

Granskingsrapport

Rapport

Rapporttittel Rapport etter granskning av hydrokarbonlekkasje på Statfjord C den 26.1. 2014	Aktivitetsnummer 001037023
---	-------------------------------

Gradering

<input type="checkbox"/> Offentlig	<input type="checkbox"/> Begrenset	<input type="checkbox"/> Strengt fortrolig
<input type="checkbox"/> Unntatt offentlighet	<input type="checkbox"/> Fortrolig	

Sammendrag

Søndag 26.1.2014 kl.03:24 inntraff en hydrokarbonlekkasje på Statfjord C.

Da hendelsen inntraff var man i ferd med å overføre stabilisert olje fra Statfjord A til Statfjord C. Samtidig pågikk det klargjøring for vedlikehold av en lastepumpe i skaftet. En isoleringsventil til lastepumpen holdt ikke tett og medførte at olje fylte opp pumpehuset. Oljen ble drenert til sumptank i bunnen av skaftet via en åpen dreneringsventil. Da nivået i sumptanken steg til 70 %, startet pumpen for overføring av væsken i sumptanken til tank for oljeholdigvann under kjellerdekket. Ventilen for regulering av nivået på tanken for oljeholdigvann åpnet ikke og man fikk lekkasje av olje via væskelåser på kjellerdekk.

Overføring av stabilisert olje fra Statfjord A ble stanset samtidig som man startet nedstengning av prosessanlegget på Statfjord C. Beredskapsorganisasjonen mobiliserte og øvrig personell gikk til livbåtene. Det var sterk kuling da hendelsen skjedde.

Det var 270 mennesker om bord, og det er ikke rapportert at personell ble skadet i hendelsen. Produksjonen var stengt ned i nesten fire døgn som følge av hendelsen.

Statoil beregnet at inntil 42 m³ stabilisert olje lakk ut i ca 37 minutter med en lekkasjerate på 20,8 kg/s. Det er beregnet at 40 m³ gikk til sjø og 2 m³ traff innretningen.

Potensielle konsekvenser i tilfelle antennelse vurderes til å kunne være en spraybrann eller brann av oljedråper/rennende olje lik lekkasjens varighet.

I tillegg var det høy sannsynlighet for gjentakelse av en tilsvarende lekkasje rett etter hendelsen.

Involverte

Hovedgruppe T-1 Statoil	Godkjent av / dato Kjell Marius Auflem 30.7.2014
Deltakere i granskingsgruppen Eivind Jåsund, Odd Tjelta, Aina Eltervåg	Granskingsleder Øyvind Lauridsen

Innholdsfortegnelse

1	SAMMENDRAG	3
2	INNLEDNING	5
3	HENDELSFORLØP	7
4	DIREKTE OG BAKENFORLIGGENDE ÅRSAKER	14
4.1	DIREKTE ÅRSAKER	14
4.2	BAKENFORLIGGENDE ÅRSAKER	14
4.2.1	<i>Design, modifikasjoner og oppfølging av dreneringssystemet</i>	14
4.2.2	<i>Klargjøring for vedlikehold</i>	14
4.2.3	<i>Styring av samtidige aktiviteter</i>	15
5	HENDELSENS FAKTISKE OG POTENSIELLE KONSEKVENSER	16
5.1	KONSEKVENSN AV DET FAKTISKE FORLØP	16
5.2	POTENSIELL KONSEKVENSN	17
5.2.1	<i>Risiko for ytterligere lekkasje</i>	17
5.2.2	<i>Risiko for brann eller eksplosjon</i>	17
6	OBSERVASJONER	19
6.1	AVVIK	19
6.1.1	<i>Opprinnelig designløsning for dreneringssystem</i>	19
6.1.2	<i>Modifisert designløsning for dreneringssystem</i>	20
6.1.3	<i>Konsekvensklassifisering av åpent dreneringssystem</i>	21
6.1.4	<i>Klargjøring for vedlikehold</i>	21
6.1.5	<i>Styring av samtidige aktiviteter</i>	22
6.1.6	<i>Kvalifisering og oppfølging av kompetanse</i>	23
6.2	FORBEDRINGS-PUNKT	23
6.2.1	<i>Tekniske driftsdokumenter</i>	23
6.2.2	<i>Utkobling av gassdeteksjon</i>	24
6.2.3	<i>Nødavstengningssystemet hindret ikke utvikling av fare- og ulykkessituasjon</i>	24
6.2.4	<i>Statoils granskning</i>	24
6.3	ANDRE KOMMENTARER	25
6.3.1	<i>Sikring av hendelsessted</i>	25
6.3.2	<i>Statoils granskning</i>	25
7	BARRIERER SOM HAR FUNGERT	26
8	DISKUSJON OMKRING USIKKERHETER	28
8.1	RESTRIKSJONER I DRENERINGSSYSTEMET	28
8.2	ANDRE USIKKERHETER	29
9	VEDLEGG	30
9.1	VEDLEGG A: FØLGENDE DOKUMENTER ER LAGT TIL GRUNN I GRANSKINGEN:	30
9.2	VEDLEGG B: OVERSIKT OVER INTERVJUET PERSONELL	31
9.3	VEDLEGG D: FORKORTELSER	32

1 Sammendrag

Hendelsesforløp

Søndag 26.1.2014 kl.03:24 inntraff en hydrokarbonlekkasje på Statfjord C. Ptil ble varslet kl. 04:05.

Da hendelsen inntraff var man i ferd med å overføre stabilisert olje fra Statfjord A til Statfjord C. Samtidig pågikk det klargjøring for vedlikehold av en lastepumpe i skaftet. En isoleringsventil til lastepumpen holdt ikke tett og medførte at olje fylte opp pumpehuset. Oljen ble drenert til sumptanken i bunnen av skaftet via en åpen dreneringsventil. Da nivået i sumptanken steg til 70 %, startet pumpen automatisk for overføring av væsken i sumptanken til tanken for oljeholdig vann under kjellerdekket. Ventilen for regulering av nivået på tanken for oljeholdig vann åpnet ikke, og man fikk lekkasje av olje via væskelåser på kjellerdekk. Det var en linjedetektor på kjellerdekk som ga signal om hydrokarbonlekkasje kl 03:24.

Overføring av stabilisert olje fra Statfjord A ble stanset samtidig som man startet nedstengning av prosessanlegget på Statfjord C. Beredskapsorganisasjonen mobiliserte og øvrig personell gikk til livbåtene. Det var sterk kuling (17,2-20,7 m/s) fra sørøst da hendelsen skjedde.

Konsekvenser

Personell ble sendt ned til tanken for oljeholdig vann kl 05:06. Første lekkasjepunkt ble funnet å være gjennom en utett pakning på en væskelås under kjellerdekk.

Statoil beregnet at inntil 42 m³ stabilisert olje lakk ut i ca 37 minutter med en lekkasjerate på 20,8 kg/s. Det er beregnet at 40 m³ gikk til sjø og 2 m³ ble spredt på innretningen. Lekkasjen stanset da nivået i sumptanken nådde 40 %.

Det var 270 mennesker om bord, og det er ikke rapportert at personell ble skadet i hendelsen. Produksjonen var stengt ned i nesten fire døgn som følge av hendelsen.

Potensielle konsekvenser

Potensielle konsekvenser i tilfelle antennelse er vurdert til å kunne være en spraybrann eller brann av oljedråper eller rennende olje med varighet på cirka 37 minutter, lik lekkasjens varighet.

I tillegg var det høy sannsynlighet for gjentatt lekkasje med tilsvarende varighet og omfang, dersom nivået i sumptanken igjen hadde nådd 70 %. Den åpne dreneringsventilen som forsynte sumptanken med olje ble stengt kl 05:49. På dette tidspunkt var nivået i sumptanket steget til 62 %.

Granskning

Petroleumstilsynet (Ptil) besluttet søndag 26.1. 2014 å gjennomføre en egen granskning av hendelsen med utreise til Statfjord C mandag kveld 27.1. 2014.

Politiet besluttet å etterforske hendelsen og anmodet Ptil om bistand. Politiet reiste ut på Statfjord C sammen med oss.

Avvik

Det ble identifisert 6 avvik i forbindelse med granskningen, disse er knyttet til:

- Opprinnelig designløsning for dreneringssystem
- Modifisert designløsning for dreneringssystem
- Konsekvensklassifisering av åpent dreneringssystem
- Klargjøring for vedlikehold
- Styling av samtidige aktiviteter
- Kvalifisering og oppfølging av kompetansen til entreprenør

I tillegg ble det identifisert 4 forbedringspunkter, herunder et som gjelder Statoils egen granskning.

2 Innledning

Statfjordfeltet er utbygd med produksjonsplattformene Statfjord A, Statfjord B og Statfjord C. Feltet er lokalisert på grensen mellom norsk og britisk kontinentalsokkel i Tampenområdet. Havdypet er 150 meter. Statfjord C er en bunnfast betongplattform som har vært i produksjon siden 1985. Det produseres olje og gass på Statfjord C. Oljen lagres i lagerceller og bøyelastes til skip. Gassen går i rørledninger til Kårstø og til Skottland. Satellittfeltene Statfjord Nord, Statfjord Øst og Sygna er knyttet opp til Statfjord C-plattformen.



Figur 1. Statfjord C, kilde Statoil.com

Søndag 26.1. 2014 kl. 03:24 ble en hydrokarbonlekkasje detektert på Statfjord C. Det var sterk kuling fra sørøst 17-20,7 m/s, med 6-8 m signifikant bølgehøyde. Da hendelsen inntraff var man i ferd med å overføre stabilisert olje fra Statfjord A til Statfjord C.

Linjedetektor på kjellerdekk ga signal om HC lekkasje. Alarm og Redningslag avdekket utslipp via en utett pakning på en væskelås (Fire Seal 8).

Statoil estimerte lekkasjen til ca 32 m³ olje til sjø i varsel til Ptil /7/.

Beredskapsorganisasjonen mobiliserte og øvrig personell gikk til livbåtene. Det var 270 mennesker om bord, og ingen personer ble rapportert skadet i hendelsen.

