

Granskingsrapport COA INV Intern ulykkesgransking

Gransking etter gasslekkasje på Heimdal

Klassifisering: Open	Status: Endelig
Rapport nr.: A DPN L1 2012-05	Dato: 16.9.2012
Utløpsdato: 10 år	Synergi nr.: 1300971

Kortfattet beskrivelse:

Lørdag 26.5.2012 kl.12:40 inntraff en gasslekkasje på Heimdal hovedplattform i området M40 værdekk. Hendelsen skjedde i forbindelse med testing av nødavstengingsventiler (ESDV). Et 7000 kg innestengt gassvolum skulle trykkavlastes, via 12" manuell avblødningslinje. 129 bars trykk ble sluppet inn mot stengt avstengningsventil, nedstrøms reguleringsventil og rørstykke med 16 bars designtrykk. Stengeventil og rørstykke ble overtrykket og pakning mellom flens til ventil og rørstykke blåste ut. Lekkasjen varte i ca. 4 minutter og hadde et utslipp på totalt 3500kg gass med en initiell rate på 16 kg/sek. Granskingsgruppen har klassifisert hendelsen som en HMS-hendelse med faktisk alvorlighetsgrad 1 (Rød 1) Granskingsgruppen vurderer tennsannsynligheten under gasslekkasjen for lav og at det skulle mer til enn ubetydelig endrede omstendigheter for at gasslekkasjen kunne ha blitt antent. Nødavstenging ble initiert og organisasjonen mønstret i henhold til alarminstruks. Gasslekkasjen medførte ingen personskade. Varighet på beredskapssituasjon var ca. 3.5 timer.

Granskingsgruppe:

Geir S. Østby	Granskingsleder	COA INV
Kjetil Skjelvik Karlsen	Rør og Ventiler	FOT MEC PAL
Espen Hovland	Prosess	TPD TEX FOT PT PSCM
Steinar Johansen	HVO	DPN OW MF HEIM INS
Jan Inge Oen	HVO	CCO OW PR
Rune Opheim	Tilrettelegger	COA INV

Godkjent av:


Geir S. Østby Granskingsleder COA INV

16/9/2012
Dato

Godkjent av:


Terje Rygg Vice President COA INV

16/9-2012
Dato

Frigitt av oppdragsgiver:


Øystein Michelsen Executive Vice President UPN

19/9/2012
Dato

Innhold

1	Sammendrag	4
1.1	Hendelsen	4
1.2	Konsekvenser	5
1.3	Årsaker	6
1.4	Positive forhold	7
1.5	Anbefalte tiltak	7
2	English summary	9
2.1	The Incident	9
2.2	Consequences	9
2.3	Causes	10
2.4	Positive aspects	11
2.5	Recommended actions	11
3	Mandat for gransking	13
3.1	Mandat	13
3.2	Granskingsarbeidet	14
4	Bakgrunnsinformasjon	15
4.1	Heimdal hoved og riser-plattform	15
4.2	Organisasjon	17
4.3	Systembeskrivelse	19
4.4	Ventiltesting	22
5	Hendelsen	23
5.1	Hendelsesforløpet	23
5.2	Tilsvarende hendelser	31
6	Konsekvenser	34
6.1	Faktiske konsekvenser	35
6.2	Mulige konsekvenser	38
6.3	Vurdering av storulykkesrisiko («worst case»)	42
6.4	Klassifisering av hendelsen	45
7	Årsaker	47
7.1	Framskynder ventiltesting i forhold til opprinnelig plan (årsakstråd 1)	48
7.2	Årsaker til at trykkavlastning mot stengt ventil (årsakstråd 2)	53
7.3	Årsaker til overtrykking av rørsplø og ventil (årsakstråd 3)	56
7.4	Barrierer og avvik	59
8	Varsling og beredskap	65
8.1	Beredskapselementer med forbedringspotensial	66
9	Tiltak	68
9.1	Umiddelbare tiltak utført etter hendelsen	68
9.2	Anbefalte tiltak	69
10	Forkortelser og begreper	75
11	Referanser	76

Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato:20.10.2012

Gransking av: *Gasslekkasje på Heimdal*

App A	MTO Diagram.....	77
App B	Intervjuliste.....	85
App D	Human Factors analysis.....	89
App E	Isoleringsplan PSV 20004B.....	98
App F	TTS funn 2009	99
App G	FLACS- beregninger	100

1 Sammendrag

Hovedformålet med denne granskingen i ettertid av hendelsen er å bidra til en konstruktiv læringseffekt for å forhindre gjentagelser og for å oppnå en forbedring av HMS nivået. Arbeidet er utført etter granskingsgruppens beste evne, og er basert på vurdering av tilgjengelig kunnskap og informasjon. Granskingsgruppen har ikke foretatt noe vurdering av juridiske forhold knyttet til hendelsens årsaker, ansvar eller lignende forhold.

1.1 Hendelsen

Lørdag 26.5.2012 kl.12:40 inntraff en gasslekkasje på Heimdal hovedplattform i området M40 værdekk. Hendelsen skjedde i forbindelse med testing av nødavstengingsventiler (ESDV).

Et 7000 kg innestengt gassvolum skulle trykkavlastes, via 12" manuell avblødningslinje. 129 bars trykk ble sluppet inn mot stengt avstengningsventil, nedstrøms reguleringsventil og rørstykke med 16 bars designtrykk. Stengeventil og rørstykke ble overtrykket og pakning mellom flens til ventil og rørstykke blåste ut.



Bilde 1.1.1. Resterende pakning etter gasslekkasjen, pakningsmaterial var av fibertype Foto: Statoil

Lekkasjen varte i ca. 4 minutter og hadde et utslipp på totalt 3500kg gass. Men en initiell rate på 16 kg/sek.

Denne 12" linjen er knyttet opp mot Statpipe gass transit rørledning.

Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato: 20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

Da lekkasjen startet ble isolasjonsmateriell og kapsling rundt manuell ventil blåst av. Det var en person i nærheten av lekkasjested men vedkommende ble ikke fysisk eksponert for deler eller HC gass. Det ble detektert gass i flere av de tilstøtende modulene. Generell alarm og mønstring startet umiddelbart. Deluge ble startet i områdene med gassdeteksjon.



Bilde 1.1.2 Flens mellom rørstykke og Stengeventil #3 etter lekkasjen

Foto: Statoil

Områdene var gassfrie etter ca. 30 minutter men det sto gass igjen i et segment på gass transiten. Det videre beredskapsarbeidet var fokusert på trykkavlastning og etablering av doble barrierer mellom lekkasjested og trykket som står i Statpipe sjølinje og HRP gass transit. Gassen ble trykkavlastet via andre ventiler og rundt lekkasjestedet. Deretter kunne doble barrierer settes og skadestedet sjekkes ut før normalisering. Beredskapssituasjonen ble normalisert kl. 16.10.

1.2 Konsekvenser

Utslipet er beregnet til totalt 3500 kg gass, hvor av ca. 1400 kg var brennbar gass. Gasslekkasjen hadde en varighet på ca. 4 minutter, med en beregnet initiell utslippsrate på ca. 16.9 kg/s. Denne utslippsmengden tilsvarer faktisk alvorlighetsgrad 1.

Granskingsgruppen vurderer tennsannsynligheten under gasslekkasjen for lav og at det skulle mer til enn ubetydelig endrede omstendigheter for at gasslekkasjen kunne ha blitt antent.

Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato:20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

1.3 Årsaker

Utløsende årsaker Handlinger	Bakenforliggende årsaker		
	Påvirkende faktorer	Arbeidsledelse	Organisatoriske påvirkninger
Risiko og samtidige operasjoner ble ikke vurdert da Operasjonsgruppen besluttet å endre planene for ventiltesting.	Ville utnytte stans til å spare tid i etterarbeid med kommende NAS test	Ufullstendig planlegging av ventilttestene- samtidige aktiviteter på samme/tilgrensende system ble ikke identifisert og vurdert. Operasjonsgruppen land hadde ikke oversikt over samtidige arbeidsoperasjoner.	Gruppesammensetning i beslutningsprosessen var ikke tilstrekkelig til å sikre oversikt over samtidige operasjoner og hvilke endringer dette kunne medføre. Styring av anleggsspesifikk kompetanse Handlingsmønster for replanlegging av ventilttestene ble ikke utført i henhold til A-standard metodikk.
Stengeventil nedstrøms reguleringsventil ble ikke åpnet.	Feil antagelser Ufullstendig kommunikasjon Operatør I hadde forståelsen av at det kun var EN ventil som skulle åpnes SKR- operatør tok kontakt med Operatør I for å klargjøre for trykkavlastning da det utviklet seg til et selvpålagt tidspress for å holde avtalen med Gassco. Trykkavlastning av denne linjen ble ikke prioritert, og klargjort, av operatør II	Operatør I var ikke med på planlegging/førjobbsamtale Operatør I fikk begrenset tid til å forberede seg for jobben Utilstrekkelig planlegging av oppgaven, en felles forståelse av tidsplan samt ikke avtalte prioriteringer hos operasjonelt systemansvarlig og utførende. FA-drift var ikke involvert i den operative planleggingen av ventilttesten selv om arbeidet innebar en endring av standard arbeidsbeskrivelse i FV-mal.	Handlingsmønster for ventilttestene ble ikke utført i henhold til A-standard metodikk og ledelse.
Design (1984) av rørspool og ventil nedstrøms HCV 20021 ikke i henhold til krav. Trykk-klasse skifte var oppstrøms rørspool	Systemgjennomganger og verifikasjoner oppdaget ikke feil design. Ikke sikkerhetskritisk.	Funn ved systemgjennomganger kunne vært tolket av Anleggsintegritet (AI) som indikasjon på feil ved specsifte også i ikke	Styring av anleggsspesifikk kompetanse

Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato:20.10.2012

Gransking av: *Gasslekkasje på Heimdal*

og stengeventil. Denne design kombinasjon med «normally closed» NC merking på P&ID av ventilen utgjorde en latent risiko for overtrykking og lekkasje. Lekkasje i HCV 20021 og stengeventilene oppstrøms.	Linje sjelden i bruk. Linje for manuell trykkavlastning	sikkerhetskritiske systemer.	
--	---	------------------------------	--

For detaljert beskrivelse av alle årsaker vises det til **kapittel 7**.

1.4 Positive forhold

Konsekvensreduserende aksjoner som automatisk mønstringsalarm ved bekreftet gasslekkasje, automatisk deluge i området med gasslekkasje, tennkildeutkopling og aktivering av NAS fungerte etter forutsetningene. Teknisk fungerte nødgenerator og elektroutstyr som forventet. Det var god kontroll på personell som mønstrer til livbåtene og alle mønstret med overlevelsedrakt og nøkler. POB kontroll etter 13 minutter.

1.5 Anbefalte tiltak

Numrene i parentes viser til detaljert tiltaksbeskrivelse i kap. 9.

Etterlevelse av arbeidsprosesser:

- (11) Følge opp bruk av arbeidsprosess: R-12115 **ref/1/**. – Restriksjoner ved samtidige operasjoner.
- (12) Påse at Styringselement R-23079 **ref/2/**. etterleves og vurder om ordlyden «Sjekk område- og systemstatus» bør presiseres i form av krav til fysisk oppgang i felt, bruk av P&ID og ISO tegninger som underlag til jobbforberedelser på prosess systemer og samtidige aktiviteter i område.

Ivaretagelse av teknisk integritet:

- (1) Utbedre rørlinje i samsvar med gjeldende designkrav.
- (2) Det bør innføres krav om å vurdere tilbakeskuende HAZOP for anlegg hvert 5. år.
- (3) Det bør etableres klare rutiner for rapportering av tekniske mangler av en viss alvorlighet, slik at denne erfaringen gjøres kjent for driftsorganisasjonen og på tvers av anleggene.
- (4) Vurdere behov for permanent disp på BDV ventiler som har stengeventil med lav trykkklasse nedstrøms BDV (er dagens rutiner rundt oppfølging og kontroll av interlock tilstrekkelig). Etablere midlertidig disp på rørlinje ved HCV20021 til denne rørlinje er utbedret.
- (5) Gjennomføre en oppgang av kvalitet på teknisk dokumentasjon som P&ID...
- (6) Gjøre en oppgang av alle manuelle avstengnings-ventiler, kartlegge tilstand og adressere de med TAG nummer samt oppdatere P&ID. Forsere pågående TAG prosjekt.
- (7) Omadressere plassering av gassdetektorer i malingskonteiner i M40 slik at gassalarm i konteiner angir rett områdeplasing.

Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato:20.10.2012

Gransking av: *Gasslekkasje på Heimdal*

- (9) Sette krav til vurdering av innestengt volum ved utarbeidelse av isoleringsplaner.(oppdatere krav i ARIS).
- (10) Etablere rutine for prekvifisering hos AI ved endringer i modulers geometri for å sikre at effekt på eksplosjonstrykk, deluge og gassdeteksjon blir vurdert.
- (13) Oppdatere prosedyrer for ventiltesting.
- (16) Utføre test på HCV20021 med hensyn til lukketid.
- (17) Vurdere posisjonen til HV20019 under normalkjøring, da HV20019 kan isolere ut BDV20011 også uten at det er etablert avstengningsplan eller annen aktivitet i anlegget.

Organisasjon og ledelse:

- (8) Presisere gjennomføring av A-standard på alle endringer i planer og gjennomføringer av operasjoner. Sikre ledelsesmessig og fagansvarlig involvering ved alle endringer knyttet til arbeid med hydrokarbonførende systemer.
- (14) Vurdere om det er tilstrekkelig anleggspesifikk kompetanse i AI og Operasjons-grupper på land.
- (15) Bedre rutiner for samarbeid / planlegging sjø og land.

For detaljert beskrivelse av alle tiltak vises det til **kapittel 9**

2 English summary

The main purpose of this investigation is to contribute to a constructive learning effect to both prevent recurrence of the incident and assist improvement the HSE level. The work documented in this report has been performed to the investigation groups' best ability, and is based upon assessment of available knowledge and information. The investigation group has not conducted any assessment of the legal aspects of the incident or liability.

2.1 The Incident

At 1240hrs on Saturday 26 May 2012 a gas leak occurred in the M40 module of the Heimdal main platform. The incident occurred during work to test the function of emergency shutdown valves (ESDV) prior to a planned test of the emergency shutdown system. The leakage occurred from a flange connecting a manual valve to a 12-inch bleed-off pipeline on the downstream side of a remotely operated valve (HCV). This line is connected to the Statpipe gas transit system. A shut-in volume of 7000kg of gas was intended to be blown down to the flare via the pipeline. As the remotely operated valve was opened from the control room, gas at 129bar pressure flowed against pipework and a closed manual valve with a design pressure rating of 16bar, causing the gasket between the valve and pipe flanges to fail. The initial leakage blew off the cladding and insulation covering the manual valve and pipework. One operator was working in the module at the time, but was not exposed to flying debris or any health effects from the leaking gas. Gas was detected in several of the surrounding modules, which initiated the deluge system. The general alarm was given immediately and personnel mustered at the lifeboats. The affected areas were declared free of gas after approximately 30 minutes, though gas remained in one segment of the gas transit system. Subsequent emergency response operations focused upon depressurisation via other valves around the leakage site and establishing double barriers between the site of the leakage and the pressure in the Statpipe sea line and Heimdal Riser Platform (HRP) gas transit system. The emergency response situation was concluded at 1610hrs.

2.2 Consequences

The total leakage is calculated to have been 3500kg of hydrocarbon gas, of which approximately 1400kg (40%) was combustible gas. The leakage lasted for approximately four minutes, with a calculated initial leakage rate of approximately 16.9kg/sec. The volume of the leakage equates to a degree of severity 1 (Red) against the classification for hydrocarbon leakages in DPN's matrix for classification of HSE incidents. The potential severity of the incident is also classified as 1 (Red). The investigation team has concluded that the likelihood of ignition during the gas leak was low, and that it would take more than slightly different circumstances for the gas leak to ignite.

Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato:20.10.2012

Gransking av: *Gasslekkasje på Heimdal*

2.3 Causes

The direct and underlying causes of the incident are summarised in the following table.

Direct causes Actions	Underlying causes		
	Influencing factors	Leadership	Organisational influences
Risk and concurrent operations were not assessed when the operations group decided to change plans for conducting valve tests	Would save time in follow-on work for the upcoming NAS test	Incomplete planning of valve tests Land-based operations group had no overview of the platform's status	Group composition during the decision-making process was inadequate Control of plant-specific competence The working practice for valve tests was not conducted in accordance with the A-Standard.
The shut-off valve downstream remote controlled valve HCV20021 was not opened	Mistaken assumptions concerning the technical status of the plant Communication between operators was incomplete Operator 1 was of the understanding that only one manual valve needed to be opened The Control Room Operator on Heimdal began to run out of time in relation to the agreement he had made with Gassco The task developed into a rush job Depressurisation of the pipeline was not prioritised and scheduled by Operator 2	Operator 1 was not present at the job planning meeting or pre-work discussion Operator 1 had limited time to prepare himself for the job Inadequate task planning and priorities of the operational manager and other operators	The working practice for valve tests was not conducted in accordance with the A-Standard.
The design (from 1984) of the pipework and valve downstream HCV20021 was not in accordance	System assessments and inspections did not capture the latent design failure	Process Integrity department lacked thorough knowledge of the technical condition of	Control of plant-specific competence.

Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato: 20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

<p>with requirements. The change in pipeline pressure rating from high to low (spec break) was located upstream of the final shut off valve. This design, combined with Normally Closed designation of the valve on the P&ID, contributed to a latent risk for overpressure and leakages.</p> <p>Leakage through HCV20021 and the two manual valves upstream of this valve.</p>	<p>Non safety-critical pipework, seldom in use. Line intended for manual depressurisation</p>	<p>the plant.</p>	
---	---	-------------------	--

A detailed description and analysis (in Norwegian) of all the causal elements is included in **Chapter 7**.

2.4 Positive aspects

Actions that reduced the consequences of the incident such as the automatic mustering alarm and deluge triggered by the gas detection system, activation of the emergency shutdown system, and the disabling of ignition sources functioned as intended. Emergency generators and electrical systems also functioned as intended. Evacuation to the lifeboats was performed well, with personnel dressed in survival suits and carrying their keys for quick check-in. The conduct of personnel once mustered was also good. The status of the POB (Personnel On Board) list was controlled after 13 minutes.

2.5 Recommended actions

The numbers in brackets refer to the detailed action description in Chapter 9

Compliance with work processes:

- (11) Follow up use of ARIS Steering element R-12115 *Risk assessment of concurrent activities* **ref/1/**.
- (12) Ensure that ARIS Steering element R-23079 *Controls for operators performing work on systems and equipment* **ref/2/** is complied with. Assess whether the phrase "Check area and system status" should be made more precise through stated requirements for a field-based physical inspection and use of the P&ID and ISO drawings in preparatory work for jobs on process systems and for concurrent activities

Safeguarding of technical integrity:

- (1) Rectify the affected pipework in the M40 module in accordance with currently applicable requirements.
- (2) Establish requirements to assess retrospective HAZOPs every 5 years.
- (3) Establish clear routines for the reporting of technical inadequacies, to allow these to be made known to the operational organisation and for facilitating experience transfer to other process plants.
- (4) Assess requirements for a permanent non-conformity dispensation on blowdown valves that have lower pressure rated pipework downstream of the valve (also to ensure that current routines for following-up and interlocking are adequate). Establish a temporary non-conformity dispensation on the pipeline with HCV20021 until this line is brought up to the currently applicable standard.
- (5) Assess the introduction of checklists during approval of P&ID documents.

Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato: 20.10.2012

Gransking av: *Gasslekkasje på Heimdal*

- (6) Catalogue all manual shut-off valves on the installation, record their condition, and mark them with the correct TAG number whilst also updating the P&ID to make it more legible and accessible in the STID system.
- (7) Revise the placement of gas detectors in the paint container in the M40 module, in order to allow the gas alarm system to display the correct area location of these detectors.
- (9) Ensure that a calculation of all shut-in hydrocarbon volumes is performed for all plant shutdown plans (this will also require update of the relevant requirements in ARIS).
- (10) Establish a process for prequalification by the asset integrity department in cases where the geometry of a module has been changed, to ensure that any potential side-effects relating to the function of the gas detection and deluge systems and explosion overpressures are adequately assessed.
- (13) Update procedures for valve testing.
- (16) Conduct a test on HCV20021 to assess the time required to close the valve.
- (18) Assess the position of HV20019 under normal operation, whereby HV20019 can isolate BDV20011 without there being an established shutdown plan or other activity in the plant.

Organisation and leadership:

- (8) Emphasise adherence to the A-standard process when making changes to plans and when performing all operational activities. This includes ensuring managerial and technical discipline leader involvement for all proposed changes made to tasks performed on hydrocarbon-bearing systems
- (14) Ensure that adequate plant-specific competence is available in the land-based Asset Integrity and Operations departments on land
- (15) Improve routines for collaboration and collaborative planning between the platform-based and land-based organisation

A detailed description of all recommended remedial measures is presented (in Norwegian) in **Chapter 9**.

Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato: 20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

3 Mandat for gransking

3.1 Mandat

Mandat for gransking etter gasslekkasje på Heimdal – RUH 1300971, 26.05.2012

Bakgrunn:

Lørdag 26.05.2012 kl. 12:40 inntraff en gasslekkasje på Heimdal hovedplattform i området M40 værdekk. Hendelsen skjedde i forbindelse med testing av nødavstengingsventiler (ESDV). Selve lekkasjen skjedde fra en manuell 12" ventil i gassventileringslinje nedstrøms HCV 20021. Denne 12" linjen er knyttet opp mot Statpipe gass transit. Da lekkasjen startet ble isolasjonsmateriell og kapsling rundt manuell ventil blåst av. Det var en person i nærheten av lekkasjested men vedkommende ble ikke fysisk eksponert for deler eller HC gass. Det ble detektert gass i flere av de tilstøtende modulene. Generell alarm og mønstring startet umiddelbart. Deluge ble startet i områdene med gassdeteksjon. Områdene var gassfrie etter ca. 30 minutter men det sto gass igjen i et segment på gass transiten. Det videre beredskapsarbeidet var fokusert på trykkavlastning og etablering av dobbel barrierer mellom lekkasjested og trykket som står i Statpipe sjølinje og HRP gass transit. Gassen ble trykkavlastet via andre ventiler og rundt lekkasjestedet. Deretter kunne dobbel barrierer settes og skadestedet sjekkes ut før normalisering. Beredskapssituasjonen ble normalisert kl. 16.10.

I overensstemmelse med selskapets krav nedsettes det en granskingsgruppe for å:

- Klarlegge hendelsesforløp og bakgrunn for forholdet
- Identifisere utløsende og bakenforliggende årsaker, samt årsaker knyttet til ledelse og styring
- Identifisere eventuelle avvik fra styrende dokumentasjon
- Identifisere barrierer som har sviktet og manglet, samt barrierer som har fungert
- Vurdere varslings- og beredskapsmessige forhold
- Vurdere hendelsens totale potensial
- Sjekke for tilsvarende hendelser/forhold og erfaringsoverføringer fra disse
- Gi anbefalinger og foreslå tiltak relatert til hendelsen/forholdet

Hovedformålet med denne granskingen i ettertid av hendelsen er å bidra til en konstruktiv læringseffekt for å forhindre gjentakelse og for å oppnå en forbedring av HMS nivået.

Granskingsgruppen består av:

- Geir Støkken Østby, Granskingsleder, COA INV
- Kjetil Skjelvik Karlsen, Rør og Ventiler, FOT MEC PAL
- Espen Hovland, Prosess, TPD TEX FOT PT PSCM
- Steinar Johansen, HVO, DPN OW MF HEIM INS

I tillegg til disse vil en tilrettelegger fra COA INV Rune Opheim også inngå i granskingsgruppen. Tilrettelegger kan imidlertid bli trukket ut av granskingen, dersom operative behov i COA INV gjør dette nødvendig.

Granskingsgruppens medlemmer skal i den perioden granskingen pågår ha dette som sin første prioritets arbeidsoppgave og være tilgjengelig når granskningsarbeidet krever dette. Oppdragsgiver for granskingen er Øystein Michelsen, Executive Vice President, DPN. Oppdragsgivers representant er Bjørn Øystein Holst, Produksjonssjef. Granskingen skal gjennomføres på oppdragsnivå 1, i henhold til gjeldende krav og retningslinjer for ulykkesgransking.

Tentativ tidsplan for granskingsarbeidet:

- Foreløpig status for oppdragsgiver innen 08.06.2012.
- Rapportutkast for høring innen 17.08.2012.
- Endelig rapport innen 31.08.2012.

29/5/12 
Dato / Øystein Michelsen
EVP Statoil DPN

3.1.1 *Endringer i mandat*

Etter avtale med oppdragsgivers representanter den 14.8.2012, ble ny frist for endelig rapport satt til den 16.9.2012. på grunn av at ny geometrimodell samt gass spredning- og eksplosjonsmodell arbeidet tok mer tid enn forutsatt. Jan Inge Oen ble tilknyttet granskingsgruppen 1.6.2012, som HVO fra annet område, i tillegg til Steinar Johansen, HVO Heimdal.

3.2 Granskingsarbeidet

Gransking ble besluttet 28.5.2012 og granskingsgruppen ble etablert 30.5.2012.

Granskingsgruppen reiste ut til Heimdal, sammen med granskingsteam fra Ptil og Politi, onsdag 30.5.2012. Det ble holdt et felles åpningsmøte med Ptil og Politi. Granskingsgruppen hadde deretter et eget oppstartsmøte der planleggingen av videre gransking startet.

Granskingsgruppen var med på en felles befarings av hendelsesstedet sammen med Ptil og Politi. Granskingsgruppen måtte vente til Politiet hadde frigjort området dagen etter, 31.5.2012, før vi kunne se nærmere på hendelsesstedet og området rundt.

Heimdal plattformorganisasjon hadde lagt forholdene godt til rette for granskingsteamet. Personell om bord har vært tilgjengelig til en hver tid og framskaffet de data og opplysninger som granskingsgruppen hadde behov for. Intervjuer av plattformpersonell pågikk i hele perioden granskingsgruppen var på Heimdal. Ptil og Politi hadde førsteprioritet til å foreta intervjuer og med god dialog kom vi fram til en god og praktisk måte å gjennomføre intervjuene på.

Det ble utført 13 intervjuer offshore i tiden 30.5 2012 til 1.6.2012 **Ref App. B**. Ytterligere 6 intervjuer ble foretatt på land. Granskingsarbeidet er utført i henhold til Statoil sin granskingsprosess som beskrevet i ARIS **Ref /3/**, og har så langt som mulig tatt inn over seg forbedringstiltakene rettet mot Statoils granskingsprosess, fra Gullfaks C; Kultur & Lærings prosjektet.

Granskingsgruppen har også vurdert hendelsen og årsaker opp mot relevante forbedringstiltak som er gjennomført, pågår eller er planlagt gjennomført. TPD RD NEH, ref. bla. brev til Ptil den 20.6.2011 etter gasslekkasje på Gullfaks B.

Beregning av gas spredning og eksplosjonstrykk er utført av Ole Kristian Sommersel og Olav Sæter TPD RD NEH. Det ble utført en ny geometrimodell av modulene M30 og M40 hos GexCon i Bergen. Disse modellene var nødvendige for å kunne beregne sprednings og eksplosjonsanalysene for gassutslippet..

4 Bakgrunnsinformasjon

4.1 Heimdal hoved og riser-plattform.

Heimdalfeltet er et gassfelt på 120 meters havdyp i blokk 25/4 i nordlige del av Nordsjøen. Det ligger helt nordvest i utkanten av Utsirahøyden, på egga ned mot Vikinggraben, 250 km vest for Rogaland.

Heimdal Gass-senter, i PL036, er knutepunkt for prosessering og distribusjon av gass, og består av en integrert stålplattform, samt en stigerørsplattform, Heimdal Riser. Gassco er operatør for riserplattformen.

Første brønn ble boret mellom juli og desember 1972 og påviste både gass og kondensat. Produksjonsstart var 13.12.1985. Ansvar for utbygging og drift i første fase var Elf Aquitaine og i 1998 overtok Norsk Hydro som operatør for feltet.

Heimdalplattformen var i 1985 den største stålstrukturen på norsk kontinentalsokkel. Plattformen er en integrert bore-, produksjons- og boliginnretning med stålunderstell, og var opprinnelig designet for 30 års levetid



Bilde 4.1.1 Heimdal

Foto: Statoil

I perioden oktober 1999 - oktober 2000 var plattformen nedstengt for gjennomføring av "Heimdal 2000-prosjektet" som ved sin realisering forlenget levetiden til plattformen. Det ble installert en stigerørsplattform, Heimdal Riser, ved siden av hovedplattformen. Samtidig ble Heimdal knyttet til gassrørledningen fra Friggfeltet til St. Fergus i Storbritannia som fikk navnet Vesterled.

Klassifisering: Open

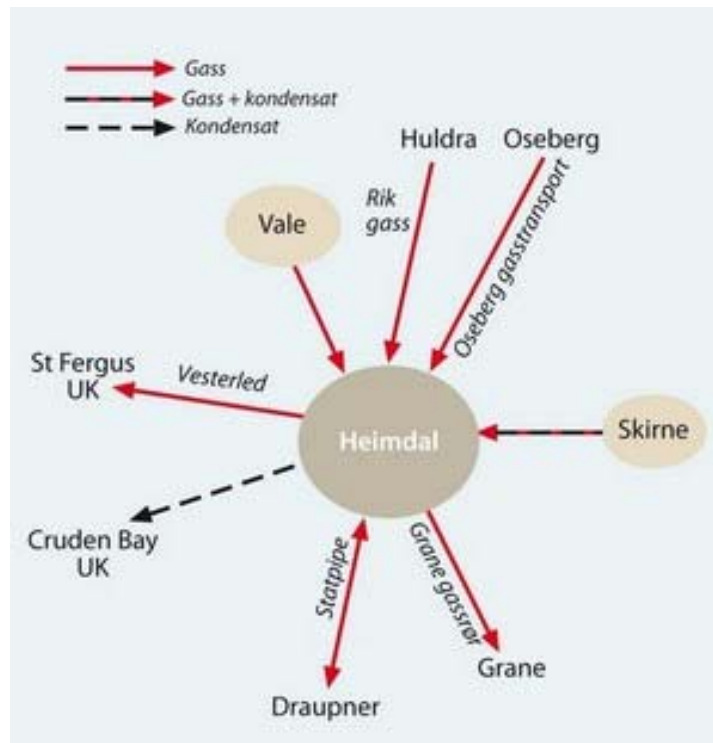
Status: Endelig

Dato:20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

Dette medførte en ny æra for Heimdal, og den fikk etter hvert en posisjon som et av de viktigste gassknutepunktene på sokkelen.

På stigerørsplattformen mottas gass fra Huldra, Vale og Byggve/Skirne for prosessering og videre eksport. Oseberg sender gassen sin for videre eksport via stigerørsplattformen. Grane importerer gass for injeksjonsformål i en egen rørledning som går fra stigerørsplattformen til Grane.). I perioder går også gass i reversert strøm fra Statpipe-rørledningen opp på Heimdal og videre til Vesterled.

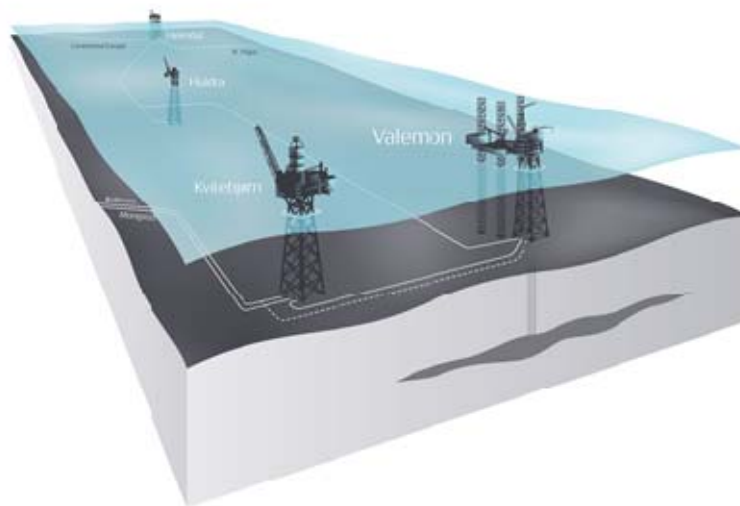


Figur 4.1.1 Heimdal som et knutepunkt for Gass og kondensat.

I oktober 2010 ble det tatt beslutning om å knytte Valemon opp mot Heimdal. Gassen fra Valemon vil bli transportert via den eksisterende rørledningen fra Huldra til Heimdal, som er et knutepunkt for transport videre til gassmarkedene i Europa. Kondensatet vil bli transportert i rørledning til Kvitebjørn for stabilisering og videre transport til Mongstad-raffineriet i Hordaland.

Klassifisering: Open
 Status: Endelig
 Dato: 20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal



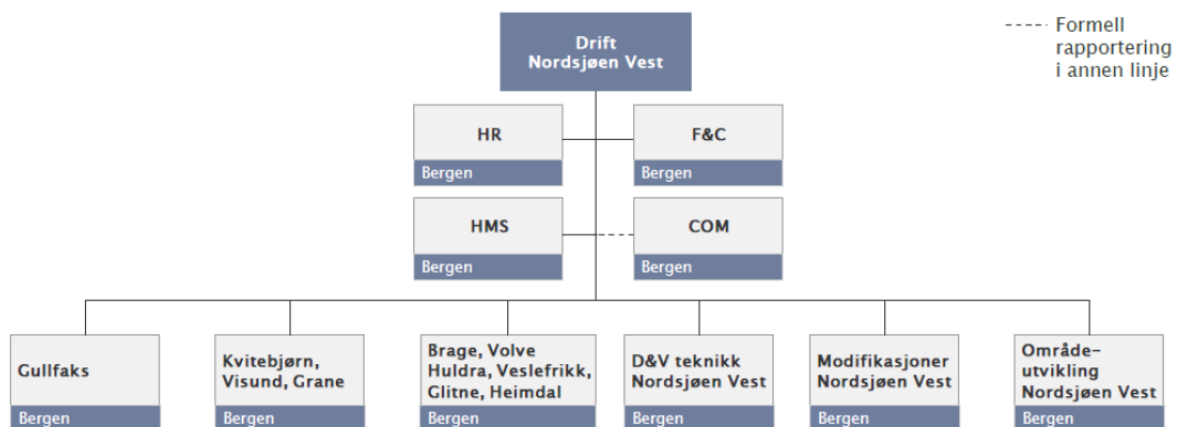
Figur 4.1.2: Valemon knyttes opp mot Heimdal

Illustrasjon: Statoil

Produksjonen fra Valemon vil starte i fjerde kvartal 2014 og vil vare til minst ut 2025. Feltet vil bidra til å forlenge levetiden for prosessplattformen på Heimdal.

4.2 Organisasjon

I henhold til OMC 01-004 er UPN Drift organisert på følgende måte.



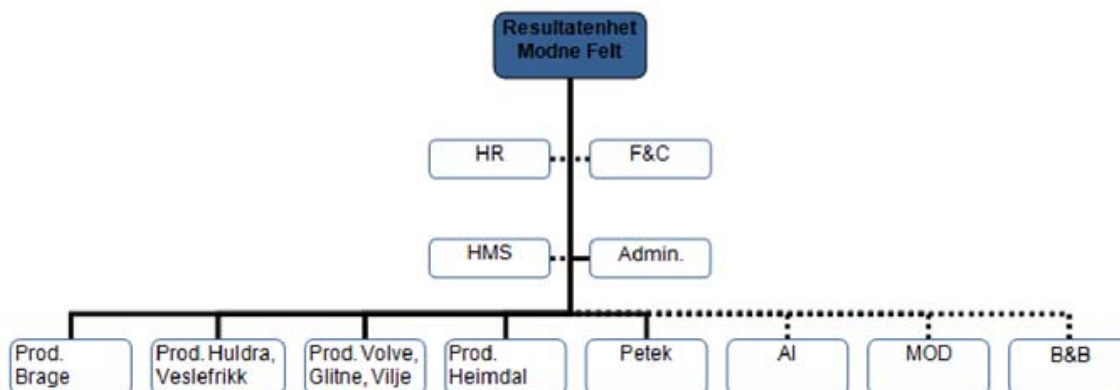
I henhold til OMC 01-008 er UPN Drift Vest Modne Felt organisert på følgende måte.

Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato:20.10.2012

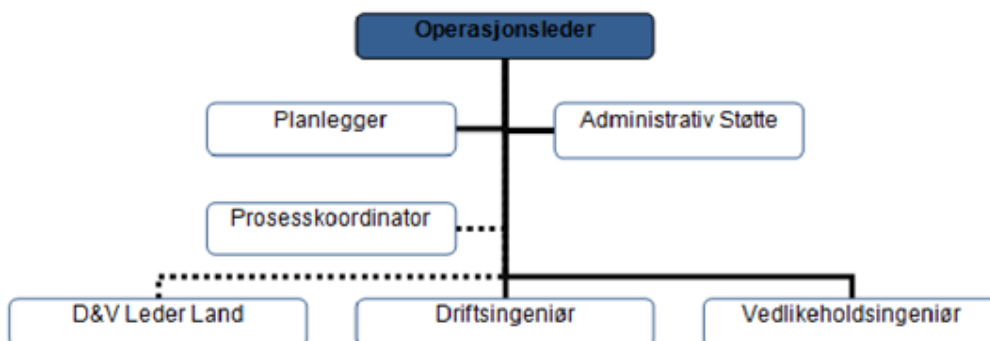
Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal



Operasjonsgruppe:

Operasjonsleder rapporterer til Produksjonssjef Heimdal.

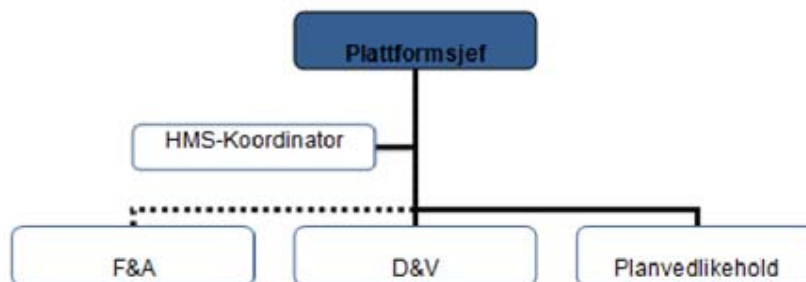
Heimdal operasjonsgruppe er organisert som vist i organisasjonskart under:



Plattform:

Plattformsjef Produksjonssjef Heimdal.

Heimdal plattformledelse er organisert som vist i organisasjonskart under:



Alle stillinger under dette nivået er besatt.

Driftspersonell involvert under hendelsen :

- FA- Drift,
- SKR operatør,
- Prosessoperatør I (områdeansvarlig M40)
- Prosessoperatør II

Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato: 20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

4.3 Systembeskrivelse

Avblødningslinjen til fakkel er designet for å trykkavlaste rørledning fra Heimdal til Draupner, ref. «Basic Engineering Manuals for systems operation, System No. 31 A/D, Flare System». **Ref /4/**

Dette er en funksjon som ikke klassifiseres som en sikkerhetsfunksjon, men som operasjonell. Denne typen funksjonalitet er normalt tenkt benyttet i forbindelse med planlagt aktiviteter, så som vedlikehold.

