

Granskingsrapport

+

Rapport	
Rapporttittel Gransking av hendelse Hydrokarbonlekkasje i utstyrsskiftet på Statfjord A 24.5.2008	Aktivitetsnummer 001037004

Gradering		
☒ Offentlig	☐ Begrenset	☐ Strengt fortrolig
☐ Unntatt offentlighet	☐ Fortrolig	

Sammendrag

Involverte	
Hovedgruppe T-1	Godkjent av / dato Kjell Arild Anfinsen, Tilsynskoordinator T-1
Deltakere i granskingsgruppen Sigurd Robert Jacobsen, Leif J Dalsgaard, Hanne Etterlid	Granskingsleder Hanne Etterlid

Innhold

1	SAMMENDRAG.....	4
2	INNLEDNING	4
3	BAKGRUNNSINFORMASJON.....	5
3.1	UTSTYRSSKIFTET PÅ STATFJORD A	5
4	HENDELSESFORLØP	8
4.1	BEHOV FOR UTBEDRINGER OG ORGANISERING AV ARBEIDET.....	8
4.2	VALGT METODE.....	8
4.3	GJENNOMFØRING AV JOBBEN	10
4.4	HENDELSEN DEN 24.5.2008.....	11
5	HENDELSENS FAKTISKE OG POTENSIELLE KONSEKVENSER.....	13
5.1	FAKTISK KONSEKVENS.....	13
5.2	POTENSIELL KONSEKVENS.....	13
5.2.1	<i>Involvert personell.....</i>	<i>13</i>
5.2.2	<i>Annet personell i skiftet.....</i>	<i>13</i>
5.2.3	<i>Mulige konsekvenser av større brann/eksplosjon.....</i>	<i>13</i>
5.2.4	<i>Utslipp av råolje til sjø.....</i>	<i>14</i>
6	ÅRSAKER TIL HENDELSEN.....	15
6.1	DIREKTE UTLØSENDE ÅRSAK.....	15
6.2	BAKENFORLIGGENDE ÅRSAKER.....	15
6.2.1	<i>Uklare ansvarsforhold og mangelfull etterlevelse av egne styringssystemer.....</i>	<i>15</i>
6.2.2	<i>Mangelfull risikovurdering under utforming og tidlig planlegging av oppgaven.....</i>	<i>15</i>
6.2.3	<i>Mangelfull bruk av kunnskap om teknisk tilstand i anlegget.....</i>	<i>15</i>
6.2.4	<i>Mangelfull styring av kompetanse.....</i>	<i>15</i>
6.2.5	<i>Mangelfull erfaringsoverføring fra tidligere tilsvarende jobber og hendelser.....</i>	<i>15</i>
6.2.6	<i>Mangelfull teknisk utforming og metode.....</i>	<i>15</i>
6.2.7	<i>Utilstrekkelig detaljplanlegging og godkjenning av jobben.....</i>	<i>15</i>
6.2.8	<i>Mangelfull opplæring av utførende personell.....</i>	<i>16</i>
6.2.9	<i>Mangelfull kjennskap til SH styrende dokumenter</i>	<i>16</i>
7	BEREDSKAP	16
7.1	ANTALL PERSONER SOM BLE EVAKUERT	16
7.2	STYRING AV VENTILASJON I SKIFTET	16
7.3	EKSPONERING AV PERSONELL	16
7.4	SEN TRYKKAVLASTNING	16
7.5	MANGLENDE TEKNISK INFORMASJON	16
7.6	OVERSIKT OVER PERSONELL	17
7.7	SIKRING AV OMRÅDET OG MATERIELL	17
7.8	FORHOLD SOM VURDERES POSITIVT	17
8	ANDRE KOMMENTARER.....	18
8.1	FEIL I DET ELEKTRISKE SYSTEMET	18
8.2	PLANLAGT NATTARBEID	18
8.3	ARBEIDSTILLATELSESSYSTEMET	18
8.4	NØDLENSEPUMPER I MINICELLE	18
8.5	OMORGANISERING AV SH.....	18
8.6	KVALITET I LØFTEARRANGEMENT	18
9	OBSERVASJONER I FORHOLD TIL REGELVERKSKRAV	19
9.1	IDENTIFISERTE AVVIK OG FORBEDRINGSPUNKTER – STATOILHYDRO	19
9.1.1	<i>Mangelfull prosjektstyring – uklare roller og ansvar (SH).....</i>	<i>19</i>
9.1.2	<i>Mangelfull risikovurdering (storulykkespotensial) (SH).....</i>	<i>20</i>
9.1.3	<i>Mangelfull planlegging og gjennomføring av kritiske aktiviteter (SH).....</i>	<i>22</i>
9.1.4	<i>Mangelfull oppfølging av leverandør og underleverandør (SH).....</i>	<i>24</i>
9.1.5	<i>Mangelfull kvalifisering av utstyr og metoder (SH).....</i>	<i>26</i>
9.1.6	<i>Mangelfull sikring av kjennskap til prosedyrer (SH).....</i>	<i>26</i>
9.1.7	<i>Mangelfull styring av kompetanse (SH).....</i>	<i>27</i>
9.2	IDENTIFISERTE AVVIK OG FORBEDRINGSPUNKTER – AS (LEVERANDØR)	29

9.2.1	<i>Mangelfull planlegging og gjennomføring av kritiske aktiviteter (AS)</i>	29
9.2.2	<i>Mangelfull oppfølging av underleverandør IK (AS)</i>	31
9.2.3	<i>Mangelfull kvalifisering av utstyr og metoder (AS)</i>	31
9.3	IDENTIFISERTE AVVIK OG FORBEDRINGSPUNKTER – IK (UNDERLEVERANDØR).....	33
9.3.1	<i>Mangelfull sikring av kompetanse (IK)</i>	33
9.3.2	<i>Mangelfull etterlevelse av krav og bruk av erfaringer (IK)</i>	33
9.3.3	<i>Mangelfull kvalifisering av utstyr og metoder (IK)</i>	34
10	VEDLEGG	36
10.1	VEDLEGG A; TIDSLINJE	36
10.2	VEDLEGG B: SH ORGANISASJONSKART – UPN OG DRIFTSUTVIKLING	38
10.3	VEDLEGG C: DOKUMENTLISTE	39
10.4	VEDLEGG D: OVERSIKT OVER INTERVJUET PERSONELL	42

1 Sammendrag

Petroleumstilsynet (Ptil) har gransket hendelsen som inntraff på Statfjord A-plattformen (SFA) den 24.5.2008.

Hendelsen oppstod under en modifikasjonsjobb i utstyrsskiftet da en 2" plugg løsnet og slapp ut betydelige mengder råolje. Dette førte til avdamping av omfattende mengde hydrokarbon-gass slik at en eksplosiv atmosfære oppstod.

Det er vår vurdering at hendelsen under marginalt endrede omstendigheter kunne utviklet seg til å bli en storulykke, med omfattende forurensning og mulig tap av flere menneskeliv.

Vi har observert alvorlige avvik fra forskriftskrav knyttet mot måten risikomessige sider av modifikasjonsjobben med tilhørende aktiviteter (prosjekt) er blitt styrt av alle de involverte aktørene.

Våre viktigste observasjoner kan sammenfattes som følger:

StatoilHydro (SH) har ved etablering av dette prosjektet ikke identifisert og slått fast overfor de som skulle gjennomføre prosjektet det potensialet for storulykke som aktiviteten representerte. Selskapet har heller ikke gjennom sin oppfølging identifisert og håndtert denne risikoen.

SH har under gjennomføring av prosjektet ikke etterlevd krav i egne arbeidsprosesser. Disse kravene beskriver roller og ansvar i selskapet og skal sikre at prosjekter gjennomføres i tråd med selskapets og myndighetenes krav. Dette har blant annet ført til at rett fagpersonell ikke ble involvert og at mangler i design og metode ikke ble avdekket. SHs ledelse har ikke gjennomført verifikasjoner som kunne avdekket disse forholdene.

Selskapet har ikke i tilstrekkelig grad ivaretatt sin påseplikt i forhold til de andre aktørene.

Aker Solutions (AS) har som hovedentreprenør ansvar for styring av oppdraget, inkludert valg og utvikling av utstyr og metode. Dette ansvaret er mangelfullt ivaretatt, ved at de ikke i tilstrekkelig grad gjorde seg kjent med og kompenserte for den risikoen som oppdraget innebar.

IndustriKonsult (IK) har ikke etterlevd egne og myndighetenes krav knyttet til det å kvalifisere utstyret som ble utviklet til formålet og har heller ikke ivaretatt tilstrekkelig opplæring av sitt personell.

2 Innledning

Hendelsen som oppstod på Statfjord A innretningen (SFA) den 24.5.2008 er gransket av Petroleumstilsynet (Ptil).

Mandat og metode

Vår gransking har hatt som mandat å klarlegge hendelsesforløpet med direkte og bakenforliggende årsaker, og å vurdere faktiske og potensielle konsekvenser. Som del av dette har vi vurdert operasjonelle, tekniske, beredskapsmessige og styringsmessige forhold knyttet til hendelsen. Vi har videre arbeidet for å identifisere eventuelle regelverksbrudd.

Hensikten med Ptils arbeid er å bidra til å forebygge tilsvarende hendelser, gjennom å synliggjøre forbedringspunkter hos involverte aktører, og gjennom erfaringsoverføring til andre aktører i næringen.

Granskingen er gjennomført ved befaring på Statfjord A, samtaler med personell involvert fra de berørte aktørene (SH, AS, IK) og ved gjennomgang av dokumenter.

Usikkerhet

Hensikten med vår gransking har vært å få frem viktige styringsmessige forbedringspunkter på områder som er sentrale i forhold til hendelsen. Vi har valgt å ikke gå inn i alle relevante styrende dokumenter hos aktørene for å påvise detaljerte brudd på eller svakheter ved disse, men å påpeke funksjonelle konsekvenser av mangelfull styring, med noen forhold som eksemplifiserer svakheter.

Vi har også påpekt noen viktige områder hvor vi ser mangler, uten at vi har gått videre for å avdekke omfang og bakenforliggende årsaker (ref avsnitt 8).

Deltakere i Ptils granskingsgruppe:

- Hanne Etterlid, prosessintegritet, granskingsleder
- Leif J Dalsgaard, konstruksjonssikkerhet
- Sigurd Jacobsen, beredskap

Definisjoner og forkortelser:

Ptil - Petroleumstilsynet

SH – StatoilHydro (frem til 1.10.2007 - Statoil)

AS – AkerKværner Offshore Partner (nå Aker Solutions)

IK – Industrikonsult

SFA – Statfjord A plattformen

SAFEOP – ”SAFE OPerations” – gjennomgang av planlagt aktivitet for å identifisere risikomomenter

SJA – sikker jobb analyse – detalj-gjennomgang av planlagt arbeid for å sikre at involverte aktører er kjent med jobben og at alle risikomomenter er kjent og håndtert

Sludge – emulsjon av olje og vann

Bend – albue i et rør

HC – hydrokarboner

AI – Anleggsintegritet. Del av SHs organisasjon – underlagt enheten Drift- og vedlikeholdsteknikk i Driftsutvikling

MPPS - Modifikasjoner og prosjekter del av SHs organisasjon underlagt Driftsutvikling

ATS – Assistance Services Contract

TRA – Total Risikoanalyse

ORK – områdekart – oppsummering av informasjon/resultater fra TRA per område – gir informasjon om risikoforhold

TTS – Teknisk tilstand sikkerhet

WR - Work Requirements – StatoilHydro arbeidsinstrukser

FMEA – Failure mode and effect analysis

3 Bakgrunnsinformasjon

3.1 Utstyrsskiftet på Statfjord A

Statfjord A (SFA) er en condeep-plattform med tre betongskaft. Den ble satt i drift i 1979.

Innretningen er utformet med en dekkssramme som ligger på toppen av skaftene og bærer den øvrige dekksutrustningen. Boligkvarteret er lokalisert direkte over utstyrsskaftet

Gjennom rør i utstyrsskaftet strømmer råoljen ved hjelp av tyngdekraft fra råoljekjølerne på kjellerdekket ned til lagercellene som er en del av plattformens betong understell "GBS". ("Gravity Base Structure"). Lagercellene er delvis fylt av ballastvann. Råoljen drives av et hydrostatisk trykk som er større enn ballastvannsystemets trykk, og ballastvann tilsvarende mengde råolje som strømmer inn i cellene blir fjernet ved hjelp av ballastvannpumpene. På denne måten kan produksjon av olje fra brønnene foregå kontinuerlig til lagring i cellene, mens oljen periodisk lastes fra de samme cellene til tankskip.

Råoljen blir lagret i 16 lagerceller som har en total kapasitet på 1,2 mill. fat. De 16 lagercellene er arrangert i 3 cellegrupper, og hver gruppe er utstyrt med en felles 36" råoljemanifold for lasting og overføring av råolje.

Etter hvert som oljen tas ut fra lagercellene etterfylles cellene med ballastvann. Ballastvannsystemet sørger for at lagercellene alltid holdes fulle av væske; enten olje, ballastvann (sjøvann), eller en blanding av begge deler. Cellene skal til enhver tid være fylt for å opprettholde plattformens stabilitet og for å motstå strukturelle påkjenninger på plattformunderstelet. Lagercellene, som består av betong, er utsatt for et høyt utvendig trykk. Et differensialtrykk på ca. 5 barg eksisterer over celleveggene, der det utvendige trykket er størst. Differansetrykket blir opprettholdt ved å fjerne eller tilsette ballastvann. Det korrekte driftstrykket blir regulert gjennom vanntrykket som gis av nivået i ballastvann tanken.

Råolje og ballastvann blandes ikke i lagercellene fordi råolje er lettere enn sjøvann, og dermed vil flyte oppå vannet i cellene. I grensesjiktet mellom olje og vann vil det samle seg en ustabil vann-i-olje emulsjon (slam/sludge), som gradvis separeres til vann og olje. Et eget rør- og pumpesystem - slugesystemet - ble opprinnelig tilknyttet oljelastesystemet som leder inn og ut av lagercellene for å kunne overføre emulsjon mellom cellene. Systemet bestod av tre manifolder (en for hver cellegruppe). Det ble installert ventiler for å kunne isolere sludgesystemet fra oljelastemanifolden. Disse ventilene har i dag stor intern lekkasje. Sludgesystemet har ikke vært i bruk.