Petroleumstilsynet (Ptil) besluttet søndag 26.1. 2014 å gjennomføre en egen gransking av hendelsen med utreise til Statfjord C mandag kveld 27.1. 2014.

Granskningsgruppens sammensetning:

- Eivind Jåsund F- HMS styring, vedlikeholdsstyring
- Odd Tjelta F-Prosessintegritet, teknisk sikkerhet
- Aina Eltervåg F-Logistikk og Beredskap, beredskap
- Øyvind Lauridsen F-Arbeidsmiljø, organisatorisk sikkerhet, granskningsleder

Gransking har vært gjennomført gjennom intervju med personell i land- og offshore-organisasjonen, gjennom en verifikasjon på Statfjord C, herunder undersøkelser på hendelsesstedet, gjennom vurdering av styrende dokumenter og Statoils egen granskningsrapport.

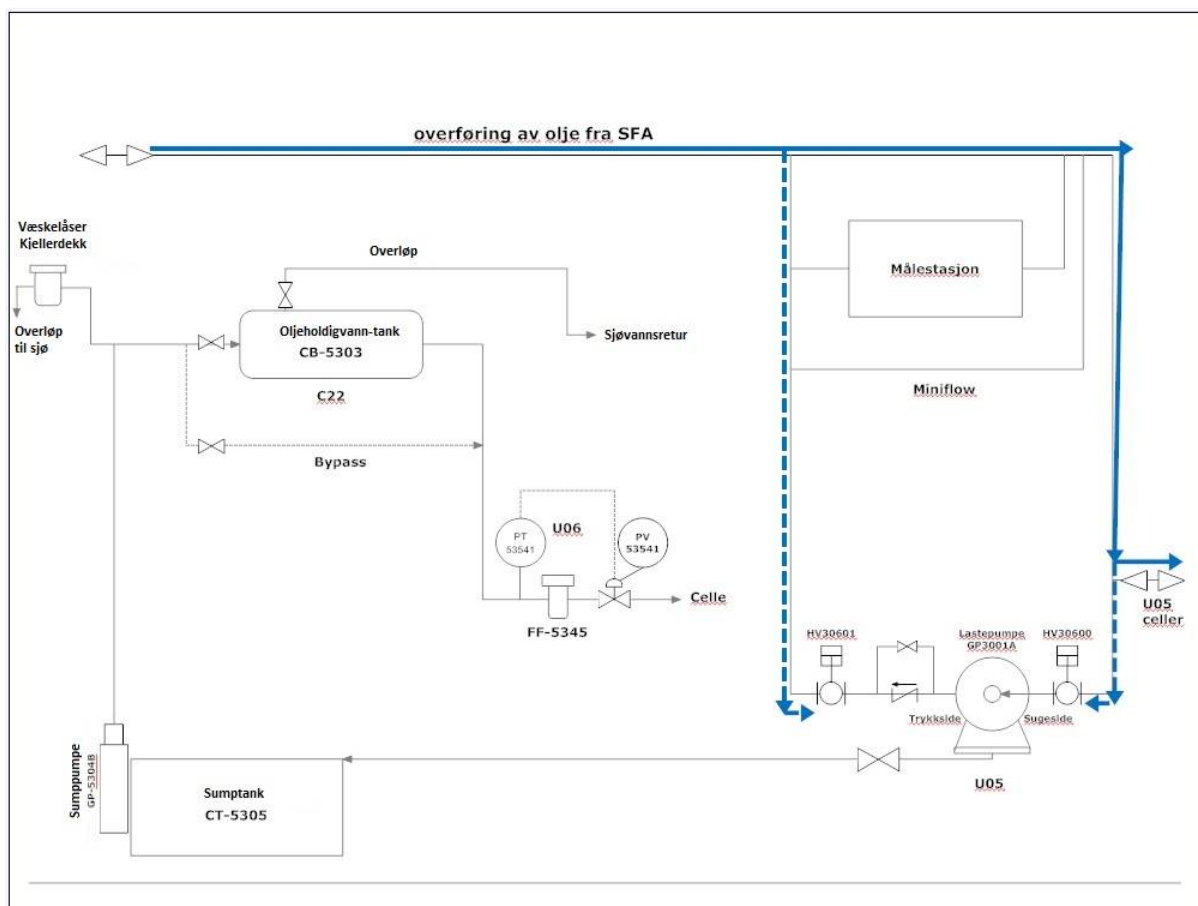
Mandat for granskingen:

- a. *Klarlegge hendelsens omfang og forløp, med vektlegging av sikkerhetsmessige, arbeidsmiljømessige og beredskapsmessige forhold.*
- b. *Vurdere faktiske og potensiell konsekvens*
 1. *Påført skade på menneske, materiell og miljø.*
 2. *Hendelsens potensial for skade på menneske, materiell og miljø.*
- c. *Vurdere utløsende og bakenforliggende årsaker, med vektlegging av både menneskelige, tekniske, operasjonelle og organisatoriske forhold (MTO), i et barriereperspektiv.*
- d. *Diskutere og beskrive eventuelle usikkerheter / uklarheter.*
- e. *Identifisere avvik og forbedringspunkter relatert til regelverk (og interne krav)*
- f. *Drøfte barrierer som har fungert. (Det vil si barrierer som har bidratt til å hindre en faresituasjon i å utvikle seg til en ulykke, eller barrierer som har redusert konsekvensene av en ulykke.)*
- g. *Vurdere aktørens egen granskingsrapport*
- h. *Vurdere hendelsen i lys av Statoils gjennomførte forbedringsinitiativ for å redusere HC lekkasjer*
- i. *Utarbeide rapport og oversendelsesbrev (eventuelt med forslag til bruk av virkemidler) i henhold til mal.*
- j. *Anbefale - og bidra i - videre oppfølging*

Politiet besluttet å etterforske hendelsen og anmodet Ptil om bistand. Politiet reiste ut på Statfjord C sammen med oss.

3 Hendelsesforløp

Lastepumpe A var ca et døgn tidligere blitt isolert for gjennomføring av vedlikehold. En isoleringsventil (HV30601) til lastepumpen holdt ikke tett og medførte at olje fylte opp pumpehuset. Denne oljen ble drenert til sumptanken i skaflet. Da nivået i sumptanken steg til 70 %, startet pumpen automatisk for overføring væsken i sumptanken til tank for oljeholdig vann under kjellerdekket. Ventil for regulering av væskenivået i tanken for oljeholdig vann åpnet ikke og man fikk lekkasje av olje via væskelåser på kjellerdekk. Se prinsippskisse (figur 2) for oversikt over involverte deler av dreneringsystemet og lastepumpe.



Figur 2. Prinsippskisse

Det er konstatert at lekkasjen kom ut av overløp fra flere væskelåser (Fire Seals) under kjellerdekk. Væskelås FS8 hadde en lekkasje gjennom en utett pakning i lokket (Se figur 3). Overløpet på FS8 var blokkert av en sveisefille. Det kan ikke utelukkes at det også har vært lekkasje til sjø via overløp i det åpne dreneringsystemet (sjøvannretur).



Figur 3. Bilde av væskelås FS8.

Basert på varighet og pumpekapasitet har Statoil beregnet at inntil 42 m³ stabilisert olje lakk ut med en lekkasjerate på 20,8 kg/s, hvorav det er estimert at 40 m³ gikk til sjø og 2 m³ ble spredt på innretningen.

Hendelsesforløp kronologisk

1994-2011 hendelser registrert i Synergi

I perioden 1994 til 2011 er det registrert 9 hendelser knyttet til oljeholdigvann systemet. Syv av disse er registrert i perioden etter 2006. /10/

2001 Fjerning av nivåmåling og pumper

3 nivååmalere og 2 pumper på oljeholdigvann tank (CD5303) ble fjernet./23/

15.7.2006 Start/stopp nivå på sumppumpene endret

Aksjon lav (L) endret fra 50 % til 60 %. Aksjon høy (H) endret fra 62 % til 70 %.

Erfaring over flere år hadde avdekket at ved ca. 52 % nivå i sumptank CT5305, begynte sumppumpene GP5304A/B å suge inn luft, noe som medførte skade på pumpene. /23/

2006-2007 Problemer med oksygen inn i celle E-1.

Luft ble dratt med ned fra tanken for oljeholdig vann og dreneringspotter til lagerceller.

Tanken for oljeholdig vann ble modifisert slik at alt vann fra åpen drenering måtte gå via tanken.

Returrøret fra tanken for oljeholdig vann ble forlenget med 12" rør fra nivå EL 152 m ned til nivå EL 127 m i utstyrsskafet. /11/

2007 Forebyggende vedlikehold (FV) av væskelåser

FV på væskelåser (Fire Seals) ble overført fra Statoil Mekanisk til ISO leverandør Beerenberg. /20/

2008-2013 Forebyggende vedlikehold (FV) av væskelåser

I perioden er det registrert 6 arbeidsordrer for 12 månedlig forebyggende vedlikehold av væskelåser (Fire Seals), utført av Beerenberg. /20/

10.2010-10.2013 Inspeksjon av tank for oljeholdig vann CD-5303

Det er utført årlig Non Destruktiv Test (NDT) og generell visuell inspeksjon (GVI) av tank for oljeholdig vann i perioden 2010-2013. Det ble avdekket to tilfeller av utvendig korrosjon i 2011 som ble utbedret. I oktober 2011 ble det i tillegg utført fireårlig innvendig inspeksjon som påviste skader på belegget på tre stusser. /20/

6.7.2013 Arbeidsordre for utbedring av svettelekkasje på instrument FT-30614 på lastepumpe A opprettet. Kritikaliteten på arbeidsordren ble lagt til lav, dvs. at den skulle utføres innen 6 måneder. /23//20/

28. 7.13-28.8.13 Arbeidsordre 22751138 for utbedring av svettelekkasje på instrument på lastepumpe A lå på plan for utførelse under revisjonstansen i 2013. Det ble utarbeidet en forenklet ventil og blindingsliste. Arbeidstillatelse nivå 1 (HC førende system) ble søkt som nattarbeid for perioden 20.8 – 23.8.2013, men ble ikke utført. /23/

12.12.2013 Settpunkt på nivået i sumptank CT-5305 ble endret i sentralt kontrollrom (SKR). Settpunkt for stopp av sumpumpene endret fra 60 % til 40 %. Nivåstopp av sumpumpene ble ikke tilbakestillt. /23/

21.1.14 kl.20:30 til 23.1.14 kl. 19:30 Spyling av sumptank CT-5305

Automatisk spyling av sumptank startes hver 14. dag og varer i ca. to døgn. Stillestående vann i sumptank har en tendens til å utvikle H₂S og dårlig lukt. /23/

22.1.14 kl.15:09 til 24.1.2014 kl.16:00 Overføring av ca. 50 000 m³ olje fra Statfjord A til Statfjord C. Statfjord A holdt på å gå full på lagercellene. Det var dårlig vær i område slik at lastebåt ikke kunne kobles til lastebøyene. /23/ og intervju.

