

Granskingsrapport

Rapport

Rapporttittel

Gasslekkasje på Gullfaks B 4.12.2010

Aktivitetsnummer

001050014

Gradering

☒ Offentlig

☐ Begrenset

☐ Strengt fortrolig

☐ Unntatt offentlighet

☐ Fortrolig

Sammendrag

Gasslekkasjen oppstod i forbindelse med lekkasjetesting etter vedlikeholdsarbeid på en produksjonsbrønn. Gassen kom fra et innestengt volum i brønnen mellom brønnsikringsventil (nedihullsventil) og ventiltreet. Det viste seg å ikke være mulig å stenge nødavstengningsventilene på brønnen. Lekkasjen hadde en varighet på om lag én time, med en initiell lekkasjerate på 1,3 kilo gass per sekund. Mengden gass som slapp ut er anslått til cirka 800 kilo.

Ingen personer kom til skade i hendelsen, men lekkasjen resulterte i en alvorlig situasjon på innretningen.

Involverte

Hovedgruppe

T1-Statoil

Godkjent av / dato

Hanne Etterlid, tilsynskoordinator

17.3.2011

Deltakere i granskingsgruppen

Eivind Sande, prosessintegritet

Geir Erik Frafjord, prosessintegritet

Granskingsleder

Øyvind Lauridsen, organisatorisk sikkerhet

Innhold

1	SAMMENDRAG	3
2	INNLEDNING.....	5
3	HENDELSFORLØP	6
3.1	PLANLEGGINGEN AV VEDLIKEHOLDSARBEIDET.....	6
3.2	KLARGJØRINGEN AV ANLEGGET.....	6
3.3	GJENNOMFØRINGEN AV VEDLIKEHOLDSARBEIDET	7
3.4	TILBAKESTILLING OG KLARGJØRING FOR DRIFT	7
4	HENDELSENS FAKTISKE KONSEKVENSER OG POTENSIAL	12
4.1	KONSEKVENS AV DET FAKTISKE FORLØP	12
4.2	POTENSIELL KONSEKVENS AV FAKTISK LEKKASJE	12
4.2.1	<i>Involvert personell</i>	<i>12</i>
4.2.2	<i>Annet personell i området.....</i>	<i>13</i>
4.2.3	<i>Potensielle konsekvenser ved antenning - gitt faktisk lekkasje</i>	<i>13</i>
4.2.4	<i>Potensielle konsekvenser av en eksplosjon gitt faktisk lekkasje.....</i>	<i>18</i>
4.2.5	<i>Potensielle konsekvenser av en brann gitt faktisk lekkasje</i>	<i>20</i>
4.2.6	<i>Sannsynlighet for umiddelbar/forsinket antenning i M14 gitt faktisk lekkasje</i>	<i>21</i>
4.3	POTENSIELLE KONSEKVENSER GITT ENDREDE OMSTENDIGHETER	22
4.3.1	<i>Potensielle konsekvenser ved høyere lekkasjerate eller større total utslippsmengde.....</i>	<i>22</i>
4.3.2	<i>Potensielle konsekvenser ved mindre vind eller annen vindretning</i>	<i>23</i>
4.3.3	<i>Potensielle for økt utslipp til sjø</i>	<i>23</i>
4.4	OPPSUMMERING AV HENDELSENS POTENSIAL.....	24
5	OBSERVASJONER.....	25
5.1	IDENTIFISERTE AVVIK.....	25
5.1.1	<i>Mangelfull planlegging av arbeidet.....</i>	<i>25</i>
5.1.2	<i>Mangelfull testing av barriereventiler identifisert i isoleringsplan</i>	<i>26</i>
5.1.3	<i>Mangelfull planlegging og klarering av lekkasjetesting</i>	<i>27</i>
5.1.4	<i>Mangelfull risikovurdering</i>	<i>28</i>
5.1.5	<i>Lekkasje i manuell hovedventil (MHV)</i>	<i>28</i>
5.1.6	<i>Mangler ved nødavstengningssystemet.....</i>	<i>29</i>
5.1.7	<i>Manglende sikring av tilstrekkelig kapasitet og kompetanse.....</i>	<i>31</i>
5.1.8	<i>Strategi for barrierer og ytelseskrav for barriereelementer.....</i>	<i>34</i>
5.1.9	<i>Eksplosjonsrisiko, dimensjonerende ulykkeslaster (DAL spesifikasjon)</i>	<i>36</i>
5.2	FORBEDRINGSPOTENSIALE	41
5.2.1	<i>Akseptkriterier for bortfall av hovedsikkerhetsfunksjoner</i>	<i>41</i>
5.2.2	<i>Innblanding av skum i brannvannsystemet ift eksplosjonsdemping</i>	<i>42</i>
5.3	MANGELFULL TESTING AV BARRIEREVENTILER I NORMAL DRIFT	43
6	DISKUSJON OMKRING USIKKERHETER	44
7	VEDLEGG	45
	VEDLEGG A: TIDSLINJE	45
	VEDLEGG B: DOKUMENTER SOM ER LAGT TIL GRUNN I GRANSKINGEN	51
	VEDLEGG C: FORKORTELSER.....	53
	VEDLEGG D: OVERSIKT OVER INTERVJUET PERSONELL.....	54

1 Sammendrag

I forbindelse med lekkasjetesting etter vedlikeholdsarbeid på strupeventilen til en produksjonsbrønn, oppstod det den 4.12.2010 en gasslekkasje på Statoils innretning Gullfaks B. Lekkasjen medførte utslipp av ca. 800 kg gass og den initiale lekkasjeraten fra lekkasjepunkt er beregnet til ca. 1,3 kg/s. Nødavstengningssystemet på brønnen var satt ut av funksjon og lekkasjen varte ca. 1 time.

Personell som var til stede i området kunne blitt utsatt for alvorlig skade eller omkommet dersom gassen hadde blitt antent. Sannsynligheten for antennelse av den konkrete lekkasjen er vurdert til ca. 1 %. Under ubetydelig endrede omstendigheter kunne det ha oppstått en lekkasje til atmosfære med en vesentlig større rate. Generelt øker både sky-størrelse og tennsannsynlighet med økende utslippsrate. En vesentlig større lekkasjerate enn den som faktisk inntraff kunne med høy sannsynlighet ha medført oppbygning av en stor eksplosiv gass-sky i området og således representert en eksplosjonsrisiko med betydelig storulykkespotensial.

Anlegget var i normal drift i forkant av hendelsen, og vedlikeholdsarbeidet som skulle utføres på strupeventil for brønn B-32 var en planlagt forebyggende vedlikeholdsaktivitet som bestod av demontering av strupeventilen, inspeksjon og tilbakemontering av strupeventilen.

Identifiserte avvik er knyttet til:

- planlegging av arbeidet – isoleringsplanen hadde vesentlige mangler
- testing av barriereventiler identifisert i isoleringsplan
- planlegging, klarering og gjennomføring av tilbakestilling inkl. lekkasjetesting
- identifisering av risiko relatert trykkoppbygning mellom brønnsikringsventil (BSV) og hydraulisk hovedventil (HHV)
- vedlikehold av manuell hovedventil (MHV)
- nødavstengningssystemet - kan utilsiktet settes ut av funksjon
- sikring av tilstrekkelig kapasitet og kompetanse til planlegging og gjennomføring av tilbakestillingsarbeidet - Manglende avklaring av roller.
- strategi for barrierer og etablering av ytelseskrav for barriereelementer
- oppdatering av risikoanalyser – det er ikke dokumentert at risikoen tilknyttet eksplosjoner er redusert så langt det er mulig

Arbeidsordren som ble utført på strupeventilen på brønn B-32 var opprettet som del av planvedlikeholdet på innretningen. Dette arbeidet gjennomføres regelmessig for å oppdage eventuell slitasje på strupeventil og produksjonsrør.

Arbeidstillatelsen for arbeidet på det hydrokarbonførende system ble godkjent den 2.12.2010. Arbeidstillatelsen gjaldt gjennomføring på dagskiftet den 3.12.2010. Arbeidstillatelsen ble godkjent under forutsetning av at det ville foreligge en godkjent isoleringsplan før oppstart av arbeidet.

Isoleringsplan for klargjøring av anlegget ble utarbeidet samme kveld og isoleringer ble utført i henhold til denne i løpet av natten. Arbeidet med klargjøringen av anlegget avviker på flere punkt fra den beskrevne arbeidsprosessen. Inspeksjonsarbeidet ble igangsatt om morgenen den 3.12.2010 på tross av generelt høy aktivitet og belastning på kontrollromspersonell og områdeteknikere.

Inspeksjon påviste at strupeskiller i ventilen hadde slitasje slik at de måtte byttes. Ny arbeidstillatelsen ble godkjent for bytte av strupeskiller den 4.12. Det ble ikke gjort noen nye vurderinger i forhold til status på og innhold i isoleringsplanen.

Utførende mekaniker gjennomførte deretter arbeidet med utskifting av strupeskiller i strupeventilen, hvorefter anlegget skulle tilbakestilles og lekkasjetestes.

Arbeidet med tilbakestilling og klargjøring for drift ble gjennomført av to teknikere. Han som ledet arbeidet hadde jobbet som prosesstekniker på GFB i tre år og har rollen som områdetekniker på denne jobben. Den andre hadde vært i alt 16 dager på GFB, etter tidligere å ha jobbet på andre innretninger, sist som fagansvarlig mekanisk. Områdeteknikeren hadde deltatt i denne type arbeid tidligere, men alltid sammen med en mer erfaren prosesstekniker som ledet arbeidet.

For å gjennomføre høytrykks-lekkasjetesting på dette systemet benyttes normalt en dieselpumpe for å trykksette rørføringen. Denne pumpen var ikke tilgjengelig. Områdetekniker er usikker på hvordan han skal gjennomføre tilbakestillingen når dieselpumpen er utilgjengelig, og tar dette opp med sin fagansvarlige. Fagansvarlig har ikke anledning til å bli med ut på arbeidsstedet, men gir klarsignal til å bruke injeksjonsvann fra en annen brønn som trykkilde. Tilkoblingspunkt for injeksjonsvannet blir ikke diskutert i samtalen med fagansvarlig.

Det eksisterer ikke spesifikke prosedyrer for denne lekkasjetesting på GFB. Det var ulik oppfatning av hvordan lavtrykkstest skulle utføres blant prosessteknikere på ulike skift.

I dette tilfellet ble lekkasjetesten gjennomført ved å bruke injeksjonsvann fra nabobrønn med trykket strupet ned fra 136 til 40 bar. Tilkoblingspunktet som velges var "bleed" tilkoblingen i ventilkrysset mellom HHV og HVV for brønn B-32. Det ble ikke reagert på at tilkoblingspunktet lå utenfor den etablerte barrierekonvolutten fra isoleringsplanen.

For å få gjennomført lekkasjetesten med valgt tilkoblingspunkt var det nødvendig å åpne HVV (vingventil) slik at vannet skulle komme frem til produksjonsrøret inklusiv strupeventilen. En innebygget forrigling gjør at en ikke kan gi åpningssignal til HVV før en har gitt åpningssignal til HHV. HHV trenger derimot ikke fysisk å åpnes.

I dette tilfellet valgte imidlertid prosessteknikeren å stenge manuell hovedventil (MHV) og deretter åpne både HHV og HVV. Noe av bakgrunnen for denne vurdering kan være at noen skift benytter MHV som barriereventil ved denne type jobber. I ettertid har det vist seg at MHV hadde en stor intern lekkasjerate.

Hydraulikktrykk ble sluppet frem til de stengte nåleventilene. Deretter åpnet prosessteknikeren nåleventilene for både HVV og HHV, noe som medførte at disse to nødavstengningsventilene gikk fra lukket til åpen posisjon. Ved åpning av både HHV og HVV strømmet gass gjennom utett MHV og forbi ventiltreet. Dette medførte gasslekkasje ut av åpen drenering. Tidspunkt for dette var ca kl 14.00.

I et forsøk på å stoppe lekkasjen blir nåleventilene stengt. Dette medførte at HVV og HHV ble "låst" i åpen posisjon ved at hydraulikktrykket som holdt ventilene åpne ikke kunne bløse av fra kontrollrom eller gjennom automatisk nødavstengning. Dette medførte at lekkasjen fikk varighet på ca. en time. Hadde ikke nåleventilene blitt stengt ville HHV og HVV stengt ved nødavstengningssignal, og lekkasjen hadde vært over i løpet av 1-2 minutt.

Den ene prosesstekniker eksponeres for gass før de rekker å trekke seg ut av området.

Alarmen går og alt personell mønstrer i henhold til alarminstruks. Opptellingen av alt personell om bord er klar kl 1419.

Kl 1455 velger en å gå inn i M14 for å åpne nåleventiler på HHV og HVV slik at en får blødd av hydraulikktrykket og stengt disse nødavstengningsventilene. På dette tidspunktet viste ingen av gassdetektorene utslag over alarmgrenser.

2 Innledning

I forbindelse med lekkasjetesting etter vedlikeholdsarbeid på strupeventil til en produksjonsbrønn, oppstod det den 4.12.2010 en gasslekkasje på Statoils innretning Gullfaks B. Petroleumstilsynet (Ptil) besluttet samme dag å gjennomføre en egen gransking av hendelsen, ut fra dens tilsynelatende store potensial (store mengder hydrokarbongass over lengre tidsrom) og tilsynelatende mangler knyttet til planlegging og gjennomføring av en risikofylt arbeidsoperasjon.

Granskningsgruppens sammensetning:

Geir Erik Frafjord,	sjefingeniør prosessintegritet
Eivind Sande,	sjefingeniør prosessintegritet
Øyvind Lauridsen,	granskningsleder, organisatorisk sikkerhet.

Granskningsgruppen var på Gullfaks B fra den 6.12 til den 10.12. Det ble gjennomført befarings i området, intervju med personell involvert i planlegging og gjennomføring av arbeidet og i håndtering av beredskapssituasjonen. Det ble også innhentet ulike styrende dokumenter og utskrifter av data og andre logger. Det ble i tillegg gjennomført videointervju den 20.12 og intervju med ansatte i Gullfaks landorganisasjonen i Bergen den 21.12.2010. I alt ble det gjennomført intervju med 21 personer.

En betydelig mengde dokumenter er i etterkant innhentet og vurdert, og det har vært e-post-kommunikasjon med utdypende informasjon og telefonsamtaler med relevant personell.

Hendelsen er satt opp med en tidslinje som beskriver de enkelte trinn i forløpet (vedlagt).

Granskningsgruppens mandat:

- 1) Klarlegge hendelsens omfang og forløp – inkludert operasjonelle, tekniske, styringsmessige og beredskapsmessige forhold.
- 2) Beskrive og drøfte faktisk og potensiell konsekvens for menneske, miljø, materiell
- 3) Identifisere og drøfte utløsende og bakenforliggende årsaker i menneske teknologi og organisasjonsperspektiv (MTO)
- 4) Vurdere eventuelle likheter med tidligere hendelser
- 5) Identifisere regelverksbrudd og forbedringspunkter, inkl avvik fra selskapsinterne krav, fremgangsmåter og prosedyrer
- 6) Barrierer som har fungert. Det vil si barrierer som har bidratt til å hindre en faresituasjon i å utvikle seg til en ulykke, eller barrierer som har redusert konsekvensene av en ulykke.
- 7) Diskutere og beskrive eventuelle usikkerheter /uklarheter.
- 8) Anbefale videre oppfølging fra Ptils side, inkl eventuelt bruk av virkemidler,
- 9) Informere internt i Ptil etter behov,
- 10) Utarbeide granskingsrapport og oversendelsesbrev i henhold til prosedyre.

3 Hendelsesforløp

Dette kapittelet inneholder en beskrivelse av hendelsesforløpet fra planleggingen av vedlikeholdsarbeidet til klargjøring, gjennomføring og forberedelse til tilbakestilling som var den fasen hvor gasslekkasjen oppstod. Anlegget var i normal drift i forkant av hendelsen, og vedlikeholdsarbeidet som skulle utføres på strupeventil for brønn B-32 var en planlagt forebyggende vedlikeholdsaktivitet som bestod av demontering av strupeventilen, inspeksjon og tilbakemontering av strupeventilen.

3.1 Planleggingen av vedlikeholdsarbeidet

Arbeidsordren som ble utført på strupeventilen på brønn B-32 var opprettet som del av planvedlikeholdet på innretningen. Dette arbeidet gjennomføres regelmessig for å oppdage eventuell slitasje på strupeventil og produksjonsrør.

Det ble søkt om nivå 1 arbeidstillatelse (AT) for gjennomføring av arbeidsordren som følge av at en her skulle arbeide på et hydrokarbonførende system. Arbeidstillatelsen ble godkjent i møtet for gjennomgang av arbeidstillatelser om ettermiddagen den 2.12.2010.

Arbeidstillatelsen gjaldt gjennomføring på dagskiftet den 3.12.2010. Arbeidstillatelsen ble godkjent under forutsetning av at det ville foreligge en godkjent isoleringsplan før oppstart av arbeidet.

3.2 Klargjøringen av anlegget

Isoleringsplan for klargjøring av anlegget ble utarbeidet samme kveld og isoleringer ble utført i henhold til denne i løpet av natten. Kravene til denne arbeidsprosessen er beskrevet i OMM05.07.01.01no – *Klargjøre normalt trykksatt system/utstyr for aktivitet som krever isolering*. Arbeidet med klargjøringen av anlegget avviker på flere punkt fra den beskrevne arbeidsprosessen:

- Det er ikke dokumentert hvem som hadde rollen som verifiserer av isoleringsplanen og isoleringsplanen ble ikke formelt godkjent av operasjonelt systemansvarlig før iverksetting av isolering i felt.
- slaneltilkoblinger er ikke avmerket på P&ID
- det er ikke satt krav til at hydraulisk ving ventil (HVV), som inngår som barriere i DB&B, skal lekkasjetestes
- isoleringsplanen mangler en kort innledning som beskriver hensikten med arbeidsoperasjonen
- det er ikke spesifisert at det ikke aksepteres lekkasje gjennom ventilene som inngår i DB&B grunnet at anlegget skal åpnes mot atmosfære

Klargjøringen ble allikevel godkjent av operasjonelt systemansvarlig på morgenen og arbeidstillatelsen ble aktivisert for gjennomføring.

I forbindelse med møtet for gjennomgang av dagens nivå 1 arbeidstillatelser kl 0700 den 3.12.2010 ble det foreslått å vente med gjennomføring av denne jobben grunnet generelt høy aktivitet og belastning på kontrollromspersonell og områdeteknikere. Det ble besluttet å gjennomføre arbeidsordren som planlagt, angivelig for å få redusert etterslep på utestående forebyggende vedlikehold.

3.3 Gjennomføringen av vedlikeholdsarbeidet

Arbeidet den 3.12.2010 startet med at områdetekniker sammen med utførende mekaniker kontrollerte klargjøringen av anlegget i felt. Klargjøringen ble funnet å være i henhold til isoleringsplanen og vedlikeholdsarbeidet ble igangsatt.

I følge arbeidsordren skulle det bare ha vært åpnet nedstrøms strupeventilen. Mekanikerne valgte å ta ut hele strupeventilen. Inspeksjon påviste at strupeskiver i ventilen hadde slitasje slik at de måtte byttes. Dette i sammenheng med at ventilen var tatt helt ut har sannsynligvis medvirket til at jobben gikk over to dager. Bytte av strupeskvivene krever at aktuator for ventilen demonteres. Ventilen ble derfor montert tilbake i anlegget og arbeidsordren avsluttet kl 1746. Det ble ikke funnet slitasje på rør oppstrøms eller nedstrøms ventilen.

Ny arbeidstillatelse ble søkt for bytte av strupeskviver i strupeventil for brønn B-32 for gjennomførelse den 4.12.2010. Arbeidstillatelsen ble godkjent på kveldens arbeidstillatelsesmøte den 3.12. Det ble ikke gjort noen nye vurderinger i forhold til status på og innhold i isoleringsplanen. Dette ble begrunnet med at det var en fortsettelse av allerede godkjent arbeidstillatelse og den ble derfor bare vurdert i forhold til om den var i konflikt med andre arbeidstillatelser. Det stod for eksempel fortsatt på arbeidstillatelsen at den ble godkjent under forutsetning at det ble utarbeidet en godkjent isoleringsplan selv om isoleringsplanen forelå på dette tidspunktet.

Natten til den 4.12.2010 ble det ikke gjennomført noe arbeid i tilknytning til brønn B-32.

I forbindelse med møtet for gjennomgang av dagens nivå 1 arbeidstillatelser kl 0700 den 4.12.2010 var det ikke en detaljert gjennomgang av den nye arbeidstillatelsen fordi den hadde store likheter med arbeidet som var utført dagen før.

Arbeidet startet med at områdetekniker for arbeidet med utskifting av strupeskviver gikk gjennom ventil og blindingsliste sammen med utførende mekaniker.

Utførende mekaniker gjennomførte deretter arbeidet med utskifting av strupeskviver i strupeventilen. Etter avsluttet arbeid ga mekaniker beskjed til kontrollrommet om at han var ferdig med arbeidet ca kl 11.