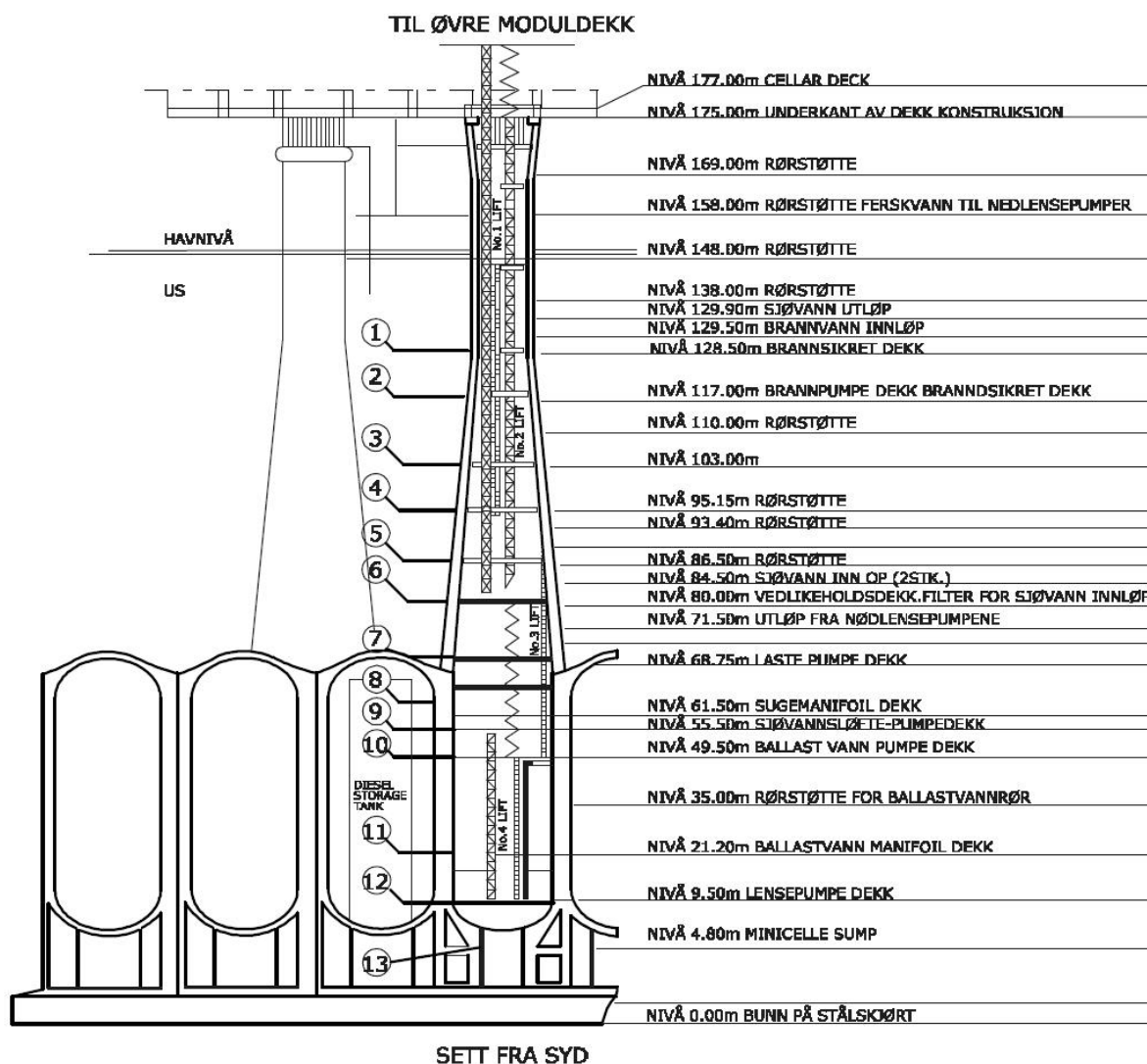


Fig 3.1 – Statfjord A utstyrsskift (SH)

4 Hendelsesforløp

Her beskrives foranledningene og hendelsen den 24.5.2008 i korte trekk – viser også til vedlagt tidslinje (vedlegg A).

Detaljer knyttet til det vi oppfatter som sentrale årsaker til hendelsen – med våre vurderinger av mangler knyttet til disse fremkommer i avsnitt 9.

4.1 Behov for utbedringer og organisering av arbeidet

I 2004 ble det identifisert korrosjon i sludgesystemet. For å redusere sannsynlighet for lekkasje som følge av korrosjonen ble det besluttet å fjerne sludgemanifolden og så mye av koblingsstussene herfra og opp mot oljelastesystemet som mulig.

Et oppdrag (totalentepreise) ble gitt til AS om å detaljere ut en metode for å gjøre dette. Det ble i den forbindelse gitt føringer fra SH om at arbeidet i størst mulig grad skulle utføres utenom revisjonsstans.

Hos SH ble oppdraget initiert av AI – Anleggsintegritet, som er underlagt enheten Drift- og vedlikeholdsteknikk. Oppdraget ble satt ut til Tampen V&M, hvis ansvar ved omorganiseringen i SH ble overtatt av enheten MPPS - Modifikasjoner og prosjekter Stavanger. Både Drift - og vedlikeholdsteknikk og MPPS er underlagt enheten Driftsutvikling. Det ble identifisert en oppdragsleder fra MPPS, og det ble oppgitt ansvarlig oppdragseier fra AI og ansvarlig kontaktperson fra SFA Drift (se vedlegg B for SH organisasjonskart).

AS satte i samråd med SH ut et oppdrag til IK, og aktørene utarbeidet en metode for å gjennomføre arbeidet. Det var kjent at ventilene mellom oljelastesystemet og sludgesystemet hadde lekkasje slik at isolasjon fra disse ikke kunne oppnås.

Det som del av prosjektet fra AS sin side gjennomført studier og sikkerhetsgjennomganger der SH og IK personell var involvert.

4.2 Valgt metode

Den valgte metoden innebar å isolere de enkelte rørstussene i sludgesystemet mot det oljeførende lastesystemet ved bruk av såkalt ”hot-tap”-teknikk. Denne teknikken er generelt i bruk for å koble en ventil eller et rør på et rør som er i drift. Her ville man bore hull i hver rørstuss, stenge tilførsel av olje ved å sette en plugg i rørstussen, og deretter kutte denne og fjerne rørføring, før påsveising av en flens som kunne blindes av.

For å kunne fjerne mest mulig av sludgerørene ble det besluttet bore inn i 90° graders albuer (rørbend) i sludgerørene, slik at pluggene og flensene kunne settes så nært opp til oljerøret som mulig. Det å utføre hot-tap operasjon i slike bend var nytt for alle de involverte aktørene, og er ikke beskrevet i relevante standarder.

IK utviklet en ny versjon av utstyr de tidligere har brukt i forbindelse med ”hot-tap” jobber på rette rør-strekk. Et klammer ble utviklet for å sikre tetning mot det eksisterende røret, og en ventil koblet på dette klammeret skulle sikre isolasjon mellom rør og omgivelser i forbindelse med av/påkobling av utstyr. Hull i bendet sages, og ”skalken” trekkes ut, før en børste brukes til å rengjøre rørstussen som skal plugges. Etter børsting installeres en plugg som isolasjon, klammer og utstyr fjernes, røret kappes og en flens sveises på og avblindes.

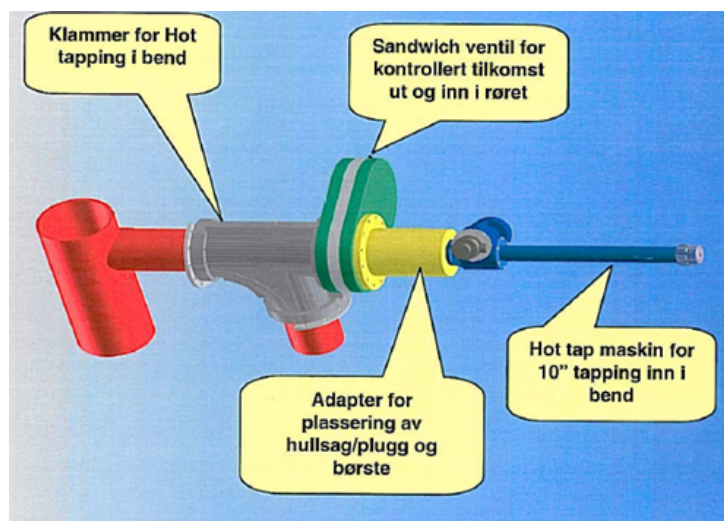


Fig 4.1 – prinsippskisse av hot-tap maskin (IK)

Det ble identifisert at det å bore inn i bend kan medføre at sagen kan vri seg, og det var dermed behov for tilleggsaktiviteter og -utstyr for å sikre at sagen ble satt i riktig posisjon. Et slikt tilleggsarrangement var to justeringsskruer ("sagstøtter") som skulle sentrere sagen i forhold til røret den skulle bore inn i.



Fig 4.2 - Hot-tap maskin oppkoblet – sagstøttene ses på hver side, manifold og rørføring til cellene ses i bakgrunnen

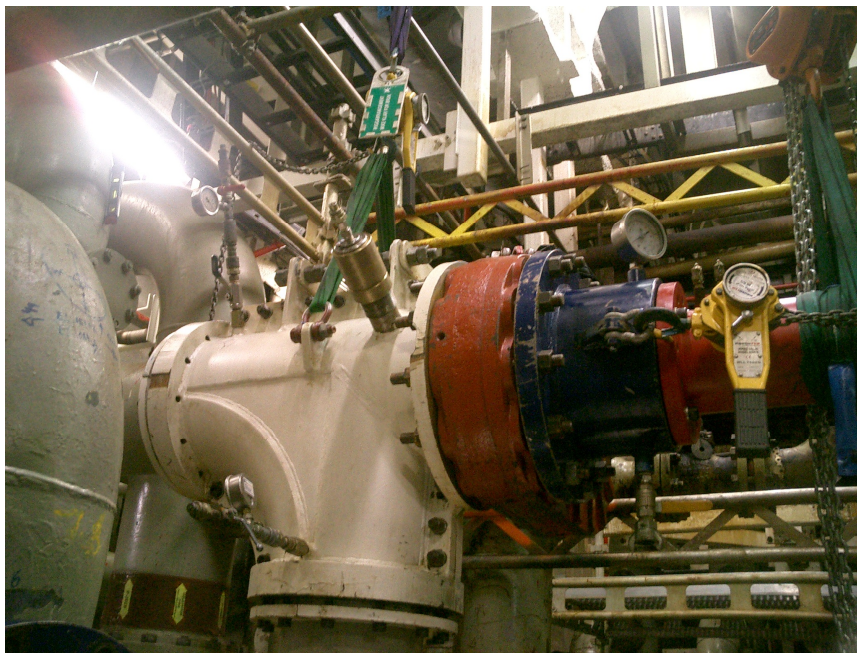


Fig 4.3 - Hot-tap maskin med sagen koblet opp



Fig 4.5 – Sagstøtte med hydraulikkpumpe

Del av metoden innebar at sagstøttene skulle justeres for å lede sagen riktig. Når sagen var sentrert skulle en trykktest bekrefte at man ikke hadde lekkasje forbi sagstøttene. Disse skulle deretter låses fast med låsemuttere og ikke justeres under den videre operasjonen.

4.3 Gjennomføring av jobben

Arbeidet ble utført i flere etapper. Deler av systemet (manifold 2) ble fjernet i 2006. Dette arbeidet ble avbrutt pga tekniske mangler på hot-tap'e utstyret som førte til en mindre oljelekkasje langs akslingen til sagen. Arbeidet ble stoppet og utstyret senere modifisert for å ivareta disse manglene. Under revisjonsstansen i 2007 ble manifold 1 og 3 fjernet, og 7 rørstusser med ventiler i sludgesystemet gjenstod.

I løpet av 14 dagers arbeid i mai 2008 skulle 4 albuer på manifold 3 isoleres og kuttes, og stussene mot oljelagersystemet blindes av.

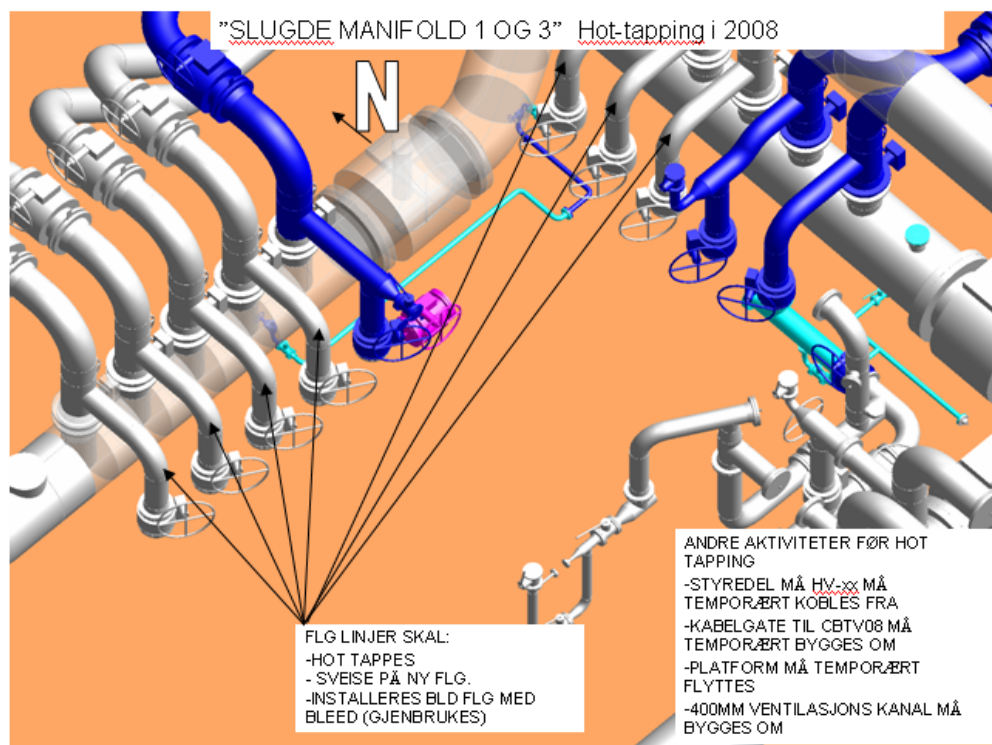


Fig 4.6; oljemanifolder, rør til cellene og stusser mot sludgemanifolder 1&3 (sludgemanifoldene er fjernet)

I mai 2008 kom IKs teknikere til SFA og arbeidet startet opp. Stusser 1 og 2 ble isolert, kappet og avblindet i henhold til plan i perioden frem til 23.5.2008.

Det var på dette tidspunktet ca 60 000 m³ olje i lagercellene på SFA.

4.4 Hendelsen den 24.5.2008

- Jobb med å koble opp utstyr og forberede jobb nummer tre startet under dagskiftet den 23.5. Nattskiftet overtok og startet kutteoperasjonen ca kl 0100, etter befaring frå områdeoperatør og klarsignal fra SKR.
- Etter ca 5 timer med boring var "skalken" kuttet og kunne trekkes ut.
- Ventilen ("sandwich") ble stengt og børste koblet på.
- Under klargjøring til børsteoperasjon ble sagstøttene løsnet og skrudd noe ut, fordi operatørene var av den oppfatning at de ellers ville blitt skadet av stålbørsten.
- Ventilen ble så åpnet, og børsten ført inn i rørstussen.
- Midt under børsteoperasjonen falt den ene sagstøtten av og åpnet for stor lekkasje av olje fra samlerør for råolje og lagerceller.
- Den ene operatøren prøvde å påmontere sagstøtten igjen uten å lykkes, og ble tilsølt med olje
- Utførende personell evakuerte fra skaftet, først med heis til 80 m dekk og deretter via trappene. De ble undersøkt av helsepersonell og evakuert.
- Gass damper av og blir etter kort tid detektert og bekreftet og utløser ESDII etter 2 minutter. Gassen spres i hele skaftet (også forbi 80 m dekk som iht design skal være gasstett) og etter hvert opp gjennom innretningen. I følge SHs estimer dampet det i perioder av mellom 0,25 og 0,9 kg/s med gass. I perioder (om lag 2 timer) der ventilasjonsanlegget var redusert/utkoblet var det i områdene fra 80 m dekk og nedover en eksplosjonsfarlig atmosfære (tidvis over 100 % LEL).