24.1.2014 Ventil og blindingsliste for utførelse av arbeidsordre

Drift og Vedlikehold opprettet etter Plattform Intern Verifikasjon (PIV) ny ventil og blindingsliste for utførelse av arbeidsordren 22751138 den 26.1.14. Ble godkjent av D&V leder. /14/

25.1.2014

På nattskiftet ble ventilene HV30600 og HV30601 stengt for isolering og klargjøring for vedlikehold av lastepumpe A GP3001A. /14/og intervju.

Kl. 05:01 Drenering av olje til rørsegment lastepumpe A GP3001A startet.

Olje fra rørsegment til lastepumpe A måtte dreneres ut i forbindelse med klargjøring for reparasjon av strømningsmåler FT30614. Segmentet som skulle dreneres var på ca. 5,5 m³. Trykket i rørsegment til lastepumpe A var ved oppstart av dreneringen litt over 6 barg, men sank til litt over 3 barg etter vel en time. /23/

Ca. kl. 06:24 Sumpumpen GP5304B startet første lensing av sumptanken til åpen drenering. Nivået i sumptanken CT5305 hadde økt til 70 %, og pumpen startet automatisk. Etter 3 minutter åpnet reguleringsventil PV53541 for å slippe inn væske på slamcellen fra tank for oljeholdig vann. Etter 36 minutter stoppet første lensing da nivået i sumptank nådde 40 %. Ved første gangs lensing har Statoil beregnet at 64 m³ ble pumpet til tanken for oljeholdig vann. Dreneringsventil til lastepumpe A stod fortsatt åpen etter at sumpumpen stoppet. /15/ /23/

Ca. kl. 10:14 Sumppumpen GP5304B startet andre lensing av sumptanken til åpen drenering. Nivået i sumptanken CT5305 økte igjen til 70 %. Ved andre gangs lensing har Statoil beregnet at 56 m³ ble pumpet til tanken for oljeholdig vann CD5303. Etter 3 minutter åpnet reguleringsventil PV53541 for å slippe inn væske på slamcellen fra tanken for oljeholdig vann, men hadde kortere åpningstid enn ved første lensing. Etter ca. 37 minutter stoppet andre lensing da nivået i sumptank nådde 40 %. /15/ /23/

Kl. 12:40 til ca 01:30 Nivået i sumptank CT5305 stabilt.
Dreneringsventilen til rørsegment lastepumpe A ble tilsynelatende stengt ca kl. 12:40. /23/
/15/

I løpet av dagskiftet var det forespørsel fra Statfjord A til Statfjord C om mulighet for overføring av olje til Statfjord C (intervju).

Ca kl. 18:00. Da dagskiftet forlot arbeidsstedet ca. kl. 1800 var alle dreneringsventiler stengt, trykket i pumpehuset var 0,7 bar. Dette trykket ble lastet opp i Plant Information systemet (PI) slik at man fulgte trenden helt til skiftavløsning. Ingen trykkøkning observert da. Det var ikke testet for aktuelt trykk ved overføring fra Statfjord A. /21/

Dagskiftet ble ikke ferdig med klargjøringen og arbeidet fortsatte på nattskiftet. /14/ og intervju.

Henvendelse på kvelden til SKR fra Statfjord A om å overføre 20 000 m³ olje til Statfjord C. Det var fortsatt dårlig vær på feltet og derfor var det ingen mulighet for lasting til båt (intervju).

26.1.2014

Kl. 01:30 Dreneringsventil på lastepumpe A ble åpnet for videre drenering i forbindelse med klargjøring for vedlikehold. Det stod 0,8 barg nitrogen i rørsegmentet til lastepumpe A. Plott fra PI viser at dreneringsventilen åpnes rett før overføring av stabilisert olje fra Statfjord A. Trykk i pumpehus synker umiddelbart ut fra trend. /15/, /23/ og intervju.

Ca kl. 01:55 Nivået i sumptank begynner å øke /15/.

Kl. 02:00 Start overføring av olje fra Statfjord A til Statfjord C.
Stopptest utført kl 01:59. Dårlig vær var årsak til overføring. Intervju og /12/.

Ca kl. 02:15 Trykket i pumpehus til lastepumpe A stiger. /15/

Kl. 03:13:27 Sumppumpe GP5304B startet tredje lensing av sumptank til åpen drenering. /15/

Kl. 03:15:55 Gassdetektor W30-GD-101_A varsler om tilsmussing. Dette kan være et første varsel om at væske kommer ut av overløp og at det har ført til tilsmussing av denne detektoren på W30. /22/

Mellom kl.03:13 og kl.03:24 Reguleringsventil PV53541 åpnet ikke. Væske ble pumpet opp fra sumptanken CT-5305 og fylte opp tanken for oljeholdig vann og tilhørende rørsegmenter helt opp til væskelåser under kjellerdekket. Oljen lakk ut via overløpet på væskelåser og via lekkasje i lokk på FS8. /23/

Kl. 03:24:50 Gass lekkasje detektert 1LELm (Lower Explosive Limit metre) C05-GD-112AR. Sveisestikk koples ut automatisk. /22//13/

Ca kl. 03:25 SKR ber Alarm og Rednings Lag (ARL) sjekke ut området C05. Intervju

Kl. 03:26:39 Gass detektor C05-GD-112ARV blokkert av drift. /13/

Kl. 03:30 Olje/gass i område C05 bekreftet.

Alarm og Rednings Lag bekreftet dette etter «sjekk og rapporter» i felt og ber SKR aktivere ESD 2. Intervju og /23/.

Kl. 03:30:16 ESD 2 utløst manuelt fra SKR.

Overføring av stabilisert olje fra Statfjord A stoppet samtidig som man startet nedstengning av prosessanlegget på Statfjord C. Informasjonsskjerm med værdata i beredskapsrommet falt ut ved ESD 2. Intervju og /23/

Kl. 03:30 Generell alarm initiert.

Mønstring til livbåt Olje/Gasslekkasje (DFU1). Intervju og /18/

Kl. 03:30 Logistikk Offshore Luft på Gullfaks C varslet.

SAR Tampen og SAR Oseberg stand-by på Flesland grunnet dårlig vær. Intervju og /18/ /23/

Kl. 03:37:51 Trykkavlastning startes etter anmodning fra ARL. Intervju og /21/

Kl. 03:41 Statfjord C tilkaller Stril Hercules.

Estimert ankomst Statfjord C kl. 04:20, dvs. 40 minutter unna Statfjord C. /18/ /23/

Kl. 03:45:16 Gassdetektor M10-GD-303AR varslet 20 % LEL. /22/

Gass i analyseskap for gasseksport, ble sjekket ut. /23/

Kl. 03:45:43 Gassdetektor M10-GD-303AR varslet 30 % LEL. /22/

Sjekket ut, men ble ikke rapportert til beredskapsledelsen. /23/

Kl. 03:45:44 Start brannpumpe GP5001A. /22/

30 % LEL fra gassdetektor M10-GD-303AR gir automatisk brannpumpestart. /23/

Kl. 03:46:23 Start Aqueous Film Forming Foam (AFFF) pumpe GP5004 /22/.

30 % LEL ga automatisk AFFF-pumpestart /23//22/. AFFF skum ble senere manuelt lagt ut i området (intervju).

Kl. 03:48 POB-oversikt etablert.

Oversikt etablert etter 18 minutter. Status var 270 personer om bord og 2 savnet.

Flere av de som mønstret hadde fått oljedråper på redningsdraktene sine i forbindelse med at det var oljedråper i luften ved livbåtstasjonene. Intervju og /23/.

Kl. 03:50:06 Tredje lensing stoppet etter ca. 37 minutter, da nivået i sumptanken CT5305 nådde 40 %. /15/

Kl. 03:53 Andrelinje beredskap mønstret i beredskapssentralen på Sandsli.

Kontakter Sentralt kontrollrom på Statfjord C.

Mengde olje er ukjent da det er dårlig sikt på kjellerdekk.

Stril Hercules, som melder om dårlig sikt og høy sjø, blir bedt om å gå til lo side for å observere ved ankomst Statfjord C. Ny estimert ankomst kl 4:07. /18/

Kl. 03:56 Alt personell gjort rede for, POB 270 personer ok /18/.

Kl. 04:01 Prosessanlegget er trykkkløst. /18/

Kl. 04:05 Statoil varslet Ptil per telefon. /25/

Kl. 04:18 Startet tømning av livbåter til 7. etasje. /18/, /23/ og intervju.

Kl. 04:21 Tømt alle livbåter. /18/

Kl. 04:28 Første statusmøte mellom 1. og 2. linje beredskap
Statfjord C nedstengt og trykkavlastet.

Lekkasje lokalisert til Reclaim Oilsump tank (Spilloljetank) på C22.

Driftspersonell sjekker ut lekkasjen og om denne er stoppet. /18/

Kl. 04:34 Innkobling av tennkilder /18/.

Alarmreaksjonslag (ARL) hadde behov for lys i område C22 for å kunne feilsøke /23/.

Kl. 04:53 Andre statusmøte mellom 1. og 2. linje beredskap.

Lekkasje antatt til å være knyttet til Spilloljetanken lokalisert i C22. /18/

Kl. 04:55 Sykepleier til C-12 i forbindelse med AFFF søl på Søk og Redningslag. /18/

Kl. 04:58:06 ESD tilbakestillt (fremvist skjermbilde i intervju).

