

Granskingsrapport

Rapport

Rapporttittel

Oljeutslipp Statfjord OLS-A 12.12.2007

Aktivitetsnummer

001037002

Gradering

☒ Offentlig

☐ Begrenset

☐ Strengt fortrolig

☐ Unntatt offentlighet

☐ Fortrolig

Sammendrag

Brudd i lasteslangen på et lastesystem på Statfjordfeltet den 12.12.2007 førte til at anslagsvis 4 400 kubikkmeter råolje ble pumpet til sjø. Hendelsen førte til det nest største oljeutslippet i petroleumsvirksomheten på norsk sokkel. Den direkte årsaken til bruddet i i lasteslangen var et høyere trykk enn det lasteslangen var bygget for. Trykket skyldes en ukontrollert stenging av en ventil i lasteanordningen på tankfartøyet Navion Britannia.

Involverte

Hovedgruppe

T-1

Godkjent av / dato

Kjell Arild Anfinsen / 12.3.2008

Deltakere i granskingsgruppen

Per Antonsen (SFT), Henning Natvig (SFT), Ottar Longva (Kystverket), Odd Tjelta, Bryn Aril Kalberg

Granskingsleder

Roger L. Leonhardsen

Innhold

1	Sammendrag	4
1.1	Hovedkonklusjoner	5
2	Innledning	6
3	Organisering av oljelastingen, og teknisk og operasjonell beskrivelse av systemene.....	8
3.1	Organisering av oljelastingen fra Statfjord A.....	8
3.1.1	Statfjord A	9
3.1.2	Tankfartøy og hjelpefartøy.....	9
3.2	Teknisk beskrivelse av systemene.....	9
3.2.1	Lastepumpesystemet på Statfjord A	10
3.2.2	Statfjord Offshore Loading System (OLS) A.....	10
3.2.3	Bow Loading System (BLS) på Navion Britannia	12
3.3	Beredskap mot akutt forurensning	14
3.4	Vedlikehold.....	15
3.4.1	OLS-A	15
3.4.2	BLS	15
4	Hendelsesforløp.....	16
4.1	Organisering og styring	16
4.2	Utforming og endringer av OLS	17
4.3	Utforming og endringer av BLS på Navion Britannia.....	17
4.4	Oppfølging av tidligere hendelser med BLS og OLS.....	18
4.5	Vedlikehold.....	20
4.6	Hendelsesforløp onsdag 12.12.2007	21
4.7	Hendelsesforløp oljevernaksjon 12.12.2007-25.1.2008	25
4.7.1	Organisering og ansvarsforhold	25
4.7.2	Aksjonsmål	26
4.7.3	Operatørens iverksetting av tiltak.....	26
4.7.4	Vurdering av metodevalg.....	27
4.7.5	Aksjonsplaner	27
4.8	Årsak til brudd i lasteslangen	27
4.8.1	Hydraulikkslangen.....	27
4.8.2	OLS-As lasteslange	28
5	Hendelsens potensial	29
5.1	Faktisk konsekvens.....	29
5.1.1	Meteorologiske og oseanografiske forhold.....	30
5.2	Potensiell konsekvens.....	31
5.2.1	Potensiell konsekvens av skade på ytre miljø	31
6	Observasjoner	32
6.1.1	Organisering og ansvarsforhold	32
6.1.2	Risikovurdering og systemrobusthet	32
6.1.3	Vedlikeholdsstyring.....	33
6.1.4	Sikkerhetssystem for lastesystemet	34

6.1.5	Oppfølging etter hendelser.....	34
6.1.6	Manglende og forsinket mobilisering av beredskapsorganisasjonen	35
6.1.7	Styring av endringer	35
6.1.8	Forsinket varsling av hendelsen	36
6.1.9	Barrierer som har fungert.....	36
7	Diskusjon omkring usikkerheter	36
8	Vedlegg.....	37

1 Sammendrag

Brudd i lasteslangen på et lastesystem på Statfjordfeltet førte til at anslagsvis 4 400 m³ råolje ble pumpet til sjø den 12.12.2007. Hendelsen førte til det nest største oljeutslippet i petroleumsvirksomheten på norsk sokkel.

Den direkte årsakene til bruddet i lasteslangen var et høyere trykk enn det lasteslangen var bygget for. Trykket skyldes en ukontrollert stenging av en ventil i lasteanordningen på tankfartøyet Navion Britannia.

Utslipet ble oppdaget da det ble tilstrekkelig dagslys til å observere olje på sjø. Det var ikke montert utstyr på lasteslangen for å oppdage lekkasje.

En felles gransking fra Petroleumstilsynet (Ptil), Statens Forurensingstilsyn (SFT) og Kystverket har avdekket flere avvik fra krav i HMS-regelverket.

Ansvar for lastesystemet er lagt til flere forretningsområder i StatoilHydro. En slik organisering krever at ledelsen sikrer en helhetlig styring og oppfølging av lastesystemet, blant annet å avklare ansvarsforhold og nødvendig koordinering av aktiviteter innen og mellom forretningsområdene.

Barrierer som kunne ha forhindret hendelsen har vært svekket over lengre tid uten at ledelsen har gjennomført tiltak.

Selv om StatoilHydro hadde tilstrekkelig informasjon kort tid etter å ha mottatt melding om olje på sjø, ble ikke beredskapen på Statfjord A mobilisert. Også mobilisering av beredskap på land ble forsinket på grunn av mangelfull risikoforståelse av situasjonen

Varsling av hendelsen til myndighetene ble gjort seinere enn kravene i regelverket tilsier.

I granskingsrapporten peker vi på flere forhold i organisering, tekniske og operasjonelle faktorer som bakenforliggende årsaker til hendelsen. Det er

- mangelfull styring og ansvarsbeskrivelse,
- mangelfull risikoforståelse av helheten i lastesystemet,
- mangelfull robusthet i utformingen av lastesystemet,
- mangelfull styring av endringer,
- manglende etterlevelse av vedlikeholdsprogrammet,
- mangelfull oppfølging etter en tilsvarende hendelse.

Det er ikke påvist skader på marint miljø som følge av utslippet. Etterkantundersøkelser er satt i verk, men resultatene fra disse foreligger ikke fullt ut. Endelig oversikt over eventuelle konsekvenser vil ikke foreligge før resultatene av disse undersøkelsene er kjent.

1.1 Hovedkonklusjoner

Brudd i lasteslangen på Statfjord Offshore Loading System (OLS) A førte til at anslagsvis 4 400 m³ stabilisert råolje ble pumpet til å sjø den 12.12.2007. Hendelsen førte til det nest største oljeutslippet i petroleumsvirksomheten på norsk sokkel. De direkte årsakene til bruddet i lasteslangen var hurtig trykkoppbygging da en ventil i lasteanordningen på tankfartøyet Navion Britannia stengte momentant utilsiktet. Trykkoppbyggingen overgikk lasteslangens dimensjonerende motstand mot sprenging. Ventilen stengte som følge av en lekkasje i en hydraulikkslange.

Utslipet ble oppdaget da det ble tilstrekkelig dagslys til å observere olje på sjø. Olje hadde da blitt pumpet direkte til sjø i om lag 45 minutter. Dette skyldtes mangelfulle sikkerhetssystemer for å detektere unormale tilstander eller hindre og begrense konsekvensene.

Beredskapsorganisasjonen på Statfjord A ble ikke mobilisert selv om en hadde tilstrekkelig informasjon til å iverksette beredskapstiltak kort tid etter å ha mottatt melding om olje på sjø. Beredskapsorganisasjonen på land hadde også informasjon om oljeutslippets størrelse på et tidlig tidspunkt. Manglende og forsinket beredskapsmobilisering tyder på mangelfull risikoforståelse av situasjonen.

Varsling av hendelsen til myndighetene ble gjort seinere enn kravene i regelverket tilsier.

Det er ennå ikke påvist skader på marint miljø som følge av utslippet. Etterkantundersøkelser er satt i verk, men resultatene fra disse foreligger ikke fullt ut. Endelig oversikt over eventuelle konsekvenser vil ikke foreligge før resultatene av disse undersøkelsene er kjent.

De bakenforliggende årsakene til bruddet i lasteslangen og hullet i hydraulikkslangen er mangler ved styringen og uklare ansvarsforhold, mangelfull risikoforståelse av helheten i lastesystemet, mangelfull robusthet i utformingen av endringer i OLS-A og mangelfull styring med endringer i utforming og "as-built" for Bow Loading System (BLS) på Navion Britannia. Styringen av vedlikeholdet har ikke fanget opp manglende etterlevelse av utskiftingsprogram eller slitasjeskader på hydraulikkslange. Oppfølgingen av tiltak etter en tilsvarende hendelse i 2004 på Elisabeth Knutsen, er mangelfull.

Mangler ved styring og oppfølging av lastesystemet, ved blant annet uklare ansvarsforhold har medvirket til at en samlet vurdering av lastesystemets robusthet ikke er gjennomført. Ansvar for lastesystemet er lagt til to forretningsområder i StatoilHydro. En slik organisering forutsetter at nødvendige aktiviteter blir identifisert og koordinert for å sikre en helhetlig styring og oppfølging av lastesystemet. Kritiske forhold ved å ha delt ansvar for lastesystem er ikke blitt identifisert av StatoilHydro i tilstrekkelig grad.

Barrierer som kunne ha forhindret hendelsen har vært svekket over lengre tid uten at ledelsen har gjennomført tiltak.

Granskingen har avdekket manglende underlag i form av analyser før beslutning om endringer av både OLS-A og BLS. Dette inkluderer konsekvensene slike endringer kunne fått for hele lastesystemet. Teknisk system- og fagansvar for lastesystemene i Statfjord driftsorganisasjon har vært uavklart i lengre perioder.

Mangelfull robusthet av OLS-A er en følge av utskiftninger av både benyttet slangetype og slangedimensjon, hvor blant annet motstand mot sprenging reduseres fra 192 bar i opprinnelig løsning til 95 bar for nye slanger. I tillegg fører større slangedimensjon til økt kapasitet på gjennomstrømning fra 5 000 m³/time til 6 000 m³/time.

Mangelfull styring med endringer i byggefasen for BLS relateres til plassering av en komponent for kontrollert lukking av Coupler-ventilen. I opprinnelig utforming av BLS, var strupedysen for regulering av lukking av Coupler-ventilen, plassert inn i ventilblokken. Endring av BLS under byggefasen medførte at reguleringen er ved hjelp av en strømningskontrollventil i stedet.

Mangelfull styring av vedlikehold relateres til at programmet for utskifting ikke er etterlevd. De etablerte inspeksjonsrutinene har ikke oppdaget begynnende slitasjeskade på hydraulikkslangen. StatoilHydros og BLS-leverandørens kontroller av BLS på Navion Britannia har ikke avdekket svakhetene i vedlikeholdet.

Mangelfulle sikkerhetssystemer, instrumentering for måling av gjennomstrømning, trykkmåling eller strekkmåling detekterte ikke brudd i lasteslangen eller manglende innstrømning av olje i tankene på fartøyet.

Mangelfull oppfølging av anbefalte tiltak relateres til at tiltak for å modifisere BLS etter tilsvarende hendelse med tanksfartøyet Elisabeth Knutsen på Gullfaksfeltet i 2004 ikke ble gjort. StatoilHydro og Teekay har ikke utført modifikasjoner før etter hendelsen med Navion Britannia og med Navion Scandia på Draugenfeltet for Norske Shell i januar 2008.

Granskingen har avdekket avvik fra krav i helse-, miljø og sikkerhets (HMS) regelverket i deler av styringssystemet til StatoilHydro. Krav til risikoreduksjon ved etablering av barrierer for å redusere sannsynlighet for feil og fare- og ulykkessituasjoner, og å begrense mulige skader er ikke ivare tatt.

2 Innledning

I forbindelse med lasting av stabilisert råolje fra Statfjord OLS-A til tanksfartøyet Navion Britannia oppsto det den 12.12.2007 en akutt forurensing som førte til anslagsvis 4 400 m³ olje ble pumpet til sjø. Petroleumstilsynet (Ptil) besluttet den 13.12.2007, i samråd med Statens Forurensingstilsyn (SFT) og Kystverket, å granske hendelsen.

Granskingsgruppens deltakere har vært Per Antonsen og Henning Natvig (SFT), Ottar Longva (Kystverket), Odd Tjelta og Bryn A. Kalberg (Ptil). Roger L. Leonhardsen (Ptil) ledet granskingen.

Granskingsgruppens mandat er å

- 1) klarlegge hendelsens omfang, forløp og potensial, og vurdere utløsende og bakenforliggende årsaker samt oppfølgingstiltak,
- 2) vurdere beredskapsmessige, operasjonelle, tekniske og styringsmessige forhold knyttet til hendelsen,
- 3) identifisere regelverksbrudd, anbefale videre oppfølging samt identifisere eventuelt behov for bruk av virkemidler,
- 4) rapportere status til Ptil, SFT og Kystverket,
- 5) utarbeide granskingsrapport.

Ptils ansvarsområde omfatter tiltak som skal forebygge skader på personell, miljø og økonomiske verdier, herunder tiltak for å hindre eller stanse akutt forurensning fra innretningen. SFTs ansvarsområde omfatter tillatelser til virksomheter etter forurensningsloven og krav til beredskap for å hindre skade på ytre miljø. Kystverkets ansvarsområde omfatter tilsyn med tiltak for å redusere miljøkonsekvenser etter utslippet.

Granskingen er blitt gjennomført ved befaringer, møter med involverte aktører og gjennomgang av dokumenter. Granskingsarbeidet har omfattet

- befaring på Navion Britannia og møte med mannskapet på Mongstad 14.12.2007,
- møte med personell på Statfjord A, inkludert hjelpefartøyet Normand Draupne, 17.12.2007,
- besiktigelse av lasteslangen på Central Coast Base (CCB) på Ågotnes 17.12.2007,
- møte med StatoilHydro beredskapssentral og StatoilHydro Marin på Sandsli 18.12.2007,
- møte med StatoilHydro Statfjord Drift og StatoilHydro Oil Trading and Supply i Stavanger 19.12.2007,
- møte med StatoilHydro Tekniske Tjenester CCB på Ågotnes 10.1.2008,
- møte med Advanced Production and Loading AS (APL) og Teekay Marine Services i Arendal 24.1.2008,
- møte med Teekay Marine Services i Stavanger 25.2.2008,
- møte med StatoilHydro Oil Trading and Supply og StatoilHydro Statfjord Drift i Stavanger 26.2.2008.

Det er utarbeidet et ”menneske, teknologi og organisasjon (MTO)” diagram som beskriver hendelsesforløp, svakheter eller svikt i barrierer med årsaker og identifiserte avvik i vedlegg A. Rapportens kapittel 4 er en utfyllende beskrivelse av MTO diagrammet.