- Nødgenerator starter nokså umiddelbart pga spenningsforstyrrelser under nødavstenging
- Hovedkraft faller ut pga svikt ved omlegging til dieseldrift (dieselpumpen er ved en feil avlåst).
- Ventilasjon (HVAC) i skaftet faller ut og fører til at gass ikke blir ventilert ut av skaftet. HVAC starter opp når hovedkraften kommer opp igjen etter kort tid, men faller senere ut igjen.
- Beredskapsorganisasjonen etableres på innretningen og evakuering av personell starter til SFB og SFC (POB redusert fra 217 til 61).
- Nødlensepumpene startes for å pumpe innhold fra minicelle nederst i skaftet til sjø. Dette er en blanding av råolje fra lekkasjen og brannvann.
- Trykkavlastning av prosessanlegget initieres etter ca 1 time
- Brannvann (deluge) utløses for å redusere spredning av HC gass.
- Ventilasjon stanses manuelt i en periode fordi det detekteres gass i moduler på kjellerdekk og hoveddekk.
- Oljevernsak forberedes.
- For å redusere trykket (og dermed utslippsraten) på lekkasjestedet senker man nivået i cellene ved å starte ballastvannspumpene. Dette gjøres i samråd med fagekspertise på land, som beregner hvor lavt man kan tillate seg å senke nivået uten å svekke stabiliteten til innretningen. Film fra overvåkningskamera i skaftet viser at intensiteten i raten faller nokså raskt ettersom nivået i cellene faller.
- Sjøvann pumpes fra topside inn i oljelastesystemet for å fortrenge oljen på lekkasjestedet – en metode som ble utviklet om bord i løpet av hendelsen.
- Personell entret skaftet (80 m dekk) kl 1024 for stenge av deluge. Da var det fremdeles utslag på flere gassdetektorer i skaftet.
- Personell entret senere skaftet igjen (61 m dekk) for å stenge ventiler mot andre celler – dermed redusere tilførsel fra disse. De henter samtidig opp den sagstøtten som hadde løsnet.
- Personell entret igjen skaftet om lag kl 1330. De påmonterte sagstøtten (61 m dekk) – og stanset lekkasjen.
- Totalt ble om lag 20 tonn oljeemuljison samlet opp av beredskapsfartøyet (info fra SH).

5 Hendelsens faktiske og potensielle konsekvenser

5.1 Faktisk konsekvens

Følgende var faktiske konsekvenser av hendelsen:

- Lekkasje av ca 156 m³* olje i utstyrsskiftet på SFA
- Avdampet hydrokarbongass i betydelige konsentrasjoner i utstyrsskiftet (over 100 % LEL i flere perioder). I perioder opp til 0,9 kg/s* med gass.
- Eksponering av involvert personell for hydrokarbongass og oljesøl – uten identifisert personskade som følge av dette
- Spredning av hydrokarbongass i lavere konsentrasjoner i andre områder på innretningen
- Utslipp av oljeholdig vann til sjø (opp til 70 m³ olje*)

* beregnet/estimert av SH

5.2 Potensiell konsekvens

Følgende vurderes til å være hendelsens HMS relaterte potensielle utkomme ved marginalt endrede omstendigheter:

5.2.1 Involvert personell

De teknikerne (2 stk) som var direkte involvert i arbeidet kunne blitt utsatt for større skade eller død gjennom innånding av HC gass, de kunne blitt fysisk skadd dersom de hadde blitt truffet av sagstøtten, og de kunne omkommet eller blitt alvorlig skadd dersom gassen hadde blitt antent.

5.2.2 Annet personell i skiftet

Det var under utførelse av denne delen av jobben ikke lagt begrensninger utover normalt på andre aktiviteter i skiftet. Dersom hendelsen hadde inntruffet en time senere ville annet arbeid (på en nødlensepumpe) vært under utførelse lenger nede i skiftet. Personell involvert i denne aktiviteten (eller andre) ville blitt eksponert på tilsvarende måte.

5.2.3 Mulige konsekvenser av større brann/eksplosjon

Dersom lekkasjen hadde blitt antent umiddelbart kunne dette ført til en omfattende brann med stort potensial for skade/død for personell i skiftet. Det ville også medført betydelig ødeleggelse av utstyr og systemer i skiftet.

En forsinket antennelse av gass-skyen (etter at denne hadde bygd seg opp) ville ført til eksplosjon, med mulig omfattende skade på innretningen og flere skadde/dødsfall.

Sannsynlighet for total kollaps av utstyrsskiftet som følge av eksplosjon er ikke beregnet, men anses å være relativt lav. Bæreevnen til skiftet ville dermed sannsynligvis bli opprettholdt. Det er usikkert hvilke skadeomfang en slik eksplosjon i skiftet ville kunne påført dekkssammenheng.

Siden SFA er utformet slik at boligkvarteret er plassert over utstyrsskiftet ville dette bli direkte eksponert. Dette vil gi en økt risiko for omfattende skade på innretning og personell ved en brann eller eksplosjon i utstyrsskiftet.

Elektrisk utstyr i skiftet (bl.a. ballastvannspumper og nødlensepumper) er designet for å operere i soner hvor det kan forekomme hydrokarboner (Ex-e). Det er imidlertid fra SH sin side vurdert at det er behov for ekstra sikring mot antennelse ved at elektrisk utstyr i

klassifisert område skal stenge ned ved bekreftet gassdeteksjon. Denne sikringen er ikke etablert for ballastvannspumpene på SFA (avdekket i av SH i TTS gjennomgang). Det er også fra SH sin side generelt satt krav til at denne type pumper (6,6 KV) skal sikres ytterligere (Ex-d) eller Ex-p) – hvilket ikke er tilfellet her.

De mekaniske komponentene utgjør også potensielle tennkilder (overoppheting, gnister). Iht dagens krav skal slike komponenter i klassifiserte områder være ATEX sertifisert, men dette var ikke et krav da SFA ble bygget.

Det var høye gasskonsentrasjonene i skaftet over lang tid. Ballastvannspumpene ble startet og stoppet og personell entret området ved flere anledninger. Det er vår vurdering at sannsynlighet for antennelse av gassen var relativt lav, men tilstede.

5.2.4 Utslipp av råolje til sjø

Dersom hendelsen hadde utviklet seg annerledes (lengre varighet, større mengder råolje sluppet ut i skaftet) ville det vært potensial for et betydelig utslipp av olje til sjø.

Hendelsen ble begrenset gjennom at en vellykket metode (vannfylling rør og fortrenging av olje) ble utviklet av mannskapet på innretningen under hendelsen og gjennomført slik at lekkasjen kunne stoppes. Denne metoden var ikke utviklet i forkant av aktiviteten, og var i stor grad avhengig av en enkelt fagpersons systemkjennskap og – forståelse.

6 Årsaker til hendelsen

Våre vurderinger knyttet til direkte utløsende og bakenforliggende årsaker er oppsummert.

Utdyping og begrunnelse for konklusjonene her er gitt i kapittel 9, med beskrivelse av de avvikene og forbedringspunktene vi har påvist for hver av de involverte aktørene.

6.1 Direkte utløsende årsak

En 2" skrudd kobling (sagstøtte) løsnet og åpnet for lekkasjen.

6.2 Bakenforliggende årsaker

6.2.1 Uklare ansvarsforhold og mangelfull etterlevelse av egne styringssystemer

Aktørenes gjeldende interne rutiner for styring av prosjekter ble ikke etterlevd, og faglig oppfølging under planlegging av jobben var mangelfull. Dette er delvis en konsekvens av uklare ansvars-forhold både innad i selskapene og aktørene seg imellom, og av mangelfull oppfølging aktørene imellom.

Dette førte til at iboende risiko ikke ble tilstrekkelig identifisert og vurdert. Videre ble design av utstyr og prosedyrer for utføring og opplæring av personell mangelfulle.

6.2.2 Mangelfull risikovurdering under utforming og tidlig planlegging av oppgaven

Potensialet for en storulykke som lå i jobben ble ikke identifisert eller synliggjort under etablering av oppdraget. En slik vurdering lå dermed ikke til grunn for videre risikovurderinger under planlegging og gjennomføring, og ble heller ikke identifisert eller drøftet som del av senere prosjektaktiviteter.

6.2.3 Mangelfull bruk av kunnskap om teknisk tilstand i anlegget

Informasjon om kjente svekkelser i relevante tekniske barrierer eller kunnskap om særlige risikoforhold på SFA er ikke brukt under planlegging eller risikovurdering av arbeidet verken på land eller offshore – det eksisterer heller ingen rutiner for å sikre at dette ivaretas.

6.2.4 Mangelfull styring av kompetanse

Det er ikke etablert tydelige krav til spesifikk kompetanse om prosessanleggets utforming og særlige risikoforhold i anlegget hos relevante ledere og teknisk personell på SFA, eller hos relevante aktører i SHs landorganisasjon. Det gjennomføres ikke verifikasjoner for å bekrefte at personellet har nødvendig kompetanse.

6.2.5 Mangelfull erfaringsoverføring fra tidligere tilsvarende jobber og hendelser

De samme aktørene har alle vært involvert i tidligere hendelser med lærepunkter som er relevante i forhold til den jobben som ble planlagt og gjennomført på SFA. De involverte aktørene har ikke greid å overføre læring som kunne bidratt til bedre kvalitet i planleggingen av denne jobben.

6.2.6 Mangelfull teknisk utforming og metode

Utstyr og metode ble ikke utviklet i tråd med krav og etablerte rutiner – og ble ikke kvalitetssikret av de involverte aktørene. Som følge av dette ble iboende svakheter ikke identifisert, slik at metoden og verktøyet ikke sikret tilstrekkelige barrierer mot en stor HC lekkasje.

6.2.7 Utilstrekkelig detaljplanlegging og godkjenning av jobben

Detaljplanleggingen av arbeidet ombord på SFA var mangelfull. Forutsetninger fra planleggingsfasen på land om å redusere trykket i lastesystemet under arbeidet ble ikke etterlevd, uten at risikoen knyttet til dette ble vurdert og akseptert, og uten at kompenserende tiltak ble etablert. Innhold i arbeidstillatelsen er ikke i tråd med det som faktisk var planlagt gjort som del av jobben.

6.2.8 Mangelfull opplæring av utførende personell

Deler av det personellet fra alle aktører som var direkte involvert i utføring av arbeidet hadde ikke fått tilstrekkelig opplæring i risikoforhold og bruk av utstyret i forkant av arbeidet.

6.2.9 Mangelfull kjennskap til SH styrende dokumenter

Det er påvist mangelfull kjennskap til relevante SH styrende dokumenter blant involvert personell fra alle aktører. Det gjennomføres ikke verifikasjoner for å sikre at involvert personell har slik kjennskap.

7 Beredskap

7.1 Antall personer som ble evakuert

Da situasjonen oppstod ble personell raskt og effektivt evakuert. Imidlertid ble relativt mange (61 stk) beholdt om bord på SFA – flere enn de som trengtes for å håndtere den umiddelbare situasjonen. Disse ble eksponert for en forhøyet risiko knyttet til en eventuell eskalering av hendelsen. Etter vår vurdering er det grunn til å stille spørsmål ved om antall evakuerte kunne vært høyere.

7.2 Styring av ventilasjon i skaftet

Ventilasjonen i skaftet falt ut og/eller ble redusert under hendelsen. Dette var dels som følge av svikt under omlegging av kraftturbine til dieseldrift, dels som følge av manuell nedstenging for å hindre at gass sugd ut av skaftet via HVAC anlegget skulle slippes ut og spre seg oppover i andre moduler på innretningen. HVAC anlegget er et sentralt sikkerhetssystem ved at det har som delfunksjon å hindre oppbygging av gass i et område ved en lekkasje. I skaftet, som er uten naturlig ventilasjon, er dette spesielt kritisk, og det å holde ventilasjonen i området i gang burde vært prioritert. (ref også 8.1)

7.3 Eksponering av personell

De to utførende valgte å rømme via heisen heller enn opp gjennom trappesjakten, som er den foreskrevne rømningsveien. Disse ble eksponert for en tilleggsrisiko siden heisen kunne stanset som følge av strømkutt, og forhindret eller forsinket deres evakuering fra skaftet.

Personell ble etter hendelsen sendt ned i skaftet i tre omganger for å undersøke og etter hvert gjenopprette situasjonen. Da disse ble sendt ned var det fremdeles relativt høye utslag på gass-detektorer i deler av skaftet og personene ble derigjennom eksponert for en risiko som var av ukjent størrelse.

7.4 Sen trykkavlastning

Da hendelsen oppstod ble det initiert en automatisk nedstenging av produksjonen. Det tok imidlertid over en time før de ansvarlige valgte å trykkavlaste prosessanlegget på innretningen. Dette innebærer en øket risiko for eskalering av situasjonen dersom gassen hadde antent, i forhold til om trykkavlastning hadde vært initiert tidligere.

7.5 Manglende teknisk informasjon

Da hendelsen oppstod ble det en ekstra utfordring for beredskapsledelsen og involvert fagpersonell at sentrale faglige fakta ikke var lett tilgjengelig. Eksempelvis måtte minimum tillatt fyllingsgrad i lagercellene beregnes på land, og metode for å avlaste trykk og erstatte olje med vann i rørene utvikles etter at lekkasjen oppstod. Detaljerte tegninger av verktøyet som var i bruk måtte også hentes inn fra IK på land.

7.6 Oversikt over personell

Mønstring av personell gikk effektivt, men det elektroniske systemet for å etablere POB fungerte ikke iht krav – korrekt POB var ikke klar før etter om lag 3 timer.

7.7 Sikring av området og materiell

Forhold på 61 m dekket ble endret umiddelbart etter hendelsen, for eksempel ble stillas revet og utstyr flyttet, før granskingsteamet fikk gjennomført befaring. Dette påvirket vår mulighet til å vurdere forholdene på stedet på hendelsestidspunktet – for eksempel de etablerte evakueringsveiene.

IKs prosedyre med sjekkliste for hele jobben og gjeldende blindingslister ble kastet som del av oppryddingsarbeidet på SFA før granskingsteamet kom til stedet. Dette ble begrunnet med at disse var uleselige som følge av brannvann og oljesøl. Vurdering av utkvitteringer kunne derfor ikke inngå som del av granskingen.

7.8 Forhold som vurderes positivt

- Evakuering av de 156 personene gikk raskt og effektivt. Det var en viktig beslutning å fjerne folk fra innretningen.
- Alle involverte som har vært intervjuet gir uttrykk for at de opplevde håndtering av beredskapssituasjon som god. Ledende personell bevarte roen og håndterte situasjonen på en tillitvekkende måte.

8 Andre kommentarer

8.1 Feil i det elektriske systemet

Det oppstod under hendelsen feil i det elektriske systemet som påvirket risikoen direkte gjennom at den førte til svikt i ventilasjonen i skaftet. Dette kan ha vært forårsaket av et ombyggingsprosjekt på nødkraftsystemet, som var under ferdigstilling og ikke uttestet.

Da hovedkraften gikk ned som følge av ESD II, og A-turbinen skulle starte opp igjen på diesel fungerte dette ikke fordi en dieselpumpe feilaktig var avlåst.