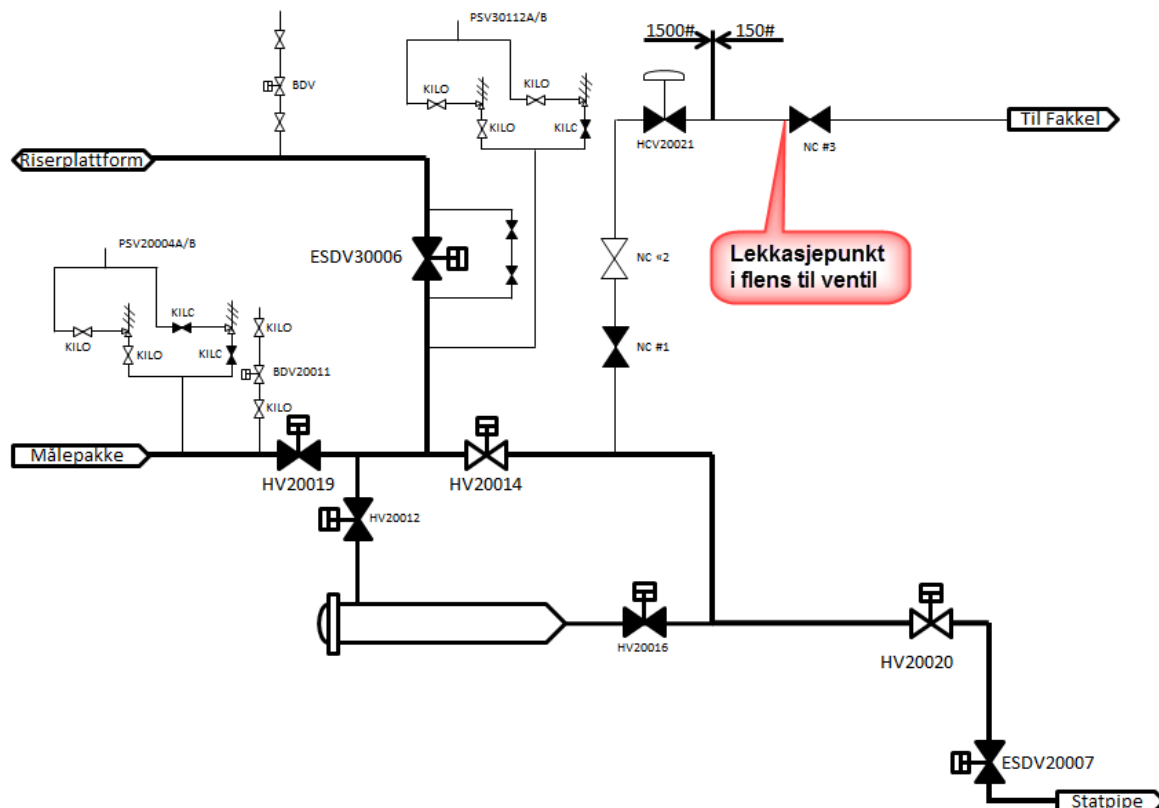


Fig. 4.3.1 Systemskisse: På trykkavslatingslinje var stengeventil #1 og #3 var merket NC (normally closed) på P&iD og var stengt i felt og stengeventil #2 var merket NC på P&iD men sto åpen i felt.

Trykk-klaseskifte (spec brake) på avblødningslinjen er oppstrøms siste stengeventil til fakkelsystemet.

Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato:20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

4.3.1 Ventiler i avblødningslinjen.

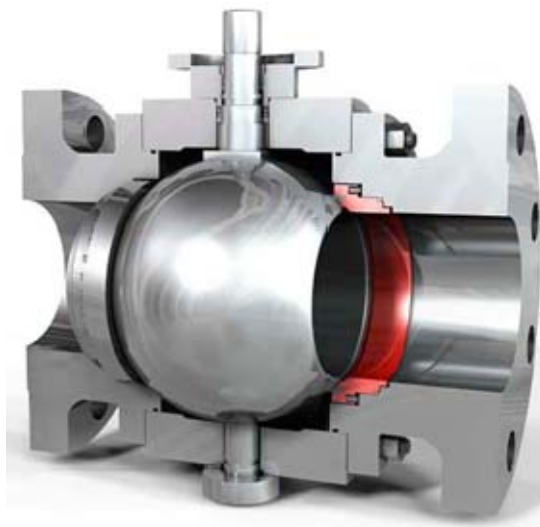
Den aktuelle avblødningslinjen(1211-FB-06"-SG-4) har en reguleringsventil, HCV20021, og tre stengeventiler som ikke var TAG merket under hendelsen. To stengeventiler oppstrøms (i rapport kalt #1 og #2) og en stengeventil nedstrøms (#3) reguleringsventilen. Alle stengeventilene var merket NC (Normally Closed) på P&iDen.

Stengeventil #1 og #3 var kuleventiler.

Kuleventiler er en stengeventil (on/off) der kulens rotasjon er 90 grader. Ventilen kan åpnes med differansetrykk og stenges under strømming. Ventilen tetter ved at setet blir presset mot kulen av systemtrykket. Ventilen skal stå i helt åpen eller i stengt posisjon.



Figur 4.3.1.1 Skisse av kuleventil.



Illustrasjon: Statoil

Klassifisering: Open

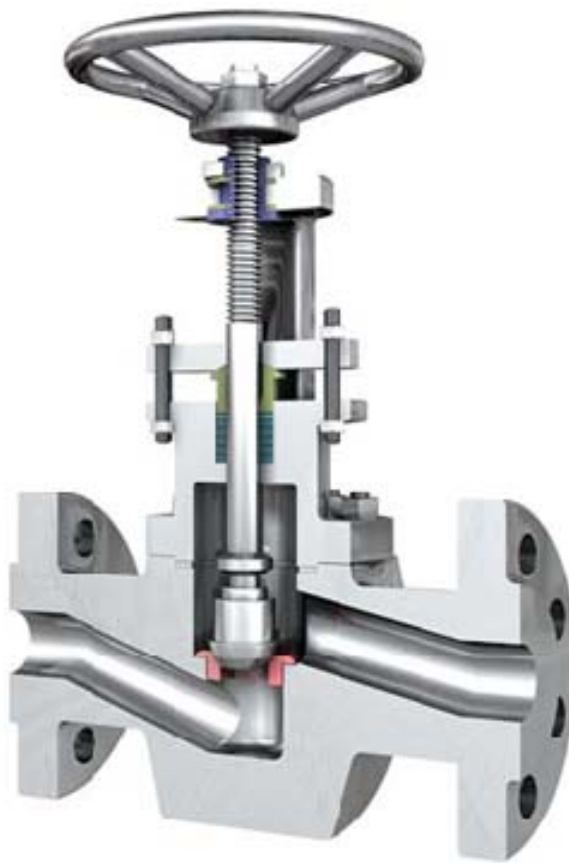
Status: Endelig

Dato:20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

Stengeventil #2 var en seteventil

En seteventil blir oftest brukt som en manuell reguleringsventil, men er også en stengeventil (on/off). Er primært designet for en gitt strømningsretning, der strømmingen kommer inn under setet og opp. Tetter mekanisk ved at pluggen presses ned mot setet ved kraft fra spindelen. Ventilen er manuelt styrt.



Figur.4.3.1.2 Skisse av manuell seteventil. Illustrasjon: Statoil

Klassifisering: Open

Status: Endelig

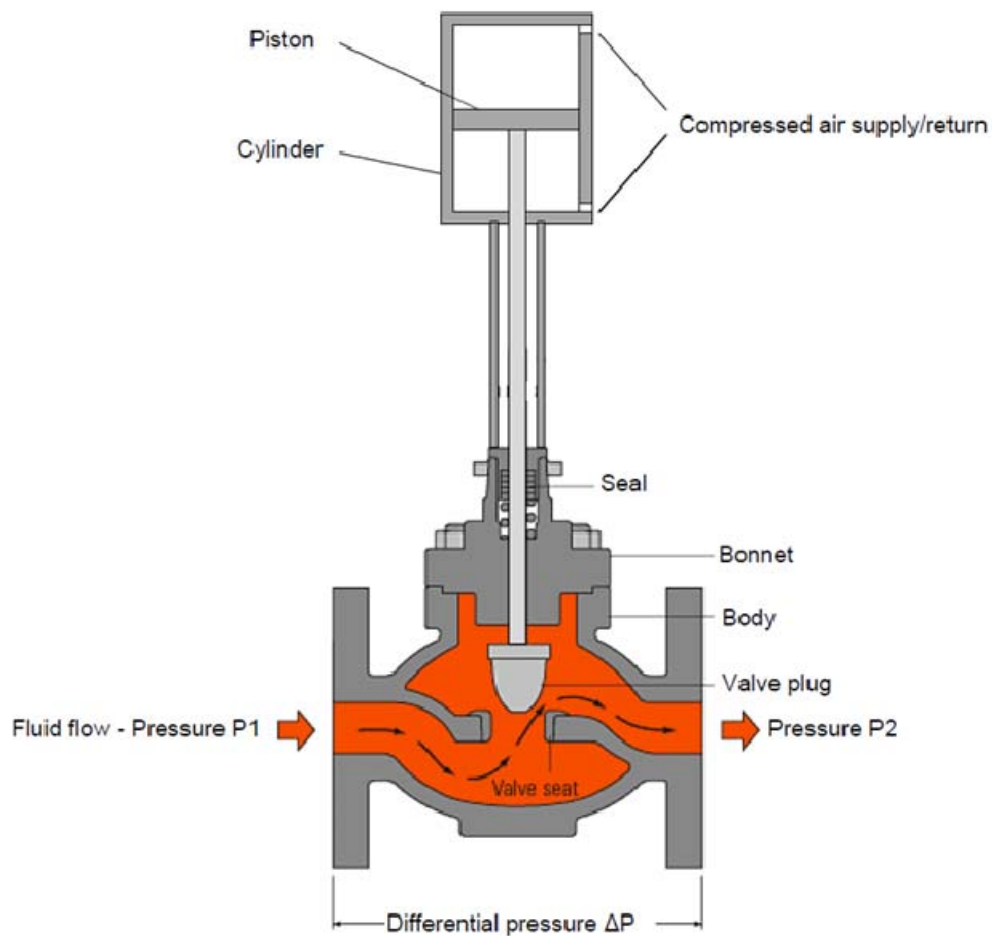
Dato:20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

Reguleringsventil HCV20012

En kontrollventil (seteventil + stempelstyrt aktuator) blir brukt som en reguleringsventil. Pluggen løftes og lukkes vha. trykkluft og blir styrt fra kontrollrom. Kontrollsystemet får informasjon om spindelposisjon fra posisjonsindikator

åpningsgrad på ventilen beregnes og vises i kontrollrom.



Figur.4.3.1.3 Skisse av Reguleringsventil

Illustrasjon: Statoil

4.4 Ventiltesting

Det utføres årlige tester på sikkerhetskritiske ventiler som nødavstengingsventilene ESDV20007 og ESDV30006. Dette utføres som regel i forbindelse med den årlige Nødavstengings (NAS) testen. Testene er for å kontrollere at ventilene holder tett i en eventuell nødavstengings situasjon. Kravene for ventiltesting er beskrevet i TR1055 **Ref /5/**, TR3138 **Ref /6/** og GL0114 **Ref /7/**. Detaljert fremgangsmåte for ventiltesting lå som FV-mal pr ventil.

Klassifisering: Open

Status: Endelig

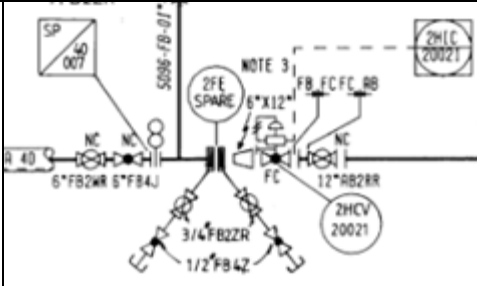


Dato:20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

5 Hendelsen

5.1 Hendelsesforløpet

Hendelsesforløpet som er beskrevet nedenfor, omfatter hendelseskjeden og tilhørende fakta elementer i vedlagte MTO hendelsesforløp, se **App A**.

Dato Tid	Aktivitet	Beskrivelse	Kommentarer/illustrasjoner
1984	Engineeringsfasen	I engineeringfasen i 1984 ble linje 1211-FB-06"-SG-4, bygget for manuell trykkavlastning, og designet med en trykk-klasse skifte før avstengningsventil nedstrøms reguleringsventil HCV20021. ISO og P&ID tegning ble godkjent med ventil merket NC (normally closed), ref ISO drwg.no I.M44.RG1212.	
1985	Oppstart	Heimdal plattformen startet produksjonen 13. desember 1985.	
1985	Lekkasje i flarelinje	I commissioning fasen i forbindelse med N2 testingen ble et rørstykke nedstrøms reguleringsventil overtrykket og pakning i flens mellom rørspool og ventil blåste ut.	Dette er basert på anekdotisk informasjon og granskingsgruppen har ikke kunnet verifisere om dette er samme rørstykke som hendelsen 26.5 2012.
1998		Norsk Hydro overtok som operatør for feltet.	
oktober 1999 til oktober 2000	Heimdal 2000-prosjektet	Plattformen nedstengt fra oktober 1999 til oktober 2000 for gjennomføring av "Heimdal 2000-prosjektet" Ref /8/, som ved sin realisering forlenget levetiden til plattformen.	
1999		En systemgjennomgang :»Authority	Hensikten med denne rapporten var å

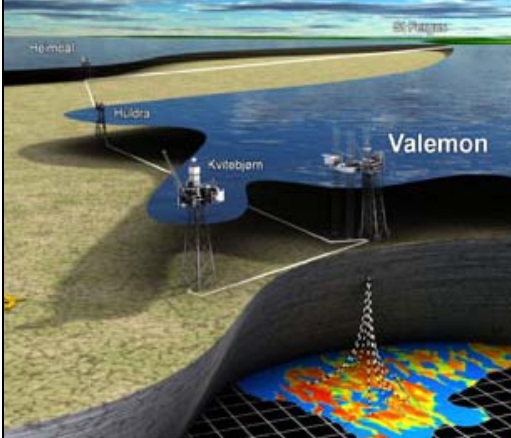
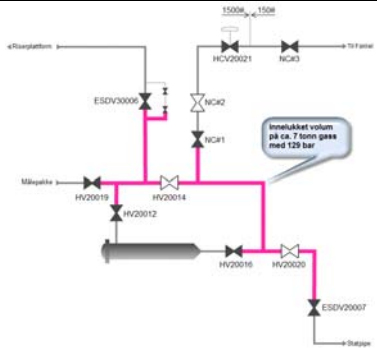
Klassifisering: Open
 Status: Endelig
 Dato: 20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

Dato Tid	Aktivitet	Beskrivelse	Kommentarer/illustrasjoner
4.7		Requirements Study report» Ref /9/, foreligger	identifisere avvik fra myndighetskrav med vurdering av hva som måtte gjøres. Det aktuelle trykklasseskiftet ble ikke vurdert.
2004 20.8	Linje benyttet til trykkavlastning	I forbindelse med en hendelse på Jotun ble det bestemt å stenge gassleveransen fra Heimdal og trykkavlaste linja over HCV20021 Ref/10/	Dette er siste sikre bruk av denne linja for trykkavlsting.
2005 Oktober	TTS	Det ble gjennomført en TTS gjennomgang. Det ble ikke funnet designsvakheter mht trykk skifte nedstrøms trykkavlastingsventiler.	Det er kun trykkavlastningslinjer som inngår i systemet for trykkavlastning i nødsituasjoner som vurderes i TTS.
2009 Oktober	TTS	Det ble gjennomført en TTS gjennomgang der det ble påpekt, i PS-8 I 1.2, at isoleringsventiler nedstrøms trykkavlastingsventiler ikke hadde full trykk-klasse. Se App I	Dette er ikke i henhold til krav gitt i TR1951. Det er ikke søkt dispensasjon fra dette krav.
2010 16.5	Ventiltest	Det ble gjennomført årlig ventiltesting. Ventiltester ble gjennomført utenom den årlige NAS testen.	Granskingsgruppen har under intervjuer fått informasjon om at trykkavlastingen i forkant av testen mest sannsynlig ble foretatt via BDV 20011, dvs. ikke aktuell linje.
2011 9.9	Ventiltest	Det ble gjennomført årlig ventiltesting i kombinasjon med den årlige NAS testen.	Når ventiltester blir foretatt i kombinasjon men NAS test er segmentet allerede trykkløst .
2011	TTS	Funnene i TTS fra gjennomgangen i 2009 ble lukket. Det ble ikke foretatt andre systemgjennomganger for å finne tilsvarende designmangler. Linje med HCV20021 ble ikke identifisert som følge av TTS funn i 2009.	Linje 1211-FB-06"-SG-4, med HCV 20021, er definert som en ikke sikkerhetskritisk linje og vil derfor «falle utenfor» de fleste systemgjennomganger.
2012			
Januar		Opprettelsen av «Heimdal Extended Life PSK 2012» prosjektet	Formålet med prosjektet er å forlenge levetiden til Heimdal fra 2014 til 2034 med å kople til Valemon og Alta for gassprossesering.


Klassifisering: Open
 Status: Endelig
 Dato:20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

Dato Tid	Aktivitet	Beskrivelse	Kommentarer/illustrasjoner
			
April	Bytte av posisjons-indikator på HCV 20021	Alle posisjonsindikatorer på reguleringsventiler av denne typen ble byttet på grunn av korrosjon.	Ventilen ble testet (rykkkløst) etter bytte mot kontrollrom etter skifte av positioner. Da hadde den en vandringshastighet som var ca. 10sek. pr. 25%. Dvs. ca 40sek. fra 0-100% og tilsvarende fra 100-0%. Den lugget ikke noe sted, og gikk greit fra 100% til 0%.
18.5	Resertifisering av PSV 20004	Det ble satt en foretatt en resertifisering av PSV 20004 som blokkerte ut trykkavlastingsventil BDV20011 etter en avstengningsplan, ref arbeidsordre-AO22237932. Denne avstengningsplanen førte til et innelukket volum mellom ESDV 20007, ESDV30006 og HV20019 på ca. 7 tonn	
20.5	Hot-oil lekkasje.	Hot-oil lekkasje fra ventil XV-54016.	Det har vært flere lekkasjer fra hot-oilsystemet tidligere
22.5	NATO øvelse	Øvelse med en simulerte gasslekkasje og full evakuering der både Ptil og hovedredningsentralen deltok.	
22.5	Hot-oil lekkasje.	Som følge av hot-oil lekkasjen ble det foretatt en nedstenging av systemet og prosessen.	
23.5	Ventiltesting satt opp på plan	Operasjonsgruppen på land diskuterte og besluttet at ventiltesting av ESDV20007 og ESDV30006 kunne utføres under stansen istedenfor som opprinnelig planlagt. Endringen ble fremlagt i morgenmøte.	Erfaringer viser at å gjennomføre ventiltesting under NAS testen ofte blir travelt, Derfor ble dette besluttet å gjøre i forkant fordi produksjonen allerede var stoppet ifbm hot-oil reparasjonene. Testene kunne dermed utføres uten tidspress. Det ble ikke diskutert nærmere hvordan selve testingen kunne utføres.
24.5	Plan for	Plan for ventiltesting ble oversendt FA	Metode for detaljert gjennomføring ble ovelatt

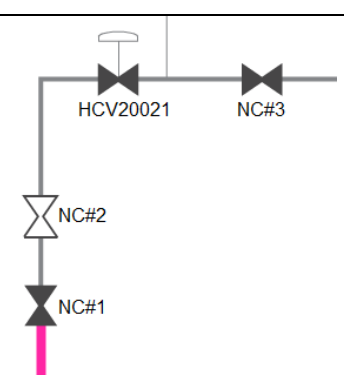
Klassifisering: Open
 Status: Endelig
 Dato: 20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

Dato Tid	Aktivitet	Beskrivelse	Kommentarer/illustrasjoner
	ventiltesting oversendt FA drift hav fra D&V leder hav pr. mail	drift hav fra D&V leder hav pr mail, og perm med prosedyrer ble levert til SKR.	til operatører. Det blir besluttet å vente med å utføre testene i påvente av en erfaren prosessoperatør (operatør II), som hadde utført tilsvarende tester før. Denne operatøren ankom installasjonen samme dag etter.
25.5 12:50	Operatør stasjon i SKR sviktet	Operatør stasjon i SKR sviktet slik at SKR operatør måtte benytte alternativ arbeidsstasjon. Ved å benytte alternativ arbeidsstasjon blir overvåking av flere data for den totale oversikt over prosess og systemer vanskeliggjort.	
25.5	Arbeid på målestasjonen	Arbeid utført på ¾ " ventil på målestasjonen og avstengingsplan fra 18.mai etter jobb på PSV-20004 A/B ble opprettholdt.	Fortsatt et et innelukket volum mellom ESDV 20007, ESDV30006 og HV20019 på ca. 7 tonn
25.5 kveld	Operatør II ankommer på Heimdal		
26.5.2012			
Dagskift	Ventiltest-oppgaven tildelt	Ventiltesten tildelt operatør II som hadde erfaring med å utføre disse testene.	Operatør II hadde flere andre oppgaver i annet område og hadde operatører på opplæring med på disse jobbene.
07:00	Plan for utførelse av ventiltesting	SKR Operatør og Operatør II beslutter å trykkavlaste segmentet mellom ESDV 20007, ESDV30006 og HV20019 via linje 1211-FB-06"-SG-4 over HCV20021 i M40, samt gjennomgang av andre ventiler som skal testes.	Tilstanden til denne trykkavlastingslinja var ikke kjent for operasjonsgruppen land, heller ikke når den sist var i bruk. Vurdering av bruk av denne linja ble foretatt av utførende operatører.
09:00	Oppstart av ventiltesting	Operatør II går ut i anlegget og starter med forberedelser til ventiltesting i M55	Operatør I overhører diskusjoner, får informasjon om ventilstatus og tilstand i M40 området. Oppfatter at det er sakk om en ventil som skal åpnes
Ca.10:30	Forberedelse til testingen	SKR operatør ringer til Gassco og avtaler tidsramme for ventiltesting frem til kl.1300 denne dagen.	Under ventiltesting må gassleveransen fra Heimdal stenges.
Ca.10:30	SKR klargjør med Instrument/ automasjon	SKR operatør klargjorde med Instrument/automasjon om overføring av aksjonssignal fra lav-lav deteksjon i linjen som skal trykkavlastes.	Lav-lav deteksjon fra denne linjen medfører nedstengning.
Ca.10:30	Stengeventiler klare for å	SKR operatør gir beskjed til Operatør II at stengeventilene rundt HCV20021 er klare	Operatør II er opptatt med annet arbeid i M55


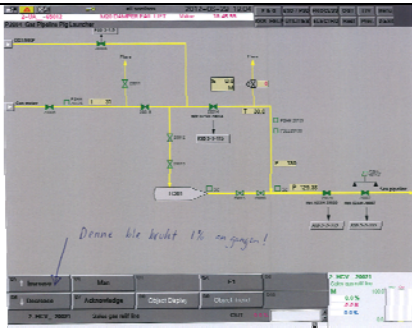
Klassifisering: Open
 Status: Endelig
 Dato:20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

Dato Tid	Aktivitet	Beskrivelse	Kommentarer/illustrasjoner
	åpnes.	for å åpnes.	
11:00	SKR Operatør og Operatør I tar lunsj		SKR operatør og Operatør I snakker ikke om oppgavene over lunsj siden Operatør I ikke hadde oppgaver i forbindelse med ventiltestene.
12:00	Operatør II går til lunsj		Operatør II hadde ikke åpnet ventilene på trykkavlastingslinjen. Han hadde ikke kjenskap til avtalen med Gassco om at testene av ESDV 20007 og ESDV30006 var estimert ferdig til kl.13:00
Ca12:05	Operatør I møtte Operatør II på vei til lunsj	Operatør I spurte om det var noe han skal hjelpe Operatør II med	Operatør II informerte at SKR muligens ville kontakte han i forbindelse med trykkavlastning i M44
12:20	SKR operatør ringte AT-bua	SKR operatør ringte Arbeidstillatelses-bua for å få tak i annen uteoperatør siden Operatør II ikke hadde åpnet ventilene før han gikk til lunsj. Operatør I var i AT-bua og sammen gikk de gjennom jobben via telefon og hadde tilgang til hver sin P&ID via PC.	Det var kun 40 minutter igjen til tidspunktet "avtalt" med Gassco, og hver test tok ca. 30 min.
12:20	Værdata	Vindretning nord (360 grader) Vindstyrke 5 knop Atmosfære trykk 1030 millibar (hektopascal)	
Ca.12:25	Operatør I gikk ut i anlegget i M40 og finner HCV20021	Operatør I gikk ut i M40 og fant linje med stengeventiler og HCV20021. Han hadde problemer med å åpne stengeventil #1(se figur 4.3.1).	 <p>På trykkavlastningslinje var stengeventil #1 og #3 var merket NC (normally closed) på P&ID og var stengt i felt og stengeventil #2 var merket NC på P&ID men sto åpen i felt.</p>
Ca.12:30	Operatør I fikk problemer med radioen	Operatør I går til SKR for å bytte batteri Klargjøring av trykkavlastningslinjen ble diskutert på ny, P&ID og prosedyren ble	Det ble også diskutert at Operatør I hadde stor arbeidsbelastningen denne dagen og at SKR operatør skulle hjelpe med å få tak i en



Klassifisering: Open
 Status: Endelig
 Dato: 20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

Dato Tid	Aktivitet	Beskrivelse	Kommentarer/illustrasjoner
		sett på.	operatør på opplæring som assistanse til Operatør I.
Ca.12:35	Operatør I gikk tilbake til M40, og åpnet stengeventil #1		Operatør I spør om trykk i segmentet før han åpner stengeventilen og om han skal åpne ventilen mot fullt trykk. Får til svar at det er ikke andre måter å gjøre dette på.
Ca.12:35	Operatør I så at stengeventilen # 2 var i åpen posisjon.	Operatør I så at ventil indikator på stengeventil #2 (se figur 4.3.1). viste at ventilen var i åpen posisjon	 <p>Ventilindikator på stengeventil #2</p>
Ca.12:35	Operatør I sjekket ikke fysisk at stengeventil #3 var åpen.	Operatør I antok at stengeventil #3 (se figur 4.3.1.) nedstrøms HCV20021 også var i åpen posisjon.,	At ventil #2 stod åpen ble en form for bekreftelse på antagelsen om at også ventil #3 stod åpen.
Ca.12:35	Operatør I ferdig med å klargjøre for trykkavlastning.	Operatør I gikk ned fra plattformen ved ventilene #1 og #2 (se figur 4.3.1), og plasserte seg i sikker avstand fra, og med sikt, til HCV20021.	
Ca.12:35	Operatør I tilbakemeldte til SKR operatør	SKR fikk melding fra Operatør I at det nå var klart for å åpne HCV20021 og trykkavlaste segmentet. SKR operatøren ba om Operatør I om å lytte på strømmen av gass gjennom rørlinjen, da fakkelen ikke var synlig på monitor på grunn av tåke.	Ingen bekreftende kommunikasjon på at alle tre stengeventiler er i åpen posisjon.
Ca.12:35 – 12:41	SKR operatør åpnet HCV20021	SKR operatør benyttet skjermbildet og mus til å styre åpningen av HCV20021 kontrollert med små steg. Ventilen ble åpnet stegvis med 1 % opp til 4-6 %. Gass med 129 bars trykk ble da sluppet inn mot stengt avstengningsventil og rørstykke med 16 bars trykk-klasse.	


Klassifisering: Open
 Status: Endelig
 Dato:20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

Dato Tid	Aktivitet	Beskrivelse	Kommentarer/illustrasjoner
Kl.12:41	Gasslekkasje	Operatør I hørte et kraftig smell og så isoleringsmasse og gass spre seg ut fra område rundt stengeventil #3. Han ga beskjed til SKR om å stenge ventilen samtidig som han forflytter seg raskt ut av området. SKR-Operatør ga umiddelbart stengesignal til HCV20021.	
Kl.12:41	Gasslekkasje	Gassalarm i M44 aktiveres, deretter en rekke andre tilknyttede alarmer, Deluge i M40 og M30, NAS med tennkildeutkopling aktiveres.	
Kl.12:45	Ventil HCV-20021 stengt i felt.	Reguleringsventilen som var åpnet ca. 6 % brukte 4 minutter på å stenge. Granskingsgruppen har ikke funnet årsaken til den lange lukketiden.	
Kl.12:46	Deluge i M55	Deluge ble utløst manuelt i M55 fra CAP panelet	
Kl.12:46	Deluge i M60	Deluge ble utløst manuelt i M60 fra CAP panelet noe som førte til at trykket i brannvanns ringledning ble redusert.	Deteksjon av gass i M60 kom fra en gassdetektor i en malingskonteiner som ble flyttet fra M60 for ca. to år siden. Denne konteineren var nå plassert i M40 men gassdetektoren var fortsatt adressert til M60.
Kl.12:55	POB kontroll	Beredskapsledelse hadde POB kontroll og HRS ble varslet.	Livbåtførerne hadde problemer med å komme gjennom for å melde tilbake pga stor trafikk på radioene.
Kl.13:06	Beredskapsledelsen i kontakt med Logistikk Oseberg Luft (LOL).	Heimdal melder til LOL at det er tåke i området og ikke flyvær.	Varsling og beredskap er nærmere beskrevet i kap. 8.
Kl.13:26	SAR helikopter	Heimdal bekrefter på telefon til LOL at de hadde flyvær. SAR- helikopteret ble da bedt, av 2. linje om å gå mot Heimdal. SAR helikopteret fikk ikke kontakt med Heimdal, da radio i SKR ikke var høyt nok på.	
Kl.13:34	Gassalarmene normalisert	Gassalarmene normalisert og det var nå ikke detektert gass i modulene.	
Kl.13:59	Trykkavlastning	Det ble startet trykkavlastning av resttrykk over bypass ESDV30006.	ESDV 30006 ble stengt av NAS signal og lot seg i denne situasjonen ikke åpne. Bypass linjene var derfor løsningen for å blø av resttrykket

Klassifisering: Open
 Status: Endelig
 Dato:20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

Dato Tid	Aktivitet	Beskrivelse	Kommentarer/illustrasjoner
Kl.14:40	Brannpumpe A ble stengt ned.	Brannpumpe A gikk tom for kjølevann og måtte stoppes, noe som medførte at det kun var sirkuleringstrykk i ringledningen. I ca. en time var det ingen deluge	
Kl.15:01	Hele segmentet trykkavlastet.		
Kl.15:30	Deluge utløst i M55 og værdekk.		
Kl.16:07	Beredskaps-situasjon avsluttet	Beredskaps-situasjon avsluttet. Normalisering, sikre og sperre av skadestedet	
Etter normalisering	Oversvømmelse i tavlerom	Det ble oppdaget vann som kom opp av sluk på mesanindekk M50 på grunn av vann fra deluge og tett sluk på et lavere nivå. Vannet sto ca. 17-18 cm opp over dørken i gangen og inne i tavlerommet. I tillegg var det mye vann i M50 varehus, isolasjonsverksted og i kaffebur utenfor AT-bua.	Tavlerommet ble automatisk lagt spenningsløst ved NAS med unntak av spenning til brann og gass nodene som er forsynt med UPS. Disse står så sokkel og var ikke berørt av vannet.
Kveld	Debriefing etter gasslekkasje		
Kl.20:00	Melding til Ptil	Statoil Marin sendte melding til Ptil om hendelsen	

28.5.2012 Det ble utført penetrant-test, **Ref/11/**, på del av linje «rørspool» 1212-AB-12-RG-2 som går mellom HCV 20021 og ventil avstengningsventil #3, samt selve ventilhuset på avstengningsventil #3. Ingen indikasjoner på sprekker ble funnet.

Klassifisering: Open
 Status: Endelig
 Dato:20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

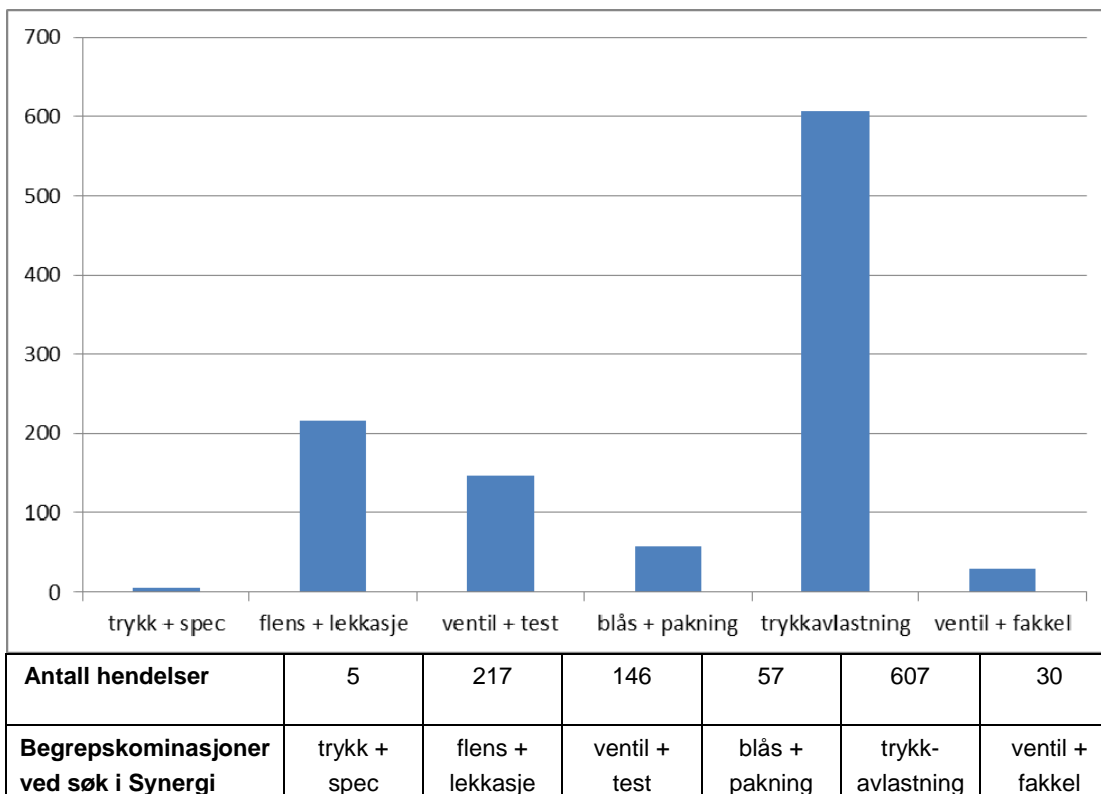


Bilde 5.1.1: Overtrykket rørspool.

Foto: Leif Eriksson, AGR

5.2 Tilsvarende hendelser

Granskningsgruppen har gjennomført søk i Synergi etter tidligere hendelser i selskapet relatert til olje- og gasslekkasjer. Det er foretatt søk fra 1980 og frem til i dag. For å begrense søkene er det søkt på fritext ved bruk av ulike begrepskombinasjoner. Figuren nedenfor viser benyttede begrepskombinasjoner og tilhørende antall hendelser.



Figur 5.2.1 :Synergi hendelser sortert på begrepskombinasjoner

Det er foretatt en gjennomgang av alle disse Synergi sakene basert på tittel og saksbeskrivelsen. Et utvalg av de mest relevante sakene viser at gasslekkasjer kan oppstå som en følge av:

Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato:20.10.2012

Gransking av: *Gasslekkasje på Heimdal*

- feiloperering av ventiler (ref. Synergi 118644, 115009)
- at ventiler blir oversett (ref. Synergi 1233056)
- at ventil åpnes fra SKR mot stengt ventil ute i anlegget (ref. synergi 126427)
- operatør mangler kunnskap om hvor det er skifte i trykkklasse på rør (ref. synergi 84405)
- at det er avvik mellom P&ID og reell ventilstatus ute i anlegget (ref. synergi 973279)
- misforståelse mellom kollega som overtar jobb for en annen (ref. synergi 996764)
- at man ikke sjekker ventilposisjon i felt (ref. synergi 996764)
- design svakhet i anlegget (ref. synergi 1141543)

Tabellen nedenfor viser flere detaljer forbundet med de mest relevante hendelsene.

Synergi	Driftssted	Dato	Tittel	Beskrivelse
118644	Gullfaks C	6.6.1996	Det ble oppdaget gasslekkasje gjennom PSV-ventilene på 4. trinn kompressor tog A.	Avstengningsventilen nedstrøms 27-PSV143C ble forsøkt stengt (istedenfor å stenge avstengningsventilen oppstrøms). Lekkagen gjennom PSV ventilen forårsaket trykkoppbygning langt over det som er spec. for utstyret nedstrøms. Derved ble pakningen i flensen for ventilen blåst ut, og vi fikk gass ut i modulen. NAS 2 ble aktivisert fra M24M umiddelbart.
126427	Sleipner A	29.10.1996	For å lekkasje teste 27FV197 og 27FV138 var det trykket opp med gass til ca 130 barg.	For å lekkasje teste 27FV197 og 27FV138 var det trykket opp med gass til ca. 130 barg. Ingen lekkasjer. Da man skulle trykkavlaste opptrykket volum, ble 27XV-122 åpnet fra HKR. Denne ventilen åpner fra innestengt vann via en blende og en man. ventil til fakkheader. Den manuelle ventilen stod stengt. Trykkforandrings skille er mellom blende og manuell ventil. Pakningen oppstrøms den manuelle ventilen blåste derfor ut, og gass kom ut i modulen. 4 gassdetektorer ble aktivert og 27XV-122 ble stengt umiddelbart.
115009	Gullfaks A	1.12.2001	Feiloperering av ventiler på trykksatt syst. M-18	Feiloperering av ventiler på trykksatt syst. M-18 Det oppsto gasslekkasje i ventilhus på nedstrøms ventil 20-2375PT da deler av fakkelsyst. fra PSV-797 (specsifte) til nedstrøms ventil 20-2375PT ble tilført brønntrykk ca 70 bar. Design spec på rørsPOOL er 19 bar, og nedstrøms ventil 20-2375PT har en spec på ca. 20 bar. Bare tilfeldig at det ikke var en brønn med høyere trykk som lå inne.
1233056	Njord	30.6.2011	Gasslekkasje pga. feil ventilstatus ifm.	Gasslekkasje pga. feil ventilstatus ifm. gassavblødning fra WOR A-18B Feil opplining ifm. gassavblødning fra WOR A-18B. Fikk

Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato:20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

			gassavblødning	gassalarm i shakerområdet. Sekvens for hendelsen: Blødde av gass til test-separator. Linet opp til test-separator og overså 2 ventiler i åpen posisjon til poorboy degasser (41-44). Startet avblødning til test-separator. Oppdaget etter kort tid at ventiler (41-44) ikke var stengt til poorboy slik de skulle vært ihht ventilkart. Stengte da auto-choke umiddelbart men da hadde allerede endel gass gått "feil vei" til Poor Boy og videre til ventileringslinje oppe i derick samt ut gjennom bunnen av Poor Boy til triptanken som er fysisk plassert utenfor shakerrom. Gass-analysatorer gikk i alarm i shakerrom og kort tid etter under rotary (moonpoolområde under boredekk) . Hendelsen utløste NAS og mønstring, men ble raskt avklart.
--	--	--	----------------	--

Synergi	Driftssted	Dato	Tittel	Beskrivelse
827391	Heimdal	16.2.2001	Fakkelinje avstengt med ventil og spade under trykkavlastning ifm. N2He test.	Trykkavlastningssystemet (fakkelline) ble utsatt for et trykk over designtrykket (19 bar). Hvor meget fakkellinen ble overlastet med er ikke klart. Den eneste skaden som oppsto var at en pakning blåste ut.
84405	Åsgard A	3.2.2001	Gasslekkasje i blokkventil nedstrøms 14PSV 5016	Gasslekkasje i blokkventil nedstrøms 14PSV 5016 Ifbm at det hadde oppstått lekkasje i pilotventil for PSV, ble blokkventil nedstrøms fra denne PSV stengt. Det bygget seg opp trykk mellom PSV og blokkventil slik at pakning i ventilen sprakk. For å få skiftet ut denne ventilen, måtte produksjon og fakkell trykkavlastes
973279	Oseberg Sør	3.11.2007	Ventil mot fakkell nedstrøms PZV-221015 var stengt.	Ventil mot fakkell nedstrøms PZV-221015 var stengt. Ifm med klargjøring og etablering av isoleringsplan på målestasjon for eksportolje, ble det oppdaget at ventil mot fakkell nedstrøms PZV-221015 var i stengt posisjon. Ventil Tag: WG-223517. PZV-221015 skal beskytte målestasjon mot overtrykk i en brannsituasjon. Iht P&ID skal ventil WG-223517 normalt låses i åpen posisjon. Dette var ikke utført og ventilen er heller ikke beskyttet med keylock.
996764	Troll B	29.2.2008	Satte arbeid i gang med åpen ventil til fakkell	Satte arbeid i gang med åpen ventil til fakkell Jeg overtok arbeid fra kollega og skulle være med å sette en PZV tilbake etter resertifisering. Denne jobben satte jeg i gang etter at jeg hadde åpnet bleed men med åpen ventil mot fakkell. Dette var PZV på 1. test varmer og jobben pågikk samtidig med at man forberedte fjerning av

Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato:20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

				1.test varmer. Misforståelse når jeg overtok jobben på hvilken ventiler som kunne opereres da samme ventiler var involvert i begge jobber. Feilen her er at jeg ikke sjekker posisjonen på ventiler før jeg satte jobben i gang.
1141543	Åsgard A	25.2.2010	Ventil uten trykkklasse på fakkelsystem	Ventil uten trykkklasse på fakkelsystem Feil flens og ventil satt inn på fakkelsystem. Dette ble gjort under commissioning for 10-12 år siden. Et mulig trykk på lavtrykks fakkelsystem som flens og ventil er montert på er 1-2 BAR. Flensen var av svart materiale og ventilen var en "vann" ventil uten riktig trykkklasse. Det er ingen avstengningsmuligheter.