Stavanger tingrett har oppnevnt teknisk sakkyndige, professor Stig Berge og professor Sigbjørn Sangesland, begge Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU). De teknisk sakkyndige skal vurdere resultatene av de tekniske undersøkelsene og gi en uavhengig vurdering av årsaksforhold på bakgrunn av det. Møter mellom granskingsgruppen og teknisk sakkyndige er holdt 8.1. og 31.1.2008.

Materialtekniske undersøkelser av blant annet lasteslange og hydraulikkslange utføres ved StatoilHydros forskningssenter i Trondheim. Ptil har i brev av 21.12.2007 gitt StatoilHydro pålegg om planlegging og gjennomføring av undersøkelse av (laste)slangen. I pålegget ligger også at selskapet skal sikre at undersøkelsen følges opp av en kompetent og uavhengig person. I granskingsarbeidet har vi lagt til grunn de foreløpige resultatene av disse undersøkelsene.

På oppdrag fra StatoilHydro har TNO Science and Industry i Delft, Nederland utført simuleringer av trykkstøt i Statfjord Offshore Loading System (OLS) A. Granskingen har lagt resultatene av disse simuleringene til grunn som årsak til bruddet i lasteslangen.

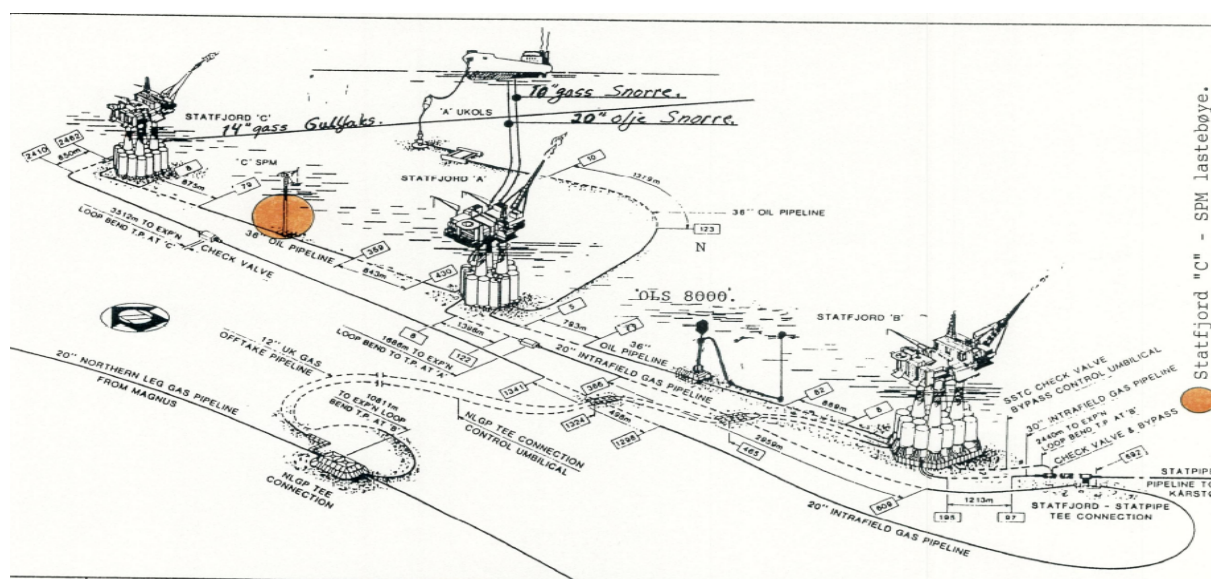
Rent faglig bistår Ptil Politiet i Rogaland, ved seksjon for Nordsjø/miljø, i deres etterforskning av hendelsen. Det har vært gjennomført flere møter med Politiet, og Ptil har bistått ved vitneavhør.

3 Organisering av oljelastingen, og teknisk og operasjonell beskrivelse av systemene

Mobil Exploration Norway Inc. sto for utbygging av Statfjordfeltet og var operatør fram til Statoil overtok 1.1.1987. Feltet er bygd ut med innretningene Statfjord A, Statfjord B og Statfjord C, som har understell og lagerceller i betong. Stabilisert råolje lagres i lagercellene på hver innretning. Lagercellene etterfylles med ballastvann etter hvert som råoljen tas ut. Den 24.11.1979 startet Statfjord A produksjonen. Råoljen lastes via Offshore Loading System (OLS) A eller B til tankfartøy. OLS-A ble tatt i bruk i 1986.

Snorre A er tilknyttet Statfjord A med en rørledning, og oljen derfra sluttprosesserer på Statfjord A før utskipping via OLS. Ferdig prosessert olje går i rørledning fra Snorre B til Statfjord B for lagring og eksport. Rørledninger knytter Statfjord A, B og C sammen med OLS-A og -B, slik at oljeeksport fra disse innretningene kan gå via OLS-A eller OLS-B.

Lastesystemet for råolje består av lagerceller, lastepumper, fiskal målestasjon, undervannsrørledning og et slangesystem (OLS) som kobles til en lasteanordning med Coupler-ventil (BLS) og rørsystem med ventiler på tankfartøyet. Under lastning av olje fra innretningen er dette ett sammenhengende system, og et kontinuerlig telemetrisignal (radiosignal) mellom tankfartøyet og innretningen opprettholder lasteoperasjonen.



Figur 1: Illustrasjon av Statfjordfeltet (Kilde: StatoilHydro)

3.1 Organisering av oljelastingen fra Statfjord A

Ansvar for lastesystemets deler er lagt til henholdsvis forretningsområdene *Undersøkelse og produksjon Norge* (UPN) når det gjelder OLS, og *Foredling og markedsføring* (FM) når det gjelder BLS på tankfartøy. I dette ansvaret, med hensyn til oppfylling av helse-, miljø- og sikkerhetsregelverket, ligger ansvaret for lastesystemets operasjonelle og tekniske tilstand, herunder kravene til påseansvar overfor kontraktører og leverandører ved utføring av petroleumsaktiviteten.

Ansvar for oljelastingskontrakten er lagt til forretningsområdet FM, hvor avdelingen *Oil Trading and Supply* (OTS) står for kontakten med tankfartøyene. Innenfor OTS er ansvaret for teknisk oppfølging og kontroll av tankfartøyene lagt til enheten *Maritime services and*

Vetting. I dette ansvaret ligger blant annet årlig teknisk inspeksjon av tankfartøyene som er omfattet av kontrakten, kalt *vetting*. *Vetting* er lagt til HMS-avdelingen i OTS.

StatoilHydro opplyser følgende på sitt nettsted om oppfølging av tankfartøyene, sitat: ”Skipsflåten blir kontinuerlig inspisert og godkjent av StatoilHydro for å sikre kvalitet.”

Navion Britannia drives av Teekay Marine Services AS, et datterselskap av Teekay Corporation. Fram til 2003 eide Statoil, gjennom rederiet Navion ASA, tankfartøyflåten - inkludert Navion Britannia. I april 2003 overdrar Statoil eierskapet for Navion ASA til Norsk Teekay AS, et datterselskap av Teekay Corporation. Høsten 2006 inngås det kontrakt mellom Statoil og Teekay Navion Offshore Loading Pte. Ltd. om oljelasting i Tampenområdet og på Haltenbanken for disse feltenes gjenværende produksjonstid.

Navion Britannia er eid av Navion Offshore Loading AS.

3.1.1 Statfjord A

Lasteoperasjoner på Statfjord A er regulert i dokumentet *Lastesystem for råolje PE*, hvor kapittel 2 beskriver systemene og kapittel 3 beskriver driften av dem. Ansvaret for lasteoperasjonen er delegert til driftslederen på innretningen.

Sjekklistene 3.1.1 *Kontroll før start* og 3.1.3 *Statfjord A til Statfjord A - OLS-A* beskriver operasjonene i forberedelsen og gjennomføringen av lasteoperasjonen. Det er laget beskrivelser av oppgavene ved start og avslutning av lasting ¹ på eget ark.

3.1.2 Tankfartøy og hjelpefartøy

Dokumentet *WR1637-Bøylasteprosedyre shuttle tanker* regulerer gjennomføring av lasteoperasjoner på Gullfaks- og Statfjordfeltene i kapittel 3.5 *Tankskipets kaptein* og 3.6 *Tankskipets ansvar/oppgaver under lasteoperasjon*, og for hjelpefartøyet i kapittel 3.7 *Hjelpefartøyet kaptein*. Prosedyren beskriver i tillegg ansvar og oppgaver lagt til plattformsjef, lastekoordinator land, Statoil Marin og sentralt kontrollrom på innretningen.

Når det gjelder hjelpefartøyet, er det i kapteinhåndbokens ² kapittel 6.6 *Oppkobling av tankskip* beskrevet at egne prosedyrer er utarbeidet for oppkobling og at disse skal finnes om bord på de aktuelle feltenes fartøyer.

Kapittel 4.8 *Utarbeidelse/bruk av sjekklister* setter krav til type sjekklister som skal benyttes og når de skal fylles ut. Kapittel 10 *Lasting ved OLS* angir spesielle forhold ved operasjoner som omfatter bruk av OLS.

3.2 Teknisk beskrivelse av systemene

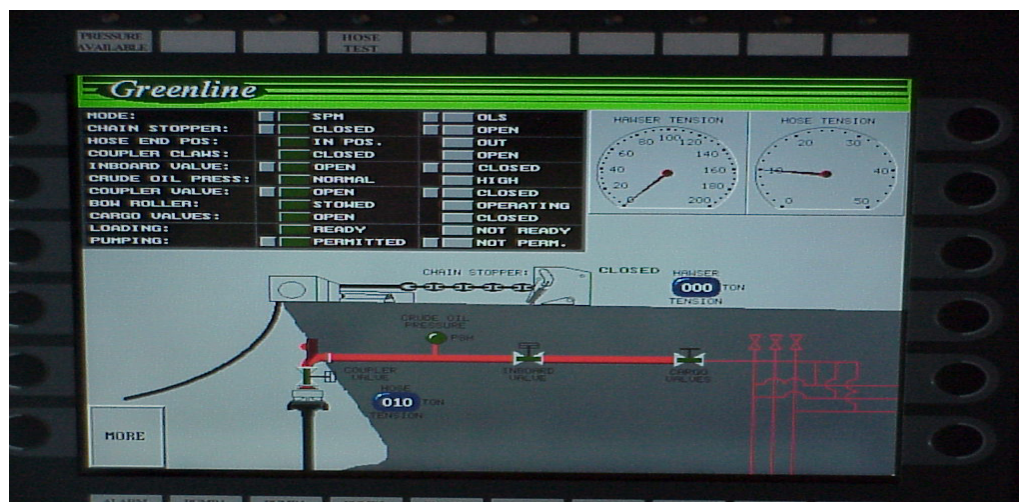
Sikkerhetssystemet for lastesystemet skal ivareta krav til deteksjon av unormale tilstander og til utstyr som skal hindre eller begrense konsekvensene. Signaler mellom innretning og tankfartøy er telemetrisignal. Signalet ”*pumping permit*” ³ for oppstart av lastepumpene gis når grønn linje er etablert.

¹ Start av lasting CCR og Avslutt lasting CCR

² Kapteinhåndboken (WD0826) Operasjonsmanual for offshore servicefartøy i tjeneste for Statoil, versjon 3.0

³ Signal som kan gis til innretning når *grønn linje* er etablert

Grønn linje på tankfartøyet er illustrert med bilde 1, et av skjermbildene som benyttes under klargjøring av lasteoperasjonen. Når ventiler, instrumenter og utstyr er i korrekt tilstand for lasteoperasjonen, vil grønn linje være etablert. I en nødssituasjon på fartøyet hvor grønn linje brytes, medfører det stopp av lastepumper på innretningen og sekvensiell stenging av ventiler. Før hver lasteoperasjon testes dette systemet med en pumpestoppptest.



Bilde 1: Illustrasjon av grønn linje – SPM modus (Kilde: StatoilHydro)

I tillegg til det automatisk aktiverte nødavstengningssystemet, er det og manuelt aktiverte nødsystemer (ESD 1 og ESD 2) som kan aktiveres fra broen. Disse systemene testes jevnlig. ESD 1 medfører at lastepumpene stoppes og ventiler stenges i sekvens. ESD 2 skal iverksettes dersom normal frakoblingsprosedyre ikke kan benyttes. I tillegg til aksjonene ved ESD 1, blir slangekoblingen frigjort.

3.2.1 Lastepumpesystemet på Statfjord A

Lastepumpene er kontrollert av prosesskontrollsystemet PCDA⁴ sammen med "pumping permit". Ifølge *API 14 C Analyse og Lastesystem for råolje PE* vil lastepumpene være beskyttet mot overtrykk og lekkasjer. Lekkasjer fra undervannsledningen, hvor avstandene til pumpene er stor, vil ikke oppdages. Hver pumpe er beskyttet slik at den stoppes om gjennomstrømningen kommer over 3 000 m³/time. Lastepumpene har isoleringsventiler.

3.2.2 Statfjord Offshore Loading System (OLS) A

Opprinnelig utforming av OLS-A stod Ugland Engineering A/S og Kongsberg Våpenfabrikk for, mens fabrikasjon ble utført av flere underleverandører på vegne av disse to. Installeringen av OLS-A ble gjort av Ugland Engineering/Ugland Oilfield Services.

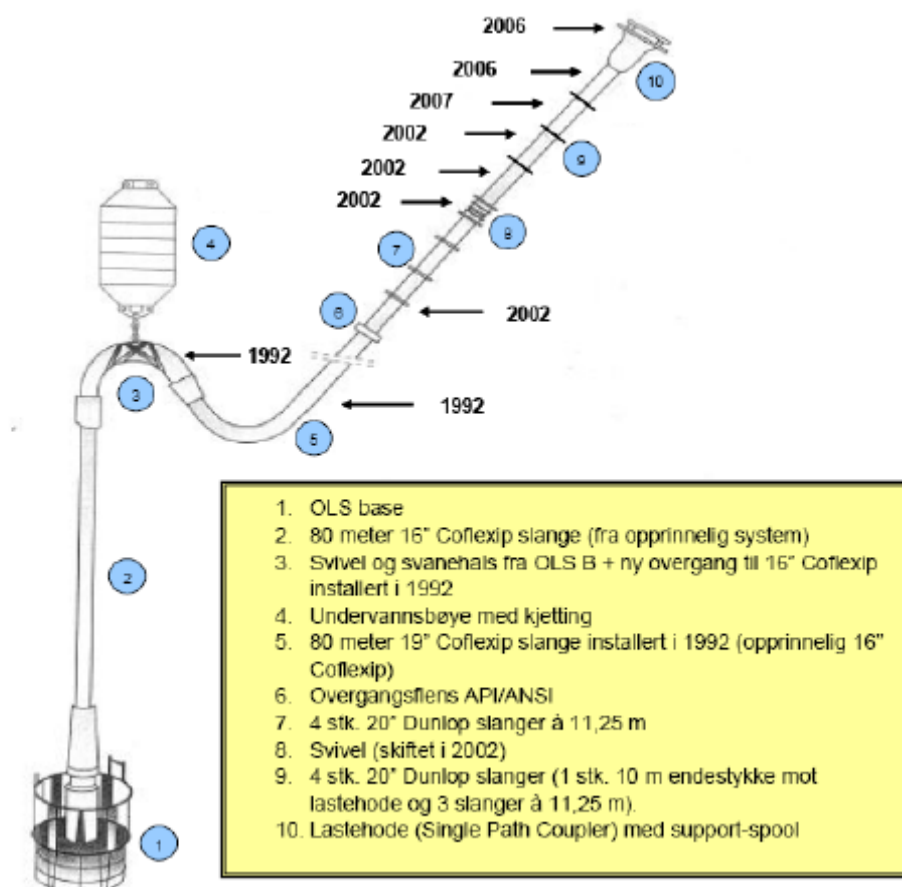
Design, fabrikasjon og installering (DFI) av OLS-A er beskrevet i kapittel 4 av *Structural Inspection Maintenance Manual (SIMM)*. Endringer av OLS-A i forhold til opprinnelig utforming er beskrevet i dokumentet *OLS-A Oppbygging og endringer siden installasjon i 1986*.