Kl. 04:59 Områdefartøy Stril Herkules lyser opp under C22.

Svært dårlig sikt og høy sjø gjorde observasjoner vanskelig. /18/

Kl. 05:06 Søk og Redningslag (S&R) søker på C22, sikret med seler /18/.

Gikk ned under C22 for å avdekke om tanken for oljeholdig vann CD5303 var skadet. Det ble ikke funnet skader. Gikk deretter til tilkomstplattform for væskelås (FS) under C22, hvor ett lekkasjepunkt ble identifisert. Intervju og /23/.

Kl. 05:42 Samtale PLS SFC og 2. linje

Opplyste om at 2. linje overtok ansvaret for oljevernberedskapen. /18/

To personer ble sendt ned i skaft for sjekk (intervju).

Kl. 05:49 Dreneringsventil til lastepumpe A funnet åpen og ble deretter stengt.

Nivåøking i sumptank CT5305 stoppet på nivå 62 %. I etterkant av hendelsen ble oljemengde drenert fra GP3001A i tidspunktet fra lekkasje i ventil oppstod til start av sumppumpe beregnet til 2,8 m³. /23/ og intervju.

Kl. 05:57 Tredje statusmøte mellom 1. og 2. linje beredskap.

Nytt situasjonsbilde fremkommet. Personell ved livbåtstasjon hadde fått noe olje på seg og det luktet olje i mønstringsområdet. Overføring av olje fra SFA til SFC startet 01:39 og pågikk til

alarmen gikk kl. 03:24. Antatt mengde olje overført 1200-1400 m³. Det ble fortsatt jobbet med å finne evt. lekkasjepunkt knyttet til C22. /18/

Kl. 07:06 Andrelinje beredskap informerte NOFO vakt om at utslippet var på maksimalt 32 m³. /18/

Kl. 08:30 Rengjøring av filter oppstrøms reguleringsventil på U06 /12/. Det ble funnet mye skitt i filteret (intervju).

Kl. 09:50 Sjekk av trykkmåler til reguleringsventil (PT53541).
Funnet ok. /12/

Kl. 12:05 Ptil meldte til andrelinje beredskap om at vi ville granske.
Forventer at utstyr berørt av hendelsen sikres. /18/

Kl. 12:30 Politiet kontaktet andrelinje beredskap.
Påpekte at utstyr som har forårsaket hendelsen blir «tatt vare på» og at det blir tatt bilder før evt. fjerning av skadde deler. /18/

Ca kl. 13:00 Normalisering på Statfjord C startet.
Ingen arbeidstillatelse den 26.1.2014 og 27.1.2014. Rengjøring av områder eksponert for oljesøl. /23/

4 Direkte og bakenforliggende årsaker

4.1 Direkte årsaker

Lastepumpe A var isolert for vedlikehold. I isoleringen inngikk en ventil med en intern lekkasje. Dette medførte at det ble drenert mye olje inn i sumptanken CT5305. Oljen fra sumptanken ble automatisk pumpet opp i tanken for oljeholdig vann når nivået i sumptanken nådde 70 %. En ventil på returløpet på tanken for oljeholdig vann til slamcellen åpnet ikke og dette medførte at tanken for oljeholdig vann ikke ble drenert som forutsatt i design. Tanken for oljeholdig vann og overliggende rørsystem ble fylt opp av olje, som videre lakk ut via overløp på væskelåser. Noe av oljen lakk ut via en utett pakning i lokket på en av væskelåsene. På grunn av dårlig vær ble oljedråper dratt med av vinden og opp på installasjonen.

4.2 Bakenforliggende årsaker

4.2.1 Design, modifikasjoner og oppfølging av dreneringssystemet

Dreneringssystemet er lite robust da det kombinerer åpen og lukket drenering uten at væskelåsene var designet for å hindre olje i å lekke ut til sjø. I tillegg er det liten nivåforskjell mellom overløpet fra tanken for oljeholdig vann og væskelåser (Fire Seals) på kjellerdekket. I tilfeller der det er vann i væskesøylen i overløpet fra tanken for oljeholdig vann, vil det på grunn av liten nivåforskjell kunne resultere i at oljen ikke kan renne via overløpet på tanken ved for høyt nivå. Oljen vil i stedet renne ut av overløpet på væskelåser (Fire Seals). I tillegg er det manuelle ventiler i systemet som ikke har låsing i normal posisjon.

I opprinnelig design av dreneringsanlegget var det installert nivåmåling og dreneringspumper i tanken for oljeholdig vann. Nivåinstrumenteringen og pumpene ble fjernet i 2001 og erstattet av en løsning der væsken ble ledet via en trykkbasert nivåregulering til slamcellen i bunnen av skaftet. Denne formen for nivåregulering er lite egnet i et system der mediets tetthet varierer (varierende sammensetning av olje og vann). Siden det ikke var installert nivåmåling og alarmer for høyt nivå i tanken kunne ikke personell i SKR følge med på at nivået i tanken for oljeholdig vann økte utover det som var normalt.

Svakhetene ved design av systemet og de ytterlige svekkelser som modifieringsarbeidet i 2001 medførte, har ikke blitt avdekket gjennom analyser og vurderinger gjort forut for endringene i 2001, gjennom drift, vedlikehold eller gjennomgang av dreneringssystemet. (Se avvik 6.1.1 og 6.1.2)

Hendelsen viser at utstyr knyttet til det åpne dreneringssystemet har stor betydning for å hindre akutte utslipp av olje til sjø. I eksisterende konsekvensklassifisering av det åpne dreneringssystemet er tanken for oljeholdig vann og reguleringsventil i U06 vurdert til å ha lav betydning for sikkerheten (Se avvik 6.1.3).

4.2.2 Klargjøring for vedlikehold

Isolering av lastepumpe A ble ikke planlagt, utført, testet og overvåket på en måte som ivaretok interne krav og sikret forsvarlig gjennomføring av arbeidet. Granskningen avdekket flere feil og mangler i forbindelse med isoleringsarbeidet, se avvik 6.1.4.

Vi viser også til HC- lekkasjen på Gullfaks B den 4.12.2010 hvor det også ble påvist en rekke mangler ved utarbeidelse, verifikasjon og godkjenning av isoleringsplanen og de tiltak Statoil har beskrevet knyttet til opplæring og oppfølging av arbeidsprosessen «Planlegg, sett og tilbakestill isolering» /6/ Hendelsen viser at arbeid fortsatt ikke utføres i henhold til arbeidsprosessen.

4.2.3 Styring av samtidige aktiviteter

Mangelfull styring av samtidige aktiviteter. Det ble ikke tilstrekkelig vurdert hvilke konsekvenser overføring av olje fra Statfjord A til Statfjord C kunne ha samtidig med at lastepumpe A var isolert for vedlikehold, se avvik 6.1.5.

5 Hendelsens faktiske og potensielle konsekvenser

5.1 Konsekvens av det faktiske forløp

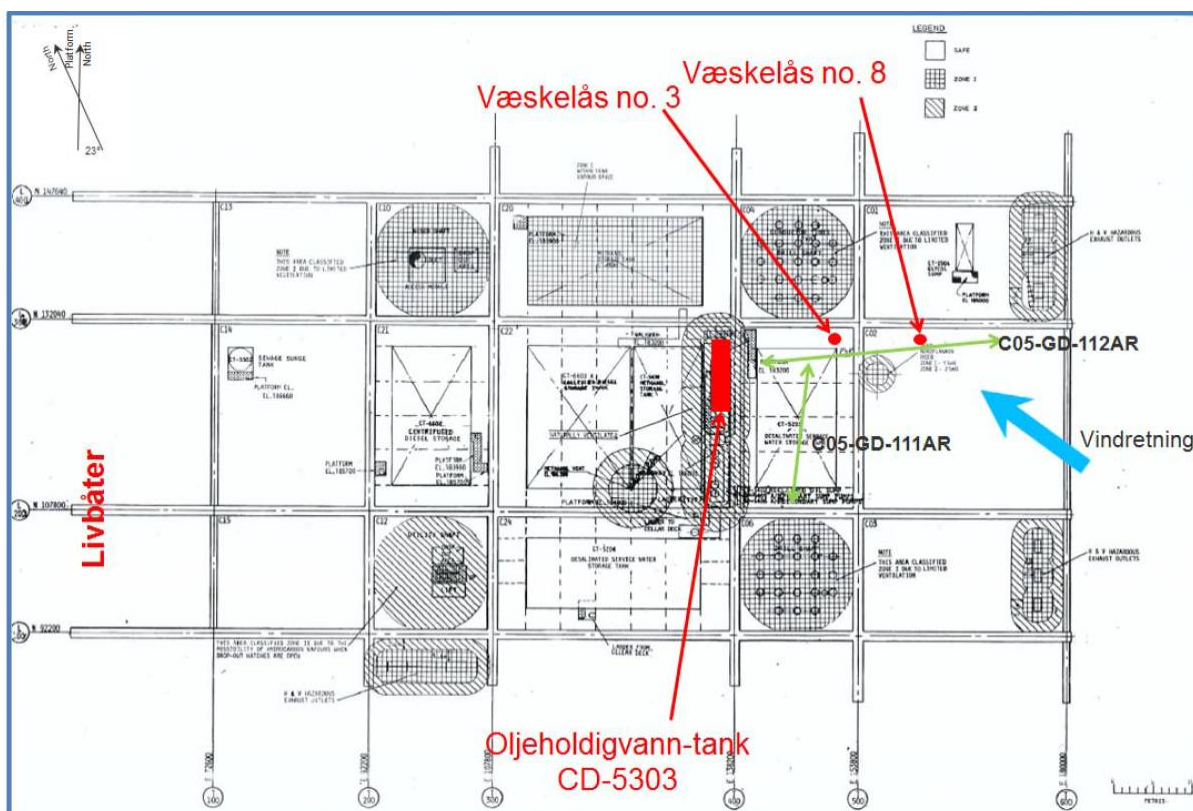
Lekkasjen ble detektert kl.03.24 den 26.1.2014. Lekkasje av stabilisert olje (Statfjord A olje) lakk via væskelåser (Fire Seals) ut på kjellerdekket på Statfjord C.

