at manglende barrierer har medvirket til hendelsen.

### **6.3.3 Intakte barrierer**

#### **Varsling**

Varsling har fungert i henhold til prosedyrer. En rask varsling bidrar til å redusere konsekvensene og regnes derfor som en konsekvensreducerende barriere. Ptil ble varslet samme dag som grop ved legg C3 ble verifisert. Melding ble sendt fra plattformsjefen til Statoil Marin og videre til Ptil.

### **6.3.4 Avvik**

Granskingsarbeidet har avdekket avvik fra følgende styrende dokumentasjon:

- FR10 – HSE Management

Krav til risikoanalyse (kap. 4.3), opplæring (kap. 4.2) operasjon (kap. 4.7) og erfaringsoverføring (kap. 3.4.3 og 4.14).

- FR20 – Management systems

Krav til tydelig og tilstrekkelig styrende dokumentasjon (kap. 3.3.1).

- WR2266 – HSE Risk Management

Krav til risikoanalyse (kap. 3.2) og erfaringsoverføring (kap. 3.4).

- WR0015 – Håndtering av uønskede hendelser og HMS data

Erfaringsoverføring (kap. 7.5).

- WR0805 – Injeksjon av SLOP i 20" x 13 3/8 ringrom

Loggføring (kap. 2.1).

Relatert til krav for injeksjon, som ble gjort gjeldende etter 01.05.09, er avvik fra følgende krav de mest aktuelle:

- K-11826 – Design requirement
- K-11849 – Injection monitoring
- K-11852 – Injection pressure limitations
- K-11850 – Injection performance analysis
- K-11851 – Drop in injection pressure
- K-11853 – Cutting reinjection sampling



## 6.4 Ledelse og styring

Forhold knyttet til ledelse fremkommer også i kap. 6.2 ”Bakenforliggende årsaker”.

### **Injeksjon som tema**

Granskingsgruppens oppfatning er at injeksjon ikke i tilstrekkelig grad har vært tema i ledelsen. Dette begrunnes med mangelfull risikoanalyse/risikoforståelse, utydelige ansvarsforhold, lite omtale i styrende dokumentasjon før 2009 samt begrenset opplæringstilbud.

Det har ikke fremkommet opplysninger i granskingsarbeidet som tilsier at ledelsen har etterspurt grundig informasjon om risikoforholdene rundt kaksinjeksjon. Granskingsgruppen oppfatter ikke dette som unikt for Drift HVF eller DWB PDNS VF.

Mindre fokus og mangelfull risikoanalyse er gjennomgripende forhold fordi de påvirker hvilke forebyggende tiltak som iverksettes for å kontrollere risiko. Slik sett kan flere av de bakenforliggende årsakene knyttes til disse to forholdene, for eksempel mangelfulle prosedyrer, uklare ansvarsforhold, mangelfull opplæring og risikoforståelse (se kap. 6.2 ”Bakenforliggende årsaker”).



## 7 Varsling og Beredskap

### Generelt

Beredskapsanalyse for Veslefrikk 2001, Hovedrapport F&T MST-01077, tar ikke for seg hendelser som oppsprekking i formasjon under og/eller rundt, eller det å miste bæreevnen på en eller flere legger på Veslefrikk A.

Beredskapsorganisasjonen ble ikke aktivert ved hendelsen. Etter granskingsgruppens vurdering innebærer ikke denne hendelsen en umiddelbar fare for personell. Utslippets karakter tilsier også at det ikke er aktuelt med aksjoner som for større akutte oljeutslipp.

For å følge opp hendelsen ble det satt sammen en bredt faglig Task force – gruppe som har gått grundig gjennom mulige konsekvenser. Det ble også kalt inn ekspertise på områder der en mente dette var nødvendig og gruppen har handlet etter anbefalinger gitt av disse. Hendelsen ble håndtert i henhold til OMM01.05.02 "Håndtere driftsforstyrrelse". Saksbehandling er dokumentert i henhold til K-12232 "Dokumentere saksbehandling".

### Varsling

Skriftlig melding om funnet ble sendt Ptil fra plattformsjef via Statoil Marin/2. linje beredskap. Se Vedlegg C.

### Evakuering

Basert på innledende vurderinger knyttet til strukturintegritet og det faktum at det ikke ble observert gass/olje i området ble det vurdert som sikkerhetsmessig forsvarlig å opprettholde produksjonen og bemanningen på Veslefrikk. Boring og kakseinjeksjon ble stanset umiddelbart.

DNV ble raskt engasjert til å gjøre strukturelle beregninger på strukturintegriteten på Veslefrikk A.

### Normalisering

Brønnbarrierene på samtlige produksjons- og vann/gassinjeksjonsbrønner ble utredet 6.november. Det ble konkludert med at disse brønnene hadde full integritet. Boring ble gjenopptatt 13.november. Ingen kaks/slop injeksjon.

## 8 Andre forhold

Det fremkom i intervju at noen personer har en oppfatning av at omorganiseringen i 2007 har medført et større arbeidspress på DWB PDNS VF. Av forhold som spesielt er opplyst å ha en innvirkning på hendelsen er for eksempel fordeling av arbeidsoppgaver, rotasjon av personell, kompetanse, organisasjonsstruktur og samarbeidsmuligheter mellom fagmiljøene.

Granskingsgruppen kan ikke dokumentere at disse forholdene direkte medvirket til hendelsesforløpet. Det er et faktum at man først etter omorganiseringen initierte tiltak for å undersøke forholdene rundt kaksinjeksjonsbrønnene på Veslefrikk. Omorganiseringen kan derfor også ha medvirket til å avdekke forholdet.



## 9 Tiltak

Tiltakene som er anbefalt i dette kapittelet er utarbeidet med den hensikt å forbygge mot at tilsvarende hendelser skjer i fremtiden, samt læring for å oppnå en generell forbedring av HMS-nivået i selskapet.

Det ble etter hendelsen utarbeidet en liste over strakstiltak av AGI. Gjennomføringen av strakstiltakene er startet i UPN med krav til dokumentert oppfølging i Synergi. Dette gjelder følgende tiltak:

1. Klargjøre eierskap til CRI og PWRI brønner i organisasjonen, samt nominere oppfølgingsansvarlig (APOS krav <b>K-11854</b> )	UPN
2. Status på CRI/PWRI brønner tas inn i daglige PDI/POG møter der trykk og ratedata fra siste døgn injeksjon er gjenstand for analyse (ref. APOS-krav <b>K-11849</b> og <b>K-11850</b> ).	UPN
3. Kartlegging av brønner i forhold til spenningsretning og infrastruktur (APOS M-11100). Kritisk gjennomgang av de brønner som går i samme retning som største horisontalspenning (Øst-Vest).	UPN
4. Utarbeide trendplott av historiske trykk og ratedata. Plottet oppdateres etter hver injeksjonssekvens.	UPN
5. Injeksjonen stanses dersom trenddataene viser tegn til unormal oppførsel ( <b>K-11851</b> ).	UPN
6. Fastsetter maks og min injeksjonstrykk i brønnene ( <b>K-11852</b> ).	UPN
7. Alle injeksjonsbrønner i overlageringen skal ha kontroll på trykk (kontinuerlige målinger som lagres digitalt ref: APOS krav <b>K-11849</b> ) og slurry karakteristikk (måling per batch ref. APOS-krav <b>K-11853</b> ).	UPN
8. CRI-video vises til relevant personell offshore og onshore. <a href="http://intranet.statoil.no/BOB/svg00707.nsf/web/720D2E03D1D52EF3C125751B0041347B?OpenDocument">http://intranet.statoil.no/BOB/svg00707.nsf/web/720D2E03D1D52EF3C125751B0041347B?OpenDocument</a>	UPN
9. Alle lisenser (nøkkelpersoner: driftsleder, boreoperasjonsleder, petek leder, teknisk fagansvarlig for brønner i drift) som planlegger eller har injeksjonsbrønner i overlageringen skal gjennomgå temadokumentet injection and fracturing. Link: ( <a href="http://apos.statoil.no/apos/Properties.asp?Q=714120383&amp;C=2&amp;D=0">http://apos.statoil.no/apos/Properties.asp?Q=714120383&amp;C=2&amp;D=0</a> )	UPN

## 9.1 Tiltak på kort sikt

KORTSIKTIGE TILTAK	ANSVARLIG
1. Injeksjon i 30/3-A-23 A og 30/3-A-11 B på Veslefrikk stanses inntil årsaksforholdene til gropene på havbunnen er endelig identifisert. Brønnbanene 30/3-A-11 B og 30/3-A-23 A ligger tett og det kan være en risiko for at injeksjon fra 30/3-A-11 B kan få samme lekkasjetrassé som 30/3-A-23 A. En framtidig vurdering av injeksjon i 30/3-A-11 B baseres på en grundig risikoanalyse og evaluering der det er slått fast at geologiske forhold og sementkvalitet i brønnen er slik at sannsynlig lekkasjemekanisme i 30/3-A-23 A ikke kan oppstå.	HVF
2. Det utarbeides en HMS-melding som distribueres til alle relevante enheter.	HVF
3. Skjærbølgeseismikk samles inn over gropområder for videre evaluering av mulige svakhetssoner som kan knyttes til gropdannelsen samt for å avklare hvordan fundamentering og struktur er påvirket av lekkasjen rundt legg C3.	HVF
4. Det søkes om unntak fra myndighetenes krav til plattformintegritet (struktur), med tilhørende kompenserende tiltak.	HVF
5. Det bør gjennomføres akustisk logging for å avklare mulige lekkasjer i 30/3-A-23 A. Forutsetning for akustisk logging er at det ikke vil medføre fare for svekking av struktur.	HVF
6. UPN kvalitetssikrer at strakstiltak spesifisert av AGI blir utført av alle enheter som utfører injeksjon.	UPN

## 9.2 Tiltak på lengre sikt

LANGSIKTIGE TILTAK	ANSVARLIG
1. Utarbeide strategidokument for kaks- og produsertvanninjeksjon. <ol style="list-style-type: none"> <li>Det settes strengere krav til nedihulls instrumentering av injeksjonsbrønner.</li> <li>Utarbeide standardisert risikoverktøy for kaks- og produsertvanninjeksjon (som kan anvendes til å tallfeste og kategorisere risiko og definere risikoreduserende tiltak).</li> </ol>	TNE
2. Det settes av dedikerte ressurser i TNE til å arbeide med kaksinjeksjon (videreutvikle retningslinjer, opplæringsmateriell, risikoverktøy, kvalitetskontroll, etc).	TNE
3. AGI (Advisory Group Injection) viderefører Injeksjonsforum. Hver enhet dedikerer en funksjon som skal være medlem i Injeksjonsforum. Injeksjonsforum organiseres som et fagnettverk med årlige nettverkssamlinger.	UPN/TNE
4. Geohazard evaluering av alle injektorbrønner. Prioritert rekkefølge er å starte med brønner i operasjon. Med geohazards menes evaluering av: Formasjonsegenskaper, strukturer (forkastinger etc), horisontal og vertikal utbredelse på lagene (skifer/sand).	UPN