På hendelsestidspunktet var Statfjord OLS-A satt sammen med følgende delsystemer; stigerørfundament (1), vertikalt 16" stigerør av Coflexip-fabrikat (2), rotasjonsledd og

⁴ PCDA består av både prosesskontroll-, prosessikrings- og nødavstengningssystemet

svanehals (3), oppdriftsbøye (4), 19" Coflexip slangeelement (5), overgangsflens (6), fire 20" Dunlop slangeelement (7), svivel (8), fire 20" Dunlop slangeelement (9) og lastehode (10).

En stålrørledning med diameter 34" og lengde 1,6 kilometer forbinder Statfjord A og OLS-A. I tillegg er det et mindre rørstykke som forbinder undervannsstrukturen fra det opprinnelige lastesystemet med selve OLS-A.



Figur 2: Illustrasjon Statfjord OLS-A (Kilde: StatoilHydro)

Fram til om lag midt på 1980-tallet om lag var et annet lastesystem, Articulated Loading Platform, installert. Det ble erstattet av OLS-A i 1986. I det originale OLS-A systemet bestod slangeelementene av Coflexip-slanger med ensartet 16" indre diameter. I forhold til opprinnelig oppbygging er forskjellige deler av OLS-A skiftet ut i flere omganger. For slangeelementene er dette som følger:

- 16" Coflexip skiftet ut med to 19" Coflexip med henholdsvis 80 meters og 40 meters lengde i 1992 (5),
- 40 meter 19" Coflexip skiftes ut med to 20" slangeelement á 10 meters lengde av Dunlop-fabrikat og to 20" slangeelement á 11,25 meter lengde av Pirelli fabrikat i 1994 (7),
- 40 meter 16" Coflexip mellom svivel og Hose End Valve, erstattes med tre 20" slangeelement á 11,25 meter og ett 20" slangeelement á 10 meter av Dunlop-fabrikat i 2002 (9),
- 20" Dunlop- og Prielli-slanger installert i 1994, skiftes ut med fire 20" Dunlop-slanger i 2002 (7),

- i 2006 byttes ett 20" Dunlop slangeelement á 10 meters lengde i tillegg til lastehodet (10) og i 2007 byttes et 20" Dunlop-slangeelement á 11,25 meters lengde.

En avstengningsventil er plassert i stigerørfundamentet. Avstengingsventilen aktiveres ved hjelp av et akustisk signal sendt fra et hjelpefartøy på overflaten, typisk beredskapsfartøyet. Ventilen stenger på 21 sekunder om lag.

Ventilen i lastehodet åpnes samtidig med Coupler-ventilen.

Dimensjonerende gjennomstrømning var opprinnelig 5 000 m³/time. Ved utskiftingen til henholdsvis 19" Coflexip og 20" Dunlop eller Pirelli økes dimensjonerende gjennomstrømning til 6 000 m³/time.

Dimensjonerende motstand mot sprenging er 192 bar om lag for slangene av Coflexip-fabrikat. Dimensjonerende levetid er satt til å være 17 ½ år. For Dunlop-slangene er motstand mot sprenging 95 bar. Dimensjonerende levetid er ikke angitt.

Opprinnelig systemutforming av OLS-A inkluderer en innebygd sikkerhet mot høy strekklast eller stor innvending trykklast i slangesystemet, kalt break-away-kobling.

Lasteslangen er ikke instrumentert for å kunne detektere unormale tilstander.

3.2.3 Bow Loading System (BLS) på Navion Britannia

Utforming og bygging av BLS for Navion Britannia stod Hitec Marine AS for (nå Advanced Production and Loading AS (APL)), basert på den opprinnelige systemutformingen først tatt i bruk på Tove Knutsen i 1992. Byggeåret for Navion Britannia er 1998. Statoils dokument *Outline specification for a purpose built crude oil shuttle tanker* inkluderer *Exhibit A Bow loading and Mooring system*, som spesifiserer krav til utforming av blant annet BLS. Det er angitt krav om minimum 21 sekunders lukningstid for ventiler ved ESD 1.

Instrumenter for deteksjon av unormale tilstander omfatter måling av strekk i lasteslangen og trykk i råoljerøret på tankfartøyet. Ved måling av strekk gis det alarm på bro om strekket blir for stort. Stort strekk kan skyldes avdrift fra posisjonen. Under lasteoperasjonen styres posisjonen til tankfartøyet med et dynamisk posisjoneringssystem (DP-system). Dette utløser alarm dersom posisjonen avviker fra normal operasjonsradius, som er 40–80 meter fra senter av OLS.

Trykk over 7 bar i råoljerøret medfører at grønn linje brytes.

Det er ikke utstyr for måling av oljestrømmen gjennom råoljerøret på tankfartøyet.

I utforming av løsningen er det lagt inn tidsforsinkelser på lukking av ventilene i forhold til nedstengningen av lastepumpene på innretningen. Tidsforsinkelsene er sekvensielle og avgjørende for å unngå høyt trykk i lasteslangen. Forsinkelsene er som følger:

- Coupler-ventil: minimum 25 sekunder,
- Inboard-ventil: minimum 28 sekunder,
- Cargo-ventil (er): om lag 35 sekunder.

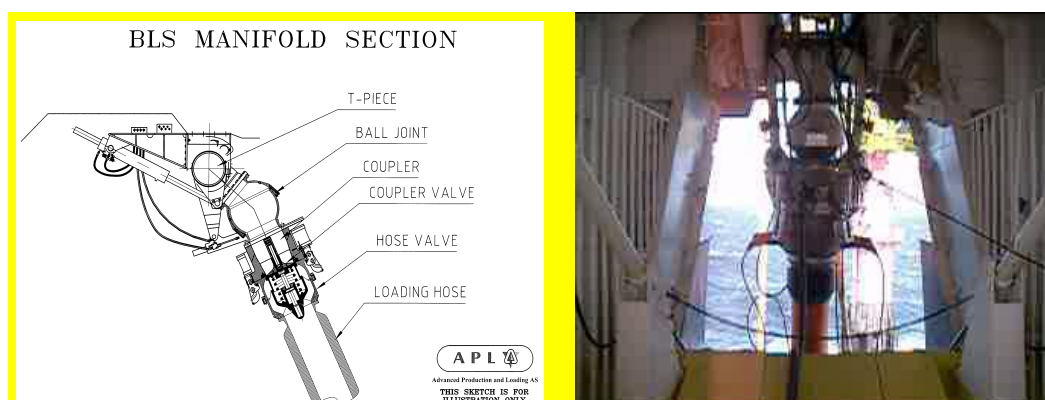
Det er krav om test av ventilens lukketid ved hver fjerde lasteoperasjon. Ventilene i BLS har endebrytere både for åpen og lukket posisjon. Grønn linje brytes dersom ventilene stenges under lastingen.

Ved utformingen av BLS ble det forutsatt at en strupedyse for regulering av lukkehastigheten til Coupler-ventilen, var montert i ventilhuset. Ved fabrikasjonen av BLS ble imidlertid strupedysen ikke montert, og regulering av lukketiden blir i stedet styrt av en strømningskontrollventil. I hydraulikksystemet mellom Coupler-ventilen og strømningskontrollventilen er det benyttet fleksible slanger. Ved lekkasje i den fleksible hydraulikkslangen mellom Coupler-ventilen og gjennomstrømningsventilen vil derfor hydraulikkoljen strømme fritt ut, og strømningskontrollventilen blir satt ut av funksjon. Dette medfører at lukketiden for Coupler-ventilen reduseres betraktelig.

Hydraulikkslangen som er montert mellom Coupler-ventilen og strømningskontrollventilen er av fabrikat Manuli TESS⁵. Arbeidstrykket for hydraulikksystemet er 250 bar.



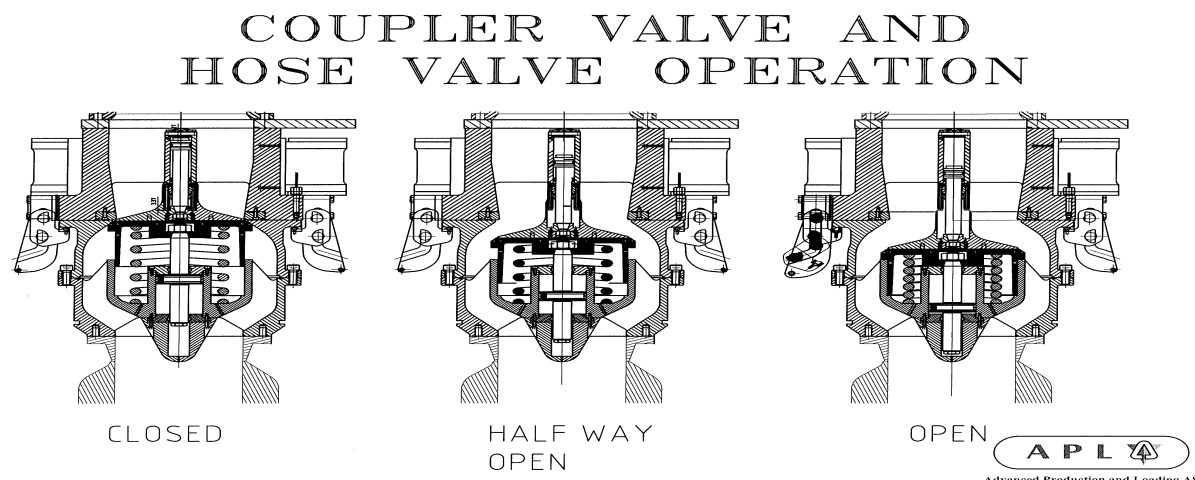
Bilde 2: Hydraulikkslangen mellom Coupler-ventilen og strømningskontrollventilen (Kilde: StatoilHydro)



Figur 3: Illustrasjon av BLS med Coupler-ventil og lastehode (Kilde: APL)

Bilde 3: BLS Navion Britannia (Kilde: StatoilHydro)

⁵ Manuli TESS DIN 20022 2SN10 SAE 100 R2AT, 3/8", 1-Q-98



Figur 4: Illustrasjon av Coupler-ventil og ventil på lastehodet sammenkoblet (Kilde: APL)

3.3 Beredskap mot akutt forurensning

Beredskapen mot akutt forurensning på Statfjordfeltet er fordelt mellom 1. linje beredskap (feltberedskap) i form av en båt som ligger på Gullfaksfeltet, og 2. linje beredskap som koordineres av StatoilHydros 2. linje beredskapsorganisasjon på Sandsli. Feltberedskapen koordineres av StatoilHydro Marin etter anmodning fra plattformsjef.

I henhold til SFTs tillatelse til virksomhet etter forurensningsloven, pkt 9.3 skal beredskap mot akutt forurensning på Statfjordfeltet dekkes av eksisterende beredskap for Tampenområdet. Feltberedskapen skal ha en responstid på en time. I tillegg skal det kunne mobiliseres to NOFO-systemer innen 24 timer og ytterligere fem NOFO-systemer innen 48 timer. For barriere 3 – 5 skal ressurser mobiliseres i henhold til StatoilHydros beredskapsplan, eller raskere og med større antall ressurser dersom situasjonen tilsier det.

Oljevernutstyret som er disponert av feltberedskapen er plassert på Normand Skarven som ligger på Gullfaksfeltet og består av

- én Framo Transrec 250 med opptakskapasitet 1200 m³/døgn,
- 200 meter Nordlense 800 R med operasjonskriterie 2 meter maks sjø,
- én slepesjark.

Et NOFO system består av 400 meter RO-Boom 3500 Atlantic lense, og en Framo Transrec 350 og/eller en Framo Transrec Hi-Wax oljeopptager, operert av ett OR-fartøy samt én slepebåt. Det forutsettes i tillegg tilgjengelig tankfartøykapasitet for overføring av oppsamlet olje. Opptakskapasitet av oljeemulsjon for et NOFO system er beregnet til 2 400 m³/døgn, basert på døgnkontinuerlig drift.

Ved bruk av Hi-Wax, i stedet for Transrec 350 oljeopptager, beregnes opptakskapasiteten til 1 900 m³/døgn, mens opptakskapasiteten reduseres til 800 m³/døgn ved bruk av en FoxTail 8-14 opptager.

Beredskapsfartøyet på Statfjordfeltet, Normand Draupne, har ikke oljevernutstyr om bord.

3.4 Vedlikehold

3.4.1 OLS-A

Overordnede krav til integritet av OLS er beskrevet i dokumentet *Anleggsdrift-, vedlikehold- og modifikasjoner*⁶. Teknisk og operasjonelt system- og fagansvar er beskrevet i dokumentets vedlegg C. Ansvar for Statfjord OLS er lagt til Drift Vest, som driftsorganisasjonen for Statfjord tilhører.

Gjeldende åtteårs rammeprogram⁷ for tilstandskontroll av OLS-A er utarbeidet av enheten T-S DVT MEK.

Prosedyren⁸ for utskifting av deler i OLS beskriver ansvarsfordelingen mellom de forskjellige involverte partene; Statfjord A eller B og fartøyet som står for utskiftingen. En tilhørende beskrivelse av arbeidsflyten⁹ ved en slik aktivitet er og utarbeidet.

Enheten Tekniske tjenester på Central Coast Base (CCB) er ansvarlig for blant annet mottakskontroll av slangeelement til OLS, levert av Dunlop. Slangeelement oppbevares og lagres på CCB før de skipes ut til feltet.