I tillegg kan oljen ha blitt sluppet til sjø via overløpet i tanken for oljeholdig vann i det åpne dreneringssystemet, se kapittel 8 om usikkerhet.

Ifølge Statoils granskingsrapport er det totale utslippet beregnet til ca. 42 m³ olje med en lekkasjerate på 20,8 kg/s. /23/

Det er antatt i Statoils granskingsrapport at opptil 5 % av lekkasjen ble spredd på innretningen, resten gikk til sjø. Lekkasjen ble detektert av en linjedetektor C05-GD-112AR, se figur 4 hentet fra Statoil sin granskingsrapport. Det var sterk kuling (17,2-20,7 m/s) fra sørøst da hendelsen skjedde.

Dette innebærer at faktisk konsekvens var en HC lekkasje med en rate på 20,8 kg/sek hvorav ca 40 m³ gikk til sjø og ca 2 m³ ble spredd på innretningen.



Figur 4. Layouttegning med plassering av linjedetektor C05-GD-112AR (Kilde: Statoils granskingsrapport /23/)

Observasjoner Ptils granskingsgruppe gjorde på Statfjord C viste at store områder var tilgriset med oljedråper. Vi ble også informert om at personell som mønstret til livbåtene hadde blitt eksponert for oljedråper/spray under hendelsen. I tillegg ble AFFF-skum lagt ut manuelt av personell på deler av kjellerdekket, disse ble da eksponert for AFFF. I følge

Statoils granskningsrapport har det i etterkant av hendelsen ikke blitt rapportert om helseplager for personell som ble eksponert.

5.2 Potensiell konsekvens

5.2.1 Risiko for ytterligere lekkasje

Dreneringsventilen fra lastepumpen til sumptank i skaftet ble funnet i åpen posisjon og stengt kl 05:49, det vil si 2 timer og 25 minutter etter at lekkasjen ble detektert. I Statoils granskningsrapport er det oppgitt at nivået i sumptanken på dette tidspunkt var på 62 %. Dersom nivået igjen hadde nådd 70 %, ville lensepumping av sumptanken ha startet igjen, og kunne ha gitt en ny lekkasje med tilsvarende varighet og omfang.

5.2.2 Risiko for brann eller eksplosjon

Risiko knyttet til brann og eksplosjon, ved et utslipp av stabilisert olje på ca 20 kg/s og med en vindstyrke på ca 20 m/s, er vanskelig å anslå. Det er opplyst at det ikke var noen aktive arbeidstillatelser på Statfjord C i rundt tidspunktet for lekkasjen og sveisestikk ble automatisk koplet ut da det ble detektert hydrokarboner på kjellerdekk. Vår vurdering er at hendelsestidspunktet er tilfeldig og at det ikke kan utelukkes at tennkilder kunne vært tilstede i området som ble eksponert.

I utkast til IEC standarden /1/ relatert til klassifisering av områder er det i Annex G beskrevet om "flammable mist". Standarden beskriver to forhold som kan gi antennelse; en sky av små oljedråper antennes (tilsvarende en støveksplasjon eller brann) eller at oljedråper setter seg på en varm overflate og antennes som væske.

I Tekna-konferansen «Brann- og eksplosjonssikring i petroleumsindustrien 2014» ble det holdt foredrag om «Spraydannelse ved væskelekkasjer». /2/

Det faktiske utslippet under hendelsen kan deles i to ulike lekkasjescenarioer:

1. Lekkasje i flens på lokk i væskelås (Fire Seal 8)

Lekkasjen gjennom flensen kan antas å være en spraylekkasje og de små oljedråpene blir ført over lengre avstander. Dette stemmer også med observasjoner gjort på plattformen, blant annet på livbåtstasjoner og i boretårn.

2. Lekkasje gjennom overløp i væskelåser (Fire Seals)

Lekkasje gjennom overløp på væskelåser har en mer lokal spredning hvor oljedråpene er større og ikke spres i like stor grad. Det stemmer også med observert olje på kjellerdekk og øvre del av skaftene.

5.2.2.1 Potensielle konsekvenser av en brann

Brannen som kunne oppstått kunne blitt en spraybrann (scenario 1) eller brann av oljedråper/rennende olje (scenario 2) med varighet på cirka 37 minutter, lik lekkasjens varighet.

Spraybrannen forårsaket av spraylekkasje gjennom flensen i væskelåsen (scenario 1) med en varighet på 37 minutter kunne da i verste fall medført lokale skader, men kunne ikke medført spredning/ eskalering ut av området. Dette baseres på at brannvegger og konstruksjoner vil kunne motstå branner av denne størrelsesorden i over to timer /5/.

En brann forårsaket av antennelse av oljedråper/rennende olje fra væskelåsene (scenario 2) ville lekket til sjø og eventuelt fått en mindre brann på sjøen rundt utslippspunktet og ingen eskalering av hendelsen.

5.2.2.2 Potensielle mulighet for en eksplosjon

Hendelsen antas ikke å kunne ha ført til en eksplosjon siden dråpene som ble dannet var for store.

6 Observasjoner

Ptils observasjoner deles generelt i tre kategorier:

- Avvik: I denne kategorien finnes observasjoner hvor Ptil mener det er brudd på regelverket.
- Forbedringspunkt: Knyttes til observasjoner hvor vi ser mangler, men ikke har nok opplysninger til å kunne påvise brudd på regelverket.
- Andre kommentarer

6.1 Avvik

6.1.1 Opprinnelig designløsning for dreneringssystem

Avvik:

Mangelfull designløsning for dreneringssystemet.

Begrunnelse:

Mangelfull designløsning for dreneringssystemet gjorde at væsken som ble pumpet fra sumptanken i skaftet lekket ut på kjellerdekket og til sjø.

I opprinnelig design av dreneringsanlegget var det installert nivååmalere og pumper for tømning av tanken for oljeholdig vann CD5303 i det åpne dreneringssystemet. Tanken for oljeholdig vann kunne motta væske fra dekkdrenering på innretningen og væske pumpet fra sumptank i skaft CT5305. /19/ /23/ og intervju.

I regelverket som gjaldt på tidspunktet for design av anlegget er det beskrevet mulighet for at lukket drenering kan «*kombineres med dekkdrenering fra klassifiserte områder under forutsetning av at dekkdreneringen er utstyrt med tilfredsstillende vannlås*» (heretter kalt væskelås). Lekkasjen var forårsaket av at oljen ble pumpet opp i væskelåser (Fire Seals). Disse var ikke designet for å hindre olje i å lekke ut til sjø.

Det er liten nivåforskjell mellom overløpet fra tanken for oljeholdig vann og væskelås (Fire Seal) på kjellerdekket. I dokumentasjon for systemet indikeres det cirka 15 cm høydeforskjell /20/. Overløpet på tanken for oljeholdig vann har trolig også hatt en vannsøyle som kan ha blokkert for overløpsfunksjonen da tetthet i vann er høyere enn for olje. Dette er da ikke en robust overløpsfunksjon.

I notifikasjon /20/ etter hendelsen vurderes det som en mulighet at overløpet fra tanken for oljeholdig vann kunne ha vært tett. Dette begrunnes med at tunge partikler som kommer inn i tanken vil falle til bunnen og bygge seg opp og vil til slutt kunne tette overløpsrøret.

Det er installert manuelle ventiler på overløpet, bypass, innløpet og utløp av oljevann-tanken. P&ID /19/ indikerer normal posisjon på disse ventilene, men indikerer ingen låsing av ventiler. I intervju ble det opplyst at bypassventilen som normalt skal være stengt ble funnet i åpen posisjon etter hendelsen. Dette er en lite robust løsning for ventiler som har sikkerhetskritisk funksjon som overløp-, innløp- og utløpsventilene har.

Svakheter ved opprinnelige design har ikke blitt identifisert gjennom drift og vedlikehold av anlegget.

Krav:

- *Styringsforskriftens § 5 om barrierer*
- *Innretningsforskriften § 82 nr. 2, jf. § 10 om anlegg, systemer og utstyr, første ledd, jf. forskrift for produksjons- og hjelpesystemer (1978) avsnitt 3.4.7 dreneringssystem*
- *Innretningsforskriftens § 82 nr. 2, jf. innretningsforskriften § 40 om åpne dreneringsanlegg*

6.1.2 Modifisert designløsning for dreneringssystem**Avvik:**

Mangelfulle analyser og vurdering av designløsning forut for endringene i dreneringssystemet. Svakheter har heller ikke blitt avdekket gjennom oppfølging av systemet.

Begrunnelse:

Statoil gjennomførte ikke nødvendige analyser og vurderinger forut for endringene av dreneringssystemet i 2001. Analyser /3/ som ble utført ga ikke tilstrekkelig beslutningsgrunnlag for å sikre at endringene ivaretok relevante krav til helse, miljø og sikkerhet. Dette forhold ble heller ikke senere avdekket i drift og vedlikehold av dreneringssystemet.

I opprinnelig design av dreneringsanlegget var det installert nivåmåling og pumper for tømning av tanken for oljeholdig vann (CD-5303). Pumpene og nivåinstrumenteringen i tanken for oljeholdig vann ble fjernet og erstattet av en løsning der væsken ble ledet via en trykkbasert nivåregulering til slamcellen i bunnen av skaftet. Denne formen for nivåregulering er lite egnet i et system der mediets tetthet varierer (varierende sammensetning av olje og vann). Siden det ikke var installert nivåmåling og alarmer for høyt nivå i tanken kunne ikke personell i kontrollrommet følge med på om nivået i tanken for oljeholdig vann økte utover det som var normalt.

Dagens design har overløp fra tanken for oljeholdig vann. Overløpet er vurdert i API analyser /3/ til å tilfredsstillende nedstengingsfunksjon for høyt nivå i tanken. Analysene har ikke avdekket svakheter eller mangler ved design.

Mangler ved designløsningen ble heller ikke avdekket i Statoils Teknisk Tilstand Sikkerhet (TTS) gjennomgang i 2012 /26/. Flere av de hendelser som er registrert knyttet til oljeholdigvann systemet har resultert i utslipp til sjø /10/. Mottatt historikk fra vedlikehold og inspeksjon viser ikke til manglende robusthet som en utfordring ved systemet /20/. I intervju offshore ble det imidlertid opplyst fra flere om at de var kjent med svakheter ved utforming av dreneringssystemet.