3.4 Tilbakestilling og klargjøring for drift

Arbeidet med tilbakestilling og klargjøring for drift ble gjennomført av to prosesseksnikere. Han som ledet arbeidet hadde jobbet som prosesseksniker på GFB i tre år og har rollen som områdetekniker på denne jobben. Den andre hadde vært i alt 16 dager på GFB, etter tidligere å ha jobbet på andre innretninger, sist som fagansvarlig mekanisk. Områdeteknikeren hadde deltatt i denne type arbeid tidligere, men alltid sammen med en mer erfaren prosesseksniker som har ledet arbeidet.

For å gjennomføre høytrykks-lekkasjetesting på dette systemet benyttes normalt en dieselpumpe for å trykksette rørføringen. Denne pumpen kunne imidlertid ikke brukes på denne jobben fordi trykkreguleringen var defekt. Områdetekniker er usikker på hvordan han skal gjennomføre tilbakestillingen når dieselpumpen er utilgjengelig, og tar dette opp med sin fagansvarlige. Fagansvarlig har ikke anledning til å bli med ut på arbeidsstedet, men gir klarsignal til å bruke injeksjonsvann fra en annen brønn som trykkkilde. Tilkoblingspunkt for injeksjonsvannet blir ikke diskutert i samtalen med fagansvarlig.

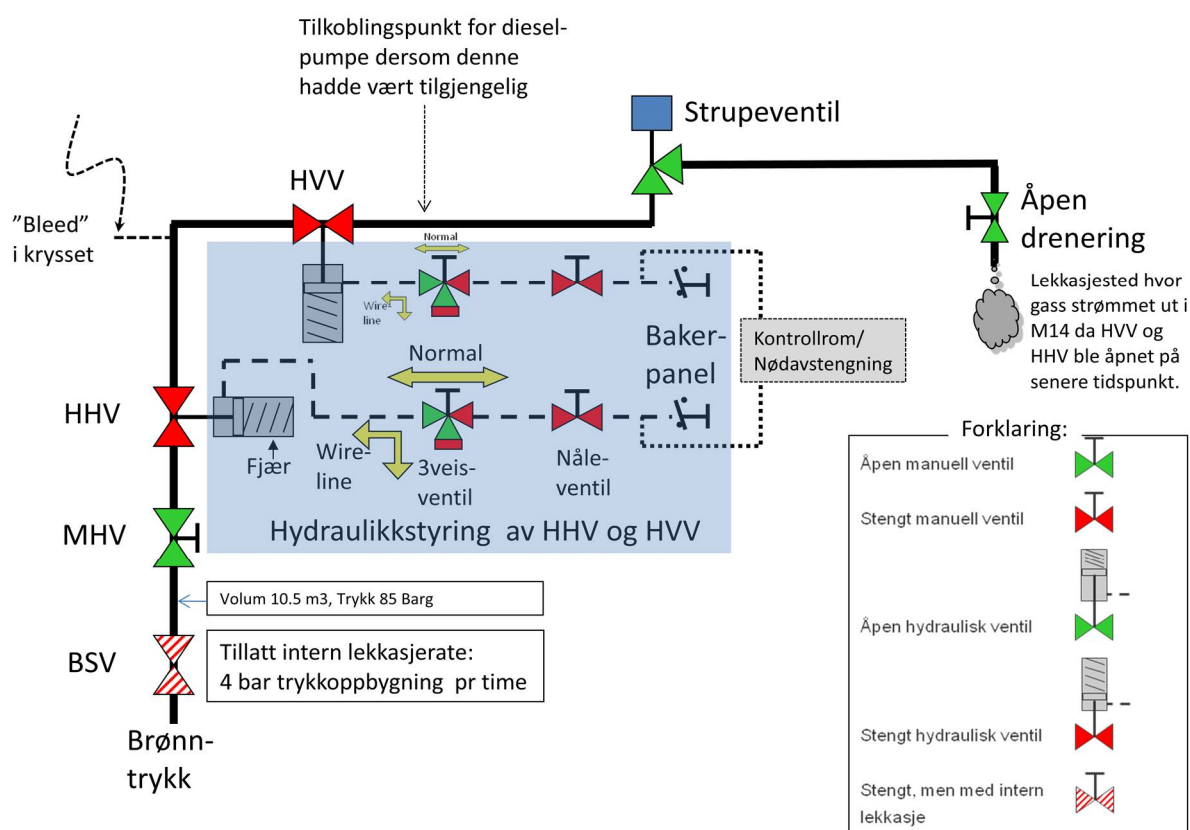
Vi har fått opplyst av enkelte prosesseksnikere og fagansvarlige at en god praksis vil være å utføre lavtrykkstest med sjøvann ved 5-10 bar i forkant av en høytrykkstest med diesel. Foruten å få luft ut av systemet vil dette også ha den fordel at en unngår søl av diesel ut drenerings/avløftningspunktet. Videre er lavtrykkstest med bruk av sjøvann fornuftig dersom

det skulle vise seg at anlegget har utettheter og må åpnes igjen. Det var imidlertid ulik oppfatning av hvordan lavtrykkstest skulle utføres blant prosess teknikere på ulike skift, og om det var behov for slik lavtrykkstest når vann også skulle bli benyttet til test med høyt trykk. Det eksisterer ikke spesifikke prosedyrer for denne lekkasjetesting. I dette tilfellet planlegger ikke prosess teknikerne å gjennomføre en lavtrykks lekkasjetest med sjøvann, men å starte direkte med en lekkasjetest ved 40 bar trykk.

Dette ble gjort ved å bruke injeksjonsvann fra nabobrønn (B-22) med trykket strupet ned fra 136 til 40 bar. Tilkoblingspunktet som velges var ”bleed” tilkoblingen i ventilkrysset mellom HHV og HVV for brønn B-32. Det ble ikke reagert på at tilkoblingspunktet lå utenfor den etablerte barrierekonvolutten fra isoleringsplanen.

For å få gjennomført lekkasjetesten med valgt tilkoblingspunkt var det nødvendig å åpne HVV (vingventil) slik at vannet skulle komme frem til produksjonsrøret inklusiv strupeventilen.

Figur 1 viser ventilposisjoner før tilbakestilling og klargjøring for drift. 3-veisventiler på hydraulikksystemet for både HHV og HVV er på dette tidspunktet satt i "wirelinemodus"¹. Også nåleventiler på hydraulikksystemet er stengt. Dette har sikret at HHV og HVV har vært låst i stengt posisjon i forbindelse med vedlikeholdsarbeidet. Som nevnt må prosesssteknikeren åpne HVV for å kunne gjennomføre lekkasjetesten. HHV trenger ikke åpnes, men Bakerpanelet som forsyner hydraulikk til åpning av HHV og HVV har en innebygget forrigling som gjør at en ikke kan gi åpningssignal til HVV før en har gitt åpningssignal til HHV. Det er to måter å unngå at HHV faktisk åpner ved signal fra Bakerpanelet. Den ene er å beholde 3-veisventilen for HHV i "wirelinemodus", den annen er å holde nåleventilen stengt. (Dette kan også kombineres.)

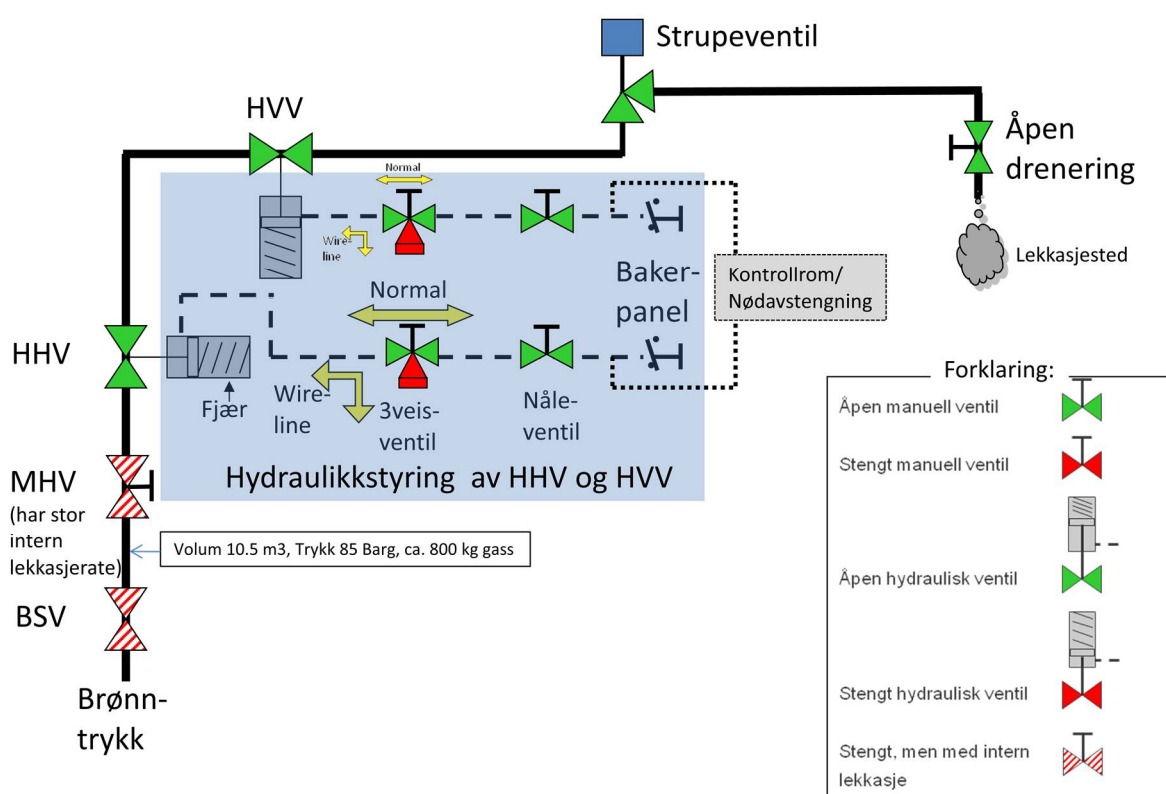


Figur 1 Ventilposisjoner før tilbakestilling og klargjøring for drift (figuren er laget med utgangspunkt i Statoil figur)

¹ "Wirelinemodus" brukes normalt ved arbeid på brønnen hvor brønnservice kopler seg på og overtar styringen av brønnventiler. Denne modus brukes også for å sikre ventiler i stengt posisjon ved vedlikeholdsarbeid. Plattformens hydraulikksystem blir dermed isolert fra brønnventilene.

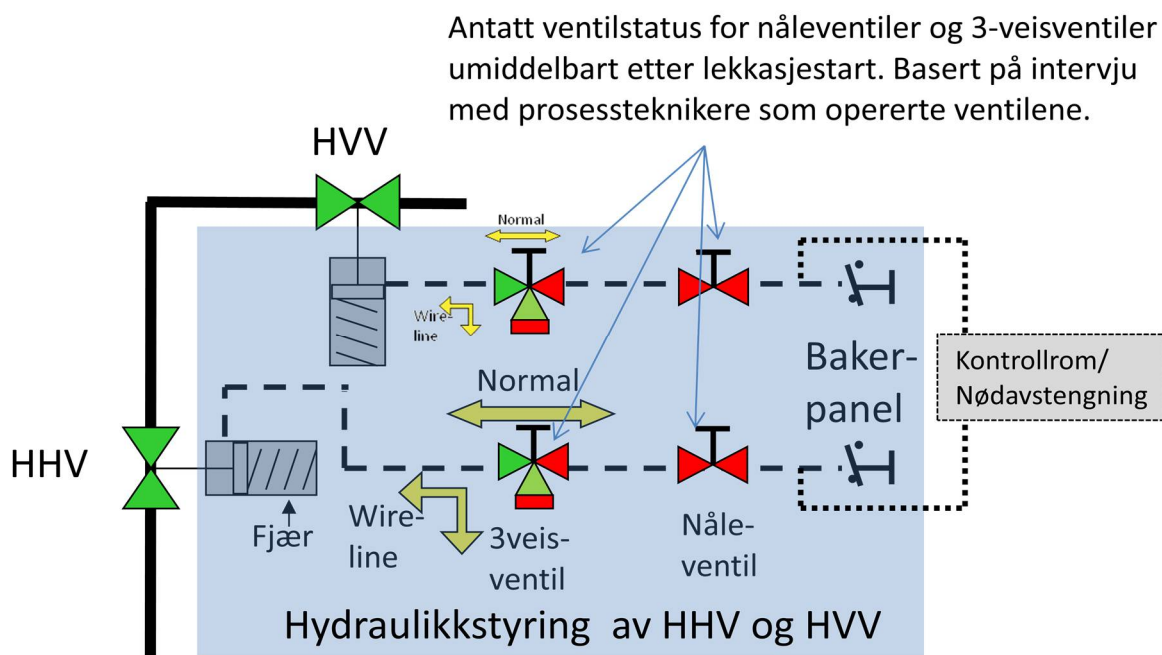
I dette tilfellet valgte imidlertid utførende å stenge manuell hovedventil (MHV) og vurderte det til å være trygt å åpne både HHV og HVV. Noe av bakgrunnen for denne vurdering kan være at noen skift benytter MHV som barriereventil ved denne type jobber. I ettertid har det vist seg at MHV hadde en stor intern lekkasjerate.

Fra Bakerpanelet ble hydraulikktrykk sluppet frem til de stengte nåleventilene. For å åpne HHV og HVV ble begge 3-veisventilene satt i normal modus. Deretter åpnet prosesssteknikeren nåleventilene for både HVV og HHV, noe som medførte at disse to nødavstengningsventilene gikk fra lukket til åpen posisjon. Det er noe uklarhet i rekkefølge og tidspunkter for åpning av nåleventiler til HHV og HVV. Ved åpning av både HHV og HVV strømmet gass gjennom utett MHV og forbi ventiltreet. Dette medførte gasslekkasje ut av åpen drenering. Tidspunkt for dette var ca kl 14.00. Figur 2 viser ventilposisjoner ved lekkasjestart.



Figur 2 Ventilposisjoner ved lekkasjestart

Områdetekniker oppfatter umiddelbart at det er en lekkasje et sted, men vet ikke om det er injeksjonsvann eller hydrokarboner som lekker ut. I et forsøk på å stoppe lekkasjen blir nåleventilene stengt. Dette medførte at HHV og HVV ble "låst" i åpen posisjon ved at hydraulikktrykket som holdt ventilene åpne ikke kunne bløse av fra kontrollrom eller gjennom automatisk nødavstengning. Dette medførte at lekkasjen fikk varighet på ca. en time. Hadde ikke nåleventilene blitt stengt ville HHV og HVV stengt ved nødavstengningssignal, og lekkasjen hadde vært over i løpet av 1-2 minutt. En forklaring på at nåleventilene ble stengt kan være relatert til stressnivå prosesssteknikeren opplevde i situasjonen, og at det nettopp var ved åpning nåleventilene at lekkasjen hadde startet, og at han forsøker å reversere dette ved å stenge ventilene igjen. Det er usikkert om 3-veisventilen ble operert på dette tidspunktet. Status på 3-veisventilen har ingen betydning så lenge nåleventilen er stengt og stuss for hydraulikktilkopling var plugget.



Figur 3 Viser antatt status for nåleventiler og 3-veisventiler umiddelbart etter lekkasjestart

Teknikerne forsøker nå å finne ut hva som har skjedd og beveger seg mot lekkasjepunktet. Dette innebærer at en tekniker eksponeres for gass. Med det samme de blir klar over at det er en gasslekkasje trekker de seg ut av området.

Alarmen går og alt personell mønstrer i henhold til alarminstruks. Opptellingen av alt personell om bord er klar kl 1419.

Kl 1455 velger en å gå inn i M14 for å åpne nåleventiler på HHV og HVV slik at en får blødd av hydraulikktrykket og stengt disse nødavstengningsventilene. På dette tidspunktet viste ingen av gassdetektorene utslag over alarmgrenser.

4 Hendelsens faktiske konsekvenser og potensial

4.1 Konsekvens av det faktiske forløp

Følgende var faktiske konsekvenser av hendelsen:

- Lekkasje/utslipp av ca. 800 kg gass² i M14 Nord Mesanindekk Manifold område (Fire Area 66). I hovedsak er det sannsynligvis metangass som har lekket ut.
- Den initiale lekkasjeraten fra lekkasjepunkt er beregnet til ca. 1.3 kg/s².
- Gassdetektorer i M14 Nord Mesanindekk Manifold område (FA66) har indikert gasskonsentrasjoner opp til 170 % LEL³.
- Totalt er det detektert gass i 6 av 8 "Fire areas" i Modul M14. Det er registrert alarm (Lav eller Høy) fra 29 av 32 detektorer i disse 6 "Fire areas".
- Eksponering av områdetekniker for hydrokarbongass - uten identifisert personskaade som følge av dette.
- Tapt/Utsatt produksjon i det tidsrom GFB var nedstengt
- Utslipp av 48 m³ Arctic Foam 203 (3 % AFFF) til sjø i fm overrisling. (Kjemikalium i svart kategori⁴).
- Estimert oljeutslipp til sjø er 25 liter⁵.

4.2 Potensiell konsekvens av faktisk lekkasje

Følgende vurderes til å være hendelsens potensielle konsekvenser:

4.2.1 Involvert personell

De to teknikerne som var direkte involvert i arbeidet kunne blitt utsatt for alvorlig skade eller omkommet dersom gassen hadde blitt antent. Sannsynlighet for antenning er estimert til å være i størrelsesorden 1 %.

I hovedsak er det sannsynligvis metangass som har lekket ut, men det var også potensial for at lekkasjemediet kunne inneholdt H₂S gass. Innånding av H₂S eller HC-gass kan medføre skade og i de mest alvorlige tilfellene død. Potensielle konsekvenser ved innånding er bl.a. avhengig av eksponeringstid, konsentrasjon og type HC-gass.

² Beregnet /estimert av Statoil vha Hysys (program for prosessberegninger). Når det gjelder utslippsmengde har granskingsgruppen tatt hensyn til at noe gass har strømmet forbi brønnsikringsventilen i tidsrommet mens lekkasjen pågikk.

³ De reelle gasskonsentrasjoner som har vært tilstede ved gassdetektorer kan i virkeligheten ha vært både noe høyere og lavere enn det som kan trendes av detektorutslag fra hendelsen. Årsaken til dette vil være relatert relativ respons mellom faktisk lekkasjegass og detektorenes definerte sensitivitet / kalibreringsgass.

⁴ Oppgitt av Statoil. Inkludert som faktisk konsekvens fordi bruken av skum for å redusere eksplosjonslaster sannsynligvis ikke representerte en nytteverdi ved bekjempelse av hendelsen.

⁵ Fremkommer i varselet som Ptil mottok fra Statoil i fm hendelsen. Årsaken til oljeutslippet er sannsynligvis at tank for åpen drenering ble fylt opp med vann fra brannvannsystemet, og at noe olje som på forhånd var tilstede i denne tanken gikk i overløp til sjø.

4.2.2 Annet personell i området

Det har ikke kommet frem at det var andre personer til stede i M14 da lekkasjen inntraff. Dette er imidlertid i stor grad basert på tilfeldigheter. Eventuelt annet personell i M14 ville ha blitt eksponert for mer eller mindre samme potensielle konsekvens som beskrevet for direkte involvert personell.