**Klassifisering:** Intern  
**Status:** Endelig  
**Dato:** 11.02.2010

**Gransking av:** Veslefrikk – Lekkasje fra injeksjonsbrønn



5. Det utarbeides brønnsesifikke barrieretegninger for injeksjonsbrønner – også for de brønner som har injeksjon gjennom ringrom (ref kommende krav K-11253 og M-10223 som gjøres gjeldende 27.01.10).	UPN
6. Sette krav til dedikerte kaksinjeksjonsbrønner med dypt satt produksjons-packer, slik at krav til overvåking av brønnbarrierer ivaretas samt etablert kontroll med hvor det injiseres.	TNE
7. Det etableres en jevnlig ordning for kvalitetskontroll av UPN enhetenes etterlevelse av krav til kaksinjeksjon. Kvalitetskontrollen (utføres av TNE) vurderer enhetens kvalitet på etterlevelse (f eks som rød, gul eller grønn).	UPN
8. Apos oppdateres med følgende krav for injeksjon: a. risikoanalyse av alle eksisterende injeksjonsbrønner b. angir samarbeidsløsninger, kommunikasjonslinjer og oppgavefordeling ifm kaksinjeksjon (herunder innsamling, rapportering og overvåking av data - også på tvers av fagmiljøer og fagområder samt samkjører prosessen for injeksjon mellom drift og Boring&Brønn). c. angir minimumskrav til opplæring for personell som er involvert i kaksinjeksjonsprosessen	TNE
9. Det utarbeides obligatorisk kurs for kaks- og produsertvanninjeksjon som inkluderer aktuelle risikomomenter (obligatorisk for personell som utfører og har ansvar for oppfølging og overvåking av injeksjon).	UPN
10. Etablere krav om at etter alvorlige hendelser (granskinger) skal aktuelle prosesseiere tildeles et synergiltak som omhandler en forbedringsvurdering av aktuelle krav og metoder (WR0015 kap. 7.5 - U&P Norge-tillegg).	UPN
11. Det utarbeides tydeligere krav til metode for erfaringsoverføring etter alvorlige hendelser (ref. WR0015 kap. 7.5 – U&P Norge-tillegg). Ved erfaringsoverføring fra hendelser hos andre enheter må følgende tre forhold vurderes i egen enhet: a. kan de samme utløsende årsakene forårsake like eller andre hendelser på egen enhet? b. kan de samme bakenforliggende årsakene forårsake like eller andre hendelser på egen enhet? c. kan andre årsaker medføre tilsvarende konsekvenser på egen enhet? Vurderinger relatert til erfaringsoverføring gjøres av grupper sammensatt av aktuelt personell og tiltak som fremkommer registreres/dokumenteres i et oppfølgingssystem, f eks Synergi.	UPN

## 10 Forkortelser og begreper

Begrep	Forklaring
Amplitude	<u>Amplituden</u> til en bølge er et mål på den maksimale forstyringen i mediumet under en bølgeperiode. Amplituden til en seismisk bølge avtar med dyppet på grunn av spredning av energien.
Azimuth	Brønnbanens retning (0-360 grader)
BMA	Behandling Mot Avleiring (pumping av kjemikalier som løser opp avleiring og beskytter mot videre avleiring).
Sement-bond	Bindingen mellom casing og sementen som brukes til å ”feste” brønnen til formasjonen.
Centraliser	Centraliser brukes under sementeringsoperasjonen til å holde casingen midt i det borete hullet og dermed forbedret sjansen for å få sement rundt hele casingen. Dette skal sikre hydraulisk isolasjon og beskytte casingstrengen mot korrosjon.
CRI	CRI (Cuttings re-injeksjon) er prosessen der boreavfall og slop blir pumpet tilbake i egnede geologiske formasjoner i undergrunnen. Dette kan enten være via ringrom i eksisterende brønner eller i dedikerte injektorbrønner.
DWB PDNS VF	Drilling and Well Bergen - Production Drilling Nort Sea - Veslefrikk
Eocene	Eocene (56-34 millioner år siden) følger <u>paleocen</u> (66-56 millioner år siden) og er den nest eldste <u>tidsepoken</u> i <u>tertiærperioden</u> . Sammen med paleocen og <u>oligocen</u> (34-23 millioner år siden) utgjør eocen <u>paleogen</u> (66-23 millioner år siden).
EMW	Ekvivalent slam vekt (Equivalent mud Weight) med måleenhet sg (specific gravity) fra bore dekket (RKB)
FIT	Formation Integrity Test. En test som gjennomføres for å bekrefte at bergarten har nok styrke til boring av neste seksjon. Gir ikke annet enn styrke opp til.
Forkastningssprang	Et forkastningssprang er dimensjonene av bruddbevegelsene i en forkasting. Kan være fra få cm til mange meter.
Frakketrykk	Det trykket som skal til for at bergarten sprekker. (Oppsprekkingstrykket).
Grunn gass	Grunn gass er ansamlinger av gass i grunne horisonter (typisk mellom 0 og 1000 meter under havbunn). Grunn gass i sedimentene under havbunnen kan stamme fra nedbryting av organisk materiale i sedimentene, og en har da såkalt biogen gass. Gassen kan også stamme fra dypere lag under havbunnen, for eksempel skifer som danner olje og naturgass, eller olje- eller gassfelter som lekker. Det kalles da <u>petrogen</u> eller <u>termogen</u> gass.
Horisontalspenning	Innenfor geologi settes spenning i sammenheng med jordas dynamiske natur, med tanke på dannelse av fjellkjeder, spredningsrygger med innsinking, vulkanisme og andre storskala fenomen i litosfæreskorpen. Spenning uttrykkes som kraft per arealenhet. I ethvert punkt i undergrunnen er det mulig å definere

Begrep	Forklaring
	tre hovedspenninger ( $\sigma_1$ , $\sigma_2$ og $\sigma_3$ ). I området uten store tektoniske påkjenninger er det ofte antatt at en av hovedspenningene er vertikal og det følger at de to andre er i det horisontale planet. Der den minste spenningen er horisontal vil det skapes vertikale sprekker ifm oppsprekking under injeksjon. Sprekken vil vokse i retningen som tilsvarer retningen på den største horisontalspenning.
HVF	Huldra/Veslefrikk
Innestengningsperiode	Periode der det ikke foregår injeksjon
Konduktiv	Konduktivitet (K) benyttes for å beskrive vannføringsegenskaper. Høy konduktivitet i denne sammenheng indikere at væske lett kan strømme via en forkasting.
Konsolidert	Tilstand for et sediment med hensyn til tidligere eller eksisterende belastningsforhold; sedimenter kan være underkonsolidert, normal-konsolidert eller over-konsolidert. Konsolideringen er en prosess der vann presses ut av matriks ved belastning, som resulterer i at jorden deformeres eller avtar i volum med tiden. Dette fører til at sedimentære bergarter blir mer konsolidert jo dypere de er begravd.
Marin avsetning	En marin avsetning er sedimenter avsatt et marint miljø. Sedimentene er da avsatt på bunn av et hav eller i en fjord. Marine avsetninger kan i tillegg deles inn i dypmarine og grunnmarine avsetninger.
Matrix-strømning	Strøm av vann/væske via kommuniserende porer i bergarten. Med dette menes ikke strømning i sprekker.
Normalforkastning	En normalforkastning er en forkastning der hengveggen har falt ned i forhold til liggveggen. Disse dannes normalt i ekstensjonssoner. Forkastning er et <u>geologisk</u> begrep som betegner bruddflate i fjell som kan framkomme brått gjennom f.eks <u>jordskjelv</u> . Bruddflaten danner grensen mellom to bergartsblokker eller fjellpartier som har beveget seg i forhold til hverandre.
Oligocene	Oligocen er en tidsperiode fra 34-23 millioner år siden som fulgte etter <u>eocen</u> (56-34 millioner år siden) og er den tredje eldste <u>tidsepoken</u> i <u>tertiærperioden</u> . Sammen med <u>paleocen</u> (66-56 millioner år siden) og Eocen utgjør Oligocen <u>Paleogen</u> (66-23 millioner år siden).
OOZI	Out of Zone Injection. Situasjon der injisert materiale ikke lagres inn i den tiltenkte formasjonen.
Overlagring	Begrepet overlagring brukes i oljeindustrien på bergartene fra topp reservoarnivå til sjøbunn.
POG	POG = Produksjonsoptimaliseringsgruppen, daglige morgenmøter
Pockmarks	<b>Pockmarks</b> er groper i havbunnen, som dannes ved at gass og væsker som siver/strømmer opp fra undergrunnen. Eksempler finner vi i Ingøydjupet, nordøst for Goliatfeltet, der havbunnen er dekket av flere hundre 2-10 m dype pockmark med diameter på 40-60 m. Enkelte pockmark ligger på rekke og rad, og i noen tilfeller ser pockmark ut til å følge isfjellpløyemerker.

**Klassifisering:** Intern  
**Status:** Endelig  
**Dato:** 11.02.2010

**Gransking av:** Veslefrikk – Lekkasje fra injeksjonsbrønn



Begrep	Forklaring
Polygonale forkastninger	Polygonale forkastninger forkastingssystemer i flere retninger som ofte er assosiert med injeksjons-sander og injeksjons skifre - ref Ormen Lange. Kan være vanskelig å karakterisere med tradisjonell forkastningsanalyse.
Poretrykk	Poretrykket defineres som trykket i porevolumet mellom de individuelle sedimentkornene. I en åpen porøs bergart hvor porevæsker er i trykkkommunisjon med overflaten vil poretrykket tilsvare hydrostatisk trykk (dvs. vekten av den overliggende væskesøylen). Dersom bergarten overleires av tette lag vil dette kunne gi høyere poretrykk etter hvert som den økende massen kompakterer bergarten.
Postflush	Postflush er pumping av en viss mengde vann ned i injektorbrønnen i etterkant av slurry/slop injeksjonen.
Preflush	Preflush er pumping av en viss mengde vann ned i injektorbrønneni forkant av slurry/slop injeksjonen
Propagere	Sprekker som vokser.
PWRI	Re-injeksjon av produsert vann. (Produced Water ReInjection)
Reflektor	Seismiske signaler vil reflekteres tilbake fra alle overganger mellom forskjellige geologiske lag i undergrunnen. De ulike reflektorene representere ulike geologiske lag.
Seismisk kube	En seismisk kube er et datasett som inneholder seismiske data i tre dimensjoner.
SFT	Statens Forurensningstilsyn (skifter navn til Klima- og forurensningsdirektoratet 18.01.2010).
Target sone	I forbindelse med injeksjon av kaks, slop og produsert vann defineres en targetsone som den sonen avfallet er tenkt lagret. Dette er i de fleste tilfeller tykke sandsekvenser med gode formasjonsegenskaper (høy permeabilitet porøsitet)
TVD (MSL/RKB)	TVD = Total Vertikalt Dyp. (MSL = referanse til Mean Sea Level. RKB = referanse til Rotary Kelly Bushing)
”Undershoot” området	Skyggeområdet under plattformen med dårlig seismisk oppløsning.
Vertikalspenning	Se forklaring på horisontalspenning. Vertikalspenningen øker med dypet som følge av overlaggringen.
VFA/B	Veslefrikk A/B