Ser vi nærmere på gasslekkasjen på Heimdal den 26. mai 2012, finner vi indikasjoner på mange av de samme sviktmekanismene:

- Ventiler ble feiloperert. Stengeventil #1 oppstrøms HCV-20021 ble åpnet før stengeventil #3 ventil nedstrøms skulle ha vært åpnet og var medvirkende årsak til at rør nedstrøms HCV-20021 ble utsatt for overtrykk.
- Operatør overså at stengeventil #3 nedstrøms HCV-20021 var stengt. P&ID indikerer at denne ventilen er normalt stengt (NC).
- SKR operatør åpner ventil fra kontrollrommet, uten å være sikker på at alle ventiler i felt er åpne. HCV-20021 blir åpnet mot stengt nedstrøms ventil. Dette var direkte årsak til at rør nedstrøms HCV-20021 ble utsatt for overtrykk.
- Ingen av operatørene involvert i jobben var klar over hvor på trykkavlastningslinjen det var skifte i trykkklasse. P&ID og ISO angir hvor på rørlinjen det er skifte i trykkklasse.
- Det oppstår misforståelse mellom Operatør I og Operatør II når Operatør I overtar jobben fra Operatør II. Operatør I oppfatter at han kun skal åpne en ventil, mens det er flere ventiler som må åpnes.
- Operatør I sjekker ikke ventilposisjoner i felt før han går i gang med jobben.
- Anlegget har en design svakhet. Ventil nedstrøms HCV-20021 er ikke i henhold til krav i TR-1951 og burde vært låst i åpen posisjon.

Erfaring fra tidligere hendelser gir et godt bilde av hvilke risikomomenter som kan forekomme ved operasjoner som krever manuell trykkavlastning.

6 Konsekvenser

Med utgangspunkt i kategoriserings- og klassifiseringsmatrisen *HSE103-01 (ARIS)* er det vurdert faktiske og mulig konsekvenser for relevante konsekvenskolonner gitt i denne figuren.

Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato:20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

Matrise for kategorisering og klassifisering av uønskede HMS-hendelser i U&P Norge – v.12																							
VARSLING med påfølgende rapportering til myndighetene (*)				SØKKEKL: MELDING til Fylte arbeidslag (*)				LAND: Olje- og gasslekkasjer, væsker, personskade eller rapportert...				RAPPORTERING til myndighetene				Søknadsprosjekt rapportering og registrering i Synergi (alle uønskede hendelser)							
Nr	Personskade		Arbeidsrelatert sykdom (ARS)		Oljeutslipp		Kjemiskutslipp		Kjemiskutslipp		Olje / gasslekkasje		Brann / eksplosjon		Svekkelse/brudd av sikkerhetsfunksjoner og barrierer (som)		Omdømme		Tap av produksjon		Materiell skade og andre økonomiske tap		
	Faktisk	Mulig	Faktisk	Mulig	Faktisk	Mulig	Faktisk	Mulig	Faktisk	Mulig	Faktisk	Mulig	Faktisk	Mulig	Faktisk	Mulig	Faktisk	Mulig	Faktisk	Mulig	Faktisk	Mulig	
Alvorlig betyngning	1	Dødsfall	Arbeidsrelatert sykdom som medfører død		Sokkel: > 1000m ³ Land: > 100m ³		Svart: > 10m ³ Rød: > 1000m ³ Gul: > 10000m ³		Gruppel: > 1m ³ Gruppel2: > 100m ³		> 10 kg/l eller korrosiv > 100g		Store deler av innretningen eller anlegg eksponert		Tross store deler av innretningen eller anlegg eksponert		Store deler av innretningen eller anlegg eksponert		Store deler av innretningen eller anlegg eksponert		Nedetid > 10 dager		Skader av størrelse: Sokkel > 50 mill. NOK Land > 25 mill. NOK
	2	Alvorlig fysiske skade/ alvorlig personskade	Alvorlig arbeidsrelatert sykdom		Sokkel: > 100m ³ Land: > 10m ³		Svart: > 1m ³ Rød: > 100m ³ Gul: > 1000m ³		Gruppel: > 50liter Gruppel2: > 10m ³		1-10 kg/l eller korrosiv > 10g		Delvis av innretningen eller anlegg eksponert (f.eks. en modul)		Tross store deler av innretningen eller anlegg eksponert (f.eks. flere moduler)		Middels delvis av innretningen eller anlegg eksponert i media og mellom organisasjoner		Middels delvis av innretningen eller anlegg eksponert i media og mellom organisasjoner		Nedetid > 5 dager		Sokkel > 25 mill. NOK Land > 15 mill. NOK
	3	Øvrig fysiske skade eller personskade med alvorlig arbeid *	Arbeidsrelatert sykdom som medfører alvorlig fysiske skade eller begrensning av arbeid		Sokkel: > 1m ³ Land: > 1m ³		Svart: > 100liter Rød: > 10m ³ Gul: > 100m ³		Gruppel: > 100liter Gruppel2: > 10m ³		0,1-1 kg/l eller korrosiv > 1g		Lokal område eksponert (f.eks. del av modul)		Tross delvis av innretningen eller anlegg eksponert (f.eks. en modul)		Nasjonalt negativ eksponering i media, fra myndigheter på nasjonalt nivå		Nasjonalt negativ eksponering i media, fra myndigheter på nasjonalt nivå		Nedetid > 3 dager		> 10 mill. NOK
	4	Medisinsk behandlingskade	Arbeidsrelatert sykdom som medfører behandling fra autorisert helsepersonell		Sokkel: > 100liter Land: > 100liter		Svart: > 100liter Rød: > 1m ³ Gul: > 10m ³		Gruppel: > 10liter Gruppel2: > 25liter		< 0,1 kg/l		Liten del av innretningen eller anlegg		Tross liten del av innretningen eller anlegg eksponert (f.eks. del av en modul)		Lokal negativ eksponering i media, fra myndigheter og kunder		Lokal negativ eksponering i media, fra myndigheter og kunder		Nedetid > 1 dag		> 500 000 NOK
	5	Ferdigstopp skade **	Øvrig arbeidsrelatert sykdom		Sokkel: 10-100liter Land: < 100liter		Rød: 0,01-1m ³ Gul: 0,1-10m ³ Grønn: > 10 m ³		Gruppel: < 10liter Gruppel2: < 25liter		< 0,1 kg/l (Vesentlig mindre enn 0,1 kg/l)		Negligjert av fare for innretning eller anlegg		Negligjert av fare for innretning eller anlegg		Begrenset til få personer eller en kunde		Begrenset til få personer eller en kunde		Nedetid < 1 dag		< 500 000 NOK
* OBS! Fargekodene som indikerer varning, melding og rapportering til myndighetene er valgfrie. For å oppfylle myndighetenes krav se detaljer under "Varsler" i HMSR 01. ** Varsling til P&H skal gå via valgfrie kanaler (f.eks. på telefon 112/141-80002 (nøt) eller 51990002 (døgn)). Ferdigstopp skade er dødelig sykdom (dvs. personer under høyest trykknivå, angitt i trykknivå) eller rapporteringspliktige på NØY, NØY og NØY. Alle utslipp skal registreres i Synergi. Fargekodene gjelder varsel og melding til myndighetene. MERK: NØY kan være innlemmet i Synergi, men NØY er ikke en del av Synergi.																							
																			① Grøntskilt ved KLFO				
																			② Grøntskilt ved RØRE				

Figur 6.1 Kategoriserings og klassifiseringsmatrisen for uønskede hendelser i DPN

6.1 Faktiske konsekvenser

For hver av konsekvenskategoriene nedenfor har granskingsgruppen gitt sin begrunnelse for klassifiseringen.

Personskade

Det var ingen personskade i forbindelse med hendelsen. Operatør hadde trukket seg tilbake ca. 15 meter fra ventilen som skulle åpnes, men med klar sikt mot ventilen. Dette medførte at operatøren ikke ble truffet av fragmenter fra pakning, kapslingsmateriale eller isolasjon da rørsegment og stengeventil nedstrøms reguleringsventil ble overtrykket og pakning i flens blåste ut. Operatøren ble heller ikke eksponert for gass fra lekkasjen. Det var ingen andre personer i nærheten.

Arbeidsrelatert sykdom (ARS)

Heimdal organisasjonen har hatt tiltak på oppfølging av berørt personell etter hendelsen. Tiltaket har gått på å følge opp personell som var direkte involvert i hendelsen og en generell oppfølging av informasjon til organisasjonen. Det er pt ikke registrert ARS knyttet til ettervirkninger av hendelsen, som granskingsgruppen kjenner til.

Oljeutslipp

Det var ingen oljeutslipp i forbindelse med hendelsen.

Olje/gasslekkasje

Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato:20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

Det har blitt gjennomført en FLACS-studie (**Ref App G**) for å gi et overslagsmessig estimat over rate og mulig spredningsforløp av gasslekkasjen i M40 på Heimdal den 26.mai 2012. Det er regnet på utslippsrate og spredning av gass ved hendelsen.

Utslippet er beregnet til totalt 3500 kg gass, hvor av ca. 1400 kg var brennbar gass. Gasslekkasjen hadde en varighet på 252 sekunder, med en beregnet initiell utslippsrate på ca. 16.9 kg/s.

Gassen hadde en sammensetning av:

Gass	Volumprosent
Metan	84.84
Etan	7.35
Propan	3.45
Butan	1.0

Fig 6.1.1: Gass-sammensetning

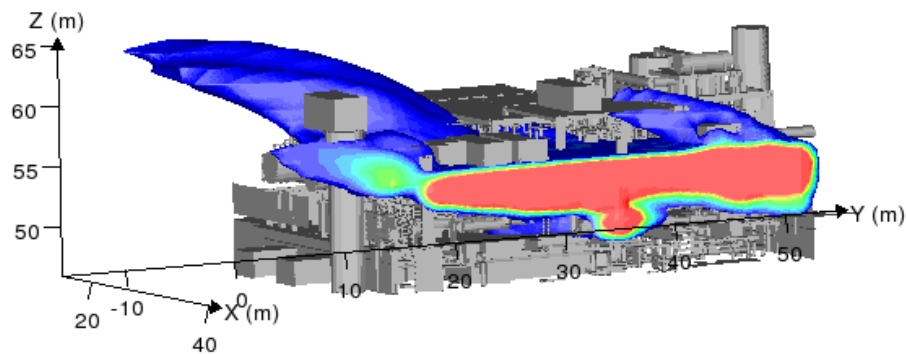
Brennbarhetsgrensene for denne blandingen er beregnet i FLACS;

Nedre flammegrense, LFL: 4.7vol%

Øvre flammegrense, UFL: 13.9vol%

Det totale gassvolumet i segmentet var 53.49 m³. Trykk og temperatur var hhv. 129 bar og 9°C. Utslippet i FLACS-beregningene ble justert slik at hastigheten på gassen ikke overskred 250 m/s, i henhold til gitte retningslinjer for programpakken.

Analysen viser at gasskyen fylte den øvre halvdel av M40 og M30, til et maksimalpunkt ved t=220. Deler av skyen hadde en konsentrasjon over øvre brennbarhetsgrense (UFL), vist med rødt i 6.1.1.



Job=004116. Var=FMOL (m3/m3). Time= 200.006 (s).

6 : 42.1, Y=-14 : 54, Z=47 : 65 m

Figur 6.1.1 Volumplot av konsentrasjonsutstrekning av gassky (100%LFL) etter 200 sek.. Figurene viser et tverrsnitt av skyen ved lekkasjepunktet. Blått er 100 % LFL, rødt markerer >= UFL

Beregningene viser at lekkasjen har medført til betydelig gassfylling på værdekket i områdene M40 og M30.

På nedre del av værdekk (høyden 0 til 5 meter over værdekk) i M40 har gassen vært rik, og en stor andel av gassvolumet har vært anriket til konsentrasjoner over øvre brennbarhetsgrense.

Analysen viser også at øvre del av M20 (fra 5 meter og oppover) har vært eksponert for betydelige volumer med gass i brennbar sone ~ 400 m³.

Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato: 20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

Analysen viser videre at i det lekkasjen ble isolert, så ble områdene i M20 og M30 relativt fort ventilert tomt for gass, mens det i nedre del av værdekket på M40 skjedde en uttynning av rike gassvolumer med luft, noe som medførte en økning av brennbart gassvolum det første minuttet etter avstengning,

Reguleringsventilen som var åpnet ca. 6 % brukte 4 minutter på å stenge. Granskingsgruppen har ikke funnet årsaken til den lange lukketiden. Ventilens aktuator er utstyrt med en volumtank og FC-trippsystem ved svikt på lufttilførsel. Positioner på ventilen ble skiftet i mars 2012. Ventilen ble da testet fra 0 til 100 %, trykløst, mot SKR og med rask og god respons på ventilen. Ved test brukte ventilen ca. 10 sekunder fra 6 % til 0.

Under hendelsen var det ikke trykkavlastingsmuligheter for et innestengt volumet på ca. 7000 kg, noe som medførte at omfanget av hendelsen ikke kunne begrenses og at totalt ca. 3500 kg gass ukontrollert lekk ut med en rate på ca. 16 kg/sek. Faktisk alvorlighetsgrad 1. (rød 1).

Det var 32 gass detektorer i alarmsituasjonen og det var 4 moduler og 10 brann områder som var involvert

Følgene brann områder hadde gass

M20: 259

M30: 328, 343, 346

M40: 441, 443, 461, 492

M50: 509, 555, 557

50 % av detektorene var inn og ut mer en gang. Dette indikerer at det kan ha vært turbulent vind eller at noen gass detektorer var nær alarm grensen.

Brann/eksplosjon

Det oppsto ingen brann eller eksplosjon som følge av gasslekkasjen.

Svekking/bortfall av sikkerhetsfunksjoner og barrierer

Resertifisering av sikkerhetsventil PSV 20004, utført den 18. mai, inkluderte en avstengingsplan. Denne planen stengte blant annet HV-20019. Ved stenging av HV-20019 ble sikkerhetskritisk trykkavlastnings ventil BDV-20011 blokkert ut, noe som resulterte i et innelukket gassvolum på over 1000 kg ved en nødavstengingssituasjon. Denne avstengningsplanen ble opprettholdt fram til ventiltestene og hendelsen 26.mai. I perioden 22. til 26. mai, når prosessen var nedstengt, var det i dette segmentet et innelukket gassvolum på ca. 7000 kg. I følge krav i Statoils styrende dokumentasjon, TR1055, PS 8.4.1 står det: "The objective is generally to avoid shut in volumes without EDP. In no event shall segments containing more than 1000 kg of hydrocarbons be without dedicated EDP valve(s)".

Større innelukkede gassvolum medfører en fare for sekundæreksplosjon dersom en gasslekkasje hadde resultert i en brann i området.

Granskingsgruppen vurderer at med dette store innelukkede volumet uten mulighet til trykkavlastning så tilsvarer dette en svekking av sikkerhetsfunksjoner og barrierer av alvorlighetsgrad 2 - Truer store deler av innretningen (flere moduler).

Omdømme

Hendelsen medførte nasjonal negativ eksponering i media, og fra myndigheter på nasjonalt nivå. Dette tilsvarer alvorlighetsgrad 3. Granskingsgruppen antar at det at Petroleumstilsynet og Politiet valgte å granske hendelsen gjorde at eksponeringen i media ble forsterket.

Tap av produksjon

Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato: 20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

Produksjonen på Heimdal var allerede nedstengt som følge av lekkasje i hot-oil systemet slik at hendelsen ikke medførte endringer i produksjonen.

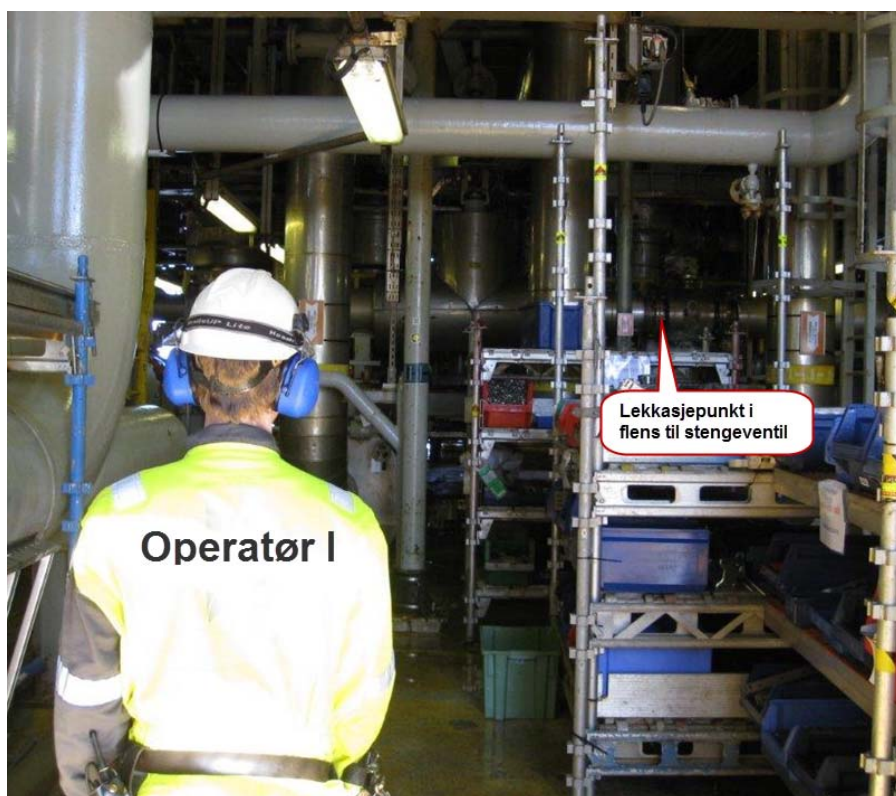
Materiell skade og andre økonomiske tap

Det oppsto mindre materielle skader som følge av hendelsen. Direkte økonomiske tap begrenser seg til rørsegment mellom reguleringsventil og avstengningsventil samt materiell benyttet til opprensning av området. Granskingsgruppen anslår dette til alvorlighetsgrad 3 – > 10 MNOK.

6.2 Mulige konsekvenser

Personskade

Reguleringsventil HCV120021 og nedstrøms stengeventil var plassert ca. 2 m fra gulvnivå. Betjening av stengeventilen var fra et repos langs rørgaten i samme høyde som ventilen.



Bilde 6.2.1. Rekonstruksjon: Operatør I's plassering ved lekkasjestart.

Foto: Statoil

Dette gjør at Operatør I kunne ha blitt eksponert for gass i høy hastighet og truffet av partikler fra pakning og isolasjonsmateriell da lekkasjen oppsto dersom han ikke hadde trukket seg tilbake før åpning av reguleringsventilen.

Utover potensielle mekaniske skader kunne Operatør I ha bli utsatt for eksponering av gass dersom den fysiske avstanden til utslippspunktet hadde vært kortere. Hadde vindretningen vært en annen og utblåsningen av pakningen i en annen retning kunne også Operatør I blitt eksponert for gass.

Gassen består hovedsakelig av Metan som betegnes som lite giftig, **Ref. /12/**, men kan være helsefarlig i høy konsentrasjon. I høy konsentrasjon kan gassen virke lett narkotisk og kan føre til bevisstløshet.

Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato: 20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

Granskingsgruppen vurderer at Operatør I kunne ha blitt utsatt for potensielle skader selv om sannsynlighetene her var små. Klassifiserer derfor dette som potensiell alvorlighetsgrad 3, -Øvrig fraværskade.

Arbeidsrelatert sykdom (ARS)

Med henvisning til kapittel over, Personskade, var sannsynlighetene små for potensielle skader, men Operatør I kunne ha blitt utsatt for potensielle skader som kunne ha gitt ettervirkninger. Klassifiserer derfor dette som potensiell alvorlighetsgrad 3, Kortvarig fravær eller begrenset/alternativt arbeid.

Oljeutslipp

Som nevnt i hendelsesforløpet (**Ref. kapittel 5.1.**) så var dette en gasslinje og inneholdt ikke olje. Det var derfor ingen potensiell fare for oljeutslipp i forbindelse med hendelsen.

Olje/gasslekkasje

Som nevnt i hendelsesforløpet (**Ref. kapittel 5.1. - 22.5**) ble Heimdal, som følge av hot-oil lekkasjen, stengt ned. Dette medførte at potensielt volum som kunne lekke ut var det innelukkete volumet mellom ESDV 20007, ESDV30006 og HV20019 på ca. 7000 kg. Den faktiske utslippsraten var av størrelsesorden 16 kg/s som er den alvorlighetsgrad 1. Den potensielle alvorlighetsgrad settes derfor lik den faktiske, Alvorlighetsgrad 1. (**rød 1**).

Brann/eksplosjon

Gasslekkasjen oppsto i modul M40 værdekk, og det ble også målt gass i modulene M20, M30 og M50. (se gassspredningsanalyse i FLACS beregningsrapport. **App G**)

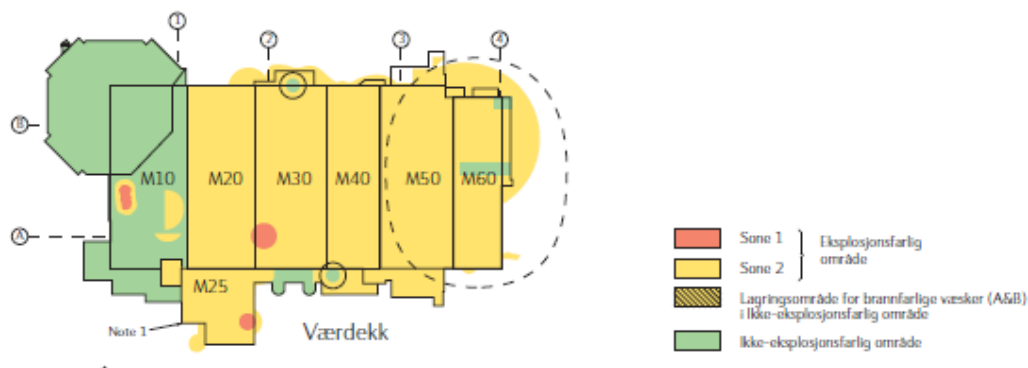


Fig 6.2.1 Sonekart over Heimdal Værdekk

Alle disse områdene var klassifisert som sone 2 hvilket innebærer at dette er områder der det kan forekomme eksplosjonsfarlige atmosfære under normale driftsforhold, men bare unntaksvis og kortvarig. Elektrisk utstyr som kan representere tennkilder skal derfor være innkapslet i henhold til NORSOK E-001, **Ref./12/**, og skal ha en årlig kontroll. Klasse 1 punktet i M30 (se fig 6.2.1) var ikke «varmt» siden installasjonen var stengt ned.

Heimdal hadde en NAS test **Ref /14/** uken etter hendelsen 3. juni (uken etter gasslekkasjen). Under denne testen fungerte tennkildeutkoblingen slik den skulle med unntak av tavlen 2-PE-632-A1 som ikke ble utkopledd da starter skuff sviktet.

Tavlen 2-PE-632-A1 står i M40. Tavlen har kun brytere med shunt tripp, slik at disse ikke gir noe varme i seg selv (maks. 50 C). Hvis man ved en hendelse skulle trippe disse bryterne ville det kunne oppstå en gnist inne i selve bryteren.

Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato: 20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

Dersom antennbar gass omsluttet bryteren samtidig som bryterne trippet, ville denne gnisten kunne ha antent gassblandingen.

Sannsynligheten for dette er liten siden tavlerommet, der tavlen 2-PE-632 er plassert, er et overtrykksrom som henter inntaksluft fra M20 og M10. Ved bekreftet gass i luftinntaket til tavlerommet, stopper vifter og gasstette spjeld stenger slik at modulen blir tett.

Det vil ta tid før gassen fortrenger luften i overtrykksrommet for så å trenge inn i tavlen for så å trenge inn til bryterne.

Hendelsen inntraff i lunsjtiden og det var ingen andre aktiviteter i området. Det var imidlertid en «varm B» tillatelse i M30 pga. nålepikking/slipeutstyr og som skulle åpne brannskiller mellom værdekket og mesanindekket. Arbeidstillatelsen ble aktivert i SKR kl. 08:12. men ikke påbegynt før hendelsen.

Gass detektorene detekterte gass og initierte tennkildeutkopling og start av brannpumper og deluge i moduler med bekreftet gassdeteksjon

Granskingsgruppen vurderer derfor tennsannsynligheten under gasslekkasjen for lav.

Granskingsarbeidet har avdekket at design av trykkavlastningslinjen har vært mangelfull fra anlegget ble tatt i drift i 1985 (ref. 5.1 Hendelsesforløp). Fra 1985 og frem til i dag har det vært en latent feil i anlegget, med en sannsynlighet for overtrykking av rørstykke og påfølgende gasslekkasje.

Rørstykket som ble blåst opp har krav til minimum bruddstyrke på 515 MPa. Ved 515 MPa ville røret ryke ved 145 bar. En rør support var innsveist på rørstykket, og ville i noen grad hindre jevn tøyning rundt omkretsen som ville ha gitt brudd ved et lavere trykk. Et brudd i rørstykket ville ha vært langsgående med maks åpning midt på rørstykket. Bruddet ville først ha stoppet ved flensene og ville ha ført til en større utslippsrate i forhold til utslippet mellom flens flatene.



Bilde 6.2.1: Overtrykket rørspool.

Foto: Leif Eriksson, AGR

Basert på målt tøyning i rørstykket og flytkurve for 316 kan det antas at trykket i rørstykket har vært 106 bar. Selv om rørsupporten begrenset tøyningen i noen grad, var 106 bar et sannsynlig estimat på faktisk trykk i rørstykket ved lekkasjen. Dvs. at kontrollventilen og åpningen mellom flens flatene har i noen grad trykkavlastet rørstykket.

Pakningen som ble blåst ut var en fiberpakning. I Statoil er det nå anbefalt og vanlig å spesifisere spiralpakninger for flenser med hydrokarbon systemer. Spiralpakninger har en ytter-ring i stål som skal hindre utblåsning. Hvis det hadde vært en spiralpakning i dette tilfellet vil det sannsynligvis ført til rørbrudd som beskrevet ovenfor.

I etterkant av hendelsen fant granskingsgruppen at første stengeventil oppstrøms reguleringsventil sto i åpen posisjon og har vært i denne tilstanden i en tid. Den ikke lot seg stenge med håndmakt. Granskingsgruppen har ikke kunnet verifisere

Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato:20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

hvor lenge ventilen har stått i åpen posisjon. Hvor lenge linje 1211-FB-06"-SG-4 har vært i denne tilstanden har ikke granskingsgruppen klart å fastslå.

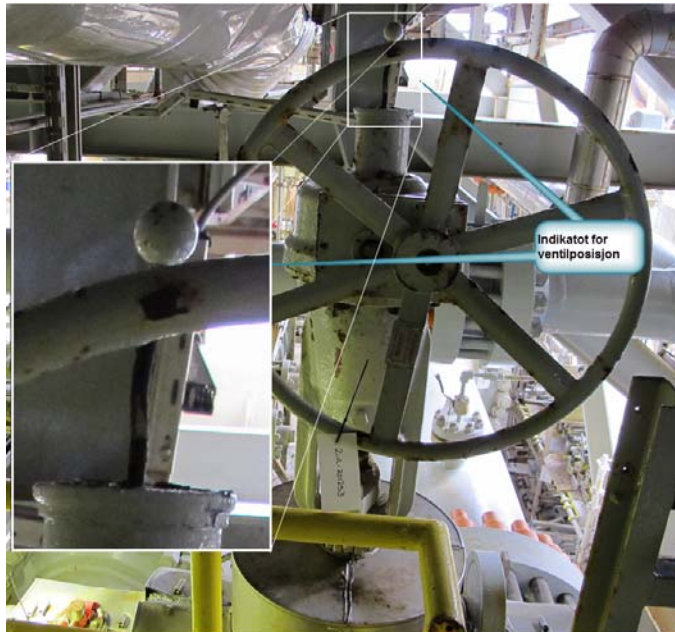


Foto 6.2.2 Første stengeventil oppstrøms reguleringsventil HCV20021. Foto Statoil

Med denne ventilen i åpen posisjon var det kun en barriere, andre avstengningsventil, oppstrøms HCV20021 mot fullt prosessstrykk mot reguleringsventilen. Reguleringsventiler er designet for å regulere mengde over ventil og ikke for å være 100 % tette. Det vil si at sannsynligheten for lekkasje over reguleringsventilen er stor.

Under normale omstendigheter ville BDV-20011 vært tilgjengelig, og sikret trykkavlastning av rørsegmentet ved HCV-20021. Det er granskingsgruppens vurdering at en trykkoppygging og påfølgende gasslekkasje (som følge av intern lekkasje i ventil oppstrøms HCV 20021) i perioden før mai 2012 ville medført en mindre gasslekkasje og en lavere lekkasjerate enn under hendelsen den 26. mai 2012. Under NAS test i 2011 ble det avdekket flere tennkilder som ikke koblet ut som de skulle. Sannsynlighet for antenneelse av gass var større i 2011 enn i 2012.

Basert på at gass detektorene detekterte gass og initierte tennkildeutkopling og start av deluge samt at heimdal var nedstengt og at Heimdal A ikke hadde etterslep på vedlikehold av ex-sikkert utstyr av betydning, mener granskingsgruppen det skulle mer enn ubetydelig endrede omstendigheter til for at gasslekkasjen skulle antennes, og klassifiserer derfor mulig konsekvens i forhold til brann og eksplosjon som lav.

Svekking/bortfall av sikkerhetsfunksjoner og barrierer

Som beskrevet i kapittel 6.1, faktiske konsekvenser, var de svekkede sikkerhetsfunksjoner og barrierer relatert til innestengt gassvolum på over 1000. . I følge krav i Statoils styrende dokumentasjon, TR1055, **Ref /5/** PS 8.4.1 står det: "The objective is generally to avoid shut in volumes without EDP. In no event shall segments containing more than 1000 kg of hydrocarbons be without dedicated EDP valve(s)".

Granskingsgruppen mener at det skulle mer enn ubetydelige endringer til for ytterligere svekke eller ha bortfall fra andre sikkerhetsfunksjoner eller barrierer. Potensiell alvorlighetsgrad settes derfor lik den faktiske, alvorlighetsgrad 2.

Omdømme

Klassifisering: Open

Status:Endelig

Utløpsdato: 10 år

Side 41 av 100

Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato: 20.10.2012

Gransking av: *Gasslekkasje på Heimdal*

Dersom gasslekkasjen hadde antent, ville konsekvensene med hensyn til omdømme blitt større **Ref. kapittel 6.2.**

Som diskutert i de to foregående avsnitt mener granskingsgruppen at det skulle mer enn ubetydelige endrede omstendigheter til for at en mer alvorlig hendelse kunne skje. Den potensielle alvorlighetsgraden settes derfor lik den faktiske, Alvorlighetsgrad 3.

Tap av produksjon

Produksjonen på Heimdal var allerede nedstengt som følge av lekkasje i hot-oil systemet slik at hendelsen ikke medførte endringer i produksjonen.

Som diskutert før i kapittelet under eksplosjoner og svekking/bortfall av sikkerhetsfunksjoner og barrierer, mener granskingsgruppen at det skulle mer enn ubetydelige endrede omstendigheter til for at en mer alvorlig hendelse kunne skje. Den potensielle alvorlighetsgraden settes derfor lik den faktiske, Ingen

Materiell skade og andre økonomiske tap

Dersom gasslekkasjen hadde antent, ville konsekvensene med hensyn til omdømme blitt større **Ref. kapittel 6.2.**

Som diskutert før i kapittelet under eksplosjoner og svekking/bortfall av sikkerhetsfunksjoner og barrierer, mener granskingsgruppen at det skulle mer enn ubetydelige endrede omstendigheter til for at en mer alvorlig hendelse kunne skje. Granskingsgruppen anslår derfor den potensielle alvorlighetsgraden lik den faktiske, alvorlighetsgrad 3 – > 10 MNOK.

6.3 Vurdering av storulykkesrisiko («worst case»)

Under hendelsen på Heimdal var det et stort utslipp av gass (3500 kg). Deler av denne gassen hadde en konsentrasjon som var brennbar (1400 kg). Gasslekkasjen varte i fire minutter. Spredningsanalyse av gass viser at det var konsentrasjonen av brennbar gass på deler av installasjonen i totalt seks minutter (fra lekkasjen oppstod og til et par minutter etter at lekkasjen var stoppet). Etter syv minutter var gassen tynnet ut til en konsentrasjon som ikke var brennbar.

Storulykke er definert som konsekvensklasse 7 og 8 i Statoil sin HMS risikomatrise. Sannsynligheten for at hendelsen i verste fall kunne ha utviklet seg til en storulykke er avhengig av tilstanden på de konsekvensreducerende barrierene.

Klassifisering: Open
 Status: Endelig
 Dato: 20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

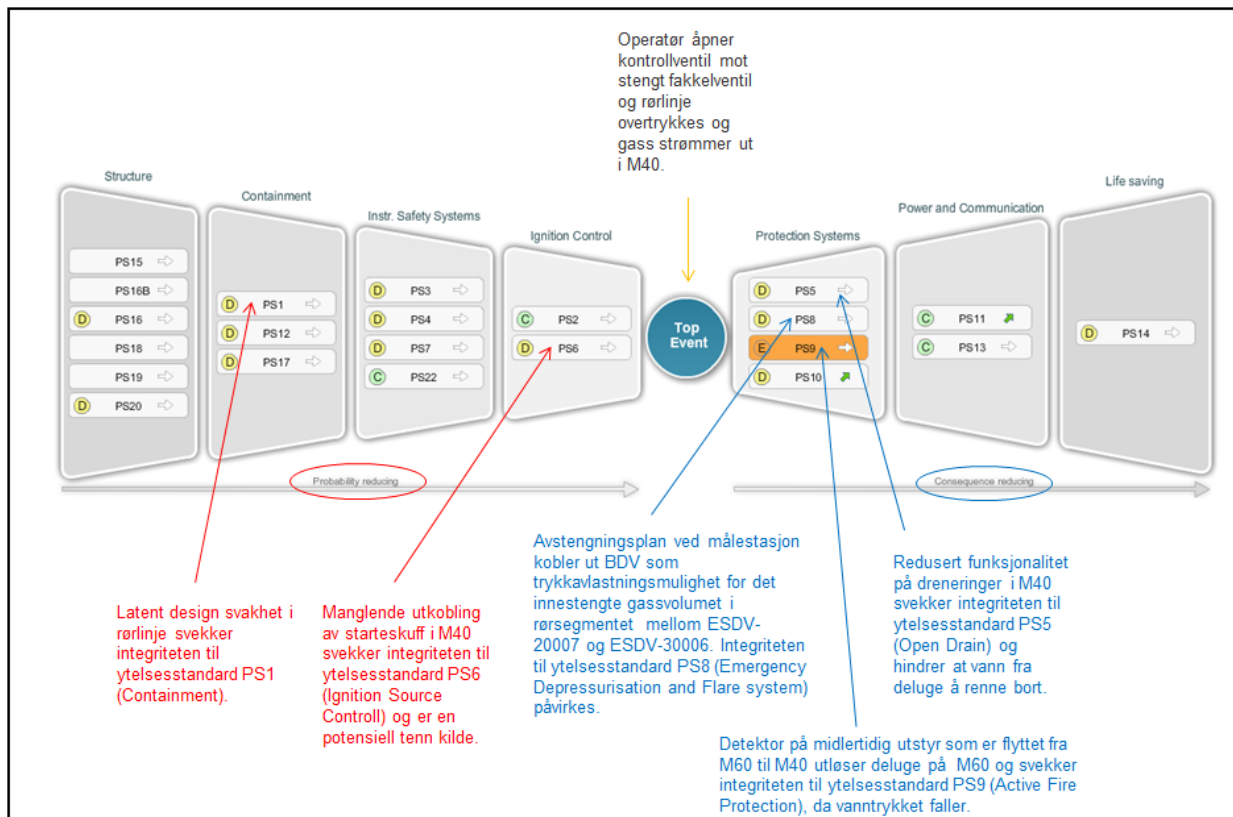


Fig.6.3.1 TIMP status Heimdal pr. Mai 2012

Granskingsarbeidet har avdekket at det var svekkelser på noen av de konsekvensreducerende barrierene. En trykkavlastningsventil var isolert og brannvannspumper som forsyner delugeanlegget klarte ikke å opprettholde optimalt operasjonstrykk.

Isolert trykkavlastningsventil

Konsekvensen av at trykkavlastningsventil BDV-20011 var satt ut av funksjon (isolert av en avstengingsplan) var at man fikk et innelukket gassvolum ved lekkasjestedet som var syv ganger mer enn de 1000 kg som kravet tillater. Dette medførte at gasslekkasjen ble større, både i omfang og varighet. Innelukket gassvolum medfører også risiko for sekundærexplosjon, dersom gasslekkasjen hadde antent.

Tap av deluge

En gassdetektor som var montert på et midlertidig utstyr (konteiner) hadde feil områdebenevnelse. Gassdetektoren stod i det området hvor gasslekkasjen oppstod (M40), men aktiverte deluge i et annet område (M60). Dette utløste mer deluge enn nødvendig og skapte problemer for brannvannspumper. Dette medførte at man 2 timer etter lekkasjen, mistet deluge i ca. 1 time. Det var fortsatt resttrykk i rørsegmentet oppstrøms HCV-20021 i denne perioden, selv om lekkasjen var stoppet.

Tenn kildekontroll

Sannsynligheten for at en tenn kilde skulle antenne den brennbare gassen var, etter granskingsgruppens vurdering, lav. ref. beskrivelse i kapittel 6.2 Mulige konsekvenser, Brann/eksplosjon).

Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato: 20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

Større hydrokarbonlekkasjer innebærer i utgangspunktet en høy risiko for eksponert personell og antennelse. Selv om det var liten mulighet for antennelse har granskingsgruppen vurdert potensialet i hendelsen dersom gassen hadde antent.

Ifølge Heimdal Development Design Accidental Load spec (1982) **Ref /15/** er brannveggene i M30- og M40-modulene dimensjonert til å tåle 0,1 bar overtrykk (side-on) med en varighet på 20 msek. Dekksplater av stål er dimensjonert til å tåle et dynamisk trykk på 0,5 bar med en varighet på 20 msek, **se App G**.

Eksplisjonslastene er målt mot Eksplisjonsbarriere boligvarter (LQ), Eksplisjonsbarriere dekkplater (ned mot M20, M30 og M40) og Eksplisjonsbarriere mudmodul (M50)

Analyser utført av Forskningscenteret i Porsgrunn viser at under selve lekkasjeforløpet (0-252s) er store deler av M40 fylt med ikke-brennbar gass (over UFL) og antennelse i denne perioden leder til eksplisjonsstrykk lavere enn design; typisk i området 20-30 mbar. I denne perioden er de brennbare volumene hovedsakelig akkumulert i øvre del på værdekk i områdene M30 og M20. Disse områdene består av åpne områder med lav utstyrstetthet, og en antennelse av gasskyen medfører at flammeakselerasjonen er lav og at tilhørende eksplisjonsstrykk blir små

En ildkule med høy varmestråling kunne imidlertid ha påført alvorlige skader og / eller tap av menneskeliv i berørte moduler. Det var en person i M44 og en annen person i umiddelbar nærhet da hendelsen inntraff. Begge personer forlot området straks lekkasjen oppstod. Hendelsen inntraff i lunsjtiden og det var ingen andre aktiviteter i området. Brann- og redningslag ble ikke satt inn i området før lekkasjen var stoppet og området var gassfritt.

En påfølgende jet brann ved lekkasjestedet kunne medført skader i modul. Gasslekkasje varte i fire minutter. Hydrokarbonførende rør i M44 er designet for å motstå varmeutviklingen fra en jet brann i mer enn fire minutter (30 – 60 minutter). Det er granskingsgruppens vurdering at en jet brann i M44 ikke hadde medført ytterligere eskalering av hendelsen og ny tilførsel av hydrokarboner.