4.2.3 Potensielle konsekvenser ved antenning - gitt faktisk lekkasje

Dersom lekkasjen hadde blitt antent ville dette kunne medført brann eller eksplosjon med påfølgende brann. Mulige konsekvenser av en eksplosjon eller brann i M14 er avhengig av flere forhold som bl.a.:

- Størrelsen og konsentrasjonen på antennbar gass-sky i M14
- Lekkasjeraten som funksjon av tid, total varighet på lekkasjen og totalt tilgjengelig lekkasjevolum
- Nivået på mulige ulykkeslaster gitt antenning og hvilket utstyr som kunne blitt eksponert for ulykkeslastene
- Hvordan hovedsikkerhetsfunksjoner opprettholdes eller påvirkes ved ulykkessituasjoner⁶
- Barrierefunksjoner etablert for M14 og tilhørende ytelseskrav til barriereelementene som skal realisere funksjonene. Eksempelvis:
 - Hva brannskiller, bærende struktur, utstyr og sikkerhetsfunksjoner i modulen er dimensjonert for å tåle av ulykkeslaster (dimensjonerende ulykkeslaster) for å hindre eskalering/spredning.
 - Tilgjengelig areal for eksplosjonsavlastning (Louvre panel, Eksplosjonspanel, grating, åpninger mot friluft).
 - Passiv brannbeskyttelse av vegger, bærestruktur og utstyr for å hindre eskalering til andre områder eller spredning til annet utstyr.
 - Tilstedeværelse og effekt av brannvann for å redusere eksplosjonslaster, redusere brannintensitet og/eller kjøle utstyr
 - Nødavstengning og seksjonering for å redusere utslippsvolum
 - Trykkavlastning for å redusere utslippsvolum eller begrense eskaleringsrisiko

⁶ Styringsforskriften § 9 (Akseptkriterier for storulykkesrisiko og miljørisiko) tilsier at operatøren skal sette akseptkriterier for storulykkesrisiko og miljørisiko. Akseptkriterier skal bl.a. settes for bortfall av hovedsikkerhetsfunksjoner som nevnt i innretningsforskriften § 7. Her defineres følgende hovedsikkerhetsfunksjoner som skal opprettholdes ved en ulykkessituasjon:

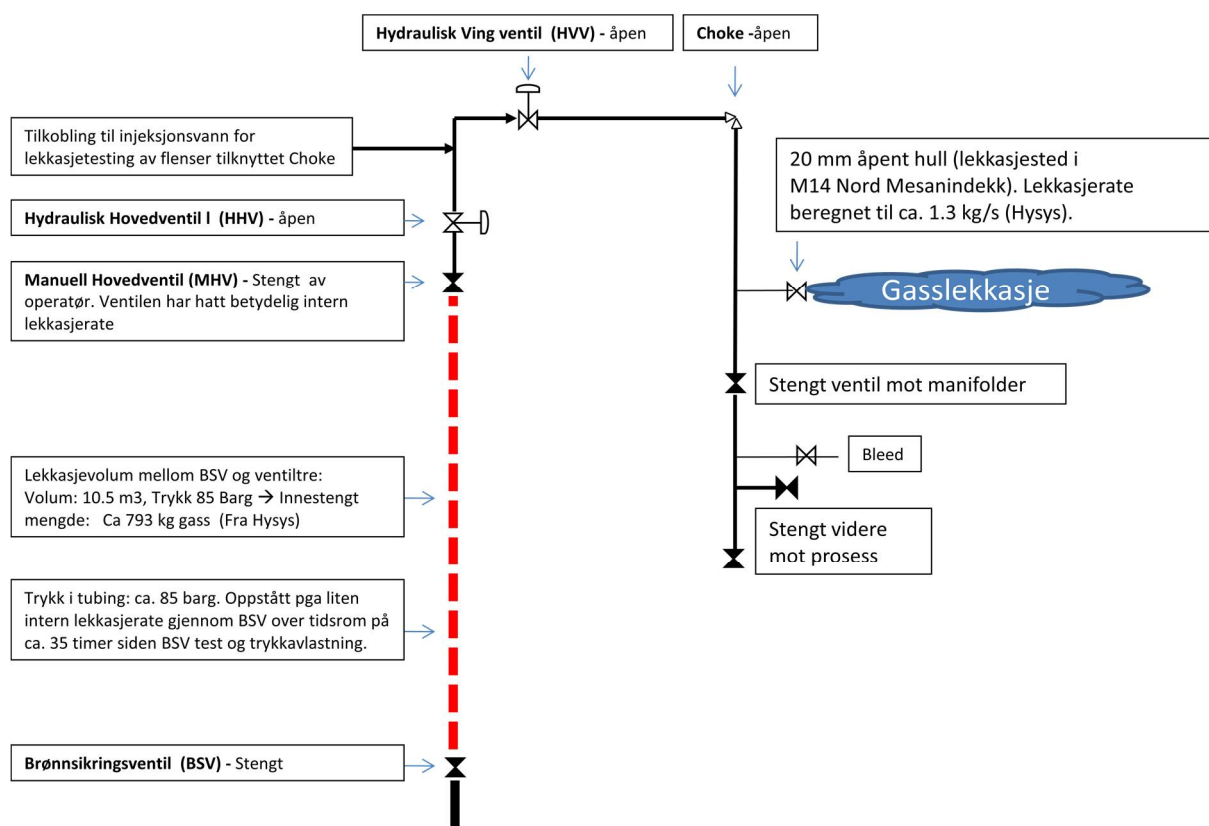
- a) hindring av eskalering av ulykkessituasjoner slik at personell som er utenfor den umiddelbare nærheten av ulykkesstedet, ikke skades,
- b) opprettholdelse av hovedbæreevnen i bærende konstruksjoner inntil innretningen er evakuert,
- c) beskyttelse av rom som er av betydning for bekjempelse av ulykkeshendelser slik at de er operative inntil innretningen er evakuert,
- d) beskyttelse av innretningens sikre områder slik at disse er intakt inntil innretningen er evakuert,
- e) opprettholdelse av minst én evakueringsvei fra ethvert område der personell kan oppholde seg inntil evakuering til innretningens sikre områder og redning av personell er gjennomført

Norsok Z-013 - Annex B gir mer info/veiledning vedrørende beregninger tilknyttet tap av hovedsikkerhetsfunksjoner.

- Barrierefunksjoner etablert for andre områder for å redusere konsekvenser av eventuell spredning ut av M14 og for å sikre rømning/evakuering.
- Teknisk tilstand til barriereelementer (sikkerhetssystemer, sikkerhetsfunksjoner og sikkerhetskritisk utstyr) som realiserer barrierefunksjoner⁷
- At bruken av innretningen til enhver tid er i samsvar med innretningens tekniske tilstand og de forutsetningene for bruk som er satt i bl.a. risikoanalysene⁸

Nedenfor og på de neste sider er det vist figurer/illustrasjoner som er benyttet i diskusjonen av hendelsens potensielle konsekvenser.

Figur 4 nedenfor illustrerer ventilposisjoner ved lekkasjestart, tilgjengelig lekkasjevolum (stiplet linje) og lekkasjested.

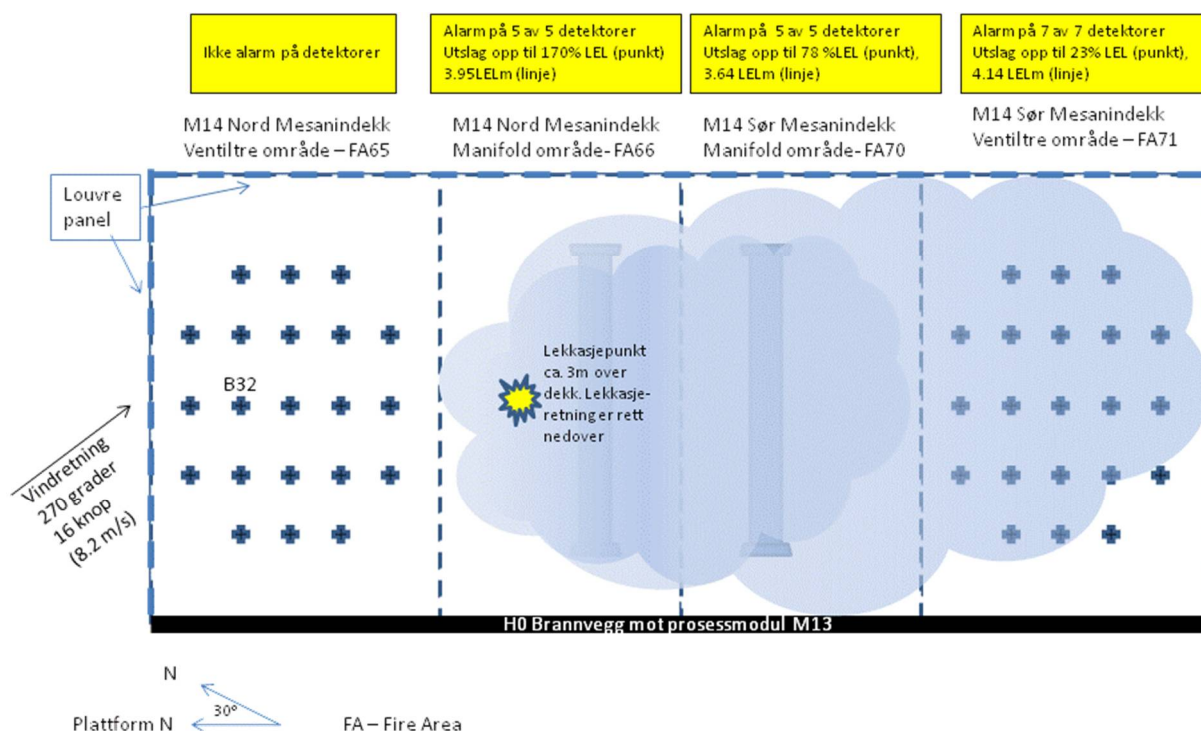


Figur 4 Ventilposisjoner ved lekkasjestart, tilgjengelig lekkasjevolum (stiplet linje) og lekkasjested

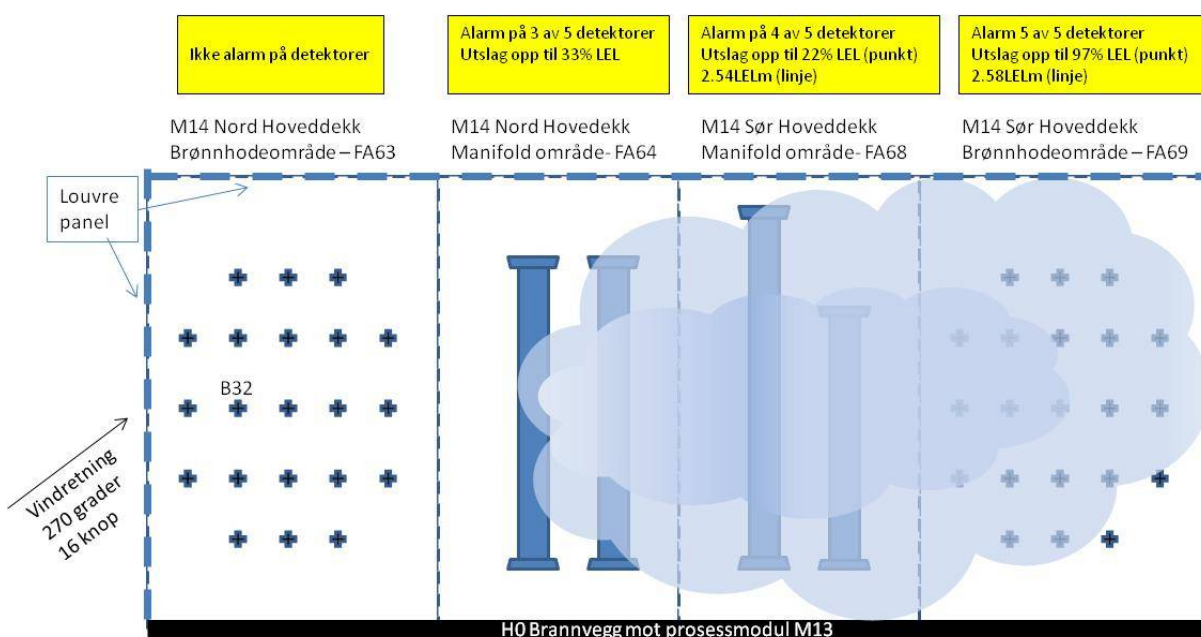
7 I hendelsen er det mange barrierefunksjoner som har vært involvert. Granskningsgruppen har ikke detaljert vurdert den reelle tekniske tilstanden til alle disse barrierefunksjonene. Granskningsgruppens vurderinger av mulige konsekvenser ved antenning er basert på en generell forutsetning om at barrierefunksjoners totale effektivitet, pålitelighet og robusthet er holdt intakt via GFB drifts- og vedlikeholdsutførelse samt prosesser for overvåking og verifikasjon av barriereytelse. Mulige og påviste mangler er drøftet i kap.5.1.8, 5.1.9 og 5.3.

8 I granskningen har en ikke fokusert på å sjekke forhold tilknyttet full etterlevelse av forutsetninger for bruk som kan avledes av risikoanalyser.

Figur 5 og Figur 6 nedenfor viser ”brann- og gassdeteksjonsområder” i M14 Mesanindekk og M14 hoveddekk (sett ovenfra) og inkluderer en grov illustrasjon av gass-skyen basert på utslag av gassdetektorer. Gassen har høyest konsentrasjon i område FA66 som inkluderer lekkasje-stedet. Den illustrerte gass-skyen viser ikke detaljert info om konsentrasjoner og form / spredning. Dekket på mesanindekk består av gitterrist (grating) i nord og sør, mens den midtre tredjedel er tett.



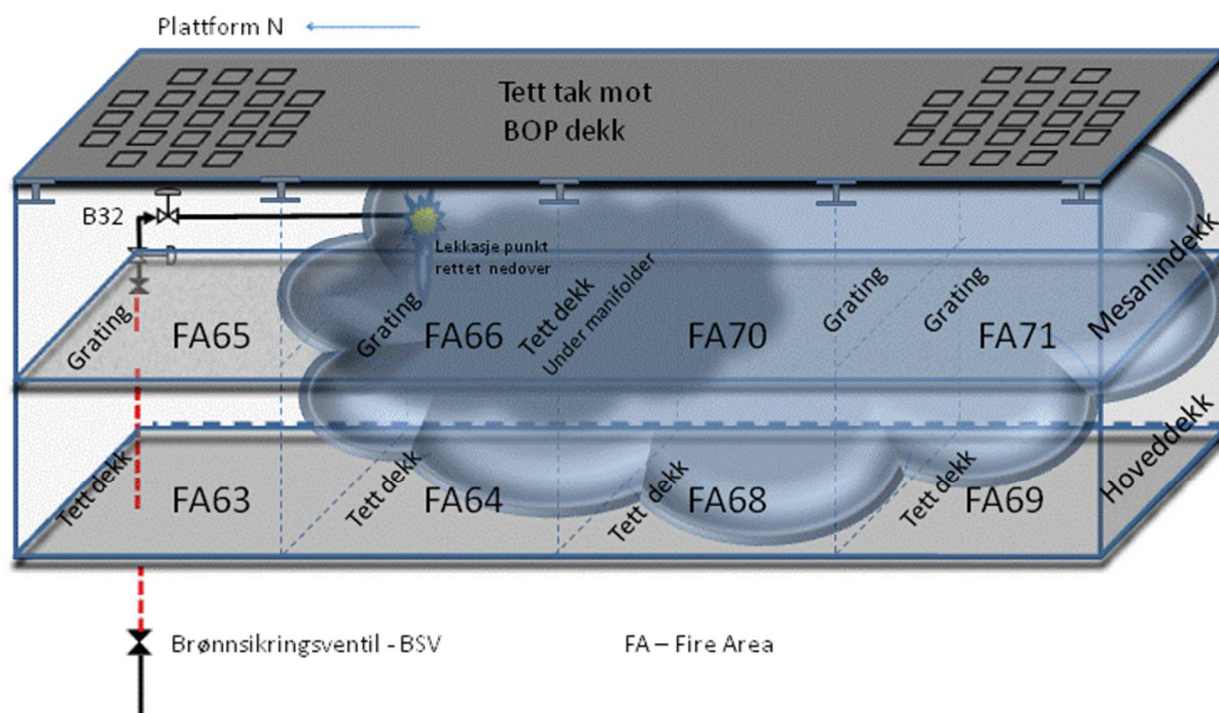
Figur 5 M14 Mesanindekk



Figur 6 M14 Hoveddekk

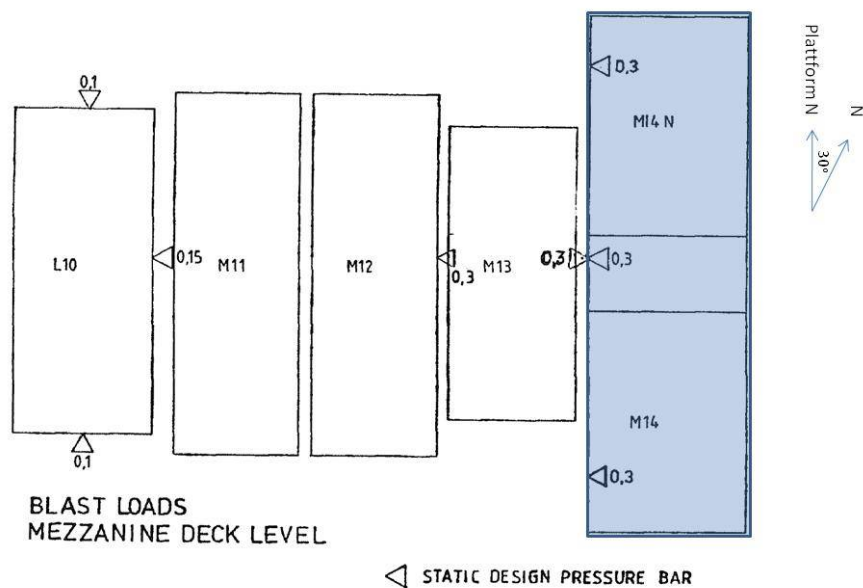
Figur 7 nedenfor viser brann- og gassdeteksjonsområder i M14 (sett gjennom brannvegg fra M13) og inkluderer en grov illustrasjon av lekkasjested, lekkasjeretning og gass-skyen i modulen basert på utslag av gassdetektorer. Gassen har høyest konsentrasjon i område FA66 som inkluderer lekkasjestedet. Dekket på mesanindekk består som nevnt av gitterrist (grating) i nord og sør, mens den midtre tredjedel er tett. Hoveddekket og BOP dekk (taket i M14) er tett.

Den illustrerte gass-skyen viser ikke detaljert informasjon om konsentrasjoner og form/spredning.



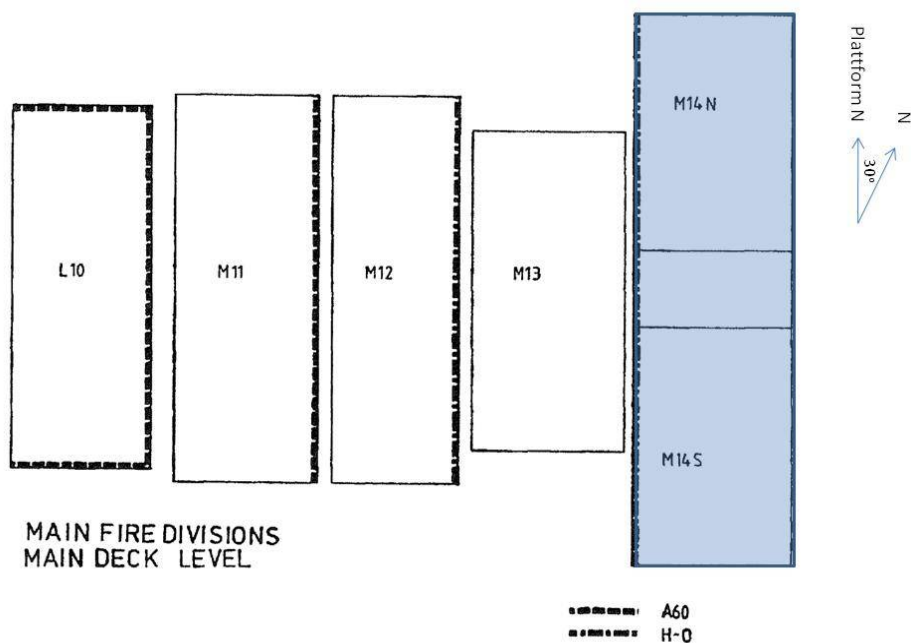
Figur 7 viser brann- og gassdeteksjonsområder i M14 (sett gjennom brannvegg fra M13)

Figur 8 nedenfor viser hvilket statisk eksplosjonstrykk skillet mellom M14 og M13 er designet for å tåle. Figuren er for mesanin dekk, men er tilsvarende for hoveddekk.



Figur 8 Statisk eksplosjonstrykk i skillet mellom M14 og M13 er designet for å tåle

Figur 9 nedenfor viser brannskiller på hoveddekknivå. Mellom M14 og M13 er det H0-skille. Tilsvarende er mellom disse moduler på mesanindekk.



Figur 9 Brannskiller på hoveddekknivå

4.2.4 Potensielle konsekvenser av en eksplosjon gitt faktisk lekkasje

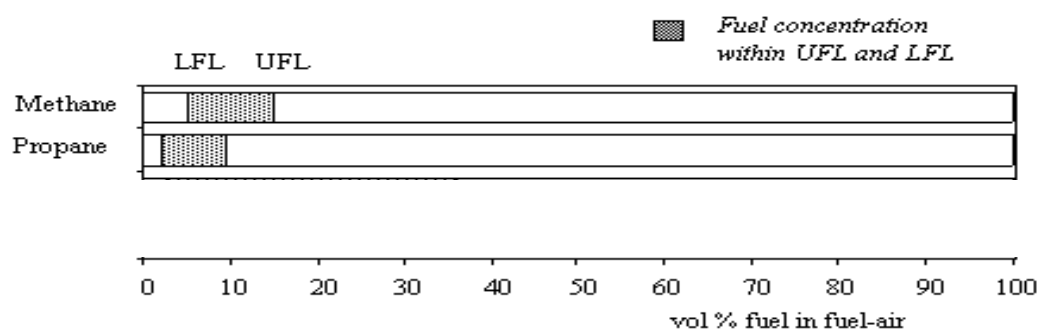
En forsinket antenning⁹ av gasslekkasjen ville sannsynligvis resultert i en eksplosjon. Hvor høye ulykkeslastene fra en eksplosjon faktisk kunne blitt, kan på et rent kvalitativt grunnlag ikke avklares detaljert. Basert på noen sentrale risikopåvirkende forhold er det imidlertid mulig å gjøre en viss kvalifisert vurdering av potensielle konsekvenser av forsinket antenning og eksplosjon.

Etter hvert som gass strømmer ut av hullet vil gassen fortynnes både som følge av innblanding av luft i selve jeten og som følge av ventilasjonen i området. Vindretning og vindhastighet mens lekkasjen pågikk er oppgitt til henholdsvis 270 grader (vind fra vest) og 16 knop (8.2 m/s). Basert på Gullfaks B TRA, Appendiks D – Eksplosjonsanalyse, legger granskningsgruppen til grunn at den naturlige ventilasjon medførte i størrelsesorden 270 luftutskiftninger pr time i modul M14. En slik høy ventilasjonsrate vil effektivt bidra til uttynning av gasskonsentrasjoner.