Disse forholdene har ikke blitt vurdert videre som del av denne granskingen.

8.2 Planlagt nattarbeid

Arbeidet er planlagt og gjennomført som døgnkontinuerlig arbeid – med den begrunnelse at man ønsker å operere i kortest mulig tid med svekkede barrierer. Dette var omsøkt fra AS og godkjent av SH.

Under de planlagte ”hot-tap” operasjonene tar det om lag 9 timer fra man starter kutting av røret og bryter barrieren til plugg er satt som midlertidig barriere. Disse kutte- børste- og pluggeoperasjonene er blant de mest sikkerhetskritiske deler av jobben. Det er vår vurdering at disse av hensyn til behov for risikoreduksjon ikke burde vært påbegynt under et nattskift.

8.3 Arbeidstillatelsessystemet

Systemet med utfylling og godkjenning av AT på SFA har etter vår vurdering alvorlige svakheter utover de som er påpekt i avsnitt 9.1.3. Granskingen fikk forelagt som eksempel en AT som gjaldt for ferdigstilling av den jobben som ble avbrutt av hendelsen (AT9501278041). Denne var signert ut av personell som på signeringstidspunktet påviselig ikke var tilstede på SFA.

8.4 Nødlensepumper i minicelle

De tre lensepumpene som står i minicellen ble opprinnelig installert for å tømme skaftet for vann i forbindelse med installering av SFA på feltet. De har ingen dedikert funksjon per i dag, men har allikevel vært vedlikeholdt frem til nylig. Nå er en av dem tatt permanent ut av drift. Nr. to var ute til reparasjon under hendelsen, og den tredje ble under hendelsen brukt til å pumpe ut oljeholdig vann til sjø. Intervjuet driftspersonell opplever bekymring for at disse pumpene skal bli nedgradert/fjernet slik at de ikke vil være tilgjengelig for å lense skaftet i en situasjon der skaftet blir overstrømmet. Dette er ikke vurdert videre som del av granskingen.

8.5 Omorganisering av SH

Som følge av fusjonen mellom Statoil og Hydro 1.10.2007 har det underveis i prosjektet vært gjort endringer i selskapets krav og styringssystem. Basert på informasjon som er vurdert under granskingen har vi ikke sett at påpekte mangler ved styring av prosjektet kan knyttes til disse endringene.

8.6 Kvalitet i løftearrangement

Det arrangementet som var etablert for å håndtere ”hot-tap”-utstyret bar etter granskingsgruppens vurdering preg av ikke å tilfredsstille krav til sertifisering. Ingen kravdokumentasjon kunne legges frem for å bekrefte at eksempelvis krav til brannmotstand var synliggjort. Dette er ikke videre vurdert som del av vår gransking.

9 Observasjoner i forhold til regelverkskrav

9.1 Identifiserte avvik og forbedringspunkter – StatoilHydro

9.1.1 Mangelfull prosjektstyring – uklare roller og ansvar (SH)

Avvik:

Prosjektet er ikke gjennomført på en måte som ivaretar krav til styring. Roller og ansvar mellom involverte aktører var ikke tilstrekkelig avklart, og ble ikke tilstrekkelig ivare tatt.

Begrunnelse:

1. Det er avdekket åpenbare mangler på etterlevelse av krav til styring uttrykt i selskapets styrende dokumenter. SHs styrende dokumenter (WR0157/0155) har vært lagt frem og referert til under intervjuene for å synliggjøre roller og ansvar i forbindelse med initiering og gjennomføring av prosjektet. Informasjon mottatt som del av granskingen viser at arbeidspraksis (kommunikasjon, samhandling, dokumentasjon) på flere nivåer og i ulike deler av selskapet ikke samsvarer med arbeidsprosessene slik de er definert gjennom styringssystemet. Etablerte grenseflater internt i SH og mellom SH og leverandørene har heller ikke fungert i tråd med forutsetningene.
 - a. Ansvarsforhold mellom enheten som bestilte ("eier") oppdraget (AI), og den enheten som har ansvar for å lede oppdraget (MPPS) er ikke entydig oppfattet blant de som har vært intervjuet. Dette har, etter vår vurdering, ført til mangelfull faglig involvering og oppfølging, mangelfull kvalitetssikring av prosjektet og mangelfull oppfølging av involverte leverandører. (ref pkt 9.1.3 og 9.1.4)
 - b. SH styrende dokument WR0155 skal sikre en sikker og effektiv gjennomføring av modifikasjoner, med tilhørende driftsforberedelser. Den setter krav til en rekke aktiviteter og dokumenter som skal utarbeides som ledd i et prosjekt, eksempelvis
 - i. en prosjektgjennomføringsplan (PGP) for å sikre kvalitet i leveranser/produkter i henhold til krav
 - ii. en HMS konsekvensvurdering for å vurdere HMS forhold knyttet til utførelse av installasjonsarbeid og effekt/konsekvens av gjennomført modifikasjon
 - iii. krav til at prosjektdokumentasjon kvalitetssikres innen respektive fagområder og dokumenteres

Det er gitt at detaljeringsnivå og omfang av aktivitetene skal tilpasses behovet i hvert enkelt prosjekt. Granskingen har ikke funnet at gjennomføringen av dette prosjektet har blitt utført i tråd med kravene i arbeidsprosessen. Det foreligger ikke dokumentasjon på at sentrale aktiviteter, eksempelvis de nevnt ovenfor, er utført på en sann måte at intensjonen med kravene ivaretas.

- c. Oppdragsleder (fra MPPS) beskriver at dennes primære ansvar er administrativ styring (fremdrift og kostnader). Fagpersonell fra AI eller teknisk personell fra MPPS involveres i følge oppdragsleder "etter behov", men det kunne ikke redegjøres for hvilke kriterier som utløser et slikt behov.
- d. Fagpersoner fra AI er beskrevet som "premissleverandører" og som "ansvarlige for å gjennomføre faglig kvalitetssikring". Det er ikke gjennomført noen aktiviteter fra AIs ledelse for å sikre at faglig involvering av og leveranser fra AIs representanter var tilstrekkelig.
- e. SHs ledelse understreket i samtaler at AS hadde "totalansvar" for jobben – også faglig. Granskingen har ikke identifisert noen aktiviteter gjennomført av SH for å påse at AS ivaretar dette ansvaret.
- f. Fagpersonell fra SH v/AI har tidvis deltatt som fagpersoner i prosjektet - eksempelvis direkte mot IK under uttesting av utstyr. Det er vår oppfatning at

måten dette har skjedd på kan ha påvirket måten AS har opplevd og utøvd sitt faglige ansvar. Rollene som premissgivere (SH) og rollene som faglig ansvarlig (AS) kan ha blitt utydelig. Dette eksemplifiseres gjennom at en forespørsel fra AS om behov for 3. parts verifikasjon blir behandlet og besvart av SH fagpersonell på en slik måte at det kan stille spørsmål ved ansvarsforhold i prosjektet. AS fagpersonell ser behov for en 3. parts-verifikasjon eller en FMEA, og AS spør SH om dette skal gjøres. SHs fagpersonell svarer ved e-post 31.1.2007 at det ikke er behov for slik aktivitet, begrunnet med at jobben har vært gjort tidligere, og at de selv har hatt tett involvering i utvikling av utstyret.

2. Faglig involvering fra SH sin side har delvis vært mangelfull under sikkerhetsgjennomganger i prosjektet (ref pkt 9.1.2)

Krav:

- *Sf § 3 om styring av hms, hvor det fremgår at den ansvarlige skal sikre at styringen av helse, miljø og sikkerhet omfatter de aktivitetene, ressursene, prosessene og den organisasjonen som er nødvendig for å sikre forsvarlig virksomhet og kontinuerlig forbedring. Ansvar og myndighet skal være entydig definert til enhver tid*
- *Sf 10 om å sikre at arbeidsprosessene og produktene fra disse ivaretar kravene til helse, miljø og sikkerhet.*
- *Aktivitetsforskriften § 22 om prosedyrer; det skal settes kriterier for når prosedyrer skal nyttes som virkemiddel for å forebygge feil og fare- og ulykkessituasjoner. Det skal sikres at prosedyrer utformes og brukes slik at de oppfyller sine tiltenkte funksjoner.*

9.1.2 Mangelfull risikovurdering (storulykkespotensial) (SH)

Avvik:

Risiko for en storulykke som følge av en omfattende HC lekkasje i skaffet er ikke identifisert eller vurdert under initiering eller planlegging av arbeidet. Tiltak for å begrense eller stoppe en slik lekkasje er heller ikke vurdert i forkant.

Begrunnelse:

1. Da oppdraget ble initiert (ref SAP notifikasjon 27.4.2006) ble det gjort en vurdering av risiko som begrunnelse for behovet for fjerning av sludgemanifold. Her påpekes det at en lekkasje i skaffet (som følge av korrosjon) innebærer en økonomisk risiko fordi man vil måtte stenge produksjonen for å håndtere lekkasjen. Det er ikke identifisert og synliggjort at dette vil medføre en storulykkesrisiko. Det er vår vurdering at dette kan ha lagt føringer for hva de involverte har rettet oppmerksomheten mot i det videre arbeidet med prosjektet.
2. Oppdragsbeskrivelsen som ble etablert nov 06 ga videre en føring om at aktiviteten skulle gjennomføres under produksjon (utenom revisjonsstans) – uten at risiko knyttet til dette har vært diskutert innad i SH. Ved gjennomføring under en planlagt nedstenging ville man kunnet redusere risikoen gjennom lavere trykk i cellene, eventuelt også vannfylling av de aktuelle rørene.
3. SH prosjektrutiner som setter krav til styring av prosjekter - eksempelvis til involvering av fagledere i SH for kvalitetssikring - er ikke etterlevd (ref pkt 9.1.1).
4. Kunnskap om svekkelser i relevante tekniske barrierer på SFA ble ikke brukt systematisk under planlegging og risikovurdering av prosjektet. Det er ikke etablert rutiner for å sikre at dette normalt ivaretas.

- a. Isoleringsventiler som er installert mellom samlerør og celler og mellom avtak til "sludgemanifold" og samlerør er de eneste isoleringsmulighetene mot rørene der arbeidet skulle utføres. Ventilene har stor grad av intern lekkasje og er ikke underlagt program for systematisk oppfølging eller vedlikehold. Dette var kjent og ble synliggjort i prosjektet – men potensielle konsekvenser av det (manglende mulighet til å isolere en eventuell større HC-lekkasje) ble ikke drøftet.
 - b. Det er gitt som en forutsetning i TRA at dekket er tett, slik at gass ved en lekkasje ikke skal kunne spres til andre deler av innretningen. Dette ble også opplyst under skaftekurset. Det er videre et krav at det skal fungere som et H-60 brannskille (dette er også synliggjort i ORK for skaftet). Dekket er i praksis ikke tett (eksempelvis gjennom manglende pakninger rundt lasteluke) og det er ikke etablert noen oppfølging gjennom vedlikehold/inspeksjon for å sikre ivaretagelse av kravet. Lekkasje gjennom lasteluken var kjent blant operativt personell, men er ikke drøftet som del av risikovurderinger ifm planlegging av prosjektet.
 - c. TTS gjennomgang av SFA gjennomført 2001 identifiserte at EX-e motorer brukt på sjøvannsløftpumpene (55,5 m dekk) og på Ballastvannspumpene (49,5 m dekk) ikke vil stenge ned på gass deteksjon i områdene (sone 2), i strid med SH beste praksis. Dette er vurdert av teknisk systemansvarlig som akseptabelt og lagt inn i porteføljen for 2009, basert på ulykkesfrekvenser fra TRA i 2005 som generelt konkluderer med lav risiko i skaftet under normal drift. Problemstillingen var ikke kjent hos oppdragseiere og ble ikke drøftet i prosjektet for å vurdere hvorvidt forutsetningene ble påvirket av det planlagte arbeidet slik at det var behov for å kompensere. Den var heller ikke kjent for intervjuet driftspersonell ombord på SFA, og var derfor ikke del av vurderingene som ble gjort under hendelsen, der ballastvannspumpene ble brukt for å redusere trykket i cellene, mens man hadde høye gasskonsentrasjoner i skaftet.
 - d. TTS gjennomgang av SFA identifiserte i 2007 problemer med HVAC anlegget i skaftet gjennom at inntak- og avkast vifter ikke er interlocked (samkjørt). Ved ESD-E går tilluftsviften ned og undertrykket blir så stort at det kan være problematisk å få opp dørene for dem som er i skaftet. Dette har vært vurdert som akseptabelt fordi personellet som er i skaftet vil ha skaftekurs, og ha med seg radio og gassmåler, og at de vil kunne få hjelp til å komme ut av personell på utsiden. Dette ble ikke drøftet med tanke på eventuell konsekvens eller behov for kompenserende tiltak i forbindelse med planlegging av disse aktivitetene og var ikke kjent av de utførende.
5. TTS- gjennomgangene som ble gjennomført i 2001 og 2007 avdekket ikke svakheter som eksempelvis mangelfull oppfølging av 80 m dekket som barriere og manglende planer for kompenserende tiltak dersom det skulle oppstå en større HC lekkasje i skaftet.
 6. Deltakere fra operatørens side under Safeop og SJA dekket ikke alle relevante fag/ansvarsområder - Safeop gjennomført 14.2.2008 og SJA gjennomført 8.5.2008 og har kun SH deltakelse fra drift – ingen fagansvarlige eller prosjektledelse (AI eller MPPS). Oppdragsleder er oppført som deltaker – men denne var etter eget utsagn ikke tilstede. SH personellet var innkalt til disse gjennomgangene av AS.
 7. Sannsynlighet for, konsekvenser av eller tiltak for å håndtere en stor lekkasje av HC olje/gass i skaftet ikke vurdert som del av prosjektutviklingen – eksempelvis under Safeop, Byggevennlighetsanalyse eller SJA. Dette indikerer en manglende risikoforståelse / systemkjennskap hos involvert fagpersonell.
 - a. I Safeop fra 2006 har man som (feilaktig) utgangspunkt at siden mediet er stabilisert olje vil man ikke ha mulighet for avdamping av gass ved en

lekkasje. Dette kan ha påvirket videre risikobetraktninger rundt lekkasjefare. (ref pkt d under)

- b. Vanskelighet med isolering på grunn av lekkasje gjennom isoleringsventiler mot celle og manifold ble ikke vurdert videre mtp konsekvenser (ref forutsetning i oppdragsbeskrivelse nov 06 fra AI til V&M og i AS studierapport ”må ta hensyn til tilstand på eksisterende stengeventiler”)
- c. Tiltak for å håndtere en eventuell oljelekkasje er ikke drøftet i forkant. Den metoden som innebar å senke trykket gjennom nivåsenking og å fylle røret med vann ble utarbeidet etter at lekkasjen oppstod.
- d. Under en hendelse i utstyrsskiftet på SFA den 20.6.93 hadde man et betydelig oljeutslipp på 68 m dekket. Dette forårsaket omfattende gasspredning i hele skiftet - også til 80 m dekket. Hendelsen er ikke diskutert under planleggingen. Erfaringer herfra gir relevant informasjon - både om at 80 m dekk ikke er tett og om at man ved en oljelekkasje i skiftet vil kunne få betydelig avdamping av HC gass.