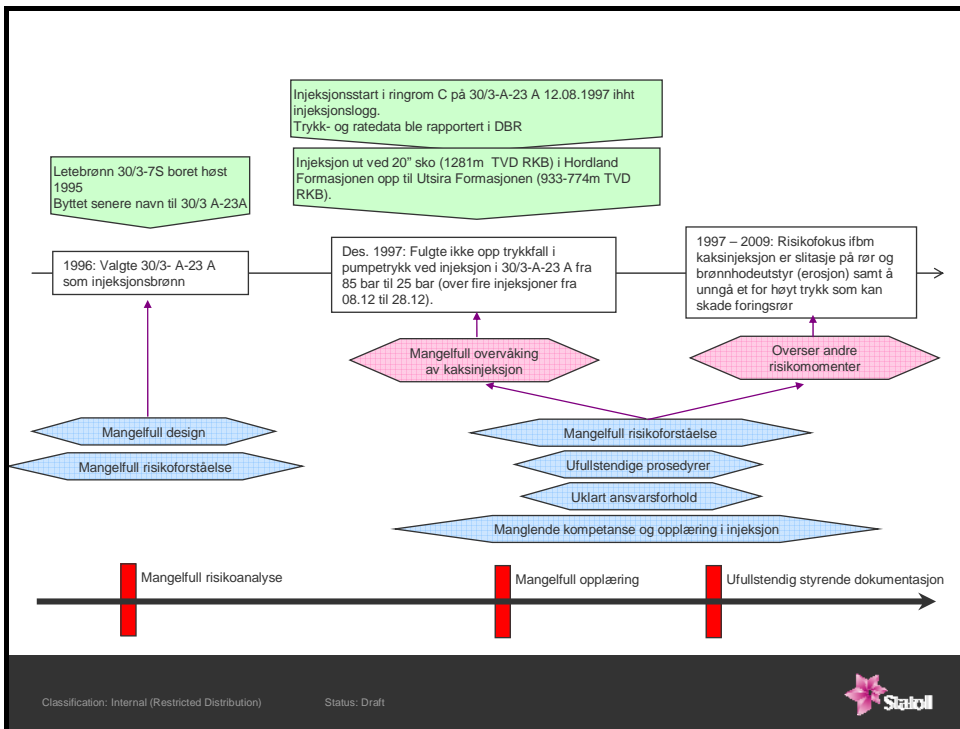
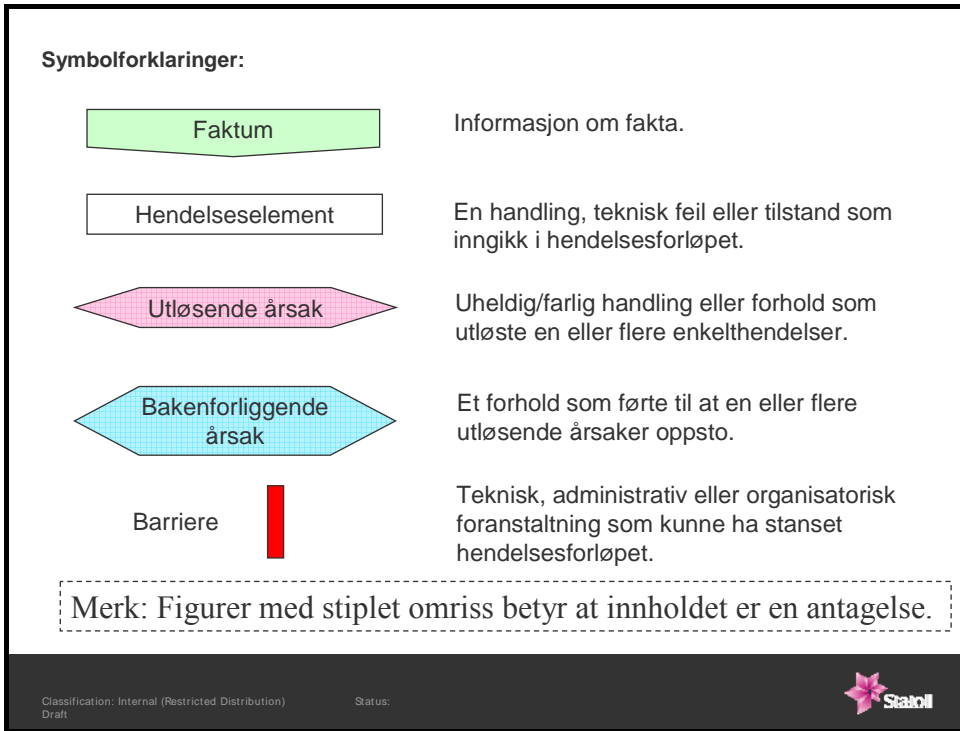


## 11 Referanser

- /1/: Andersen, K. I. (2006) ”PWRI and produced water disposal solutions – Veslefrikk field” Statoil report.
- /2/: Bale A. og Sirevåg G. (1993), ”An improved method for grinding and reinjecting of drill cuttings” (SPE/IADC 25758).
- /3/: Brudy, M. og Kjørholt, K. (2001), ”Stress orientation on the Norwegian shelf derived from borehole failures observed in high-resolution bore imaging logs”, Tectonophysics, **337**, 65-84.
- /4/: DNV (2009), “Veslefrikk A – Emergency Response Analyses due to Foundation Changes – Non – linear pushover analyses” (Report No. 2009-1855).
- /5/: Nøtland, S.A. og Thoresen, T.K.D. (2008), “Miljøovervåking Region III 2007” (DNV Rapport Nr. 2008-0448).
- /6/: Mannvik, H.P., Pearson, T., Lie Gabrielsen, K., Hansen, L., Palerud, R. (1999), “Miljøundersøkelse region III 1998”. Akvaplan-NIVA rapport 411.98.1362-3.
- /7/: Mannvik, H.P., Pettersen, A., Lie Gabrielsen, K., Mikkola, F., (2002): ”Miljøundersøkelse region III, 2001”. Akvaplan-NIVA rapport APN-411.2230
- /8/: NSI Technologies, (1991), “Feasibility study Drill Cuttings/Sea Water Slurry Injection Gullfaks, Statfjord and Veslefrikk Fields”



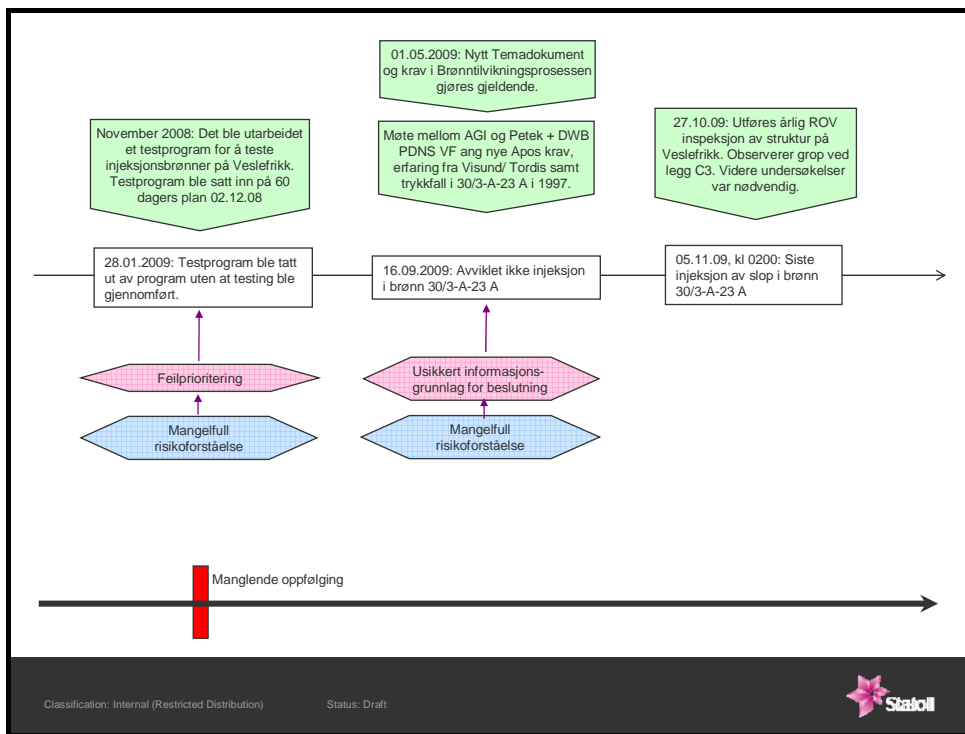
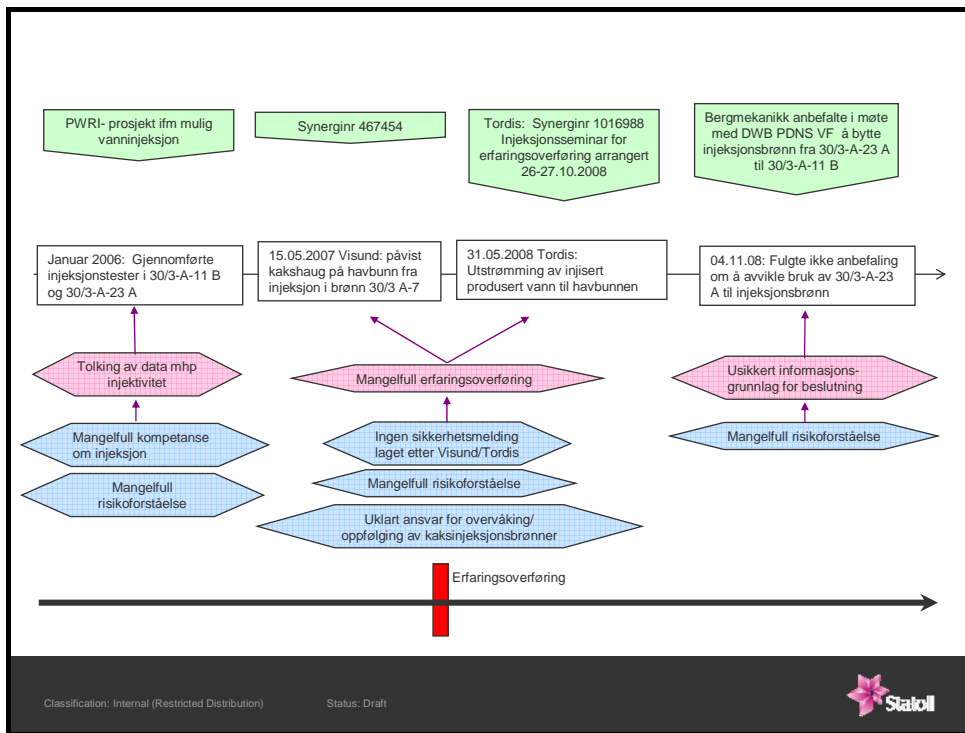
## App A MTO-diagram