3.4.2 BLS

Dokumentet *Outline specification for a purpose built crude oil shuttle tanker Exhibit B*, angir krav til kvalitetssikring og kvalitetskontrollsystem. I kapittel 3 *Operation period* punkt 6, 9 og 11 stilles blant annet krav om ha et system som sikrer adekvat vedlikehold av fartøyet, system for avvikshåndtering (non-conformances) og system som sikrer at sikkerhetsrelaterte forhold er dekket av prosedyrer, sjekklistor og lignende.

I BLS-leverandørens *Maintenance Manual Bow Loading System* stilles krav til forebyggende vedlikehold av ventiler og tilhørende utstyr. Kapittel 3.1 angir visuell inspeksjon av alt utstyr med tanke på skade og lekkasje, enten månedlig eller etter hver lasteoperasjon. Kapittel 3.2 angir krav til testing av nødavstengning etter hver fjerde lasting, blant annet for å kontrollere lukningstid til Coupler- og Inboard-ventil. Kapittel 3.3 stiller krav om tremånedlig inspeksjon av hydraulikkslanger og utskifting ved observert skade på dem. Kapittel 3.5 angir at alle hydraulikkslangene skal skiftes hvert tredje år eller ved observert skade på dem.

Contract of Affreightment del 14 omfatter krav til inspeksjon og ”vetting” av tankfartøy som er omfattet av kontrakten. I kontraktens vedlegg 5 D.2.1 *Equipment* er beskrevet krav til vedlikehold av BLS beskrevet, sitat: *Emphasis shall be given to simple and effective maintenance of the BLS system,...*

Maritimt brev, utsendt i februar 2003, med bakgrunn i erfaringer med brudd i hydraulikkslanger, innskjerper blant annet krav om visuell kontroll før og etter hver

⁶ Anleggsdrift-, vedlikehold- og modifikasjoner, FR06, Final Ver. 2

⁷ 8-års rammeprogram for tilstandskontroll av strukturer, oljerørssystemer og lastebøyen, OLS-A 2003 – 2010, AP-BE-S-RV-103

⁸ Prosedyre for utskifting av koblingshode m/ batterier, slanger og svivel på Offshore Loading System (OLSA & OLSB), 30.5.2006

⁹ Arbeidsflyt i forbindelse med reparasjon av OLS A/B

lasteoperasjon, tremånedlig nær-visuell inspeksjon og testing av hydraulikksystemet. Intervall for utskifting av hydraulikkslanger settes til hvert to og et halvt år uansett tilstand. I januar 2005 sendes et nytt *Maritimt brev*, som ved å referere til brevet av februar 2003, understreker viktigheten av å etablere og følge retningslinjer for inspeksjon og utskifting av hydraulikkslanger.

Vedlikeholdsprogrammet ¹⁰ for Navion Britannia har implementert kravene til vedlikehold og utskifting av hydraulikkslanger og følger månedlig inspeksjon i tillegg til kravet om tremånedlig.

Leverandøren av BLS har utarbeidet en sjekklister for årlig, tre- og femårlig kontroll av systemet. Årlig og treårlig kontroll av hydraulikkslanger på BLS er angitt henholdsvis i punkt 2.6 og 3.3.

Maritimt brev av juli 2007 orienterer tankfartøyflåten om varslingsrutiner i forbindelse med blant annet hendelser innenfor sikkerhetssonen på fem hundre meter.

I *Service letter* av 21.11.2007 fra BLS-leverandøren, gis det anbefaling om modifikasjon av Coupler-ventilen ved å installere en strupedyse.

Contract of Affreightment del 14.4 beskriver inspeksjon i henhold til *Oil Companies International Maritime Forum (OCIMF) Ship Inspection Report (SIRE) Programme*.

4 Hendelsesforløp

Vi har delt beskrivelsen av hendelsesforløpet inn utforming og installering, drift og vedlikehold og tidligere hendelser. Beskrivelse av hendelsesforløpet den 12.12.2007 er samlet i eget underkapittel.

Kapittelet om oljevernaksjoner er et sammendrag og en vurdering av gjennomføringen av aksjonen.

4.1 Organisering og styring

Etter to hendelser med OLS i 1992 pekes det i etterkant på svakheter i tilordningen av ansvar for disse, og det anbefales blant annet etablering av et fagmiljø og oppgradering av teknisk systemansvarlig enhet.

Ved innføringen av "Drift Vedlikehold Modifikasjon (DVM)"-organisering i Tampen i 2004 blir OLS systemene ikke omfattet av teknisk system- og fagansvar. Hensikten med DVM-organiseringen var å styrke anleggenes tekniske integritet ved å forsterke det tekniske system- og fagansvaret.

Inspeksjon av tankfartøy i form av Ship Inspection Report (SIRE) Programme omfatter både tekniske og styringsmessige forhold. StatoilHydro har opplyst at det er gjort gjennomganger av landorganisasjonen til Teekay Marine Services i Norge og ved hovedkontoret i Canada. OTS og Teekay har og møter om tekniske og operasjonelle forhold.

¹⁰ BLS-0001-A, BLS-0003-A og SLS-0005-A

4.2 Utforming og endringer av OLS

Forutsetningene for utforming av OLS-A framkommer i dokumentet *Design Premises*, og aktuelle ulykkeslaster, inkludert trykkstøt (pressure surge), er angitt i kapittel 4.5. Beregning av trykkstøt når ventil stenger på 21 sekunder ved nødavstengning av lasteoperasjonen, er beskrevet i *Design load report*. Høyeste beregnet trykk er 29 bar i bunnen av vertikalt 16" Coflexip stigerør.

I *Failure mode and effect analysis* for OLS-B er slangesystemet dekket i kapittel 4.2. Feilmodusen *trykkstøt i slangesystemet* er ikke identifisert i analysen. Det anføres og i analysen at metoden for å oppdage lekkasje, er ved olje på sjø. Analysen er ikke oppdatert etter utskiftingen av Coflexip slangeelement med Dunlop.

Funksjon og virkemåte for break-away-koblingen i OLS-A er beskrevet i DFI. I opprinnelig design var break-away-koblingen satt inn i slangesystemet sammen med svivelen. Ved aktivering isoleres lasteslangen oppstrøms av koblingen. Problemer er beskrevet i forbindelse med trykktesting av koblingen med 24 bar operasjonstrykk, likeledes hvordan dette er løst ved å oppjustere operasjonstrykket til 30 bar. Det beskrives videre at koblingen svikter i forbindelse med trykktesting under installering på feltet, og slangesystemet blir derfor installert uten break-away-kobling.

Grunnlaget for endringen av innvendig diameter fra 16" til 19" Coflexip er beskrevet i dokumentet *Bruk av Dunlop/Pirelli rør i OLS-8000 lastesystem*. I denne analysen legges utformingsforutsetningene gitt i DFI¹¹ for OLS-B til grunn, hvor gjennomstrømning er satt til 8 000 m³/time. Det pekes og på at ut fra kapasitetshensyn, vedlikeholds- og materialadministrative hensyn, foretrekkes standardisert 19" rørdimensjon for Coflexip og 20" for Dunlop eller Pirelli slangeelement.

Vurderingen av 20" Dunlop eller Pirelli lasteslanger er dokumentert i *Bruk av Dunlop/Pirelli rør i OLS-8000 lastesystem*. Anbefalingen i denne vurderingen er at 20" Dunlop lasteslanger har tilstrekkelig styrke til å kunne benyttes. Forutsetningen for å bruke slike lasteslanger er at rør-endene leveres med forsterket bøyestiver for å unngå knekking, og at det monteres ekstra bøyestiver i øvre ende av lasteslangen. Innvendig trykk er basert på forutsetningen at ventilen i lastehodet lukker i løpet av 20-24 sekunder samt at lastepumpene stopper.

Dokumentet *Technical specification for crude oil loading hoses* kapittel 6.1 har krav om operasjonstid på fem år ved normal bruk og minimum sprengingstrykk på 95 bar for Dunlop slangeelement.

Det er ikke lagt fram analyser som beskriver endringer i risikoen som endringene av OLS-A kan gi.

4.3 Utforming og endringer av BLS på Navion Britannia

Statoils dokument *Outline specification for a purpose built crude oil shuttle tanker* inkluderer *Exhibit A Bow loading and Mooring system*, som spesifiserer krav til utforming av blant annet BLS.

Det er angitt krav til minimum lukningstid for ventiler; ved ESD 1 satt til 21 sekunder.

¹¹ Design, fabrication and installation resume, BA-GA-TT-063.01 side 3.12

Det er ikke lagt fram dokumentasjon som viser at det er gjennomført risikoanalyse (FEMCA eller tilsvarende) for systemutformingen.

Spesifikasjonen angir ikke krav til utforming av utstyr for måling av oljestrømning gjennom BLS eller på råoljelinjen til cargotankene.

Opprinnelig utforming av hydraulikksystemet for styring av lukningstid for Coupler-ventilen i BLS viser en strupedyse for kontroll av lukningen montert inn i ventilblokken. Ved byggingen av BLS, er imidlertid en slik strupedyse ikke montert inn som forutsatt.

StatoilHydro har opplyst at byggeoppfølgingen av Navion Britannia på verftet, både det som gjelder maritime forhold og de petroleumstilknyttede systemene, var ved Rasmussen Maritime Services.

APL har opplyst at de ble klar over endringen, det at det ikke var montert inn strupedysen som angitt på tegningsgrunnlaget, i etterkant av hendelsen med Elisabeth Knutsen på Gullfaksfeltet i desember 2004.

Det er ikke framskaffet dokumentasjon for verifikasjon av utformingsspesifikasjonen mot "as-built".

Det er heller ikke skaffet til veie dokumentasjon for behandling og godkjenning hos produsent og kunde av endringen av komponent for lukningstid for Coupler-ventilen.

I hydraulikksystemet mellom BLS og strømningskontrollventilen benyttes fleksible hydraulikkslanger. Strømningskontrollventilen settes helt eller delvis ut av funksjon hvis det oppstår lekkasje i hydraulikkslangen og hydraulikkoljen kan strømme fritt ut.

Tester som APL har utført, angir at lukningstiden for Coupler-ventilen anslagsvis 5-6 sekunder i et slikt scenario. Testene er gjort uten væskestrøm gjennom BLS.

Failure Mode Effect and Criticality Analysis (FMECA) som er utført for BLS på tankfartøyet Randgrid, klassifiserer BLS som *Low Critical items* med kommentar om at "*A refined FMECA analysis is suggested for the item in this group*".

Kontrakten mellom Statoil og Teekay fra 2006 vedlegg 5 *Charterer's minimum technical and operational requirements for shuttle tanker*, angir at "*A FMEA shall be performed for the BLS...*".

Det er ikke lagt fram analyser som beskriver endringer i risikoen som endringen i BLS-utforming kan gi.

4.4 Oppfølging av tidligere hendelser med BLS og OLS

I februar 1992 ble det observert at lasteslangen på OLS-B var blitt klemt sammen, sannsynligvis når hjelpefartøyet flyttet slangen under posisjoneringen av denne for tankfartøyet. Tiltak som granskningen i etterkant peker på, er blant annet å

- etablere fagmiljø i driftsorganisasjonen,
- montere transpondere ved lastehode for å overvåke dens bevegelser under vann,
- bygge modell av OLS for bruk i opplæring og systemforståelse hos brukere.

I juli 1992 inntraff en hendelse hvor om lag 900 m³ olje bli sluppet til sjø under lasting fra SPM-C. Utslippets direkte årsaker var at 24"-ventilen på stigerørfundamentet til OLS-B ikke ble stengt før lastesystemet ble fjernet i forbindelse med en reparasjon. Olje ble overført fra

lagerceller på Statfjord B til SPM-C etter at OLS-B var fjernet. Det var da åpen forbindelse til sjø.

Tiltak som granskingen peker på, er blant annet at

- systembeskrivelser, tegningsunderlag og opplæringsmoduler må oppdateres slik at de beskriver det totale lastesystemet slik det er bygd,
- teknisk systemansvarlig enhet bør oppgraderes til bedre å kunne fungere som sentralt kompetansesenter for lastesystemene.

Under lasting fra Gullfaks SPM 2 til tankfartøyet Elisabeth Knutsen den 12.12.2004, inntraff et brudd i lasteslangens "weak link", og om lag 12 m³ olje slapp ut til sjø. Statoils etterfølgende gransking av hendelsen viste brudd på hydraulikkslange i BLS og momentan lukking av Coupler-ventilen. Dette medførte et trykkstøt i lasteslangen og "weak link" røk. Anbefalte tiltak etter hendelsen omfatter blant annet

- ombygging av hydraulikksystemet slik at riktig lukketid opprettholdes ved brudd i hydraulikkslange,
- rutiner for skifting av hydraulikkslanger vurderes,
- analyse av lasteslange med bruddkobling ("weak link").

Granskings anbefaling om erfaringsoverføring er, med bakgrunn i tiltak som foreslås, å vurdere samtlige tankfartøy som går på felt operert av Statoil.

Etter utskifting av lastehode¹² på OLS-B i februar 2005 journalføres to uønskede forhold som følger

- arbeidstillatelse/SikkerJobbAnalyse eksisterte ikke,
- kvaliteten av jobbforberedelsen var kritikkverdig.

Prosedyren⁸ for utskifting av deler i OLS beskriver ansvarsfordelingen mellom de forskjellige involverte partene; Statfjord A eller B og fartøyet som står for utskiftingen. En tilhørende beskrivelse av arbeidsflyten⁹ ved en slik aktivitet er og utarbeidet.

Prosedyren har ikke påtegnet dokumenteier eller hvem den er godkjent av.

Beskrivelsen av arbeidsflyt har ikke en form som tilsier at det er et formelt dokument.

I november 2007 blir aksjonene etter hendelsen 12.12.2004 kvittert ut i Synergi¹³ uten at anbefalingene er gjennomført.

Maritimt brev av februar 2003 har anbefalinger knyttet til vedlikehold og utskifting av hydraulikkslanger. Her vektlegges krav til visuell inspeksjon av hydraulikkslanger før og etter lasteoperasjoner og tremånedlig nær-visuell inspeksjon og testing av hydraulikksystemet. Utskifting av hydraulikkslanger, uansett tilstand, innskjerpes fra tidligere femårige intervall til maksimum to og et halvt.

Maritimt brev av januar 2005 understreker igjen viktigheten av nær-visuell inspeksjon for tidlig å oppdage eventuelle slitasjeskader på hydraulikkslangene. Rutiner for inspeksjon vektlegges også, med henvisning til brevet av februar 2003.

¹² Synergi rapport 300846

¹³ RUH 287498

Maritimt brev av juli 2007 orienterer tankfartøyflåten om varslingsrutiner i forbindelse med blant annet hendelser innenfor sikkerhetssonen på 500 meter. Det opplyses at dersom lasteoperasjonen blir avbrutt, så skal OTS Vetting autorisere ny oppstart av operasjonen.