Krav:

- *Sf § 1 om risikoreduksjon; som krever at sannsynligheten for at det oppstår feil og fare- og ulykkessituasjoner reduseres og det skal etableres barrierer som a) reduserer sannsynligheten for at slike feil og fare- og ulykkessituasjoner utvikler seg, og b) begrenser mulige skader og ulemper*
- *Sf § 2 om barrierer; som setter krav til at det skal være kjent hvilke barrierer som er etablert, og at svekkelser i barrierer skal være kjent.*
- *Sf § 8 om beslutningsunderlag og beslutningskriterier; som krever at før det treffes beslutninger skal den ansvarlige sikre at problemstillinger som angår helse, miljø og sikkerhet, er allsidig og tilstrekkelig belyst.*
- *Sf § 14 om analyse av storulykkesrisiko; som krever nødvendige analyser for å identifisere bidragsyttere til storulykkesrisiko. Disse skal deriblant vise hvilken effekt modifikasjoner og utføring av modifikasjoner har på den totale risikoen*
- *Sf § 10 om å sikre at arbeidsprosessene og produktene fra disse ivaretar kravene til helse, miljø og sikkerhet.*
- *Af § 27 om planlegging som presiserer at ved planlegging av aktiviteter på den enkelte innretningen skal den ansvarlige sikre at viktige bidragsyttere til risiko holdes under kontroll, både enkeltvis og samlet. Planleggingen skal ta hensyn til statusen for viktige bidragsyttere til risiko.*
- *Af § 23 om bruk av innretninger, bruken skal til enhver tid være i samsvar med innretningens tekniske tilstand og de forutsetningene for bruk som er satt i risikoanalysene.*

9.1.3 Mangelfull planlegging og gjennomføring av kritiske aktiviteter (SH)

Avvik:

SH har under detaljplanlegging og gjennomføring av arbeidet ikke sikret at viktige bidragsyttere til risiko er identifisert og kontrollert.

Begrunnelse:

1. Prosedyren som ble utviklet for å gjennomføre arbeidet på rørføringen i skiftet ble utviklet av IK – den ble ikke formelt godkjent av SH.
2. Forutsetning fra SJA 2008 om at trykket skulle reduseres ”mest mulig” ble ikke ivare tatt i praksis på grunn av at ventilene hadde stor lekkasje. Dette ble ikke håndtert og risikovurdert som en endring.

3. Personell på SFA med ansvar for drift og vedlikehold – og for å bidra i planlegging og utføring av dette arbeidet - var ikke gjort kjent med barrieresvekkelser relevante for drift av innretningen og det planlagte modifikasjonsarbeidet (ref pkt 9.1.7).
4. Det var under gjennomføring av det som ble oppfattet som kritiske deler av den planlagte jobben (sveising i habitat) lagt en begrensning på antall personer i skaftet. Under delen av jobben som omfattet det å bore hull i eksisterende rørføring og dermed svekke denne barrieren, var det ikke innført noen slik ekstraordinær begrensning på personell. Det var dermed tilfeldig at det ikke befant seg flere personer i skaftet, også på nivå under 61 m, da lekkasjen oppstod. (dette er for øvrig i strid med byggevennlighetsanalysen som la til grunn at det ikke skulle være andre personer i skaftet under aktiviteten).
5. Arbeidstillatelsen (AT) som skulle sikre at forberedende aktiviteter ble utført og at relevante krav ble etterlevd, ble utfylt feilaktig og godkjent på sviktende grunnlag.
 - a. forberedende aktiviteter (trykkavlastning, gassfriing), er oppført som påkrevd, signert ut som utført og godkjent til tross for at det var kjent for alle involverte at de ikke kunne eller ville bli utført (for eksempel pga stor intern lekkasje gjennom isoleringsventiler). AT gjeldende for tilsvarende arbeid på tidligere skift hadde ikke slik avkrysning.
 - b. arbeidsinstrukser (WR) som var listet som del av forberedelser til jobben var ikke kjent blant personell ansvarlig for utfylling av AT, eller for personell involvert i gjennomføring av jobben.
 - c. HMS vurdering gjort i forkant av jobben lister relevante WR'er som ikke er tatt videre i AT – eksempelvis knyttet til tiltak v/H₂S lekkasje (WR0233) og til håndtering av radioaktive stoffer (WR2209).
 - d. WR knyttet til isolering/avstenging ved inngrep i prosessanlegget (WR0543) er ikke referert i AT.
6. Behov for opplæring av personell i bruk av rømningsutstyr (i tillegg til skaftekurs) ble påpekt under prosjektering – men slik opplæring ble ikke utført (AS studierapport).
7. Kjennskap til farer ved eksponering mot HC gass (narkotisk effekt) var varierende blant intervjuet personell. Dette er heller ikke drøftet som del av SJA/Safeop.
8. Jobben ble planlagt som døgkontinuerlig arbeid, uten å vurdere hvorvidt de mest sikkerhetskritiske deler av arbeidet burde vært lagt til dagskift som et ledd i å redusere risiko.

Krav:

- *sf § 9 om planlegging; aktivitetene skal planlegges i henhold til de fastsatte målene, strategiene og kravene slik at planene ivaretar hensynet til helse, miljø og sikkerhet*
- *af § 28 om tiltak ved utføring som gjør klart at planlagte aktiviteter skal klareres sikkerhetsmessig før de utføres. Av klareringen skal det gå fram hvilke betingelser som skal oppfylles, deriblant hvilke tiltak som skal settes i verk før, under og etter arbeidet slik at de som deltar i eller kan bli berørt av aktiviteten, ikke skades, og slik at sannsynligheten for feilhandlinger som kan føre til fare- og ulykkessituasjoner, reduseres*
- *af § 31 om tilrettelegging av arbeid*

9.1.4 Mangelfull oppfølging av leverandør og underleverandør (SH)

Avvik:

SH har ikke fulgt opp sine leverandører på en slik måte at de kunne påse at disse utførte jobben i tråd med gjeldende krav, og heller ikke lagt til rette for at AS og IK ble kjent med særlige risikoforhold knyttet til SFA, ref avsn 9.1.7, pkt 5.

Begrunnelse:

1. Det er ikke gjennomført noen verifikasjoner/revisjoner fra SH sin side mot dette oppdraget, verken mot metodevalg, aktørenes etterlevelse av krav eller teknisk utvikling av utstyret.
2. Følgende forhold burde, etter vår vurdering, påvirket SH til å gjennomføre særskilt oppfølging av sine underleverandører, AS og IK.
 - a. utstyret som skulle brukes ble spesielt utviklet for denne jobben og var ikke dekket av eksisterende standarder
 - b. arbeidet skulle utføres i et område med spesielle risikoforhold knyttet til konsekvens av HC lekkasje
 - c. arbeidet skulle utføres på trykkførende system i drift, uten kjente muligheter for å begrense tilstrømming av olje fra lagercellene til et eventuelt lekkasjepunkt
 - d. det var kjent hos SH at hovedentreprenør AS ikke hadde eget personell med spesialkompetanse innen dette området
 - e. det var kjent hos SH at AS hadde etablert en ATS kontrakt med IK – hvilket innebar en lettere grad av oppfølging av IK fra deres side enn det som er normalt for et oppdrag av en slikt omfang og kompleksitet
 - f. læring fra tidligere hendelser (SFA 1993, SFA 2006, Kårstø 2007 og Statfjord B 15112007) – hadde relevante lærepunkter knyttet til det planlagte arbeidet og/eller de involverte aktørene her.
 - i. Hendelsen på SFA den 20.6.93 viste at 80 m dekk ikke er tett og at man ved en oljelekkasje i skaffet vil kunne få betydelig avdamping av HC gass.
 - ii. Hendelsen med SH&IK&AS i dette prosjektet i 2006 påviste tekniske svakheter ved utstyret (indikasjon på mangelfull design-utvikling). Denne hendelsen ble ikke vurdert til å ha potensial utover førstehjelpskade, og ble ikke varslet til Ptil.
 - iii. Hendelse med SH&IK under hot-tapping på Kårstø i 11.5.2007 hadde som direkte bakenforliggende årsak endringer i metode/utstyr etter gjennomført FAT.
 - iv. Hendelse med SH&AS på SFB i nov 07 der tiltak inkluderer at det er behov for å: ”sikre etterlevelse og tilstrekkelig risikovurdering av operasjoner på trykksatte systemer” / ”gjennomføre tilsyn for å verifisere relevante prosesser slik at premissgiverrollen blir ivaretatt”
 - v. Hendelse på Brent Bravo på engelsk sektor i 2003 – hvor to personer omkom under en jobb i skaffet som følge av eksponering til hydrokarbongass og påfølgende narkotisk effekt.
3. Følgende vurderes å være eksempler på sentrale forhold som kunne vært påvist som del av SH sin oppfølging av dette prosjektet:
 - a. Mangelfull risikoforståelse hos involverte fra alle aktører (ref pkt 9.1.2)
 - b. SHs mangelfulle etterlevelse av eget styringssystem (ref pkt 9.1.1)
 - c. ASs mangelfulle oppfølging av IK (ref pkt 9.2.2)
 - d. Underleverandøren IKs mangelfulle etterlevelse av eget styringssystem - inkludert kvalitetssikring av designløsning (ref pkt 9.3.3)

Krav:

- *Rf § 5 om ansvar; Operatøren skal påse at alle som utfører arbeid for seg, enten personlig, ved ansatte, ved entreprenører eller underentreprenører, etterlever krav som er gitt i helse-, miljø- og sikkerhetslovgivningen.*
- *Sf § 21 om oppfølging; som krever at den ansvarlige skal følge opp at alle elementene i eget og andre deltakers styringssystem er etablert og fungerer etter hensikten, og at det er et forsvarlig helse-, miljø- og sikkerhetsnivå.*
- *Sf § 22 om forbedring; som krever at den ansvarlige skal kontinuerlig forbedre hms ved å identifisere de prosessene, aktivitetene og produktene der det er behov for forbedring, og sette i verk nødvendige forbedringstiltak.*
- *WR 0155 om krav til kvalitetssikring av studierapporter og dokumentasjon av dette*
- *WR 0155 - 5.1.1.2 om oppfølging av studie*

9.1.5 Mangelfull kvalifisering av utstyr og metoder (SH)

Avvik:

SH har ikke sikret at utvikling av designløsning og metode blir utført i tråd med gjeldende krav i selskapet.

Begrunnelse:

Utstyr og metode valgt for oppgaven – ”hot tap” i 90 graders bend, med børsting og isolering med plugg før kutting av rør og påsveising av flens var i 2006 nytt for alle de involverte partene. Det er påvist mangelfull oppfølging og kvalifisering:

1. Valg av metode uten dokumentert vurdering og oppfølging av risiko
2. SH-interne krav til involvering av fagmiljø ikke fulgt (ref pkt 10.1.1)
3. SH-interne krav til kvalifisering av ny teknologi er ikke lagt til grunn. Det er opplyst at dette ble vurdert som ikke relevant av AIs personell, da dette ble sett som videreutvikling av eksisterende teknologi heller enn ny teknologi. Dette er i strid med vår oppfatning.
4. 3. parts verifikasjon / FMEA (som ble anbefalt av leverandør AS) ble ikke gjennomført – som følge av SH beslutning
5. Mangelfull designløsning
 - a. mulighet for å skru ut sentreringsverktøy uten fysiske restriksjoner
 - b. enkel barriere mot HC førende system – uten isoleringsmuligheter mot omfattende oljelager
 - c. ingen krav etablert til brannmotstand
6. Utstyret er ikke kvalifisert iht gjeldende myndighetskrav. Maskinforskriften burde etter vår vurdering vært del av kravgrunnlaget for utstyret.

Krav:

- *If § 8 Kvalifisering og bruk av ny teknologi og nye metoder; det skal utarbeides kriterier for utvikling, prøving og bruk slik at kravene til helse, miljø og sikkerhet blir ivaretatt. Kvalifiseringen eller prøvingen skal demonstrere at gjeldende krav kan oppfylles ved bruk av den aktuelle nye teknologien eller metodene.*
- *If § 9 Anlegg, systemer og utstyr; krever at anlegg, systemer og utstyr skal utformes robust og på enklest mulig måte og slik at muligheten for menneskelige feilhandlinger begrenses.*
- *SH prosedyre TR 1083 om kvalifisering av ny teknologi*
- *SH prosedyre arbeid på trykksatt prosessanlegg, WR0543*
- *If § 82 med veiledning og henvisning til forskrift 19. august 1994 nr. 820 om maskiner (maskinforskriften).*

9.1.6 Mangelfull sikring av kjennskap til prosedyrer (SH)

Avvik:

Det er ikke etablert rutiner som sikrer at personell som utfører arbeid i eller for SH har tilstrekkelig kjennskap til gjeldende prosedyrer relevante for arbeidet.

Begrunnelse:

Det kom under granskingen frem en påfallende forskjell i oppfatning blant aktørene (på tvers av både utøvende og ledende personell) om hvilken grad av kjennskap til innhold i

WR'er som betinges før jobben starter (varierer fra "skal vite at prosedyrer finnes og hvor vi kan finne dem" til "skal kjenne innholdet godt").

1. operativt personell (SH) bekrefter at det stilles krav til etterlevelse, men opplever ikke at det blir satt av tid til å gjøre seg kjent med innhold i prosedyrer
2. Det kunne ikke redegjøres for noen systematiske aktiviteter fra SH som har til hensikt å verifisere at personellet fra operatør eller leverandører har tilstrekkelig kjennskap til de prosedyrene som ligger til grunn for det arbeidet som skal utføres.
3. AS har ifm oppfølging av rammekontrakt med SH etterspurt tydeligere oversikt over hvilke SH prosedyrer de skal forholde seg til – og rutiner knyttet til det å bli informert om nye som etableres (MOM 13.3.2008). SH har ikke vist til noen planlagte eller gjennomførte tiltak for å imøtekomme dette påpekte behovet.
4. ref også punkt 9.1.1

Krav:

- *Aktivitetsforskriften § 22 om prosedyrer; det skal settes kriterier for når prosedyrer skal nyttes som virkemiddel for å forebygge feil og fare- og ulykkessituasjoner. Det skal sikres at prosedyrer utformes og brukes slik at de oppfyller sine tiltenkte funksjoner.*

9.1.7 Mangelfull styring av kompetanse (SH)

Avvik:

SH sikrer ikke på en systematisk måte at relevant personell har prosess-sikkerhetskompetanse og risikoforståelse som grunnlag for ivaretagelse av sikker drift og vedlikehold.

Begrunnelse:

Kjennskap til prosessanleggets utforming og særlige risikoforhold på en innretning, (inkludert utforming av anlegg og etablerte barrierer, samt forutsetninger og begrensninger gitt av risikoanalyser) utgjør generelt sentral kompetanse i forhold til det å styre modifikasjoner, drift og vedlikeholdsaktiviteter på sikker måte. Det er ikke etablert tydelige krav til slik kompetanse hos relevant personell på land og offshore.