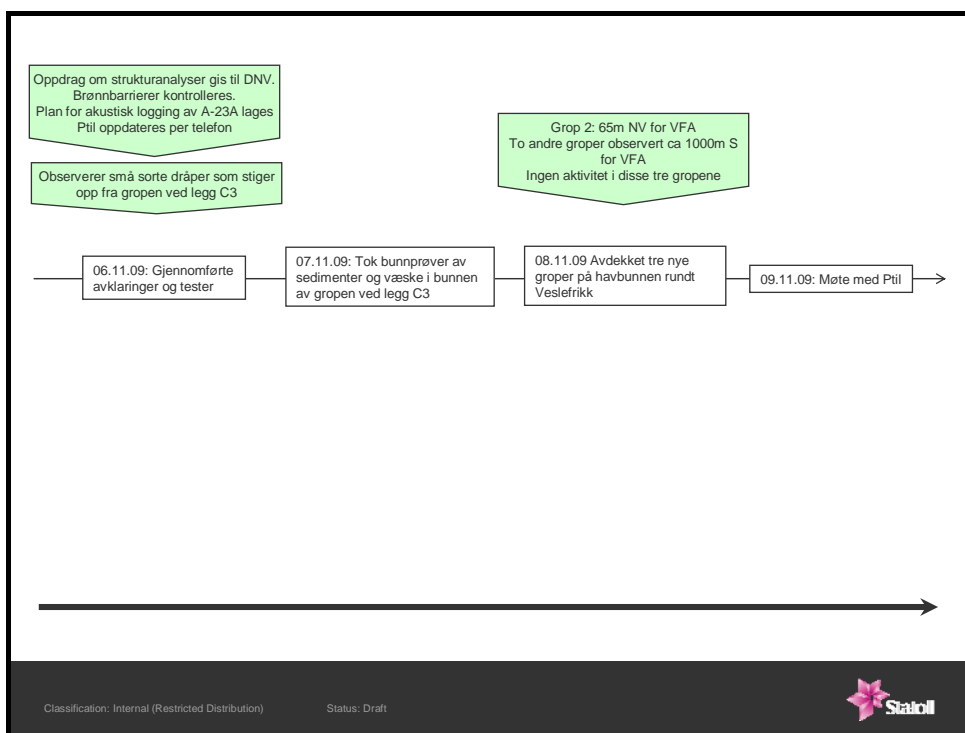
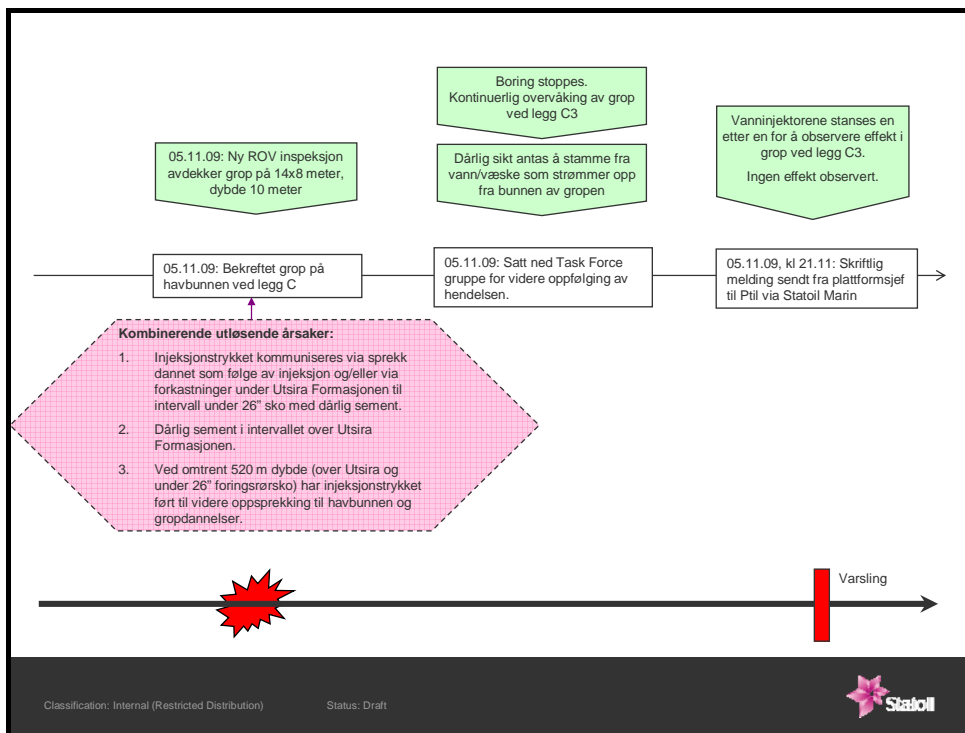
**Klassifisering:** Intern  
**Status:** Endelig  
**Dato:** 11.02.2010

**Gransking av:** Veslefrikk – Lekkasje fra injeksjonsbrønn



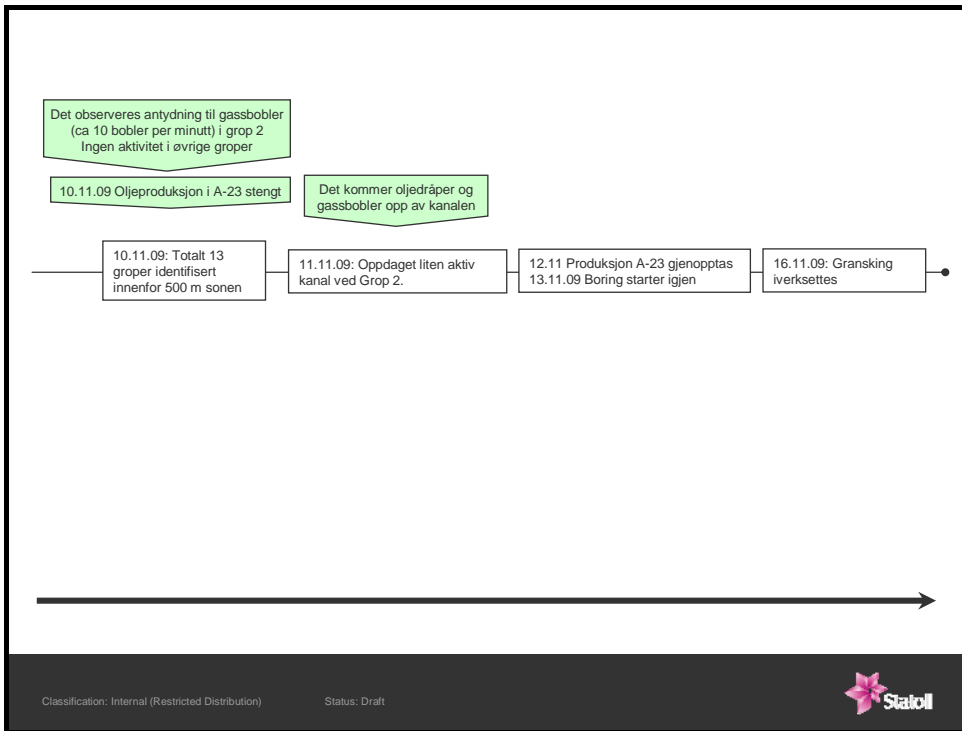
**Klassifisering:** Intern  
**Status:** Endelig  
**Dato:** 11.02.2010

**Gransking av:** Veslefrikk – Lekkasje fra injeksjonsbrønn



**Klassifisering:** Intern  
**Status:** Endelig  
**Dato:** 11.02.2010

**Gransking av:** Veslefrikk – Lekkasje fra injeksjonsbrønn





## **App B English summary**

The purpose of the work documented in this report is to prevent similar incidents occurring in the future, and to ensure that Statoil learns from the incident and thus achieve general improvement in the company's HSE performance. The work entailed in this inquiry is based on the investigation group's assessment of the available knowledge and information.

### **The incident**

On 5 November 2009, a depression was confirmed at the C3 leg of the Veslefrikk A platform in connection with the annual ROV inspection of the structure on Veslefrikk A. Since there were indications of oil/gas in the depression, the reservoir injectors were shut down sequentially. Production in 30/3-A-23 A was also shut in. No changes in activity were observed in the depression, and it was concluded that the depression was connected to the cuttings injection in well 30/3-A-23 A. The last injection in the well took place in the early morning hours of 5 November 2009.

A Task Force group with broad-based expertise was immediately established to investigate the depression more closely. The depression was continuously monitored with the aid of an ROV. Seabed mapping and structural calculations were also initiated. Written notification was sent to the Petroleum Safety Authority Norway (PSA) in the evening of 5 November 2009. The mapping of the seabed revealed additional depressions around Veslefrikk. The observations of shells in many of the depressions indicated that these were older depressions caused by shallow gas (natural). Two of the depressions exhibited signs of activity that can be associated with injection. The active depressions were the depression at leg C3 and depression No. 2, 65 metres from Veslefrikk A. An investigation of the incident was initiated on 16 November 2009.

The leak in injection well 30/3 A-23 A has a history stretching back to 1997. Start-up of injection in well 30/3-A-23 A took place in August 1997. In December of the same year, there was a drop in pump pressure over four injection sequences. It is the opinion of the investigation group that this drop in pressure indicated a leak to the seabed.

During the period from 1997 to 2008, insufficient attention has been paid to the pressure drop in 1997, and its potential significance. After the Tordis incident in 2008, there has been increased focus on safe injection including, among other things, the establishment of an advisory group for injection. This group has prepared new governing documentation and has organized injection seminars to ensure the transfer of experience. Nevertheless, the leak in well 30/3-A-23 A was still not discovered and stopped. Meetings have also been held between DWB PDNS VF and the experts in TNE to discuss measures and follow-up. A test program which could have confirmed the leak in well 30/3-A-23 A with a great degree of certainty was prepared, but was not implemented before the depression was discovered on 5 November 2009.

### **Consequences**

During the period from 1997 to the present, about 3450 m<sup>3</sup> of oil-based mud and 93000 m<sup>3</sup> of oily slop have been injected into the well. This equates to about 48,5 m<sup>3</sup> of oil and 12 619 m<sup>3</sup> of chemicals. The volume of cuttings and oil that has reached the seabed from the injection point is uncertain. The incident is classified as real severity Red 2 in accordance with WR 0015.



The incident also entails substantial economic consequences associated with factors such as the transport and disposal of cuttings and slop, either to land or to another installation, seabed surveys, analyses of facility integrity and chemical analyses, as well as production and drilling shutdowns.

A preliminary structural evaluation carried out by DNV indicates that there is no danger as regards the integrity of Veslefrikk A /4/.

## **Causes**

### Triggering causes

The investigation group has been unable to establish a definitive triggering cause. This requires additional mapping and analyses, which could not be carried out during the investigation period. Several triggering causes have been considered. The most likely explanation is:

1. The injection pressure has communicated to intervals under 26" shoe where there is poor cement via fissures that have formed either as a result of injection or via existing faults below the Utsira formation.
2. Poor cement in the interval above the Utsira formation.
  - a. No centralisation of the 20" casing over the Utsira formation and less robust cement design.
  - b. Annular injection well design in which mechanical loads on the cement can occur in connection with pressure cycles during injection
3. At a depth of about 520 m (above the Utsira formation and below the 26" casing shoe) the injection pressure has resulted in fracturing to the seabed and the formation of depressions.