Det er kun gasskonsentrasjoner som er mellom nedre eksplosjonsgrense (LEL, Lower Explosion Level eller LFL, Lower Flammability Level) og øvre eksplosjonsgrense (UEL, Upper Explosion Level eller UFL, Upper Flammability Level) som vil være antennbar og bidra til potensielle ulykkeslaster i et eksplosjonsforløp.

Figur 10 nedenfor viser LEL/LFL og UEL/UFL for metan og propan. Den nøyaktige sammensetningen for gassen som lekket ut i M14 er ikke kjent.

Granskningsgruppen legger til grunn at metan har vært den dominerende gasstypen, men at det også er et visst innslag av tyngre HC-gasser som etan, propan, butan, osv. Jo større innslag av disse tyngre gasser jo lavere vil LFL i blandingen bli.



Figur 10 LEL/LFL og UEL/UFL for metan og propan

Granskningsgruppen har ikke detaljert innsikt i hvor stor den antennebare gass-skyen faktisk var. Det er imidlertid et faktum at to forskjellige detektorer i M14 Nord Mesanindekk Manifold område (Fire Area 66) har vært eksponert for høye gasskonsentrasjoner (152 % LEL og 170 % LEL). Videre er det utslag på totalt 29 gassdetektorer i M14. Disse fordeler seg som alarmer på lavt nivå (min. 10 % LEL) og alarmer på høyt nivå (min. 30 % LEL). Det er ikke

⁹ Med forsinket antenning menes i denne sammenheng antenning som inntreffer etter at lekkasjen har hatt anledning til å danne en eksplosiv gass-sky. Oppbygningen og utviklingen av gass-sky ved lekkasje vil gå gjennom en transient fase før gass-skyen er fullt etablert (stasjonær fase). Ved umiddelbar eller tidlig antenning vil utbredelsen av den eksplosive gass-skyen normalt være av begrenset størrelse. Ved tidlig antenning vil en få brann, men ikke nødvendigvis eksplosjon.

indikasjoner på at punktgassdetektorer utenfor FA-66 har detektert gasskonsentrasjoner over 100 % LEL. Det er imidlertid én gassdetektor i FA-69 (M14 Sør Hoveddekk – Brønnhodeområde) som har vist et maksimalt utslag på 97 % LEL. Hvis dette representerer et reelt konsentrasjonsnivå ved denne detektoren, er det nærliggende å avlede at det har vært antennebare konsentrasjoner av gass også utenfor FA-66. Det er imidlertid ikke grunn til å tro at omfanget av høye gass-konsentrasjoner utenfor FA-66 har hatt betydelig utbredelse. En forklaring på gasskonsentrasjonen detektert i FA-69 kan være at de konkrete ventilasjonsforholdene og selve gassutstrømningen fra lekkasjehullet, har medført dannelse av ”strømningskanal” med høy gasskonsentrasjon.

De høyeste målte gasskonsentrasjoner i FA-66 er relativt nært det blandingsforholdet mellom luft og gass som er mest kritisk for nivået på ulykkeslaster fra eventuell eksplosjon. Forklaringen på dette er relatert hvordan gasskonsentrasjon påvirker flammehastigheter.

Basert på deteksjonsutslag fra gassdetektorer er det ikke urimelig å legge til grunn at fyllingsgraden med antennebar gassblanding har vært begrenset til en mindre del av modul M14. Hvor ensartet eller homogen den antennebare delen av gass-skyen i nærheten av utslippstedet har vært, er vanskelig å fastslå. I modul M14 vil konsentrasjonsfordelingen i den antennebare skyen kunne ha betydning for nivået på eksplosjonslaster gitt antenning. Dette ved at gasskonsentrasjoner nær nedre eksplosjonsgrense (LEL) og øvre eksplosjonsgrense (UEL) vil gi lavere flammehastighet, og dermed ikke bidra like mye til generering av ulykkeslaster som en gassblanding nær støkiometrisk konsentrasjon¹⁰.

Som følge av gassdeteksjon ble brannvannssystemet i M14 automatisk aktivert. Når en gass-sky er forhåndsblandet med tilstrekkelig mengde av vandrdåper (med bestemt størrelse), kan dette redusere ulykkeslastene fra de mest alvorlige eksplosjonsforløpene i delvis åpne moduler med mye utstyr, dvs som modul M14.

M14 har louvre panel (delvis åpne panel) på 3 av ”modulveggene”. I tillegg til å sikre naturlig ventilasjon til modulen vil disse panelene også ha en rolle relatert til eksplosjonsavlastning. (I Gullfaks B eksplosjonsanalyse er louvre panel modellert som 40 % åpne).

Ifølge ”Design Accidental Load Specification” (DAL spesifikasjon) for Gullfaks B er H-0 brannveggen mellom M14 og M13 designet for å motstå et gjennomsnittlig eksplosjonstrykk på 0,3 barg med varighet på 0,5 sek. For å hindre skader på den passive brannbeskyttelsen på veggen er det angitt krav til at avbøying/defleksjon som følge av eksplosjon skal være innenfor toleransekrav til brannbeskyttelsesmaterialet. Lastene i GFB DAL spesifikasjonen gjengir dimensjonerende last i form av statisk overtrykk. I en eksplosjon er det en dynamisk trykkutvikling med kortvarig maksimalt overtrykk. I Gullfaks B TRA, Appendiks D – Eksplosjonsanalyse, antydes det at brann/eksplosjonsvegger sannsynligvis vil tåle et dynamisk trykk som er atskillig høyere enn det som er angitt som statisk designtrykk.

Foreliggende eksplosjonsanalyse for GFB er fra 2003. Dette medfører en viss usikkerhet tilknyttet hvilke eksplosjonslaster (gitt dagens kunnskap, modeller og metoder) som kan opptre ved forskjellige hendelser. Før det gjennomføres en oppdatert detaljert konsekvensanalyse vha CFD-simuleringsverktøy (som FLACS) og dynamisk strukturrepons analyse er det ikke mulig å trekke fullgode konklusjoner mht potensiell konsekvens av eksplosjon i M14. Granskningsgruppen er gjort kjent med at Statoil planlegger å gjennomføre FLACS beregninger for å kartlegge mulige eksplosjonslaster fra lekkasjen. Inntil det

¹⁰ Støkiometrisk blanding vil si at det er optimal blanding mellom gass og luft (oksygen) slik at det blir fullstendig forbrenning av alle hydrokarboner. Høyeste forbrenningshastighet og dermed trykk skjer ved marginalt svakere enn støkiometrisk blanding, dvs litt overskudd av oksygen

gjennomføres FLACS beregninger som eventuelt viser noe annet, konkluderer granskningsgruppen som følger mht eksplosjon:

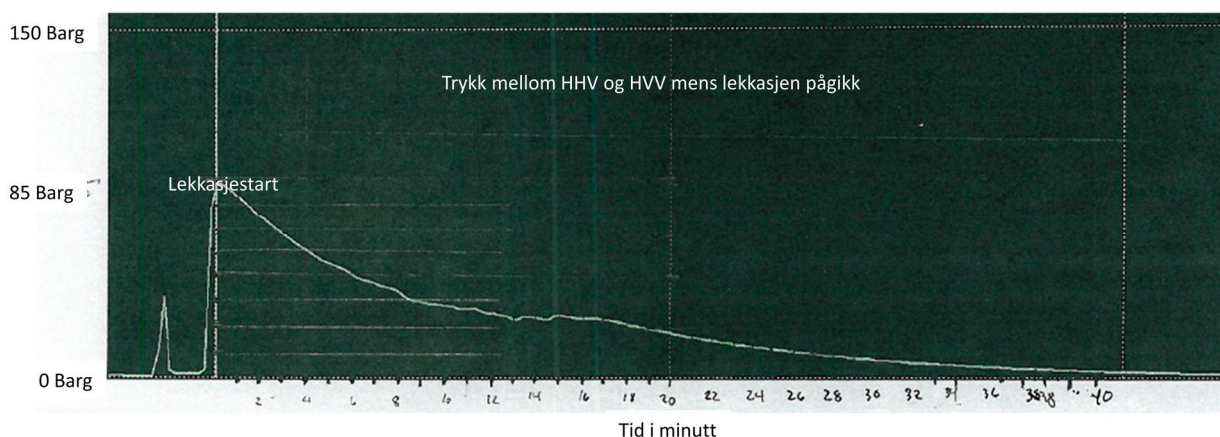
Basert på den informasjon granskningsgruppen har om hendelsen, de konkrete ventilasjonsforholdene mens lekkasjen pågikk og barrierefunksjoner i modul M14, vurderes det som mest sannsynlig at ulykkeslaster fra eventuell eksplosjon ikke ville ha overskredet lastene eksplosjons-/brannskiller og utstyr i M14 kan motstå mht å forhindre tap av hovedsikkerhetsfunksjoner.

4.2.5 Potensielle konsekvenser av en brann gitt faktisk lekkasje

En antenning av lekkasjen ville (i tillegg til eventuell eksplosjon) resultert i brann.

En antent gasslekkasje med initiell rate 1,3 kg/s (85 barg drivtrykk, ca. 800 kg total utslippsmengde) ville ha gitt opphav til en jetbrann med form avhengig av eventuelt eksponert utstyr/ objekter.

Trykkhistorikken fra hendelsen er vist i Figur 11 nedenfor. Her fremkommer at trykket mellom HHV og HVV blir halvert i løpet av ca. 7 minutter. Formen på trykkavlastningskurven er noe uvanlig, men kan muligens henge sammen med at lekkasjeåpningen i manuell hovedventil (MHV) ikke har vært lik gjennom hele hendelsesforløpet eller spesielle strømningsforhold. Basert på at detekterte gasskonsentrasjoner i FA66 hvor lekkasjen inntraff, legger granskningsgruppen til grunn at lekkasjeraten etter 7-10 minutter er betydelig mindre enn initiell utslippsrate.



Figur 11 Trykk mellom HHV og HVV i lekkasjeperioden

Utfra plasseringen og orienteringen av lekkasjen er det ikke grunn til å anta at brønnerør inkl. brønnhoder ville blitt langvarig og direkte eksponert for flammer. Brønnerør og manifolder fra den enkelte brønn ville imidlertid blitt direkte eksponert. I M14 inneholder produksjonsstrømmene store mengde vann, i gjennomsnitt 80 %, noe som i stor grad reduserer brannrisiko. For å hindre at det skal kunne oppstå en langvarig brann eller uakseptabel eskaleringsrisiko er det imidlertid av avgjørende betydning at nødavstengningsventiler for den enkelte brønn (BSV, HHV, HVV) lukker og holder tilstrekkelig tett. Ptil har i granskningen av hendelsen identifisert at Statoil ikke har testet disse ventilene iht. sin egen prosedyre, eller på en måte som fullgodt verifiserer om alle relevante ytelseskrav til ventilene faktisk møtes. Dette forhold er omtalt i kapittel 5.3.

Under hendelsesforløpet ble det fra sentralt kontrollrom iverksatt manuell trykkavlastning av segmenter i moduler som grenser til M14. Beslutningen om dette risikoreducerende tiltak var viktig for å redusere eskaleringsrisiko ved eventuell antenning.

Brannvannsystemet i M14 ble aktivert automatisk ved bekreftet gassdeteksjon for å dempe eventuelle eksplosjonslaster. I en brannsituasjon er kjøleeffekten av vannet viktig.

Ifølge "Design Accidental Load Specification" for Gullfaks B skal hovedbærestruktur i M14 dimensjoneres for å motstå hydrokarbonbrann i 2 timer. Maksimum tillatt ståltemperatur er oppgitt til 400 grader. Varmefluks fra brann oppgis til å kunne ha intensitet opp til 340 kW/m².

Basert på overnevnte forhold er det grunnlag for å anta at barriereelementer i M14 er tilstrekkelig dimensjonert for å kunne håndtere/motstå aktuell brannbelastning på en måte som hindrer tap av hovedsikkerhetsfunksjoner.

4.2.6 Sannsynlighet for umiddelbar/forsinket antenning i M14 gitt faktisk lekkasje

Umiddelbar antenning

Lekkasjehullet var i dette tilfellet en åpen stuss (med diameter på 20mm). Lekkasjen oppsto m.a.o. ikke som følge av en plutselig "bruddmekanisme" i utstyr. Muligheten for umiddelbar antennelse som følge av selve lekkasjen vurderes derfor som lite sannsynlig.

Forsinket antenning

Jo større en antennbar gass-sky blir, jo mer øker normalt tennsannsynligheten som følge av at flere potensielle tennkilder eksponeres. Også tidsrommet et område er eksponert for antennbar gass påvirker tennsannsynligheten. Normalt er det imidlertid slik at tennsannsynligheten er desidert størst det første minuttet eller to etter lekkasjen oppstår. (Bl.a. grunnet forsinket tripp/isolering av utstyr/aktiviteter, og som følge av at eventuelle feil normalt gir seg til kjenne relativt raskt).

Gasskonsentrasjonsfordelingen i den antennbare gass-skyen påvirker også tennsannsynlighet.

De høyeste målte gasskonsentrasjoner i M14 er relativt nært det blandingsforholdet mellom luft og gass som er mest kritisk mht nødvendig tennenergi.

Basert på deteksjonsutslag fra gassdetektorer er det lagt til grunn at fyllingsgraden med antennbar gassblanding har vært begrenset til en mindre del av modul M14. M14 er klassifisert som sone 2, og alt utstyr i området er i Ex-utførelse. Relativt tidlig i hendelsesforløpet ble det iverksatt automatisk NAS II (som bl.a. medfører stopp/isolering av utstyr). I M14 pågikk det ved lekkasjestart ikke spesielle aktiviteter som kunne økt tennsannsynligheten.

Overnevnte forhold reduserer i vesentlig grad muligheten for forsinket antenning. Imidlertid vil det for hendelser som gir dannelse av eksplosiv gass-sky alltid være en viss mulighet for forsinket antenning. Vurdering av tennsannsynlighet i risikoanalyser er normalt forankret i et generelt statistisk datagrunnlag og spesifikke vurderinger for det aktuelle anlegg. Tallverdier som legges til grunn for å vurdere sannsynlighet for forsinket antenning av lekkasjerate på 1 til 2 kg/s i naturlig ventilert klassifisert område er vanligvis i størrelsesorden 1 %. Dette er i samsvar med tennsannsynligheter fra GFBs risikoanalyse som er lagt til grunn for M13. For M14 har GFB risikoanalyse lagt til grunn lavere tennsannsynlighet, men siden denne tilsynelatende forutsetter at lekkasjen/utslippet består av 80 % vann er det vår vurdering at denne ikke er relevant for den konkrete lekkasjen i M14.

RNNP data fra og med 1996 og frem til og med 2009 (Ref. RNNP Hovedrapport, norsk sokkel – 2009) viser at ingen av de innrapporterte hydrokarbon-lekkasjene over 0,1 kg/s er blitt antent. Den siste antente lekkasje over 0,1 kg/s på norsk sokkel skjedde i 1992. I tidsrommet fra 1996 - 2009 var det 92 lekkasjer > 1 kg/s på norsk sokkel. Dette datagrunnlaget indikerer at tennsannsynligheten er forholdsvis begrenset ved de fleste HC-

lekkasjer. En forklaring på dette er at regelverket- og Petroleumsvirksomheten i Norge har stor fokus på barrierefunksjonen som skal hindre at HC-lekkasjer antenner.

Hvis en ser på forskjeller mellom norsk og britisk sokkel fremkommer at det er flere antente lekkasjer på britisk enn på norsk sokkel, regnet per innretningsår. På britisk sokkel er det mellom 1 og 2 % av gass- og tofase lekkasjene som antenner. Det er statistisk signifikante forskjeller i tennsannsynlighet mellom norsk og britisk sokkel. Det er ikke entydige forklaringer på denne forskjellen.

Vi ønsker å understreke at gitt tilstedeværelse av en gass-sky som ved antenning kan medføre tap av hovedsikkerhetsfunksjoner, vil en begrenset tennsannsynlighet allikevel innebære en stor risiko. Dette henger sammen med at risiko påvirkes av både sannsynlighet og konsekvens. En høy konsekvens kan derfor resultere i en betydelig total risiko selv om sannsynligheten for hendelsen er liten.

4.3 Potensielle konsekvenser gitt endrede omstendigheter

Følgende vurderes til å være hendelsens potensielle konsekvenser ved ubetydelig endrede omstendigheter:

4.3.1 Potensielle konsekvenser ved høyere lekkasjerate eller større total utslippsmengde

Statoil har i sin veiledning GL0131 på generelt grunnlag beskrevet at den maksimale størrelse på en gass-sky er en god indikator på risikobidraget fra et gassutslipp. Sitat: *Risikobidraget øker kraftig med økende skystørrelse. Man kan forenklet si at en gassky A som er 10 ganger større enn B (i volum innenfor LEL) gir et risikobidrag som er mer enn 100 ganger større enn risikobidraget fra B. Gassskyens størrelse er derfor en hensiktsmessig parameter når vi ønsker å klassifisere/gradere lekkasjene i henhold til risikopotensial. Det er selvfølgelig en nær sammenheng mellom størrelsen på et gassutslipp og skyens størrelse. Denne sammenhengen er noe kompleks, da flere faktorer spiller inn. De viktigste faktorene er utslippets karakter (rate over tid, jet/impuls eller diffus), geometri/arrangement, inventar, ventilasjon/vindretning og styrke*. Granskningsgruppen er enig i denne generelle beskrivelse og vurdering av risikobidrag.

Den faktiske lekkasjeraten ut i M14 har ikke vært begrenset av den åpne stussen (på ca. 20mm), men har sannsynligvis blitt bestemt av den interne lekkasjeraten gjennom manuell hovedventil (MHV) for brønn B-32. Denne ventilen var blitt lukket i forkant av lekkasjen, men holdt ikke tett. MHV var ikke en del av blindingslisten eller arbeidsbeskrivelsen og ventilen var ikke lekkasjetestet. Akseptkriteriet for intern lekkasjerate som brønnventiler i normal drift testes mot er 25,5 m³/t for gass (dvs. ca 20 kg/t eller ca 0,006 kg/s for gass bestående av mye metan). I dette tilfellet har MHV hatt en intern lekkasjerate som muliggjorde en utslippsrate på ca. 1,3 kg/s til atmosfære. Dette overstiger det normale testkravet med en faktor større enn 200. Granskningsgruppen legger til grunn at det ved ubetydelig endrede omstendigheter kunne ha oppstått en større intern lekkasjerate gjennom MHV enn det som faktisk var tilfellet.

Hadde lekkasjeraten kun vært styrt av lekkasjeåpningen på ca. 20 mm ville lekkasjeraten med et drivtrykk på 85 barg ha vært betydelig større. En initial lekkasjerate opp mot 4 kg/s er ikke urealistisk i et slikt tilfelle. En gass-sky vil i flere tilfeller kunne øke mer enn proporsjonalt med utslippsraten. En lekkasjerate opp mot 4 kg/s ville med høy sannsynlighet ha medført oppbygning av en stor eksplosiv gass-sky i M14 ved de rådende ventilasjonsforhold, og således representert en eksplosjonsrisiko med betydelig storulykkespotensial.

Når det gjelder brannrisiko ville en større lekkasjerate ha medført større omfang av flammer. Samtidig ville varigheten ha blitt betydelig redusert fordi det tilgjengelige lekkasjevolumet ville blitt raskere trykkavlastet gjennom lekkasjepunktet. Hvordan dette i sum ville påvirket hendelsesforløpet er vanskelig å si, men rømningsmuligheten for eventuelt tilstedeværende personell i M14 ville sannsynligvis vært veldig begrenset.

En liten intern lekkasjerate gjennom brønnsikringsventilen (BSV'en) hadde medført at det i løpet av ca. 35 timer hadde bygget seg opp et trykk på ca. 85 barg mellom BSV og HHV. Dersom arbeidet med å tilbake stille anlegget hadde startet opp på et senere tidspunkt ville dette trykket kunne ha bygd seg opp til å være betydelig høyere (maksimalt innstengningsstrykk for B-32 ble i ettertid målt til 215 barg, jf Statoils granskningsrapport).

Hvordan et høyere trykk mellom BSV og MHV kunne ha påvirket lekkasjeraten til atmosfære i M14, er avhengig av hvordan trykkøkningen ville ha påvirket lekkasjeraten gjennom MHV. Men det er rimelig å anta at den initiale lekkasjeraten med ubetydelig endrede omstendigheter kunne blitt vesentlig høyere (opp mot 9 kg/s, jf Statoils granskningsrapport). En kan også konkludere med at utslippsmengden og varigheten av lekkasjen ville økt med et høyere tilgjengelig trykk. I sum ville dette medført en signifikant økning i brann- og eksplosjonsrisiko.

4.3.2 Potensielle konsekvenser ved mindre vind eller annen vindretning

Vindretning og vindhastighet mens lekkasjen pågikk er oppgitt til henholdsvis 270 grader (vind fra vest) og 16 knop (8.2 m/s). En betydelig lavere vindhastighet eller en mer ugunstig vindretning (dvs. sørvestlig vindretning) ville resultert i redusert naturlig ventilasjon i M14. Dette ville igjen resultert i at den antennbare- /eksplosive gass-skyen ville fått en større utbredelse og dermed medført økt eksplosjonsrisiko.