Den 21.11.2007 sender APL ut *Service Letter* med anbefaling om å installere en strupedyse i hydraulikkutløpet på Coupler-ventilen. Strupedysen skal forhindre hurtig lukking av Coupler-ventilen om hydraulikkslangen ryker. Anbefalingen om å installere en slik strupedyse gjelder alle fartøy med APLs BLS.

StatoilHydro og Teekay har opplyst at de involverte aktørene har diskutert løsninger seg imellom i perioden 2004-2007 for å modifisere APLs BLS etter hendelsen på Gullfaks i 2004, blant annet i møter og i korrespondanse.

Det ble ikke satt i verk tiltak for å utbedre svakheten i utformingen av BLS før etter hendelsene på Statfjord i desember 2007 og Draugen i januar 2008.

4.5 Vedlikehold

I vedlikeholdsdokumentasjonen ¹⁴ for Navion Britannia er utskifting av hydraulikkslangene til BLS sist registrert i mai 2004. Etter programmet skulle da nye hydraulikkslanger bli installert høsten 2006. Vedlikeholdsjournalen har ingen registreringer av utskifting av hydraulikkslanger i andre halvår 2006 eller senere. Månedlig visuell inspeksjon med tanke på skader på BLS-utstyr og tremånedlig nær-visuell inspeksjon av hydraulikkslanger ble sist utført den 6.11.2007. Det anmerkes at utstyret er i orden.

Leverandøren av BLS har utarbeidet en sjekkliste for årlig, tre- og femårlig kontroll av systemet. Årlig og treårlig kontroll av hydraulikkslanger på BLS er angitt i henholdsvis punkt 2.6 og 3.3. Siste kontroll av leverandøren ble gjort på Navion Britannia den 8.8.2007, uten særlige anmerkinger.

Ship Inspection Report (SIRE) Programme ble utført av Statoil på Navion Britannia i perioden 25.-30.6.2007. Som underlag for SIRE benyttes en sjekkliste ¹⁵ som dekker tekniske og operasjonelle forhold. Sjekkpunkter knyttet til vedlikehold av BLS, er beskrevet i kapittel 9.1.12 og omfatter blant annet kontroll av rutiner for vedlikehold, tilstand for og utskifting av hydraulikkslanger.

I perioden 27.- 30.8.2007 gjennomførte Statoil kontroll av blant annet BLS på Navion Britannia. Denne er for å kvalifisere tankfartøyet for lasting fra Kristinfeltet. I henhold til rapporten kapittel 3.2 er fartøyets sjekklister vurdert og funnet i orden. I kapittel 3.7 dokumenteres kontroll av nødavstengning (ESD 1 og ESD 2), inkludert kontroll av lukningstid for Coupler- og Inboard-ventilen. Rapporten anmerker at systemet ble testet i "OLS mode".

I sjekklisten ¹⁶ som benyttets på Navion Britannia er det kun anført sjekkpunkt relatert til kontroll av lekkasje på hydraulikkslangene, ikke slitasjeskade.

¹⁴ BLS History Raport SLS-0005-A Maintenace BLS/STL every 2.5 year

¹⁵ Inspection supplement for shuttle tankers, 22.4.2004

¹⁶ Bow Loading Equipment – Checklist # 1 (Shuttle tanker)

Statoils gjennomganger i juni og august har ingen anmerkninger til tankfartøyets etterlevelse av kontrollrutiner, vedlikehold eller utskifting av hydraulikkslanger som vektlagt i maritime brev.

I SIRE rapporten kapittel 3.5 om opplæring utover lovkrav, anmerkes det, sitat: *"Officers: Various courses related to the DP and BLS/STL system."*

Opprinnelig SIMM-program, kapittel 2.2.3 foreskriver årlig trykktest av OLS-A. Det ikke lagt fram dokumentasjon som grunngir endring av kontrollmetode for dette lastesystemet.

Rammeprogram⁷ for tilstandskontroll av OLS-A foreskriver i hovedsak generell visuell inspeksjon og potensial målinger for kontroll av katodisk beskyttelse.

I kapittel 1 vises det til at programmet er basert på rapport om tilstandsbedømmelse for perioden 1994-2002.

Med bakgrunn i de omfattende endringene som er gjort på OLS-A og hendelser som er direkte relatert til lastesystemene, må en oppdatert vedlikeholdsanalyse legges til grunn for utarbeidelsen av rammeprogrammet.

Rammeprogrammets beskrivelse av OLS-A og tilhørende inspeksjonstegninger gjenspeiler ikke fullt ut endringer som er gjort på OLS-A.

Utført inspeksjon av OLS i 2007 er dokumentert i rapport fra DeepOcean¹⁷.

4.6 Hendelsesforløp onsdag 12.12.2007

Kl. 0305 Navion Britannia ankommer og er 10 nautiske mil fra Statfjord. Navion Britannia skal laste stabilisert råolje fra Statfjord A.

Kl. 0500 Visuell inspeksjon av BLS-området på Navion Britannia, inkludert hydraulikkslanger.

Kl. 0518 Navion Britannia ved sikkerhetssone for OLS-A.

Kl. 0535 Navion Britannia starter å vinsje inn lasteslange. Navion Britannia har mottatt "messenger"-lina fra hjelpefartøyet Normand Draupne. "Messenger"-lina er koplet til trosse som igjen er koplet til lasteslange. Forut for dette har Normand Draupne flyttet lasteslangen slik at den ligger i ønsket retning for Navion Britannia, fra 213 til 005 grader.

Kl. 0637 Navion Britannia kobles til OLS-A ved at OLS-A lastehode kobles til BLS som er plassert i baugen. Deretter testes systemets funksjoner, grønn linje etableres og pumpestoppptest gjennomføres.

Kl. 0645 Første lastepumpe på Statfjord A startes, og maksimum gjennomstrømning på 6 000 m³/time med tre lastepumper nås kl 0650.

Utskrift fra logg sentralt kontrollrom Statfjord A viser pumpetrykk på 15,1 bar.

Kl. 0700 Sentralt kontrollrom Statfjord A rapporterer lastet volum til Navion Britannia på 1200 m³. Utskrift fra logg Navion Britannia viser strekk i lasteslange på 30 tonn.

¹⁷ ROV inspeksjon Statfjord Lastesystemer 2007 (OLS-A og OLS-B), NO.E5070.RE.07.43

Kl. 0723 Brudd på grønn linje som resulterer i stans av eksportpumpene på Statfjord A. I loggen er det anført lastet volum 3 032 m³ mellom kl 0645 og 0723.

Granskingen viser at følgende sannsynligvis har skjedd:

- Hendelsen starter med hull i hydraulikkslangen til Coupler-ventil. Coupler-ventilen holdes åpen av et hydraulisk trykk.
- Hydraulikkoljen strømmer via et hull i ytterkappen ukontrollert (ingen dyse) ut.
- Coupler-ventil lukker momentant. Råoljestrømning gjennom Coupler-ventilen bidrar til den hurtige lukkingen.
- Hurtig lukning av Coupler-ventilen fører til trykkstøt i lasteslangen. Simuleringer viser et trykkstøt på anslagsvis 115 bar.
- Trykkoppbyggingen fører til fullt brudd på lasteslangen. Bruddet er lokalisert om lag 35 meter fra lastehodet, ca. 10 meter under havoverflaten.

Kl. 0724 Navion Britannia gir beskjed til sentralt kontrollrom Statfjord A at stans i lasting skyldes hydraulikkslangebrudd. Statfjord A er ikke, verken gjennom styrende dokumenter eller på annen måte, gjort kjent med at brudd på hydraulikkslanger i BLS skal vidererapporteres internt i StatoilHydro.

Kl. 0737 Kaptein Navion Britannia gir muntlig varsel om hydraulikkslangebrudd til Teekay Grimstad som viderevarsler til StatoilHydro OTS Vetting.

Kl. 0745 Vessel manager Teekay sender skriftlig melding (e-post) om brudd på hydraulikkslange til StatoilHydro OTS Vetting.

Kl. 0820 Leder StatoilHydro OTS Vetting får telefon fra Teekay med spørsmål om han har lest e-posten. Leder Vetting har ikke lest e-posten, men får muntlig orientering om saken og oppfatter at saken gjelder brudd i hydraulikkslangen til trimsylinder. På dette grunnlaget autoriserer leder Vetting gjenoppstart av lasting. Teekay Stavanger bekrefter at de på dette tidspunktet også oppfattet at saken gjaldt brudd på hydraulikkslangen til trimsylinder. Dersom StatoilHydro OTS Vetting hadde mottatt og oppfattet at dette gjaldt hydraulikkslangen til Coupler-ventilen kunne selskapet besluttet at det skulle gjennomføres trykktest av lasteslange før lasting startet opp igjen.

Kl. 0833 Skadet hydraulikkslange er skiftet. Lasting gjenopptas. Maksimum gjennomstrømning nås etter fire minutter.

Utskrift fra logg sentralt kontrollrom Statfjord A viser pumpetrykk på 13,8 bar. Dette er lavere enn pumpetrykket for perioden 0645-0723. Trykkdifferansen tilsvarer høyden fra havoverflaten til høyeste punkt i oljerøret på Navion Britannia. Denne informasjonen kunne, dersom sentralt kontrollrom Statfjord A hadde registrert og vurdert den, gitt en indikasjon på at det hadde skjedd noe med lastesystemet.

Kl. 0900 Sentralt kontrollrom Statfjord A rapporterer lastet volum 5 600 m³ akkumulert til Navion Britannia. Utskrift fra logg Navion Britannia viser strekk i lasteslange på 16 tonn. Dette er lavere enn for perioden 0645-0723, og kunne gitt mannskapet på bro en indikasjon på at det hadde skjedd noe med lastesystemet.

Kl. 0916 Mannskapet på broen på Navion Britannia observerer olje på sjøen rundt tankfartøyet og informerer kapteinen.

Kl. 0917 Grønn linje brytes fra bro Navion Britannia. Oljepumpene på Statfjord A stopper. Lastet volum til tankbåten i tidsrommet 0833-0917, målt ut fra målestasjon på Statfjord A, var 4 304 Sm³. Samlet volum ut fra Statfjord A er 7 336 Sm³

Kl. 0918-0925 Navion Britannia varsler Statfjord A, hjelpefartøyet Normand Draupne, Teekay Grimstad, Teekay Stavanger og StatoilHydro Marin. Oljeflak på 400 x 800 meter.

Kl. 0925 Helikopter (LN OHC) på vei til Gullfaks C observerer mye olje på sjøen rundt et tankfartøy, to nautiske mil sør for Statfjord C. Varsler Luft Trafikk Tampen.

Kl. 0925 Luft Trafikk Tampen melder videre om helikopterets observasjon til StatoilHydro Marin.

Kl. 0928 Navion Britannia konstaterer at det ikke er lekkasje på fartøyet, og at det trolig er slangen som lekker.

Kl. 0930 Normand Draupne blir kalt opp av Navion Britannia, og blir bedt om å komme langs siden og kontrollere for oljelekkasje.

Kl. 0930 StatoilHydro Marin kontakter sentralt kontrollrom Statfjord A, som allerede er informert om olje på sjøen. Avklart at Statfjord A skal håndtere rapportering, etc.

Kl. 0930 Teekay estimerer utslippet til ca. 4 500 m³.

Kl. 0935 Normand Draupne melder til StatoilHydro Marin om "ganske mye olje" i et område på 100 m rundt Navion Britannia. StatoilHydro Marin har på dette tidspunkt mottatt informasjon fra flere kilder om betydelig med olje på sjø, men velger foreløpig ikke å slå alarm.

Kl. 0940 Plattformsjef Statfjord A blir kontaktet av platformsjef Statfjord C. Statfjord C har observert olje ved/under innretningen og stiller spørsmål om oljen kommer fra lastingen ved OLS-A. Plattformsjef Statfjord A mobiliserer ikke beredskapsorganisasjonen.

Kl. 0945-0955 Plattformsjef Statfjord A opplyser å ha kontaktet 2.linje for å informere. Telefonsamtalen er ikke loggført av verken platformsjef Statfjord A eller 2. linje, men 2. linje bekrefter at det var telefonkontakt med platformsjef Statfjord A i løpet av formiddagen.

Kl. 0955 Plattformsjef Statfjord A samler kontrollromsoperatørene. Kontakter Navion Britannia og Normand Draupne. Spør Navion Britannia hvor mye olje de har tatt om bord. Navion Britannia svarer at de ikke vet, de må måle/beregne. Plattformsjef Statfjord A mobiliserer heller ikke på dette tidspunkt beredskapsorganisasjonen. I en beredskapssituasjon vil beredskapsorganisasjonen sikre en samlet oversikt over og håndtering av situasjonen, herunder loggføring og varsling.

Kl. 0955 Normand Draupne stenger bunnventilen for OLS-A, ved hjelp av akustisk signal.

Kl. 1015 Diskusjon mellom sentralt kontrollrom Statfjord A, OTS og StatoilHydro Marin om Navion Britannia skal flyttes over til OLS-B for videre lasting. Flytting av Navion Britannia blir ikke gjennomført.

Kl. 1015 Plattformsjef Statfjord A ringer vaktsentral på Forus og varsler om utslipp av olje til sjø. Volum er ukjent.

Vaktsentral Forus tar aksjon: Gir beskjed til 2. linje beredskapsleder som tar kontakt med Statfjord A.

Kl. 1020 Etter konferanse med sentralt kontrollrom Statfjord A beordrer kaptein Navion Britannia frakopling av lasteslange. Navion Britannia ønsker ikke å bli liggende i oljeflaket.

Kl. 1020 Teekay Emergency Team kontakter StatoilHydro Marin vedrørende varsling til Kystverket. Teekay har allerede kl 0930 estimert utslippet til ca. 4 500 m³. StatoilHydro Marin opplyser at Statfjord A ivaretar de offisielle pliktene med hensyn til varsling til myndighetene.

Kl. 1026 StatoilHydro Marin kontakter stabsleder 2. linje. Stabsleder 2. linje har ikke hørt noe om oljeutslippet. Stabsleder har på dette tidspunktet mottatt informasjon om oljeutslippet fra vaktsentral Forus og StatoilHydro Marin, men mobiliserer ikke.

Kl. 1030 StatoilHydro Marin kontakter sentralt kontrollrom Statfjord A for å forsikre seg om at platformsjef Statfjord A er informert. De får opplyst at platformsjef Statfjord A er i telefonkonferanse med Navion Britannia.

Kl. 1030 Lasteslangen frakoplet Navion Britannia.

Kl. 1030 Plattformsjef Statfjord A får bekreftet fra Navion Britannia oljevolumet i tankene på Navion Britannia. Navion Britannia har målt/beregnet at fartøyet har tatt om bord 3 458 Sm³ olje. Sammenholdt med målt volum ut fra Statfjord A betyr dette at 3 878 Sm³ mangler.

Kl. 1046 Teekay varsler Kystverket om utslippet, 200 x 500 meter på overflaten.