Krav:

- *Styringsforskriftens § 5 om barrierer*
- *Styringsforskriftens § 11 om beslutningsgrunnlag og beslutningskriterier, første ledd*
- *Styringsforskriften § 16 om generelle krav til analyser*
- *Styringsforskriften § 21 om oppfølging*
- *Innretningsforskriften § 82 nr. 2, jf. § 10 om anlegg, systemer og utstyr, første ledd, jf. forskrift for produksjons- og hjelpesystemer (1978) avsnitt 3.4.7 dreneringssystem*
- *Innretningsforskriftens § 82 nr. 2, jf. innretningsforskriften § 40 om åpne dreneringsanlegg*

6.1.3 Konsekvensklassifisering av åpent dreneringssystem

Avvik:

Konsekvensklassifiseringen av utstyr tilknyttet dreneringssystemet gjenspeiler ikke faktisk konsekvens for sikkerheten.

Begrunnelse:

Hendelsen viser at utstyr knyttet til det åpne dreneringssystemet har stor betydning for å hindre akutte utslipp av olje til sjø. I eksisterende konsekvensklassifisering av det åpne dreneringssystemet er tanken for oljeholdig vann og reguleringsventil i U06 vurdert til å ha lav betydning for sikkerheten /21/.

Krav:

Aktivitetsforskriften § 46 om klassifisering og § 49 om vedlikeholdseffektivitet

6.1.4 Klargjøring for vedlikehold

Avvik:

Mangelfull planlegging, utføring, testing og overvåking av arbeidet med isolering av lastepumpe A.

Begrunnelse:

Isolering av lastepumpe A ble ikke planlagt, utført, testet og overvåket på en måte som ivaretok interne krav og sikret forsvarlig gjennomføring av arbeidet. Isoleringsplan for lastepumpe A ble utarbeidet i forbindelse med revisjonsstansen i august 2013 og senere oppdatert 24.1.2014 ref. /14/.

Isoleringsplanen ble ikke utarbeidet i henhold til Statoils arbeidsprosess «Planlegg, sett og tilbakestill isolering» /6/. Arbeidsprosessens mål er å planlegge, sette og tilbake stille isolering på en sikker måte. Den inneholder de interne krav som konkretiserer krav i regelverket, blant annet til planlegging, barrierestyling og kompetanse.

Det kan ifølge denne arbeidsprosessen ikke benyttes enkel ventil mot et trykksatt rørledningssystem for import og eksport. Ventil- og blindingslisten viser at isoleringen av lastepumpe A ble planlagt med bruk av enkel ventil. Videre var det ikke beskrevet krav til lekkasjetesting av isoleringsventilene, eller hvordan eventuell lekkasje og trykkoppbygning skulle avdekkes.

I arbeidsprosessen er det krav om dokumentert systemkunnskap og ferdigheter innenfor det aktuelle system /6/. Statoil har ikke sikret at personell har tilstrekkelig kompetanse til utarbeidelse og setting av isoleringsplanen. Vi har fått opplyst at personell med sentral rolle i utarbeidelse og gjennomføring av isoleringsplanen manglet obligatorisk kurs i ventiltknikk /27/.

I Statoils granskingsrapport fremgår det at det ikke er installert manometer på begge sider av stengeventilene (isoleringsventilene), slik at kun nedstrøms sete på HV30600 og oppstrøms sete på HV30601 ble lekkasjetestet /23/. Dette ble ikke avdekket i utførelsen av arbeidet /14/. I Statoils granskingsrapport er det opplyst at nedstrøms sete til ventil HV30601 var skadet og dette var årsaken til lekkasjen gjennom ventilen.

Lekkasje over isoleringsventil HV30601 ble ikke identifisert. Lekkasjerate gjennom ventilen er i Statoils granskningsrapport estimert til å ha vært mellom 2 og 4 liter pr sekund. Vi estimerer, på dette grunnlag, at det vil ta mellom 23 og 46 minutter å fylle rør og pumpehus til lastepumpe A (5,5 m³). I følge arbeidsprosessen skal det være jevnlig tilsyn når enkel ventil brukes og hvor operasjonstrykket er under 10 bar. Isoleringsplanen beskriver ikke jevnlig tilsyn av ventil. I intervjuer kom det frem at det ble sjekket for trykkoppbygning i pumpehus ved avslutning av dagskift 25.01.14, men at dette ikke ble utført jevnlig.

Arbeid i forbindelse med isolering ble ikke kontrollert og godkjent. Nattskiftet som gikk på kl. 19:00 den 24.1.2014 stengte ventiler for isolering av lastepumpe A som klargjøring for utbedring av svettelekkasje på måleblende. Drenering av olje fra rørsegment og pumpehus på lastepumpe A startet ca kl. 05:00 den 25.1.2014. Hendelsen skjedde nesten ett døgn etter isoleringen ble satt. Det er ikke fylt ut informasjon i isoleringsplanen om at setting av denne er verifisert eller at operasjonelt systemansvarlig har godkjent klargjøringen.

Vi viser også til hydrokarbonlekkasjen på Gullfaks B den 4.12.2010 hvor det også ble påvist en rekke mangler ved utarbeidelse, verifikasjon og godkjenning av isoleringsplanen.

Statoil har i møte med Ptil 7.11.2013 /4/ beskrevet tiltak som selskapet har utført knyttet til opplæring og oppfølging av arbeidsprosessen. Hendelsen viser at arbeid fortsatt ikke utføres i henhold til arbeidsprosessen.

Krav:

Aktivitetsforskriften § 29 om planlegging

Aktivitetsforskriften § 24 om prosedyrer

Styringsforskriften § 5 om barrierer

Styringsforskriften § 14 om bemanning og kompetanse.

Styringsforskriften § 21 om oppfølging

Styringsforskriften § 23 kontinuerlig forbedring

6.1.5 Styring av samtidige aktiviteter

Avvik:

Mangelfull styring av samtidige aktiviteter. Det var ikke definert hvilke aktiviteter som kunne foregå i kombinasjon med andre aktiviteter.

Begrunnelse:

Det ble avdekket gjennom intervjuer at det ikke ble vurdert hvilke konsekvenser overføring av olje fra Statfjord A til Statfjord C kunne ha samtidig med at lastepumpe A var isolert for vedlikehold.

I prosedyren «Planlegg, sett og tilbakestill isolering» /6/ beskrives det at gjeldene isoleringsplan skal kontrolleres opp mot andre aktive isoleringsplaner, slik at disse ikke kommer i konflikt med hverandre. Det er ikke beskrevet at man skal vurdere opp mot andre pågående aktiviteter på systemet eller innretningen.

Prosedyre for overføring av olje fra Statfjord A eller B til Statfjord C /24/ inneholder heller ikke krav om å vurdere overføring av olje opp mot andre pågående aktiviteter på innretningen.

Krav:

Aktivitetsforskriften § 24 om prosedyrer og § 28 om samtidige aktiviteter

6.1.6 Kvalifisering og oppfølging av kompetanse**Avvik:**

Mangelfull kvalifisering og oppfølging av kompetanse.

Beskrivelse:

Det ble avdekket ved befaring og intervjuer at entreprenør som utførte vedlikehold på væskelåser (Fire Seals) hadde mangelfull mekanisk kompetanse. Lokk på væskelås FS8 var montert med til dels manglende og defekte bolter, dobbelt sett med pakninger i lokk, samt med spennskiver mellom pakningene (se figur 5). I etterkant av hendelsen har Statoils granskningsgruppe fått kontrollert tre væskelåser og funnet feil på alle tre mht. pakninger og bolter /23/.



Figur 5. FS8 Manglende og defekte bolter og dobbelt sett med pakninger i lokk, samt med spennskiver mellom pakningene.

Krav:

Rammeforskriften § 18 om kvalifisering og oppfølging av andre deltakere
Aktivitetsforskriften § 21 om kompetanse

6.2 Forbedringspunkt**6.2.1 Tekniske driftsdokumenter****Forbedringspunkt:**

Tekniske driftsdokumenter er ikke oppdatert og utformet slik at de oppfyller sine tiltenkte funksjoner. Styrende dokumenter var heller ikke tilstrekkelig kjent for driftspersonellet.

Begrunnelse:

System- og operasjonsdokument SO0273 «Vannbehandling – PD» /16/ gir ikke en god nok beskrivelse av dreneringssystems funksjon og operasjon til brukere og til opplæring av nytt personell, som tiltenkt.

Eksempelvis er ikke funksjon for nivåregulering av tanken for oljeholdig vann beskrevet under kapittel 2.2.6 Åpent dreneringssystem, men under kapittel 2.2.9 System for behandling av gjenvunnet olje. Det er heller ikke beskrevet hvilke ventiler som skal opereres ved oppstart og normal drift av systemet. Under hendelsen 26.1.2014 stod by-passventil til tanken for

oljeholdig vann åpen slik at væsken ikke gikk via samletanken som vist i gjeldende P&ID /19/.

I intervju kom det fram at prosedyre for overføring av olje fra Statfjord A eller B til Statfjord C SO0281/17/ /24/ ikke var kjent blant flere av de involverte i overføring av olje.

Krav

Aktivitetsforskriften § 20 om oppstart og drift av innretninger og § 24 om prosedyrer

6.2.2 Utkobling av gassdeteksjon

Forbedringspunkt:

Det ble ikke fastsatt nødvendige tiltak og begrensinger ved utkobling av detektorer i gassdeteksjonssystemet som skulle sikre at barriererefunksjonen blir opprettholdt.

Begrunnelse:

Det fremgår i alarmloggen /22/ at gassdetektoren som detekterte lekkasjen (C05-GD-112AR) ble blokkert av SKR kl. 03:26:39. Alarm og redningslaget bekreftet først lekkasjen kl.03:30 og ber da SKR aktivere ESD 2.

Krav:

Aktivitetsforskriften § 24 om prosedyrer og § 26 om sikkerhetssystemer

6.2.3 Nødavstengningssystemet hindret ikke utvikling av fare- og ulykkessituasjon

Forbedringspunkt:

Lensepumpe i sumptank stoppet ikke ved aktivering av nødavstengningssystemet.