Eksplisjonsanalysen viser at den største potensielle konsekvensen av hendelsen på Heimdal 26. mai inntraff i minuttene etter isolering av lekkasjen. I denne perioden ble den rike gassen i M40 tynnet ut med luft og dannet etter hvert et brennbar gassky på maks. 1150 m³. Antennelse av denne gasskyen på maks brennbart volum ville ha resultert i et eksplisjonsstrykk mot eksplisjonsbarriere mot M50 i størrelsesorden 0.1 til 0.3 bar avhengig av tennpunktet, noe som er over designtrykk på eksplisjonsbarrieren. Mot boligvarter ville eksplisjonsstrykket for de samme scenariene vært i området 0.015 til 0.065 bar som er innenfor designtrykk på 0.1 bar.

Det er vurdert at faktisk utløst deluge ville hatt en positiv innvirkning på de alvorligste potensielle scenariene som kunne ha inntruffet ved en evt. antennelse. Trykkreduksjonseffekten ved utløst deluge er derimot ikke tilstrekkelig mht. overskridelse av designtrykk på eksplisjonsbarrieren mot M50 mud-modul.

Ved en eventuell overskridelse av designtrykk mot mud-modul M50 ville ikke ha eskalert hendelsen siden det ikke lenger er boring på Heimdal og mud-modul ikke er operativ med hydrokarboner.

Granskingsgruppen fant at det var plassert inn flere reoler, lager av stål/bolter/muttere og en standard 10fots container, i åpne områder i modulene M30 og 40. Disse reolene og arbeidsbenkene ble flyttet hit for ca. 2 år siden. Så langt granskingsgruppen har kunnet fastslå er det ikke utført noen studier på hvordan disse midlertidige objektene vil påvirke et eventuelt eksplisjonsstrykk i modulene

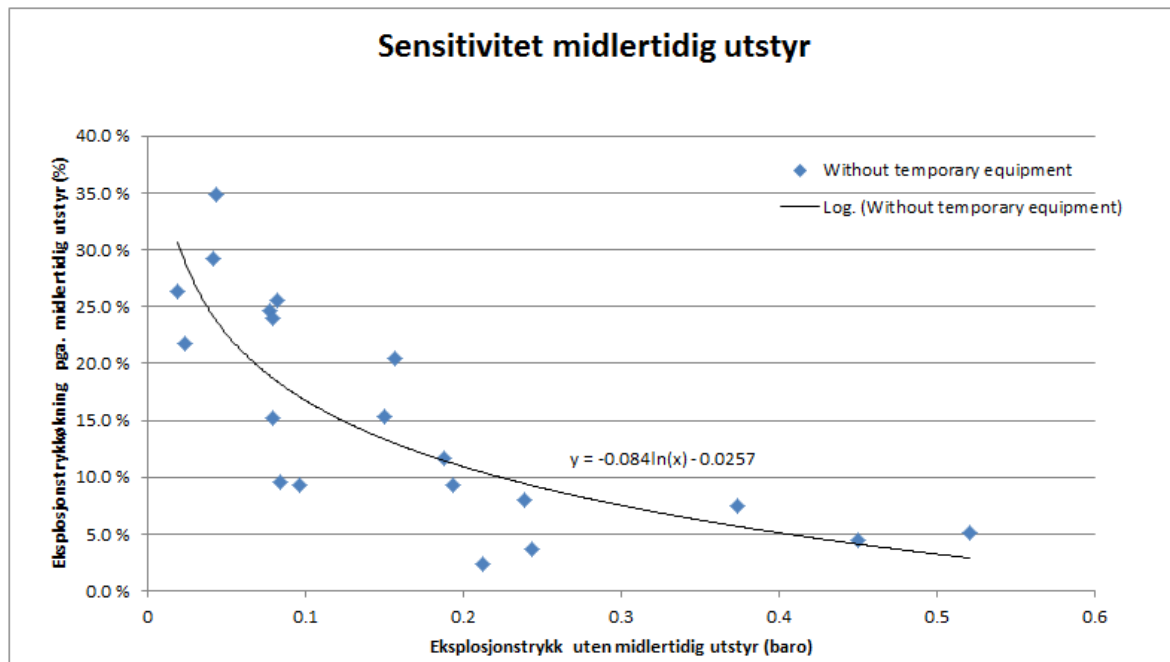
Det er gjennomført en sensitivitetsanalyse for å kvantifisere effekten av dette utstyret for ulike eksplisjonsscenarier.

Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato:20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal



Figur 6.3.2. Eksplisjonsstrykkøkning som følge av midlertidig utstyr i M30 og M40.

For scenariet med størst potensiell konsekvens, bidrar det midlertidige utstyret med en eksplisjonsstrykkøkning på ca.10% (~ +20 mbar).

Lagring av midlertidig løst utstyr så som stillasdelar, verktøysdelar etc. ville dersom en eksplisjon hadde oppstått mest sannsynlig blitt revet med av eksplisjonsstrykket, og kunne ha medført en eskalering til annet prosessutstyr i området i form av fragmentering/penetrering. Løst utstyr på avveie kan også utgjøre en direkte fare for personell. Utstyr i prosessområder skal normalt være innfestet for å tåle en dimensjonerende draglast.

Oppsummert så fungerte de konsekvensreducerende barrierene i hovedsak som de skulle og begrenset dermed risikoen for eskalering av hendelsen. Selv om gassmengden var stor så vurderes hendelsen ikke å ha truet plattformens hovedsikkerhetsfunksjoner ut over overskridelsen av designtrykk mot mud-modul M50som diskutert over. Skaden ville mest sannsynlig vært begrenset til M40 værdekk med nærliggende områder.

6.4 Klassifisering av hendelsen

Oppsummering av alvorlighetsgrad for de ulike konsekvenstypene i kategoriserings- og klassifiseringsmatrisen, samt angivelse av hendelsens (største) alvorlighetsgrad.

Konsekvenskategori	Faktisk alvorlighetsgrad	Mulig alvorlighetsgrad under
--------------------	--------------------------	------------------------------

Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato:20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

		ubetydelig endrede omstendigheter
Personskade	Ingen	3
Arbeidsrelatert sykdom (ARS)	Ingen	3
Oljeutslipp	Ingen	Ingen
Kjemikalieutslipp	Ikke relevant	Ikke relevant
Olje/gasslekkasje	1	1
Brann/eksplosjon	Ingen	Lav, se kap. 6.2
Svekking/bortfall av sikkerhetsfunksjoner og barrierer	2	2
Omdømme	3	3
Tap av produksjon	Ingen	Ingen
Materiell skade og andre økonomiske tap	4	4

Hendelsen klassifiseres totalt sett til alvorlighetsgrad **Rød 1**

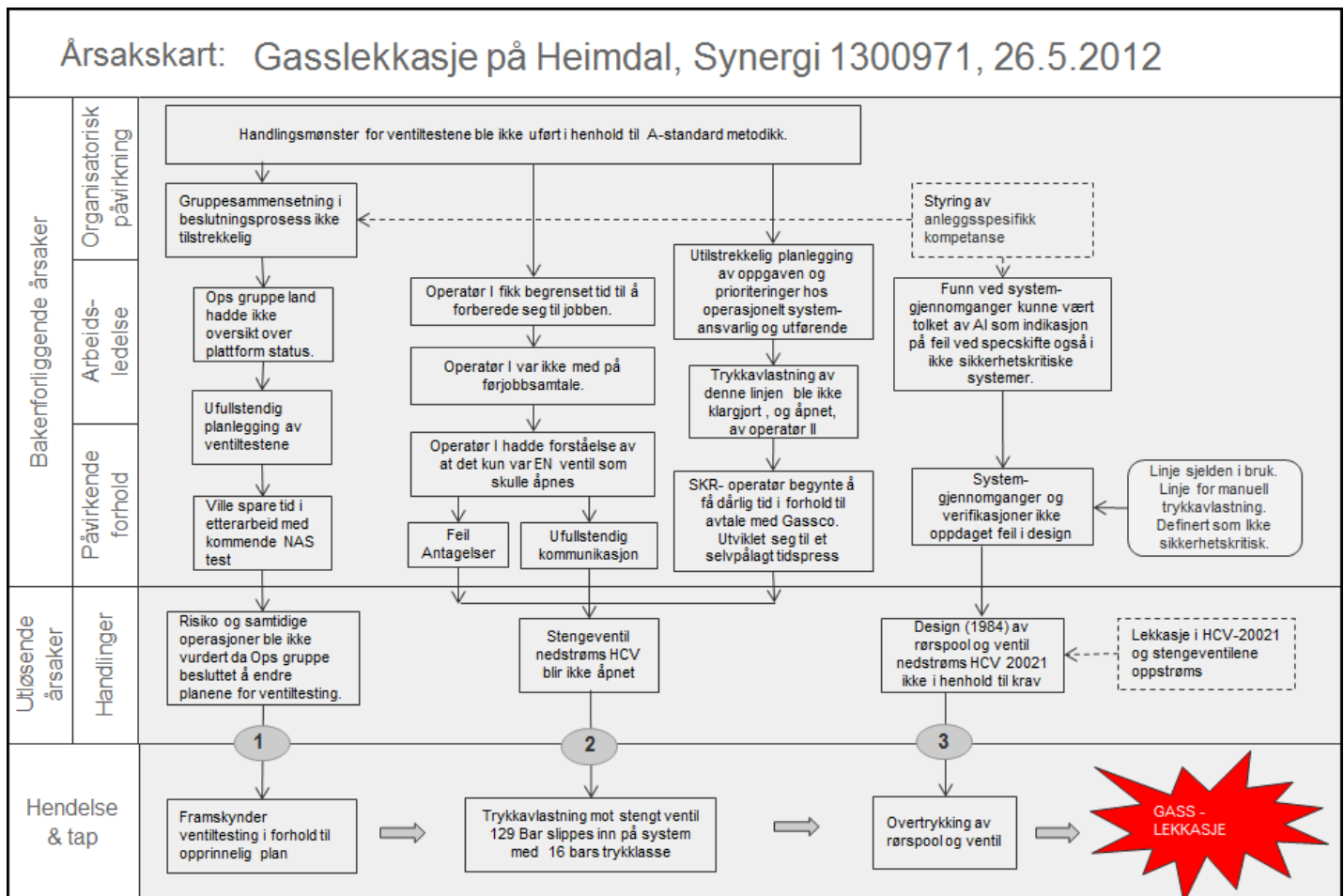
Klassifisering: Open
 Status: Endelig
 Dato: 20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

7 Årsaker

Årsakskartet (se fig 7.1) viser årsaker granskingsgruppen mener har forårsaket hendelsen. Bakenforliggende årsaker er delt inn i påvirkende faktorer, arbeidsledelse og organisatoriske påvirkninger. Årsaker knyttet til «Ledelse og styring» er beskrevet under «arbeidsledelse» og «organisatoriske påvirkninger». Årsakskartet er etablert med utgangspunkt i MTO diagrammet, se APP A.

Granskingsgruppen har i sitt arbeid hatt en systemorientert tilnærming i arbeidet med å identifisere årsaker til at den uønskede hendelsen oppsto. Et systemperspektiv betyr at det ved en ulykke eller tilløp til ulykke ikke pekes på en enkeltstående feil som årsak, men til en kompleks serie av tekniske feil, beslutninger, designmessige forhold, operasjonell praksis, organisatoriske forhold mv som til sammen førte til at hendelsen oppsto.



Figur 7.1: Viser hele Årsakskartet med utløsende og bakenforliggende årsaker. En stiplet boks betyr at det er usikkerhet knyttet til boksens innhold. En stiplet linje betyr at det er usikker årsakssammenheng.

Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato:20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

Under operasjonen med å trykkavlaste rørsegment i forbindelse med ventilttesting skulle trykket avlastes over reguleringsventil HCV20021 til fakkell. Rørsegmenter oppstrøms reguleringsventilen hadde trykksklasse 1500 # mot avstengningsventil og rørsegment nedstrøms reguleringsventil hadde trykksklasse 150 #.

Avstengningsventilen nedstrøms reguleringsventil ble stående i stengt posisjon da trykkavlastningen ble forsøkt gjennomført. Dette førte til at 129 bar ble sluppet inn på lavtrykks rørsegment med 16 bar trykksklasse som resulterte i at pakning mellom lavtrykks rørsegment og stengeventil blåste ut og det oppsto en gasslekkasje.

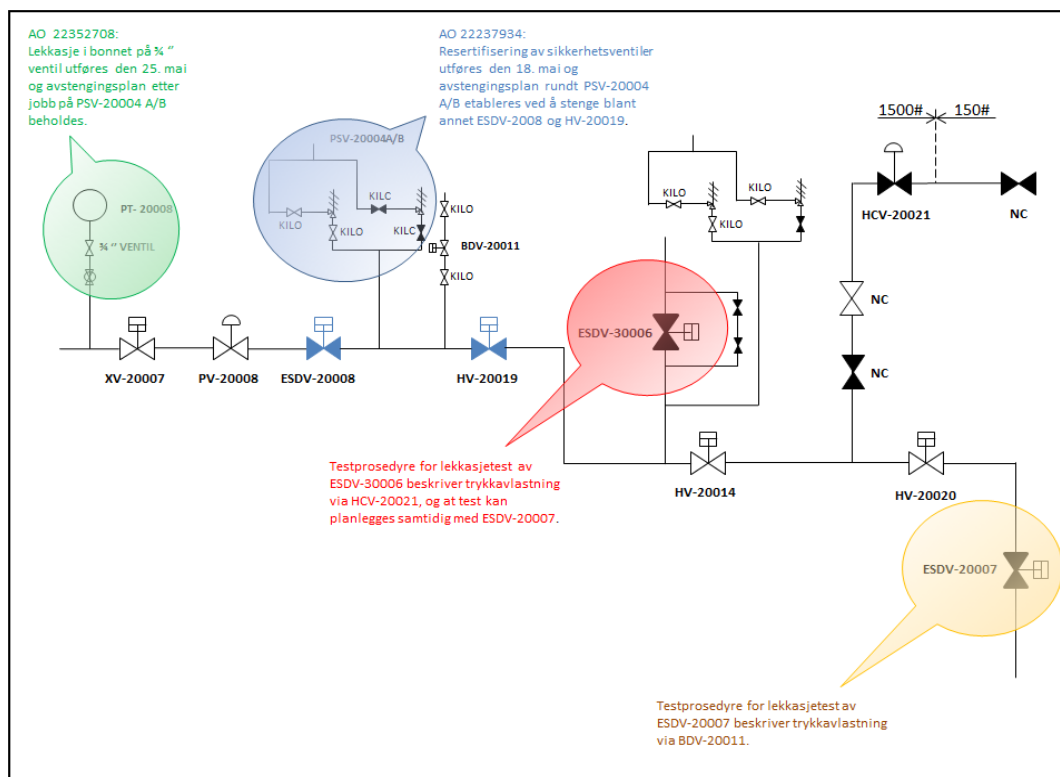
I de påfølgende kapitlene er det gitt en nærmere beskrivelse av hver av årsakstrådene 1 – 3 som førte til hendelsen.

7.1 Framskynder ventilttesting i forhold til opprinnelig plan (årsakstråd 1)

Fremskytningen av ventilttestingen medførte økt risiko i forbindelse med samtidige operasjoner.

Årsak	Beskrivelse	Nivå
Utløsende årsak		
1		
<i>Risiko og samtidige operasjoner ble ikke vurdert da Ops-gruppe besluttet å endre planene for ventilttesting.</i>	De årlige ventiltestene er en standard 12mnd FV som stort sett blir utført i etterkant av den årlige NAS testen. NAS testen var planlagt til 3. juni. Operasjonsgruppen land besluttet å utføre ventiltestene i forkant av NAS testen fordi produksjonen var stoppet i forbindelse med hot-oil reparasjonene. De la frem de endrede planene i morgenmøte 23.5. 2012 Planendringen medførte imidlertid at ventilttestingen måtte gjennomføres ved bruk av en trykkavlastningslinje som normalt ikke var brukt til dette og sjelden i bruk. Risiko knyttet til denne endringen ble ikke tilstrekkelig vurdert ved beslutning hverken i operasjonsgruppen eller hos plattformledelsen. Se illustrasjon i fig. 7.1.3. i praksis ble videre planlegging og risikovurdering overlatt til SKR og utførende operatører.	Handlinger
Bakenforliggende årsaker		
<i>Ville spare tid i etterarbeid med kommende NAS test</i>	Vurderingene for beslutningen om å utføre ventiltestene under hot-oil stansen var at erfaringer viste at arbeidsmengden med å utføre disse testene under NAS testen blir store. Ved å utføre testene under stansen ville testene kunne utføres uten noe form for hastverk.	Påvirkende forhold
<i>Ufullstendig planlegging av ventiltestene</i>	Planleggingen av å utføre de årlige ventiltestene i stansen tok ikke i betraktning andre KV og FV jobbene som foregikk i området. Se fig. 7.1.1 og fig 7.1.2. Eventuelle utfordringer pga. samtidighet ble ikke vurdert. Dette medførte at risiko knyttet til planleggingen heller ikke ble vurdert.	Arbeidsledelse
<i>Operasjonsgruppen land hadde ikke oversikt over plattformstatus</i>	Operasjonsgruppen land hadde ikke oversikt over status på tilstanden til den aktuelle linja og hadde ikke kjennskap til når den sist var i bruk. . Vurderinger med bruk av linja ble overlatt til D&V leder offshore. Eneste vurdering Operasjonsgruppen land gjorde for å utføre ventiltestene i stansen var å spare tid. Operasjonsgruppen kjente ikke til avstengningsplan eller arbeid på målepakka.	Arbeidsledelse
<i>Gruppesammensetning i</i>	Granskingsgruppa er av den oppfatning at	Organisatorisk

<i>beslutningsprosessen ikke tilstrekkelig</i>	gruppesammensetning i beslutningsprosessen ikke var tilstrekkelig. Dersom personer som hadde oversikt over status på plattformen og alt pågående arbeid hadde deltatt, kunne de ha belyst de ulike risikofaktorene ved å utføre operasjoner på en annen/uvant måte. Sannsynligheten for at risikoen ved operasjonen hadde blitt belyst hadde blitt større og hendelsen kunne vært unngått.	påvirkning
Styring av anlegg spesifikk kompetanse	Selv om risikovurdering hadde vært gjennomført i forbindelse med planendringen så kunne det vært være krevende å identifisere hvilke spesifikke risikoelementer som måtte håndteres ved endringen. Etter granskingsgruppens vurdering ville dette forutsette god anlegg spesifikk kompetanse i dette tilfellet. Dette er nærmere drøftet i kap. 7.1.1.	Organisatorisk
<i>Handlingsmønster for ventiltestene ble ikke utført i henhold til A-standard metodikk</i>	Granskingsgruppa ser ikke at A- standard handlingsmønster ble benyttet i forberedelsene til operasjonen. Oppgaven ble delegert ned i organisasjonen uten at noen inntok veilederrollen. A-standard ble av noen oppfattet som en teoretisk øvelse som ikke egnet seg for rutinearbeid. En A-standard gjennomgang ville ha økt sannsynligheten for å fange opp risikoelementene.	Organisatorisk påvirkning



Figur 7.1.1 Systemskisse for ventiltesting og samtidige operasjoner

Klassifisering: Open

Status: Endelig

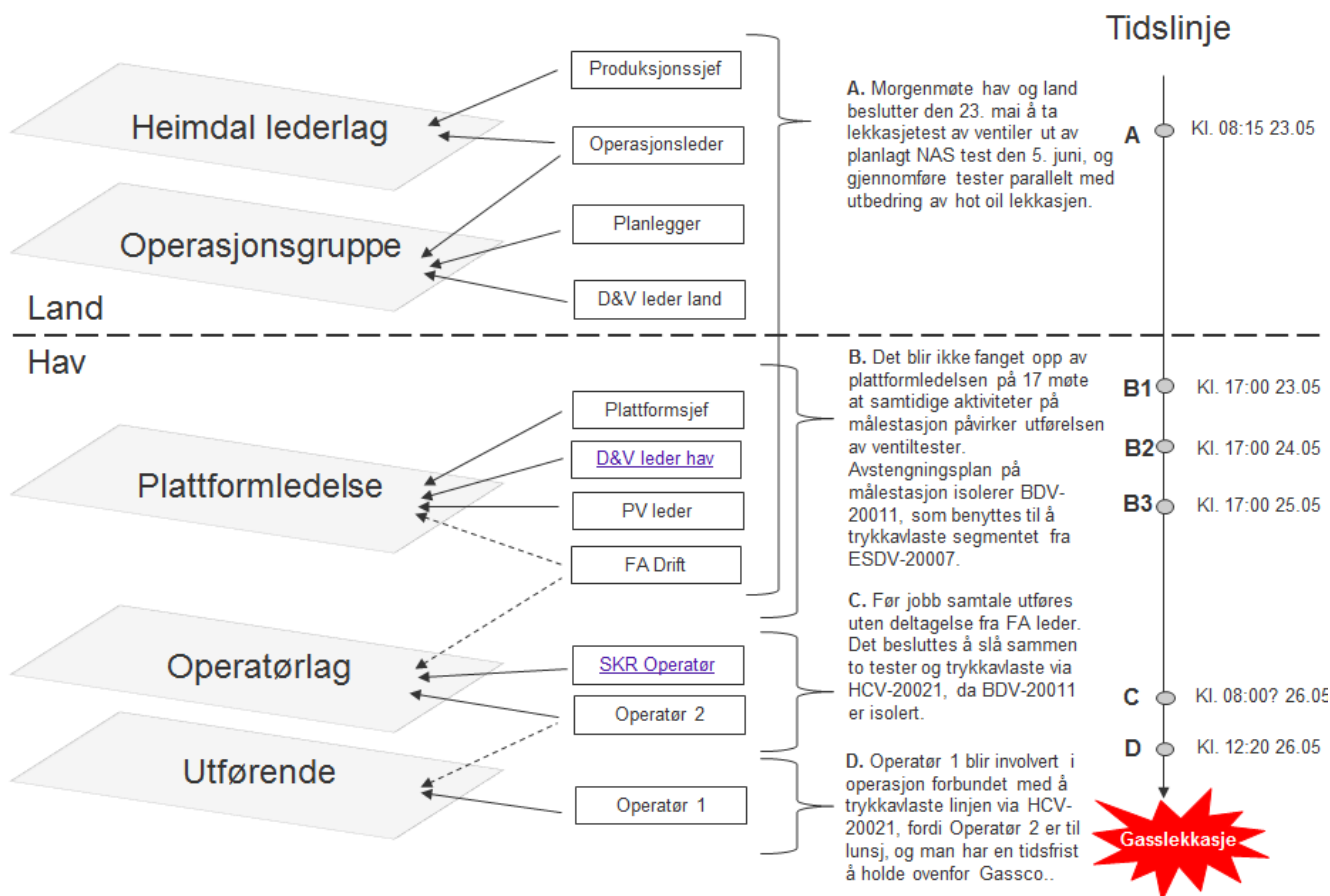
Dato:20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

Det var 13 arbeidsoppgaver på værdekk M30 og M40 som hadde pågått, pågikk eller skulle pågå den dagen hendelsen skjedde.

9504194138	M40	Bytte nødstopp knapp 2GX4018													00:10:...	23:55:...	00:00:...	Leif Løgevik	26.05...	26.05...	22306776	17
9504194605	M40	Bygge stillas M40/M50 MD nord													00:10:...	23:55:...	00:00:...	Torgeir O ...	26.05...	26.05...	22069256	17
9504194610	M40	Modifisere stillas i trappetårn, M40 HD nord													00:10:...	23:55:...	00:00:...	Torgeir O ...	26.05...	26.05...	22009394	17
9504194915	M40	Hydraulikklekkasje i fordelingskap 2-UB-804													00:10:...	23:55:...	00:00:...	Bjørn Hara	26.05...	26.05...	21469134	17
9504195060	M40	mekanisk forbehandling på brannskap/vindvegg...	X												07:00:...	19:00:...	00:00:...	John Lopez	26.05...	26.05...	22009394	17
9504195062	M40	malning av ventil og rør på M40													00:10:...	23:55:...	00:00:...	John Lopez	26.05...	26.05...	22175583	17
9504195064	M40	PG Reisolere CUI M40 MD													00:10:...	23:55:...	00:00:...	Finn Arne	26.05...	26.05...	22175583	17
9504196391	M40	Feilsøke/rep gassdetektor GE461-01 i feil		X											07:00:...	19:00:...	00:00:...	Bjørn Hara	26.05...	26.05...	22392035	17
9504194317	M30	Montere support til brannvanns rør													00:10:...	23:55:...	00:00:...	Thomas M.	26.05...	26.05...	22384946	17
9504195053	M30	Overflate behandle dørk, legge deksbelegg M3	X	X											07:00:...	19:00:...	00:00:...	John Lopez	26.05...	26.05...	22369779	17
9504195056	M30	Mek-forb av rør - Overflatebehandling CUI M30	X												07:00:...	19:00:...	00:00:...	John Lopez	26.05...	26.05...	22175583	17
9504195057	M30	Vaske rør og male på M30													00:10:...	23:55:...	00:00:...	John Lopez	26.05...	26.05...	22214783	17
9504195271	M30	Bygge stillas i KB-hall													00:10:...	23:55:...	00:00:...	Torgeir O ...	25.05...	26.05...	22391903	17

Figur 7.1.2 Oversikt over arbeidsoppgaver på værdekk M30 og M40 26.5.2012



Figur 7.1.3 Organisatoriske lag, hendelse og tidslinje.

7.1.1 Resurssituasjon og turnover i den organisatoriske læringsprosessen

Anleggsspesifikk kompetanse er viktig for å kunne identifisere designmangler og ivareta sikker og effektiv drift av anlegget. Denne kompetansen har også stor betydning ved operasjonelle endringer og samhandling på tvers av organisatoriske enheter.

Anleggsspesifikk kompetanse tar tid å opparbeide, og er en kompetanse som er nedfelt i hver enkelt ansatt. Gode rutiner for samhandling mellom individer tar også tid å bygge opp.

Granskingsgruppen har sett at det var relativ stor intern turnover i Heimdal driftsorganisasjon. Spesielt blant ledere på land.

Å identifisere, forstå og håndtere risiko betinger at man har faglig tyngde og anleggsspesifikk kompetanse knyttet til den installasjonen man betjener. Turnover påvirker organisatorisk læringsprosesser negativt (ref. /1/). Ved intern turnover vil anleggsspesifikke kunnskap forsvinne ut av driftsorganisasjonen. Dette reduserer læringsveien til enheten.

Roller i Heimdal drifts-organisasjonen på land	Antall personer som har hatt denne rollen (2007 – 2012)
Produksjonssjef	5
Operasjonsleder	2
D&V leder	6 - Rotasjonsstilling
PV leder	-
FA drift	6 - Rotasjonsstilling
Planlegger	2
HMS ingeniør	4

Figur 7.1.1.1: Intern turnover i driftsorganisasjonen på land i fem års perioden fra fusjonen i 2007 til i dag.

Granskingsgruppen kan ikke med sikkerhet fastslå at utskiftingen av roller i driftsorganisasjonen på land har bidratt til å svekke den anleggsspesifikke kompetansen i driftsmiljøet men at dette kan ha vært en medvirkende faktor.

I forbindelse med pågående prosjektet innen kultur og læring i Statoil er det identifisert et forbedringsområde (forbedringsområde 2) som fokuserer på sikker og effektiv drift ved å styrke myndighet og lederskap i linjen. Å styrke lederskap i linjen må sees i sammenheng med intern turnover.

Vi har også sett at det er utfordringer med intern turnover i anleggsintegritet, og da spesielt for rollen fagansvarlig innen disiplinene automasjon og prosess. I tillegg har vi fått opplyst at arbeidsmiljøet i anleggsintegritet er preget av en stor arbeidsmengde i kombinasjon med mange anlegg å følge opp.

En teknisk fagansvarlig i Anleggsintegritet Modne felt kan ha ansvar for opp til seks installasjoner (Heimdal, Brage, Veslefrikk, Huldre, Volve og Glitne). I tillegg har flere fagansvarlige også systemansvar for flere system pr installasjon. I kombinasjon med turnover gir dette utfordringer mht. å bygge opp anleggsspesifikk kompetanse.

Klassifisering: Open
 Status: Endelig
 Dato: 20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

Roller i anleggsintegritet Modnefelt med teknisk ansvar for Heimdal	Antall personer som har hatt denne rollen (2007 – 2012)
AI leder	2
Teknisk leder	2
Fagansvarlig Automasjon	3
Fagansvarlig Prosess	3
Fagansvarlig Ventiler	1
Fagansvarlig Rør	2

Figur 7.1.1.2 Intern turnover i anleggsintegritet i fem års perioden fra fusjonen i 2007 til i dag.

Et miljø preget av intern turnover og stort arbeidspress påvirker læringsarenaen negativt. De teknisk fagansvarlige påpeker at det er lite tid til å være proaktiv. Vi har sett at kritisk kunnskap om designmangler i anlegget, avdekket ved TTS gjennomgang i 2009, ikke ble vurdert i en større sammenheng. Det ble ikke foretatt vurderinger om design mangler hadde relevans for andre systemer på innretningen, eller om design mangler var relevant for andre innretninger. Hendelsen viser at det må gjøres utvidete verifikasjoner når de fagansvarlige følger opp tekniske mangler, for å identifisere tekniske tilstanden og forstå konsekvenser av disse. TIMP er et godt verktøy for å synliggjøre og skape oversikt over teknisk tilstand, men systemet er avhengig av at det tekniske miljøet er i stand til å identifisere den tekniske tilstanden.

Det er granskingsgruppens vurdering at dersom det hadde vært mindre turnover, og færre installasjoner pr. fagansvarlig, så ville man sikret anleggsspesifikk kompetanse og økt sannsynligheten for å avdekke skulte feil og mangler i anlegget. Kombinasjonen av intern turnover både i driftsmiljøet på Heimdal og i det tekniske miljøet i Anleggsintegritet gjør det mer krevende å opparbeide seg gode rutiner for samhandling. For å kunne identifisere designmangler, f. eks av typen ugunstig skifte i trykkklasse, og for å sikre at denne typen design mangler gjøres entydig kjent for det operasjonelle miljøet er man avhengig av at det er et tett samarbeid mellom det tekniske og operasjonelle miljøet. Granskingen har avdekket at tilsvarende design mangler på fakkelsystemet var kjent for noen i det tekniske miljøet i Anleggsintegritet allerede i 2009, men denne problemstillingen var lite kjent for det operasjonelle miljøet offshore under hendelsen 26. mai 2012.

Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato:20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

7.2 Årsaker til at trykkavlastning mot stengt ventil (årsakstråd 2)

De menneskelige årsaksfaktorene er diskutert og behandlet i **App D**

Årsak	Beskrivelse	Nivå
Utløsende årsaker 2		
<i>Stengeventil nedstrøms HCV ble ikke åpnet.</i>		Handling
Bakenforliggende årsaker		
<i>Feil antagelser</i>	Oppgaven med å trykkavlaste det aktuelle segmentet for å kunne utføre ventiltestene på ESDV 30006, Gass eksport OGT til Statpipe, og ESDV 20007, Gass eksport til Statpipe, var i utgangspunktet satt ut til Operatør II. Operatør I fikk på kort varsel i oppdrag om å klargjøre for trykkavlastning av dette segmentet. Han antok at linjen var i henhold til normal prosess-sikringsfilosofi med åpen stengeventil nedstrøms reguleringsventil mot fakkell. Sammen med ufullstendig kommunikasjon med SKR førte dette til at stengeventil nedstrøms HCV ikke ble åpnet.	Påvirkende forhold
<i>Ufullstendig kommunikasjon</i>	Kommunikasjon mellom SKR operatør og Operatør I var mangelfull. Begge hadde en forståelse av at de hadde i realiteten en god bekreftende kommunikasjon men de hadde i realiteten hver sin forståelse av hva som skulle utføres. SKR operatøren mente at han hadde kommunisert at det var tre ventiler som sto i NC posisjon (normally closed) og som måtte åpnes før trykkavlastning kunne gjennomføres. Operatør I hadde forståelsen av at det var kun en ventil oppstrøms reguleringsventilen som skulle åpnes. Operatør I åpnet denne ventilen og meldte tilbake til SKR at nå var det klart for å trykkavlaste. SKR operatør forsto det slik at nå var alle tre stengeventilene åpnet og startet med å åpne reguleringsventilen for trykkavlastning av segmentet.	Påvirkende forhold
<i>Operatør I hadde forståelsen av at det kun var EN ventil som skulle åpnes</i>	Operatør I, som opprinnelig ikke hadde oppgaver med ventiltesting og trykkavlastningen, overhørte diskusjoner om ventiltest jobben i 9 kaffen og på radiosambandet. Han fikk da ett inntrykk av at det kun var en ventil oppstrøms reguleringsventilen som skulle åpnes. Under samtale med SKR operatør, når Operatør I fikk i oppdrag om å åpne stengeventiler for trykkavlastningen, hadde han fortsatt forståelsen av at det kun var en ventil som skulle åpnes. Ute i felt så han at første stengeventil oppstrøms reguleringsventil allerede sto i åpen posisjon noe som underbygget forståelsen av at det kun var en ventil som skulle åpnes.	Påvirkende forhold
<i>Operatør I var ikke med på planlegging/førjobbsamtale</i>	Operatør II og SKR operatør hadde en før-jobb-samtale der de gjennomgikk hva som skulle utføres i henhold til prosedyrer og P&ID. Operatør I var ikke med på denne	Arbeidsledelse

Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato:20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

	<p>samtalen.</p> <p>Operatør I og II hadde ingen handover før Operatør I skulle utføre klargjøring for trykkavlastning. Dette førte til at Operatør I ikke hadde klar forståelse av hvilke ventiler som måtte åpnes og det ble heller ikke avtalt kommunikasjonsform.</p>	
<p><i>Operatør I fikk begrenset tid til å forberede seg for jobben</i></p>	<p>Operatør I jobbet alene denne dagen, og hadde flere andre oppgaver å utføre i M40. Operatør ble involvert tett innpå tidspunkt for trykkavlastning, og fikk begrenset tid til å forberede seg for jobben.</p>	Arbeidsledelse
<p><i>Handlingsmønster for ventiltestene ble ikke utført i henhold til A-standard metodikk</i></p>	<p>Granskingsgruppa ser ikke at A- standard handlingsmønster ble benyttet i forberedelsene til denne operasjonen. Granskingsgruppa finner heller ikke at risikoene ved operasjonen ble belyst.</p> <p>I følge arbeidsprosess(ref. ARIS) har :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Operasjonelt systemansvarlig ansvar for å identifisere samtidige aktiviteter. Aktør og ansvarlig for dette rollebåndet er D&V leder. • Utførende er ansvarlig for å sjekke status på system, og følgelig ta hensyn til de krav og tiltak som kommer fra risiko identifisert av samtidige aktiviteter. Aktør og ansvarlig for dette rollebåndet er driftsutøvere. Det vil si alle som er involvert i jobben, om ikke en dedikert person er utpekt. 	Organisatorisk påvirkning
<p><i>SKR- operatør begynte å få dårlig tid i forhold til avtale med Gassco</i></p> <p><i>Utviklet seg til et selvpålagt tidspress</i></p>	<p>Ca. kl.10:30 ringte SKR operatør til Gassco og avtalte tidsramme for ventiltesting frem til kl.13:00. SKR operatør vurderte dette som tilstrekkelig tid. Dette ble etter granskingsgruppens forståelse et selvpålagt tidspress om å holde denne avtalen.</p> <p>Da stengeventilene ikke ble åpnet før Operatør II gikk til lunsj kl.12:00 begynte det å haste med å klare tidspunktet "avtalt" med Gassco. Hver test tok ca. 30 min. . Dette førte til at SKR operatør engasjerte Operatør I til å åpne ventilene.</p>	Påvirkende forhold
<p><i>Trykkavlastning av denne linjen ble ikke prioritert, og klargjort, av operatør II</i></p>	<p>Operatør II hadde andre oppgaver i M50 og prioriterte ikke oppgaven med å åpne stengeventiler for klargjøring for ventiltesting av ESDV 30006, og ESDV 20007. Han meldte heller ikke tilbake om dette. Dette medførte at SKR operatør i stedet involverte Operatør I i arbeidet med å åpne ventilene.</p>	Påvirkende forhold
<p><i>Utlstrekkelig planlegging av oppgaven og prioriteringer hos</i></p>	<p>Granskingsgruppen er av den oppfatning at følgende forhold var ikke tilstrekkelig avklart <u>før</u> gjennomføring:</p>	Arbeidsledelse

Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato:20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

<p><i>operasjonelt systemansvarlig og utførende</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> • Risiko knyttet til samtidige aktiviteter var ikke identifisert. • Det var overlatt til SKR operatør å planlegge oppgaven. FA-drift var ikke involvert i den operative planleggingen av ventiltester selv om dette var en endring av de opprinnelige planene. (FA-drift var relativt ny i rollen). • Det var ikke tilstrekkelig avklart prioritering mellom de ulike ventiltestene med tilhørende omforent tidsplan (ref. Gassco avhengighet). • Gjennomføring forutsatte at prosedyrer måtte tilpasses på stedet, og på en måte som var ny for de involverte. • Justering av prosedyrer ble ikke kvalitetssikret. • Alle aktører involvert i utførelse var ikke involvert i før jobb samtale <p>Testing av ventilene ESDV 30006, Gass eksport OGT til Statpipe, og ESDV 20007, Gass eksport til Statpipe, ble slått sammen, noe som prosedyre gir rom for. I planleggingen av disse testene ble det ikke tatt i betraktning at prosedyren for ESDV 20007 sier at hele volumet fra ESDV 20007 til ESDV 30006 skal trykkavlastes via BDV20011. (Se systemskisse fig. 4.3.1) Dette kunne ikke gjennomføres på grunn av samtidige operasjoner, avstengningsplan til annet arbeid, som hadde blokkert tilgangen for dette segmentet mot BDV20011.</p> <p>Det ble derfor bestemt å trykkavlaste dette segmentet over reguleringsventil HCV20021, manuell trykkavlastingslinje, som beskrevet i ventiltest gjeldende for ESDV 30006. Ved å gjennomføre ventiltester med BDV 20011 isolert ble et volum på ca. 7000 kg gass med 129 bar innestengt, uten mulighet til automatisk trykkavlastning. Denne problemstillingen ble ikke identifisert i forbindelse med at prosedyre for ventiltesting av ESDV 20007 ble endret.</p> <p>Ved å trykkavlaste 7000 kg over HCV20021 ville følgelig tatt lenger tid på grunn av faren for ising over ventilen, en ved å benytte BDV 20011.</p>	
<p><i>Handlingsmønster for ventiltestene ble ikke utført i henhold til A-standard metodikk</i></p>	<p>Ingen av aktørene gjennomførte A-standard handlingsmønster i forbindelse med replanleggingen av operasjonen. Til sammen indikerer dette at implementeringen av handlingsmønsteret ikke har vært god nok for Heimdal.</p>	<p>Organisatorisk påvirkning</p>

Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato:20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

7.3 Årsaker til overtrykking av rørspool og ventil (årsakstråd 3)