Kl. 1050 Plattformsjef Statfjord A er i kontakt med 2.linje. Har forståelsen av at 2. linje overtar ansvaret for oljevernberedskapen.

Kl. 1055 Teekay varsler Ptil om utslipp på 200-3 000 m³.

Kl. 1055 Ptil varsler Kystverket om utslippet.

Kl. 1057 Ptil kontakter 2.linje for mer informasjon om hendelsen.

Kl. 1100 2. linje gjennomfører en større beredskapsøvelse denne morgenen. Øvelsen avbrytes.

Kl. 1127 2. linje varsler 3.linje Forus, Media om hendelsen.

Kl. 1135 Første statusmøte. 2. linje beredskap er mobilisert. 2.linje tar ansvar for beredskapssituasjonen.

Kl. 1135 2. linje beredskap varsler SFT og NOFO.

Kl. 1200 StatoilHydro varsler Ptil om utslippet.

Kl. 1220 NOFO varsler Kystverket at det har vært et oljeutslipp på Statfjord på 4 000 m³ råolje og at NOFO er i ferd med å mobilisere.

Kl. 1249 Kystverket kontakter StatoilHydro 2.linje, og får bekreftet utslippet samt at det er 3 840 m³.

Kl. 1338 Aksjonsplan nr. 1 mottas.

4.7 Hendelsesforløp oljevernaksjon 12.12.2007-25.1.2008

I aktivitetsforskriften § 70 om aksjon mot akutt forurensning fremgår det at "Ved aksjon mot akutt forurensning skal det så snart som mulig utarbeides en plan for utføring av aksjonen. Den første versjonen av planen skal foreligge senest en time etter at aksjonsledelsen er etablert. Planen skal oppdateres regelmessig gjennom alle aksjonens faser. Aksjonen skal ikke avsluttes før målene er nådd, og dette er dokumentert."

Det ble i alt utarbeidet og iverksatt 9 aksjonsplaner, den siste og avsluttende aksjonsplan ble iverksatt 25.01.08. Planene ble utarbeidet i tråd med de behov som til enhver tid var aktuelle og ut fra den endrede situasjon.

12.12.2007 kl 1338 Aksjonsplan nr 1,
13.12.2007 Aksjonsplan nr 2,
13.12.2007 Aksjonsplan nr 3,
14.12.2007 Aksjonsplan nr 4,
14.12.2007 Aksjonsplan nr 5,
16.12.2007 Aksjonsplan nr 6,
18.12.2007 Aksjonsplan nr 7,
21.12.2007 Aksjonsplan nr 8 og
25.1.2008 Aksjonsplan nr 9.

4.7.1 Organisering og ansvarsforhold

I opplysningspliktforskriften § 12 om oppfølging fremkommer "Inntil situasjoner som nevnt i § 11 første og andre ledd om varsling om alvorlige eller akutte fare- og ulykkessituasjoner er normalisert, skal operatøren holde tilsynsmyndighetene løpende orientert om utviklingen, og om hvilke tiltak som planlegges satt i verk.

Før operatøren avslutter normaliseringen etter alvorlige eller akutte fare- og ulykkessituasjoner som nevnt i aktivitetsforskriften § 68 bokstav e om håndtering av fare- og ulykkessituasjoner skal det gis melding til tilsynsmyndighetene.

Ved aksjoner mot akutt forurensning skal operatøren sikre at planen for gjennomføring av aksjonen som nevnt i aktivitetsforskriften § 70 om aksjon mot akutt forurensning sendes til Kystdirektoratet.

Det er første gang de fusjonerte selskapene Statoil og Hydro (StatoilHydro) aksjonerer mot oljeutslipp. Aksjonsorganisasjonen ble så vidt vi har brakt på det rene satt opp i tråd med den nye organisasjonen. Videre ble det kontinuerlig vurdert om NOFOs operasjonsledelse skulle flyttes til det stedet hvor det var størst sannsynlighet for eventuelt oljepåslag på land. I tråd med organiseringen og gjeldende prosedyrer ble kontakten med IUAene (Interkommunalt utvalg mot akutt forurensning) ivaretatt gjennom NOFO.

Den enkelte stabsfunksjon i StatoilHydros aksjonsledelse synes å ha en lavere bemanning enn det behovet tilsa. Dette medførte høyt arbeidspress på de som deltok, og til dels ustrukturerte stabsmøter. Kystverket observerte usikkerhet i organisasjonen i den innledende fasen vedrørende intern arbeidsfordeling og tiltak.

4.7.2 Aksjonsmål

Følgende aksjonsmål ble etablert av StatoilHydro for oljevernaksjonen:

- Overvåkning for å kunne identifisere aksjonerbare områder for optimal utnyttelse av ressurser
- Identifisere mulige flak med drivbane mot land og bekjempe disse.
- Mekanisk oppsamling av bekjempbare flak, eventuelle flak som driver mot land vil ha prioritet.

Kystverket er enig i de aksjonsmål som ble satt for aksjonen.

4.7.3 Operatørens iverksetting av tiltak

Ressurser som ble mobilisert var: M/S Havila Troll, Havila Runde, Stril Pioner, Far Star. I tillegg kunne Stril Poseidon mobiliseres på kort varsel. Av slepefartøyer ble M/S Olavson, Arizona og Boa Siw mobilisert.

Samtlige OR-fartøyer var utstyrt med 300 meter NO-1200 Ringlense og Transrec 150 med overløps skimmer

NOFO fulgte opp med kontakt til de IUA som kunne bli berørt hvis oljen nådde land.

LN-SFT ble leid inn fra Kystverket for å overvåke utbredelsen av oljeflaket. LN-SFT rapporterte direkte til StatoilHydro. I tillegg hadde de helikopter med SAR kamera på plattformen.

SINTEF ble engasjert til å ivareta etterkantundersøkelser. I tillegg sendte Havforskningsinstituttet på eget initiativ et forskningsfartøy til området.



Bilde 4: Overvåkingsbilde fra LN-SFT (Kilde: Kystverket)

4.7.4 Vurdering av metodevalg

Bruk av kjemiske dispergeringsmidler ble vurdert av StatoilHydro, men ikke funnet hensiktsmessig å benytte. Værforhold og oljens dispergerbarhet lå til grunn for denne beslutningen. Vind og bølger førte til høy grad av naturlig mekanisk dispergering av oljen.

Mekanisk opptak kunne ikke iverksettes de første to døgnene grunnet vind og bølger.

Kystverket vurderer Statoil Hydros metodevalg som det mest hensiktsmessige ut fra de faktiske omstendighetene på utslippsstedet/i influensområdet, herunder de rådende værforhold.

4.7.5 Aksjonsplaner

Aksjonsplanene gir en beskrivelse av hvordan oljeoppsamlingen på sjø og land ble styrt og organisert:

- 1 Situasjonsbeskrivelse
 - 1.1 Hendelse
 - 1.2 Kort beskrivelse av utslippet
 - 1.3 Status miljøkonsekvenser
 - 1.4 Foreløpig konklusjon av miljøkonsekvenser
 - 1.5 Vær og prognose
- 2 Mål, tiltak, rammebetingelser og prioritering
 - 2.1 Mål
 - 2.2 Tiltak
 - 2.3 Rammebetingelser
 - 2.4 Prioritering
- 3 Informasjon
- 4 Videre arbeid

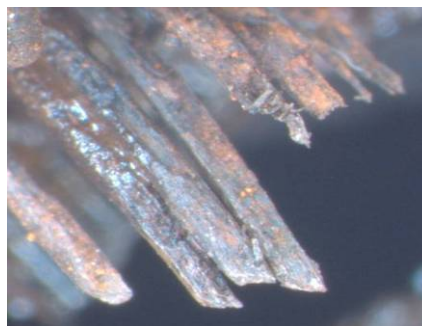
I første versjon av StatoilHydros aksjonsplan var miljørisiko og miljøkonsekvenser forbundet med forurensningen ikke spesielt utførlig beskrevet. Kystverkets kommentarer om nødvendigheten av en bedre kartlegging på dette området ble imøtekommet i StatoilHydros videre arbeid.

4.8 Årsak til brudd i lasteslangen

4.8.1 Hydraulikkslangen

Hullet i hydraulikkslangen er lokalisert i til et område hvor slangens overflate har slitasjemerker. I det samme området er det også en dypere "fure", muligens som følge av en klemskade. På slangens bakside av dette området er det et blankslitt område som indikerer gnissing/slitasje.

Undersøkelse av stålarmeringen viser at den er kraftig korrodert til dels, mest i det ytterste armeringslaget. Armeringstrådenes tverrsnitt svært redusert i et område, som følge av korrosjon. Korrosjonen blir kritisk punkt for slangens styrke ved et gitt tidspunkt, og armeringen for øvrig blir overbelastet med sprengning som følge.



Bilde 5: Skade på hydraulikkslangen (Kilde: StatoilHydro)

Bilde 6: Korrosjon i armering (Kilde: StatoilHydro)

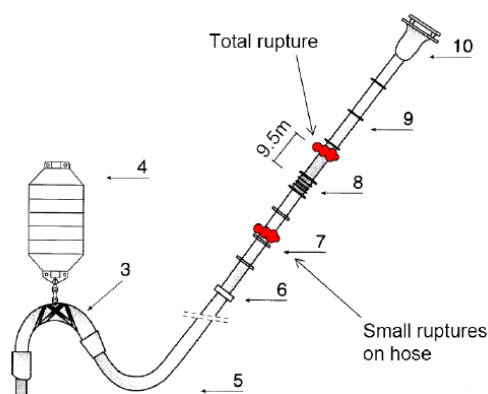
Korrosjonsprosessen har pågått over noe tid, anslagsvis flere måneder. Dette tilsier at skaden i ytterkappen må ha vært der en stund. En grundig visuell inspeksjon kunne trolig ha avdekket slitasjen på hydraulikkslangen på et tidligere tidspunkt.¹⁸

Hullet i hydraulikkslangen medførte at hydraulikkoljen strømmet fritt ut og Coupler-ventilen startet å lukke. Det satte strømningskontrollventilen ut av funksjon.

4.8.2 OLS-As lasteslange

TNO Science and Technology har i rapporten *Water hammer analysis of the Statfjord Alpha oil off-loading system (OLS)* beskrevet utviklingen av hendelsen ved hurtig lukking av Coupler-ventilen. Trykkstøtsimuleringer viser at slangesystemet blir utsatt for et indre trykk som overstiger dimensjonerende sprengingstrykk for Dunlop slangeelement ved lukningstid opp til et halvt sekund. Trykkoppbyggingen skjer innen et halvt sekund etter at Coupler-ventilen er helt lukket. Konklusjonen er at bruddet i lasteslangen inntreffer i løpet av dette tidsrommet.

Et trykk på 114,5 bar er simulert å ha inntruffet i nærheten av bruddstedet for lasteslangen 0,4 sekunder etter lukking av Coupler-ventilen. Bruddet er lokalisert 9,5 meter nedstrøms av svivelen.



Figur 5: Illustrasjon av lokasjon av brudd på lasteslangen (Kilde: StatoilHydro)

Bilde 7: Bruddsted lasteslange (Ptil)

¹⁸ UKOLS havari; Materialtekniske undersøkelser av bolter og hydraulikkslange, 15.2.2008

5 Hendelsens potensial

Akuttutslippet av stabilisert råolje ble overvåket av fly og fartøy, og det ble foretatt kontinuerlige vurderinger med hensyn til oppsamling eller kjemisk dispergering av oljen. Oppsamlingslenser ble lagt ut og oljen forsøkt samlet opp fredag 14.12.2007, men oljen viste seg å være for tynn til å kunne samles opp. Statfjordoljen er en lett Nordsjøolje med lavt svovelinnhold.



Bilde 8: Fartøyer med oppsamlingslense (Kilde: Kystverket)

5.1 Faktisk konsekvens

Oljeutslippet er anslått å være anslagsvis 4 400 m³ basert på differansen ¹⁹ i losset volum fra tankene på Navion Britannia og målt volum over målestasjonen på Statfjord A. Hendelsen er det nest største oljeutslippet i norsk petroleumsvirksomhet. Tidligere hendelser ²⁰ med omfattende oljeforurensing på norsk sokkel er utblåsningen på Ekofisk Bravo i 1977 med anslagsvis lag 12 700 m³, og utslippet av anslagsvis 1 400 m³ fra Statfjord C i 1989.

Det er ennå ikke påvist skader på marint miljø som følge av utslippet. Etterkantundersøkelser er satt i verk, men resultatene fra disse foreligger ikke fullt ut. Endelig oversikt over eventuelle konsekvenser vil ikke foreligge før resultatene av disse undersøkelsene er kjent.

StatoilHydro opplyste tidlig at SINTEF var mobilisert i henhold til avtalen mellom NOFO og SINTEF om bistand ved akutte forurensningssituasjoner. Personell fra SINTEF og NINA reiste ut til felt med fly og båt så snart værforholdene gjorde dette forsvarlig, nærmere bestemt 13.-14. desember.

Etterkantundersøkelser var i starten et punkt i aksjonsplanen, men Kystverket ba om et eget program for disse undersøkelsene. Kystverket presiserte skriftlig hvilke forventninger forurensningsmyndigheten har når det gjelder ansvarlig forurensers dokumentasjon av de

¹⁹ Statoil Mongstad Cargo Manifest Navion Britannia 16/17.12.2007

²⁰ Oljedirektoratet Oljeutslipp Statfjord C 9.-10.8.1989 og SFT Miljøstatus i Norge Akutte oljeutslipp

samlede konsekvensene av forurensningen for ytre miljø. En plan for etterkantundersøkelse og fjernmåling ble mottatt 18. desember, og arbeidet med oppfølging av planen fortsetter.



Bilde 9: Omriss av oljeflak (Kilde: Kystverket)

5.1.1 Meteorologiske og oseanografiske forhold

Meteorologiske observasjoner og bølgemålinger gjennomføres på Gullfaks C, og dataene sendes til Meteorologisk institutt.

Disse observasjonene viser at vindretningen den 12. og 13. desember var sørlig i hele perioden. Vindhastigheten økte fra omkring 9 m/s kl 00 natt til den 12. desember til omkring 16 m/s kl 1200. Hele resten av perioden frem til kl 22 den 13. desember var vindhastigheten mellom 12 og 15 m/s.

Den signifikant bølgehøyden var kl 0600 den 12. desember 3,5 meter og økte frem til kl 0900 til 4,5 meter. Denne trenden fortsatte og de høyeste verdiene 5,6 meter ble observert omkring kl 1700 på ettermiddagen. Hele resten av perioden frem til midnatt den 13. desember var signifikant bølgehøyde over 4,2 meter.