1. Det er ikke satt krav til systematisk opplæring for plattformledelse (inkl D&V ledere) på SFA i prosessanleggets utforming og særlige risikoforhold innretningen.
2. Det er ikke satt krav til en systematisk vurdering eller verifikasjon av fagkompetansen til de som har områdeansvar på SFA. En fadderordning er etablert og systembeskrivelser blir vist til. Nytt driftspersonell skal i henhold til etablert praksis lære ved å gå sammen med sin fadder – og lese etter opplevd behov - til de kan bekrefte ovenfor sin leder at de "føler seg komfortable med å gå alene". Det gjøres ingen verifikasjoner fra fadder eller leder på hvorvidt personen har gjort seg kjent med og forstått eksempelvis hvordan systemene er bygd opp og hvilke risikoforhold som eksisterer.
3. Områdeansvarlig driftsoperatør var relativt uerfaren, og hadde sin første tur som områdeansvarlig (dvs gikk alene) i utstyrsskiftet. Han fikk likevel ingen spesiell støtte eller opplæring fra plattformledelsen gjennom en særskilt innføring i eller gjennomgang av det arbeidet som skulle utføres.
4. Driftspersonell offshore (ledere og utøvende) ble ikke informert om og oppfattet heller ikke ansvar for å gjøre seg kjent med barrieresvekkelser som er eller kan være relevante for drift av innretningen – slik disse fremkommer i TTS gjennomganger. (ref pkt 9.1.2)

5. Driftspersonell offshore (ledere og utøvende) var ikke gjort kjent med relevante resultater fra eller operasjonelle/ designmessige forutsetninger gjort i risikoanalysen (TRA) for SFA. Det er utarbeidet dokumenter som oppsummerer og synliggjør disse per område (områderisikokart – ORK). Disse dokumentene er tilgjengelige via styringssystemet, men var ikke kjent (utover på helt overordnet nivå) hos noen av de som ble intervjuet. Det er heller ikke satt krav til bruk av disse verken i opplæringsøyemed eller ifm planlegging/oppfølging av arbeid i et område.
6. Det er ikke satt krav til at ansvarlig SH prosjektpersonell fra land setter seg inn i og bruker relevante resultater fra barriere kartleggingsprosesser som TTS, eller resultater og begrensninger fra risikoanalysen TRA i forbindelse med oppfølging av modifikasjonsoppdrag.

Krav:

- *Sf § 11 om bemanning og kompetanse hvor det fremgår at den ansvarlige skal sikre tilstrekkelig bemanning og kompetanse i alle faser av petroleumsvirksomheten*
- *Af § 19 om kompetanse; det skal sikres at personellet til enhver tid har den kompetansen som er nødvendig for å kunne utføre aktivitetene på en trygg måte og i henhold til helse-, miljø- og sikkerhetslovgivningen*
- *Sf § 2 om barrierer; som setter krav til at det skal være kjent hvilke barrierer som er etablert, og at svekkelser i barrierer skal være kjent.*

9.2 Identifiserte avvik og forbedringspunkter – AS (leverandør)

9.2.1 Mangelfull planlegging og gjennomføring av kritiske aktiviteter (AS)

Avvik:

ASs utvikling av prosjektet og planlegging av arbeidet ble ikke gjennomført på en måte som sikret at risikoforhold ble identifisert og styrt.

Begrunnelse:

1. det er ikke av AS eller andre gjennomført en vurdering av hvilken risiko som var forbundet med å gjennomføre dette oppdraget med bruk av
 - a. nyutviklet utstyr og metode (som ikke var verifisert av 3. part) -
 - b. på trykksatt HC system i drift -
 - c. uten reell mulighet for isolering -
 - d. i et område hvor lekkasje vil innebære en spesiell faresituasjon
2. gjennomføring av sikkerhetsgjennomganger (safeop/SJA) ledet av AS
 - a. ble gjennomført med en varierende grad av deltakelse fra fagpersonell med faglig bakgrunn (prosess/teknisk sikkerhet) som er relevant med tanke på å kunne identifisere og vurdere risiko for prosesshendelser.
 - b. ble gjennomført selv om sentralt personell fra SHs side, som var invitert, ikke var til stede
 - c. er delvis mangelfullt dokumentert - person oppført som SJA-ansvarlig og som har signert for utført SJA ikke tilstede da den ble gjennomført, og SJA'ene er heller ikke signert ut av deltakere.
3. risiko for større HC lekkasjer og hvordan disse eventuelt skal håndteres var i liten grad tema som ble drøftet under sikkerhetsgjennomganger i forkant.
 - e. I Safeop fra 2006 har man som (feilaktig) utgangspunkt at mediet er stabilisert olje – uten mulighet for avdamping av HCgass. Dette synliggjør manglende faglig forståelse.
 - f. Ingen vurdering er gjort av mulighet for, konsekvenser av eller tiltak for å håndtere et større utslipp av olje i skaftet.
 - g. Det er i SHs oppdragsbeskrivelse (sept 06) referert til at installasjonsmetodikk er kritisk pga fare for tilbakestrømming av HC fra cellene. Det skal "tas hensyn til tilstand på stengeventiler" og legges opp til en robust gjennomføringsstrategi dersom man mislykkes i å oppnå et gassfritt miljø. Dette er nevnt under videre prosjektutvikling (AS studierapport 2007). Konsekvenser av problemstillingen (dvs mulighet for omfattende lekkasje uten isolasjonsmuligheter) er imidlertid ikke drøftet under Safeop, HMS-gjennomgang eller SJA - utover generell føring om at drift skal senke trykket "mest mulig". Denne føringen ble heller ikke omsatt i faktisk tiltak.
4. aksjon fra SJA (om å redusere trykket i cellene) ble ikke fulgt opp
5. arbeidstillatelsen (AT) som skulle sikre at forberedende aktiviteter ble utført og at relevante krav ble etterlevd ble utfylt feilaktig
 - h. det er satt krav til forberedende aktiviteter (trykkavlastning, gassfriing), til tross for at det var kjent (bekreftet under intervjuene) for alle at de ikke kunne eller ville bli utført pga stor intern lekkasje i isoleringsventilene. At disse forberedende aktivitetene ikke ble utført var ikke avviksbehandlet eller formelt behandlet som en endring.
 - i. arbeidsinstrukser (WR) som var listet som del av forberedelser til jobben var ikke kjent blant sentralt personell ansvarlig for utfylling av AT og oppfølging av jobben.

- j. HMS vurdering i forkant av jobben lister relevante WR'er som ikke er tatt videre i AT – eksempelvis knyttet til tiltak v/H2S lekkasje og radioaktive stoffer.
6. Det ligger inne som et punkt i IKs installasjonsprosedyre (3.3 3) at trykket skal reduseres og monitoreres (av AS/SH) i sludgerørene før boring starter. Dette ble ikke gjort (ref pkt 4 over).
7. Behov for opplæring av personell i bruk av rømningsutstyr (i tillegg til skaftekurs) ble påpekt under prosjektering – men slik opplæring ble ikke utført. (AS studierapport pkt 5.3.1.2)
8. Til tross for ASs ansvar for sikker gjennomføring av arbeidet, var deres oppfølging under gjennomføringen av jobben offshore i stor grad begrenset til det administrative (9.2.2).
9. Til tross for at AS har identifisert utfordringer knyttet til å holde oversikt over hvilke arbeidsprosesser som er gjeldende (ref pkt 9.1.6) har de ikke utført aktiviteter for å sikre at deres ledende eller utførende personell på SFA har kjennskap til gjeldende SH prosedyrer.
10. Lærepunkter etter hendelse SFB i nov 07 der AS var involvert (gjennom et annet prosjekt) inkluderte at man skal "sikre etterlevelse og tilstrekkelig risikovurdering av operasjoner på trykksatte systemer"

Krav:

- *Sf § 1 om risikoreduksjon; som krever at sannsynligheten for at det oppstår feil og fare- og ulykkessituasjoner reduseres og det skal etableres barrierer som a) reduserer sannsynligheten for at slike feil og fare- og ulykkessituasjoner utvikler seg, og b) begrenser mulige skader og ulemper*
- *Sf§ 8 om beslutningsunderlag og beslutningskriterier; som krever at før det treffes beslutninger skal den ansvarlige sikre at problemstillinger som angår helse, miljø og sikkerhet, er allsidig og tilstrekkelig belyst.*
- *Sf § 14 om analyse av storulykkesrisiko; som krever nødvendige analyser for å identifisere bidragsyttere til storulykkesrisiko. Disse skal deriblant vise hvilken effekt modifikasjoner og utføring av modifikasjoner har på den totale risikoen*
- *Af § 27 om planlegging som presiserer at ved planlegging av aktiviteter på den enkelte innretningen skal den ansvarlige sikre at viktige bidragsyttere til risiko holdes under kontroll, både enkeltvis og samlet. Planleggingen skal ta hensyn til statusen for viktige bidragsyttere til risiko.*
- *Sf 2 om barrierer; Det skal være kjent hvilke barrierer som er etablert og hvilken funksjon de skal ivareta og det skal være kjent hvilke barrierer som er ute av funksjon eller er svekket.*
- *Sf § 8 om beslutningsgrunnlag og beslutningskriterier; krever at før det treffes beslutninger skal den ansvarlige sikre at problemstillinger som angår helse, miljø og sikkerhet, er allsidig og tilstrekkelig belyst. Forutsetninger som legges til grunn for en beslutning, skal uttrykkes slik at de kan følges opp.*
- *Sf § 12 Informasjon, den ansvarlige skal identifisere den informasjonen som er nødvendig for å kunne planlegge og utføre petroleumsaktivitetene og forbedre helse, miljø og sikkerhet.*

9.2.2 Mangelfull oppfølging av underleverandør IK (AS)

Avvik:

Det er påvist avvik knyttet til ASs oppfølging av sin underleverandør IK

Begrunnelse:

AS har tatt på seg et totalansvar for gjennomføring av oppdraget for SH. Oppdraget ble etablert som en tjenesteleveranse (ATS kontrakt) med IK– som innebærer en relativt enklere form for oppfølging av leveransen.

1. AS har ikke gjennomført spesielle oppfølgingsaktiviteter for å sikre at underleverandøren IK etterlever egne styringssystemer og at metode og teknisk løsning er i tråd med gjeldende krav
2. En AS revisjon gjennomført i 2005 ift et annet oppdrag med IK (rammekontakt F-2002001) hadde funn som indikerer at IK har utfordringer knyttet til å være kjent med og å etterleve krav til sertifisering av utstyr. Denne erfaringen er ikke tatt videre ift denne jobben.
3. AS prosjektpersonell har ikke egen erfaring med tilsvarende arbeid eller eget personell med kompetanse innen denne type operasjoner - dette er ikke kompensert ved styrking av prosjektteamet eller øket oppfølging av IKs prosjektgjennomføring
4. Oppfølging fra ASs side av arbeidet som ble gjennomført av IKs personell på SFA var i stor grad begrenset til samtaler om planer og fremdrift. I liten grad ser ASs oppfølging ut til å ha vektlagt risikoforhold knyttet til jobben.
5. Det er ikke gjennomført noen aktiviteter for å sikre at IK personell er kjent med SH krav som er relevante for gjennomføring av arbeidet

Krav:

- *Rf § 14 om kvalifisering og oppfølging av andre deltakere; som sier at den ansvarlige skal sikre at entreprenører og leverandører er kvalifisert til å ivareta regelverkets krav til helse, miljø og sikkerhet, og følge opp at deltakerne etterlever kravene under gjennomføringen av oppdraget i petroleumsvirksomheten.*
- *Sf § 21 om oppfølging, som krever at den ansvarlige skal følge opp at alle elementene i eget og andre deltakers styringssystem er etablert og fungerer etter hensikten, og at det er et forsvarlig helse-, miljø- og sikkerhetsnivå.*
- *Sf § 22 om forbedring som krever at den ansvarlige skal kontinuerlig forbedre hms ved å identifisere de prosessene, aktivitetene og produktene der det er behov for forbedring, og sette i verk nødvendige forbedringstiltak.*

9.2.3 Mangelfull kvalifisering av utstyr og metoder (AS)

Avvik:

Det er påvist mangelfull kvalifisering og oppfølging av utstyr og metoder for arbeidet

Begrunnelse:

Utstyr og metode valgt for oppgaven – Hot tapping i 90 graders bend, med børsting og isolering med plugg før kutting av rør og påsveising av flens var i 2006 nytt for alle de involverte partene. AS tok på seg å utføre dette arbeidet som del av en totalentreprise. Det er påvist mangelfull oppfølging og kvalifisering:

1. AS har ikke etablert eget kravgrunnlag eller kvalitetssikret IKs kravgrunnlag for jobben.

2. AS oppfattet etter eget utsagn at dette var en kritisk jobb, men dedikerte ikke teknisk ansvarlig personell til leveransen, ("pakkeansvarlig") i tråd med normal oppfølging. Årsaken begrunnes med at hot-tap'ing er spesialkompetanse som AS ikke innehar, og at man hadde tillit til og god erfaring med IKs kompetanse og arbeid fra tidligere.
3. ASs fagpersonell identifiserte og påpekte behov for en 3. parts verifikasjon og/eller en FMEA for å verifisere design av hot-tap maskinen. Da dette ble forelagt SH ble det konkludert fra operatørens side at dette ikke var nødvendig. AS gjorde på egne vegne ingen egne særskilte oppfølgingsaktiviteter mot IK for å kompensere for at det ikke ble utført verifikasjoner av 3. part.
4. Utstyret er ikke kvalifisert iht gjeldende myndighetskrav og designløsningen er mangelfull (ref pkt 9.3.3).
5. AS har ikke kvalitetssikret IKs prosedyre for gjennomføring av jobben
6. FAT er mangelfull
 - a. FAT ble ufullstendig gjennomført - blant annet var børsteoperasjonen ikke med som del av operasjonen
 - b. FAT er mangelfullt dokumentert av AS – ved at de ikke var tilstede under hele testen. ASs representant signerte i etterkant for godkjenning av prosedyretrinn som var (og som ikke var) gjennomført.

Krav:

- *If § 8 Kvalifisering og bruk av ny teknologi og nye metoder; det skal utarbeides kriterier for utvikling, prøving og bruk slik at kravene til helse, miljø og sikkerhet blir ivarettatt. Kvalifiseringen eller prøvingen skal demonstrere at gjeldende krav kan oppfylles ved bruk av den aktuelle nye teknologien eller metodene.*
- *If § 9 Anlegg, systemer og utstyr; krever at anlegg, systemer og utstyr skal utformes robust og på enklest mulig måte og slik at muligheten for menneskelige feilhandlinger begrenses.*

9.3 Identifiserte avvik og forbedringspunkter – IK (underleverandør)

9.3.1 Mangelfull sikring av kompetanse (IK)

Avvik:

Det er påvist mangler ved IK sin sikring av kompetanse hos sitt ledende og operative personell.