Begrunnelse:

Innretninger skal ha nødavstengningssystem som kan hindre utvikling av fare- og ulykkessituasjoner og begrense konsekvensene av ulykker.

Det fremgår av trendbilde /15/ at lensepumpen i sumptanken ikke stoppet på aktivering av ESD 2 kl 03:30, like etter deteksjon av hendelsen, men ble stoppet kl. 03:50 av at nivået i sumptank CT-5305 nådde 40 %, etter ca. 37 minutt.

Krav:

Innretningsforskriften § 82 nr 2, jf innretningsforskriften § 33 om nødavstengningssystem, jf forskrift for produksjons- og hjelpesystemer (1978) kapittel 10 om nødavstengningssystem

6.2.4 Statoils granskning

Forbedringspunkt:

Årsaker til HC lekkasjen er ikke i tilstrekkelig grad klargjort i granskningen og faktiske og potensielle forløp og konsekvenser er ikke i tilstrekkelig grad vurdert.

Begrunnelse:

Vi vurderer at Statoils granskning ikke i tilstrekkelig grad kommer inn på de bakenforliggende årsaker til hendelsen. Det beskrives ikke årsaker til at svakheter ved design og modifikasjoner av dreneringssystemet ikke har blitt avdekket i oppfølgingen av anlegget. Det er heller ikke gått inn i årsakene til at det igjen blir gjort flere feil i forbindelse med

klargjøring for vedlikehold av lastepumpen. Med tanke på tidligere hendelser hvor feil og mangler i forbindelse med isolering av utstyr har blitt avdekket og på bakgrunn av de tiltak Statoil har gjennomført de siste årene for å redusere HC lekkasjer burde disse årsaksforholdene vært belyst. Granskningen tar heller ikke for seg hvilke årsaker som ligger bak at driftsorganisasjonen på Statfjord C ikke vurderte i tilstrekkelig grad mulige konsekvenser av samtidige aktiviteter.

Statoil deler lekkasjen på 20,8 kg/sek opp i utslipp til sjø og HC lekkasje og har anslått at HC lekkasjen utgjør 5 % av den totale utslippsrate (1,04 kg/s). Dermed blir lekkasjen klassifisert ned fra større enn 10 kg/sek (rød 1) til mellom 1-10 kg/sek (rød 2). Etter vår vurdering må lekkasjeraten være uavhengig av hvor hydrokarbonene til slutt tar veien. Slik vi vurderer det har det vært en HC lekkasje med en rate på 20,8 kg/sek hvorav ca 40 m³ gikk til sjø og ca 2 m³ ble igjen som søl på selve innretningen.

Når det gjelder potensiell konsekvens er vi ikke enige i Statoils vurderinger. Vår vurdering er at hendelsestidspunktet er tilfeldig og at det ikke kan utelukkes at tennkilder kunne vært tilstede. For HC-lekkasjer bør potensielle forløp og konsekvenser kartlegges uavhengig av tennsannsynlighet. Statoil har ikke vurdert konsekvensen av antenning med tanke på å avdekke eventuell sårbarheter på innretningen.

Krav:

Styringsforskriften § 20 om registrering, undersøkelse og gransking av fare- og ulykkessituasjoner

6.3 Andre kommentarer

6.3.1 Sikring av hendelsessted

Ved vår ankomst på Statfjord C var det foretatt demontering av utstyr, spyling av systemet, tømning av filter, ventiler var operert, testing av transmittere og reguleringsventil, samt at man hadde påbegynt modifikasjon av systemet med blant annet installering av nivåmålere. Røntgenbilder som var tatt, ble tatt samtidig med at spylingen av systemet pågikk, slik at eventuelle pluggen som kunne ha vært i systemet på hendelsestidspunktet ikke ville kunne avdekkes. Det eneste som var avtalt med Ptil og politiet var at væskelås (Fireseal FS08) kunne demonteres og reinstallerer under forutsetning av at tilstanden ble dokumentert med bilder og at det ble tatt vare på deler som ble skiftet ut. Bortsett fra dokumentasjon for væskelås FS08 var ikke tilstanden på systemet, for øvrig, dokumentert.

Det innebærer at hendelsesstedet ikke var intakt, og det vil ikke kunne la seg gjøre å få full vishet om årsakene til hendelsen. Se også kapittel 8 for diskusjon av usikkerheter.

6.3.2 Statoils granskning

Statoils granskning av hendelsen /23/ er gjennomført på nivå to av konsernrevisjonen (COA INV). Beskrivelsen av hendelsesforløpet, direkte og bakenforliggende årsaker er i all hovedsak sammenfallende med våre data og vurderinger. Når det gjelder mengde olje som ble sluppet ut tar vi de vurderinger som er gjort og de beregninger som Statoils granskningsgruppe har fått utført til etterretning (se også kapittel om usikkerheter).

Vi er imidlertid ikke enige med Statoils granskningsgruppe når det gjelder klassifisering av lekkasjen (se også 6.3.2.). Statoil deler lekkasjen på 20,8 kg/sek opp i utslipp til sjø og HC

lekkasje og har anslått at HC lekkasjen utgjør 5 % av den totale utslippsrate. Etter vår vurdering må lekkasjeraten være uavhengig av hvor hydrokarbonene til slutt tar veien. Slik vi vurderer det har det vært en HC lekkasje med en rate på 20,8 kg/sek hvorav ca 40 m³ gikk til sjø og ca 2 m³ ble igjen som søl på selve innretningen.

Statoil klassifiserer ikke utslipp av AFFF, da «Dette er ikke et uhellsutslipp og skal derfor ikke skal klassifiseres iht. klassifiseringsmatrise for HMS-hendelser i UPN». Etter vår vurdering er beslutningen om manuell utlegging av AFFF en direkte følge av hendelsen. I tillegg vil eventuelle skader på miljø eller personell vært de samme uansett om utløsningen av AFFF skyldes en feil eller et bevisst valg.

Når det gjelder potensiell konsekvens er vi ikke enige i Statoils vurderinger. Vår vurdering er at hendelsestidspunktet er tilfeldig og at det ikke kan utelukkes at tennkilder kunne vært tilstede. Statoil bør i granskinger vurdere konsekvensen av antenning med tanke på å avdekke eventuell sårbarheter på innretningene, jf. styringsforskriften § 20 om registrering, undersøkelse og granskning av fare- og ulykkessituasjoner.

I Statoil sin granskingsrapport, kapittel 6.3 Vurdering av storulykkesrisiko, utdypes ikke eventuelle konsekvenser ved «mindre vind og bølger, tilsvarende arbeid i skaftet som ville gitt tilsvarende oppumping av olje fra sumptank C5305, liknende vindretning og tidspunkt på døgnet med mindre dagslys». Disse faktorene burde også vært vurdert med hensyn til bidrag for storulykkesrisiko.

Statoil skriver at nedstrøms sete til HV30601 var skadet, slik at olje rant fra lastemanifold siden ned mot lastepumpe A. Samtidig står det i rapporten at det for denne ventiltype er trykksidens sete som tetter. Vi har fått opplyst at det ikke er foretatt fysisk sjekk av ventilen innvendig /27/. Det fremstår som uklart om lekkasjen gjennom ventilen skyldtes at ventilen ikke var designet til å tette i den retning den ble brukt, under isoleringen, eller om dette skyldtes et ødelagt ventilsete.

Statoils granskningsrapport kommenterer ikke usikkerheten beskrevet i vedlegg F i rapporten, som blant annet beskriver usikkerhet knyttet til måledata og hvordan de målte data skal vurderes og tolkes. I tillegg står det i oppsummeringen i vedlegget at "Ingen svikt er identifisert som rotårsak". Dette er heller ikke kommentert i rapporten.

Vi vurderer at Statoils granskning ikke i tilstrekkelig grad kommer inn på de bakenforliggende årsaker til hendelsen. Det beskrives ikke årsaker til at svakheter ved design og modifikasjoner av dreneringssystemet ikke har blitt avdekket i oppfølgingen av anlegget. Det er heller ikke gått inn i årsakene til at det igjen blir gjort flere feil i forbindelse med klargjøring for vedlikehold av lastepumpen, med tanke på tidligere hendelser hvor feil og mangler i forbindelse med isolering av utstyr har blitt avdekket og på bakgrunn av de tiltak Statoil har gjennomført de siste årene for å redusere HC lekkasjer. Granskningen tar heller ikke for seg hvilke årsaker som ligger bak at driftsorganisasjonen på Statfjord C ikke vurderte i tilstrekkelig grad mulige konsekvenser av samtidige aktiviteter.

7 Barrierer som har fungert

Vi har ikke identifisert andre barriere som har sviktet enn de som er nevnt ovenfor.

Det var generell god tilbakemelding fra de vi har snakket med om beredskapsledelsens håndtering av situasjonen.

8 Diskusjon omkring usikkerheter

Som nevnt i kapittel 6.3.1 var hendelsesstedet ikke intakt ved vår ankomst til Statfjord C og det vil ikke kunne la seg gjøre å få full visshet om årsakene til hendelsen. I det følgende skal usikkerheter knyttet til hendelsesforløpet og årsaker diskuteres, for å vurdere hvilke som er de mest sannsynlige.

8.1 Restriksjoner i dreneringssystemet

Lekkasjen har vært forårsaket av at det har vært restriksjoner i dreneringssystemet. Restriksjonene kan ha vært i innløp, utløp eller i overløpet på tanken for oljeholdig vann.

Innløpet på tanken for oljeholdig vann kan ha vært blokkert ved at manuell innløpsventil var i stengt posisjon. På P&ID er denne indikert til å skulle være normalt åpen, men ikke låst /19/. I intervju ble det opplyst at ventilen ble funnet i åpen posisjon etter hendelsen. Innløpet kan også ha vært helt eller delvis blokkert som følge av avleiringer. Revisjonsstansen i 2013 har trolig ført til mer bunnfall og avleiring i innløpskammeret enn i normal drift. Utskrifter fra vedlikeholdsprogrammet viser at det ikke er utført innvendig inspeksjon av tanken etter revisjonsstansen i 2013. Dette innebærer at blokkering av innløpet, som følge av avleiring, ikke kan utelukkes å ha hatt en viss betydning som årsak til hendelsen. Dette forutsetter at bypassventilen til tanken var stengt på hendelsestidspunktet. I intervju ble det opplyst at bypassventilen ble funnet i åpen posisjon etter hendelsen. Dersom innløpet til tanken for oljeholdig vann var blokkert kan dette ha medført at en større andel av oljen gikk til sjø enn beregnet av Statoil.