Årsak	Beskrivelse	Nivå
Utløsende årsak 3		
Design (1984) av rørspool og ventil nedstrøms HCV 20021 ikke i henhold til krav. Trykk-klasse skifte var oppstrøms rørspool og stengeventil.	<p>Trykk-klasse-endring på linjen var før nedstrøms rørstykke og stengeventil etter reguleringsventil HCV20021. Denne stengeventilen var markert NC (normally closed) på P&iD og sto også i stengt posisjon.</p> <p>Gjennomgang av design av avlastingslinjen, viser at dette er et klart regelverksbrudd i henhold til regelverk på oppstartsdato (1985):</p> <ul style="list-style-type: none"> • ASME B31.3-1980 • API RP 521:1982 • API RP 14 C:1984 • Forskrifter for produksjons- og hjelpesystemer på produksjonsanlegg m.v (1981) <p>og i henhold til dagens regelverk:</p> <ul style="list-style-type: none"> • ASME BPVC Sec. VIII:2007 • API STD 521:2006 • NORSOK P-001:2006 • TR 3001 "Process Safety" • TR3002 "Flare, Vent and Drain" • TR3003 "Emergency Depressurisation" • TR1951 "Piping Engineering" • WR0209 "Sikring av viktige ventiler i riktig posisjon" • TR2315 "Valve Locking, Interlocking and other Position Securing Systems" • TR1055 "Performance Standards for Safety Systems and Barriers – Offshore" <p>Trykkklasseendringen førte til overtrykking av rørspool og ventil når gass med 129 bar trykk ble sluppet inn på linjen.</p> <p>Granskingsgruppen har ikke undersøkt videre årsaken til designfeilen da det skjedde før Statoil (Hydro) overtok Heimdal, men har vurdert hvorfor feilen ikke ble oppdaget etter overtagelse.</p>	Handling
Bakenforliggende årsaker		
Lekkasje i HCV 20021 og stengeventilene oppstrøms.	<p>Reguleringsventiler er designet for å regulere mengde over ventil og ikke for å være 100 % tette. Det vil si at sannsynligheten for lekkasje over en reguleringsventil er stor.</p> <p>Dersom det oppstår lekkasje i stengeventilene oppstrøms reguleringsventil HCV 20021 og stengeventilen nedstrøms reguleringsventilen sto i stengt posisjon ville rørstykket og ventil bli overtrykket.</p>	

Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato:20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

	<p>I denne situasjonen var en av stengeventilene oppstrøms reguleringsventilen i åpen posisjon og var ikke mulig å stenge med håndmakt. Samtidig var stengeventil nedstrøms reguleringsventil i stengt posisjon. Dette vil si at det over lang tid kun var en stengeventil som var barriere mot overtrykking av rørstykke og ventil nedstrøms HCV 20021.</p> <p>Dette kunne ført til overtrykking av rørsegmentet selv uten feiloperering.</p>	
Ikke sikkerhetskritisk. Linje sjelden i bruk. Linje for manuell trykkavlastning	Kan ha vært en medvirkende faktor til at designfeil i linjen ikke har blitt fanget opp.	Anleggs-spesifikk kompetanse
Systemgjennomganger og verifikasjoner oppdaget ikke feil design.	<p>Det har vært gjennomført følgende systemgjennomganger:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Systemgjennomgang ved overtakelse av installasjon fra Elf (1999). • TTS verifikasjoner (2005 og 2009). • Audit report (2011). • Safety audit (2012). <p>Utført systemgjennomgang i 1999 ved overtakelse av installasjon fra Elf fanget ikke opp feilen. Det ble gjennomført en overordnet gjennomgang av alle systemer samt HAZOP på modifikasjoner og tie-in punkter. Helhetlig HAZOP ble ikke gjennomført.</p> <p>Observasjoner fra TTS og systemgjennomganger løses, men blir ikke bredt nok behandlet. Under TTS i 2009 ble det identifisert rørsegment nedstrøms BDV som kunne bli utsatt for overtrykk på grunn av lav trykkklasse oppstrøms isoleringsventil. Denne svakheten i design ble ikke vurdert til å gjelde andre fakkeltilknytninger. Det ble ikke foretatt en fullstendig gjennomgang av P&ID som foreslått i funn tekst fra TTS.</p> <p>Audit Report: 18.10 2011 "Safety risks in life extension projects" viser til manglende strategi for operasjon og vedlikehold og svakheter i håndtering av teknisk ansvar.</p> <p>Etter Safety Audit 6.3.2012 «Sikring av ventiler i riktig posisjon på Heimdal» påviste svikt i systemene for sikring av ventiler i rett posisjon.</p> <p>En felles årsak til at systemgjennomganger over ikke har avdekket designsvakhet ved trykkavlastningslinje ved HCV-20021 kan være at avblødningslinjen til fakkeltilknytning er designet for å trykkavlaste rørledning fra Heimdal til Draupner, ref. «Basic Engineering Manuals for systems operation, System No. 31 A/D, Flare System».</p> <p>Pig-launcher mot Statpipe er sjelden i bruk.</p> <p>Dette er en funksjon som ikke klassifiseres som en</p>	Påvirkende forhold

Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato:20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

	<p>sikkerhetsfunksjon, men som operasjonell. Denne typen funksjonalitet er normalt tenkt benyttet i forbindelse med planlagt aktiviteter, så som vedlikehold. Basert på normal praksis og retningslinjer anses det derfor som riktig at avblødningsarrangementet ikke er klassifisert som sikkerhetskritisk utstyr.</p> <p>Ingen av overnevnte systemgjennomganger var direkte adressert til trykkavlastingslinje, 1211-FB-06"-SG-4, men omhandler sviktmekanismer som er relevant for hendelsen.</p>	
<p>Funn ved systemgjennomganger kunne vært tolket av AI som indikasjon på feil ved specsifte også i ikke sikkerhetskritiske systemer.</p>	<p>Anleggsintegritet kjente til problemstilling med spec skifte på BDV ventiler (TTS 2009) og korrigerende for disse, men vurderte ikke om dette også kunne gjelde andre linjer i tilknytning til fakkelsystemet. Korrigeringer gjeldende BDV ventiler omfattet justering av FV-mal. Annen kommunikasjon av design svakhet ble ikke utført.</p> <p>Eks:</p> <p>Funn fra TTS 2009 PS8 I1.2</p> <p>Isoleringsventiler nedstrøms trykkavlastingsventiler har ikke full trykk-klasse. (GUL-2). Ved sjekk av noen P&iD'er er det oppdaget at spec brake er foran nedstrøms isoleringsventil. Ingen fullstendig P&iD sjekk er gjennomført slik at det kan være flere.</p> <p>Synergi 528887: 2006 tiltak 2</p> <p>Gjennomgang av samtlige ventiler nedstrøms sikkerhetsventiler og trykkavlastingsventiler for å forsikre seg om at disse står i riktig posisjon</p> <p>Gjennomgangen er utført og funn registret i egen RUH.</p> <p>Anleggsintegritet korrigerende opplyste TTS funn, men granskingsgruppen kan ikke se at det ble utført selvstendige vurderinger av teknisk integritet knyttet til denne typen avdekket designsvakhet. TTS baserer seg på spot sjekk og er ikke design review, slik at selvstendige vurderinger i henhold til A- standard, kunne vært utført i tillegg.</p> <p>Teknisk tilstand vedrørende ugunstig skifte i trykkklasse ble ikke tilstrekkelig kommunisert til det operasjonelle miljø. FV maler ble oppdatert. Etter granskingsgruppens vurdering kunne man med fordel også tydeliggjort ugunstig spec skifte på P&ID, ventilttestprosedyrer, fysisk merking i felt, SO dokumentasjon.</p> <p>Årsaken til at anleggsintegritet ikke utførte utvidet utsjekk av fakkelsystemet kan etter granskingsgruppens vurdering være et resultat av at:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Enheten har ikke tilstrekkelig med ressurser til å følge opp alle anlegg på Modne felt på dette detaljeringsnivået, i tillegg til å lukke TTS 	<p>Arbeidsledelse</p>

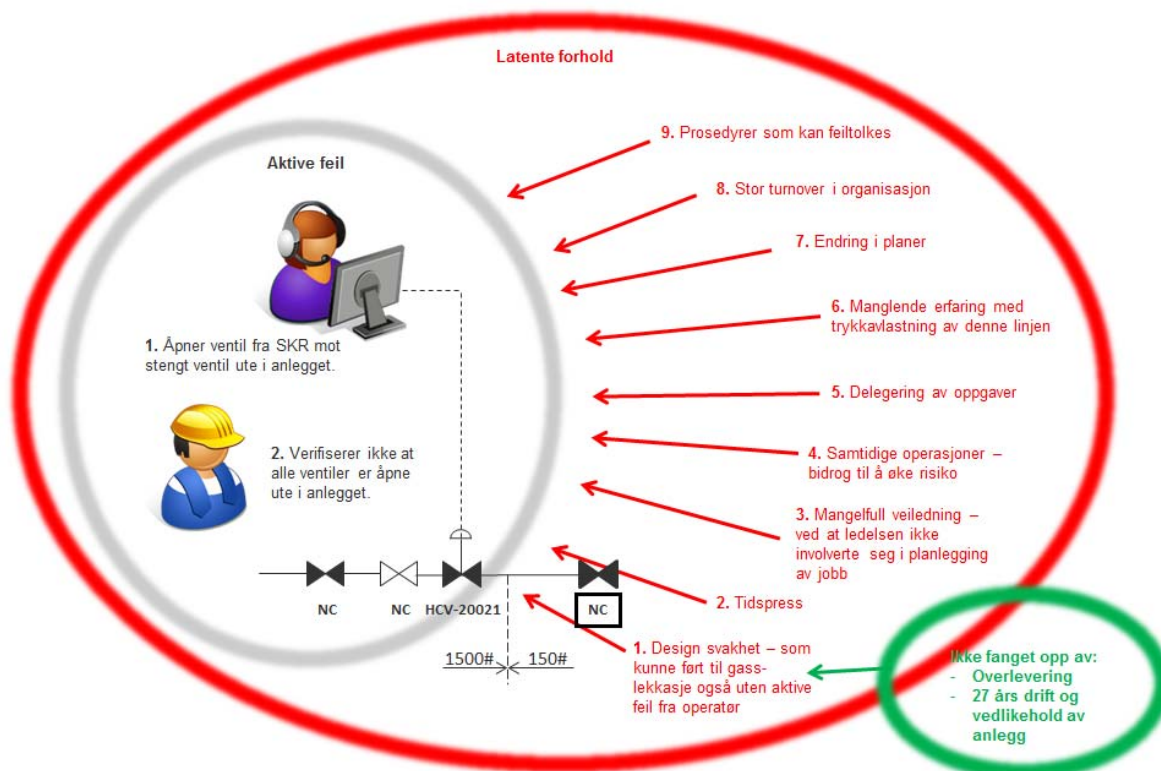
Klassifisering: Open
 Status: Endelig
 Dato:20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

	observasjoner. <ul style="list-style-type: none"> • Man oppfatter TTS som en fullstendig systemgjennomgang. • Graden av intern turnover er for stor for å få en god nok anleggsspesifikk systemkjennskap. • At A-standard handlingsmønster for ivaretagelse av integritet ikke var benyttet for denne problemstillingen. 	
--	--	--

Under commissioning i 1985 har granskingsgruppen fått informasjon om at ble det sprengt en pakning pga overtrykking av lavtrykkssegment nedstrøms en reguleringsventil til fakkell. Granskingsgruppen har hatt kontakt med operatøren som var tilstede da pakningen ble sprengt under commissioning men vi har ikke kunne bekrefte at dette var på samme rørlinje men feilmodien var den samme. Granskingsgruppen har ikke funnet noen aksjoner for å rette opp denne designsvakheten etter denne hendelsen.

Granskingsgruppen har vært i kontakt med tidligere operatører på Heimdal som bekrefter at tilstanden med trykkskifte før nedstrøms stengeventil har vært kjent. Ulike, praktiske, aksjoner som å låse ventilen i åpen posisjon med kjetting har blitt utført men ingen oppdateringer eller varige rettelser har blitt utført eller dokumentert. Dette ligger langt tilbake i tid og granskingsgruppen har ikke kunnet identifisere årsaker til at varige korreksjoner ikke ble utført.



Figur 7.3.1. Latente forhold

7.4 Barrierer og avvik

En barriere er definert som en teknisk, administrativ eller organisatorisk foranstaltning som kunne ha stanset hendelsesforløpet. Barrierer omfatter både sannsynlighet- og konsekvensreducerende.

Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato:20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

7.4.1 Brutte og manglende barrierer

Brutte barrierer er barrierer som kunne ha forhindret hendelse dersom barrieren hadde fungert fullt ut. Dvs. at dersom svikt i barrieren ikke hadde inntruffet, så ville sannsynligvis heller ikke hendelsen ha skjedd.

Manglende barrierer er barrierer som kunne ha forhindret hendelsen eller dens konsekvenser om de hadde vært tilstede.

Barrierene omtalt i tabell nedenfor (tabell7.4.1) er synliggjort i MTO diagrammet – se **APP A**.

Nr	Barriersvikt	Årsak til svikt	Arbeidsprosess / Barrierer	Referanse til krav / ytelsesstandard	Tiltaksforslag (Ref. kap. 9)
1	Design (1984) av rørsPOOL og ventil nedstrøms HCV 20021 ikke i henhold til krav. Rør og isoleringsventil nedstrøms kontrollventil ble bygget med lavere trykkklasse enn røret oppstrøms. I tillegg ble isoleringsventil angitt å være normalt stengt. Rørledningen er derfor ikke bygget for å tåle det trykket som deler av røret kan bli utsatt for. (Brutt Barriere)	Ukjent (Før overtagelse av Statoil (Hydro))	Design (1984) av rørsPOOL og ventil /Design Kode	API STD 521 (API RP 521) Ref /16/ Gir krav og retningslinjer for identifisering av dimensjonerende relief scenario. Gjeldende revisjon API RP 521:1982 WR0209 "Sikring av viktige ventiler i riktig posisjon" : Ref /17/ "Blokventiler opp- og nedstrøms trykkavlastningsventiler skal ha posisjon CSO"	(Ref. Tiltaksnr. 1 i tabell 9.2.1.i kap. 9)
2	Mangelfull oppfølging etter Commissioning. Det ble ikke laget punch punkt på at det blåste ut en pakning ved flens nedstrøms kontrollventil under nitrogentesting da anlegget ble satt i drift første gangen (1985).	Ukjent	Systemutprøving	Granskingsgruppen har ikke kjennskap til daværende selskaps rutiner for å fange opp svakheter under commissioning. Vi mener at Statoils rutiner for mekanisk ferdigstilling WR2363 Mechanical Completion Manual Ref /18/ ville fanget opp pakningslekkasje ved trykktest av rørledning	Ingen tiltak.

Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato:20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

Nr	Barriersvikt	Årsak til svikt	Arbeidsprosess / Barrierer	Referanse til krav / ytelsesstandard	Tiltaksforslag (Ref. kap. 9)
	(Brutt Barriere)			og sikret at det ble laget et punch punkt for å utbedre mangelfull design.	
3	Ved systematiske gjennomganger av anleggssystemer etter at Statoil overtok eieransvar for Heimdal installasjonen ble ikke mangelfull design oppdaget. (Brutt Barriere)	Rørlinjen er ikke definert som sikkerhetskritisk og faller utenom sjekklister benyttet i TTS sammenheng og andre gjennomganger av sikkerhetskritisk utstyr.	Teknisk integritet	OMC01-004 Ref /19/ og FR06 Ref /20/ viser til at den tekniske tilstanden skal være kjent for driftsorganisasjonen til enhver tid.	(Ref. Tiltaksnr. 2 i tabell 9.2.1.i kap. 9)
4	Under TTS i 2009 ble det identifisert rørsegment nedstrøms BDV som kunne bli utsatt for overtrykk på grunn av lav trykkklasse oppstrøms isoleringsventil. Denne svakheten i design ble i oppfølgingen ikke vurdert til å gjelde andre systemer på fakkell. (Brutt Barriere)	TTS verifikasjon fokuserer på sikkerhetskritisk utstyr. Ventilarrangementet og skifte i trykkklasse på rør rundt HCV-20021 er identisk med de mangler som ble avdekket for BDV ventiler i 2009, men HCV ble oversett da den ikke er en sikkerhetskritisk ventil.	Verifikasjon OM04.06.07 - Etablere og utføre korrigerende tiltak Ref /21/ Styringselement: R-24817 - Kontroll av gjennomførte TTS-tiltak Ref/21/	Statoil krav TR 1055 - Ref /05/ Performance Standards for Safety Systems and Barriers	(Ref. Tiltaksnr. 3 i tabell 9.2.1.i kap. 9)
5	Det ble ikke etablert dispensasjon på avvik fra designkrav etter TTS funn relatert til mangelfull design rundt BDV ventiler.	Anleggsintegritet fokuserte på å iverksette kompenserende tiltak, og vurderte ikke behov for disp eller på å formidle denne erfaringen til andre installasjoner.	Verifikasjon	Styringsforskriften §22 avviksbehandling. FR20 Management System i ARIS	(Ref. Tiltaksnr. 4 i tabell 9.2.1.i kap. 9)

Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato:20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

Nr	Barrieresvikt	Årsak til svikt	Arbeidsprosess / Barrierer	Referanse til krav / ytelsesstandard	Tiltaksforslag (Ref. kap. 9)
	(Brutt Barriere)				
6	<p>Det er utført flere endringer og modifikasjoner på samme P&ID, uten at tidligere designsvakhet er oppdaget. Generelt var det ikke tilfredsstillende kvalitet på P&ID ved stikkprøver utført av granskingsgruppen.</p> <p>(Brutt Barriere)</p>	<p>Ved aksept, av P&ID, etter modifikasjoner, fokuserer man på gjeldende endring, og utfører i liten grad på generell verifisering av hele P&ID.</p>	<p>Dokumentasjon OM06.12 Accept as-built technical information.</p> <p>Ref /23/ Styringselement R-21134.</p> <p>TR2381 – LCI Requirements</p> <p>Ref /24/</p>		<p>(Ref. Tiltaksnr. 5 i tabell 9.2.1.i kap. 9)</p>
7	<p>Ventiler var ikke tagget på P&ID, men et pågående prosjekt hadde merket ventiler med nye TAGnummer i felt.</p> <p>(Brutt Barriere)</p>		<p>Merking av ventiler</p>	<p>Statoil krav TR2381 - LCI Requirements.</p> <p>Ref/25/ All functional components subject to certification, inspection or maintenance during operations shall be allocated a unique plant tag number in accordance with the plant's Engineering Numbering System (ENS). This shall apply to all parts including functional components in supplier packages.</p>	<p>(Ref. Tiltaksnr. 6 i tabell 9.2.1.i kap. 9)</p>
8	<p>Endringsmelding for flytting av konteiner ikke utført</p> <p>(Brutt Barriere)</p>	<p>Gassdetektorer i malingskonteiner ble ikke omadressert da malekonteiner ble flyttet fra M60 til M40.</p>	<p>Midlertidig utstyr</p>	<p>ARIS OM06.09 Report deviation in technical information, Ref /26/ R-24454 Create M5 notification for deviation reporting</p> <p>Ref /27/</p>	<p>(Ref. Tiltaksnr. 7 i tabell 9.2.1.i kap. 9)</p>
9	<p>Risiko forbundet med å gjennomføre</p>	<p>Endring ble kommunisert på</p>	<p>Planprosessen</p>	<p>Statoil Boken C&L ARIS Styringselement</p>	<p>.</p> <p>(Ref. Tiltaksnr. 8,11 og</p>

Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato:20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

Nr	Barriersvikt	Årsak til svikt	Arbeidsprosess / Barrierer	Referanse til krav / ytelsesstandard	Tiltaksforslag (Ref. kap. 9)
	ventiltester utenom planlagt NAS test ble ikke vurdert da beslutning om endring i planer ble fattet. (Brutt Barriere)	morgenmøte uten videre saksbehandling.		R-12115.Ref/1/	15 i tabell 9.2.1.i kap. 9)
10	Avstengingsplan forårsaket at rørsegment fra ESDV-20007 hadde et innestengt gassvolum på mer enn 1000 kg og manglet trykkavlastningsmulighet da BD-20011 var isolert som følge av etablert avstengningsplan. (Brutt Barriere)	Det ble ikke foretatt noen vurderinger eller beregninger på hvilket volum som ble innestengt ved planlegging og gjennomføring av en avstengningsplan på målestasjon Dette førte til at trykkavlastnings via BDV-20011 var utilgjengelig. Konsekvensen av dette ble ikke fanget opp.	Isoleringsplan	Statoil Styrende dokumentasjon: TR3003 «Emergency depressurisation» Ref /28/ og TR1055 Performance Standards for Safety Systems and Barriers – Offshore Ref /5/ Arbeidsprosessen I ARIS som omhandler isoleringsplan beskriver ikke at innestengt volum skal vurderes.	(Ref. Tiltaksnr. 9 og 17 i tabell 9.2.1.i kap. 9)
11	Endringer i geometri i M40 og M30 uten å gjøre verifikasjon mht. eksplosjonstrykk. (Brutt barriere)	Det var plassert inn flere reoler, lager av stål/bolter/muttere, i åpne områder i modulene M30 og 40. Disse reolene og arbeidsbenkene ble flyttet hit for ca. 2 år siden. Det ikke utført noen studier på hvordan disse midlertidige objektene vil påvirke et eventuelt eksplosjonstrykk i modulene.	Midlertidig utstyr	Heimdal Gass Senter Risiko og Beredskapsanalyse. Technical note no. 10: Explosions.	(Ref. Tiltaksnr. 10 i tabell 9.2.1.i kap. 9)
12	Som en del av forberedelse og overlevering ble	Stolte på egne og andres antagelser.	Forberede operasjon	Statoil arbeidsprosess, ARIS Styringselement R-23079. Ref /2/	(Ref. Tiltaksnr. 12 i tabell 9.2.1.i kap. 9)

Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato:20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

Nr	Barriersvikt	Årsak til svikt	Arbeidsprosess / Barrierer	Referanse til krav / ytelsesstandard	Tiltaksforslag (Ref. kap. 9)
	ikke område- og systemstatus i tilstrekkelig grad sjekket. Status på ventilposisjoner ble ikke fysisk verifisert i felt før jobb ble igangsatt. (Brutt Barriere)				
13	Test av ventiler ikke utført nøyaktig etter prosedyre. (Brutt Barriere)	Testprosedyre for lekkasjetest av ESDV-30006 beskriver trykkavlastning via HCV-20021, men at test kan planlegges samtidig med ESDV-20007. Testprosedyre for lekkasjetest av ESDV-20007 beskriver trykkavlastning kun via BDV-20011. Operatør tolket det slik at man kunne trykkavlaste begge ventilsegment over HCV-20021. Men dette er ikke beskrevet.	Prosedyrer	TR1055 Ref /5/, TR3138 Ref /6/ og GL0114 Ref /7/	(Ref. Tiltaksnr. 13 i tabell 9.2.1.i kap. 9)
14	Under jobbforberedelsen til driftsoperatør ble kun P&ID benyttet. ISO tegninger ble ikke benyttet. (Manglende Barriere)	Ikke etablert praksis for bruk av ISO tegninger.	Bruk av P&ID og ISO	Statoil arbeidsprosess, ARIS Styringselement R-23079. Ref /2/	(Ref. Tiltaksnr. 12 i tabell 9.2.1.i kap. 9)

7.4.2 Avvik

Avvik er definert som mangel på oppfyllelse av krav gitt i Selskapets styrende dokumentasjon.

Etter granskingsgruppens vurdering er brutte barrierer beskrevet i tabell 7.4.1 avvik

7.4.3 Intakte barrierer

1. Deteksjon og aksjoner ved bekreftet gass, som Nødavstenging med Tennkildeutkopling og Deluge ble aktivert
2. Mønstringsalarm og kontroll på POB fungerte etter forutsetningene.
3. Skadested og innsatslag fungerte etter forutsetningene
4. Beredskapsorganisasjonene, linje 1,2 og 3 ble etablert.

8 Varsling og beredskap

Heimdal's retningslinjer for organisering og disponering av beredskapsressurser i fare- og ulykkessituasjoner er beskrevet i et plattformspesifikt tillegg til WR1156 «Beredskap på norsk sokkel». **Ref /29/**

Hendelsesforløpet i denne ulykkessituasjonen er gjennomgått med referanse til Heimdals tillegg til WR1156. **Ref /30/**

General Alarm ble utløst 26.5.2012 kl. 12:41. Alle uten beredskapsoppgaver mønstret i sin tildelte livbåt.

SKR sendte stengesignal til HCV20021 umiddelbart det kom melding om gasslekkasje.

Beredskapssituasjonen ble avblåst ca. kl. 16:10.

Alle ytelseskrav, i følge HSE704- «utføre beredskap» **Ref/31/** ble etterlevet.

Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato: 20.10.2012

Gransking av: *Gasslekkasje på Heimdal*

Konsekvensreduserende aksjoner som automatisk mønstringsalarm ved bekreftet gasslekkasje, automatisk deluge i området med gasslekkasje, tennkildeutkopling og aktivisering av NAS 1 fungerte etter forutsetningene. Teknisk fungerte nødgenerator og elektroutstyr som forventet.

Det ble av beredskapsledelsen på Heimdal foretatt en vurdering av hendelsen og en beslutning om å ikke gå i NAS 0 selv om det var mye gass på avveie på installasjonen. Begrunnelsen for dette var ulempene med ikke å ha tilgang til de systemer som ikke gikk på nødstrøm, at detektorer i inntaksluft til generatorer ville ved deteksjon av gass stenge disse ned å hindre at gass kom i kontakt med tennkilder, samt forståelsen og kunnskapen om at gass mot varme flater, som eksoskanaler til generatorer, ikke ville antenne ved temperaturer som er normalt for eksoskanalene. Beredskapsledelsen hadde en løpende vurdering av hendelsen og de beslutninger som måtte tas.

Det var god kontroll på personell som mønstrer til livbåtene og alle mønstret med overlevelsesdrakt og nøkler. POB kontroll etter 13 minutter.

8.1 Beredskapselementer med forbedringspotensial

8.1.1 Kommunikasjon

S&R lag fikk problemer med å radiokommunikasjon som ved flere anledninger sviktet totalt. Dette skyldes at radioene ble våte på grunn av deluge som medførte kommunikasjonssvikt mellom beredskapsledelsen og S&R lag. På et gitt tidspunkt hadde ingen (inkludert S&R lagleder) fungerende radiokommunikasjon. Denne svikten av kommunikasjon skapte ekstraarbeid med å hente nye batterier til radioene, som også ble våte og sviktet, frustrasjon med hensyn til beskjeder og bekreftende kommunikasjon fra og til beredskapsledelsen.

På grunn av disse kommunikasjonsproblemene ble det aldri oppfattet hvor deluge var utløst i uteområder. I tillegg er det enkelte «dødsone» for radiokommunikasjon på Heimdal. Granskingsgruppen er blitt fortalt under intervjuer at det er foretatt en kartlegging av disse «dødsone», men har ikke funnet kartleggingen eller hvilke aksjoner som denne kartleggingen medførte.

Det var til tider ekstremt mye kommunikasjon i SKR under hendelsen noe som gjorde at det var vanskelig å komme igjennom med beskjeder. Eks:

- SKL (Skadestedsleder) ble ikke informert om delegering av oppgaver til ARL (Alarmreaksjonslag) personell og hadde derfor ikke full oversikt i uteområder.
- Livbåtførere hadde problemer med å komme gjennom på radio med POB oversikt.

Flyradio i SKR var innstilt på et lavt nivå slik at SAR helikopteret i en tidlig fase, ikke fikk kontakt/svar med Heimdal på flyradioen.

8.1.2 Deluge

Automatisk deluge ble utløst ved bekreftet gass i M40 værdekk og hadde riktig trykk, ca. 14 bar, ut i anlegget for å dempe gass-sky med alle 3 pumper i drift. Rundt klokken 12:50 løste også deluge ut i hele M60 modulen og ca. 3 bars dipp i trykket oppsto. Med værdekk og M60 utløst klarte ikke pumpene å opprettholde 14 bars optimalt operasjonstrykk. Etter ca. to timer gikk brannpumpe A tom for kjølevann og måtte stoppes, noe som medførte at det kun var sirkuleringstrykk i ringledningen. I ca. en time var det ingen deluge. Gassalarmer var da normalisert og detekterte ingen gass på avveie, trykkavlastning hadde startet men segmentet var ennå ikke trykkkløst. Deluge ble utløst på ny ca. kl 15:30 på værdekk og M55..

Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato: 20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

Det har vært kjent i lengre tid (ca. 2002) at 14 bars trykk er vanskelig å oppnå med kun to brannpumper i gang. Heimdal organisasjonen vil gjennomføre allerede identifiserte tiltak i TIMP.

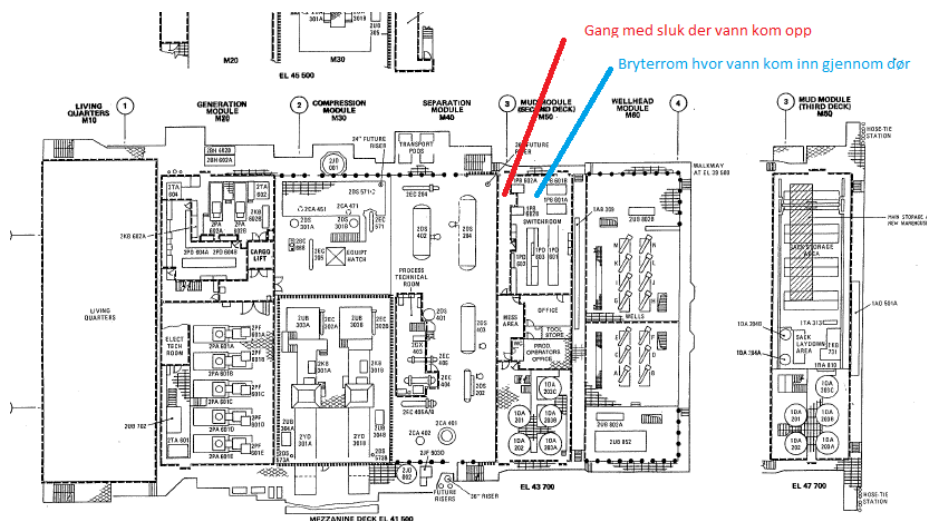
Det viste seg i ettertid at deteksjon av gass i M60 kom fra en gassdetektor i en malingskonteiner som ble flyttet fra M60 for ca. to år siden. Denne konteineren var nå plassert i M40, men gassdetektoren var fortsatt adressert til M60. Granskingsgruppen kan ikke se at endringsmelding for flytting av konteiner er utført

8.1.3 Tett sluk

Det ble oppdaget vann som kom opp av sluk på mesanindekk M50 på grunn av vann fra deluge og tett sluk på et lavere nivå. Vannet sto ca. 17-18 cm opp over dørken i gangen og inne i tavlerommet. I tillegg var det mye vann i M50 varehus, isolasjonsverksted og i kaffebar utenfor AT-bua.

Da alarm ble aktivert på bekreftet gass ble tavlerommet automatisk lagt spenningsløst med unntak av spenning til brann og gass nodene som er forsynt med UPS. Disse står på sokkel og var ikke berørt av vannet.

Granskingsgruppen har fått opplyst at det var kjent at dette sluket var tett og at det var gjort forsøk på å få åpnet det uten hell. Granskingsgruppen har søkt etter en eventuell jobb på tett sluk uten å finne noe på dette. Samme referanser i SAP, som den siste jobben som var lagt mot 1760-200 som er et fellesområde, er benyttet. Sluk er ikke TAGet og det er derfor vanskelig å spore til spesifikke jobber.



Figur 8.1.3.1 Oversikt over oversvømt område pga tett sluk.

8.1.4 Kommunikasjon mellom beredskapslinjene

Granskingsgruppen har forståelsen av at samarbeidet med 2. linje fungerte bra med unntak av noen misforståelser og avklaringer med resurskoordinator luft:

- Beredskapsledelsen på Heimdal var tidlig i kontakt, på telefon, med LOL (Logistikk Oseberg Luft) for å melde om mulig flyvær.
- Når meldingen fra Heimdal kom at de hadde flyvær, ble SAR- helikopteret bedt, av 2. linje om å gå mot Heimdal.
- LOL formidlet eta til Heimdal, som svarte at de ikke hadde bestilt SAR. LOL bekreftet at 2. linje hadde sendt SAR.
- SAR får ikke kontakt med Heimdal på flyradioen. Det hadde oppstått misforståelser på Heimdal angående bemanning av radio som resulterte i at ingen lytter/besvarer flyradio.

Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato: 20.10.2012

Gransking av: *Gasslekkasje på Heimdal*

- Når SAR helikopteret fikk kontakt med Heimdal ble de bedt om å være 100 % i standby, og sirklet rundt i 500 ' høyde. Gikk så til Ringhorne for fuel og tilbake til standby rundt Heimdal. SAR kontaktet Heimdal igjen, men fikk ikke mer informasjon, SAR helikopteret foreslo å gå til Alvheim for å stenge ned og avvente situasjonen der. Dette ble bekreftet fra Heimdal.
- Det var nå en begrepsforvirring om hvor mange helikoptre som var tilgjengelige og som sto i standby. Rescue5, HKS611, SAR var et og samme helikopter med ulike funksjoner.

Granskingsgruppen er av den oppfatning at det virker som om ingen, hverken Oseberg, Statoil Sandsli eller Heimdal har noen god kommunikasjon opp mot helikoptrene som skal stå for evakueringen.

Det er et «hull i kommunikasjonen» i området rundt Heimdal. Oseberg kan ikke nå SAR helikopteret på radio. Statoil Sandsli hadde ingen mulighet til å nå SAR, og Heimdal var midt oppe i en stor beredskapssituasjon og kunne ikke prioritert informasjon til SAR helikopteret.

Granskingsgruppen vurderer at det er behov for en form for "on scene commander". Som kan ivareta/styre kommunikasjonen mellom de ulike enhetene.

Under Natoøvelsen 22.5.2012 ble dette med "hull i kommunikasjonen" og en klar "on scene commander" beskrevet i rapporten til HRS Stavanger etter øvelsen.

Beredskaps-situasjon ble blåst kl. 16.10 og Normaliseringen startet kl. 16:37

Statoil Marin sendte melding til Ptil om hendelsen samme dag kl. 20:00

9 Tiltak

Tiltakene som er beskrevet i dette kapittelet er anbefalt med den hensikt å forebygge mot at tilsvarende hendelser skjer i fremtiden, samt å bidra til læring og en generell forbedring av HMS-nivået.

9.1 Umiddelbare tiltak utført etter hendelsen

- Gjennomføre initielle beredskapsmessige og operative aksjoner for å gjenopprette barrierer. Inkludert debrief og infomøter

Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato:20.10.2012

Gransking av: *Gasslekkasje på Heimdal*

- Gjennomgå linjer til fakkell for å identifisere eventuell andre kilder der spec. Brake, fra høytrykk til lavtrykk, er oppstrøms siste avstengingsventil.
- Reparere og sette 2 prosess stasjoner/skjermer i kontrollrom tilbake i drift.
- Gjennomgang av planlagt driftsrelatert arbeid på HC systemer i daglig ledelse møte. Følge A-standard handlingsmønster
- Sjekke P&ID's om vi har tilsvarende spec brake konfigurasjoner som funnet på overtrykket segment.
- Ferdigstille kompetansekartlegging i alle avdelinger henhold til tidsfrist gitt i Heimdal A2A. Ferdigstille Heimdal kompetansematrise innen A2A frist 01.08. Sjekke dokumentasjon på systemutsjekk av operatører, signert verifisert av FA og godkjent av D/V leder.
- Repetere tiltaksoppfølging fra hendelsen på GFB desember 2010, spesielt tiltak 20 relatert til daglig bruk av A standard handlingsmønster for driftsrelatert arbeid på egne systemer utenfor AT kontroll. Repetisjon for alle skift.
- Tiltak 20. GFB: I forbindelse med arbeid på hydrokarbonførende system skal det signeres for gjennomført A-standard handlingsmønster på skjema for arbeidstillatelse for den aktuelle jobben. For arbeid på hydrokarbonførende system som ikke krever arbeidstillatelse (for eksempel klargjøring og tilbakestilling). Skal det signeres for gjennomført A-standard handlingsmønster på ventil-bindingslisten.
- Oppfølging av berørt personell. Følge opp personell som var direkte involvert i hendelsen. Generell oppfølging av informasjon til organisasjonen
- Initiere redesign av trykkavlastningslinjen iht krav.
- Evaluering av utløste nedstenging og sikkerhetsfunksjoner ifm hendelsen.
- Deformert rørstykke fjernes og erstattes midlertidig av en "dummypool" som også vil være understøttelse for røret forøvrig. "Dummypoolen" vil bestå av full spec. blindinger i begge ender.

9.2 Anbefalte tiltak

Det er i granskings årsaksanalyse avdekket brutte barrierer i arbeidspraksis og prosedyrer knyttet både til planlegging, kontroll/oppfølging og utførelse av arbeid med hydrokarbonførende systemer.

Flere av tiltakene som ble etablert og forsterket etter Gullfaks B lekkasjen 4.12.10 og beskrevet i brev til Ptil datert 20.6.11 er relevante (A-standard, operativ ledelse, fagansvarligs rolle, operasjonell planlegging) og gjentas ikke her. Dette er tiltak som det tar tid å innarbeide fullt ut.

Granskingsgruppen har videre vurdert hendelsen i forhold til identifiserte forbedringsområder i Kultur og læringsprosjektet:

Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato:20.10.2012

Gransking av: *Gasslekkasje på Heimdal*

Oversikten i kapittel 5.2. «Tilsvarende hendelser» viser at tidligere hendelser i Synergi gir et godt bilde av både tekniske- og operasjonelle risikoforhold ved trykkavlastningsoperasjoner. Denne typen analyser kan med fordel utføres proaktivt og kommuniseres ut i organisasjonen og inn i prosedyrer, slik at kunnskapen gjøres tilgjengelig og anvendbar.

Å styrke strategi- og analysearbeid innen HMS (ref. forbedringsområde 1 fra kultur og læringsprosjektet) konkretisert ved å omsette erfaringer fra Synergi til beste praksis vil bidra til å styrke sikkerhetskulturen vurderes som relevant i denne sammenheng.

For å sikre at kunnskap om teknisk tilstand blir entydig kommunisert til det operasjonelle miljøet og for å sikre god erfaringsoverføring på tvers av felt har denne granskingen påpekt viktigheten av god samhandling mellom det tekniske og det operasjonelle miljøet. Vi har sett at kunnskap om designmangler ikke ble vurdert i en større sammenheng. Det ble ikke foretatt vurderinger om design mangler hadde relevans for andre systemer på innretningen. Bedre rutiner for kunnskapsdeling (hvem skal rapportere hva til hvem og når) blir sentralt for å styrke organisatorisk læring i selskapet (ref. forbedringsområde 6 fra kultur og læringsprosjektet).

Granskingsarbeidet har identifisert intern turnover som en utfordring både for Heimdal driftsorganisasjon og Anleggsintegritet Modne Felt. (se kapittel 7.1 og 7.3) Dette berører alle roller, men kanskje spesielt ledere. Intern turnover påvirker anleggsspesifikk kompetanse og læringsprosessen direkte og må sees i sammenheng med et ønske om å styrke lederskap i linjen (ref. forbedringsområde 2 fra kultur og læringsprosjektet).

I tabellen nedenfor har granskingsgruppen anbefalt spesifikke tiltak knyttet til den aktuelle hendelsen.

Kolonnen «Vurdering av tiltak» og «Relevans for andre enheter/prosesseiere» er satt opp som en veiledning for tiltaksansvarlig når tiltak skal vurderes og saksbehandles. Det gjøres oppmerksom på at det også kan være andre relevante punkter som må vurderes utover det som er angitt i disse kolonnene. Tiltakene som er beskrevet i dette kapittelet omfatter også tiltakene som er beskrevet i **avsnitt 7.4 (Barrierer)**

Nr	Anbefalt tiltak	Begrunnelse/ Barriere- referanse	Forventet effekt av anbefalte tiltak	Relevans for andre enheter / prosesseiere
1	Utbedre rørlinje i samsvar med gjeldende designkrav. Vurdere om andre installasjoner kan ha tilsvarende design.	(Ref.barrierenr.1 i tabell 7.1)	Rørlinje 1211-FB-06"-SG-4 og ventiler blir i stand til å tåle det trykket som deler av røret kan bli utsatt for.	Granskingsgruppen vurderer dette som stor relevans til eventuelle andre enheter i selskapet som har samme konfigurasjon med trykk-klaseskifte før siste stengeventil til fakkelsystemet.

Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato:20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

Nr	Anbefalt tiltak	Begrunnelse/ Barriere- referanse	Forventet effekt av anbefalte tiltak	Relevans for andre enheter / prosesseiere
2	Det bør innføres krav om å vurdere tilbakeskruende HAZOP for anlegg hvert 5. år.	(Ref.barrierenr.3 i tabell 7.1)	Ved å utføre en HAZOP hvert 5. år vil alle små og store modifikasjoner fanges opp i et helhets risikobilde. Endringer i installasjonens driftsvilkår i forhold til de parametere installasjonen var design designet for vil bli belyst og risikovurdert. Endringer i personell og organisatoriske forhold vil også bli risikovurdert. Ved en vurdering om å gjøre en HAZOP hvert 5. år, med faste parametere som skal vurderes, vil enheten ha bedre oversikt over risikobildet.	Alle enheter.
3	Det bør etableres klare rutiner for rapportering av tekniske mangler av en viss alvorlighet, slik at denne erfaringen gjøres kjent for driftsorganisasjonen og på tvers av anleggene	(Ref.barrierenr. 4 i tabell 7.1)	Ved klare rutiner for rapportering av tekniske mangler vil erfaringer i egen og selskapets øvrige anlegg få kjennskap til de tekniske manglene og kan utføre de tiltak som treffer de enkelte organisasjoner og anlegg. Et enkelt og oversiktlig rapporteringssystem vil gjøre at flere tekniske mangler vil bli registrert og erfaringsoverført.	Granskingsgruppen vurderer dette som stor relevans til alle enheter i selskapet.
4	Vurdere behov for permanent disp på BDV ventiler som har ventil med lav trykklasse nedstrøms BDV (er dagens rutiner rundt oppfølging og kontroll av interlock tilstrekkelig). Etablere midlertidig disp på rørlinje ved	Styringsforskriften (Ref.barrierenr. 5 i tabell 7.1)	Ved å etablere permanent disp på BDV ventiler blir mangelfull design tydeligere kommunisert inn i organisasjonen. Ved å etablere midlertidig disp i påvente av utbedring.	Har relevans for alle enheter i selskapet.

Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato:20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

Nr	Anbefalt tiltak	Begrunnelse/ Barriere- referanse	Forventet effekt av anbefalte tiltak	Relevans for andre enheter / prosesseiere
	HCV20021 til denne rørlinje er utbedret.			
5	Gjennomføre en oppgang av kvalitet på teknisk dokumentasjon som P&ID..	(Ref.barrierenr. 6 i tabell 7.1)	Da har man en mulighet til å identifisere større mangler ved P&ID, som designsvakheter	Heimdalspesifikt
6	Gjøre en oppgang av alle manuelle avstengnings-ventiler, kartlegge tilstand og adressere de med TAG nummer samt oppdatere P&ID. Forsere pågående TAG prosjekt.	(Ref.barrierenr. 7 i tabell 7.1)	Oppdatert dokumentasjon med tag på manuelle ventiler synlig på P&ID samt tydelig merking av ventiler med tag skilt i felt vil gjøre det lettere å kommunisere (bekreftende kommunikasjon). Det vil også bli mulig å spore ventilvedlikehold og status.	Granskingsgruppen vurderer dette som stor relevans til de enheter som ikke har utført denne oppgangen og som ikke har oversikt over manuelle ventiler.
7	Omadressere plassering av gassdetektorer i malingskonteiner i M40 slik at gassalarm i konteiner angir rett områdeplassering	ARIS OM06.09 Report deviation in technical information, Ref /26/ R-24454 Create M5 notification for deviation reporting. Ref /27/ (Ref.barrierenr. 8 i tabell 7.1)	Gassdetektor indikerer korrekt plassering ved deteksjon.	Heimdalspesifikt.
8	Presisere gjennomføring av A-standard på alle endringer i planer og gjennomføringer av operasjoner. Sikre ledelsesmessig og	(Ref.barrierenr. 9 i tabell 7.1)	Ved aktiv bruk av A- standard ved alle endringer i planer og gjennomføringer av arbeidsoperasjoner vil det være større sannsynlighet for at arbeidsoperasjonen forstås. Dette vil medføre at risikoen forbundet med endringene identifiseres og forstås.	Granskingsgruppen vurderer dette som stor relevans til alle enheter i selskapet.

Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato:20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

Nr	Anbefalt tiltak	Begrunnelse/ Barriere- referanse	Forventet effekt av anbefalte tiltak	Relevans for andre enheter / prosesseiere
	fagansvarlig involvering ved alle endringer knyttet til arbeid med hydrokarbonførende systemer.			
9	Sette krav til vurdering av innestengt volum ved utarbeidelse av isoleringsplaner.	(Ref.barrierenr. 10 i tabell 7.1)	Ved å beregne innestengt volum ved alle avstengningsplaner vil kravet på maksimalt 1000 kg bli overholdt og fare for store gasslekkasjer, med mulige storulykke potensiale redusert.	Prosesseier
10	Etablere rutine for prekvifisering hos AI ved endringer i modulers geometri for å sikre at effekt på eksplosjonstrykk, deluge og gassdeteksjon blir vurdert.	(Ref.barrierenr. 11 i tabell 7.1)	En rutine om alltid å involvere AI på hvordan midlertidige objektene vil påvirke et eventuelt eksplosjonstrykk i modulene. Dette vil medføre at de konsekvensreducerende barrierene som eksplosjonsvegger vil være intakt og redusere sannsynligheten for eskalering av en hendelse.	Prosesseier
11	Følge opp bruk av arbeidsprosess: R-12115. – Ref /1/ Restriksjoner ved samtidige operasjoner.	(Ref.barrierenr. 9 i tabell 7.1)	Med en risikovurdering av samtidige aktiviteter kan behovet for restriksjoner på grunn av samtidige operasjoner bli belyst. Ved involver personell som skal forberede og utføre operasjon vil alle ledd ha samme risikoforståelse.	Har relevans for alle enheter i selskapet.
12	Påse at Styringselement R-23079 Ref /2/ etterleves og vurder om ordlyden «Sjekk område- og systemstatus» bør presiseres i form av krav til fysisk	Statoil arbeidsprosess, Styringselement R-23079. Ref /2/ (Ref.barrierenr. 12 og 14 i tabell 7.1)	Arbeidsprosessen krever at område- og systemstatus blir sjekket ut før jobb blir igangsatt. Viktig at dette etterleves også for rutinepreget arbeid. Erfaring fra hendelsen viser at oppgang i felt, sjekk av P&ID og ISO var påkrevd for å få den fulle oversikten over systemstatus (ventilposisjoner) og risikoelementer (kjennskap til hvor på	Har relevans for alle enheter i selskapet.

Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato:20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

Nr	Anbefalt tiltak	Begrunnelse/ Barriere- referanse	Forventet effekt av anbefalte tiltak	Relevans for andre enheter / prosesseiere
	oppgang i felt, bruk av P&ID og ISO tegninger som underlag til jobbforberedelser på prosess systemer og samtidige aktiviteter i område.		rørlinjen skille i trykklassen var). En tydeliggjøring i ARIS av hva som menes med sjekk av område- og systemstatus vil gjøre det lettere å forholde seg til dette kravet.	
13	Oppdatere prosedyrer for ventiltesting	(Ref.barrierenr. 14 i tabell 7.1)	Med å oppdatere prosedyrer for ventiltester, slik at de blir alle elementene blir tydeligere og ikke gir rom for tolking, kan ventiltester utføres samtidig med minimal risiko. Kravet til maksimalt innestengt volum uten trykkavlastning vil da blir ivaretatt.	Heimdal-spesifikk
14	Vurdere tiltak for å sikre anleggsspesifikk kompetanse i AI og Operasjons-grupper på land.	Se kap. 7.1.1	Større anleggsspesifikk kompetanse kan oppnås ved oppbygging av erfaring over tid. Ved et lengre intervall i rotasjon av personell vil et større eierskap og kjennskap til installasjonen oppnås. På den måten unngår en at «organisasjonen mangler hukommelse»	Granskingsgruppen vurderer dette som stor relevans til alle enheter i selskapet. Men betydningen av anleggsspesifikk kompetanse vurderes å være størst for komplekse og eldre installasjoner.
15	Bedre rutiner for samarbeid/ planlegging sjø-land	Ref.barrierenr. 9 i tabell 7.1)	Forbedret beslutningsprosess og kontroll av forutsetninger. Bedre kommunikasjon av risiko. Sikre at alle viktige forhold blir vurdert og kommunisert før oppgaven kommer til utførelse. Bedre systematikk for identifikasjon av operasjonell risiko, vurdering av tekniske og operasjonelle forutsetninger og kommunikasjon av risiko og forutsetninger mellom planlegging på land og utførelse	
16	Utføre test på HCV20021 med hensyn til lukketid	Lukketiden på HCV20021 var fire minutter under hendelsen.	Ved å utføre denne testen vil en få verifisert den reelle lukketiden og kunne få kjennskap til hva som gjorde at lukketiden var ca. 25 ganger lenger en ved testen to	Heimdalspesifikt.

Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato:20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

Nr	Anbefalt tiltak	Begrunnelse/ Barriere- referanse	Forventet effekt av anbefalte tiltak	Relevans for andre enheter / prosesseiere
		Under test (trykkløst) av samme ventil ca. to mnd. tidligere var lukketiden fra tilnærmet lik posisjon rundt 10 sek.	mnd. tidligere. Ved raskere lukketid ville utslippene bli betydelig redusert.	
17	Vurdere posisjonen til HV20019 under normalkjøring, da HV20019 kan isolere ut BDV20011 også uten at det er etablert avstengningsplan eller annen aktivitet i anlegget.	(Ref.barrierenr. 10 i tabell 7.1)	For å unngå å få et innelukket volum > 1000 kg uten mulighet for automatisk trykkavlastning.	Heimdal spesifikk

Tabell 9.2.1 Anbefalte tiltak

10 Forkortelser og begreper

A-standard	-	Ny adferds modell i Statoil for etterlevelse og kontinuerlig forbedring av arbeidsprosesser
A2A	-	Ambition to action
AI	-	Anleggs Integritet
AO	-	Arbeidsordre
ARIS	-	Styringssystem i Statoil
ARL	-	Alarmreaksjonslag
AT	-	Arbeidstillatelse
BDV	-	Blow down valve
CAP	-	Critical Action Panel
D&V	-	Drift og Vedlikehold
EDP	-	Emergency depressure

Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato:20.10.2012

Gransking av: *Gasslekkasje på Heimdal*

ESDV	-	Emergency Shut Down Valve
FA	-	Fagansvarlig
FLACS	-	Flame acceleration simulator
FV	-	Forebyggende vedlikehold
GFB	-	Gullfaks B
HAZOP	-	Hazard and Operability Study
HC	-	Hydrokarboner
HCV	-	Hoved kontroll ventil
HMS	-	Helse Miljø og Sikkerhet
HRP	-	Heimdal Main Platform
HVO	-	Hovedverneombud
ISO	-	Isometrisk tegning
LFL	-	Lavre brennbarhetsgrense
LOL	-	Logistikk Oseberg Luft
NAS	-	Nødvastenging
NC	-	Normally closed
N2	-	Nitrogen
P&iD	-	Process & Instrumentation Diagram
POB	-	Personer om bord
PSV	-	Pressure Safety Valve
Ptil	-	Petroleumstilsynet
S&R	-	Søk og redning
SAR	-	Search and rescue
SKL	-	Skadestedsleder
SKR	-	Sentralt kontrollrom.
TAG	-	Identifikasjonsmerking
TTS	-	Teknisk Tilstand Sikkerhet
UPN	-	Utvikling & Produksjon Norge
UPS	-	Uninterruptible Power Supply
UFL	-	Øvre brennbarhetsgrense

11 Referanser

Ref /1/ -	R-12115, Restriksjoner ved samtidige operasjoner, 1.2, 7.9.2012
Ref /2/ -	R-23079, Kontrollere foruts. for utførelse av operasjon på system og utstyr, 1.1, 7.9.2012
Ref /3/ -	ARIS, INV101 – Ulykkesgransking 1.1, 10.8.2012
Ref /4/ -	Basic Engineering Manuals for systems operation, System No. 31 A/D, Flare System»
Ref /5/ -	TR1055, Performance Standards for Safety Systems and Barriers – Offshore, 4.02, 9.2.2012
Ref /6/ -	TR3138, Testing and insp. of safety inst. systems including safety related valves 01 27.8.2012
Ref /7/ -	GL0114, Safety critical failures, 03, 6.6.2011
Ref /8/ -	Heimdal 2000 project, 32-00-NHT-A02-00001, rev 06M, 22.6.2006
Ref /9/ -	Authority requirements study report, 32-1A-ABO-X15-00026, rev 03, 4.6.1999
Ref /10/ -	Svarbrev til Ptil BR-002-MY-HMSK-5161 20.8.2004, samt presentasjon 21.1.2005
Ref /11/ -	Penetrant-test av linje «rørspool, KS05P313.ONB, Dri.12.091, 285.2012
Ref /12/ -	Store medisinske Leksikon " Artikkell om Metan" Forfatter avdelingsoverlege Finn Levy, nettleksikon besøkt 14.feb. 2011
Ref /13/ -	NORSOK E-001, Electrical systems. Rev. 5, 6.7.2007
Ref /14/-	Rapport etter NAS test 2012 – Heimdal, 27.6.2012
Ref /15/-	Design Accidental Load Specification Heimdal Gas Centre, (2004). (32-00-ABB-F52-00001, App A) Scandpower

Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato: 20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

Ref /16/-	API STD 521, Guide for Pressure-relieving and Depressuring Systems, rev 5, 1982
Ref /17/-	WR0209 "Sikring av viktige ventiler i riktig posisjon rev 1.0, 18.5.2012
Ref /18/-	WR2363 - Mechanical Completion Manual, rev 1.2, 17.7.2012
Ref /19/-	OMC01-004 - UPN Drift - Organisasjon, ledelse og styring, rev 1.1, 10.7.2012
Ref /20/-	FR06 - Drift og vedlikehold, rev 2.2, 13.9.2012
Ref /21/-	OM04.06 - TTS – verification, rev 1.1, 13.7.2012
Ref /22/-	R-24817 - Control of implemented TTS measures, rev 1.1, 17.5.2012
Ref /23/-	OM06.12 - Accept as-built technical information. rev 1.2, 3.8.2012
Ref /24/-	R-21134 - Accept as-built technical information, rev 1.1, 22.6.2012
Ref/25/-	TR2381 - LCI Requirements.
Ref /26/-	OM06.09 - Report deviation in technical information, rev1.0, 22.6.2012
Ref /27/-	R-24454 - Create notification for deviation reporting, rev1.0, 18.5.2012
Ref /28/-	TR3003 - Emergency depressurization, rev 1.01, 6.8.2012
Ref /29/-	WR1156 - Beredskap på norsk sokkel - Statoil egenoperert innretning, rev 1.4, 30.8.2012
Ref /30/-	WR1156 - Tillegg til: Beredskap på norsk sokkel – Heimdal, rev 2, 19.6.2012
Ref/31/-	HSE704 - Execute emergency response, rev 1.0, 18.5.2012

Sikkerhetskritisk utstyr:

Utstyr og elementer, permanent, midlertidige eller bærbart, som spiller en viktig rolle i sikkerhetssystemer / funksjoner. For å avgjøre om utstyret spiller en viktig rolle i sikkerhetssystemet må det gjøres en konsekvensklassifisering. Dette er regulert av arbeidsprosess ARIS: OM02.01.01 - Klassifisere for konsekvens.

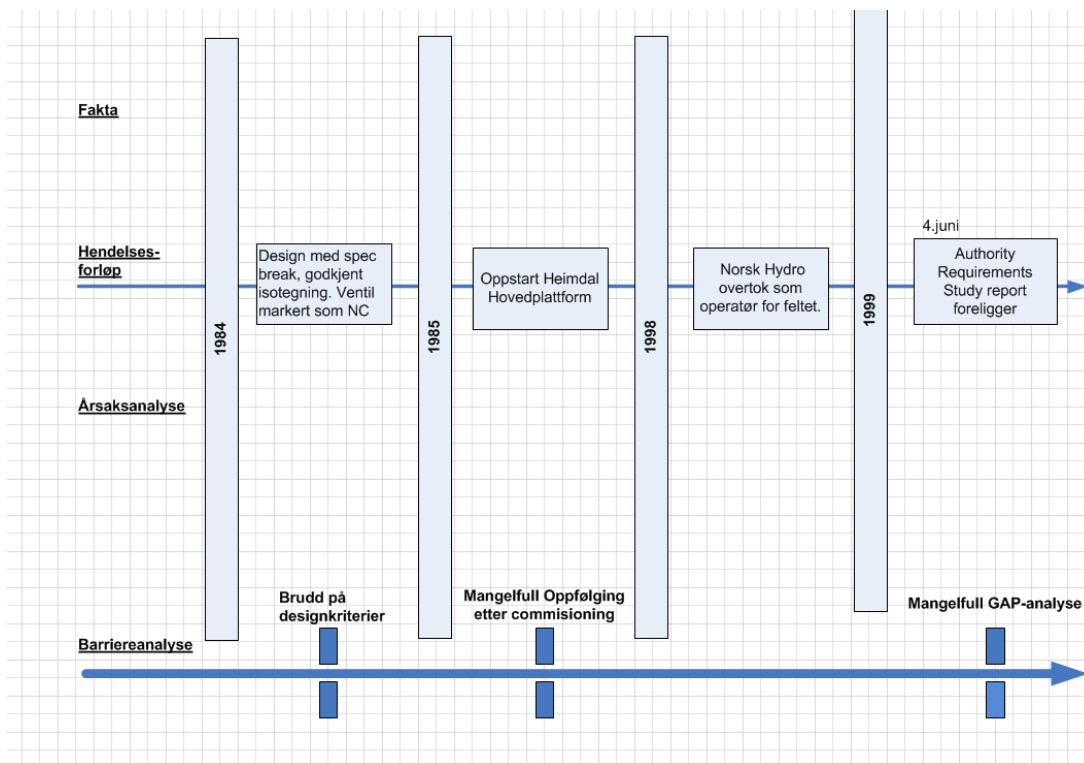
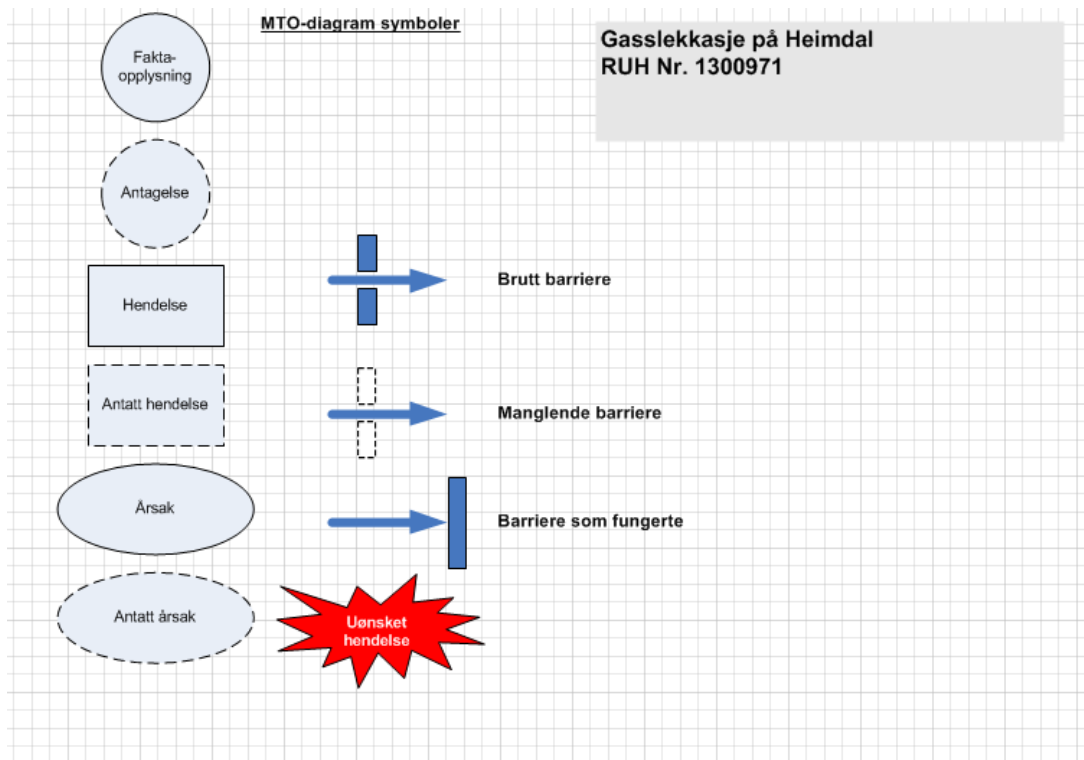
App AMTO Diagram

Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato:20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

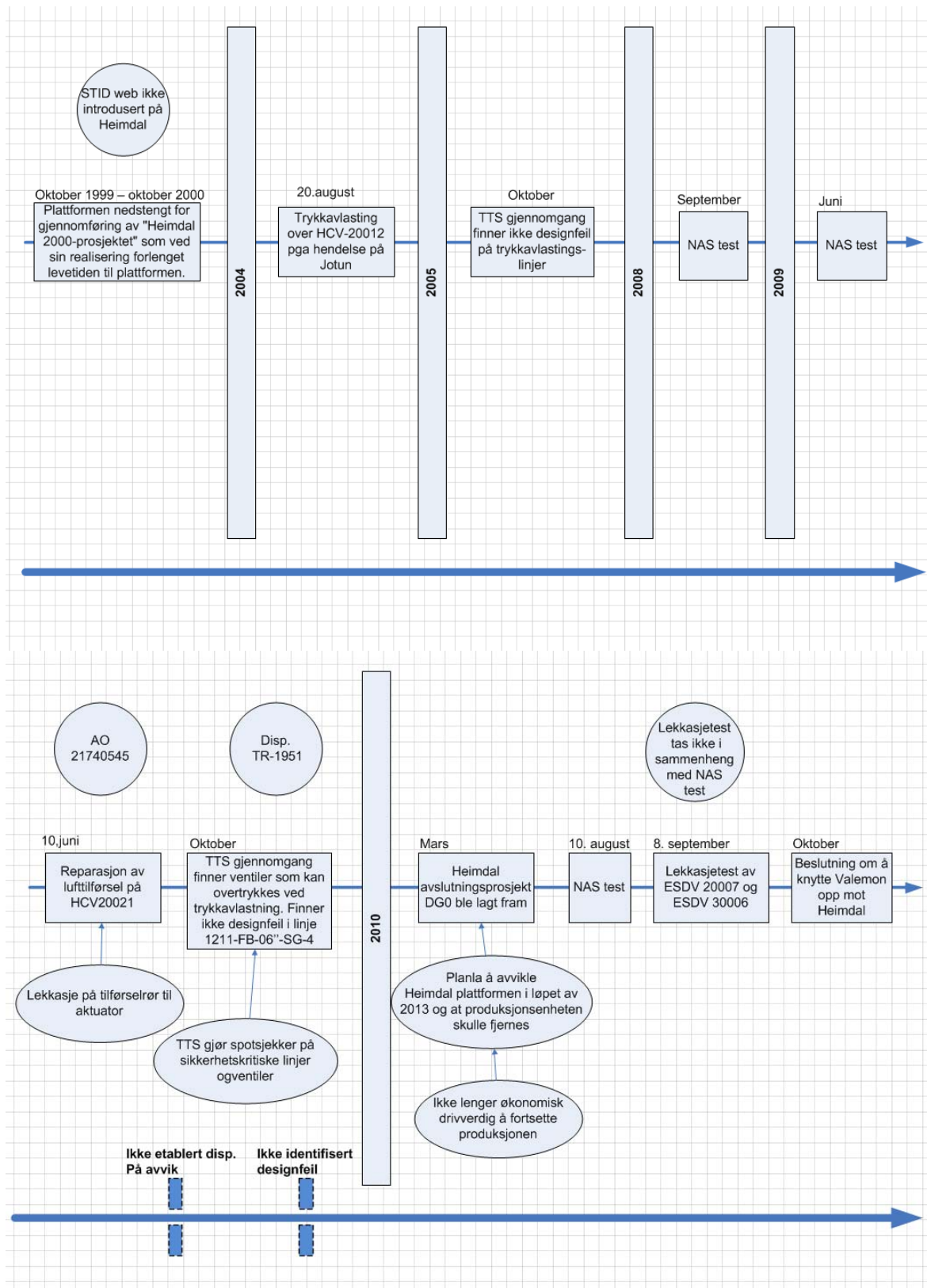


Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato: 20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

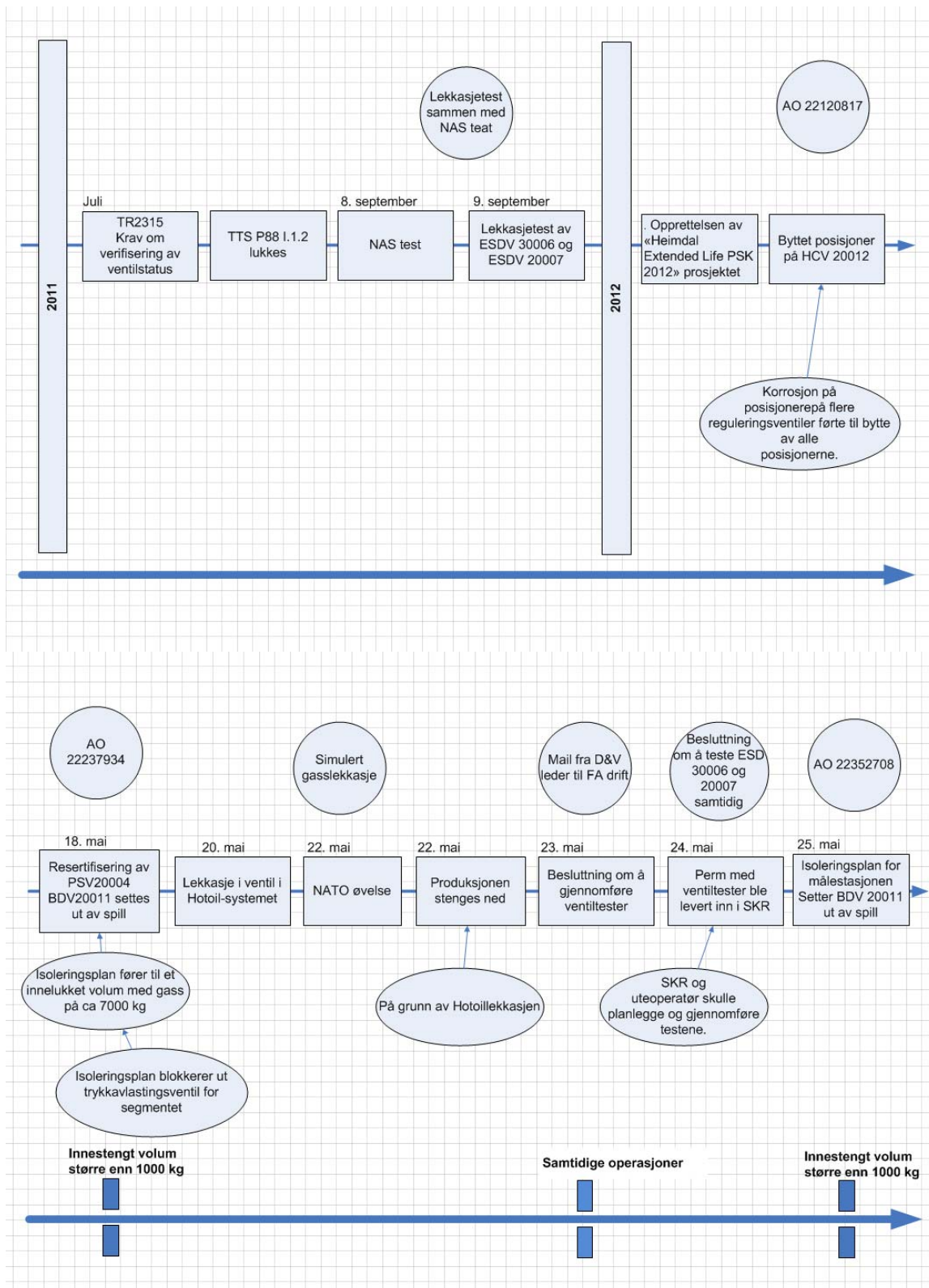


Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato: 20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

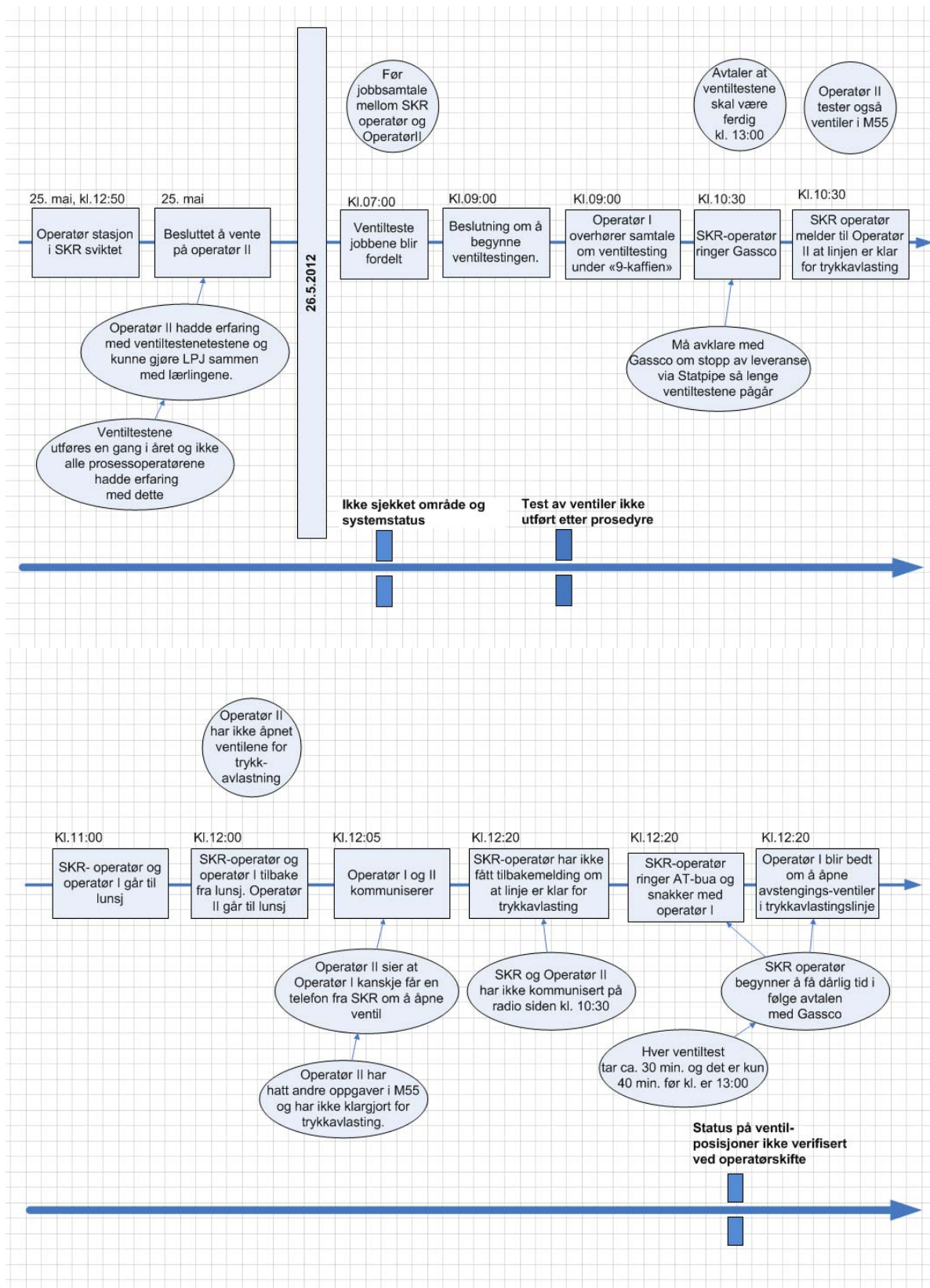


Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato: 20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

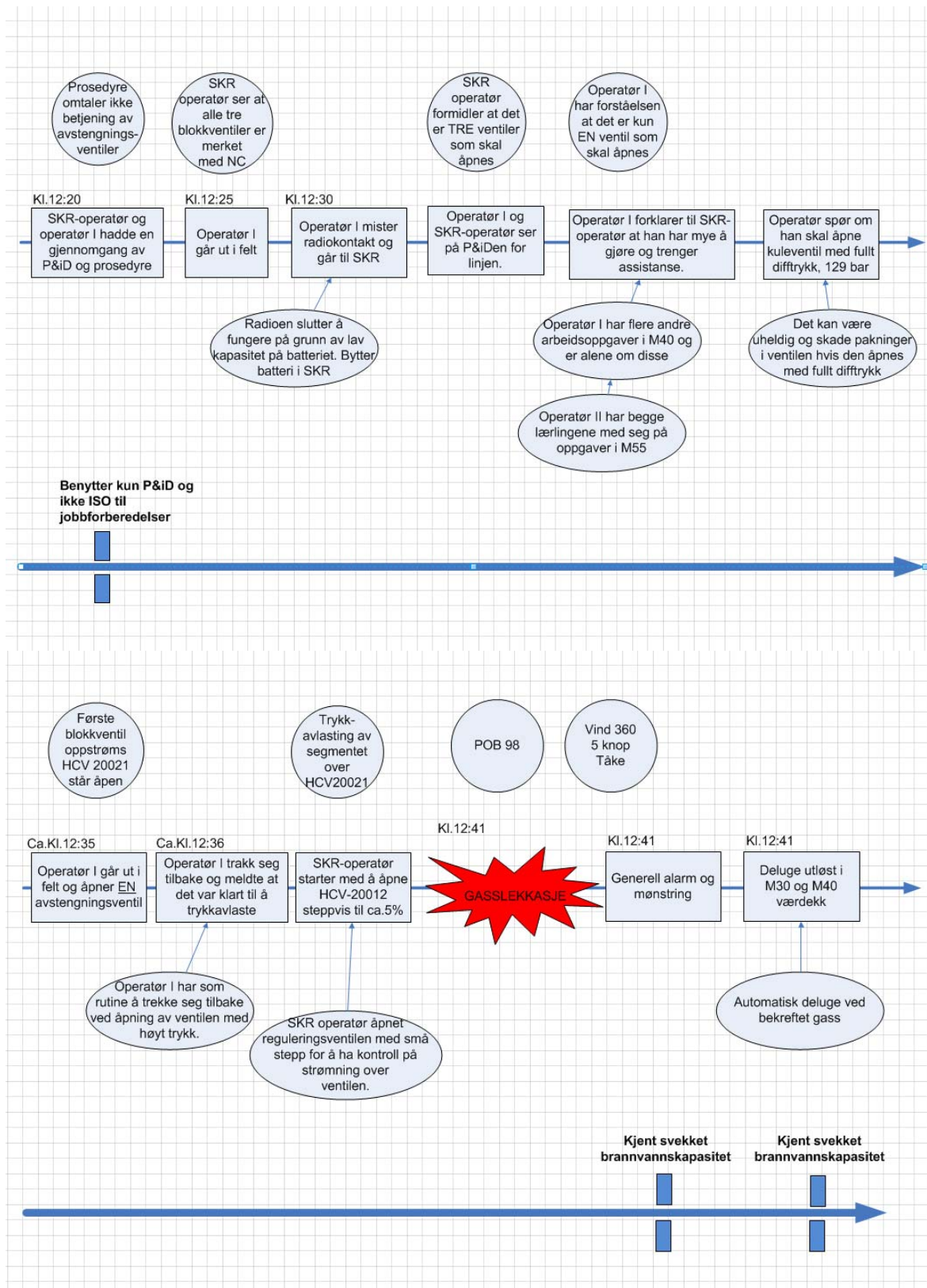


Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato: 20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal



Klassifisering: Open

Status: Endelig

Utløpsdato: 10 år

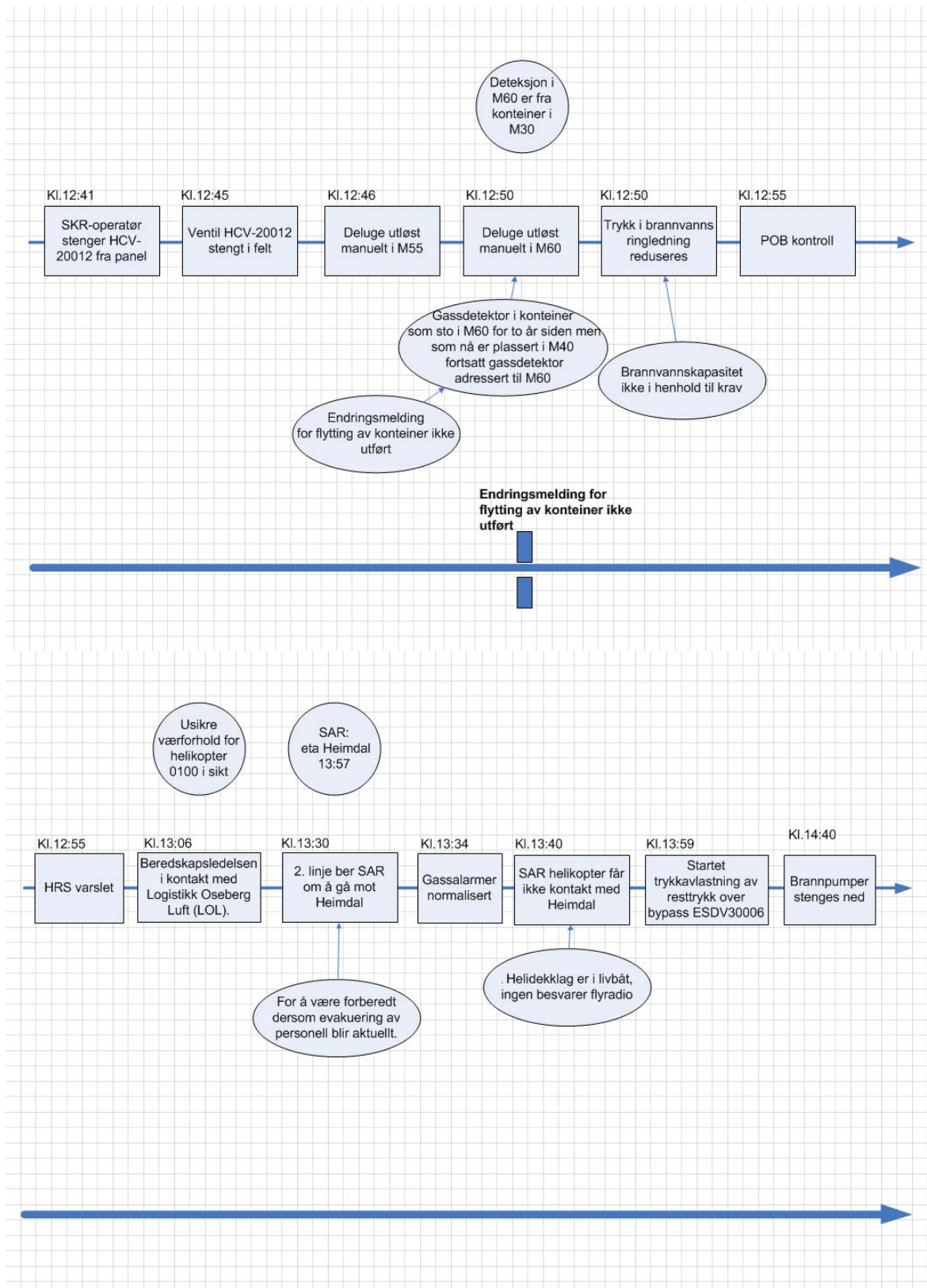
Side 82 av 100

Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato: 20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

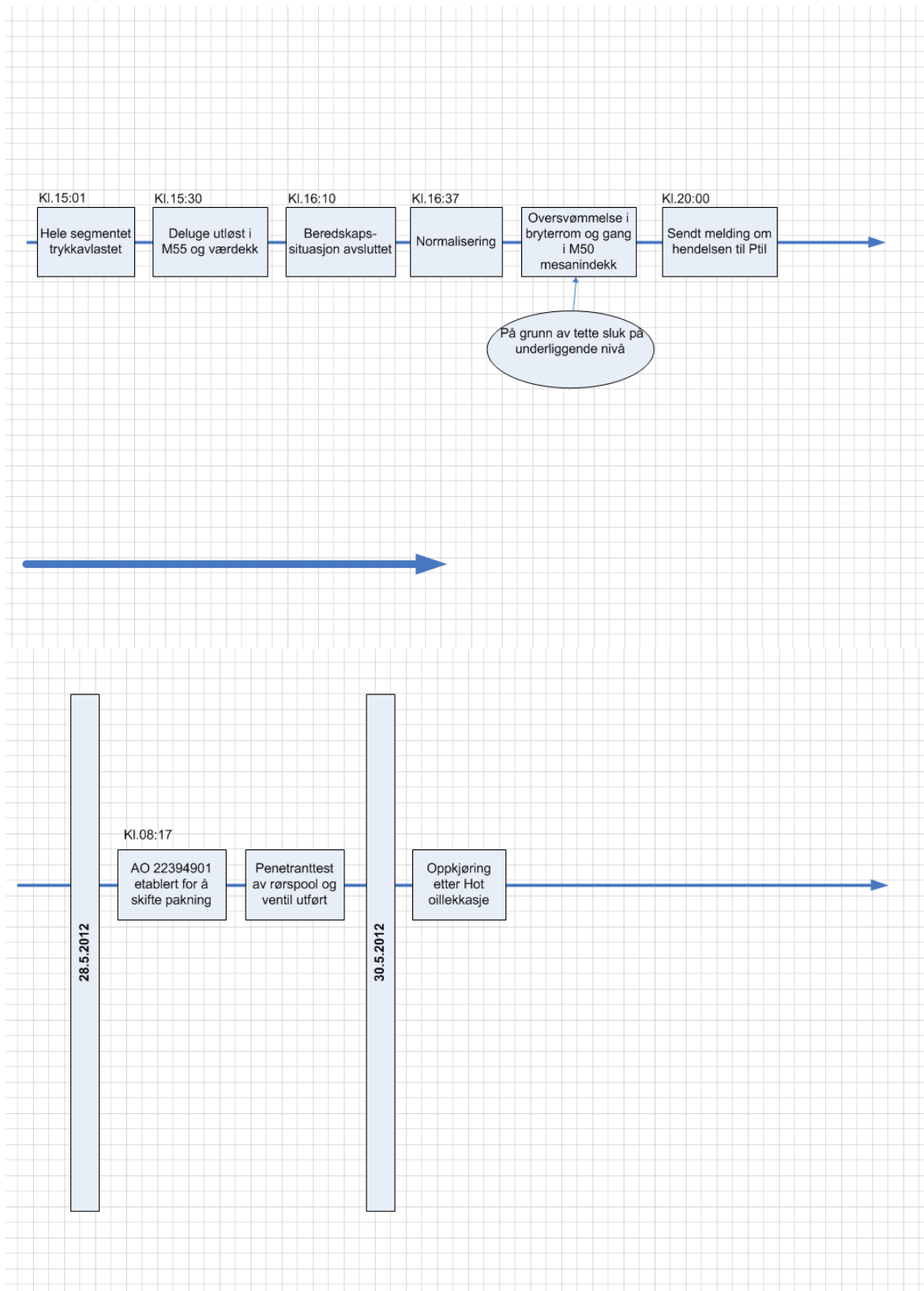


Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato:20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal



Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato:20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

App B Intervjulistte

Stilling	Selskap
SKR Operatør I	Statoil
SKR Operatør II / Varslingsansvarlig	Statoil
Driftsoperatør I	Statoil
Driftsoperatør II	Statoil
Driftsoperatør III	Statoil
Mekanisk Operatør I	Statoil
Mekanisk Operatør II	Statoil
Plattformsjef	Statoil
Drifts- og vedlikeholdsleder	Statoil
Plan- og vedlikeholdsleder	Statoil
Operasjonelt Fagansvarlig drift / Skadestedsleder	Statoil
Operasjonelt Fagansvarlig drift / Søk og redningsleder	Statoil
Automasjon fagansvarlig AI	Statoil
Prosess fagansvarlig AI	Statoil
Rør fagansvarlig AI	Statoil
Inspeksjon fagansvarlig	Statoil
Teknisk leder AI Heimdal	Statoil
Fagansvarlig Ventiler AI	Statoil

App C

Gjennomgang av relevante krav og retningslinjer

Det er blitt foretatt en gjennomgang av relevante krav og retningslinjer for den tekniske utformingen av avblødningslinjen hvor gasslekkasjen skjedde. Det er fokusert på å få overblikk over gjeldene regelverk per dags dato samt regelverk som var gjeldende ved oppstartstidspunkt. En oversikt over de dokumenter som er gjennomgått er å finne i tabell 7.3.1.1

Dokumenttype	Tittel	Versjon ved oppstart	Nåværende versjon
Designkode	ASME B31.3 "Process Piping"	1980	2010
Internasjonal standard	API STD 521 "Guide for Pressure-relieving and Depressuring Systems"	1982	2007
Internasjonal standard	API RP 14C "Analysis, Design, Installation, and Testing of Basic Surface Safety Systems for Offshore Production Platforms"	1984	2001
Nasjonal forskrift	«Forskrifter for produksjons- og hjelpesystemer på produksjonsanlegg m.v»	1981	NA
Nasjonal forskrift	«Innretningsforskriften»	NA	2011
Nasjonal standard	NORSOK P-001 «Process Design»	NA	2006
Selskapsinternt kravdokument	TR3001 «Process Safety»	NA	2011
Selskapsinternt kravdokument	TR3002 «Flare, Vent & Drain»	NA	2011
Selskapsinternt kravdokument	TR3003 «Emergency Depressurisation»	NA	2010
Selskapsinternt kravdokument	TR1951 «Piping Engineering»	NA	2011
Selskapsinternt kravdokument	WR0209 «Sikring av viktige ventiler i riktig posisjon»	NA	NA
Selskapsinternt kravdokument	TR2315 " Valve Locking, Interlocking and outhter Position Securing Systems"	NA	2011
Selskapsinternt kravdokument	TR1055 "Performance Standards for Safety Systems and Barriers – Offshore"	NA	2012

Tabell 7.3.1.1 Oversikt over relevante kravdokumenter

Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato: 20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

Gyldighet

I dette kapittelet vil det gjennomgås hvorvidt de forskjellige dokumenttypene er gyldige for Heimdal ved ulykkestidspunktet, det vil si i hvilken grad kravene har tilbakevirkende kraft.