A mechanical failure of the 20" casing at depths above the Utsira formation cannot be ruled out as a cause, but this is considered unlikely.

### Underlying causes

The investigation group has arrived at the following underlying causes:

1. Inadequate understanding of risk and potential hazards, including weaknesses associated with well design, cement quality, location of the injection point, interpretation of pressure response and potential consequences.
2. Weaknesses in well design.
3. Deficient procedures/requirements.
4. Unclear responsibilities.
5. Deficient expertise and training.
6. Poor transfer of experience.



### Actions

The Advisory Group Injection (AGI) drew up a list of nine immediate measures that are currently being implemented in UPN. An overview of these immediate measures is provided in Chapter 9. The investigation group recommends that the following measures be implemented in addition to the immediate measures:

SHORT-TERM MEASURES	RESPONSIBLE
1. Injection in 30/3-A-23 A and 30/3-A-11 B on Veslefrikk to be stopped pending final identification of the causes of the depressions on the seabed. Wellbores 30/3-A-11 B and 30/3-A-23 A are close together and there could be a risk that injection from 30/3-A-11 B could connect to the same leak path as 30/3-A-23 A. A future evaluation of injection in 30/3-A-11 B must be based on a thorough risk analysis and evaluation which confirms that geological conditions and cement quality in the well are such that the likely leak mechanism in 30/3-A-23 A cannot occur.	HVF
2. An HSE report must be prepared and distributed to all relevant units.	HVF
3. Shear wave seismic data to be acquired over the depression areas for further evaluation of potential weak zones that can be linked to the formation of depressions, as well as to clarify how the foundations and structure are affected by the leakage around leg C3.	HVF
4. Application will be filed for exemption from the regulatory requirements relating to platform integrity (structure), with associated compensatory measures.	HVF
5. Acoustic logging should be carried out to clarify potential leaks in 30/3-A-23 A. A precondition for acoustic logging is that it will not result in any further weakening of the structure.	HVF
6. UPN will quality-assure that immediate measures specified by AGI will be implemented by all units that carry out injection.	UPN

LONG-TERM MEASURES	RESPONSIBLE
1. Prepare a strategy document for injection of cuttings and produced water. <ol style="list-style-type: none"> <li>a. Set stricter requirements for downhole instrumentation of injection wells.</li> <li>b. Develop standardised risk tools for injection of cuttings and produced water (that can be used to quantify and classify risk and to define measures to reduce risk).</li> </ol>	TNE
2. Assign dedicated resource in TNE to work on cuttings injection (further develop guidelines, training material, risk tools, quality control, etc.).	TNE
3. AGI (Advisory Group Injection) to continue the Injection Forum. Each unit dedicates a function to be a member of the Injection Forum. The Injection Forum to be organised as an expert network with annual network gatherings.	UPN/TNE
4. Geohazard evaluation of all existing injector wells. Priority sequence to start with wells in operation. Geohazards means evaluation of: formation properties, structures (faults, etc.), horizontal and vertical propagation in the strata (shale /sand).	UPN
5. Well-specific barrier drawings must be prepared for injection wells –	UPN


including the wells that have injection via the annulus. (ref. upcoming requirements K-11253 and M-10223, effective 27 January 2010).	
6. Stipulate requirements for dedicated cuttings injection wells with deep-set production packers, to accommodate requirements for monitoring well barriers, as well as ensuring control over where injection is carried out.	TNE
7. Establish a regular system for quality control of how UPN complies with the cuttings injection requirements. The quality control (to be performed by TNE) must evaluate the quality of the unit's compliance (e.g. red, yellow or green).	UPN
8. Apos to be updated with the following requirements for injection: <ul style="list-style-type: none"> <li>a. risk analysis of all existing injection wells</li> <li>b. stipulate workflow for multidisciplinary cooperation, lines of communication and distribution of tasks in connection with cuttings injection (including collection, reporting and monitoring of data – regardless of professional disciplines and areas, as well as coordinate the injection process between operations and Drilling&amp;Wells).</li> <li>c. state minimum training requirements for personnel involved in the cuttings injection process</li> </ul>	TNE
9. Mandatory courses will be prepared for cuttings and produced water injection, including relevant risk elements (mandatory for personnel who perform and are responsible for following up and monitoring injection).	UPN
10. Establish requirements stipulating that, after any serious incidents (investigations), the relevant process owners shall be assigned a Synergi action dealing with an improvement assessment of the relevant requirements and methods (WR0015 Chap. 7.5 - U&P Norway supplement).	UPN
11. Clearer requirements should be drawn up as regards the method for transferring experience following serious incidents (ref. WR0015 Chap. 7.5 – U&P Norway supplement). In connection with transfer of experience from incidents in other units, the following three factors must be considered in one's own unit: <ul style="list-style-type: none"> <li>a. can the same triggering causes lead to similar or other incidents in our own unit?</li> <li>b. can the same underlying causes lead to similar or other incidents in our own unit?</li> <li>c. can other causes entail similar consequences in our own unit?</li> </ul> Evaluations related to transfer of experience must be carried out by groups composed of relevant personnel and measures that emerge must be registered/documented in a suitable follow-up system, such as Synergi.	UPN

Klassifisering: Intern  
 Status: Endelig  
 Dato: 11.02.2010

Gransking av: Veslefrikk – Lekkasje fra injeksjonsbrønn



## App C Melding til Ptil

 <b>Bekreftelse av varsel/melding til Petroleumstilsynet om fare- og ulykkesituasjoner</b> E-post: varsling@ptil.no			
<b>Hendelsen inntraff:</b> 05.11.2009 15:00 Dato Klokkeslett Statoil ASA Operatør/den ansvarlige		<b>Melder:</b> Finn Skjæveland Plattformsjef Huldra/Veslefrikk Navn/embet 55148200 Telefon GM HVF Plattformsjef E-post	
<b>Huldra/Veslefrikk</b> Felt  <b>Veslefrikk A</b> Innretning			
<b>Bekreftelse av varsel/melding etter opplysningspliktforordningen §11:</b> <input type="checkbox"/> §11 første ledd: Akutt eller alvorlig fare- og ulykkesituasjon <input type="checkbox"/> §11 første ledd: Situasjoner som under ubetydelig endrede omstendigheter kunne ha ført til akutt eller alvorlig fare- og ulykkesituasjon <input checked="" type="checkbox"/> §11 andre ledd: Melding ved fare- og ulykkesituasjoner som er av mindre alvorlig eller akutt karakter Kort beskrivelse			
a) Alvorlig eller akutt skade b) Akutt livstruende sykdom c) Alvorlig svekking eller bortfall av sikkerhetsfunksjoner og barrierer som setter innretningens integritet i fare d) Akutt forurensning: Type og anslag over mengde angis i beskrivelse nedenfor			
<b>Utfyllende opplysninger:</b> <input type="checkbox"/> Transport <input type="checkbox"/> Utblåsing <input type="checkbox"/> Eksplosjon <input type="checkbox"/> Brann <input type="checkbox"/> Utsiktet HC utslipp <input type="checkbox"/> Radioaktiv kilde <input type="checkbox"/> Evakuering av innretning <input type="checkbox"/> Stans av farlig arbeid <input type="checkbox"/> Fallende gjenstand <input type="checkbox"/> Kollisjon <input type="checkbox"/> Gjenstand/fartøy på kollisjonskurs <input type="checkbox"/> Hygieniske eller helsemessige forhold <input checked="" type="checkbox"/> Andre forhold			
<b>Beskrivelse av hendelsen/tillopet:</b> Under årlig strukturinspeksjon av VFA ble det avdekket en grop på havbunnen like ved fundamentet til den ene foten på jacked. Det er ikke observert olje- eller gasslekkasje på stedet. Vi har iverksatt umiddelbare tiltak for å kartlegge årsaken.			
<b>Involvert entreprenør (utstyr og personell):</b> Edda Fonn, ROV inspeksjon			
<b>Andre opplysninger</b> Beredskapsorganisasjon aktivert: <input type="checkbox"/> Ja <input checked="" type="checkbox"/> Nei Driftstans: <input type="checkbox"/> Ja <input checked="" type="checkbox"/> Nei Område sperret og bevis sikret: <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nei NOFO mobilisert: <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nei Antall skadde eller omkomne: _____ Andre iverksatte tiltak: Task force etablert.			
<b>Informasjon om annen varsling</b> <input type="checkbox"/> Hovedredningsentralen <input type="checkbox"/> Statens strålevern <input type="checkbox"/> Politiet <input type="checkbox"/> Sjøfartsdirektoratet <input type="checkbox"/> Luftfartstilsynet <input type="checkbox"/> Andre: _____			



**Klassifisering:** Intern  
**Status:** Endelig  
**Dato:** 11.02.2010

**Gransking av:** Veslefrikk – Lekkasje fra injeksjonsbrønn



## App D Oppsummering av gropene

Site ID	Eastings	Northings	Dimensions	Video File	MBE	SSS	SBP	Characteristics
1	494411	6738790	W=24	20091107 112049	X	X	X	Active crater on leg of platform, oil visibly seeping from hole
2	494363	6738849	21x25x3	20091107 132249	X	X	X	Large crater north of platform, white colour on seabed surface, appears inactive
3	494534	6737725	23x13x3	20091108 151516	X	X	X	Two holes (dims or larger one) anchor chain running through the small one. SR image + video grabs.
4	494556	6738555	17x7x2.4	20091108 223550	X	-	X	
5	494467	6738612	17x9x2.5	20091108 211704	X	-	-	2 holes (dims of larger one). Smooth shallow edges
6	494365	6738393	12x8x2.2	20091108 214302	X	-	-	Smooth edges
7	494450	6738500	not available	20091108 212705	X	-	-	Smooth edges, shell/debris on bottom, appears inactive
7a	494488	6738497	not available	20091108 212705	X	-	-	Smooth edges, shell/debris on bottom, appears inactive
8	494937	6738629	13x10x3.2	20091109 052215	X	X	X	
9	494458	6738369	17x10x2	20091109 115212	X	-	-	Possibly two craters merged, smooth edges, shells on bottom, appears inactive
9a	494454	6738369	10x9x2	20091109 120713	X	-	-	Shells/debris on bottom, smooth edges, appears inactive
10	434318	6738268	15x5x1.8	20091109 122226	X	-	-	Shallow, shells/debris on bottom, smooth edges, appears inactive
11	494840	6738679	not available	20091109 080503	X			Shells/debris on bottom, smooth edges, appears inactive
12	494734	6738822	11x10x2.1	20091109 105420	X	-	-	Shells/debris on bottom, smooth edges, appears



## **App E Estimering av utslippsmengde olje/kjemikalier**

### **Bakgrunn**

I forbindelse med årlig ROV-inspeksjon av jacket-struktur på Veslefrikk A (VFA) ble det den 27.10.2009 klokken 13:30 observert en grop i sjøbunnen ved "mud mat" på nordvestre jacket leg (C3). Denne gropen ble antatt å være om lag 3 meter dyp.