Strømforholdene i den nordlige delen av Nordsjøen er dominert av innstrømmende atlantehavsvann med en gren som kommer inn mellom Orknøyene og Shetland og en kraftigere gren som går nord for Shetland og strømmer over Tampen og langs vestkanten av Norskerenna. Denne grenen som fortsetter sørover og inn i Skagerrak dukker etter hvert under det ferskere og lettere Nordsjøvannet. Strømforholdene i de øverste lagene blir imidlertid også sterkt påvirket av vindforholdene, og med sørlig vind, slik forholdene var den 12. desember og de påfølgende dagene, var den dominerende strømretningen i overflatelaget nordlig. Det foreligger imidlertid ingen direkte observasjoner av strømhastigheten, men et grovt anslag kan fås ved å se på observasjonene av fronten på oljeflaket som drev nordover.

Ved annen vindretning med mer vestlig vind, kunne oljen nådd land før den ble brutt ned, og derved gitt betydelig større skader på strandlevende organismer og sjøfugl. Langs kystlinjen der et slikt påslag kunne forekomme, er det flere spesielt miljøfølsomme områder i regional og nasjonal kategori.

Ved mindre vind ville den naturlige dispergeringen i de frie vannmassene blitt betydelig mindre. Dette ville gitt mer olje på havoverflaten i lengre tid. Selv om muligheten for mekanisk oppsamling av oljen ville ha vært større, ville sannsynligheten for skade på sjøfugl på åpent hav og nær kysten bli betydelig større. Det samme gjelder oljetilsøling av strender.

Dersom lasteoperasjonen hadde startet tidligere, er det stor sannsynlighet for at det ville kunne kommet tilsvarende større mengde olje på sjøen. Sannsynligheten for påvisbare skader på miljøet ville da blitt tilsvarende større.

Utslipet skjedde på tid av året da forekomsten av sårbare marine organismer er liten i området. Dersom utslippet hadde skjedd i en tid på året med mer sårbare organismer til stede, ville sannsynligheten for påvirkning av marint miljø kunne blitt omfattende.

6 Observasjoner

Rapporten inneholder åtte hovedobservasjoner hvor granskingsgruppen har identifisert brudd på regelverket.

6.1.1 Organisering og ansvarsforhold

Avvik:

Mangelfull beskrivelse av ansvar for lastesystemet.

Beskrivelse:

Manglende ansvar for lastesystem på Statfjordfeltet for lengre perioder har medvirket til at en samlet vurdering ikke er gjennomført.

Kritiske forhold ved å ha delt ansvar for det totale lastesystemet, inkludert BLS, er ikke blitt identifisert av StatoilHydro i tilstrekkelig grad.

Prosedyren for utskifting av deler på OLS beskriver ansvarsfordelingen mellom de forskjellige involverte partene; Statfjord A eller B og fartøyet som står for utskiftingen. En tilhørende beskrivelse av arbeidsflyten ved en slik aktivitet er og utarbeidet.

Prosedyren har ikke påtegnet dokumenteier eller hvem den er godkjent av. Beskrivelsen av arbeidsflyt har ikke en form som tilsier at det er et formelt dokument.

Krav:

Styringsforskriftens § 3 om styring av helse, miljø og sikkerhet.

6.1.2 Risikovurdering og systemrobusthet

Avvik:

Mangelfull risikovurdering av utstyr og lastesystem.

Mangelfull systemrobusthet.

Beskrivelse:

StatoilHydro har ikke kunnet legge fram risiko- og sårbarhetsvurdering av hele lastesystemet. For noen delsystemer har vi mottatt enkelte risikoanalyser.

For lastepumpene har vi mottatt en "API analyse", men denne er ikke oppdatert og samsvarer ikke med "Cause & Effect"-analysen for anlegget.

Det er ikke gjort en FMEA for OLS-A, men en for OLS-B vi har mottatt en slik analyse fra 1990. Den er ikke oppdatert og nevner ikke risiko for trykkstøt.

Det er gjort en endring til bruk av Dunlop slangeelement i lastesystemet. Den reduserte motstanden mot sprenging disse har, er ikke vurdert mot opprinnelig løsning.

Dunlop slangeelement har fått økt dimensjon og økt gjennomstrømningskapasitet i forhold til opprinnelig løsning. Det er ikke gjennomført en helhetlig vurdering av konsekvensen av dette for lastesystemet.

For BLS har vi mottatt en FMECA fra 2003, for tankfartøyet Randgrid. Rapporten beskriver kun kritiske og medium kritiske forhold der svikt i BLS kan medføre stopp i oljelastingen. BLS klassifiseres her som *Low Critical items* med kommentar om å utføre en ny analyse.

Vi har ikke fått tilgang til risikovurderinger av BLS der svikt i hydraulikksystemet er vurdert med hensyn til trykkstøt i lasteslangen.

En risikovurdering av hele lastesystemet ville ha avdekket mangler ved den tekniske løsningen.

Rammeprogram for OLS-A er utarbeidet basert på tilstandsbedømmelse i perioden 1994-2002. En revidert vedlikeholdsanalyse er ikke lagt til grunn med bakgrunn i de omfattende endringer i OLS-A og hendelser direkte relatert til lastesystemene.

Krav:

Styringsforskriften § 1 om risikoreduksjon, § 2 om barrierer, § 3 om styring av helse, miljø og sikkerhet, § 8 om beslutningsunderlag og beslutningskriterier og § 13 om generelle krav til analyser

Innretningsforskriften § 9 om anlegg, systemer og utstyr

Aktivitetsforskriften § 43 om klassifisering

6.1.3 Vedlikeholdsstyring**Avvik:**

Vedlikeholdsprogrammet for utskifting av hydraulikkslager på Navion Britannia er ikke fulgt. Inspeksjon utført av Teekay og BLS-leverandør (APL) har ikke avdekket feilmekanismene i hydraulikkslangene.

StatoilHydros oppfølgingen har ikke resultert i påpeking av svakheter og manglende etterlevelse av vedlikeholdsprogrammet på tankfartøyet.

Beskrivelse:

Vedlikeholdsprogrammet på Navion Britannia omfatter utskifting og inspeksjon av hydraulikkslanger.

I henhold til program skulle hydraulikkslangene vært skiftet ut november 2006. Vedlikeholdsdokumentasjonen beskriver ikke at utskifting av hydraulikkslanger er utført. Instruksjer i maritime brev av 2003 og 2005 er ikke tatt inn i vedlikeholdsprogrammet fullt ut.

Teekays inspeksjoner av hydraulikkslanger har ikke avdekket begynnende slitasje.

APL var ombord i august 2007 og utførte kontroll av BLS, uten å avdekke begynnende slitasje.

StatoilHydro gjennomførte oppfølging av fartøyet, inkludert hydraulikksystemet, i juni og august 2007, uten å peke på svakheter i vedlikeholdssystemet eller begynnende slitasje på hydraulikkslanger.

Krav:

Styringsforskriften § 21 om oppfølging

Aktivitetsforskriften § 44 om vedlikeholdsprogram

6.1.4 Sikkerhetssystem for lastesystemet

Avvik:

Sikkerhetssystemet detekterte ikke lekkasje i lastesystemet. Sikkerhetssystemet hindret eller begrenset heller ikke konsekvensene av lekkasjen.

Beskrivelse:

Det var ikke installert strømningsmålere i råoljestrømmen til lastesystemet. Ved brudd i lasteslangen ble strekket redusert. Det er ikke installert alarm for lavt strekk i lasteslangen. Reduksjon i målt utløpstrykk på Statfjord A utløste ikke alarm.

Lasteslangen har ikke en break-away-løsning for å redusere konsekvensen av slangebrudd.

Krav:

Styringsforskriften § 15 om kvantitative risikoanalyser og beredskapsanalyser

Innretningsforskriften § 32 om nødavstengningssystem og § 33 om prosessikringssystem

Innretningsforskriftens § 83 nr 2, jamfør forskrift om produksjons- og hjelpesystemer på produksjonsanlegg mv. kapittel 7 om prosessikring og kapittel 8 om nødavstengningssystemet og i forskrift om sikkerhets- og kommunikasjonssystemer på innretninger i petroleumsvirksomheten § 16 om sikkerhetssystemer generelt, § 18 om nødavstengningssystem og § 19 om prosessikringssystem.

6.1.5 Oppfølging etter hendelser

Avvik:

Gransking av flere hendelser har avdekket svakheter ved menneskelige, tekniske og organisatoriske forhold. Oppfølgingen av disse svakhetene har vært mangelfull.

Beskrivelse:

Granskinger og oppfølging av hendelser i perioden 1992-2007, viser at det var svake og mangelfulle barrierer med hensyn til menneskelige, tekniske og organisatoriske faktorer.

Anbefalingen etter hendelsen med Elisabeth Knutsen i desember 2004 var blant annet ombygging av hydraulikksystemet slik at riktig lukketid opprettholdes ved brudd i hydraulikkslange.

Først i november 2007 sendes det ut *Service Letter* med anbefaling om å installere en strupedyse i hydraulikkutløpet på Coupler-ventilen.

Det at en løsning ikke kommer på plass tidligere, tyder på mangelfull risikoforståelse og ledelsesoppfølging.

StatoilHydro og Teekay gjorde modifikasjon først etter hendelsene med Navion Britannia og med Navion Scandia på Draugenfeltet (Norske Shell) i januar 2008.

Krav:

Styringsforskriften § 18 om innsamling, bearbeiding og bruk av data bokstav e, § 21 om oppfølging og § 22 om forbedring.

6.1.6 Manglende og forsinket mobilisering av beredskapsorganisasjonen

Avvik:

Manglende mobilisering av beredskapsorganisasjonen på Statfjord A og forsinket mobilisering av StatoilHydros 2.linje beredskapsorganisasjon.

Beskrivelse:

Kl 0940 har plattformsjef Statfjord A tilstrekkelig informasjon til å mobilisere beredskapsorganisasjon. Kl 0955 samler plattformsjef kontrollromsoperatørene for situasjonsgjennomgang, uten å mobilisere beredskapsorganisasjonen.

Kl 1026 har stabsleder 2.linje fått informasjon om oljeutslippet fra flere kilder, men mobilisere ikke. 2. linje blir først mobilisert ved første statusmøte kl 1135.

I henhold til tillatelsen fra SFT, datert 6.6.2007, skal feltberedskapen ha responstid på én time. Det skal og være én times responstid for utsetting av 1. linje oljevernustyr, jamfør StatoilHydros Feltberedskap Tampen.

Manglende og forsinket beredskapsmobilisering tyder på mangelfull risikoforståelse av situasjonen.

Krav:

Rammeforskriften § 9 om prinsipper for risikoreduksjon

Styringsforskriften § 1 om risikoreduksjon

Aktivitetsforskriften § 68 om håndtering av fare- og ulykkessituasjoner

Vedtak om tillatelse til virksomhet etter forurensningsloven datert 6.6.2007, pkt 9.3

Beredskap mot akutt forurensning, spesifikke krav.

6.1.7 Styring av endringer

Avvik:

Mangelfull styring av endringer av BLS og OLS-A.

Beskrivelse:

Det er blitt gjort endringer i forhold til opprinnelig utforming, både av BLS og OLS-A.

Det er ikke lagt fram dokumentasjon som verifiserer endringer av utforming og "as-built" med hensyn til plassering av komponent for kontrollert lukking av Coupler-ventilen.

Det er heller ikke skaffet til veie dokumentasjon som viser behandling og godkjenning hos produsent og kunde av denne endringen.

Det er ikke lagt fram dokumentasjon for styring av endringene av OLS-A; break-away-koblingen som ble fjernet, slangedimensjon som ble økt og introduksjonen av ny type slange.

Endring av kontrollmetoden, fra årlig trykktest til kun visuell inspeksjon, er heller ikke dokumentert.

Krav:

Rammeforskriften § 15 om verifikasjoner

Styringsforskriften § 8 om beslutningsunderlag og beslutningskriterier og § 20 om avviksbehandling

6.1.8 Forsinket varsling av hendelsen

Avvik:

Hendelsen ble ikke varslet til Ptil umiddelbart.

Beskrivelse:

Kystverket og Ptil ble varslet om hendelsen av Teekay, henholdsvis kl 1045 og 1055.

Først etter forespørsel ble Ptil varslet om hendelsen av StatoilHydro.

Krav:

Opplysningspliktforskriften § 11 om varsling og melding til tilsynsmyndighetene av fare- og ulykkessituasjoner

Aktivitetsforskriften § 68 bokstav a om håndtering av fare- og ulykkessituasjoner

6.1.9 Barrierer som har fungert

Hullet i hydraulikkslangen førte til at Coupler-ventilen stengte og brøt grønn linje. Stans av lastepumpene på Statfjord A og stengning av de andre ventilene på tankfartøyet fungerte som forutsatt. Når grønn linje ble brutt kl 0917, ved observasjon av olje på sjø, fungerte systemet også.

Vi har ikke identifisert barrierer som bidro til at hendelsen ble oppdaget. Oljeutslippet ble oppdaget lenge etter at ulykkesituasjonen oppstod. Det var heller ikke barrierer som reduserte konsekvensene av oljeutslippet. Det er så langt ikke påvist skader som følge av utslippet, men dette skyldes mer værforholdene enn fungerende barrierer.

7 Diskusjon omkring usikkerheter

Kystverket vil følge opp StatoilHydros gjennomføring av etterkantundersøkelsene. Når arbeidet er avsluttet, og resultater og konklusjoner av undersøkelsene foreligger, vil Kystverket foreta en samlet vurdering/evaluering av disse.

Vår vurdering av årsaken til brudd i lasteslangen har i granskingen til grunn foreløpige resultater av materialtekniske undersøkelser av lasteslangen og hydraulikkslangen. Undersøkelsene har StatoilHydros forskningscenter stått for.

Om det framkommer nye opplysninger om årsakssammenhenger når materialtekniske undersøkelser er endelig avsluttet, eller annen informasjon av relevans for granskingens konklusjoner, er det oppdragsgiver for granskingen som må ta stilling til om opplysningene skal undersøkes ytterligere.

8 Vedlegg

A: "Menneske, teknologi og organisasjon (MTO)"-diagram.

Hendelsesforløpet er beskrevet i kapittel 4 og illustrert i MTO-diagrammet (se eget vedlegg). MTO-diagrammet presenterer hendelsen med delhendelser, barriereinformasjon og avvik. Delhendelsene er angitt med dato og eventuelt tidspunkt av betydning for hendelsen.