4.3.3 Potensiale for økt utslipp til sjø

Hadde lekkasjen blitt antent og dette hadde forårsaket tilleggslekkasjer (fra eksempelvis manifolder), ville det vært potensial for betydelig større utslipp av olje til sjø enn det som var faktisk konsekvens.

Skumtilførselen til brannvannsystemet ble stanset manuelt fordi skumbeholdningen nærmet seg et nivå som ville medført at Gullfaks B kom under minimumsvolumet påkrevd for normalisering og oppstart i etterkant av lekkasjen. Hadde ikke dette blitt gjort ville skumutslippet til sjø blitt større enn det som faktisk ble sluppet ut.

4.4 Oppsummering av hendelsens potensial

Potensial gitt faktisk lekkasje:

Personell som var til stede i M14 kunne blitt utsatt for alvorlig skade eller omkommet dersom gassen hadde blitt antent.

Basert på den informasjon granskningsgruppen har om den konkrete hendelsen, konkret lekkasjerate og barrierefunksjoner i modul M14, vurderes det som mest sannsynlig at ulykkeslaster fra eventuell eksplosjon og brann ikke ville ha forårsaket tap av hovedsikkerhetsfunksjoner. Sannsynligheten for antennelse av den konkrete lekkasjen er vurdert til ca. 1 %.

Potensial gitt større lekkasje:

Det er granskningsgruppens vurdering at det ved ubetydelig endrede omstendigheter kunne ha oppstått en lekkasje til atmosfære med en vesentlig større lekkasjerate. Hadde ikke lekkasjeraten blitt begrenset av MHV, men kun vært styrt av lekkasjeåpningen på ca. 20 mm, ville den initiale lekkasjeraten kunne ha vært opp mot 4 kg/s.

Trykk mellom BSV og MHV kunne ved ubetydelig endrede omstendigheter ha vært vesentlig høyere enn det som faktisk var tilfellet ved lekkasjestart. Et slikt potensielt forløp kunne også ha medført en betydelig økning i den initiale lekkasjeraten ut til modul M14 (opp mot 9 kg/s, jf Statoils granskningsrapport).

Generelt øker både sky-størrelse og tennsannsynlighet med økende utslippsrate. En vesentlig større lekkasjerate enn den som faktisk inntraff kunne med høy sannsynlighet ha medført oppbygning av en stor eksplosiv gass-sky i M14 og således representert en eksplosjonsrisiko med betydelig storulykkespotensial.

En høy sannsynlighet for en antennbar gass-sky i større deler av M14 og en tennsannsynlighet i størrelsesorden 1 %, vil i sum resultere i en betydelig risiko pga de svært alvorlige ulykkeskonsekvenser som kan inntreffe hvis energipotensialet i gassen blir utløst ved eksplosjon.

5 Observasjoner

Ptils observasjoner deles generelt i tre kategorier:

- Avvik: I denne kategorien finnes observasjoner hvor Ptil mener det er brudd på regelverket.
- Forbedringspunkt: Knyttes til observasjoner hvor vi ser mangler, men ikke har nok opplysninger til å kunne påvise brudd på regelverket.
- Overensstemmelse/barrierer som har fungert: Benyttes ved påvist overensstemmelse med regelverket.

I begrunnelse for avvik/forbedringspunkt vises det til regelverket som gjaldt på tidspunktet for gasslekkasjen. Til orientering kan det opplyses at bestemmelsene som det er vist til er videreført i det nye regelverket som trådte i kraft den 1.1.2011, samtidig ble tidligere forskrifter opphevet. Nye regelverkshenvisninger er gitt i parentes for hver hjemmel.

5.1 Identifiserte avvik

5.1.1 Mangelfull planlegging av arbeidet

Avvik:

Krav til planlegging av arbeidet ble ikke etterlevd – isoleringsplanen hadde vesentlige mangler

Begrunnelse:

Isoleringplanen er en sentral del av grunnlaget for sikkert arbeid på trykksatt hydrokarbonførende system. Statoils interne krav (APOS OMM 05.07.01no Klargjøre og tilbake stille for arbeid på normalt trykksatte system) gir krav til utarbeidelse og godkjenning av isoleringsplaner. Følgende mangler er påvist i den isoleringplanen som lå til grunn for arbeidet:

- Ved arbeids nedstrøms brønnbarrierene gjelder krav til dobbel sikring med to (2) barriereelementer i serie hvor det er sikret trykkløst imellom barriereelementene. Akseptkriteriet for intern lekkasje for disse to barriereelementene er null (0). (Ref. APOS)
- Isoleringsplanen har synliggjort at HVV inngår som barriereventil i arbeidspakken (Ref. ventil- og blindingsliste). Det er imidlertid ikke etablert krav til lekkasjetesting av denne ventilen i isoleringsplanen, og det ble heller ikke gjennomført noen slik test for å sjekke intern lekkasjerate.
- Slangetilkoblinger som inngikk i isoleringsplanen var ikke avmerket på P&ID. APOS (Ref. K-19019) tilsier at isoleringsplanen skal inneholde slangetilkoblinger avmerket på P&ID.
- Operasjonelt systemansvarlig har kun formelt signert og godkjent for "klargjøring" i sjekklisten før vedlikeholdsarbeid. Godkjennelse signatur for "iverksettelse" av isoleringsplanen mangler.
- Ventil- og blindingsliste som er en del av isoleringsplanen mangler signaturer. (Det ble imidlertid opplyst på GFB at ventil- og blindingslisten var blitt godkjent muntlig).
- Isoleringsplan skal iht. APOS (Ref. K-19019) inkludere en sjekkliste etter vedlikeholdsarbeid. Før iverksettelse av tilbakestilling skal den planlagte

arbeidsoperasjonen verifiseres og formelt godkjennes. Den delen av isolasjonsplanen som omhandler tilbakestilling var ikke tatt i bruk. Siden i isoleringsplanen som omhandler 'Sjekkliste etter vedlikeholdsarbeid' er blank.

- I arbeidstillatelsen som ble godkjent før isoleringsplanen ble utarbeidet, ble det forutsatt godkjent isoleringsplan. Dette forhold medfører at en i godkjennelsesprosessen av arbeidstillatelsen ikke vil ha anledning til å verifisere godheten av den isoleringsplanen som ble utarbeidet. I dette tilfellet ble heller ikke forutsetningen i arbeidstillatelsen fulgt opp av de som godkjente arbeidstillatelsen.
- Klargjøring og tilbakestilling er ikke beskrevet i arbeidstillatelsen (AT) eller isoleringsplanen, bare selve inspeksjon og vedlikeholdsarbeidet. Ifølge APOS OM05.01no er det i hovedsak bare normale driftsoperasjoner som kan utføres uten AT.

Isoleringsplanen ble utarbeidet og tatt i bruk uten at overnevnte forhold ble fanget opp. Dette indikerer mangelfull forståelse og kompetanse vedrørende krav til arbeid på normalt trykksatte systemer, og at den totale arbeidsbelastningen på sentrale enkeltpersoner medfører praktiske begrensninger i muligheten til å utøve tilstrekkelig oppfølging, kvalitetskontroll og verifikasjon for å avdekke feil og mangler, jf også avvik 5.1.7 om kapasitet og kompetanse.

Krav:

Aktivitetsforskriften § 27 (ny AF § 29) om planlegging hvor det framgår at ved planlegging av aktiviteter skal den ansvarlige sikre at viktige bidragsyttere til risiko holdes under kontroll, både enkeltvis og samlet.

Styringsforskriften § 9 (ny SF § 12) om planlegging sier blant annet at ressursene som er nødvendige for å utføre de planlagte aktivitetene, skal stilles til rådighet for prosjekt- og driftsorganisasjoner.

Styringsforskriften § 10 (ny SF § 13) om å sikre at arbeidsprosessene og produktene fra disse ivaretar kravene til helse, miljø og sikkerhet.

5.1.2 Mangelfull testing av barriereventiler identifisert i isoleringsplan

Avvik:

Mangelfull testing av barriereventiler, hydraulisk vingventil (HVV) ble ikke testet og test av hydraulisk hovedventil (HHV) ble utført mot feil akseptkriterier.

Begrunnelse:

APOS (Arbeids Prosess Orientert Styring) er Statoil verktøy for å styre arbeidsprosessene – også på Gullfaks B. K-27019 er en del av APOS som omhandler akseptkriterier mot ytre miljø og ved arbeid nedstrøms brønnbarrierene. Ved arbeids nedstrøms brønnbarrierene gjelder krav til dobbel sikring med to (2) barriereelementer i serie hvor det er sikret trykkløst imellom barriereelementene. WR0256 beskriver lekkasjekriteriene for brønnventiler i normal drift.

Isoleringsplanen har synliggjort at HHV inngår som barriereventil i arbeidspakken og at denne ventilen skal lekkasjetestes. Lekkasjetesten som utføres av HHV måles imidlertid mot akseptkriterier for intern lekkasjerate som benyttes for brønnbarrierer i normal drift. Når anlegget skal åpnes mot atmosfære nedstrøms brønnbarrierer er akseptkriteriet for intern lekkasje null (0).

Det er påvist mangler på etterlevelse av krav til styring uttrykt i Statoils styrende dokumenter:

- HVV ble identifisert som barriereventil, men ble ikke testet, og det framgår ikke av isoleringsplanen at den skulle testes.
- Hydraulisk Hovedventil (HHV) ble ikke testet mot akseptkriterium gitt i K-27019 for intern lekkasje = null (0). Lekkasetesten som ble utført av HHV ble derimot målt mot akseptkriterier for intern lekkasjerate som benyttes for brønnbarrierer i normal drift.
- HVV ble ikke bekreftet tett i forkant av testen for HHV, dette gir usikkerhet mht test av HHV. I WR0256 fremkommer at tester av HHV forutsetter at HVV er tett.
- Testen som ble gjennomført av HHV ble utført ved et differensialtrykk på kun 26 barg, men skulle minimum ha vært utført ved et differensialtrykk på 70 barg iht. Statoils prosedyre. Lekkasekriteriene som Statoil benyttet for testen av HHV fremkommer i WR0256. Her fremkommer at i normal drift vil en trykkoppbygning på maksimalt 51 barg i løpet av 10 minutter, representere en akseptabel lekkasjerate gjennom HHV. Når differensialtrykket det ble testet mot kun var 26 barg, vil dette i praksis si at akseptkriteriet aldri vil kunne brytes.

Krav:

Styringsforskriften § 10 (ny SF § 13) om å sikre at arbeidsprosessene og produktene fra disse ivaretar kravene til helse, miljø og sikkerhet.

5.1.3 Mangelfull planlegging og klarering av lekkasetesting

Avvik:

Lekkasetesting av anlegget ble ikke planlagt og utført på en måte som ivaretok krav og sikret forsvarlig gjennomføring av arbeidet.

Begrunnelse:

Før tilbakestilling av anlegget er det krav i APOS til å lekkaseteste flenser som har vært løsnet/åpnet. Følgende mangler er påvist knyttet til dette arbeidet:

- Det foreligger ingen prosedyre eller retningslinje som beskriver hvordan lekkasetesting med injeksjonsvann skal utføres.
- Lekkasetesting og tilbakestilling var ikke omtalt i isoleringsplanen.
- Normalt skulle dieselpumpen benyttes til lekkasetesting. På grunn av oppstått problem med trykkreguleringen kunne ikke diesel pumpen benyttes. Injeksjonsvann fra annen brønn ble planlagt brukt til lekkasetesting i stedet. Endringen ble muntlig avklart med fagansvarlig prosessstekniker, men det ble ikke avklart tilkoplingspunkt for injeksjonsvannet.
- Valgt tilkoblingspunkt i krysset mellom HHV og VHVV medførte at en måtte åpne barriereelement som inngikk i opprinnelig isoleringsplan. Samtidig var anlegget åpent til atmosfære via 20mm stuss nedstrøms choken. Disse forhold innebar endring av forutsetninger og introduksjon av nye risikomomenter i forhold til opprinnelig arbeidstillatelse og isoleringsplan.

Gjennom intervjuer fremkom det at prosesssteknikere i felt "har frihet" til å åpne "eksisterende barrierer" ved at det etableres nye barrierer. Det ble hevdet at man i denne forbindelse ikke nødvendigvis vil verifisere lekkasetetthet til de nye barrierene. Det er vår vurdering at dersom lekkasetesting utføres "utenfor" opprinnelig isoleringsplanen, må isoleringsplanen oppdateres både for å sikre en god arbeidsprosess og at planlagt arbeid klareres sikkerhetsmessig før utføring.

Bruk av manuell hoved ventil (MHV) som barriereventil ved tilbakestilling av anlegget medførte ikke dobbel sikring med to (2) barriereelementer i serie hvor det er sikret trykløst imellom barriereelementene. Trykkforhold mellom BSV og MHV ble ikke vurdert eller verifisert. MHV ble benyttet som barriereventil ved lekkasjetesting av flenser uten at den inngikk i opprinnelig isoleringsplan og uten at den ble testet mht intern lekkasjerate. Hadde denne ventilen blitt testet ville det blitt avdekket at ventilen hadde en svært høy lekkasjerate og et innestengt gassvolum mellom BSV og ventiltreet. (se også kapittel 5.1.5)

Krav:

Styringsforskriften § 10 (ny SF § 13) om å sikre at arbeidsprosessene og produktene fra disse ivaretar kravene til helse, miljø og sikkerhet.

Aktivitetsforskriften § 22 (ny AF § 24) 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.

Aktivitetsforskriften § 28 (ny AF § 30) om tiltak ved utføring der det fremkommer 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.

Styringsforskriften § 2 (ny SF § 5) om barrierer hvor det framgår at det skal være kjent hvilke barrierer og tilhørende ytelseskrav som er etablert. Det skal være kjent hvilke barrierer som er ute av funksjon eller er svekket.

5.1.4 Mangelfull risikovurdering

Avvik:

Risiko relatert trykkoppbygning mellom BSV og HHV ble ikke identifisert eller vurdert ved planlegging og gjennomføringen av arbeidet. Risikovurdering knyttet til fortsettelse av samme type arbeid med strupeventiler etter hendelsen var mangelfull.

Begrunnelse:

Trykket mellom BSV og HHV hadde bygget seg opp til 85 barg i tidsrommet som gikk fra lekkasjetest av BSV frem til tidspunkt for lekkasjetesting og tilbakestilling av anlegget.

Risiko relatert dette forholdet var ikke kjent for de involverte i arbeidet med lekkasjetesting og tilbakestilling av anlegget.

Av skiftrapport for dagskift produksjon den 4.12. og 5.12 framgår det at det planlegges å gjennomføre chokeinspeksjon på B-25 mandag den 6.12 på tross av hendelsen på B-32. I intervju ble det opplyst at HVO måtte ta dette opp med direktør for GF for å få jobben utsatt.

Krav:

Aktivitetsforskriften § 27 (ny AF § 29) om planlegging hvor det framgår at ved planlegging av aktiviteter skal den ansvarlige sikre at viktige bidragsytere til risiko holdes under kontroll, både enkeltvis og samlet.

5.1.5 Lekkasje i manuell hovedventil (MHV)

Avvik:

Mangelfullt vedlikehold av MHV slik at det er en stor internlekkasje i denne.

Begrunnelse:

MHV på brønn B-32 har hatt intern lekkasjerate som overstiger akseptkriteriet. Den høye lekkasjeraten ut til atmosfære kan bare forklares med at MHV har hatt en høy intern lekkasjerate. Statoil har ikke fulgt leverandørens anbefalte vedlikeholdsintervall (ref Statoils granskningsrapport).

Siste utførte test av MHV er datert 20.6.2010. Testen passerer akseptkriteriet som definert i APOS for brønnventiler i drift. Enkelte har i intervju opplyst at de kjente til at denne ventilen hadde en lekkasje før hendelsen.

Det er også opplyst at denne ventiltypen skal stenges helt på rattet, og så dreies en kvart tårn tilbake for å holde tett. Andre sier at for akkurat denne ventilen (MHV på B-32) er dette ikke tilfellet. Det blir også opplyst av enkelte at denne (B-32) må stenges med rørtang for å holde tett. Det er ikke en notifikasjon på dette. Problemet var ukjent for direkte involvert personell.

Denne brønnen har hatt mye problemer med avleiringer (scale). Dette har medført at en har hatt problemer med å få lekkasjetester på BSV som oppfyller akseptkriteriet. Dette kan være en del av årsaken til problemene med MHV.

Krav:

Aktivitetsforskriften § 42 (ny AF § 45) om vedlikehold der det fremkommer at den ansvarlige skal sikre at innretninger eller deler av disse holdes ved like, slik at de er i stand til å utføre sine tiltenkte funksjoner i alle faser av levetiden.

Aktivitetsforskriften § 44 (ny AF § 47) om vedlikeholdsprogram der det fremkommer at feilmodi som utgjør en helse-, miljø- eller sikkerhetsrisiko forebygges systematisk ved hjelp av et vedlikeholdsprogram. I programmet skal det inngå aktiviteter for overvåking av ytelse og teknisk tilstand, som sikrer at feilmodi som er under utvikling eller har inntrådt, blir identifisert og korrigert.

5.1.6 Mangler ved nødavstengningssystemet

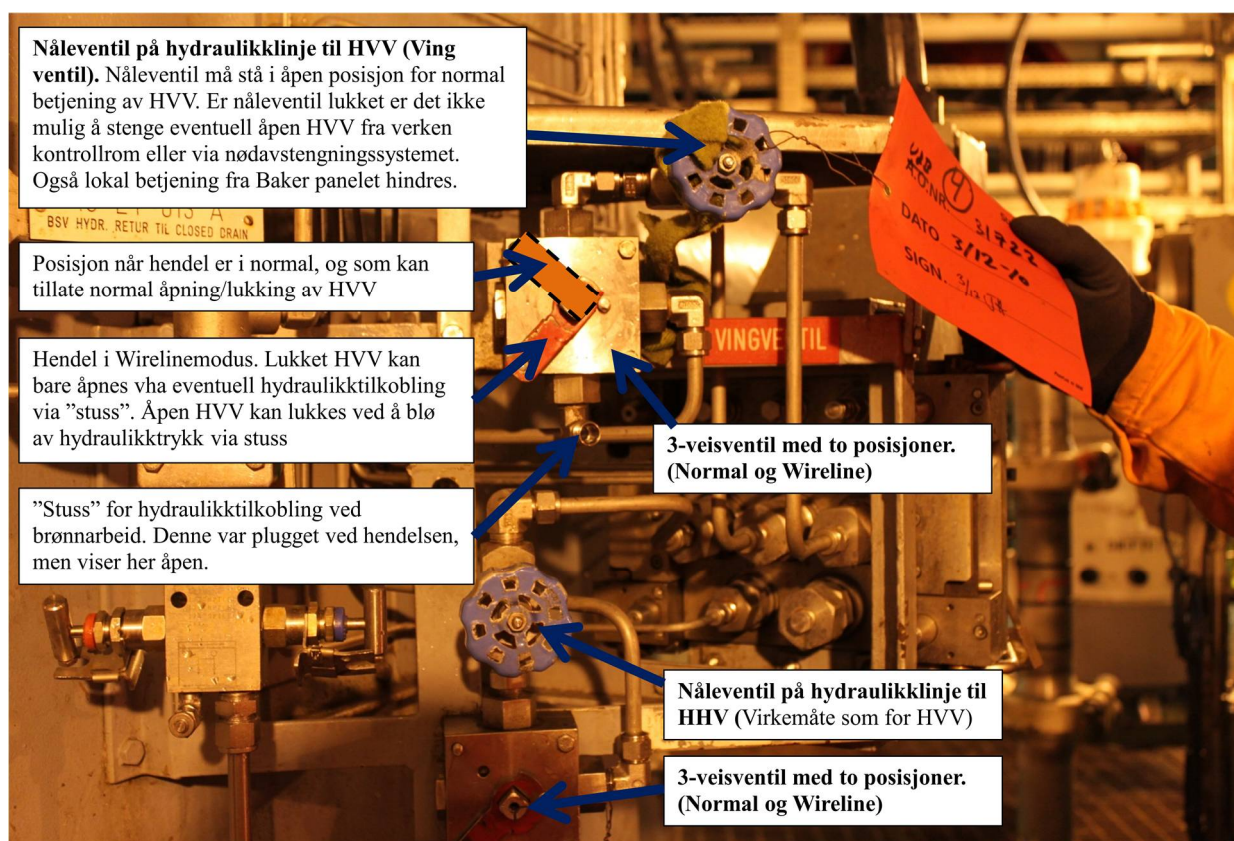
Avvik:

Deler av nødavstengningssystemet kan utilsiktet settes ut av funksjon på en måte som hindrer at nødavstengningsventiler stenger på signal, og som også innebærer at ventilene ikke kan gå til sikker tilstand dersom det oppstår feil.

Begrunnelse:

- Systemet for styring og kontroll med brønnventiler er komplisert. Dette henger sammen med bl.a. åpningssekvenser og forutsetninger for ventiloperering, forskjellen på om hydraulikksystemet er i "Wirelinemodus" eller "Normalmodus" og de installerte nåleventilene i hydraulikksystemet. I sum kan denne kompleksitet øke sannsynligheten for menneskelig feilhandling. Dette bl.a. ved at de installerte nåleventiler på hydraulikklinjer til brønnventiler kan hindre både ordinær nødavstengning så vel som fail-safe funksjonen. Se Figur 12.
- Når brønnventiler er i "Normalmodus" må nåleventilene alltid stå i åpen posisjon. Dersom nåleventil er stengt samtidig som tilknyttet nødavstengningsventil er åpen, vil det ikke være mulig å stenge nødavstengningsventilen fra verken kontrollrom eller via det automatiske nødavstengningssystemet. (Ventilposisjonene til nåleventilene er kun "sikret" med bånd/borrelås).
- Nåleventiler installert på hydraulikklinjer til brønnventiler er ikke tegnet inn på P&IDs og ikke tag-merket. Granskningsgruppen har ikke verifisert hvorvidt det foreligger FV program for disse ventiler.