Designkoder for utstyr:

Når det gjelder designkoder for utstyr så vil ikke endringer i disse ha tilbakevirkende kraft, det betyr at gammelt utstyr som er designet etter gjeldende revisjon ikke behøver å etterleve nye krav som kommer i ny revisjoner.

Internasjonal/nasjonal standard:

De anerkjente standardene som benyttes av selskapet vil enten være referert til i PTIL/ODs forskrifter og/eller interne kravdokumenter. Hvorvidt disse får tilbakevirkende kraft vil følge de samme prinsippene som det dokumentet som referer.

Nasjonal forskrift:

Prinsippet for nasjonale forskrifter er at det er gjeldende forskrift ved byggetidspunktet som gjelder for installasjonen, ref. Innretningsforskriftens § 82. Ved større modifikasjoner vil imidlertid nytt regelverk legges til grunn.

Selskapsinterne kravdokumenter:

Hovedprinsippet er at interne designkrav ikke gis tilbakevirkende kraft, men at krav som har betydelig innvirkning på sikkerheten kan gis tilbakevirkende kraft, ref:

- FR20, Appendix A: *"New TR requirements can be given retroactive effect, that is require modifications at existing plants, only if the new requirements are of great importance for safety levels, and only on owners' decision/recommendation"*
- TR1055, section 1.2: *"For existing plants, 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"*

Dette betyr at nye tekniske krav må vurderes i forhold til innvirkning på sikkerhetsnivået på installasjonen og at det basert på kost/nytte-vurderinger må vurderes hvorvidt nye kravelementer skal implementeres.

Gjeldende krav på oppstartstidspunktet

ASME B31.3-1980:

Rørsegmentet som ble overtrykket er designet etter ASME B31.3-1980, denne standarden omhandler krav til sikring mot overtrykk.

Følgende er beskrevet i §301.2.1: *"Provision shall be made to contain or safely relieve any excessive pressures to which the system may be subjected. Sources of excessive pressure to be considered include the effects of ambient influences, improper operation, and failure of control devices."* Dette betyr at utstyret skal sikres enten ved hjelp av sikkerhetsventiler eller tilstrekkelig designtrykk slik at en feilhandling ("improper operation") ikke medfører overtrykking.

En feilhandling vil for eksempel være å åpne HCV20021 med nedstrøms blokkventil stengt, det er derfor tydelig at systemet ikke overholder kravet til overtrykksbeskyttelse som er satt i koden.

Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato:20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

API RP 521:1982:

I likhet med rørkoden (ASME B31.3) peker API RP 521 på operatørfeil som en mulig kilde til overtrykk (section 2.2), videre står følgende i kapittel 2.3.1: «Inadvertent closure of a block valve on the outlet of a pressure vessel while the plant is on stream may expose the vessel to a pressure that exceeds the maximum allowable working pressure. A pressure relieving device is required if the block valve is not locked or sealed in the open position; closure of such a valve can result in overpressure».

En kan dermed konkludere med at API RP 521 ser på feilaktig operasjon av blokkventil nedstrøms HVC20021 som en mulig feilhandling som man må beskytte seg mot, i tillegg pekes det på en mulig løsning; nemlig å sikre ventilen i åpen posisjon med lås eller strips.

API RP 14C:1984:

API RP 14 C gir en detaljert beskrivelse av hvilke sikkerhetsfunksjoner som er påkrevd for hvert enkelt utstyrsegment, hovedfilosofien er at hvis beskyttelsen av hvert segment er adekvat vil beskyttelsen av hele anlegget også være det. Fokus i API RP 14 C er for «hovedutstyr», men det påpekes i kapittel 4.3.1 at oppstrøms- og nedstrøms rørføring inkludert alle rørgrener skal inkluderes.

Forskrifter for produksjons- og hjelpesystemer på produksjonsanlegg m.v:1981:

Forskriften henviser til API RP 14 C for sikring. Det påpekes også at rørsystem skal beskyttes mot unormalt trykk ved hjelp av egen sikkerhetsanordning eller på tilknyttet utstyr (7.3.10). I tillegg står følgende i kapittel 7.3.14: «Operatør plikter å etablere og følge en prosedyre som sikrer at blokkeringsventiler installert i forbindelse med prosessikringssystemet, er sikret i riktig posisjon når anlegget er i drift».

Forskriften er dermed veldig tydelig på at ventiler som har betydning for overtrykksbeskyttelsen skal være sikret i posisjon samt at det skal eksistere prosedyrer for oppfølging for å sikre at disse ventilene er i riktig posisjon når anlegget er i drift.

Gjeldende krav på ulykkestidspunktet

Internasjonale standarder og retningslinjer som det er referert til i kapittelet «Gjeldende krav på oppstartstidspunktet» er også gyldige per dags dato (ASME B31.3, API STD 521, API RP 14 C/ISO 10418), de er kommet i ny revisjoner, men kravene er de samme.

Når det gjelder myndighetsforskrifter er det per dags dato «Innretningsforskriften» som er mest relevant for denne hendelsen. I §5 står følgende: «Innretninger skal baseres på robuste og enklest mulige løsninger og utformes slik at (...)svikt i en komponent, i et system eller en enkelt feilhandling ikke gir uakseptable konsekvenser,(...)»

Videre refereres det i veiledningen til §34 «Prosessikringssystemet» til ISO10418 (tilsvarer API RP 14 C) og API 521 for utforming av overtrykksbeskyttelsen.

I tillegg til utstyrskoder, internasjonale standarder og – retningslinjer og nasjonale forskrifter har selskapet per i dag også interne krav og retningslinjer som omhandler denne problematikken:

TR3001:

I kapittel 4.5.1 beskrives scenarioet: « Blocked outlets may occur for several reasons. Valves may be inadvertently closed or may fail closed.» samt i kapittel 4.5.5 «Inadvertent valve operation»: «This case shall be considered for all valves, manual or actuated. (...) Inadvertent valve closing need not be considered for valves that are secured in the open position in accordance with TR2315 and oriented so that a break in the stem will not cause the valve to close.»

Dokumentet er tydelig på at feiloperasjon av ventiler skal vurderes som en kilde til overtrykk samt at det pekes på en mulig løsning, nemlig å sikre ventilen i riktig posisjon.

Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato: 20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

TR1951:

I kapittel 10.1.1 beskrives det at for nødtrykkavlastningsventiler så skal nedstrøms blokkventil ha designtrykk tilsvarende oppstrøms utstyr, men for operasjonelle avblødningsarrangementer er det ikke eksplisitt uttalt.

NORSOK P-001:

Selskapet har i senere tid ønsket å gjøre styringssystemet uavhengig an NORSOK-krav, det betyr at sikkerhetsrelaterte krav som står beskrevet i NORSOK også skal beskrives i interne kravdokumenter, enten likelydende eller beskrevet etter selskapets foretrukne løsning. Når det gjelder manuelle avblødningslinjer til fakkell så er disse ikke eksplisitt beskrevet i interne krav, NORSOK-kravet vil derfor være gjeldende, følgende står i kapittel 7.2.1: «*Manual blow down to flare for maintenance puposes requires throttle valve and block valve, see Figure A.7,(...)*» I figur A.7 fremkommer det tydelig at nedstrøms blokkventil skal ha full trykkklasse.

TR2315:

Dette dokumentet gir krav til hvilke ventiler som skal sikres i posisjon, beskrivelse av alternative sikringssystemer samt krav til oppfølging av disse systemene.

Oppsummering

Det fremkommer tydelig av gjeldende standarder og retningslinjer, både per dags dato og ved oppstartstidspunktet, at løsningen med ventil og rør nedstrøms HVC20021 i lav trykkklasse kombinert med usikret, og i tillegg stengt, nedstrøms blokkventil ikke er i henhold til regelverket.

Utstyrskoden, internasjonale standarder og retningslinjer samt selskapets interne krav gir ingen spesifikk beskrivelse av hvilken sikringsmetode som er foretrukket, man kan i forhold til disse kravene gjøre ett selvstendig valg om hvorvidt man ønsker å designe denne type systemer med fullt designtrykk eller om man ønsker å sikre nedstrøms ventil i åpen posisjon. På den andre siden krever NORSOK P-001 at løsning med full trykkklasse skal velges. Det fremkommer også tydelig fra regelverket at det skal være etablert prosedyrer for oppfølging av eventuelle ventilsikringssystemer, ref. «Forskrifter for produksjons- og hjelpesystemer på produksjonsanlegg m.v» og TR2315.

Det er identifisert to relevante svakheter ved dagens krav og retningslinjer, det er:

- Selskapets interne krav er ikke tydelig på hvilken løsning som fra ett designståsted er den foretrukne, det er derfor utarbeidet ett forbedringsforslag til TR1951 slik at det blir synliggjort at foretrukken løsning er full trykkklasse på nedstrøms stengeventil
- Selskapets interne krav vedrørende oppfølging av låse- og sikringssystemer i drift er ikke tydelige for installasjoner som er satt i drift før utgivelse av TR2315. Dette ble også identifisert på «Safety Audit». Det er derfor besluttet at nye og tydelige krav til oppfølging vil bli inkludert i OM01.05.01 «Overvåke anlegg»

Det presiseres at ovenforstående svakheter ikke har hatt betydelig innvirkning på aktuell hendelse. Relevante krav og retningslinjer gir tilstrekkelig rettledning til at det skal være tydelig at konfigurasjon som sett på Heimdal ikke er i henhold til krav.

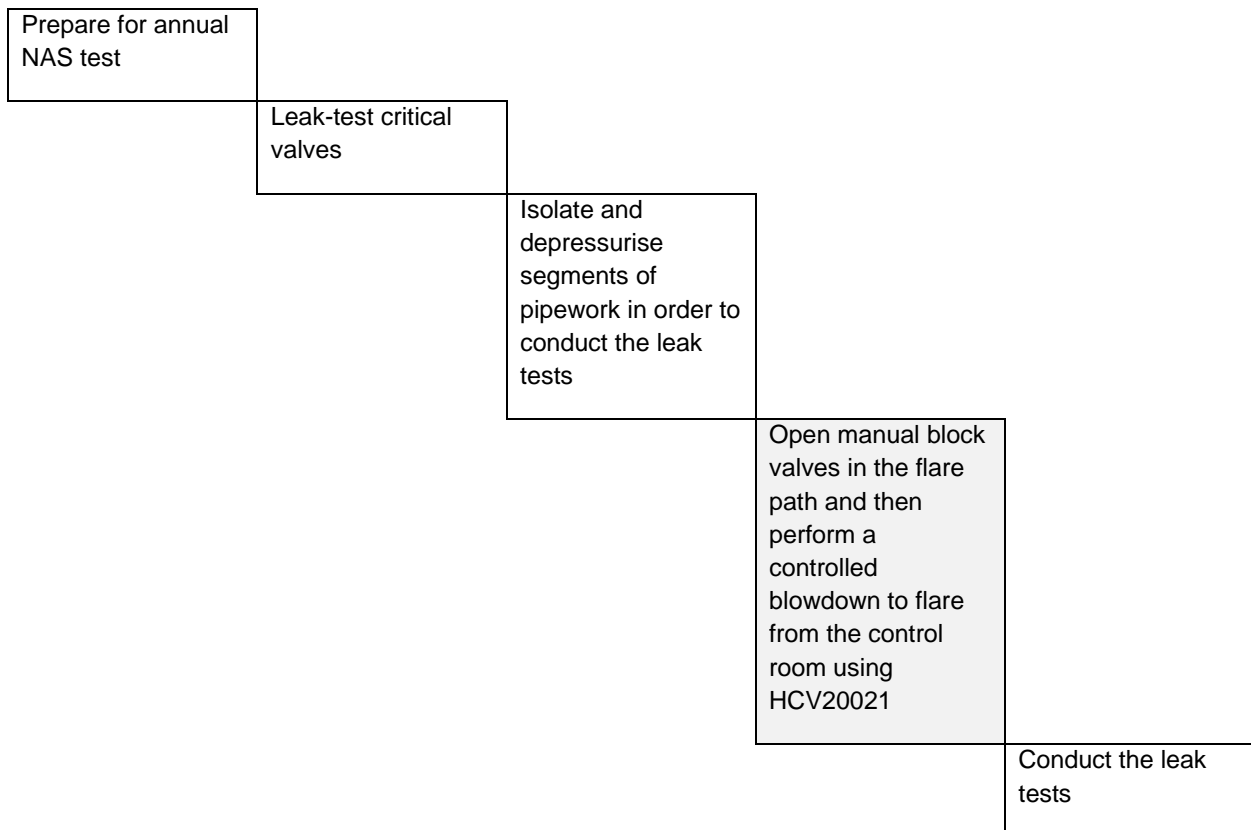
App D Human Factors analysis

A Human Factors analysis of events leading up to and immediately following the release of gas in the M40 module of the Heimdal platform on 26th May 2012
James Bunn, COA INV

This report has been prepared to explore and understand the nature and extent of the human contribution to the incident, and is intended to both complement the technical findings of the investigation and also support further analysis of the organisational contribution to the underlying causes, in accordance with the HFACS (*Human Factors Analysis and Classification System*, after Shappell & Weigmann, 1990) model and Statoil COA INV's own Cause Map concept.

1. The task

The incident arose during performance a sub-task of the preparations for a NAS test. A rough overview of the individual task elements is shown below.



2. Involved personnel

Three operators were involved in the incident, of which two were directly involved with the actions that immediately preceded the incident.

1. *Control room operator 1* (hereafter SKROp1) was based in the control room during the day shift on 26.05.12.
2. *Process operator 1* (hereafter PROp1) was area responsible for the M40 module and had been working on tasks unrelated to valve testing during the morning. PROp1 had observed and been involved with valve testing before, but had never been solely responsible for a valve testing task. Although suitably qualified to work unassisted, PROp1 was considered to be relatively inexperienced. Process operator 1 had worked with both Process operator 2 and SKR operator 1 previously
3. Process operator 2 (hereafter PROp2) was responsible for plant-based activities associated with preparing for depressurising and valve testing. PROp2 had performed these activities before, and was considered to be an experienced operator

3. Delegation of responsibility and roles

The work order was initiated planned by the technical lead for operations (*fagansvarlig drift*) and opening the three manual valves on the flare line in the M40 module was intended to have been performed by PROp2, once he had finished working in the M55 module. The blowdown of gas through HCV20021 would have been performed remotely from the control room by SKROp1. PROp2 was possibly aware that SKROp1 had agreed with Gassco to isolate the Statpipe sea line up until approximately 13:00hrs, but by 12:00hrs he had only just finished working in the M55 module and was already overdue his lunch break, which he subsequently prepared to take. PROp2 did not notify the control room that he had not yet prepared the manual valves in the M40 module prior to taking his lunch, though it is unclear whether he should have done so.

Whilst in the living quarters (most probably either the changing room or the canteen) PROp 2 spoke briefly with PROp1 who had already finished his lunch. PROp1, who had not been involved with the isolation and valve testing tasks that day, offered general help to PROp2 which was accepted by PROp2. This was largely because PROp1's work in the M40 module had begun to be affected by the isolation and valve testing work, which freed up PROp1 somewhat. PROp1 was also aware that several operators were involved with isolating, depressurising and valve testing work since he had overheard this being discussed in the coffee bar during the mid-morning break at 09:00hrs. It is not unreasonable to suggest that in his role as area responsible for M40, having overheard the discussions during the 09:00hrs coffee break, and having only limited experience with valve testing, PROp1 would have been motivated to contribute to the valve testing work in the M40 module.

During their brief meeting PROp2 advised PROp1 that the control room might possibly take contact with him in order to open valve(s) in the M40 module to facilitate blowdown to the flare. In anticipation of this, PROp1 then made his way to the AT (work permit) office where he was subsequently called on the telephone by SKROp1 at approximately 12:20hrs and familiarised with the P&ID and procedure, essentially fulfilling the handover of the task from PROp2 to PROp1.

4. System knowledge and understanding

Based upon the information presented to the investigation group during the interviews conducted on Heimdal, I believe that the involved operators' understanding of the status of the four valves in the M40 module, on the day of the incident, can be summarised as shown in the table below.

Valve	Description	P&ID Status	Actual valve status that day	SKROp1 perceived valve status	PrOp2 perceived valve status	PrOp1 perceived valve status
2-VB-201252	Ball valve upstream HCV	Closed - Normally closed	Closed	Closed	Closed	Closed
2_VL-201253	Regulating valve upstream HCV	Closed - Normally closed	Open	Closed	<i>Open*</i>	Open
HCV 20021	HCV controlled from SKR	Closed	Closed	Closed	Closed but leaks	Closed but leaks
2-VB-201260	Valve downstream HCV	Closed - Normally closed	Closed	Closed	Open	Open

(* alluded to but not stated explicitly)

The table shows that the process operators involved with the tasks of preparing for depressurising and valve testing had a perception of the status of each valve in the flare line in the M40 module that differed to the perception of the control room operator who would actually perform the depressurisation. Of particular importance is that both process operators perceived block valve 2-VB-201260 (the final valve in the path to the flare) to be in an open position prior to the opening of HCV20021. That this (mis)perception could have arisen is the result of a number of factors, which are presented and discussed further in this section.

How the operators derived their knowledge of the state of the valves in the flare line in the M40 module differed.

- SKROp1 had read the P&ID for the segment to be isolated and depressurised and the procedure for valve testing. The process picture for this part of plant only showed HCV20021, not the three manual valves that were classified as 'NC' (normally closed) on the P&ID. SKROp1 made no mention of HCV20021 leaking during his interview with the investigation group.
- PrOp2 had read the procedure for valve testing, and had discussed the task with SKROp1, but had not studied the P&ID. PrOp2 discussed the task during the 09:00hrs coffee break with other process operators. This discussion included information that HCV20021 leaked and as such was isolated by manual valves upstream, one of which was possibly already open. It was also discussed that the manual valve downstream HCV20021, and hence the final valve on the line before the flare, was open.
- PrOp1 overheard the discussion that took place in the coffee bar at 09:00hrs. After taking over the task from PrOp2, PrOp1 took a telephone and screen-based walkthrough of the procedure and the P&ID with SKROp1, walked into the M40 module to physically observe the valves, and immediately afterwards had a brief face-to-face discussion and a second look at the P&ID with SKROp1 in the control room while he changed the battery in his portable radio.

This indicates the PrOp1 received conflicting information concerning the status of downstream block valve 2-VB-201260. The more informal discussion during the 09:00hrs coffee break suggested that this valve was open, yet the P&ID that was used as the basis of the more formal discussion taken with SKROp1 gave the status of the valve as normally closed (NC).

Since PrOp1 was generally unfamiliar with the flare line in the M40 module and had not worked on its valves before, it is likely that his perception of the status of valve 2-VB-201260 was based solely upon information he received between 09:00hrs and 12:40hrs on 26th May.

In addition to the conflicting information over the status of valve 2-VB-201260, other influencing factors were present that could have influenced PrOp1's perception:

- It was mentioned during the 09:00hrs coffee break discussion that HCV20021 leaked, and this view was supported by PrOp2 during his interview with the investigation group. To the knowledge of the investigation group SKROp1 did not possess this view, and so would not have mentioned it during the 12:20hrs briefing he took with PrOp1 and later when PrOp1 returned to the control room to change the battery in his personal radio
- The 09:00hrs coffee break discussion was led by the more experienced operators, whose hands-on knowledge (or at least their perceptions and views) would probably have been respected by the less experienced operators and apprentices
- Because of the position of valve 2-VB-201260, and because its pipeline led to the flare (itself a critical safety barrier) it was counterintuitive to PrOp2 that this valve should be closed, and this view was shared by PrOp1, either through inheritance of ideas from the more experienced PrOp2 or from his own technical understanding of process engineering
- Based on the interview with SKROp1, it is likely that his instruction to PrOp1 was to open the manual valves *over* HCV20021. This may be interpreted in two ways
 - To open the valves upstream of HCV20021 (which would exclude 2-VB-201260)
 - To open the valves either side of HCV20021 (which would include 2-VB-201260)

However, in light of the information presented by the operators during interviews, I consider it most likely that PrOp1 interpreted the instruction as to open the two valves upstream HCV20021

The information discussed in the 09:00hrs coffee break and overheard by PrOp1 was more insightful (with reference to the supposed leaking of HCV20021) more intuitive (concerning the status of 2-VB-201260 in relation to the flare) and conducted by experienced process operators. This would provide a strong basis for PrOp1 to believe that downstream block valve 2-VB-201260 was in an open position. The instruction given subsequently by SKROp1 to open the manual valves *over* HCV20021 fitted well with the concept of valve 2-VB-201260 already standing open, and most likely reinforced PrOp1's perception that the valve was indeed open.

The only information received by PrOp1 that would have contradicted this perception was the content of the P&ID, with "NC" (normally closed) marked over valve 2-VB-201260. How well this was read and understood by PrOp1, or perhaps more importantly to what extent the "NC" information was believed cannot be determined, though it is likely that of the information sources presented to PrOp1 concerning the status of valve 2-VB-201260, this was the weakest.

Following his telephone-based walkthrough of the procedure and P&ID with SKROp1, PrOp1 conducted a reconnaissance visit to the M40 module to find HCV20021 and the manual valves he was to open. Block valve 2-VB-201252 and regulating valve 2_VL-201253 are placed close together some 3-4m above deck height and are

accessed via a small raised platform, from which HCV20021 and 2-VB-201260 are also visible if the observer turns to direct their gaze. This meant that it was physically possible, from a standing position on the access platform, for PrOp1 to observe all four valves. However, since none of the manual valves were secured in position nor marked with any information that would indicate their status, there was no visual information available in the module that would have contradicted PrOp1's perception that valve 2-VB-201260 was already standing open.

5. Analysis of the actions taken by SKR Operator 1 and Process Operator 1 from ca.1230hrs up to the release of gas at 12:41hrs

During his reconnaissance in the M40 module PrOp1 attempted to make radio contact with the control room, most likely to state that he was ready to open block valve 2-VB-201252. He was not able to do this as the battery in his personal radio was empty, so he proceeded to the control room to replace it. Whilst changing the battery and preparing the radio for use PrOp1 had a short discussion with SKROp1 which covered his workload and the possibility of obtaining help from one of the two apprentices who had been assisting PrOp2 in the M55 module, and also another look at the P&ID with SKROp1.

Following this brief discussion PrOp1 returned to the M40 module and accessed block valve 2-VB-201252 via the raised platform. Prior to opening the valve he contacted SKROp1 to enquire about the pressure behind the valve (he received the answer 129bar from SKROp1) and if it was acceptable to open the valve with a difference in pressure of 129bar against 0bar. SKROp1 replied that there was no alternative, and that the valve should be opened. PrOp1 then opened block valve 2-VB-201252 using its lever, a task which took some time and physical effort due to the condition of the valve. He did not confirm that he had opened the valve, nor did SKROp1 ask to confirm if he had done so.

PrOp1 then turned his attention to regulating valve 2_VL-201253, which is fitted with a spindle which moves upwards vertically as the valve is opened to give the operator a visual status indication. The spindle on 2_VL-201253 was both raised and bent, which confirmed to PrOp1 that this valve was already open. PrOp1 contacted SKROp1 and informed him that 2_VL-201253 appeared to be open, and also complained to him about the poor condition of the two valves.

The next contact SKROp1 received from PrOp1 was a message to say that he was going to get down from the platform before SKROp1 opened HCV20021, and as such SKROp1 should wait. At this point SKROp1 was not sure where in the module PrOp1 was, though he did not take contact with PrOp1 to enquire. I understand from the interview conducted with PrOp1 that he descended from the platform and moved towards the entrance to the module in order to distance himself from the valves and the pressurised pipeline, as was his habit based upon his perception of risk. This action led to a short period of radio silence, which was broken by PrOp1 giving confirmation to SKROp1 that it was clear to open HCV20021. SKROp1 acknowledged this by asking PrOp1 to listen for gas flowing through the pipeline as feedback that the valve was opening since, due to foggy weather conditions, the flare was not visible to SKROp1 on the CCTV system in the control room.

Given that SKROp1 was unsure about PrOp1's location once he had confirmed that regulating valve 2_VL-201253 was open, and given that PrOp1 had instructed him to wait, it is likely that SKROp1 assumed that PrOp1 had walked over to block valve 2-VB-201260 and opened it during this time. He did not, however, initiate contact with PrOp1 to enquire about or confirm that this was the case, though he had the means to do so. From an interview with another process operator who was working in the nearby M16 module at the time, I understand that there was little other radio traffic on the channel used by SKROp1 and PrOp1, and I understand from the interview with SKROp1 that the workload in the control room at the time was low since most of the process was shut down following an earlier leakage of the hot oil system.

Based upon the sequence of events and the conditions at the time of the incident I consider it likely that SKROp1 assumed that PROp1 had opened block valve 2-VB-201260 when he received the confirmation from PROp1 that he was clear to open HCV20021 from the control room. Of the three operators involved and subsequently interviewed by the investigation team, he was the most aware of the "NC" (normally closed) status of the three manual valves in the P&ID, and also the only one of the three who had not been at the 09:00 coffee break discussion and hence not privy to the process operators' perceptions of the status of these valves.

6. Knowledge of the spec break in the M40 module flare line

Whilst the admittance of pressurised gas against valve 2-VB-201260 was the critical human contribution to the direct causes of the incident, the leakage itself arose as a result of the destructive failure of the gasket in the flanged connection of higher and lower pressure specification pipework that lay between valves HCV20021 and 2-VB-201260.

The evidence presented to the investigation group indicates strongly that the existence of this spec break was not known to the three operators focused upon in this report, namely that:

1. The flare pipeline and associated valves in the M40 module were seldom used, and largely unfamiliar to the operators involved
2. Information concerning the spec break was 'buried' in the detail of the P&ID for that area of the plant, making it difficult to detect
3. The spec break itself was covered in insulation and cladding, hiding it from view, and was not marked in any way
4. PROp2 had not studied the P&ID, and as such would not have raised the issue of a spec break in the process operator's discussion during the 09:00hrs coffee break
5. PROp1 and SKROp1's shared reading of the P&ID was focused principally on physically locating the two manual valves upstream HCV20021 in the M40 module
6. The positioning of the spec break in front of the final block valve to the flare was counterintuitive to the operators, though this view was made known to the investigation group in the interviews conducted following the incident, and hence with the benefit of hindsight

7. Operator perception of risk

Two pieces of information obtained from the interviews with PROp1 and SKROp1 provided some limited insight into the operators' perception of the risks associated with the task of opening the flare line in the M40 module for blowdown.

1. SKROp1 was concerned that a rapid blowdown rate through HCV20021 could freeze the flare, removing a key safety barrier, and that this could occur through clumsy operation of the control system such as entering too large a target percentage value in the valves' set point control
2. PROp1 was concerned about standing too near the flare line pipework when HCV20021 was opened, since he was slightly uncomfortable about the pressure differential upstream and downstream HCV20021

This indicates that at the time of the incident both operators were thinking about risks associated with HCV20021 and the volume of pressurised gas behind it. Given that this risk perception was present, I believe that it is reasonable to suggest that had the operators been aware of the presence of the spec break, their actions would have been slightly different, which might have included confirming the status of block valve 2-VB-201260 prior to opening HCV20021.

8. Classification of behaviour that directly contributed to the incident

From the information given during interviews I am satisfied that operator behaviour contributed directly to the admittance of pressurised gas against a closed manual block valve in a pipeline segment of reduced pressure specification. Classification of behaviour allows further analysis using HFAT (Human Factors Analysis Tools), and also contributes to the formulation of more effective remedial measures (*tiltak*).

Process operator 1

The behaviour performed by PrOp1 that most directly contributed to the incident was that he did not personally check nor sought confirmation of the status of valve 2-VB-201260 before he notified the control room to proceed with remote opening of HCV20021. Based upon the evidence and arguments presented in the preceding sections, I believe that this behaviour was consciously performed, since PrOp1 believed at the time that valve 2-VB-201260 was already open and he was unaware of the spec break lying immediately before it.

SKR operator 1

SKROp1 similarly failed to seek confirmation that valve 2-VB-201260 had been opened before he opened HCV20021 remotely from his position in the control room. Based upon the evidence and arguments presented in the preceding section(s), I believe that this behaviour was an unconscious error influenced largely by receiving unclear information, including that of the spec break.

Further analysis of these behaviours using HFAT was subsequently conducted in order to further understand and capture the antecedents of the conscious behaviour and the performance shaping factors that contributed to the unconscious error.

9. HFAT Analysis results

The HFAT toolkit utilises two different methods to analyse conscious behaviours and unconscious errors. For conscious behaviours an ABC (antecedents, behaviour, and consequences) analysis is performed to understand the elements that permit a described behaviour and the perceived consequences that provide the motive for it. For unconscious errors, the error type, mode, and mechanism are selected from lists of alternatives and then performance shaping factors from eight themed categories are selected. Performance shaping factors share similarities with the antecedents in the ABC model – both are social, technological, and organisational elements that provide the preconditions for behaviours (errors or conscious actions) to occur.

An ABC analysis on PrOp1's conscious behaviour to not check the status of valve 2-VB-201260 revealed that a number of key antecedents were 'present but inadequate', including information, knowledge, procedures, and other people's example. Relevant signs and displays, such as valve tags and securing materials, and a hazard warning of the spec break, were absent. The consequences of not checking valve 2-VB-201260 were, based upon his understanding of the technical status of the plant, mainly positive for PrOp1. By not checking valve 2-VB-201260 he

Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato: 20.10.2012

Gransking av: *Gasslekkasje på Heimdal*

would save time by not checking a valve he believed to be already open, and also demonstrate his efficiency as a process operator working in a busy operational climate.

Based upon the information presented to the investigation and discussed in this report, SKROp1's failure to seek confirmation that valve 2-VB-201260 had been opened before he opened HCV20021 was most likely an unconscious action error (failure to do something) based upon the sending and receiving of unclear information. This applies to the radio-based communication conducted in the minutes prior to the opening of HCV20021 from the control room by SKROp1. Several key performance shaping factors from the HFAT list are relevant and were present, including time pressure, communication and handover quality, phraseology and content, familiarity with the task, the clarity and validity of procedures (including the P&ID), the allocation of tasks between people and automatic systems, self-confidence, and inter-team trust. Of these factors, the elements relating to communication and information are considered likely to have had the greatest affect.

The results of these analyses have been incorporated into the remedial measures described in the main investigation report.

Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato:20.10.2012

Gransking av: Gasslekkasje på Heimdal

App F TTS funn 2009

TTS 2009 Heimdal – Funn kategori GUL-2			
PS	EA	PR Rate	Finding.
PS8	I1.2	D	<p>FUNN: Isoleringsventiler nedstrøms av trykkavlastningsventiler har ikke full trykkklasse. (GUL-2)</p> <p>Ved sjekk av noen P&ID'er er det oppdaget at spec brake er foran nedstrøms isoleringsventiler. Dette gjelder bl.a:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 2BDV20560 - 2VS4702 (Spec brake DC2 CC2) (P&ID 32-1A-ABO-C78-10085_02L) - 2BDV20008 A/B - SP30026/SP30070 (Spec brake FA AA) (P&ID 32-1A-ABO-C78-10069_05L) - 2BDV30001 A - SP30033 (Spec brake FA AA) (P&ID 32-1A-ABO-C78-10063_13L) - 2BDV30001 B - SP30049 (Spec brake FA AA) (P&ID 32-1A-ABO-C78-10064_9L) - 2BDV30003 - SP30128 (Spec brake FA AA) (P&ID 32-1A-ABO-C78-10065_14L) - 2BDV30011 - SP40074 (Spec brake FC AA) (P&ID 32-1A-ABO-C78-10066_14L) - 2BDV40007 A/B - SP30015/SP30067 (Spec brake DB AA) (P&ID 32-1A-ABO-C78-10075_06L) <p>Ingen fullstendig P&ID sjekk er gjennomført slik at det kan være flere.</p>

PS8	M2.3	D	<p>FUNN: Operasjonsmanualene i SKR er ikke oppdatert. (GUL-2)</p> <p>Oppdaterte prosedyre vedr oppstart og drift av fakkell- og avlufts-systemet finnes i APOS Drift:</p> <ul style="list-style-type: none"> - L-HEA-14566 - Oppstart av fakkell- og avlufts-systemet - Rev. 1.3 14.01.2008 - L-HEA-14567 - Drift av fakkell- og avlufts-systemet - Rev. 1.0 14.01.2008 <p>FV-program for trykkavlastningsventilene ligger i SAP. Overført fra P01 til P03.</p>
-----	------	---	---

PS8	M2.6	D	<p>Fra 2005 F1.4 (f)åpen)</p> <p>FUNN: Uoversiktlig dokumentasjon av fakkelsystemet. (GUL-2)</p> <p>Dokumentasjon av fakkelsystemet er uoversiktlig og det er vanskelig å trekke ut konkrete opplysninger som lettfattelig kan presenteres som begrensninger for bruk av systemet. Det er bl.a. blanding av enheter (f.eks. MMSCMD - kg/h etc) som gjør det vanskelig å få totaloversikt, uoverstemmelser mellom dokumentasjon, vanskelig å spore informasjon fra UFD tilbake til beregninger etc. det er identifisert mange dokumenter som må gås gjennom for å få totalbilde for rater til fakkell noen eksempler er listet under.</p> <ul style="list-style-type: none"> 32-00-HER-C72-00124, 07L - UFD Depressurization 32-1A-ABO-C15-00001, 03F - FLARE SYSTEM REVIEW 32-1C-REE-C15-00001, 03I - Flare Capacity study, Modification materials 32-1C-REE-C15-00002, 00 - FLARE CAPACITY STUDY, CONTRACT OBJECT 32-1C-REE-C15-00005, 00 - SKIRNE BYGGVE BOOSTER COMPRESSOR FLARE R 32-1C-REE-C15-00006, 03I - Flare report 32-1C-REE-C15-00014, 00I - FLARE CAPACITY STUDY, CONTRACT OBJEC 32-1C-REE-C15-00016, 00 - SKIRNE BYGGVE BOOSTER COMPRESSOR <p>Verifikasjonsnote 2009:</p> <p>Det som skrives i SAMS er ikke relevant mhp funnet. Intet er gjort med fakkeldokumentasjon siden 2005. Pågående fakkellstudie vil forhåpentligvis rette på dette. Inntil fakkellstudien er ferdig opprett holdes Funn2 åpent.</p>
-----	------	---	--

Klassifisering: Open

Status: Endelig

Dato: 20.10.2012

Gransking av: *Gasslekkasje på Heimdal*

App G FLACS- beregninger

Gassfareanalyse, gasslekkasje på Heimdal 26 mai 2012, (synergirnr. 1300971)

Tittel:		
Gassfareanalyse, gasslekkasje på Heimdal 26 mai 2012, (synerginnr. 1300971)		
Dokumentnr.:	Kontrakt:	Prosjekt:

Gradering: Confidential	Distribusjon: Ifølge fordelingsliste
Utløpsdato: 2013-09-12	Status Final

Utgivelsesdato: 2012-09-13	Rev. nr.:	Eksempel nr.:
--------------------------------------	-----------	---------------

Forfatter(e)/Kilde(r): Ole Kristian Sommersel, Olav Sæter	
Omhandler (fagområde/emneord): Gasslekkasje, Heimdal, spredningsberegninger, eksplosjonsberegninger	
Merknader:	
Trer i kraft:	Oppdatering:
Ansvarlig for utgivelse:	Myndighet til å godkjenne fravik: NA

Fagansvarlig (organisasjonsenhet):	Fagansvarlig (navn):	Dato/Signatur:
Utarbeidet (organisasjonsenhet): TPD RDI MADI SOP HS, TPD HSEC ST TSA	Utarbeidet (navn): Ole Kristian Sommersel, Olav Sæter	Dato/Signatur: 13/9-2012 Ole Kristian Sommersel 13/9-2012 Olav Sæter
Anbefalt (organisasjonsenhet): TPD RDI MADI SOP HS	Anbefalt (navn): Stian Høiset	Dato/Signatur:
Godkjent (organisasjonsenhet): TPD RDI MADI SOP HS	Godkjent (navn): Laila Rødsætre	Dato/Signatur: 14/9-2012 Laila K. Rødsætre

Innhold

1	Innledning.....	4
2	Forutsetninger.....	5
2.1	Komposisjon	6
2.2	Utstrømningsmengde, hastighet og temperatur.....	6
2.3	Vind- og værforhold	6
3	Resultat.....	7
3.1	Beregnet utslipp	7
3.2	Lekkasjeberegninger.....	7
3.2.1	Lekkasjeberegninger.....	7
3.2.2	Sammenligning mot detektorutslag.....	12
3.2.3	LEL-konturer	16
3.3	Eksplisjonsberegninger.....	17
3.3.1	Inhomogene eksplisjonsberegninger	17
3.3.2	Effekt av deluge	21
3.3.3	Effekt av midlertidig utstyr	22
4	Oppsummering og konklusjon	22
5	Referanser	24
6	Vedlegg	25
App A	Inngangsverdier i jet-program, FLACS	25
App B	Gassdeteksjon i Event-log	26
App C	Værdata.....	28
App D	Brannvanns-spesifikasjoner	29
App E	DAL-spesifikasjoner	30

1 Innledning

TPD RDI MADI SOP HS assisterer andre enheter i Statoil med å regne på akutte uhellsutslipp av gasser og væsker som kan utgjøre en sikkerhetsrisiko. Enheten gir støtte til beregninger og bruk av GL0131, "Veiledning for estimering av lekkasjerate". TPD HSEC ST TSA har bistått med støtte og kvalitetssikring.