Nederst i MTO-diagrammet er det markert en barrierelinje. Langs barrierelinjen er det markert svakheter/svikt i barrierer ved hjelp av små grå rektangler over og under barrierelinjen. De representerer svekkede eller manglende barrierer med utgangspunkt i MTO-metodikkens anvendelse av barrierebegrepet. Barrieren er angitt med feilårsakene som er årsakene til at barrieren sviktet. I granskingen er det valgt å benytte følgende definisjon av barriere: *Menneskelig, teknisk eller organisatorisk forhold som kunne ha stanset hendelsesforløpet, eller begrenser konsekvensen av hendelsen.*

Barrierer som er avvik fra krav i regelverket er markert øverst i MTO-diagrammet. I tillegg er de beskrevet i kapittel 6. For en teknisk barriere kan gjerne avvik værers knyttet til en delhendelse. Svikt i et system (vedlikehold, hendelsesoppfølging, kompetanse osv.) vil normalt være basert på flere observasjoner. I MTO-diagrammet vil dette illustreres med flere barrieresvikt, men kun et avvik for et system. Eksempelvis er det for beredskap illustrert flere barrieresvikt, men kun et avvik.

Følgende årsakskoder benyttes i MTO-diagrammet:

Bakenforliggende årsaker	
A ARBEIDSMILJØ AA () Mangelfull belysning/ dårlig sikt AB () manglende rengjøring AC () Trangt/ stressende/ farlig arbeids miljø AD () Ubekvem temperatur og/eller fuktig AE () Sterk vind /høye bølger AF () Høyt lydnivå	B ARBEIDSORGANISASJON (for å utføre en aktivitet) BA () Utilstrekkelig tid til arbeidsforberedelse BB () Utilstrekkelig tid til gjennomføring BC () Utilstrekkelig bemanning /arbeidsfordeling BD () Bemanning med mangelfull opplæring /kompetanse BE () Mangelfull planlegging /ansvarsfordeling BF () Mangelfull arbeidsforberedelse(arbeidsunderlag) BG () Manglende driftklarhetsverifisering BH () Mangelfullt vedlikeholdsprogram
C RUTINE VED ENDRINGSVIRKSOMHET CA () Manglende driftklarhetsverifisering CB () Endringer ikke gjennomført/oppdaget i tide CC () Konsekvens av endring ikke korrekt analysert CD () Mangelfulle rutiner/endring ikke korrekt gjennomført CE () Manglende informasjon om gjennomført endring	D BEDRIFTSLEDELSE /PLATTFORMLEDELSE DA () Policy / /Mål ikke veldefinert/ forstått DC () Mangelfullt QA- program/tilsyn DD () Mangelfull erfaringsoverføring/kontinuerlig forbedring DE () Mangelfull ansvarsfordeling DF () Tiltak ikke gjennomført i tide/gjentakelse DG () Utilstrekkelig personellstyrke mht oppgaven DH () Mangelfullt vedlikeholdssystem DI () Mangelfull opplæringssystem DJ () Mangelfull test program (en del av vedlikehold), fjernes!! DK () Mangelfull risikoanalyse DL () mangelfull beredskap
E ERGONOMI – MANGELFULL TEKNIKK EA () Manglende/ dårlig indikering (lesbarhet/hørbar) EB () Manglende/ dårlig komponent merkning (Tunglest) EC () Vanskelig tilgjengelighet (kalibrering/testing/vedlikehold) ED () Manglende ergonomi/teknisk løsning.	F ARBEIDSTIDSAKTOR FA () Omfattende overtid FB () Trøtthet (ifm nattarbeid) FC () Stress
G KOMMUNIKASJON GA () Arbeidsoppgaven ikke gjennomgått GB () Potensiell risiko ikke diskutert /forstått GC () Mangelfull overlevering/ kommunikasjon GD () Start, avbrudd, avslutning av arbeidet ikke meddelt GE () Missbruk av kommunikasjonsutstyr /radio GF () Mangler ved/ utilgjengelig kommunikasjonsutstyr	H INSTRUKSJON (alle skrevne) HA () Mangelfullt/ feil innhold HB () Feil format HC () Uleselig (også diagram) HD () Ikke oppdatert/ gransket HE () Instruksjon adm. dokumenter mangler
I ARBEIDSLEDELSE IA () Manglende delegering av arbeidet IB () Manglende oppfølging av arbeidsoppgaven IC () Forventning (egenkontroll etc.) ikke kommunisert ID () For mange oppgaver gitt til samme person IE () Hovedvekt på tid ikke kvalitet/ sikkerhet IF () Kontakt mellom medarbeiderne for sjelden IG () Manglende erfaringsoverføring	J ARBEIDSPRAKSIS / IDIVIDSAKTOR JA () Instruksjon /tegning ikke brukt JB () Avvik fra instruksjon JC () Manglende forberedelse (bruk av feil instruksjon/verktøy mm) JD () Manglende egenkontroll for å unngå feil JE () Feil bruk / utelatt bruk av utrustning JF () Individsfaktor (Trøtthet, sykdom, motivasjon etc.)
K OPPLÆRING / KOMPETANSE KA () Mangelfull kompetanse/ praktisk erfaring KB () Utilstrekkelig opplæring /oppfriskning KC () Mangelfull opplæring mht prosedyrer/rutiner	KD () Mangelfull praktisk erfaring KE () Opplæring ikke oppdatert mht endring KF () Mangler i opplæringsmateriell

B: Følgende dokumenter er lagt til grunn i granskingen:

Regelverk

Forskrifter om helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten
 Forskrift om produksjons- og hjelpesystemer på produksjonsanlegg mv.
 Forskrift om sikkerhets- og kommunikasjonssystemer på innretninger i petroleumsvirksomheten

Andre dokumenter

Statoil Lastesystem for råolje – PE, SO0216, Final ver. 3, 20.10.2006
 Statoil Bøyelasteprosedyre shuttle tanker, WR1637, versjon 2, 1.1.2004
 Statoil SAT Table Crude Loading Pumps (*API analyse*), FP3001 A/B/C/D, rev.A2, 4.4.2001
 Ugland Engineering Structural Inspection Maintenance Manual (SIMM), 731Q-15-4001, rev.0, 12.11.1986
 StatoilHydro OLS-A Oppbygging og endringer siden installasjon i 1986, udatert
 Statoil Outline specification for a purpose built crude oil shuttle tanker, November 1991
 Statoil Feltberedskapsplan Tampen, WR1394, Final ver.2, 13.9.2006
 Hitec Marine Maintenance Manual, 0-97369-MM, rev.0, 21.10.1997
 Teekay Contract of Affreightment, 3.11.2006
 Navion Company Maritime Letter, NAV-L-30070, 3.2.2003
 Teekay Company Maritime Letter, TKN-L-50032, 26.1.2005
 Teekay Company Maritime Letter, 12.7.2007
 APL Service letter, 21.11.2007
 StatoilHydro Granskingsrapport A EPN L1 2007-05, 8.2.2008
 Ugland Engineering Design Premises, 731K-16-4003, rev.C, 2.10.1986
 Ugland Engineering Design load report, 731K-16-4004, rev.D, 26.9.1986
 Ugland Engineering Failure mode and effect analysis, 0289-00-01-12-00-8-9, rev.01, 9.5.1990
 Statoil Bruk av Dunlop/Pirelli rør i OLS-8000 lastesystem, 8.10.1993
 Statoil Technical specification for crude oil loading hoses, C037-H-SP-201, rev.A, 10.11.1994
 Hitec Marine Hydraulic System BLS, M101100, rev.A, 24.9.1997
 APL FMECA for BLS/STL equipment on the DE/T Randgrid, 315-APL-Y-RA-0001, rev.1, 24.9.2003
 APL Checklist for Bow Loading System/Pump Station yearly, 3rd and 5th Service, 10.8.2007
 Statoil Revised Ship Inspection Report (SIRE) Programme, 1000-1576-1099-3083, 30.6.2007
 Statoil Test Procedure for Shuttle Tankers at Offshore Loading Terminals, Navion Britannia, 30.8.2007
 StatoilHydro Statfjord A kontrollrom lastelogg, 12.12.2007
 Navion Britannia Datasheet – Offshore Loading, voyage no. 359/07, 12.12.2007
 StatoilHydro Aksjonsplaner, rev. 1 - 9
 Statoil Process System, Safe Chart Crude Oil Loading Pumps (*Cause & effect*), rev.B2 og B3
 Teekay Activity Log, 12.12.2007
 StatoilHydro Logg 2. linjeberedskap
 StatoilHydro Journalutdrag fra StatoilHydro Marin 12. – 13.12.2007
 Solstad Utdrag av dekksgdagbok Normand Draupne 12.12.2007
 TNO Science and Industry, Water hammer analysis of the Statfjord Alpha oil off-loading system (OLS), OG-RTP-DTS-2008-00119, 23.1.2008
 StatoilHydro Fracture investigation UKOLS A offloading hose, 29.2.2008
 Statoil Engineering Flow Diagram (PI&D lastepumpesystem)

Statoil Beredskapsplan, HMS/T 98049, 25.6.1998

C: Oversikt over intervjuet personell:

NAVN	FUNKSJON	FIRMA	MØTEDATO
Leiv Rasmussen	Vessel Manager	Teekay	14.12.2008
Anders Meidell	Advokat	Thommessen (TK)	14.12.2008
Odd-H.Livik	Overstyrmann	Teekay	14.12.2008
Mattias Torstensson	1st Off.	Teekay	14.12.2008
Geir Atle Børnes	Matros	Teekay	14.12.2008
Tor Skretting	Kaptein	Teekay	14.12.2008
Odd Kenneth Tollefsen	Marine Superintendent	Teekay	14.12.2008
Svein H. Skibelid	Operatør	StatoilHydro	17.12.2008
Berit M. Birkeland	Plattformsjef	StatoilHydro	17.12.2008
Ivar Løe	Operatør	StatoilHydro	17.12.2008
Bent Grotle	D&V Leder	StatoilHydro	17.12.2008
Tore Hammernes	Kaptein Normand Draupne	Solstad	17.12.2008
Jarle Nilsen	Overstyrmann Normand Draupne	Solstad	17.12.2008
Jan Erik Fister	Ing. beredskap	StatoilHydro	18.12.2008
Lars Brekke	Leder Ber.	StatoilHydro	18.12.2008
Gunnar Sundnes	Ingeniør beredskap	StatoilHydro	18.12.2008
Tor Egil Hopen Saue	Leder Statoil Marin	StatoilHydro	18.12.2008
Tom Elseth	Leder anleggsintegritet SF	StatoilHydro	19.12.2008
Trond Knutsen	Drift- og vedlikeholdstekn.	StatoilHydro	19.12.2008
Leiv Petter Lundahl	Leder Statfjord	StatoilHydro	19.12.2008
Sverre Nordkvelde	D&V leder SFA	StatoilHydro	19.12.2008
Kjell Lohne	Driftsingeniør	StatoilHydro	19.12.2008
Johan Bruun-Olsen	Leder Flerfeltsoperasjon	StatoilHydro	19.12.2008
Reidar Tømmernes	Myndighetskontakt	StatoilHydro	19.12.2008
Jarl Idar Knutsvik	Leder Vetting	StatoilHydro	19.12.2008
Jan K. Karlsen	Leder OTS	StatoilHydro	19.12.2008
Magnar Gregersen	Avd. leder	StatoilHydro	10.1.2008
Karl Ove Kleppe	Saksbeh./ingenør	StatoilHydro	10.1.2008
Jan Rune Johannesen	Subsea D&V	StatoilHydro	10.1.2008
Kristian Lindhartsen	Adv.flm.	Thommessen	24.1.2008
Terje Aulesjord	Fleet Director	Teekay	24.1.2008
Per Haagensen	Technical Manager	Teekay	24.1.2008
Sigbjørn Sangesland	Professor	NTNU	24.1.2008
Stig Berge	Professor	NTNU	24.1.2008
Arild Bech	Teknisk Sjef	APL	24.1.2008
Tordis M. Hovstad Aas	QHSE ing.	APL	24.1.2008
Thor Lilleøygaard	S. Manager	APL	24.1.2008
Erik Dunseth	Senior Engineer	APL	24.1.2008
Olaf Jørstad	Senior Engineer	APL	24.1.2008
Ole J. Aga	Dir. Samf.kontakt	Teekay	25.2.2008
Arve T. Ustgård	Dir Contracts Adm.	Teekay	25.2.2008
Terje Aulesjord	Fleet Director	Teekay	25.2.2008
Ole A. Haavik	HSEQ Director	Teekay	25.2.2008

Sigbjørn Oaland	S&P Director	Teekay	25.2.2008
Leif Solem Farstad	M&M OTS HSE	StatoilHydro	26.2.2008
Sverre Nordkvelde	D&V Leder Land SFA	StatoilHydro	26.2.2008
Bjørn A. Myhre	D&V Leder Land SFB	StatoilHydro	26.2.2008
Rune Myklebust	EPN ODV TMST PST	StatoilHydro	26.2.2008
Johan Bruun-Olsen	EPN ODV TMST MFO	StatoilHydro	26.2.2008
Trygve G. Egge	TNE MTO PTM MC SHIP	StatoilHydro	26.2.2008
Kåre Breivik	TNE MTO PTM MC SHIP	StatoilHydro	26.2.2008
Sigmund Horremsbakk	M&M OTS HSE Vetting	StatoilHydro	26.2.2008
Kåre Tangvald-Olsen	M&M OTS HSE Vetting	StatoilHydro	26.2.2008
Jarl Idar Knutsvik	M&M OTS HSE Vetting	StatoilHydro	26.2.2008
Tom Elseth	EPN ODV TMST PST	StatoilHydro	26.2.2008

D: Forkortelser og begrep:

1" (tomme): 25.4 millimeter

1 nautisk mil: 1 853 meter

API: American Petroleum Institute

APL: Advanced Production and Loading AS (tidligere MCG/Hitec Marine AS)

BLS: Bow Loading System

ESD: Emergency Shut Down

FM: Foredling og markedsføring

FMEA: Failure Mode and Effect Analysis

FMECA: Failure Mode Effect and Criticality Analysis

Grønn linje: Statusbetegnelse om sentrale deler i lastesystemet tillater start av lasting

IUA: Interkommunalt Utvalg mot Akutt forurensing

LN-SFT: Kystverket overvåkningsfly

LTT: Luft Trafikk Tampen

Maritime brev: Rederi sirkulær med viktig informasjon til fartøyene

MTO: Menneske, Teknologi og Organisasjon

NINA: Norsk institutt for naturforskning

NOFO: Norsk Oljevernforening for Operatørselskap

OLS: Offshore Loading System

OTS: Oil Trading and Supply

PCDA: Process Control and Data Acquisition

RUH: Rapport Uønsket Hendelse

SAR: Search And Rescue

SIMM: Structural Inspection Maintenance Manual

Sm³: standard kubikkmeter

SPM: Single Point Mooring

Statoil: Den norske stats oljeselskap a.s

StatoilHydro: Statoil og Hydros olje og gassaktiviteter

StatoilHydro Marin: Maritimt Koordinerings Senter, plassert på Sandsli

Synergi: dataløsning for å registrere, og analysere uhell, ulykker og andre uønskede hendelser

Teekay Corporation: selskap med operasjonelt hovedkvarter i Vancouver, Canada

UPN: Undersøkelse og produksjon Norge