- Det er ikke noe tekst eller merking i felt som gir informasjon om at disse nåleventilene kan hindre at nødavstengningsventiler stenger på signal.



Figur 12 Hydraulikksystem for HVV og HHV på brønn B-32

- Granskningsgruppen fikk opplyst av intervjuet personell ute på GFB at det også tidligere har vært hendelser tilknyttet hydraulikksystemet for styring og kontroll med brønnventiler, og at dette har hatt innvirkning på nødavstengningsfunksjonen til brønnventiler.

Krav:

Innretningsforskriften § 33 der det fremkommer at nødavstengningssystemet skal utformes slik at det går til eller forblir i en sikker tilstand dersom det oppstår en feil som kan hindre systemet i å virke. Nødavstengningssystemet skal ha en enkel og entydig kommandostruktur...

Jf også tidligere forskrift:

Forskrifter for produksjons- og hjelpesystemer på produksjonsanlegg m.v. for utvinning av petroleumsforekomster i indre norske farvann, norsk sjøterritorium og den del av kontinentalsokkelen som er undergitt norsk statshøyhet. Fastsett av Oljedirektoratet den 3. april 1978 med senere endringer, senest 1. juli 1980 i medhold av kgl.res. av 9. juli 1976, jfr. Industri departementets delegasjonsvedtak av 12. juli 1976.

8.5 Funksjonskontroll

Nødavstengningssystemet skal hensiktsmessig kunne funksjonsprøves mens anlegget er i drift. Rettighetshaver plikter å utarbeide og følge en prosedyre som sikrer at blokkeringsventiler, «by-pass» muligheter o.l. installert i forbindelse med nødavstengningssystemet, er sikret i riktig posisjon når anlegget er i drift.

5.1.7 Manglende sikring av tilstrekkelig kapasitet og kompetanse

Avvik

Det var ikke sikret tilstrekkelig kapasitet og kompetanse til planlegging og gjennomføring av tilbakestillingsarbeidet. Det er en stor arbeidsbelastning på enkelte stillinger og oppgavene og aktivitetsnivået står i misforhold med tilgjengelig kapasitet. Rollene til de involverte var ikke eksplisitt avklart.

Begrunnelse

Det ble i intervju av flere opplyst at arbeidet med å tilbakestille anlegget normalt skal utføres av to erfarne prosessteknikere og at fagansvarlig prosess også skal gå gjennom arbeidet sammen med de utførende før det påbegynnes. Det var ikke to prosessteknikere som hadde anleggskjennskap og erfaring med å lede denne typen arbeid tilgjengelige da B-32 skulle tilbakestilles og fagansvarlig hadde heller ikke mulighet for å følge opp arbeidet i tilstrekkelig grad verken i planlegging eller utførelse.

Det fremkom gjennom samtaler at i dette tilfellet hadde fagansvarlig ikke tid til å gå gjennom jobben med utførende, slik at det bare ble en kort samtale om bruk av injeksjonsvann i stedet for dieselpumpen. Det ble ikke drøftet hvor vannet skulle koples på, eller hvilke ventiler som skulle åpnes eller lukkes, det vil si hvordan endringen påvirket barrieresituasjonen.

Den ene prosessteknikeren som utførte tilbakestillingen av anlegget er kjent med GFB. Han har imidlertid aldri tidligere hatt rollen med å lede dette arbeidet, men har deltatt under ledelse av en annen prosesstekniker. Den andre utførende var en erfaren prosesstekniker, men han var ny på GFB hvor han samlet hadde vært 16 døgn i løpet av tre turer (6 døgn/7 døgn/3 døgn) for å få anleggsspesifikk opplæring. Han hadde ennå ikke fått tildelt fadder som skulle ta seg av hans anleggsspesifikke opplæring.

Personelletts kompetansenivå bestemmes ut fra en egenvurdering, her plasserer den enkelte seg inn i 4 kategorier, fra 0 som betyr ingen kompetanse, 1 noe kompetanse, 2 selvgående og 3 at man kan gi opplæring til andre. Det er ikke involvering av fagansvarlig i kvalitetssikring av denne egenvurdering. Systemet brukes til planlegging av personellsammensetning for dag til dag aktiviteter. I dette tilfellet ble en som hadde vurdert seg selv i kategori 2 satt til å lede arbeidet og å gi anleggsspesifikk opplæring til en som var ny på innretningen.

Det var ikke eksplisitt avklart i forberedelsen hvilke roller de to prosessteknikerne skulle ha i forbindelse med utførelsen av arbeidet. Kombinasjonen av en erfaren prosesstekniker, uten anleggsspesifikk kompetanse og en yngre prosesstekniker med anleggsspesifikk kompetanse, men uten erfaring i å lede denne typen arbeid, kan i følge dem selv ha medvirket til uklart kommunikasjon og manglende avklaring dem i mellom om hvordan jobben skulle utføres. Prosessteknikeren som var ny ombord reagerte på måten jobben ble utført på, men pekte på at det som ny om bord er vanskelig å gripe inn og kommentere i slike situasjoner.

Ingen av de to prosessteknikerne har deltatt på treningskurs på land i arbeid på trykksatte systemer. Det er bekreftet at teknikerne har gjennomført APOS opplæringen for arbeidet på trykksatte systemer, men denne opplæringen ble i intervju karakterisert som veldig dårlig.

Når det gjelder systemet for oppfølging av APOS treningen så har vi fått opplyst (jf. e-post fra Statoil datert 2.2.2010) at det er noe uklart fra enkelte enheter om det er gjennomgang av APOS i plenum eller om det er egentrening som er rapportert. Det er videre opplyst at det på GFB mangler en oversikt over hvilke APOS pakker personer som kommer fra andre innretninger har vært gjennom tidligere.

De to fagansvarlige prosessteknikerne som var involvert i planleggingen av arbeidet har ikke gjennomført APOS opplæring for arbeid på trykksatte systemer. Men har begge hatt

treningskurs på land i arbeid på trykksatte systemer. D&V leder har ikke hatt treningskurset “arbeid på normalt trykksatte systemer”.

AT ble godkjent på tross av mangelfullt beslutningsgrunnlag (ingen isoleringsplan). Ingen i ledelsen om bord hadde identifisert mangler i isoleringsplan før arbeidet ble iverksatt:

- at dieselpumpen ikke kunne brukes ble ikke adressert
- tilkoplingspunkt for slanger ved lekkasjetesting var ikke inntegnet
- akseptkriterier for test av brønnventiler i drift ble lagt til grunn for test i forbindelse med åpning av anlegget
- det ble ikke identifisert risiko knyttet til trykkoppbygging

At ingen av disse forholdene ble oppfanget i forbindelse med kvalitetssikringen kan tyde på at det er mangelfull kompetanse og/eller kapasitet i ledelsen.

I forbindelse med møtet for gjennomgang av nivå 1 arbeidstillatelser kl 0700 den 3.12.2010 ble det foreslått å vente med gjennomføring av denne jobben grunnet generelt høy aktivitet og belastning på kontrollromsoperatørene og prosesseksnikere. Det ble besluttet å gjennomføre arbeidsordren som planlagt. Det ble i intervju pekt på at det har det siste året vært en stor økning i etterslep på forebyggende vedlikehold (FV) og det var ekstra personell ute for å ta igjen etterslep på FV. Utsettelse av det aktuelle arbeidet ville medføre at de ikke ville klare å gjennomføre det planlagte arbeidet og dermed en ytterligere økning i utestående arbeid som stod i “rødt”. Dette var bakgrunnen for ledelsens beslutning om å gjennomføre arbeidet som planlagt, på tross av at kapasiteten til å følge opp jobbene fra drift ikke var tilpasset det høye aktivitetsnivået.

Planlegging i etterkant av hendelsen med å fortsette å arbeide på B-25 med samme type arbeid tyder på sterkt fokus på overholdelse av oppsatt arbeidsplan uten vurdering av om kapasiteten er tilstrekkelig for å holde risikoen under kontroll. Se også kap. 5.1.4.

I intervju ble det av flere pekt på at fagansvarlig prosesseksniker er en krevende stilling¹¹. I tillegg til rollen som faglig veileder/opplæring innen faget er det en lang rekke administrative

¹¹ UPN Drift – Organisasjon, ledelse og kontroll OMC01, ver. 1 1.1.2011:

Fagansvarlig Prosess Hav

- Ivareta rollen som faglig veileder/opplæring innen faget gjennom aktiv deltakelse og utførelse av arbeidet i uteområder
- og SKR
- Gi innspill til avdelingens kompetanseutvikling innenfor eget fagfelt
- Assistere leder D&V og leder PV ved behov
 - Ivareta andre faglige oppgaver prioritert av DV leder
- Delta i møter i henhold til arbeidsprosesser (se Portal for UPN – samhandlingsstruktur for hverdagen)
- Gi innspill til arbeidsordreplan
- Tilrettelegge for størst mulig oppgaveoverføring til operasjonsgruppe
- Rotere til land i perioder på inntil 12 måneder
- Stillingen er fagstilling uten ressursansvar
- Delta aktivt i utførelse av arbeid og daglig drift i felt og SKR
- Identifisering av M1, M5, Y2 og Y3 notifikasjoner og overføre disse til land for videre behandling
- Kvalitetssikre M2 notifikasjoner for vedlikehold
- Jobbforberedelse for faget i samarbeid med land
 - Forberede arbeidsoppgaver (AO) og AT-søknader
 - Rekvirere materiell i AO
 - Koordinere aktiviteter på planen med andre fag/avdelinger
 - Bidra aktivt i utarbeidelse og kvalitetssikring av isoleringsplaner/spyleplaner/blindingsplaner
 - Koordinere fagpersonell i henhold til plan og prioriteringer gjort av leder
- Forberedelser til planlagte jobber ved utstyrstans
- Utpunching innenfor eget fagfelt i henhold til arbeidsprosessen modifikasjoner

FA Natt: Tillegg til ovenfor nevnte punkter:

oppgaver og faste møter daglig i samhandlingsstrukturen på innretningen i og i forhold til land. Oppgaven som faglig veileder skal utøves gjennom aktiv deltakelse og utførelse av arbeidet i uteområder og SKR. På GFB er det i tillegg slik at fagansvarlig prosesssteknikker også skal ivareta en stilling som kontrollromsoperatør. Dette innebærer at fagansvarlig prosesssteknikker ofte ikke kommer ut i anlegget pga møter, SKR arbeid og annen administrasjon. Vi har i intervju fått opplyst at det i den senere tid har det vært et betydelig opplæringsbehov av nytt personell og det er for få ressurser til å følge dem skikkelig opp.

Rammebetingelsene for fagansvarlig prosesssteknikker synes å ha vært av en slik karakter at det har gått på bekostning av mulighetene for å kunne utøve tilstrekkelig oppfølging av personell og kvalitetskontroll av planlagte arbeidsoperasjoner.

De fagansvarlige prosesssteknikere er blant de fire som har arbeidet flest timer blant Statoil ansatte på GFB. Fra 1.9 til 4.12 har de arbeidet i mer enn 600 timer. Dette skal sammenliknes med at timeverk etter tariff i samme periode i gjennomsnitt vil utgjøre 380 timer og etter rammeforskriften vil alminnelig arbeidstid utgjøre 488 timer. Selv om dette kan være innenfor de maksimale rammene for arbeidstid i løpet av et år gitt i rammeforskriften¹², ser vi likevel en mulighet for at dette likevel er i strid med arbeidsmiljølovens bestemmelse om at arbeidstiden skal være slik at det er mulig å ivareta sikkerhetshensyn. Dette er ikke analysert nærmere av granskningsgruppen.

Krav

Styringsforskriften § 11 (ny SF § 14) Bemanning og kompetanse

Den ansvarlige skal sikre tilstrekkelig bemanning og kompetanse i alle faser av virksomheten, jf. rammeforskriften § 10 (ny RF § 12).

Det skal settes minimumskrav til bemanning og kompetanse for å ivareta funksjoner

a) der feilhandlinger kan få store konsekvenser for helse, miljø eller sikkerhet,

b) som skal redusere sannsynligheten for at feil og fare- og ulykkessituasjoner utvikler seg, jf. § 1 (ny SF § 4) og § 10 (ny SF § 13)

Ved bemanning av de ulike arbeidsoppgavene skal det sikres at personellet ikke blir tildelt oppgaver som er uforenlige med hverandre.

Forutsetningene som er lagt til grunn for bemanning og kompetanse, skal følges opp.

Ved endringer i bemanningen skal mulige konsekvenser for helse, miljø og sikkerhet utredes.

Arbeidsmiljøloven § 10-2. Arbeidstidsordninger

(1) Arbeidstidsordninger skal være slik at arbeidstakerne ikke utsettes for uheldige fysiske eller psykiske belastninger, og slik at det er mulig å ivareta sikkerhetshensyn.

Aktivitetsforskriften § 19 (ny AF § 21) om kompetanse

Den ansvarlige skal sikre at personellet til enhver tid har den kompetansen som er nødvendig for å kunne utføre aktivitetene i henhold til helse-, miljø- og sikkerhetslovgivningen. I tillegg

-
- Styrer aktiviteter ut fra prioriterte oppgaver, sikkerhet og regularitet
 - Kontroll og gjennomgang av arbeidstillatelser for neste dag
 - Bidra aktivt i utarbeidelse og kvalitetssikring av morgenrapport/døgnrapport

¹² Rammeforskriften § 37 om den alminnelige arbeidstiden sier at arbeidstiden skal ikke overstige tolv timer i døgnet og 36 timer i uken i gjennomsnitt i løpet av en periode på høyst ett år. Granskningsgruppen har ikke undersøkt arbeidstiden for hele året og kan dermed ikke konkludere på dette punktet.

skal personellet kunne håndtere fare- og ulykkessituasjoner, jf. styringsforskriften § 11 (ny SF § 14) og denne forskriften § 21 (ny AF § 23).

Aktivitetsforskriften § 31 (ny AF § 33) om tilrettelegging av arbeidet

Arbeidsgiveren skal sikre at arbeidet legges til rette slik at helseskadelig eksponering og uheldige fysiske og psykiske belastninger unngås for den enkelte arbeidstakeren, og slik at sannsynligheten for feilhandlinger som kan føre til fare- og ulykkessituasjoner, reduseres.

Statoil har fastsatt interne krav til plattformspesifikk opplæring:

Bruk av fadder, sjekklister, og overlapp sikrer lukking av kompetansegap for den enkelte før vedkommende trer inn i ny stilling alene (presentasjon i fm implementering av ny driftsmodell 16.3. 2009).

Det er opplyst at overlapp perioden for prosesssteknikere er satt til tre hele offshore perioder.

5.1.8 Strategi for barrierer og ytelseskrav for barriereelementer

Avvik:

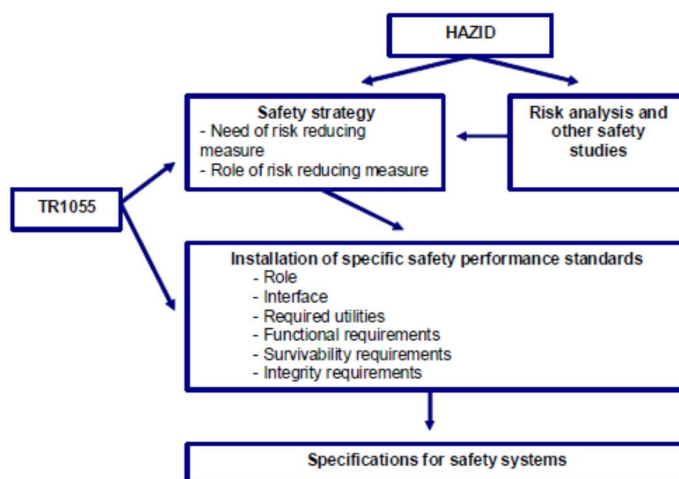
Det er ikke etablert spesifikke strategier og prinsipper for utforming av barrierer på GFB.

Det er ikke etablert innretningsspesifikke krav til ytelse til alle barriereelementene som er nødvendige for at den enkelte barrieren skal være effektiv.

Begrunnelse:

Det fremkom gjennom samtaler med intervjuet personell på GFB og med relevant personell i driftsorganisasjonen på land, at ingen av disse kjente til en spesifikk strategi eller spesifikke ytelsesstandarder for barrierer for GFB. Det ble i imidlertid referert til Statoils styrende dokument TR1055 (Performance standards for safety systems and barriers – Offshore).

I TR 1055 fremkommer følgende figur og forklaring:



Sitat fra TR1055: "The Safety Strategy shall be developed in accordance with recognized principles for HSE management systems, e.g. guidelines provided by ISO, OGP or API. The Safety Strategy is the outcome of a systematic identification and evaluation of the hazards and effects which may arise on the actual installation and will define the need for, and role of, the risk reducing measures and safety systems. The Safety Strategy shall outline the design principles for layout, arrangement and the selection of which safety barriers and systems to go into the design, ensuring a consistent and robust design that will be the basis for a safe operation of the installation. Operational aspects shall be addressed in the Safety Strategy, which then should serve as an input to the development of the operational procedures. The

Safety Strategy shall reflect installation specific conditions, e.g. environment and climate, competence of staff, cultural elements, infrastructure such as transport, telecommunications and health care, availability of supplies of water and electricity, etc. Emergency preparedness aspects shall also be covered by the Safety Strategy. The principles applied in ISO 13702 and ISO 17776 is considered applicable. Detail requirements to the various safety systems shall be covered by specifications established for each particular system. The principles of the Safety Strategy shall be governing for the development of the performance standards and specifications". (Understreking av "actual installation" og "installation specific condition" er foretatt av granskningsgruppen.)

Overnevnte beskrivelse i TR 1055 av "Sikkerhetsstrategien" og sammenhengen denne har med både risiko/-farevurderinger og ytelseskrav, er i samsvar med krav i regelverket og føringer i veiledningen til regelverket.

Når det gjelder ytelseskrav og ytelsesstandarder fremkommer følgende i TR 1055; "*On the basis of the generic performance standards described herein there shall be developed specific performance standards for each installation. The specific performance standards and their performance requirements should be derived from the generic performance standards and safety strategy to reflect country and local rules and regulations and local practise differences.*" *For existing installations see chapter 1.2. The safety performance standards shall form the basis for safety system elements performance which should be sustained and verified through the lifecycle of the installation. The specific safety performance standards shall ensure that barriers, safety systems or safety functions:*

- *Is suitable and fully effective for the type hazard identified*
- *Has sufficient capacity for the duration of the hazard or the required time to provide evacuation of the installation*
- *Has sufficient availability to match the frequency of the initiating event*
- *Has adequate response time to fulfil its role*
- *Is suitable for all operating conditions*

Overnevnte beskrivelse i TR 1055 av spesifikke ytelsesstandarder (inkl. ytelseskrav) og sammenhengen mellom disse og "Sikkerhetsstrategien", er i samsvar med krav i regelverket og føringer i veiledningen til regelverket.

TR 1055 kapittel 1.2 omhandler hvordan dokumentet skal brukes for eksisterende installasjoner: "*For existing installations, identified non-conformities between original design requirements and requirements within TR1055 shall be treated as potential risk reducing measures and included in the ALARP process.Identified non-conformities shall be documented in dispensation system. The development of a facility specific safety strategy, including facility specific performance standards for safety systems, shall be approved in the dispensation system and be warranted in this document.*

Det er granskningsgruppens forståelse at dette kravet tilsier at en skal vurdere gap mellom opprinnelig (originalt) design og kravene i TR1055 som potensielle risikoreduserende tiltak og inkluderes i "ALARP prosessen". Slik bruk av TR 1055 er viktig for å sikre "kontinuerlig forbedring", men dette ivaretar ikke forskriftskravene om at spesifikke strategier og ytelseskrav også skal være etablert for eksisterende installasjoner (jf styringsforskriften og veiledningen til denne). I regelverket og veiledningen fremkommer at strategien bl.a. skal utformes for å kunne gi relevant personell en felles forståelse av grunnlaget for kravene til de enkelte barrierene, deriblant hvilken sammenheng det er mellom spesifikke risiko- og farevurderinger for den enkelte installasjon og kravene om og til barrierer.

Granskningsgruppen har fått opplyst at Gullfaks B har internt unntaksbehandlet et avvik fra krav om å etablere spesifikke strategier og ytelseskrav. Selskapet har ikke søkt Ptil om unntak fra regelverkets krav. Det er granskningsgruppens vurdering at det skulle ha vært søkt da praktisert bruk av TR1055 ikke ivaretar regelverkets krav til spesifikke strategier og ytelseskrav.