### **Kategorisering av utslipp**

Opphavet til massene under VFA er antatt å være injisert oljebasert borekaks fra VFA. Dette gjør at hendelsen skal kategoriseres som et utilsiktet utslipp ihht "Matrise for kategorisering av uønskede hendelser i U&P Norge – v 10".

Ihht kapt 8.3, punkt C9, skal utilsiktet utslipp av oljebasert slam kategoriseres som uhellsutslipp andre/kjemikalier. Dette gir at utslippet må vurderes ut i fra Klima- og forurensingsdirektoratets (tidligere SFTs) fareklassifiseringen mtp miljø; svart, rød, gul og grønn.

WR0015, kapt K.2.4 sier også at "Kjemikalier som er sammensatt av flere komponenter skal karakteriseres i henhold til den komponent som har de dårligste miljøegenskaper". Det utilsiktede utslippet av borekaks fra VFA skal derfor i sin helhet karakteriseres ihht til det kjemikaliet med dårligst miljøegenskap.

### **Kjemikaliemengder**

Det er registrert et trykkfall i injeksjonsbrønn A-23 i 1997, og det antas derfor at det har vært lekkasje fra denne injeksjonsbrønnen i hele perioden 1997-2009. For å vurdere innholdet av kjemikalier av utslippet under VFA er det valgt å ta utgangspunkt i bore- og brønnskjemikalier som er injisert på VFA i perioden 1997-2009. Injeksjonsdata er hentet fra Statoils miljøregnskap TEAMS. Dette er de offisielle tallene som er rapportert til myndighetene gjennom årsrapporter til Klima- og forurensingsdirektoratet (tidligere SFT). Data fra perioden 1997-2003 mangler fargekategorisering ihht Klima- og forurensingsdirektoratets fareklassifisering, og det er derfor tatt utgangspunkt i rapporterte kjemikaliedata i perioden 2003-2009 for å kunne beregne et gjennomsnittsårlig mhp kjemikaliemengder som er reinjisert. Dette gjennomsnittsåret er brukt for å regne total kjemikaliemengde som er reinjisert på VFA mellom 1997 og 2009. Denne totalmengden inneholder følgelig en god del usikkerhet på fordelingen mellom de ulike fargeklassene. Reelle data ville sannsynligvis vist en større andel av røde og svarte kjemikalier. Dette begrunnes med at Nullutslippsarbeidet med utskifting av miljøskadelige kjemikalier (røde og svarte) startet systematisk fra 2003. Det er videre også stor usikkerhet knyttet til totalmengden kjemikalier i perioden 1997-2009, og det er valgt å benytte et konservativt estimat ved å anta at hele det injiserte kjemikalievolumet har gått til utslipp.

I en periode fra april 2004 til januar 2006 ble brønn 30/3-A-11 B brukt som kaksinjektorbrønn i stedet for 30/3-A-23 A. Denne perioden er trukket fra oversikten i tabell 1. I perioden 1997-2009 ble brønn 30/3-A-23 A brukt som kaksinjektor i 11 år. Kjemikaliemengder for perioden 2003-2009 samt utregning av gjennomsnittsårlig ligger i vedlegg 1.

Tabell 1 – Mengder bore- og brønnkjemikalier på VFA i perioden 1997-2009, sett bort fra to år med annen kaksinjektor, fordelt på utslippskategorier

Klima- og Forurensingsdirektoratets fargeklasse	Reinjisert kjemikaliemengde [m3]
Grønn	6 035
Gul	6 233
Rød	348
Svart	1,6 (*)
Total	12 619 (**)

(\*) Reinjisert svart kjemikalie inneholder 244 m3 diesel brukt til brønnbehandling. Dieselvolum følger brønnstrømmen ved brønnbehandling og føres tilbake til produksjonstømmen. Volum diesel er feilført som injisert og tas ikke med i oversikten. Mengde svart kjemikalie reinjisert fratrukket dieselmengden er 1,6 m3.

(\*\*) Totalvolum fratrukket dieselmengden.

Oversikten over reinjiserede kjemikalier inneholder ikke gjengefett da 10 % av forbruket allerede er rapportert som utslipp til sjø. Totalmengden gjengefett til sjø er 0,4 m3.

Det ble i 2003 brukt en svart korrosjonsinhibitor; Corhib Z. Det er dette kjemikaliet som utgjør reinjisert svart kjemikalie.

Det er totalmengden reinjiserede kjemikalier, 12 619 m3, som danner grunnlaget for klassifisering av hendelsen i Synergi, ref WR0015, kapt K.2.4.

### Kaksmengder

Følgende kaksmengder er rapportert reinjisert i perioden mellom 1997 og 2009. Data er tatt ut fra Statoils miljøregnskap TEAMS og er de offisielle tallene som er rapportert til myndighetene gjennom årsrapporter til Klima- og forurensingsdirektoratet (tidligere SFT).

Tabell 2 – Injiserte mengder kaks på VFA i perioden 1997-2009, fratrukket årene med en annen kaksinjektor enn brønn 30/3-A-23 A

Type kaks	Mengde kaks reinjisert [tonn]
Vannbasert	599
Oljebasert	7691
Totalt	8 290

Det tas utgangspunkt i en tetthet på kaksen på 2,4 tonn/m3. Bakgrunnen for denne tettheten er beregninger gjort i forbindelse med utregning av EIF boring i Statoil. Dette gir en reinjisert mengde kaks på 3 454 m3.

Oljevedhenget på kaksen er 3-5 %; tilsvarende 104-173 m3 kjemikalier.

Denne kjemikaliemengden vil imidlertid ikke være et tilstrekkelig grunnlag for hvor stor mengde kjemikalier som er reinjisert på VFA i perioden 1997-2009. Mengden kjemikalier i tabell 1 anses å være mer nøyaktig.

## Vedlegg 1

Kjemikaliemengder i perioden 2003-2009, fordelt på utslippskategorier, er vist i tabell V1.

Tabell V1 – Oversikt over bore- og brønnkjemikalier i perioden 2003-2009 på VFA, fordelt på utslippskategorier

Sum of Utslipp [m3]	Farge - Stoffnivå				Grand Total
	1				
Kilde / Resipient	Grønn	Gul	Rød	Svart	
Re-injected	3 840	3 966	221	1	8 273
Sea	1 682	1 651	304	0	3 636
Well	2 959	4 444	363	1 478	9 243
Left in well	1 174	567	15		1 755
Lost in formation	547	137	7		691
To shore (waste)	415	116	7		538
Grand Total	10 616	10 881	917	1 723	24 137

Totalmengden i perioden 2003-2009 er brukt til å regne et gjennomsnittså, er vist i tabell V2.

Tabell V2 – Oversikt over bore- og brønnkjemikalier for et gjennomsnittså på VFA, Fordelt på utslippskategorier

Sum of Utslipp [m3]	Farge - Stoffnivå				Grand Total
	1				
Kilde / Resipient	Grønn	Gul	Rød	Svart	
Re-injected	549	567	32	0	1 147
Sea	240	236	43	0	519
Well	423	635	52	211	1 320
Left in well	168	81	2	0	251
Lost in formation	78	20	1	0	99
To shore (waste)	59	17	1	0	77
Grand Total	1 517	1 554	131	211	3 413

Gjennomsnittsåret er brukt til å regne ut kjemikaliemengden i perioden mellom 1997 og 2009 fratrukket de to årene brønn 30/3-A-11 B ble brukt som kaksinjektor, som vist i tabell 1.

## Vedlegg 2 – injisert kaks på VFR i perioden 1997-2009

Tabellen under viser mengder kaks som er reinjisert på VFA i perioden 1997-2009

Tabell V3 – oversikt over mengder reinjisert kaks på VFA i perioden 1997-2009

			Injected (tonn)
1997	OBS	30/3-A-2 A	228
1999	OBS	30/3-A-18	125
1999	OBS	30/3-A-18 A	12
1999	OBS	30/3-A-5	54
2000	OBS	30/3-A-20	514
2000	OBS	30/3-A-8 A	569
2001	OBS	30/3-A-4 A	72
2002	OBS	30/3-A-18 B	485
2002	OBS	30/3-A-24	545
2002	OBS	30/3-A-4 A	22
2003	OBS	30/3-A-11	110
2003	OBS	30/3-A-19	3
2003	OBS	30/3-A-19 A	1
2003	OBS	30/3-A-3 A	1 483
<b>2004</b>	<b>OBS</b>	<b>30/3-A-14 A</b>	<b>339</b>
<b>2004</b>	<b>OBS</b>	<b>30/3-A-23 A</b>	<b>586</b>
<b>2005</b>	<b>OBS</b>	<b>30/3-A-16 A</b>	<b>368</b>
<b>2005</b>	<b>OBS</b>	<b>30/3-A-19 B</b>	<b>93</b>
<b>2005</b>	<b>OBS</b>	<b>30/3-A-8 B</b>	<b>487</b>
<b>2005</b>	<b>VBS</b>	<b>30/3-A-16 A</b>	<b>20</b>
2006	OBS	30/3-A-15 A	469
2006	OBS	30/3-A-17 B	441
2006	OBS	30/3-A-5 B	20
2007	OBS	30/3-A-2 B	646
2007	OBS	30/3-A-22 B	283
2008	OBS	30/3-A-21	635
2008	OBS	30/3-A-7 C	295
2008	VBS	30/3-A-21	0
2008	VBS	30/3-A-7 B	0
2008	VBS	30/3-A-7 C	154
2009	OBS	30/3-A-1	0
2009	OBS	30/3-A-3 B	0
2009	OBS	30/3-A-3 C	455
2009	OBS	30/3-A-7 C	223
2009	VBS	30/3-A-1	425
2009	VBS	30/3-A-3 B	0
		SUM vannbasert kaks	599
		SUM oljebasert kaks	7 691
		SUM total kaks	8 290

Mengder med uthevet skrift er i perioden da brønn 30/3-A-11 B ble brukt som kaksinjektor, og er ikke tatt med i beregningene videre.

Ved å bruke tettheten 2,4 tonn/m<sup>3</sup> tilsvarer dette 3 454 m<sup>3</sup> kaks reinjisert i brønn 30/3-A-23 A på VFA i perioden 1997-2009.

## **App F Rapport: Vurdering av oljeutskilling og prøvetaking**

### **Rapport**

#### **Vurdering av oljeutskilling og prøvetaking i dreneringstank for regnvann/vaskevann på Veslefrikk**

Det er utført en prosessteknisk vurdering av oljeutskilling og prøvetakningsrutiner i forbindelse med en dreneringstank for regnvann/vaskevann på Veslefrikk. Basert på denne vurderingen, trekkes følgende konklusjoner:

1. Prøvetakningsmetoden er mest sannsynlig hovedårsaken til de høye målte oljekonsentrasjoner. Forslag til forbedret metode er gitt i rapporten.
2. Oljeinnholdet i vannet som slippes ut av tanken er mest sannsynlig i størrelsesordenen 100 ppm eller lavere.