Tanken for oljeholdig vann har en overløpsfunksjon som skal gi overløp til sjøvannsretur ved for høyt nivå i tanken. Denne funksjonen kan ha vært satt ut av spill på hendelsestidspunktet.

Innløpet til overløpet på tanken for oljeholdig vann er plassert nær bunnen i forkammeret til tanken. Overløpsfunksjonen kan ha blitt blokkert på grunn av avleiring som følge av for eksempel revisjonsstansen i 2013, som nevnt over.

Det er tillegg installert en manuell ventil på overløpet på tanken for oljeholdig vann. På P&ID er denne indikert til å skulle være normalt åpen, men ikke låst /19/. Denne ventilen kan ha vært stengt under hendelsen. I intervju ble det opplyst at ventilen på overløpet ble funnet i åpen posisjon etter hendelsen.

Som følge av at innløpskammeret til tanken for oljeholdig vann normalt inneholder mest vann, kan overløpet i tanken ha vært blokkert for strømming av olje, på grunn av tetthetsforskjell mellom olje og vann. Vi vurderer at høydeforskjellen mellom overløp på væskelåser (Fire Seals) og overløp på tanken for oljeholdig vann kan ha vært tilstrekkelig for å presse vannet ut av overløpet på tanken, spesielt hvis væskesøylen i overløpet har vært en blanding av olje og vann. Dersom overløpsfunksjonen helt eller delvis har fungert, under hendelsen, har en andel av oljen kunnet gått direkte til sjø via sjøvannsretur.

Oljen som pumpes fra sumptanken i skaftet kan enten strømme til lagercellen via tanken for oljeholdig vann eller utenom tanken via bypass. På P&ID for tanken for oljeholdig vann er det vist at bypass ventilen normalt skal være stengt (NC) /19/. I intervju ble det opplyst at den ble funnet i åpen posisjon etter hendelsen. Dette kan ha medført at en større mengde fremmedlegemer ikke ble separert ut og gitt økt sannsynlighet for tett filter før reguleringsventilen i skaftet.

Utløp på tanken for oljeholdig vann har også en manuell ventil, som skal stå normalt i åpen posisjon i følge P&ID, men ikke låst /19/. Det ble i intervjuer opplyst om at denne ble funnet i åpen posisjon etter hendelsen.

Posisjonen for manuelle ventiler ved hendelsestidspunktet, som nevnt ovenfor, ble vi informert om i intervjuer med involvert personell. Vi har ikke kunnet verifisere faktisk posisjon av ventilene under hendelsen, ref. kap. 6.3.1. Vi har lagt til grunn at informasjonen fra intervjuene er korrekt.

Tett filter i skaftet vil kunne føre til at væsken i tanken for oljeholdig vann ikke blir drenert til lagercellen. Filteret står mellom transmitter for måling av væsketrykk og ventil. Dersom filteret var helt eller delvis tett kan en del av oljen, fra de to første oljepumpingene fra sumptanken, også gått til sjø, da det er forutsatt i Statoils beregning av oljemengder at oljen har strømmet til lagercellen når reguleringsventilen stod i åpen posisjon. I intervju ble det opplyst at det ble funnet mye skitt i filteret etter hendelsen.

8.2 Andre usikkerheter

Kl. 03:13:27 starter sumppumpe GP5304B 3. lensing av sumptank til åpen drenering. Ca 2 ½ minutt senere kl. 03:15:55 varsler gassdetektor W30-GD-101 A om tilsmussing. Dette kan ha vært et første varsel om at væske kom ut av overløp på væskelåser, som igjen gav tilsmussing av denne detektoren på W30. lekkasjen ble først sikkert detektert kl. 03:24:50 i C-05. Dette kan bety at lekkasjen kan ha startet ca 9 minutter tidligere.

Som nevnt i kapittel 6.2.4 er det usikkerhet knyttet til om nedstrøms sete til HV30601 var skadet eller om ventil brukt i isoleringen var designet til å tette mot trykksiden. Vi har fått opplyst at det ikke er foretatt fysisk sjekk av ventilen innvendig /27/. Uavhengig av årsak til lekkasjen gjennom ventilen ville imidlertid utfallet vært det samme.

I den hydrauliske evaluering som Statoils granskningsgruppe har fått utarbeidet /23/ er det gitt uttrykk for at målte verdier for trykk og pumperate er vanskelig å tolke ut fra enkle hydrauliske vurderingen. Det kan bety at det er noe usikkerhet knyttet til om alle medvirkende årsaker har blitt identifisert.

9 Vedlegg

9.1 Vedlegg A: Følgende dokumenter er lagt til grunn i granskingen:

- /1/ Explosive atmospheres, part 10-1: Classification of areas – Explosive gas atmospheres 60079-10-1/Ed 2/CDV IEC
- /2/ Spraydannelse ved væskelekkasjer, Jan A. Pappas, Tekna-konferansen "Brann- og eksplosjonssikring i petroleumsindustrien 2014"
- /3/ Analyses, design, installation and testing of basic surface safety systems on offshore production platforms, API RP 14C
- /4/ Referat fra møtet 7.11.2013 - tilsyn med forebygging av HC-lekkasjer (aktivitet nr 001000090), saks nr: 2011/1043
- /5/ Spesifikasjon for dimensjonerende ulykkeslaster – Statfjord, TR1069, versjon 1
- /6/ OM 05.07.01 – Planlegg, sett og tilbakestill isolering, revisjon 1.7
- /7/ Varsel om uønsket hendelse forurensing utslipp HC lekkasje - Statoil Statfjord C - Oljeutslipp 26.1.2014. Vedlegg 1 - Oversendelsesmelding.
- /8/ Oppsummert forberedelser og tiltak før produksjonsstart - Mandat for arbeidsgruppe - Informasjon ifm uønsket hendelse forurensing utslipp Statoil Statfjord C - Lekkasje fra åpent dreneringssystem til sjø 26.1.2014.
- /9/ Verifikasjon av dreneringssystemet 30.1.2014.
- /10/ Oversikt over synergisaker - Oily Water 31.1.2014.
- /11/ Presentasjonspakke O2 in E1 – Statfjord B-C (2)
- /12/ HKR skiftlogg 25012014 - 26912914 - Dagbok drift Statfjord C.
- /13/ Vedlegg 6 - 4A Hendelsesliste 26012014 Statfjord C - 4B Alarmlogg brann og gass.
- /14/ Isoleringsplan, AO nr. 22751138
- /15/ Trendbilder
- /16/ OMM SO0273 Vannbehandling PD Statfjord C - Rådgivende dokument Statoil.
- /17/ SO0281 Kap 2 systembeskrivelse - Lastesystem for råolje PE - Statfjord C - Rådgivende dokument Statoil.
- /18/ Gransking Statfjord C - Beredskapslogg. Vedlegg 4 - SFC oljelekkasje logg 2 linje. 17.2.2014.
- /19/ Prosess og instrumentdiagram P & ID tegninger - Dokumenter ifm uønsket hendelse forurensing utslipp HC lekkasje oljeutslipp Statfjord C 26.1.2014.
- /20/ Periodisk vedlikehold - Dokumenter ifm uønsket hendelse forurensing utslipp HC lekkasje oljeutslipp Statfjord C 26.1.2014.
- /21/ Svar på spørsmål ifm uønsket hendelse forurensing HC lekkasje - Statfjord C granskning av oljeutslipp 26.1.2014. E-post datert den 17.3.2014
- /22/ Alarmlogg side 1- 6,
- /23/ Granskingsrapport etter uønsket hendelse utslipp oljeutslipp til sjø fra Statfjord C 26.1.2014. Vedlegg 1 - Granskingsrapport Oljeutslipp SFC 260114.
- /24/ Opplysninger vedr Statfjord C uønsket hendelse oljeutslipp 26.1.2014. Vedlegg 1 - CP_B00_BB_215_002.
- /25/ Ptils interne hendelsesdatabase
- /26/ Søknad til Petroleumstilsynet om samtykke til forlenget drift av Statfjord C og Statfjord Satellitter AU-DPN OS SF-00067
- /27/ E-post datert 15.7.2014 fra Statoil

9.2 Vedlegg B: Oversikt over intervjuet personell

Listen er ikke publisert på internett og er lagt i eget dokument.

9.3 Vedlegg D: Forkortelser

AFFF – Aqueous Film Forming Foam
AO – Arbeidsordre
API – American Petroleum Institute
ARL - Alarm og Rednings Lag
COA INV – Konsernrevisjonen granskning
DFU – Definert Fare og Ulykkessituasjon
ESD – Emergency Shut Down
F&G – Fire & Gas
FS – Fire Seal (væskelås)
GVI – Generell visuell inspeksjon
HC – Hydrokarbon
HMS – Helse, Miljø & Sikkerhet
H₂S – Hydrogensulfid
IEC – International Electrotechnical Commission
ISO leverandør – Isolasjon-, Stillas- og Overflateleverandør
NO – Normalt åpen
NC – Normalt stengt
LEL – Lower Explosive Limit
LELm – Lower Explosive Limit metre
MTO – Menneske, Teknologi, Organisasjon
NDT – Non Destruktiv Test
NOFO – Norsk Oljevernforening For Operatørselskap
D&V– Drift og Vedlikehold
PI - Plant Information
PIV – Plattform Intern Verifikasjon
PLS – Plattformsjef
POB – Personell om bord
P&ID – Piping and Instrumentation Diagram
PT – Pressure Transmitter
Ptil – Petroleumstilsynet
SAR – Search and Rescue
SFA – Statfjord A
SFC – Statfjord C
SKR – Sentralt Kontrollrom
STC – Statfjord C
TTS - Teknisk Tilstand Sikkerhet
We – Weber tall