Den manglende spesifikke sikkerhetsstrategien og manglende spesifikke ytelsesstandarder, bidrar til at det blant plattformpersonell på GFB ikke er tilstrekkelig kjent hvilken funksjon alle barrierer eller barriereelementer skal ivareta. Et forhold som illustrerer dette er tilknyttet bruken av skum sammen med brannvann når dette brukes som eksplosjonsdempende middel (se kapittel 5.2.2). I kapittel 5.1.9 fremkommer andre eksempler på usikkerhet som delvis henger sammen med manglende spesifikke ytelseskrav, og dokumentasjon som bekrefter/verifiserer at disse kravene er ivaretatt.

Krav:

Styringsforskriften § 2 (ny SF § 5) om barrierer: Operatøren eller den som står for driften av en innretning, skal fastsette de strategiene og prinsippene som skal legges til grunn for utforming, bruk og vedlikehold av barrierer, slik at barrierenes funksjon blir ivaretatt gjennom hele innretningens levetid. Det skal være kjent hvilke barrierer som er etablert og hvilken funksjon de skal ivareta, jf. § 1 (ny SF § 4) om risikoreduksjon andre ledd, samt hvilke krav til ytelse som er satt til de tekniske, operasjonelle eller organisatoriske elementene som er nødvendige for at den enkelte barrieren skal være effektiv.

5.1.9 Eksplosjonsrisiko, dimensjonerende ulykkeslaster (DAL spesifikasjon)

Avvik:

Statoil har ikke i tilstrekkelig grad oppdatert risikoanalyser som gir et nyansert og helhetlig bilde av eksplosjonsrisiko og som klargjør forutsetninger for bruk. Det er videre ikke dokumentert at risikoen tilknyttet eksplosjoner er redusert så langt det er mulig.

Begrunnelse:

Det er usikkerhet tilknyttet hvilke eksplosjonslaster (gitt dagens kunnskap, modeller og metoder) som kan opptre, hva som er dimensjonerende eksplosjonslaster for alle relevante barriereelementer og hvordan disse vil kunne motstå dimensjonerende laster. For å møte krav i regelverket må en vite hvilke ulykkeslaster innretningen eller deler av denne kan bli eksponert for ved en dimensjonerende hendelse. Videre må en kunne dokumentere at etablerte barriereelementer kan motstå disse lastene i nødvendig tidsrom. Nedenfor er det angitt mer konkrete begrunnelser for avviket.

Design Accidental Load Specification

Dimensioning accidental load (DAL) er i Norsok S-001 definert som følger: “*most severe accidental load that the function or system shall be able to withstand during a required period of time, in order to meet the defined risk acceptance criteria*”.

Granskningsgruppen har vurdert ”Design Accidental Load Specification” (DAL spesifikasjon) for Gullfaks B. Dokumentet er datert i 1985 (versjon 6A).

I GFB DAL fremkommer bl.a. et anbefalt statisk designtrykk på 0,3 barg med varighet 0,5 sekund for å sikre integriteten til brannvegger ved eksplosjon. Videre er det angitt krav til maksimal tillatt defleksjon for å sikre integritet til passiv brannbeskyttelse på brannvegger. Designlaster for eksplosjonsvind (drag) eller undertrykk (negativ impuls) er ikke omhandlet.

TTS ytelseskrav M2.2 i PS 15 Explosion Barriers lyder;

"Relevant documentation for operation shall be available and updated:

- *Total Risk Analysis & Emergency Preparedness Analysis (explosion studies)*
- *Fire and Explosion Strategy (including HAZOP, DAL etc.)*
- *Design Accidental Load specification (DAL)"*

I TTS verifikasjonsnote fra 2005 fremkommer følgende tilknyttet dette kravet: *"DAL spek er ikke oppdatert, men tilgjengelig i STID. Nye eksplosjonsberegninger viser at designlast fra eksplosjon er i overensstemmelse med områdelaster gitt i DAL Følgelig er en oppdatering ikke nødvendig som følge av eksplosjonstrykksberegninger"*.

TTS ytelseskrav F 1.2 i samme PS lyder; *"Check that the dimensioning loads are defined for relevant local horizontal and vertical area dividers (pressure and impulse from explosion) and equipment (drag forces). This also includes safety critical equipment"*. I TTS verifikasjonsnote tilknyttet dette kravet fremkommer: *"Det er ikke oppgitt dimensjonerende laster for sikkerhetskritisk utstyr"*.

Granskningsgruppen har konstatert at DAL spesifikasjon for GFB ikke er oppdatert slik at dimensjonerende ulykkeslaster for sikkerhetskritiske rør og utstyr fremkommer. DAL spesifikasjon er heller ikke oppdatert slik at den angir referanser til hele det beslutningsunderlaget som ligger til grunn for gjeldende dimensjonerende ulykkeslaster.

Statisk overtrykk kontra dynamisk trykkutvikling:

Lastene i GFB DAL spesifikasjonen angir dimensjonerende last i form av statisk overtrykk. I en eksplosjon er det en dynamisk trykkutvikling med kortvarig maksimalt overtrykk. Strukturrespons som følge av eksplosjonslast vil være avhengig av lastenes størrelse som funksjon av tid og strukturenes karakteristika. Beregning av strukturrespons ift eksplosjonslaster er beskrevet i NORSOK N-004, A.6. Ut fra oversendt dokumentasjon har ikke granskningsgruppen fått innblikk i GFB spesifikke strukturanalyser som dokumenterer at dimensjonerende dynamiske eksplosjonslaster ikke vil medføre tap av hoved-sikkerhetsfunksjoner. Design av brannvegger på GFB ift en statisk eksplosjonslast innebærer tilsynelatende en viss usikkerhet. I regelverket er det krav til at en skal redusere usikkerhet.

Effekt av brannvann i eksplosjonsanalyser

Gjeldende risikoanalyse for Gullfaks B er datert 2 juni 2003 og inkluderer en eksplosjons-analyse. I denne eksplosjonsanalysen er det synliggjort en betydelig risikoreduserende effekt på de mest alvorlige eksplosjonsforløp dersom det fastmonterte anlegg for brannbekjempelse (delugeanlegget) er utløst i forkant av antenning. I innretningsforskriften er det i dag krav til at fastmonterte anlegg for brannbekjempelse skal utløse automatisk ved gassdeteksjon dersom det kan medføre lavere eksplosjonstrykk. På lik linje som gjeldende krav til utforming av passiv brannbeskyttelse, er imidlertid intensjonen i regelverket at det ikke skal tas hensyn til effekten fra brannbekjempelsesutstyr ved utforming av anlegg og utstyr for å motstå eksplosjonslaster. I Gullfaks B eksplosjonsanalyse har en for å beregne frekvensen for tap av eksplosjonsbarrierer (tap av hovedsikkerhetsfunksjoner) tatt hensyn til effekten av deluge. Sitat fra Gullfaks B TRA Appendiks D – Eksplosjonsanalyse: *"Ettersom denne oppdateringen av TRA skal gjenspeile faktiske forhold på Gullfaks B, er eksplosjonssimuleringer kjørt med overrulling spesifikt for Gullfaks B"*. I TR 1055 fremkommer følgende i kapittel PS 15.4.8 Explosion design Principles: *"The effect of automatically released deluge may be taken into account when establishing the dimensioning explosion load if the calculation method takes into account the reliability, availability and efficiency of the deluge system"*.

Granskningsgruppen kan ikke se at eksplosjonsanalysen har tatt hensyn til pålitelighet/tilgjengelighetsaspektet, eller de tilfeller der eksplosjonen inntreffer så hurtig at eksplosjonslastene er generert før delugeanlegget er aktivert eller er effektivt. Dersom man skal kunne argumentere for å ta hensyn til effekten av deluge ift etablering av dimensjonerende ulykkeslaster og vurderinger tilknyttet frekvens for tap av hovedsikkerhetsfunksjoner, må man differensiere på eksplosjoner som skjer før delugesystemet er aktivert eller er tilstrekkelig effektivt. Dette kan gjøres ved bl.a. å ta hensyn til responstider til gassdeteksjonssystemet, oppstartstid til brannpumper og tiden det tar før det enkelte delugeanlegg kan levere vann som er effektivt for å redusere eksplosjonslaster. Granskningsgruppen vil her påpeke at en generell erfaring med tennsannsynlighetsmodeller er at en forholdsvis stor andel av total tennsannsynlighet skjer det første minuttet etter lekkasjestart. Et annet forhold som nevnes er at studier/rapporter etter hendelser ofte har vist at gassdeteksjonssystemet var overbroet (eller delvis utkoblet) da lekkasjen oppsto. (Eksempelvis var dette tilfellet ved gasslekkasje på Heidrun 11.10.2010). Dette vil i vesentlig grad kunne forsinke oppstart og utløsning av deluge.

Når man tar hensyn til gunstig effekt av deluge slik som er gjort i eksplosjonsanalysen for GFB, må man, i tråd med TR 1055, kunne dokumentere at forutsetninger og ytelseskrav som er lagt til grunn vedrørende delugesystemet, er uttrykt på en klar måte og videre dokumentert og etterlevd gjennom driftsfasen. Granskningsgruppen har i oversendt dokumentasjon ikke identifisert at dette er tilstrekkelig ivarettatt. Et konkret eksempel er relatert til nødvendig brannpumpekapasitet ift eksplosjonsdemping. For at deluge skal ha gunstig effekt med tanke på å dempe eksplosjonslaster er det normalt en forutsetning at vannråper distribueres i hele romvolumet hvor gass-skyen er tilstede og hvor eksplosjonen vil inntreffe. Slik granskningsgruppen oppfatter situasjonen for GFB, vil et dimensjonerende "gassscenario" inkludere delugeaktivering i hele M14, og at dette tilsvarer "største + største tilstøtende område" ift brannscenarier.

I TTS sammenheng fremkommer følgende i den dokumentasjonen som er oversendt til Ptil:

- *Fra år 2001: The dimensioning fire area is not segregated from other areas with firewalls. The largest defined area is M14 N wellhead area, BOP deck North plus the manifold areas (M14N and M14S), i.e. M14S wellhead area is not included in the fire area even if there are no walls separating M14S from M14N. No study supporting two different fire areas in M14 North and South has been identified. The firewater pump capacity is dependent on fire area size and firewater coverage. In addition, the firewater duty points are not balanced for firewater demands exceeding current 100% capacity, i.e. 3 electrical firewater pumps.*
- *Status per 03.04.02: Området er testet fullt ut. Dvs. dimensjonerende brannområde + det største av de tilstøtende områdene. "vegg til vegg". Verifikasjonspunkt klarert med fagsstigen i basisorganisasjonen og lukkes dermed.*
- *Verifikasjonsnote 2005: Punktet ble i 2002 lukket i samråd med basis på bakgrunn av at man hadde verifisert at det var nok kapasitet til hele gassscenarioet med en pumpe (dieselhydraulisk) ute av drift. Det har i løpet av denne delgjennomgangen (2005) ikke vært mulig å få dokumentert testresultater for den testen. For at observasjonen skal kunne lukkes må det minimum utføres test som kan dokumentere tilfredsstillende kapasitet. Testen benyttes til å verifisere tilsvarende Pipenet beregning. Når Pipenet beregning er verifisert ok, kjøres beregning med 10 % degradert pumpekurve, da dette er akseptgrense for pumpekapasitet.*

Det kommenteres også at en annen konsekvens av at GFB er avhengig av deluge for å oppnå akseptabel eksplosjonsrisiko vil være relatert eventuelle fremtidige perioder der eksempelvis

brannmonitører benyttes ved modifikasjon/vedlikehold av ordinært delugesystem. Dette siden brannmonitører vanskelig kan sikre at vandrdåper distribueres i hele romvolumet.

Modulgeometri benyttet i analyser

Foreliggende eksplosjonsanalyse for GFB er fra 2003. Dagens kunnskap viser at det er avgjørende å bruke en detaljert nok fremstilling av modulgeometri i eksplosjonssimuleringer. Det fremkom i intervju at det i dag ikke eksisterer en tilstrekkelig oppdatert eksplosjonsanalyse for Gullfaks B, men at det allerede er igangsatt et omfattende arbeid med å etablere slik.

Potensielle lekkasjescenarier i M14

Eksplosjonsanalysen reflekterer ikke muligheten for lekkasjer i M14 som i hovedsak kun består av gass. For M14 er det i eksplosjonsanalysen lagt til grunn at det som kan lekke ut vil inneholde store mengde vann, i gjennomsnitt 80 % vann. Lekkasjen som oppsto 4. desember 2010 viser med tydelighet at det også kan inntreffe betydelige lekkasjer som mer eller mindre består av ren gass.

Prinsipper for risikoreduksjon

I TTS observasjon i 2005 fremkommer følgende ifm Performance Standard nr 15 (Explosion barriers): *”Det er ikke utført en kost-nytte vurdering av å redusere frekvensen for eskalering (ALARP)”*. I dokumentasjonen som er oversendt fra Statoil i fm granskningen framgår det at denne TTS-observasjonen fremdeles ikke er lukket.

Krav:

Rammeforskriften § 9 (ny RF § 11) - Prinsipper for risikoreduksjon hvor det bl.a. fremkommer at skade eller fare for skade på mennesker, miljø eller materielle verdier skal forhindres eller begrenses i tråd med helse-, miljø- og sikkerhetslovgivningen, herunder interne krav og akseptkriterier. Utover dette nivået skal risikoen reduseres ytterligere så langt det er mulig. Vurderinger ut fra denne bestemmelsen skal gjøres i alle faser av petroleumsvirksomheten. Ved reduksjon av risiko skal den ansvarlige velge de tekniske, operasjonelle eller organisatoriske løsningene som etter en enkeltvis og samlet vurdering av skadepotensialet og nåværende og fremtidig bruk gir de beste resultater, så sant kostnadene ikke står i et vesentlig misforhold til den risikoreduksjonen som oppnås. Dersom man mangler tilstrekkelig kunnskap om hvilke virkninger bruk av de tekniske, operasjonelle eller organisatoriske løsningene kan ha for helse, miljø eller sikkerhet, skal det velges løsninger som reduserer denne usikkerheten.

Aktivitetsforskriften § 23 (ny AF § 25) – Bruk av innretninger hvor det fremkommer at bruken av innretninger skal til enhver tid være i samsvar med innretningens tekniske tilstand og de forutsetningene for bruk som er satt i risikoanalysene.

Styringsforskriften § 2 (ny SF § 5) – Barrierer hvor det bl.a. fremkommer at det skal være kjent hvilke barrierer som er etablert og hvilken funksjon de skal ivareta, samt hvilke krav til ytelse som er satt til de tekniske, operasjonelle eller organisatoriske elementene som er nødvendige for at den enkelte barrieren skal være effektiv. Det skal være kjent hvilke barrierer som er ute av funksjon eller er svekket. Den ansvarlige skal sette i verk nødvendige tiltak for å rette opp eller kompensere for manglende eller svekkede barrierer.

Styringsforskriften § 8 (ny SF § 11) – Beslutningsunderlag og beslutningskriterier hvor det bl.a. fremkommer at før det treffes beslutninger skal den ansvarlige sikre at problemstillinger som angår helse, miljø og sikkerhet, er allsidig og tilstrekkelig belyst. Beslutningskriteriene skal være basert på de fastsatte målene, strategiene og kravene for helse, miljø og sikkerhet og foreligge i forkant av beslutninger. Det skal sikres nødvendig samordning av beslutninger

på ulike nivå og ulike områder slik at det ikke oppstår utilsiktede effekter. Forutsetninger som legges til grunn for en beslutning, skal uttrykkes slik at de kan følges opp.

Styringsforskriften § 13 (ny SF § 16) – Generelle krav til analyser hvor det bl.a. fremkommer at den ansvarlige skal sikre at det utføres analyser som gir det nødvendige beslutningsunderlaget for å ivareta helse, miljø og sikkerhet. Ved utføring og oppdatering av analysene skal det brukes anerkjente modeller, metoder og teknikker og de beste tilgjengelige dataene. Det skal gå klart fram hva som er formålet med den enkelte analysen og hvilke betingelser, forutsetninger og avgrensninger som er lagt til grunn. Den enkelte analysen skal presenteres slik at målgruppene får en nyansert og helhetlig framstilling av resultatene. Analyser skal oppdateres når endringer i betingelsene, forutsetningene og avgrensningene enkeltvis eller samlet påvirker resultatene av analysene, eller når det foreligger annen ny kunnskap som er av betydning for resultatene av analysene. Det skal settes kriterier for oppdatering av analyser. Operatøren eller den som står for driften av en innretning, skal ha en samlet oversikt over de analysene som utføres. Det skal sikres nødvendig konsistens mellom analyser som utfyller eller bygger på hverandre.

Styringsforskriften § 15 (ny SF § 17) – Risikoanalyser og beredskapsanalyser hvor det fremkommer at den ansvarlige skal utføres kvantitative risikoanalyser som gir et nyansert og mest mulig helhetlig bilde av risikoen. Risikoanalysene skal

- a) identifisere fare- og ulykkessituasjoner, velge initierende hendelser og klarlegge årsakene til hendelsene,*
- b) modellere ulykkessekvenser og konsekvenser slik at blant annet eventuelle avhengigheter mellom fysiske barrierer kan avdekkes, og slik at det kan beregnes hvilke krav som må stilles til barrierenes ytelse,*
- c) klassifisere viktige sikkerhetssystemer,*
- d) vise at hovedsikkerhetsfunksjonene ivaretas,*
- e) identifisere dimensjonerende ulykkeslaster,*
- f) gi grunnlag for valg av de definerte fare- og ulykkessituasjonene.*

Det skal gjøres nødvendige følsomhetsberegninger og vurderinger av usikkerheter.

5.2 Forbedringspotensiale

5.2.1 Akseptkriterier for bortfall av hovedsikkerhetsfunksjoner

Forbedringspotensiale :

Det er ikke etablert klare og entydige akseptkriterier for bortfall av hovedsikkerhetsfunksjoner.

Begrunnelse:

Av styringsforskriften fremkommer at det skal settes akseptkriterier for bortfall av de hovedsikkerhetsfunksjoner som er nevnt i Innretningsforskriften.

I TTS sammenheng fra 2005 fremkommer følgende i fm Performance Standard nr 15, Explosion barriers (Understreking er foretatt av granskningsgruppen):

- Status i 2003: *”Frekvens for dimensjonerende eksplosjonstrykk på 0,3 barg vil ikke for noe prosessområde overstige 1×10^{-4} , men den samlede totalfrekvensen vil imidlertid overstige 1×10^{-4} . Ettersom statiske tålegrenser er brukt som sammenlikning med dynamiske eksplosjonslaster, vil disse frekvensene mest sannsynlig bli redusert betraktelig dersom reelle dynamiske tålegrenser blir vurdert” Dette vil mest sannsynlig medføre at den samlede frekvensen blir liggende innenfor akseptkriteriet. Saken er dermed ansett som avsluttet”.*
- Verifikasjonsnote 2005: *”Det er under status brukt feil argumentasjon for å lukke punktet. For det første så kan man ikke lukke punktet fordi man antar at man vil komme under et kriterium hvis man utfører videre analyser. For det andre er ikke 10^{-4} et akseptkriterium, men et dimensjoneringskriterium. Det kreves dermed ikke et unntak, men en ALARP vurdering som ser på effekten av å redusere frekvensen for eskalering”.*

Fra styringsforskriften fremkommer at det skal settes akseptkriterier for bortfall av de hovedsikkerhetsfunksjoner som er nevnt i Innretningsforskriften.

Krav:

Styringsforskriften § 6 (ny SF § 9) – om akseptkriterier for storulykkesrisiko og miljørisiko hvor det fremkommer at operatøren skal sette akseptkriterier for storulykkesrisiko og miljørisiko. Akseptkriterier skal bl.a. settes for bortfall av hovedsikkerhetsfunksjoner som nevnt i innretningsforskriften § 6 (ny IF § 7) for petroleumsvirksomhet til havs.

5.2.2 Innblanding av skum i brannvannsystemet ift eksplosjonsdemping

Forbedringspotensial:

Avklare rollen til skum (AFFF) når dette sammen med brannvann brukes som eksplosjonsdempende middel.

Begrunnelse:

Som følge av hendelsen og aktivisering av brannvannsystemet ble det ifølge Statoil brukt 48 m³ Artic Foam 203 (3 % AFFF). Dette ble utført med den hensikt å redusere eksplosjons-laster, og medførte et utslipp til sjø av kjemikalium i svart kategori og en stor reduksjon i skumbeholdningen. Ptil er ikke kjent med at skuminnblanding i brannvann medfører gunstig effekt for å redusere eksplosjonslaster.

Relevant personell i GFBs landorganisasjonen har ikke kunnet redegjøre for beslutningsunderlaget for skuminnblanding i brannvannet for å redusere eksplosjonslaster. På forespørsel har Statoil ikke kunnet legge frem GFB spesifikke ytelseskrav tilknyttet bruken av brannvann og skum som eksplosjonsdempende middel.

I Statoils dybdestudie etter gasslekkasje på Heidrun datert 11.10.2010 fremkommer følgende:

"Dersom deluge skal benyttes som eksplosjonsdempende vil dette medføre at man tømmer beholdning av AFFF. AFFF skum har ikke eksplosjonsdempende effekt i en gassky".

Krav:

Styringsforskriften § 2 (ny SF § 5) om barrierer hvor det bl.a. fremkommer at operatøren skal fastsette de strategiene og prinsippene som skal legges til grunn for utforming og bruk av barrierer Det skal være kjent hvilke barrierer som er etablert og hvilken funksjon de skal ivareta, jf. § 1 (ny SF § 4) om risikoreduksjon andre ledd, samt hvilke krav til ytelse som er satt til de tekniske, operasjonelle eller organisatoriske elementene som er nødvendige for at den enkelte barrieren skal være effektiv.