Begrunnelse:

1. Det fremkom under granskingen og i oversendte redegjørelser at ledende personell hos IK har manglende kjennskap til gjeldende krav – inkludert myndighetskrav og interne prosedyrer.
2. IK har ikke sørget for tilstrekkelig opplæring av sitt operative personell
 - operativt personell er sertifisert som spesialistpersonell på mangelfullt grunnlag. IK har krav til et visst antall hot-tap operasjoner hvor personell skal delta, og et visst antall operasjoner hvor de skal stå som ansvarlige før de er ”sertifisert” som spesialister. Personell involvert i hendelsen var formelt sertifisert som spesialist og satt ansvarlig for gjennomføring, selv om det faktiske erfaringsgrunnlaget ikke på langt nær samsvarte med de etablerte kravene.
 - operativt personell har ikke hatt opplæring i alle sider ved jobben før de stod som ansvarlig for utførelse. Opplæring av nytt personell skulle som forberedelse til hot-tap operasjonen mai 08 foregå som del av ”FAT-aktiviteter”. Her skulle i følge planen det tekniske personellet gjennomgå prosedyren i en testbenk der 4 bore-, børste og plugge-operasjoner skulle utføres. Børstedelen av jobben ble imidlertid utelatt, og nytt personell fikk dermed aldri opplæring i den delen av jobben som involverte bruk av sagstøttene. Personell satt som ansvarlig for jobben hadde aldri deltatt på eller gjennomført en hel operasjon av denne typen før hendelsen inntraff.
 - operativt personell er ikke involvert i utvikling av installasjonsprosedyrer
3. Det utføres ingen aktiviteter fra IKs landorganisasjon for å identifisere hvilke av operatørens krav som vil være gjeldende for jobben eller for å sikre kjennskap til disse blant involvert personell.

Krav:

- *Sf § 3 Styring av helse, miljø og sikkerhet, det skal sikres at styringen av helse, miljø og sikkerhet omfatter de aktivitetene, ressursene, prosessene og den organisasjonen som er nødvendig for å sikre forsvarlig virksomhet og kontinuerlig forbedring, jf. rammeforskriften § 13 om plikt til å etablere, følge opp og videreutvikle styringssystem.*
- *Sf § 8 Beslutningsunderlag og beslutningskriterier; krever at før det treffes beslutninger skal den ansvarlige sikre at problemstillinger som angår helse, miljø og sikkerhet, er allsidig og tilstrekkelig belyst. Forutsetninger som legges til grunn for en beslutning, skal uttrykkes slik at de kan følges opp.*
- *Styringsforskriften § 11 om bemanning og kompetanse hvor det fremgår at den ansvarlige skal sikre tilstrekkelig bemanning og kompetanse i alle faser av petroleumsvirksomheten*
- *Aktivitetsforskriften § 19 om kompetanse hvor det heter at det skal sikres at personellet til enhver tid har den kompetanse som er nødvendig for å kunne utføre aktiviteten på en trygg måte*

9.3.2 Mangelfull etterlevelse av krav og bruk av erfaringer (IK)

Avvik:

Det er påvist avvik knyttet til IKs etterlevelse av egne krav til arbeidsprosesser og til bruk av erfaringer.

Begrunnelse:

- Prosjektet har ikke etterlevd egne krav til utvikling og kvalitetssikring av produktet (ref 9.3.3)
- IK har ikke brukt erfaring fra tidligere hendelser og revisjoner til å oppnå forbedring
 - o Hendelse under hot-tap-operasjon på Kårstø 11.5.2007
 - o AS audit av IK fra 2005 (rammekontrakt)

Krav

- *Sf § 21 om oppfølging, som krever at den ansvarlige skal følge opp at alle elementene i eget og andre deltakers styringssystem er etablert og fungerer etter hensikten, og at det er et forsvarlig helse-, miljø- og sikkerhetsnivå.*
- *Sf § 22 om forbedring som krever at den ansvarlige skal kontinuerlig forbedre hms ved å identifisere de prosessene, aktivitetene og produktene der det er behov for forbedring, og sette i verk nødvendige forbedringstiltak.*

9.3.3 Mangelfull kvalifisering av utstyr og metoder (IK)

Avvik:

Det er påvist mangler ved IK sin utvikling av utstyret og metoden som ble brukt under oppdraget.

Begrunnelse:

1. Det er påvist mangelfull etterlevelse av interne og eksterne krav knyttet til design av utstyr og metoder - etablerte kvalitetsrutiner ble ikke fulgt.
 - a. designutviklingen ble ikke styrt i tråd med egne rutiner, og godkjenning av leveransene er mangelfullt dokumentert (tegningsunderlag og prosedyrer)
 - i. designgrunnlag (premisser) ble ikke etablert - interne og eksterne krav er ikke identifisert og synliggjort
 - ii. kvalitetssikringsrutiner er ikke etterlevd er ikke dokumentert/
 - iii. tegningsunderlaget foreligger delvis som interne utgaver (IDC) – ikke ført frem til ”godkjent for konstruksjon” (IFC)
 - iv. prosedyrer som legges til grunn for operasjon av utstyret er ikke utviklet i samråd med eller kommentert av brukerne – og er ikke kvalitetssikret i tråd med IKs rutiner
 - v. designendringer gjennomført som følge av hendelse i 2006 var ikke gjenstand for systematisk og dokumentert vurdering.
 - b. Krav til kvalifisering av ny teknologi – inkl krav til sertifisering i henhold til maskinforskriften– er ikke etterlevd. FMEA ikke gjennomført.
2. det er påvist mangelfull designløsning – med mulighet for å skru ut sagstøtten uten fysiske restriksjoner
3. installasjonsprosedyren har viktige mangler ved at den ikke dekker detaljer rundt bruk eller festing av sagstøtten. Det ble under utførelse etablert en praksis med bruk av tape på låsemutteren til sagstøtten for å synliggjøre omtrent korrekt plassering av denne. Dette kan etter vår vurdering ha skapt misforståelse knyttet til hvorvidt låsemutter skulle brukes eller ikke.
4. FAT prosedyre mangelfull
 - a. dekker ikke alle deloperasjoner (inkl bruk av sagstøtte)
 - b. testprosedyre ikke kvalitetssikret av kunden
5. FAT gjennomføring var mangelfull
 - a. Testen(e) ble ufullstendig gjennomført (børsting ble ikke utført) – uten at dette ble avvikshåndtert.

- b. Ansvar for gjennomføring av FAT ble delegert til teknisk personell uten at ledelsen sikret at gjennomføringen ivaretok alle aspekter som var tiltenkt - inkludert utprøving og dokumentering av alle trinn i prosedyren, dokumentere for IK selv og for kundene at metode og utstyr vil fungere og opplæring av nytt personell i gjennomføring av jobben (se 9.3.1).

Krav:

- *Sf § 5 om interne krav; det skal settes interne krav som konkretiserer krav i regelverket, og som bidrar til å nå målene for helse, miljø og sikkerhet, jf. § 4 om mål og strategier. Det skal sikres at det er samsvar mellom egne krav og mellom egne og andre deltakers krav.*
- *rf § 15 Verifikasjoner; det skal tas stilling til omfang av verifikasjoner, metode for og grad av uavhengighet i verifikasjonen for å dokumentere at krav i helse-, miljø- og sikkerhetslovgivningen er oppfylt.*
- *If § 8 Kvalifisering og bruk av ny teknologi og nye metoder; det skal utarbeides kriterier for utvikling, prøving og bruk slik at kravene til helse, miljø og sikkerhet blir ivarettatt. Kvalifiseringen eller prøvingen skal demonstrere at gjeldende krav kan oppfylles ved bruk av den aktuelle nye teknologien eller metodene.*
- *If § 9 Anlegg, systemer og utstyr; krever at anlegg, systemer og utstyr skal utformes robust og på enklest mulig måte og slik at muligheten for menneskelige feilhandlinger begrenses.*
- *If § 82 med veiledning og henvisning til forskrift 19. august 1994 nr. 820 om maskiner (maskinforskriften).*

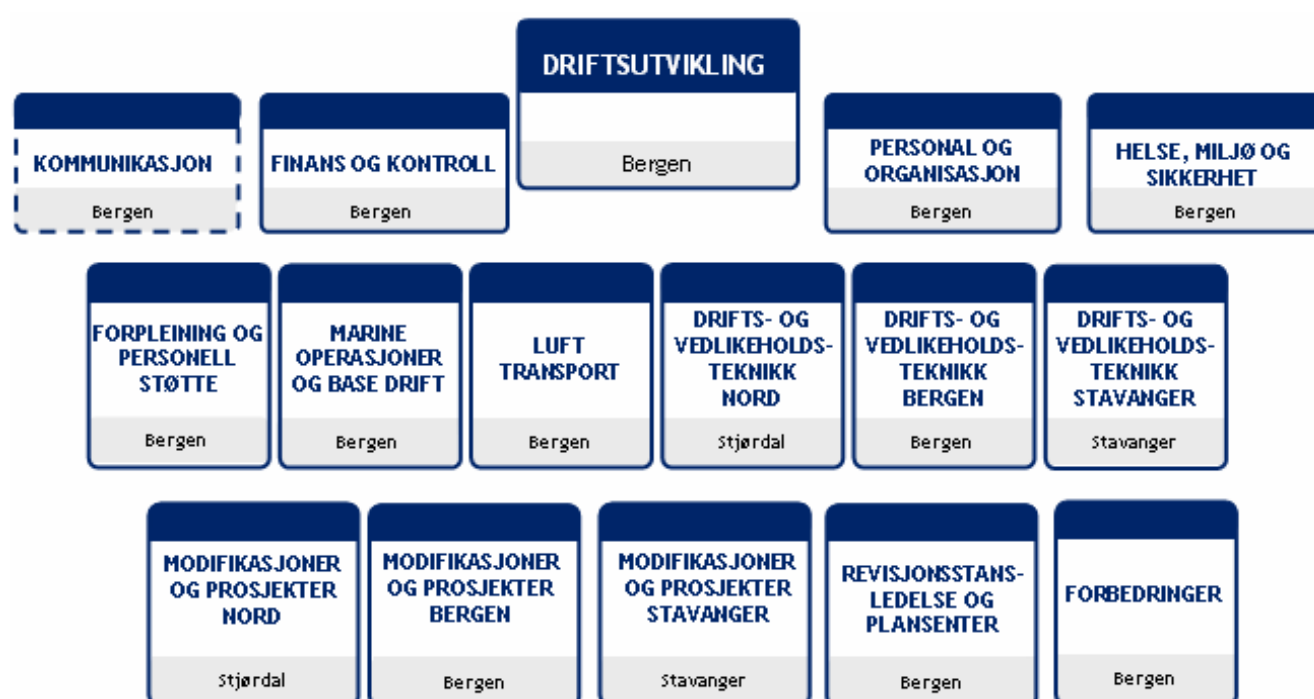
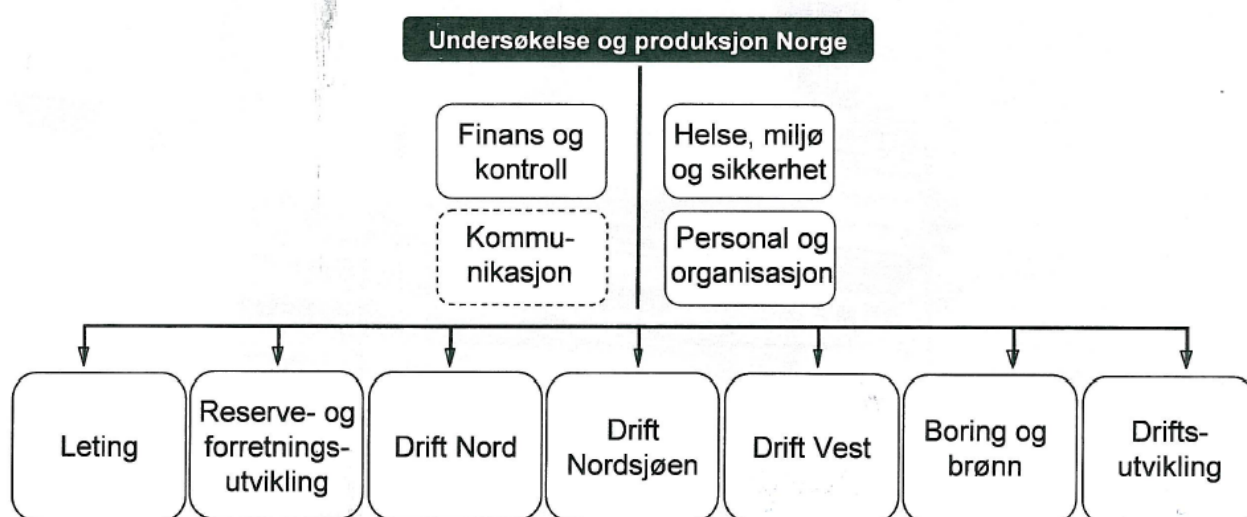
10 Vedlegg

10.1 Vedlegg A; Tidslinje

Hendelse	Tidspunkt
Korrosjon og lekkasjer på sludgemanifold og -rør	2004
Anleggsintegritet (AI) lager oppdragsbeskrivelse og sende til LAR for godkjenning	2004
AS mottar oppdrag for gjennomføring av studie for fase 1	23.06.2004
SH forespør IK om mulighet for bruk av hot-tap metode	01.01.2005
Inngåelse av oppdragsavtale SH /AS for gjennomføring av fase 1 - for manifold 2	18.04.2005
Oppstartsmøte fase 1	12.05.2005
Bruk av hot-tapping besluttet som metode (fysing avvist av SH i møte 26.10)	08.12.2005
SH bestiller studie hos IK - utenom V&M kontrakt	14.12.2005
Byggevennlighetsanalyse gjennomføres av AS	09.02.2006
IK leverer studie til AS	20.02.2006
AS bestiller oppdrag hos IK - gjennomføring av fase I - som ATS kontrakt	13.03.2006
IK utvikler utstyr og FAT prosedyre - FAT gjennomføres	29.05.2006
Safeop i regi AS - deltakelse AS og SH	12.06.2006
IK leverer prosjektgjennomføringsprosedyre for fase1	14.08.2006
SJA på land - fase 1	15.08.2006
IK foretar hot-tap på 3 stk 10" avstikk (dødlegger) fra 16" crude linjer etter revisjonsstansen.	"aug 06
Lekkasje i akseltetning ved operasjon #3	30.08.2006
Oppsummeringsmøte etter fase 1	25.09.2006
AS inngår av oppdrag med IK - for manifold 2 (ATS kontrakt)	22.11.2006
Oppstartsmøte for fasell - diskuterer lekk ventil og utsettelse til etter RS 07	13.12.2006
IK forbedrer design for å gjøre verktøyet mer funksjonelt - sendes SH for kommentar	04.12.2007
Behov for 3. partsverifikasjon diskuteres i møter	
SH intern vurdering (AI) at det ikke skal gjennomføres 3.parts verifikasjon av hot-tap maskin	31.01.2007
AS forstudierapport til SH (med anbefaling om 3. partsverifikasjon/FMEA)	09.05.2007
HMS sjekkliste for fase II utgis av AS - anbefaler 3. partsverifikasjon	08.06.2007
AS forespør SH hvorvidt 3.partsverifikasjon skal gjennomføres	06.12.2007
StatoilHydro bekrefter ovenfor AS at 3. partverifikasjon ikke er nødvendig.	06.12.2007
Bestilling til IK fra SH for fase 2 inkl utbedring av verktøy etter fase 1	11.12.2007
IK videreutvikler hot-tap-utstyret frem til FAT	"2008
Safeop i regi AS - deltakelse AS og SH (kun drift)	12.02.2008
FAT gjennomføres - deler av aktiviteten gjennomgås (ikke børsting) - opplæring av nytt personell planlagt som del av dette	27.02.2008
IK gjennomføringsprosedyre etableres	08.05.2008
SJA på land (merknad om "mest mulig senking av trykk")	8.& 15.05.2008
Jobb 1 og 2 gjennomføres	mai.08
Jobb 3 startes	23.05.2008
Hot tap kutting igangsettes og gjennomføres, om natten (ca. kl. 0100 - 0400)	24.05.2008
Klargjøring for stålborsting - sagstøtter skrues noe ut	ca kl. 06:00
Sagstøtter faller av - olje strømmer ut av 2" rørstuss. HC gass damper av.	06:07
Alarm og PA - mønstring	06:07
Bekreftet gass på 61 og 68 m dekk - ESD II initiert	
Hovedstrøm faller ut - fører til tap av ventilasjon	06:10
IK personell ut av skaffet	
Beredskapsledelsen aktivisert, skadestedsenter opprettet	06:20
Ptil varsles	06:43
Evakuering planlegges og iverksettes	06:51