**Klassifisering:** Intern  
**Status:** Endelig  
**Dato:** 11.02.2010

**Gransking av:** Veslefrikk – Lekkasje fra injeksjonsbrønn



## **Innledning**

Regnvann som kan inneholde små mengder olje, samt vaskevann som også kan være oljeholdig, tilføres nedre del av tanken som har et volum på 120 m<sup>3</sup> og en høyde på ca. 5 m. Vannuttaket er i bunnen av tanken. Tanken er utstyrt med en agitator plassert 70 cm over bunnen. Agitatoren er normalt i drift, men stanses i god tid før vannuttapning. Vann fra tanken injiseres.

Oljeinnholdet i tanken analyseres med utgangspunkt i en vannprøve tatt ut ca. 50 cm under oljefilmen på toppen av tanken. Prøven tas fra toppen av tanken og tas ut ved hjelp av en stang med påmontert kopp. På vei ned i tanken og opp ut av tanken passerer den åpne koppen oljelaget på toppen av vannfasen.

Det er observert at vannet som slippes ut virker renere enn analysene som viser et oljeinnhold på ca. 7%.

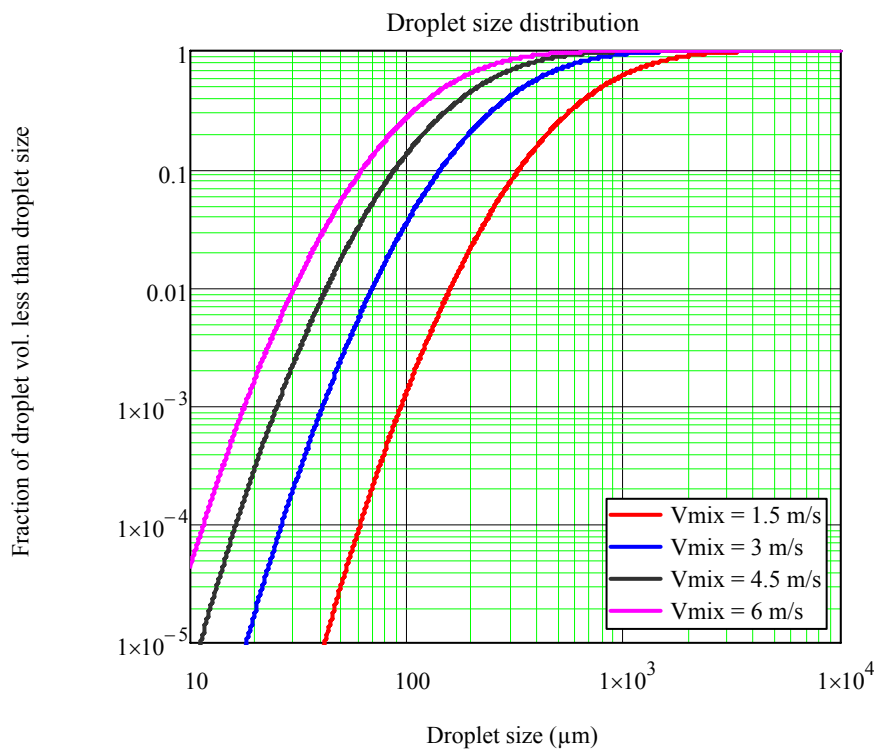
## **Estimert dråpestørrelsesfordeling for oljedråper I vann tilført tanken**

Vannkvaliteten ut av tanken er avhengig av dråpestørrelsesfordelingen inn til tanken. Denne er relatert til strømningshastigheten i rørene som vanligvis er lavere enn 6 m/s.

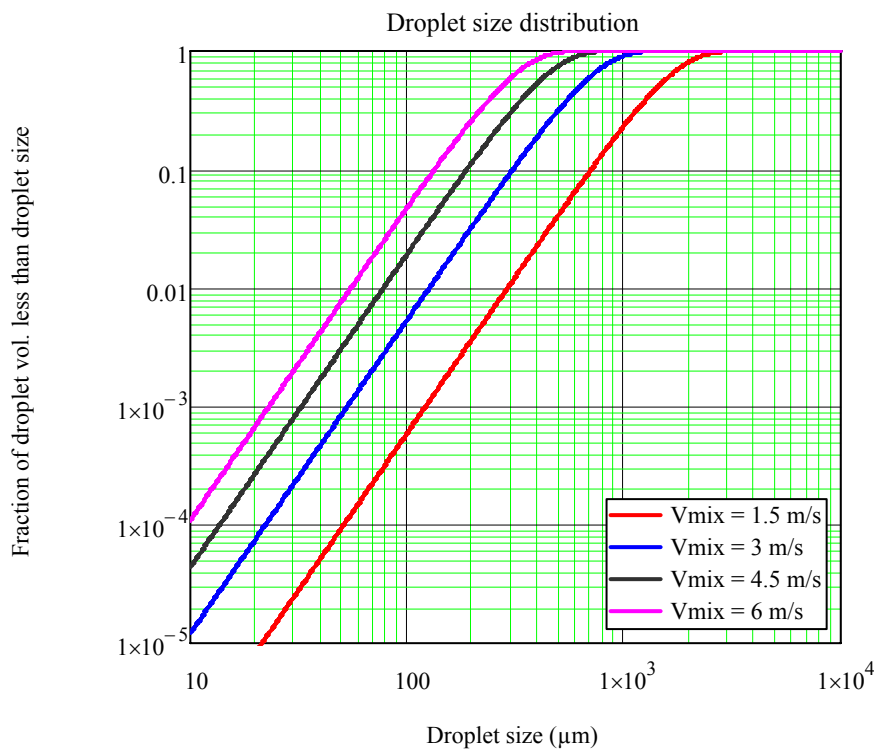
Dråpestørrelses fordelingen er estimert for strømningshastigheter opp til 6 m/s i avløpsrørene basert på dråpeopprivningsmodellen til Karabelas og en antatt lognormal og Rossin Rambler fordeling. Egne erfaringer har vist at en lognormal fordeling er svært typisk i rørstrøm, mens Karabelas anbefaler Rosin Ramler fordeling for lave konsentrasjoner av dispergert fase.

Figur 1 viser beregnet dråpestørrelsesfordeling basert på lognormal fordeling og figur 2 tilsvarende beregninger med utgangspunkt i Rosin Ramler fordeling.

Begge beregningene viser at mindre enn ca. 0.1 % av oljen er tilknyttet oljedråper som er mindre enn ca. 20 µm.



Figur 1 Beregnet dråpestørrelsesfordeling ved ulike strømningshastigheter i tilførselsrørene basert på lognormal fordeling.



Figur 2 Beregnet dråpestørrelsesfordeling ved ulike strømningshastigheter i tilførselsrørene basert på Rosin Ramler fordeling



**Klassifisering:** Intern  
**Status:** Endelig  
**Dato:** 11.02.2010

**Gransking av:** Veslefrikk – Lekkasje fra injeksjonsbrønn



Andres erfaringer med stormvann i tankområder med olje søl, viser at oljedråpene som dispergeres inn i vannet i hovedsak er større enn 30  $\mu\text{m}$ . (Ref.: R. Churchill et al., Photomicrographs can help assess efficiency of oil removal operation, oil and Gas Journal, June 14. 1976)

Fram Industrial har rapportert data som viser at 99% av dråpene er større enn ca. 20  $\mu\text{m}$  i typiske rain runoff fra olje installasjoner.

Vanlig praksis har vært å designe separasjonstanker for slike avløpsstrømmer med en cut size på 30 til 120  $\mu\text{m}$ .

### **Konsentrasjon av olje i dreneringsvann til drens vannstank**

Jeg har gjennomgått bortimot 50 publikasjoner fokusert på dreneringsvann og stormvann fra olje installasjoner og oljerelaterte installasjoner. Ingen av disse har fokusert oljeinnholdet i det vannet som tilføres dreneringstanken, bortsett fra en artikkel som fokuserer på dreneringsvann fra oljeraffineri. I dette tilfellet rapporteres det om oljekonsentrasjoner i området 30ppm til 100ppm før rensing i dreneringstanken. (Ref.: Cosmo Petroleum Co. Ltd., Yokkaichi Refinery, ICETT 1998).

Jeg har også snakket med [REDACTED] i Statoil som tidligere har arbeidet med oljeholdig dreneringsvann i Hydro. Han bekrefter at 100ppm olje kan være et typisk gjennomsnittstall og at konsentrasjoner over 1000ppm er relativt usannsynlige.

I praksis vil oljekonsentrasjonen i dreneringsvann kunne variere betydelig fra installasjon til installasjon og dessuten vil den variere statistisk over tid. Konsentrasjonsnivået på 100ppm må kun sees på som en antydning av nivået. Faktorer som virkelig prosessdesign, regnintensitet, søl og ulike driftsrelaterte parametere bestemmer den virkelige konsentrasjonen.

Jeg har sjekket NORSOK standardene og skriftene fokusert på dreneringsvann, men ingen av disse antyder noe typisk konsentrasjonsområde.

### **Beregning av tankens separasjonseffektivitet**

Beregninger av separasjonseffektiviteten til dreneringsvannstanken er utført med basis i Stokes Law. Et korreksjonsledd for hindret sedimentasjon er lagt inn i Stokes Law for å ta hånd om redusert separasjonshastighet på grunn av økt dråpekonsentrasjon. Det er videre antatt at oljedråpene har "gammel" grenseflate som oppfører seg som en stiv grenseflate. "Gamle oljedråper" har normalt en grenseflate mot vannfasen som er dekket med overflateaktive stoffer. Oljedråper med stiv grenseflate sedimenterer langsommere enn oljedråper med ren og mobil grenseflate.

Røreverket ligger lavt i tanken og har en diameter på 1600 mm med en rotasjonshastighet på 58 rpm. Det er derfor svært lite sannsynlig at denne relativt langsomme omrøringen vil redispergere separert olje fra overflaten som ligger størrelsesordenen 4.3 m over røreverket. Under slike omstendigheter er det stor sannsynlighet for at røreverket ikke har noen negativ effekt på separasjonen av olje fra vannfasen. Snarere tvert imot, kan røreverket føre til dråpevekst gjennom koalescens på grunn av økt turbulens og dermed større dråper og raskere separasjon!