Aktivitetsforskriften § 57 (ny AF § 66) om bruk og utslipp av kjemikalier. Her fremkommer at bruk og utslipp av kjemikalier skal reduseres så langt det er mulig.

5.3 Mangelfull testing av barriereventiler i normal drift

Følgende avvik som ikke er direkte koblet til selve hendelsen den 4. desember er avdekket av granskningsgruppen:

- Tester som er blitt utført av brønnventiler på Gullfaks B har ikke alltid vært iht. til krav beskrevet i APOS OMM01.07.05.
- Ventilene på ventiltreet har ikke alltid blitt testet i forkant av BSV tester, og har dermed ikke blitt testet i den rekkefølge som testkravene tilsier.
- Differensialtrykket som brukes i tester av brønnventiler har i tilfeller vært mindre enn Statoils krav til 70 bar differensialtrykk.
- Akseptkriterier for trykkoppbygning eller trykkreduksjon i løpet av 10 minutter slik de fremkommer i WR0256 (lokalt tillegg for Gullfaks) overstiger i enkelte tilfeller 70 bar, og kan således aldri brytes ved bruk av kun 70 bar differensialtrykk ved test.
- I forbindelse med programbasert vedlikehold av brønnventiler er det praktisert ventilsmøring i forkant av ventiltester.
- Testintervaller for hydraulisk ventiltre og brønnhodeventiler har vært 12 måneder ift maksimalt 6 måneders testintervall som angitt i Norsok D-010.

Disse avvikene følges opp av Ptil i egen sak og det gis i denne granskningsrapporten derfor ikke nærmere begrunnelse og regelverksreferanser tilknyttet de identifiserte forhold.

6 Diskusjon omkring usikkerheter

Av Statoils granskning framgår det at hydraulisk hovedventil (HHV) ble åpnet på grunn av feil operering av hydraulikventiler. I intervju med de involverte fikk vi opplyst at det var planen å åpne HHV, da MHV var blitt stengt og denne sammen med BSV ble oppfattet som en trygg barriere. Vi anser ikke at denne usikkerheten har betydning for hendelsesforløpet eller de bakenforliggende årsaker til hendelsen.

I vurderinger av hendelsens konsekvenser og potensial er det lagt til grunn estimat/beregninger av utslippsmengde, lekkasjerate, hullstørrelse etc. De størrelsene som er benyttet i denne granskningsrapporten er i stor grad blitt oppgitt til PTIL mens granskningen pågikk ute på GFB. I praksis vil det alltid være en viss usikkerhet tilknyttet slike estimat/beregninger. De oppgitte verdier for utslippsmengde, lekkasjerate og hullstørrelse må derfor ikke betraktes som helt eksakt. En eventuell endring i disse tall på 20 % vil i dette tilfellet ikke endre granskningsgruppens vurderinger og konklusjoner. Opplysningene i Statoils granskningsrapport gir ikke grunnlag for å endre konklusjonene på dette punktet.

7 Vedlegg

Vedlegg A: Tidslinje

Tidspunkt	Hendelse/tilstand	Kommentar
20.6.2010	Siste utførte test av manuell hovedventil (MHV) er datert 20.6.2010. Hydraulisk hovedventil (HHV) og hydraulisk vingventil (HVV) er også testet på denne datoen.	Dette er siste gang vi vet at MHV er lekkasjetestet. Testen passerer akseptkriteriet som definert i APOS for brønnventiler i drift. Vi kjenner ikke til at ventilen har blitt testet senere, men enkelte har opplyst at de kjente til at denne MHV hadde en lekkasje før hendelsen.
	Enkelte opplyser at denne ventiltypen skal stenges helt på rattet, og så dreies en kvart tårn tilbake for å holde tett. Andre sier at for akkurat denne ventilen (MHV på B-32) er dette ikke tilfellet. Det blir også opplyst av enkelte at denne må stenges med rørtang for å holde tett. Det er ikke en notifikasjon på dette. Problemet var ukjent for direkte involvert personell. Denne brønnen har hatt mye problemer med avleiringer (scale). Dette har medført at en også har hatt problemer med å få lekkasjetester på brønnsikringsventil (BSV) som oppfyller akseptkriteriet.	
19.9.2010 kl 0510-0520	Det gjennomføres en "inflow test" av HHV for brønn B-32.	
19.9.2010 kl 1440-1525	Lekkasjetest av BSV for brønn B-32.	
19.9.2010 kl 2030	Ansvar for brønn B-32 overleveres fra B&B til D&V	
19.11.2010	Lekkasjetest av BSV for brønn B-32.	

26.11.2010	Dieselpumpe: Uønsket hendelse med væskeslag og overtrykking av rør registrert i tilknytning til bruk av dieselpumpe ved opptrykking av strømningsrør for brønn B-28. Et av tiltakene er at trykkkontroll for dieselpumpe må repareres og at det skal utarbeides en notifikasjon for feilen. Et annet tiltak er at en skal ta opp med alle skift at dieselpumpe ikke må brukes til lekkasjetest på strømningsrør før regulering er reparert og funnet i orden.	Lekkasjetest må gjøres med annen trykk-kilde, i dette tilfellet ble det valgt å bruke injeksjonsvann fra en annen brønn (B-22). Påkopling ble gjort i kryss mellom hydraulisk hovedventil og hydraulisk vingventil. Dette er utenfor det isolerte området i ventil- og blindingsliste.
2.12.2010 kl 17:30- 1900	AT for demontering av strupeventil B-32 for inspeksjon godkjennes i møtet for gjennomgang av morgendagens arbeidstillatelser.	Forutsetter at det foreligger godkjent isoleringsplan for arbeidet.
Natt til fredag 3.12.2010	Klargjøres for forebyggende vedlikehold (FV) på strupeventil på B-32	Arbeidsprosessen er beskrevet i OMM 05.07.01.01no Klargjøre normalt trykksatt system/utstyr for aktivitet som krever isolering. Arbeidsprosessen ble innført for et år siden.
2.12.2010 kl 19- 3.12.2010 kl 07 på natt skiftet	Det utarbeides isoleringsplan av kontrollromsoperatør på nattskiftet.	Krav at denne skal være godkjent av D&V leder (operasjonelt systemansvarlig)
2.12.2010 kl 2319	Dieselpumpe: Notifikasjon 42318026 registreres på dieselopptrykkingspumpe. Feilen gjelder svikt i logikk for trykkregulering slik at pumpen ikke lenger kan brukes på små volumer.	
3.12.2010 kl 0200	Brønn B-32 stenges ned som en forberedelse til FV på strupeventil.	
	Det gjennomføres ikke lekkasjetest av HHV selv om denne inngår i isoleringsplanen som en barriereventil. Leckasjetesting er heller ikke spesifisert på ventil og blindingsliste, her fremgår kun sikring i henhold til prosedyre.	Statoil har i sin granskingsrapport konkludert med at HHV ble trykktestet i motsatt retning samtidig som HHV ble trykktestet.
	MHV inngår ikke i isoleringsplanen for denne jobben. Det er forskjellig praksis på de ulike skiftene i forhold til bruk av denne ventilen. Noen opplyser at denne ventilen burde vært testet og stengt i forbindelse med denne vedlikeholdsjobben.	
3.12.2010 kl 0215	Lekkasjetest av HHV. Leckasjetestes ved et differansetrykk på 26 bar. 90 bar oppstrøms ventilen og 64 bar i ventilkrysset. Ventilen inngår i isoleringsplanen som en barriereventil.	Testes mot akseptkriteriet som gjelder for brønnventiler i drift, og ikke mot kravet om tett ventil som gjelder for ventiler som inngår i DB&B ved åpning mot atmosfære/ytre miljø.

3.12.2010 kl 0300	Lekkasjetest av BSV for brønn B-32. Ventil inngår i isoleringsplanen.	Norsok: D-010: test av DHSV tillater en lekkasje på opp til 25,5 sm ³ per time, 900 scf/hr for gass, 0,4 l/min for veske
3.12.2010 kl 0430-0505	Vannspyling av strømningsrør til produksjonsseparator og testseparator.	
3.12.2010 ca kl 0600	Stengning av ventiler etter vannspyling og klargjøring er ferdig iht isoleringsplanen.	
3.12.2010 kl 06:40	Planen overleveres dagskiftet ved handovermøtet.	Kort møte mellom natt og dagskift- ikke detaljert gjennomgang
3.12.2010 kl 07:00	AT-1 møte, på møtet blir det tatt opp om man skal vente med jobben, grunnet generell høy aktivitet. Det besluttes at en skal gjennomføre jobben.	Muligvis fordi inspektører fra land er tilstede og har planlagt snarlig hjemreise?
3.12.2010 kl 0839	AT 9503002496 blir gitt for tidsrommet 0700 til 1900 for gjennomføring av arbeidsordre 21556945-0020. Arbeidstillatelsen har nødvendige godkjenninger, men det mangler formell godkjenning fra operasjonelt systemansvarlig på isoleringsplanen.	
3.12.2010	Sjekkliste før vedlikeholdsarbeid gjennomgås av områdeansvarlig prosessstekniker (områdetekniker) for dagskift.	
3.12.2010	Første AT med demontering av strupeventil for inspeksjon av rør nedstrøms strupeventil gjennomføres. Arbeidsordre beskriver at strupeventil skal løsnes i ene flensen. Begge flenser blir imidlertid løsnet, tekst i arbeidsordre blir ikke fulgt. Det oppdages at strupeskiller i strupeventilen har slitasje og må byttes.	
3.12.2010 kl 1746	Arbeidsordre 21556945-0020 med demontering av strupeventil for inspeksjon avsluttes.	
3.12.2010	AT 9503005220 søkes for 4.12 kl 0700-1900 for bytte av strupeskiller i strupeventil B-32 grunnet oppdaget slitasje. Arbeidstillatelsen gjelder arbeidsordre 21556945-0080.	
3.12.2010 kl 1730-1900	AT godkjennes på kveldsmøtet.	
3.12.2010 kl 1900-4.12.2010 kl 0700	Det gjennomføres ikke noe arbeid i tilknytning til arbeidsordren natt til 4.12.	
4.12.2010 kl 0640	Handovermøtet for produksjon	
4.12.2010 kl 07:00	AT-1 møte. Det gjøres en forenklet behandling av denne arbeidstillatelsen med begrunnelse at den vurderes å ha store likheter med arbeidstillatelsen	

	som ble gjennomgått dagen før.	
4.12.2010 kl 0833	AT 9503005220 blir gitt for tidsrommet 0700 til 1900 for gjennomføring av arbeidsordre 21556945-0080. Arbeidstillatelsen har nødvendige godkjenninger, men det mangler fortsatt formell godkjenning fra operasjonelt systemansvarlig på isoleringsplan.	

4.12.2010	Mekaniker og områdeansvarlig prosessetekniker går gjennom ventil og blindingsliste før mekaniker påbegynner skifte av strupesiver.	
4.12.2010 ca kl 1100	Skifte av strupesiver ferdigstilles. Mekaniker gir beskjed om at han er ferdig med arbeidet med bytte av strupesiver.	
4.12.2010	Prosesstekniker forbereder tilbakestilling av anlegget.	En slik jobb utføres normalt av to prosesseteknikere som er kjent med anlegget.
4.12.2010	Prosesstekniker tar opp med fagansvarlig at han er usikker på hvordan han skal gjennomføre tilbakestillingen med bakgrunn i at dieselpumpe er utilgjengelig som trykkilde. Han får klarsignal til å bruke injeksjonsvann fra en annen brønn som trykkilde.	
4.12.2010	Områdetekniker får med seg en erfaren prosessetekniker som er ny på innretningen (3 uker) og dermed ikke er kjent med anlegget.	
4.12	Lavtrykkslekkasjetest med sjøvann av åpnet område utelates.	
4.12	Lekkasjetest av produksjonsrør påbegynnes. De to prosesseteknikerne som skal gjennomføres jobben blir enige om å lekkasjeteste ved å tilkoble injeksjonsvann i "krysset". Tilkoblingspunktet som velges er bleed-linjen. Trykket på injeksjonsvannet strupes ned til 40 bar.	
	Koplet til slange fra B-22 for forsyning av injeksjonsvann for trykktesting – denne ble koplet til mellom HHV og HVV i ventilkrysset, utførende mente at dette var vanlig prosedyre når de skulle bruke injeksjonsvann.	Det fremgår ikke av ventil og blindingsliste hvor injeksjonsvannet skulle koples på. APOS: Krav om at slangetilkoblinger skal markeres på ventil og blindingsliste Fagansvarlig mener dette er feil måte å gjøre det på, den skulle ha vært koplet på etter vingventilen, slik både HHV og HVV hadde vært stengt under testingen. Andre mener det er greit å lekkasjeteste på denne måten, men at tilkoblingspunktet skulle ha vært service vingventil.
	HVV og HHV ligger på dette tidspunktet i wirelinemodus og er begge lukket.	

	MHV stenges. Tanken bak dette er at en nå skal åpne HHV og HVV for å kunne gjennomføre lekkasjetest av det åpnete stedet. Enkelte prosessoperatører mener at MHV skulle inngått i den opprinnelige isolasjonserklæringen, og skulle vært stengt. Andre mener denne kun skal brukes i kritiske situasjoner. Bruken av MHV synes å være skiftavhengig.	
	Treveisventiler på B-32 for HVV og HHV legges over i plattformmodus. Nåleventiler for hydraulikk til disse ventilene er fortsatt stengt.	
	Det slippes hydraulikktrykk fra Bakerpanelet frem til nåleventilene for HVV og HHV ved B-32.	
	HHV og HVV åpnes ved betjening av nåleventilene plassert på hydraulikkforsyning til aktuatorer for ventilene.	
4.12.2010 kl 1400	Lekkasje: Volume mellom BSV og ventiltre 10,5 m ³ , ca. 800 kg gass ved 85 barg. Lekkasjeraten gjennom 20 mm hull er styrt av lekkasjerate gjennom MHV.	
	Områdetekniker oppfatter umiddelbart at det er en lekkasje et sted, men vet ikke om det er injeksjonsvann eller hydrokarboner fra brønnen som lekker ut.	
	I et forsøk på å stoppe lekkasjen skrur områdetekniker igjen de to rattene til nåleventilene han akkurat har åpnet. At disse rattene er i stengt posisjon viser seg senere å hindre avblødning av hydraulikktrykk fra ventilene slik at disse nå ikke stenger ved nødavstengning.	
4.12.2010 kl 1419	POB OK	
4.12.2010 kl 1455	Nåleventiler på HHV og HVV åpnet slik at hydraulikktrykk fikk blødd av og HHV og HVV stengte.	

Vedlegg B: Dokumenter som er lagt til grunn i granskingen

1. Varsel om uønsket hendelse utslipp på Gullfaks B – Gasslekkasje ifm lekkasjetesting 04122010
2. Bilder - Uønsket hendelse utslipp - Statoil Gullfaks B - Gasslekkasje ifm lekkasjetesting 04122010
3. APOS OMM 05.07.01no Klargjøre og tilbake stille for arbeid på normalt trykksatte system
4. Brev fra Statoil datert 13.12.2010, ”Testing av brønnventiler på Gullfaks”
5. Arbeidstillatelse nr 9503002496
6. Arbeidsordre dieselpumpe
7. Aktive A Ter 02122010
8. Skiftrapport produksjon 03122010
9. HMS kompetanse norsk sokkel
10. Overlevering av brønner Gullfaks B 19092010
11. Leder offshore sikkerhet
12. Tillegg til - Overvåking av brønner i drift – barrierer, korrosjon og erosjon, WR0256 Final Ver. 1, gyldig fra 2006-01-13
13. Utskrift av testresultater fra brønn B-24, B-29, B-30, B-34, B-37, B-39
14. Lekkasjetest BSV B32, datert 20.6.2010
15. Testresultater fra vedlikeholdsprogram, MHV B-32
16. Testresultater fra vedlikeholdsprogram, BSV B-32
17. Testresultater fra vedlikeholdsprogram, HHV B-32
18. Testresultater fra vedlikeholdsprogram, HVV B-32
19. Synergi rapport - Ventiler på Xt funnet åpen
20. Beredskapslogg
21. Beskrivelse av Baker panel og brønnlogikk
22. Synergi rapport 1173108 - Gasslekkasje i flensforbindelse 20.8.2010
23. Isoleringsplan
24. Statoils mandat for gransking av hendelse utslipp på Gullfaks B - Gasslekkasje i brønnområde 04122010
25. Brev fra Statoil datert 17.12.2010, ”Svar på spørsmål fra Petroleumstilsynet vedrørende testing av brønnventiler på Gullfaks”
26. Brev fra Statoil datert 22.12.2010, ”Vedrørende testing av brønnventiler på Gullfaks”
27. Brev fra Exprosoft datert 4.1.2011, ”Vurdering av prosedyre for testing av brønnventiler”
28. Timelister for personell GFB
29. Resultat fra søk i Synergi knyttet til hydraulisk styring av ventiler på GFB
30. Design accidental load specification, Rev. 6A, 15.3.1985
31. Oversikt over systemansvarlige per system, GFB
32. GFB Dokumentasjon på gjennomgåtte APOS-prosesser
33. APOS Arbeids Prosess Orienteret Styring - R110A Process and requirements
34. TTS GFB Status
 - a. GFB - PS 03 Gas detection - 07 03 2007 Final
 - b. GFB - PS 04 ESD - 07 03 2007 Final
 - c. GFB - PS 5 Drain - 15.01.08 - Endelig
 - d. GFB - PS 06 Ignition control - 07 03 2007 Final
 - e. GFB - PS 7 Fire detection - 20.12.06
 - f. GFB - PS 12 Process Safety - 15.01.08 – Endelig
 - g. GFB - PS 16B Drilling hoisting systems - 15.01.08 - Endelig
 - h. GFB - PS 22 Alarm Management - 07 03 2007 Final

- i. GFB- PS 8 Blowdown - 15.01.08 - Endelig
 - j. GFB TTS 2005 - PS 2 - Natural vent and HVAC - final
 - k. GFB TTS 2005 - PS 9 Active Fire Fighting - final
 - l. GFB TTS 2005 - PS 15 Explosion barriers – final
35. OMC01, Ver. 1 datert 1.1.2011, "UPN Drift - Organisasjon, ledelse og kontroll"
36. OMC01, Ver. 1 datert 1.1.2011, "UPN Nordsjøen vest Gullfaks - Organisasjon, ledelse og kontroll - tillegg til UPN Drift"
37. E-post fra Statoil den 2.2.2011 AU-EPN OWE GF-00234, "Oversendelse av etterspurt informasjon"
- a. Vedlegg til e-post: "timer operatør 1 og 2"
 - b. Vedlegg til e-post: SO0501, Final Ver. 1.02, "Bruk av aktuatorstyrte ventiler som barrierer"
38. Statoils granskingsrapport for hendelsen, datert 1.2.2011
39. E-post fra Statoil den 21.2.2011, "Informasjons vedrørende arbeidstid og oppholdsperiode"
40. E-post fra Statoil den 22.2.2011 AU-EPN OWE GF-00234, "APOS prosess for arbeidstillatelser"
41. E-post fra Statoil den 25.2.2011, "Metode for registrering av gjennomført APOS opplæring"
42. E-post fra Statoil den 1.3.2011 AU-EPN OWE GF-00234, "Informasjon vedrørende eksplosjonsbarrierer, total risikoanalyse og DAL oppdatering"
43. Dokumentasjon mottatt ifm granskning - Alarmliste - Trender brann og gassdetektorer - Moduloversikt brann og gassdetektorer

Vedlegg C: Forkortelser

AFFF	Brannskum (Aqueous Film Forming Foams)
AO	Arbeidsordre
APOS	Arbeidsprosessorientert styringssystem
AT	Arbeidstillatelse (tillatelse til å gjennomføre en arbeidsordre)
Bleed	Avtapningspunkt
BSV	Brønnsikringsventil
CFD	Databasert metode for strømningsberegning (Computational Fluid Dynamics)
D&V	Drift og vedlikehold
DAL	Dimensioning Accidental Load
DB&B	Dobbel Blokk og Bleed
Deluge	Overrisling med brannvann for å hindre antennelse og dempe eventuelt eksplosjonstrykk
FLACS	Regneprogram av CFD-type (FLame ACceleration Simulator)
FV	Forebyggende vedlikehold
HHV	Hydraulisk hovedventil (også HMV - Master)
HVV	Hydraulisk vingventil (også HWV - Wing)
LEL	Lower Explosion Level (Nedre konsentrasjonsgrense for eksplosiv blanding av brennbar gass)
LFL	Lower Flammability Level
MHV	Manuell hovedventil (også MMV - Master)
MTO	Menneske – Teknikk – Organisasjon (modell for hendelses- og årsaksanalyse)
NAS	Nødavstengning
P&ID	Prosess- og instrumenterings-tegning
ROB	Rutiner Ombord (lokale arbeidsrutiner og sjekklister)
UEL	Upper Explosion Level
V&B liste	Ventil- og blindingsliste (del av isoleringsplan)

Vedlegg D: Oversikt over intervjuet personell
(fjernet på internett)