Teknisk støttegruppe på land etableres	
Arbeid pågår i samarbeid med land og andre SF-innretninger for å identifisere mulige måter å stoppe lekkasjen på	
Trykkavlastning av prosessanlegget aktiveres	06:56
Nødlensepumpe i minicelle startes manuelt som følge av høyt nivå i minicelle	06:48
Deluge aktiveres i skaffet	07:05
Oljevern fartøy Northern Commander på lokasjon	07:10
Gassalarm på kjellerdekk - HVAC stoppes	
Evakuering avsluttet 156 evakuert - POB 61	07:52
Starter vannfylling av oljerør fra CD10 for å fortrenge olje (iht metode utviklet ilt hendelsen)	09:55
Utslipp kartlagt av SAR Oseberg	10:15
Vannfylling stoppet	
Personell entret skaffet (80 m dekk) for å stenge av deluge.	10:24
Personell entret skaffet (61 m dekk) for å stenge ventiler mot andre celler og for å hente opp den sagstøtten som hadde løsnet.	11:06
2 personer entrer 61 m – for å montere sentreringsverktøyet igjen – stanse lekkasjen	13:32
Lekkasjen bekreftet stanset.	13:47
Oppsamling av olje - oljevernberedskapsbåtene melder at de ikke har tatt opp noe olje.	14:13
Lite å se på overflaten, nærmest normalt	
Starter tilbakeføring av personell fra SFB og SFC	16:00
Tiltak for å sikre lekkasjested og forberede for gransking	18:00
Demob av alle fartøyer	18:10
Alt personell returneres til SFA	18:13

10.2 Vedlegg B: SH organisasjonskart – UPN og Driftsutvikling



10.3 Vedlegg C: Dokumentliste

Mottatt fra	Dokumentdato	Dokumentnavn	Dokumentnr.
	23.06.2004	Oppdragsavtale 1043, Forstudie "Remove Sludge Manifolds US61m SFA"	
	15.03.2005	Oppdragsavtale 1156 Gjennomføring av "Remove Sludge Manifolds US61m SFA"	
AKOP	09.05.2007	Remove Sludge Manifold 1&3 US61m, Forstudierapport	SFA-Z-FS-0018 rev 2
AKOP	01.11.2004	Remove Sludge Manifold 1&3 US61m, Studierapport	SFA-Z-FS-0001 rev 1
AKOP	16.02.2006	Sjekkliste for gjennomføring av enkel HMS vurdering "Remove sludge manifolds US61m SFA"	AP-ZZ-BB-RE-1037 rev 2
	23.11.2005	Endring/avklaring av forkantavklaring før stans 2006 "Remove sludge manifolds"	
AKOP	01.03.2007	Presentasjon: Remove sludge manifolds Oppdragsbeskrivelse for "Remove Sludge Manifold 1 og 3 SFA"	
IK	18.01.2007	Tilbud nr 14663 SFA hot tapping og plugging sludgemanifolder	
StatoilHydro		Flow diagrams sludge manifold	
StatoilHydro	23.-25.5.08	Arbeidstillatelse hottapping på sludge manifold	9501287505
IK	07.06.2008	SFA Fjerning av sludge manifold, hot tapping og plugging, Installasjons Prosedyre	IK-13449-DOC-07
AKOP	26.08.2006	Oppmålingsrapport	CELLE 18 SFA
StatoilHydro	26.05.2008	GD grafer	
StatoilHydro		Områdeplan US7 & US8 SFA	
StatoilHydro		Ppt med informasjon om SFA hendelse 24.5.08	
StatoilHydro	24.05.2008	Beredskapstavler SFA	
StatoilHydro		SFA bemanningsplan 22.5.-29.5.08	
StatoilHydro	24.05.2008	SFA beredskapsorg 24.5.08	
IK	30.12.2005	Tegninger hot tap clamber	
Scandpower	11.02.2005	Totalrisikoanalyse SFA - utdrag	SFLL-RA 00073TN-8
StatoilHydro		SFA - GRB Drift: Kompetanse og Robustgjøring	
StatoilHydro		Standard utviklingsplan for prosessteknikere	
StatoilHydro		SFA - utstyrsskift	
StatoilHydro	13.03.2008	Referat fra V&M månedsmøte 13.3.08 mellom SH og AKOP	
StatoilHydro		StatoilHydro Styrende dokumentasjon, ppt fra AKOP	
StatoilHydro	10.04.2008	Referat fra V&M månedsmøte 10.4.08 mellom SH og AKOP	
AKOP	25.04.2005	Rapport fra revisjon av IK	RL-01-05/AKS nr 27953
AKOP		Timelister fra AKOP	
AKOP	21.04.2008	Kompetanse og oppfølging/ansvar og interessenter	
IK	21.05.2007	Statoil Kårstø Hot Tapping av 18"/20", Rapport av hendelse	IK-14576-DOC-10
StatoilHydro	22.06.2007	Teknisk gjennomgang etter uhell med hot tap 11.5.07.	
StatoilHydro	sep.06	Oppdragsbeskrivelse for anleggsintegritet til Tampen V&M	
StatoilHydro	11.12.2007	Bestilling til IK på hot tapping og plugging av sludge manifold	4501442386

StatoilHydro	26.05.2008	E-mail vurdering av lekkasjeintegritet for lasteluke utstyrsskaff SFA	
StatoilHydro	09.04.2008	Intern godkjenning av nattarbeid april 2008	
StatoilHydro	31.01.2007	Intern E-mail SH ang tredje part verifikasjon	
StatoilHydro	05.02.2007	Utforming og bruk av habitat - Statoil styrende dokument	WR1419 Final ver. 2
StatoilHydro	18.07.2005	Bruk av åndedrettsvern med tilførsel av pusteluft, Statoil styrende dokument	WR1504 Final Ver. 3
StatoilHydro	06.11.2006	Sikkerhet ved arbeid og opphold i skaff, søyler, pontonger m.m. - Statoil styrende dokument	WR1885, Final Ver. 1.2
StatoilHydro	25.06.2007	Arbeidstillatelser sokkelanlegg - Statoil styrende dokument	WR1154, Final Ver. 7
StatoilHydro	24.02.2006	Isolering/avstengning ved inngrep i prosessanlegg - Statoil styrende dokument	WR0543, Final Ver. 4
StatoilHydro	17.02.2006	Sikker Jobb Analyse - Statoil styrende dokument	WR1144, Final Ver. 3.01
StatoilHydro	26.05.2008	Rollebeskrivelse for teknisk og operasjonelt system- og fagansvar	
StatoilHydro	15.01.2008	Utvelgelse og opplæringsprogram for nye 1.linjeledere og plattformsjefer til UPN sokkel - SH styrende dokument	WR2054, Final Ver. 1
StatoilHydro	03.03.2008	Ivaretagelse av plattformsjefer og 1.linjeledere med sokkelkontrakt ved oppdrag utenfor eget RE - SH styrende dokument	WR2340, Final ver. 1
StatoilHydro	24.05.2008	Varsel om uønsket hendelse utslipp Statfjord A - lekkasje fra råoljesystem i utstyrsskaff	
StatoilHydro	24&26.05.2008	Aksjonsplan nr 1&2 - oljevern	
StatoilHydro	28.05.2008	Utdrag TTS rapport SFA	
IK	04.06.2008	IK Org Chart rev 16 10.04	
IK	02.06.2008	Organisasjonskart Industrikonsult	
StatoilHydro	05.06.2008	Oppsummering av TTS punkt	
IK	11.04.2007	Procedure for design	IK-P 5.1
StatoilHydro	25.04.2008	EPN Driftsutvikling - organisasjon, ledelse og kontroll - SH styrende dokument	OMC01, final ver. 2
StatoilHydro	27.04.2006	Maintenance request - fjerne sludge manifold	
StatoilHydro		Oppdragsavtale nr 1280 for "remove sludge manifolds 1&3 SFA	
IK	28.02.2008	E-mail fra AKOP m/aksjoner fra SAFEOP	
IK	10.03.2006	Møteref. 9.3.06 fra AKOP - forslag til dagsplan for hot tap operasjon	
IK	18.09.2006	Møteref - gjennomgang av hendelsesforløp	
IK	06.03.2006	SFA Fjerning av sludge manifold, hot tapping og plugging, Studie	IK-13449-DOC-10
IK	11.02.2008	Workshop request - 10" hot tapping I bend	IK-14663-WRS-003
IK	08.12.2005	Møteref - gjennomgang IK/AKOP	IK-13449-MOM-01
IK	25.02.2008	E-mail fra IK til AKOP m/FAT-prosedyre	
IK	23.08.2006	E-mail fra IK til AKOP m/installasjonsprosedyre, sikringsanordning for rør	
IK	21.02.2006	E-mail fra IK til AKOP m/studie og tilbud	
StatoilHydro	16.06.2008	Tegninger områdeplaner US7 og US8 i utstyrsskaffet	
StatoilHydro	12.06.2008	Aksjonsplan oljevern rev 3	
StatoilHydro	18.06.2008	Kritikalitets- og risikovurdringsmatrise	
IK	28.02.2008	Aksjoner fra SAFEOP gjennomgang	
IK	10.03.2008	Møteref fra statusmøte 9.3. ang remove sludge manifold	
IK	18.09.2006	Møteref "summary of offshore operation"	IK-13449-MOM-002

IK	06.03.2006	SFA Fjerning av sludge manifold, hot tapping og plugging, Studie	IK-13449-DOC-10
IK	11.02.2008	Workshop request - 10" hot tapping I bend	IK-14663-WRS-003
IK	08.12.2005	Møteref - gjennomgang IK/AKOP	IK-13449-MOM-01
IK	25.02.2008	E-mail fra IK til AKOP m/FAT-prosedyre	
IK	23.08.2006	E-mail fra IK til AKOP m/installasjonsprosedyre, sikringsanordning for rør	
IK	21.02.2006	E-mail fra IK til AKOP m/studie og tilbud	
StatoilHydro	06.11.2007	Technology Qualification - SH styrende dokument	WR1622 Final ver 4.01
IK	10.01.2008	Master doc register - SFA crude oil manifold emolition	IK-14663-DOC-001
StatoilHydro	19.06.2008	E-mail med info ang Synergi fra lekkasje i 2006, HMS avvik tilløp	
StatoilHydro	19.06.2008	E-mail ang AT US61	
AKOP	20.06.2008	Ledeordsliste Sikkerhetsgjennomgang for varmt arbeid	
IK	11.12.2008	Bestilling fra SH på hottapping og plugging av slugde manifolder SFA	PO4501442386
IK	11.12.2008	Skisse for hottapping	
AKOP	20.06.2008	Original PO, tillegg til PO samt StatoilHydro Generelle betingelser for kjøp av tjenester	PO4501442386
StatoilHydro	24.06.2008	Skisser som viser sammenhengen mellom systemene i skaffet (ballastvann/lagerceller/crude)	
StatoilHydro	22.11.2007	Lagring av råolje og ballastvann - PB, UJ - SH rådgivende dokument	SO0198, Final Ver. 3
StatoilHydro	12.05.2006	D&V 5 Modifikasjoner, studie og gjennomføring Arbeidsprosesskrav + prosesskart	WR0155, Final Ver. 5
StatoilHydro	08.08.2006	D&V 7 Anleggsforbedring, arbeidsprosesskrav, Statoil styrende dokument	WR0157, Final Ver. 3.1
StatoilHydro	01.04.2008	SAFEOP - remove sludge manifolds - AKOP	SFA-S-RE-0011 rev 2
StatoilHydro	25.02.2008	Crude oil manifold demolition Fase 2 FAT	IK-15663-DOC-06
StatoilHydro	28.05.2008	Brev fra IK til AKOP - FAT erklæring	
StatoilHydro	08.06.2007	Sjekkliste for gjennomføring av enkel HMS vurdering "Remove sludge manifolds 1&3 US61m SFA"	SFA-S-RX-0016 Rev C
StatoilHydro	21.02.2006	Byggevennlighetsanalyse	SFA-S-RE-0003
StatoilHydro	23.05.2008	Dagplan for hot tapping operasjoner	
StatoilHydro	16.05.2008	SJA - fjerning av sludge manifold	23293
StatoilHydro	08.05.2008	Crude oil manifold demolition Fase 2, IK Installasjons prosedyre	IK-14663-DOC-07
StatoilHydro	01.04.2008	SAFEOP - remove sludge manifolds - AKOP	SFA-S-RE-0011 rev 2
StatoilHydro	27.06.2008	Mail m/svar fra plattformsjef SFA vedrørende spørsmål om gassdetektorer	
StatoilHydro		SJA - hot tapping på sludge manifold US61	23293
StatoilHydro		Elektrisk utkobling låsing	
Aker Solutions	07.09.2004	Referat fra oppstartsmøte SFA	
Aker Solutions	12.05.2005	Referat fra oppstartsmøte SFA	
IK	27.12.2007	Dagplan for hot tapping operasjoner	

10.4 Vedlegg D: Oversikt over intervjuet personell

Firma	Navn	Tittel
StatoilHydro land	Torstein Hole	Direktør driftsutvikling
	Arne Sigve Nylund	Direktør Drift Vest
	Marianne Bjelland	Leder for MPPS
	Jan Erik Lunde	Leder for D&V teknikk
	Tom Elseth	Teknisk leder (system og fagansvarlig) anleggsintegritet SF
	Terje Hartveit	SH Oppdragsleder
	Torgny Kulbrandstad	Ansvarlig statisk mekanisk (SFA og dette oppdaget på A)
StatoilHydro - SFA	Geir Storemark	SFA plattformsjef
	Einar Midtun	D&V leder (skadestedsleder)
	Bent Grotle	D&V led adm (aksjonsleder)
	Fredrik Lange Fjell	HMS-koord/sykepleier
	Trygve Gullaksen	Områdeansvarlig dag
	Ingebrekt Opsal	Områdeansvarlig natt
	Gro Gullhaug	SKR operatør SFA
	Atle Kåsa	SKR operatør SFA
	Geirmund Storstein	Mekaniker
AKOP	Dag Magne Knopstad	Feltingeniør
	Leif Undheim	Prosjektleder SF
	Per A. Kleiven	Oppdragsleder for prosjekt
	Jan Lillevik	Offshoreleder
Industrikonsult	Kjetil Aamodt	Avd.leder Tapping Sol'ns
	Christian Knudsen	Teknisk direktør
	Pål Espen Antonsen	Prosjektleder/Eng.mgr.
	Stefan Lidholm	Tekniker (dag)
	Tom Inge Helland	Tekniker (dag)
	Kenneth Vallestad	Tekniker (natt)
	Andrew McGinn	Tekniker (natt)
	Kristin Benjaminsen	Tekniker + HVO (observatør)