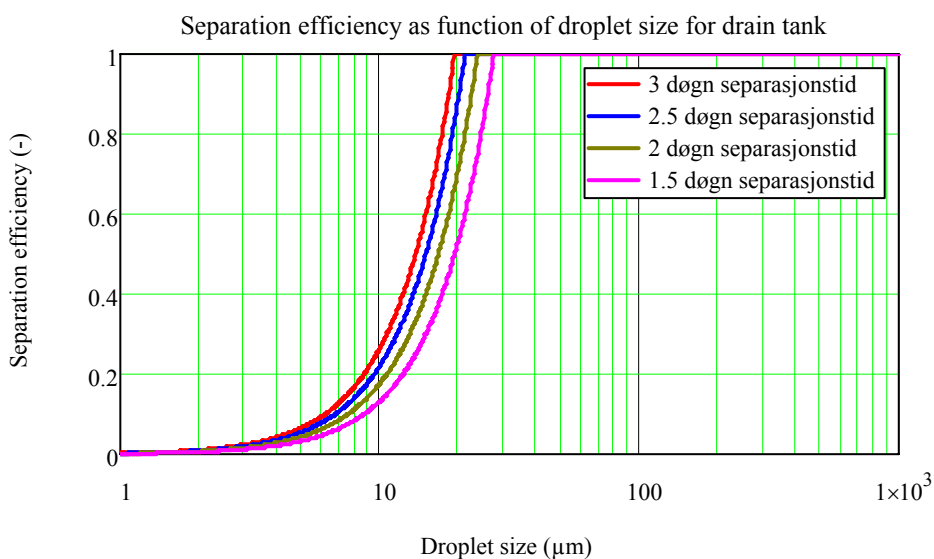
Figur 3 på neste side viser beregnet separasjonseffektivitet som funksjon av dråpestørrelse ved forskjellige oppholdstider i tanken ved en oljekonsentrasjon på 7%. Figur 4 visere tilsvarende beregninger for 1% olje.

Figur 3 viser at ved 1.5 døgns separasjonstid separerer dråper med størrelse større enn 28  $\mu\text{m}$  med 100% effektivitet. Ved 3 døgns separasjonstid er tilsvarende kritiske dråpestørrelse 19  $\mu\text{m}$ . Dråper med mindre dråpestørrelse enn disse kritiske verdiene separerer ufullstendig med lavere effektivitet. For eksempel 10  $\mu\text{m}$  oljedråper separeres kun med ca. 12 % effektivitet ved 1.5 døgns separasjonstid.

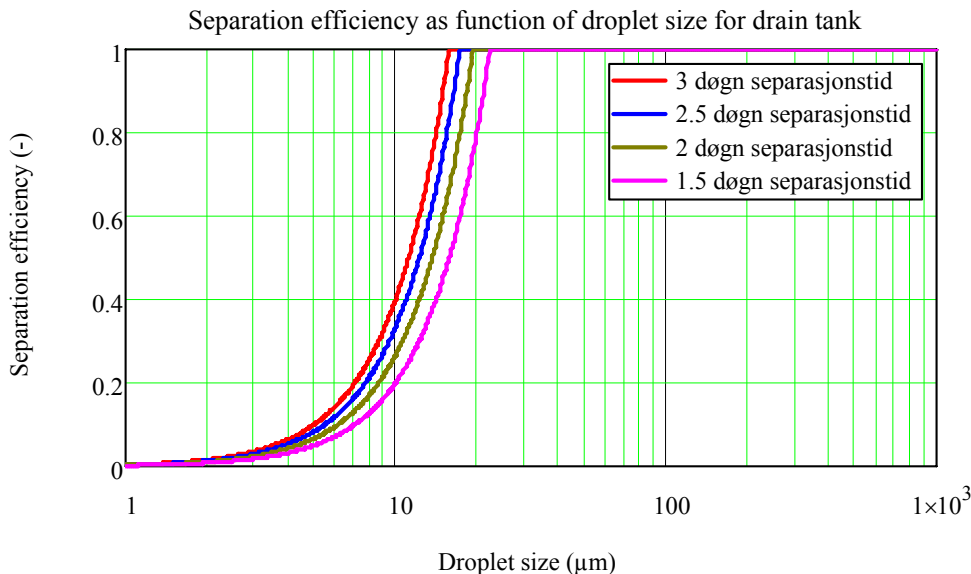
Ved 2.5 til 3 døgn separasjonstid viser fig 1 fullstendig separasjon av alle oljedråper større enn ca. 20 $\mu\text{m}$ .

Tilsvarende kritiske dråpestørrelse ved et konsentrasjonsnivå på 1% olje, er ca. 16  $\mu\text{m}$ .

Sannsynligvis er den virkelige effektiviteten høyere enn figurene viser, siden beregningene benytter en lik sedimentasjonsvei på 5 m for alle dråpene, mens i virkeligheten vil dråpene fordeles initielt over et høydeområde. Videre er beregningene antatt å være konservative siden dråpevekst på grunn av koalescenseffektene skapt av røreverket ikke er tatt med i beregningene!



Figur 3. Separasjonseffektivitet (-) som funksjon av dråpestørrelse for ulike oppholdstider referert til en oljekonsentrasjon på 7%.



Figur 4. Separasjonseffektivitet (-) som funksjon av dråpestørrelse for ulike oppholdstider referert til en oljekonsentrasjon på 1%.

### Vurdering av oljeutskilling i tanken samt beregnet oljekonsentrasjon i vannutslipp

Dersom oljeinnholdet i vannfasen som tilføres dreneringstanken er 1% separerer tanken ut all olje som er tilknyttet dråper større enn 16 μm med 100% effektivitet, mens ved et oljeinnhold på 7% som vanligvis "måles" i tanken, separeres alle dråper større enn 20 μm med 100% effektivitet.

Sammenliknes disse separasjonsegenskapene med de tidligere estimerte dråpestørrelsesfordelingene som viser at mindre enn 0.1% av oljeinnholdet er tilknyttet dråper mindre enn 20 μm kan størrelsesordenen på oljen i vannfasen som slippes ut fra tanken estimeres:

1. Dersom oljedråper mindre enn 20 μm **ikke separeres** ut (selv om disse delvis separeres), vil oljeinnholdet i vannfasen være 70 ppm ved 7% tilført olje og 10 ppm ved 1% tilført olje!
2. I virkeligheten vil oljedråpene under 20 μm separeres delvis. Olje konsentrasjonen vil derfor være lavere enn tallene i punkt 1 over.

Vi har tidligere eksperimentell erfaring fra dispergering i tilsvarende systemer med overflateaktive stoffer til stede som LTOD og DISPERSEALL fra Anti Pollution Chemicals Ltd. Forsøkene som ble utført, viste at kjemikalierne ikke påvirket dråpeandelen som var mindre enn 30 μm. Effekten av tilsvarende kjemikalier på vannkvaliteten ut av dreneringstanken burde derfor være av mindre betydning.

**Klassifisering:** Intern  
**Status:** Endelig  
**Dato:** 11.02.2010

**Gransking av:** Veslefrikk – Lekkasje fra injeksjonsbrønn



### **Grovt estimat av tykkelsen på oljeskiktet øverst i dreneringstanken**

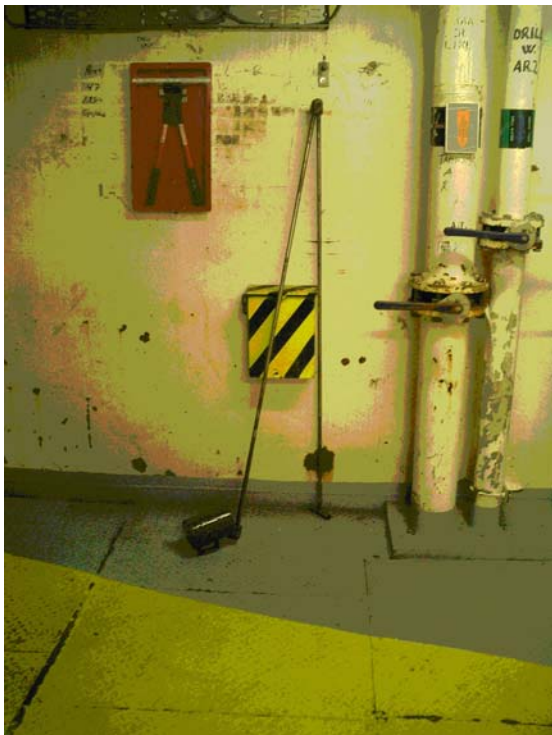
Basert på det grove anslaget av at oljeinnholdet i innkommende vann i gjennomsnitt er 100ppm har jeg estimert tykkelsen på oljeskiktet på over vannfasen under forutsetning av at oljelaget dreneres ut ved hver tømning av tanken.

Referert til 24 m<sup>3</sup> overflateareal og et totalvolum på 120 m<sup>3</sup>, vil 100 ppm inngående olje resultere i et 0.5 mm tykt oljeskikt.

Tilsvarende tall for 1000ppm olje tilført tanken er 5 mm tykt oljelag.

Dersom oljelaget/filmen ikke dreneres ut, vil det kunne bygge seg opp et tykt oljelag i tanken over tid.

### **Vurdering av prøvetakningsmetodikk og forslag til alternative prøvetakningsmetoder**



Figur 5 Bilde av stang med påmontert kopp for prøvetakning.

Prøvetakningskoppen som vist på figur 5 stikkes ned gjennom oljelaget og videre ned ca. 50 cm under dette. Deretter løftes den opp gjennom oljelaget før oljeinnholdet i vannfasen analyseres. Typisk analyserverdi er 7% olje. Sammenliknet med utseende på vannet som slipper ut av tanken har dette virket høyt. Siden beregningene indikerer betydelig lavere verdier (størrelsesordenen 70 ppm) ligger problemet mest sannsynlig i prøvetakningen.

Koppen fylles med olje når denne passerer gjennom oljelaget. I vannfasen renner vann inn i koppen som har oljebelagte vegger og en del av oljeinnholdet i koppen dispergeres inn i vannfasen i denne. Deretter løftes den opp gjennom oljelaget hvor ytterligere olje kan blandes inn i vannfasen.

**Klassifisering:** Intern  
**Status:** Endelig  
**Dato:** 11.02.2010

**Gransking av:** Veslefrikk – Lekkasje fra injeksjonsbrønn



Mest sannsynlig er det olje fra denne prøvetakningsprosessen som er hovedårsak til de høye målte konsentrasjonene.

Forslag til bedre metoder:

1. Sette lokk på koppen som kan holdes lukket når koppen føres gjennom oljelaget og åpnes når prøve av vannet skal tas. Lokket lukkes igjen før koppen løftes opp gjennom oljelaget igjen. Etter hver prøve rengjøres koppen grundig. Lokket kan for eksempel være fjærbelastet som sørger for at lokken normal er lukket. Ved hjelp av et tau eller stag kan lokket åpnes eller lukkes utenifra.
2. Montere et alternativt prøveuttak på utløpet fra tanken etter pumpene slik at prøve kan tas når vannet slippes ut.

### **Anbefaling**

Prøvetakningsmetoden som benyttes er mest sannsynlig årsaken til de høye målte oljekonsentrasjonene i vannfasen ut av dreneringstanken. Test en eller begge forslagene til forbedret prøvetakningsmetode som er gitt i avsnitt 5.

Dersom det fremdeles mot formodning måles for høye konsentrasjoner, må dreneringstanken effektiviseres. Dette kan for eksempel gjøres gjennom å benytte platepakker som innmat i tanken. Koalescerende platepakker vanlig benyttet innmat i slike tanker.

Porsgrunn, 5. Februar 2010

████████████████████