Det har blitt gjennomført en gassfareanalyse-studie for å gi beste estimat for spredningsforløp av gasslekkasjen på værdekk i M40 på Heimdal den 26.mai 2012. Den kommersielle koden FLACS er benyttet for spredning av gass ved hendelsen. FLACS er også blitt brukt til å vurdere konsekvenser ved en eventuell antennelse med påfølgende eksplosjon. FLACS v9.13, er utviklet av GexCon/CMR (Bergen).

Hendelsen, en gasslekkasje i området M40 værdekk skjedde i forbindelse med testing av ESD ventiler. Granskningsgruppen har beregnet utslippet til ca. 3500 kg gass over en periode på 252 sekunder, med en beregnet initiell utslippsrate på ca. 16.9 kg/s. I påfølgende kapitler er inngangsverdier og resultat fra spredningsberegninger og eksplosjonsanalyse presentert.

2 Forutsetninger

Underlag for beregningene er basert på informasjon og dokumentasjon fra granskningsgruppen, herunder blant annet tilsendte P&I-diagram, brann- og gass-layout-tegninger av den aktuelle modulen, logg over gassdetektorutslag, loggført hendelsesliste, utslippsmengde og lekkasjeprofil.



Figur 1. Bilde av ventil hvor flenslekkasjen skjedde.

2.1 Komposisjon

Sammensetningen av gassen som lakk ut er gitt i tabellen nedenfor:

Gass	Volumprosent
Metan	84.84
Etan	7.35
Propan	3.45
Butan	1.0

Brennbarhetsgrensene for denne blandingen er beregnet i FLACS;

Nedre flammegrense, LFL: 4.7 vol%.

Øvre flammegrense, UFL: 13.9 vol%.

Støkiometrisk konsentrasjon for aktuell gassblanding i luft er 9.1 vol%.

2.2 Utstrømningsmengde, hastighet og temperatur

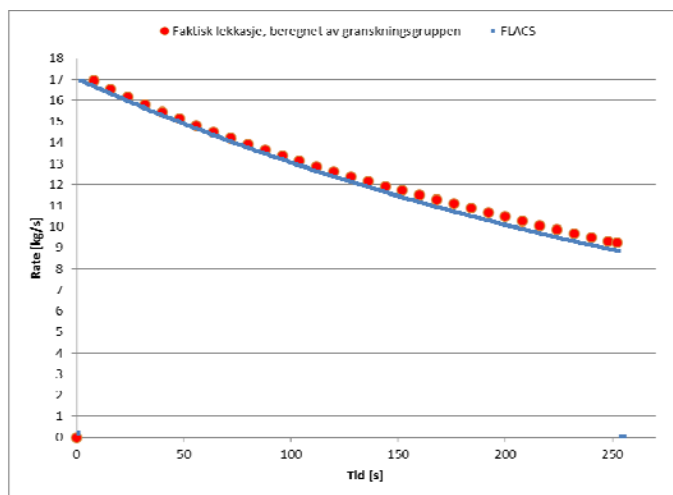
Det totale gassvolumet i segmentet var 53.49 m³. Initielt trykk og temperatur var hhv. 129 bar og 9°C. Utslippet er modellert i henhold til gjeldende retningslinjer for soniske utslipp i FLACS.

2.3 Vind- og værforhold

I beregningene er det brukt en vindhastighet på 2.5 m/s. Vindretning fra nord. Detaljerte værdata ligger i App C.

3 Resultat

3.1 Beregnet utslipp



Figur 2. Beregnet lekkasjeprofil mottatt fra granskningsgruppen, sammenlignet med simulert utslipp (FLACS).

Basert på lekkasjeprofilen mottatt fra granskningsgruppen ble inngangsverdiene til jet-beregningsprogrammet i FLACS justert til å samsvare med lekkasjeraten. Inngangsverdiene ligger i vedlegg 1. Raten brukt i lekkasjescenariene i FLACS var 16.9 kg/s ved starttidspunktet. Lekkasjen ble isolert etter 252s.

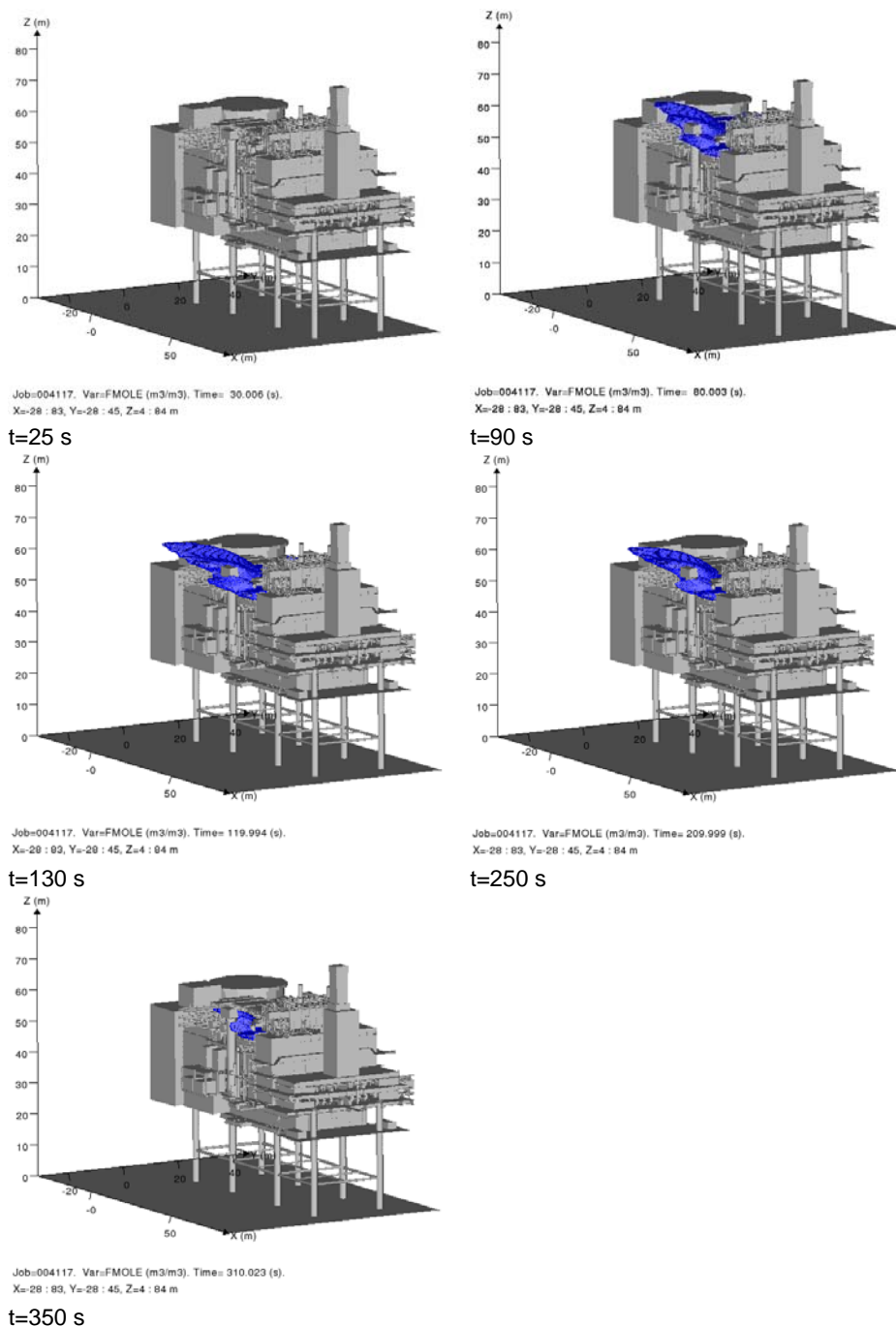
3.2 Lekkasjeberegninger

Geometrimodellen, opprinnelig brukt for installasjonens oppdatering av TRA fra 2009, har blitt oppdatert av GexCon/CMR (Bergen) i forbindelse med granskningen. Oppdateringen er basert på oppdaterte tegninger, 3D-cad, samt en rekke fotografier av M30 og M40. Mindre utstyr som vanskelig lar seg detaljmodellere er representert ved «artificial geometry» (GexCon-metodikk). Modellen er oppdatert av en CAD-tegner og fremstår nå som beste estimat på «as-built».

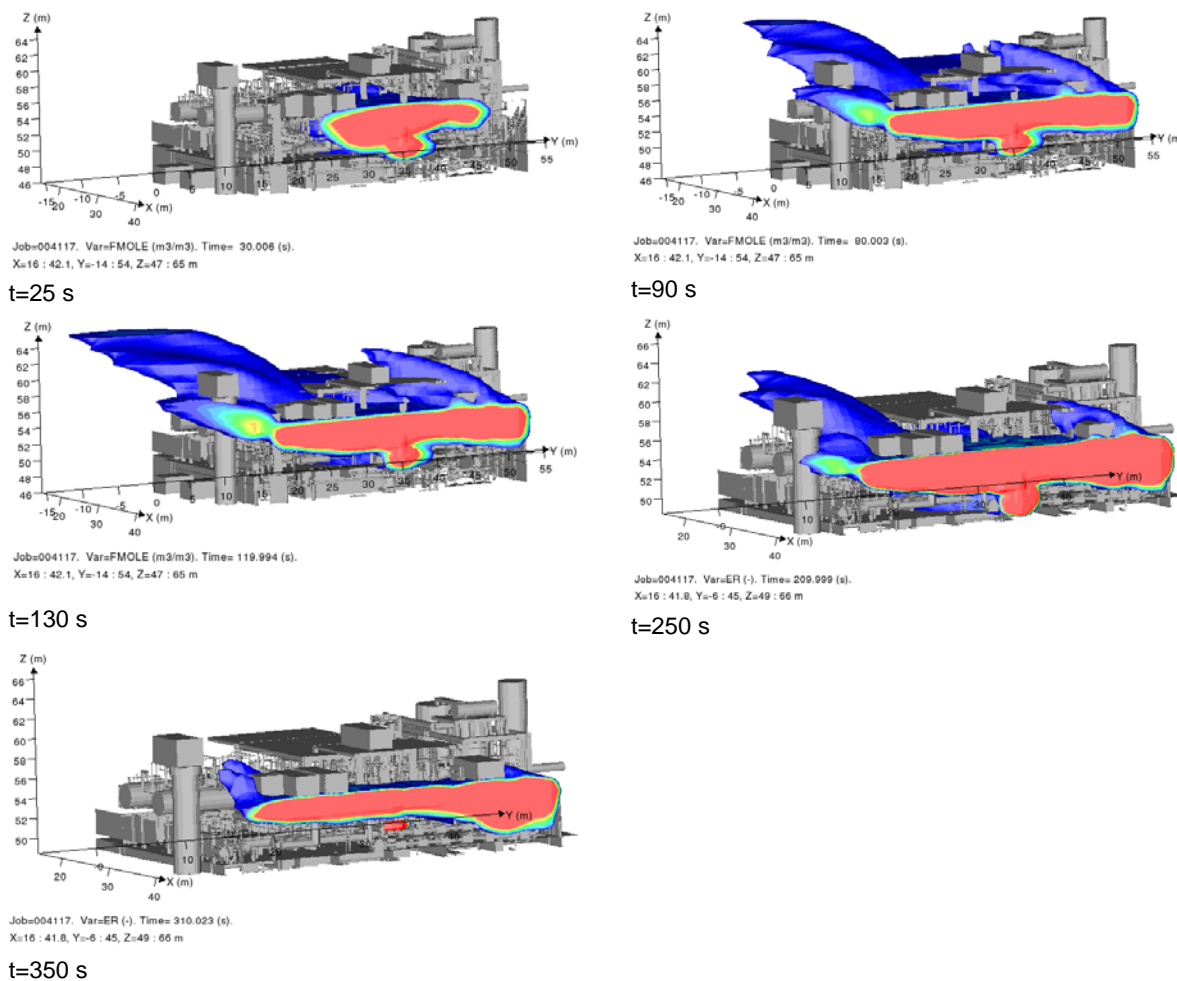
3.2.1 Lekkasjeberegninger

For å få et vindfelt etablert før utslippet, ble lekkasjen startet 10 sek. etter start av simulering. Gasslekkasjens størrelse og varighet og transient forløp er modellert i henhold til gjennomførte prosessberegninger, ref. Figur 2. Startraten er 16.9 kg/s, etter 252 sekunder har raten avtatt til ca. 9.2 kg/s som følge av lavere baktrykk i segmentet. Lekkasjepunktet ligger i M40, med koordinater (x,y,z) = (42.1, 19.5, 52). Resultater gjengitt i denne rapporten kommer fra simuleringer av en lekkasje som var rettet nordover (+Y). Utslipet er modellert slik at gasslekkasjen raskt mister impuls, noe som bidrar til en en mer homogen spredning sammenlignet med spredningsbildet fra en ikke-obstruert jet-lekkasje. Dette da den reelle lekkasjen traff løs mantling, isolasjon og prosessutstyr i umiddelbar nærhet nedstrøms lekkasjen.

Simuleringsvolumet tilsvarer 2 ganger lengden på installasjonen i hver retning (x, y, z), med en moderat forskyving nedstrøms vind. Beregningsområdet er diskretisert i rom og tid iht. gjeldende retningslinjer for FLACS.



Figur 3. Volumplot av utstrekning av gassky (100%LEL) ved ulike tidssteg (sett fra syd-øst).



Figur 4. Volumplot av konsentrasjonsutstrekning av gassky (100%LEL) ved ulike tidssteg. Figurene viser et tverrsnitt av skyen ved lekkasjepunktet i M40. Blått er 100%LEL, rødt markerer \geq UFL.

Deler av skyen har en konsentrasjon over øvre brennbarhetsgrense (UFL), vist med rødt i Figur 4.

Analyse M40 (se Figur 5 og 6)

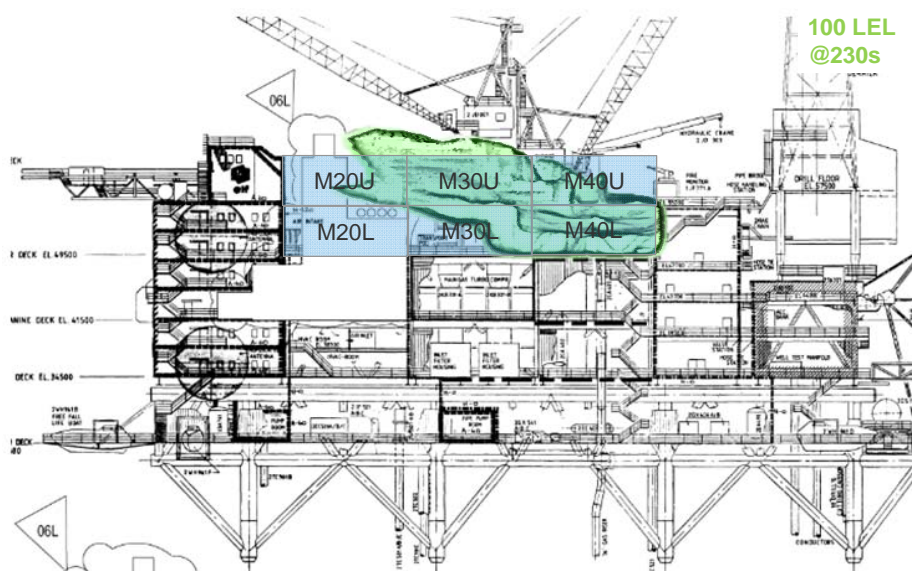
Beregningene viser at lekkasjen har medført til betydelig gassfylling på værdekket i områdene M40 og M30. På nedre del av værdekk (høyden 0 til 5 meter over værdekk) i M40 har gassen vært rik, og en stor andel av gassvolumet har vært anriket til konsentrasjoner over øvre brennbarhetsgrense (UFL). Brennbart gassvolum er i nedre del av M40 estimert til ca. 400 m³ under lekkasjeforløpet, men etter at lekkasjen ble isolert fortynnes gassen der og brennbart gassvolum øker til ca 1150 m³. I øvre del (fra 5 meter og oppover) har brennbart gassvolum vært ~ 200 m³.

Analyse M30 (se figur 5 og 6)

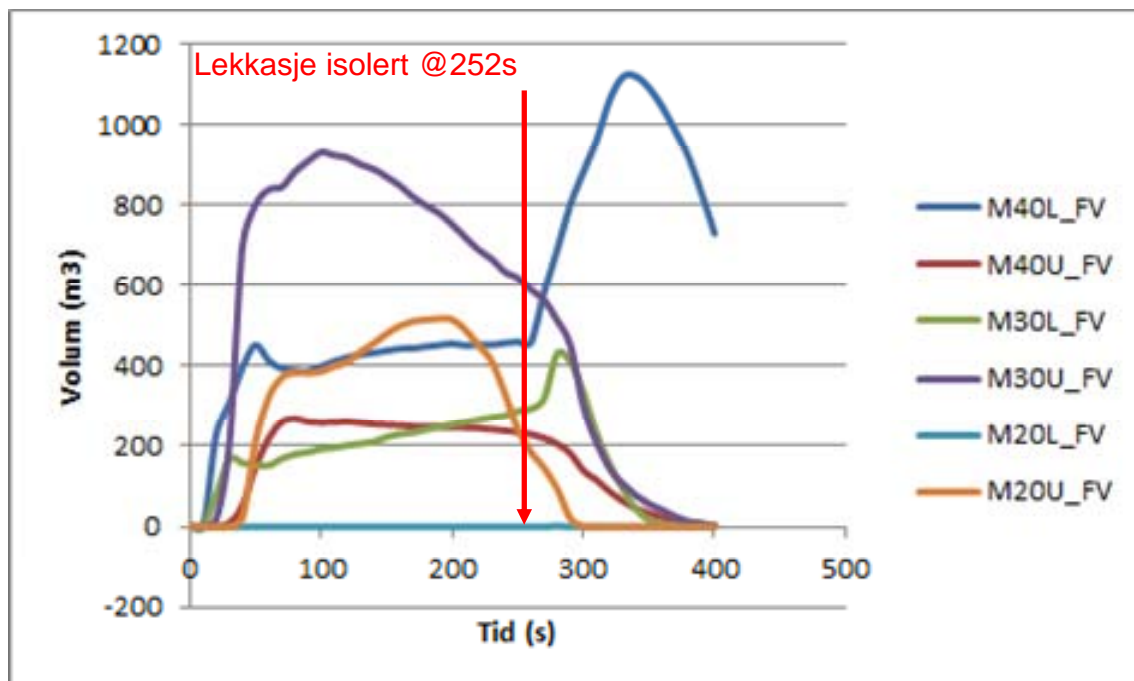
I M30 har det også vært områder i nedre del (0-5 meter) som har vært anriket, noe har medført at det brennbare volumet har vært $\sim 200 \text{ m}^3$. I øvre del (fra 5 meter og oppover) har det derimot vært store volumer med brennbar gass, $\sim 900 \text{ m}^3$. Dette skyldes hovedsakelig bedre naturlig ventilasjon og mindre grad av innelukkethet i både vertikal og horisontal (syd-nord) retning, noe som har medført at man nærmest har hatt optimale forhold for å dispersere gass med luft til brennbar konsentrasjon for denne hendelsen.

Analyse M20 (se figur 5 og 6)

Analysen viser også at øvre del av M20 (fra 5 meter og oppover) har vært eksponert for betydelige volumer med gass i brennbar sone $\sim 400 \text{ m}^3$. Nedre halvdel av M20 har ikke hatt brennbar gassblanding under lekkasjeforløpet.



Figur 5. Fasadetegning med områdeplassering, sett fra syd mot nord. Områdene er i analysearbeidet delt opp i øvre (U) og nedre (L) seksjon. PS! Gasskyen er projisert i nord-syd.



Figur 6. Beregnet brennbart gassvolum som funksjon av tid. Figuren angir gassvolum fordelt på områder, ref. Figur 5. X-aksen angir tid [s] +10s, og y-aksen viser volum av gass [m³]. Hvert område har to kurver, hhv. nedre (L) og øvre (U) halvdel.

Det er verdt å merke seg at gassblanding som er for rik, dvs. over UFL, bidrar ikke inn i Figur 6.

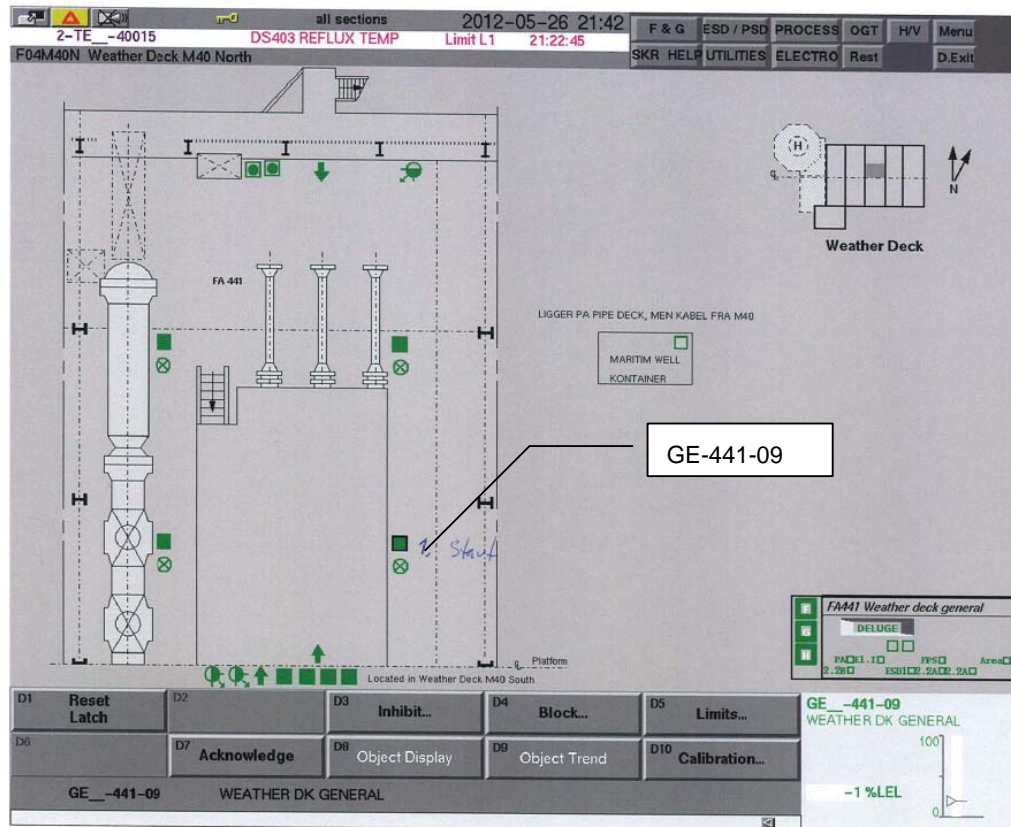
Spredningsanalysen viser at i det lekkasjen ble isolert, så ble områdene i M20 og M30 relativt fort ventilert tomt for gass, mens det i nedre del av værdekket på M40 skjedde en uttynning av rike gassvolumer med luft, noe som medførte en økning av brennbart gassvolum det første minuttet etter avstengning, se toppunkt ved t=310s i Figur 6. Det maksimale brennbare volumet i M40 i denne perioden er beregnet til 1150 m³, noe som tilsvarer ca. 30% av «M40-modul»-volumet.

3.2.2 Sammenligning mot detektorutslag

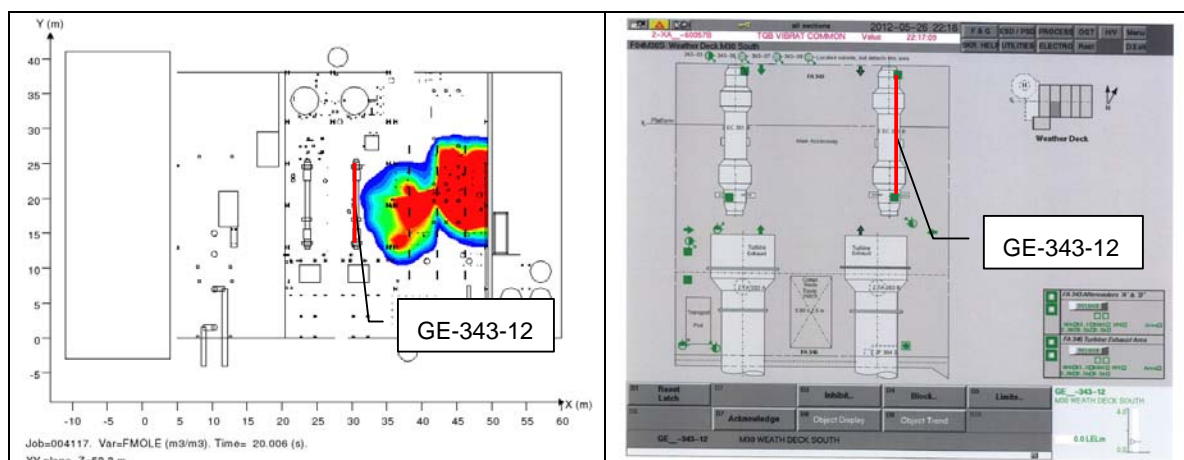
Event-loggen viser utslag på 32 unike gassdetektorer, den første (GE-441-09) ligger i M40, og er vist i Figur 7. Gass ble detektert i 11 ulike brannområder. Event-loggen filtrert med hensyn på alarmer på gassdetektorer er gjengitt i App B. Enkelte av detektorene slo inn og ut flere ganger.

FLACS-resultatene er presentert som konsentrasjonsplot med nedre grense (blå) lik 20%LEL (0.94vol%) tilsvarende alarmnivå. Dette kapittelet sammenligner FLACS-beregninger av gasslekkasjen mot kjente detektorutslag. Noen av detektorutslagene samsvarer godt med tidspunktet for når den simulerte fronten treffer.

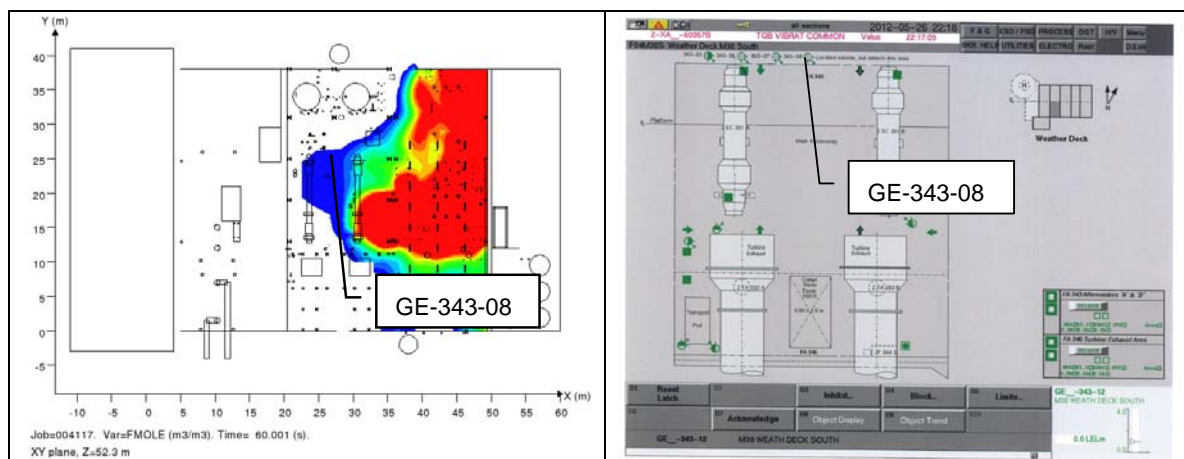
Det er vanskelig å simulere en slik hendelse slik at den gjengir den reelle situasjonen helt korrekt, da det er mange antakelser og forenklinger som ligger til grunn for analysen. De viktigste parametrene er vind og værforhold (transientene) og eksakt lekkasjemodellering (retning).



Figur 7. Kart over M40 med posisjon for første detektorutslag (GE-441-09).



Figur 8. Gassdeteksjon i M30, t=10s. Utslag på GE_-343-12 (linjedetektor) ved t=13s.



Figur 9. Gassdeteksjon i M30, t=50s. Utslag på GE_-343-08 ved t=51s.

Som vist i Figur 9 er fronten av gasskyen ved GE-343-08 etter 50 sek. Fronten tilsvarer 20%LEL i figuren til venstre. Kartet over værdekk M30 sør viser plasseringen av GE-343-08. Eventloggen viser at GE-343-08 slo ut kl 12:42:15, som tilsvarer 51 sek etter første deteksjon. Ved denne detektoren er det godt samsvar mellom FLACS og hendelsen ved dette tidssteget.



**20 LEL
@230s**

Figur 10. Plassering av gassdetektorer på værdekk, sammenlignet med simulert gassky, her vist som 20 %LEL ved 230s. PS! Gasskyen er projisert ned på værdekk.

Figur 10 viser et projisert bilde av alle gassdetektorene som ligger på værdekk (49.5 m) og høyere i modulene M20, M30, M40, M50 og M60. Detektorene som slo ut på 20%LEL-alarm er markert som røde. Detektorer markert med blått detekterte ikke gass under hendelsen, ref. event-logg. Under hendelsen ble det ikke detektert gass ved luftinntakene i FA259 i M20 (rekken av blå detektorer til venstre i Figur 10). Analysen viser at gasskyen havner i øvre halvdel av M20, og dermed ikke har eksponert gassdetektorene som ligger plassert lavere.

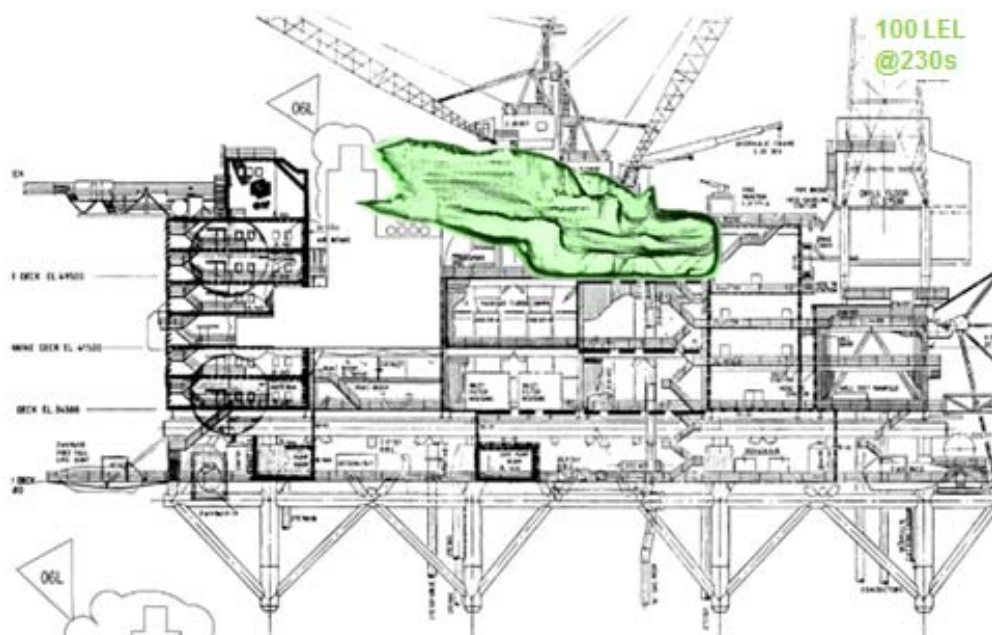
Figur 11 viser en fasadetegning av installasjonen, sett sørfra. På figuren er det projisert en gassky hentet fra lekkasjesimuleringen i FLACS, og viser at gasskyen løfter seg i M30- og M20-modulene. Dette kan forklare hvorfor ingen av detektorene i luftinntakene i M20 detekterte gass under hendelsen.

Gassfareanalyse, gasslekkasje på Heimdal 26 mai
2012, (synergir. 1300971)

Dok. nr.

Trer i kraft

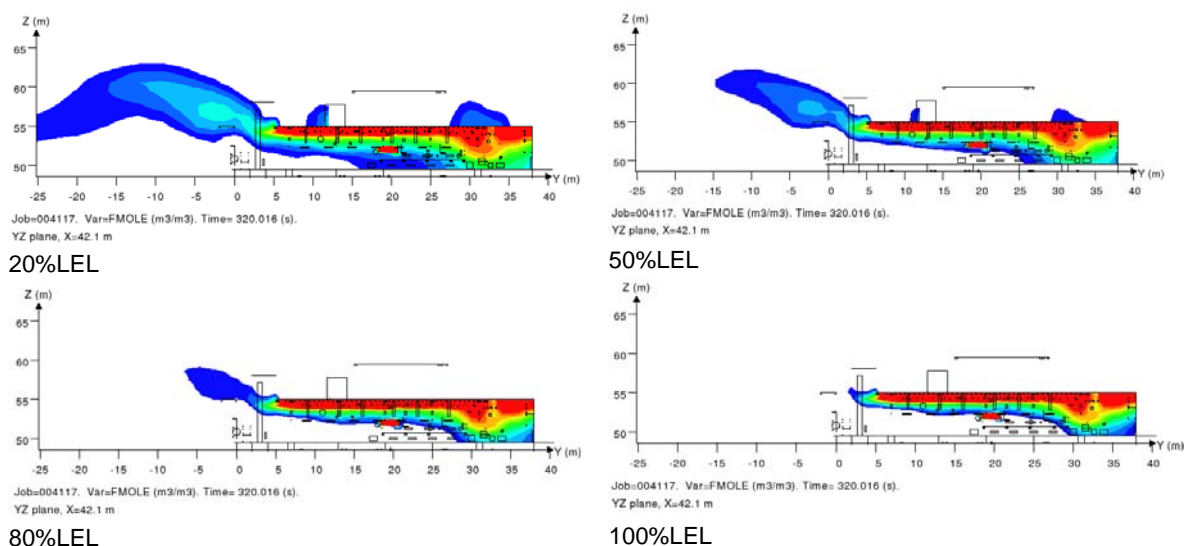
Rev. nr.



Figur 11. Fasadetegning med projisert gassky (nord-syd). Sett fra syd mot nord.

3.2.3 LEL-konturer

I figuren under er det gjengitt en konsentrasjonsfordeling i et tverrsnitt gjennom modulen (nord-sør-retning) ved lekkasjepunktet. De ulike figurene viser utstrekningen av skyen ved samme tidspunkt ($t=310$), men med forskjellig nedre konsentrasjon. Skyen med nedre grense 20%LEL er den som har størst utstrekning. 100%LEL er nedre flammegrense på 4.7vol%. Rødt i figuren angir områder med konsentrasjon over brennbarhetsområdet.



Figur 12. Konsentrasjonsfordeling av gasskyen i et tverrsnitt ved lekkasjepunktet, $t=310$ s.

3.3 Eksplosjonsberegninger

Geometrien brukt under eksplosjonsberegningene er den samme som under spredningsberegningene. FLACS har blitt brukt til både inhomogene og homogene eksplosjonsberegninger.

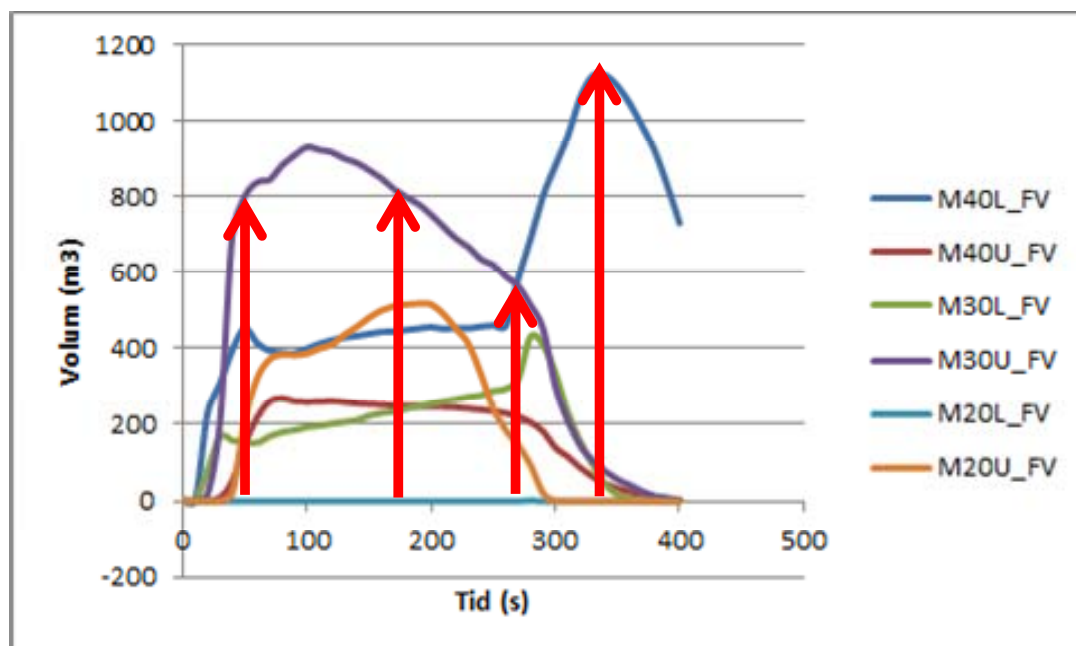
Eksplosjonstrykket mot barrierene som beskrives i denne rapporten er beregnet følt trykk mot flater som dekker modulenes hele lengde, multiplisert med dekkshøyden/dekksbredde. Disse flatene kalles paneler, og måler globalt trykk. Det høyeste trykket som observeres pr. simulering er inkludert i datamaterialet. Eksplosjonslastene er målt mot Eksplosjonsbarriere boligvarter (LQ), Eksplosjonsbarriere dekkplater (ned mot M20, M30 og M40) og Eksplosjonsbarriere mudmodul (M50).

Ifølge Heimdal Development Design Accidental Load spec (1982) [1] er brannveggene i M30- og M40-modulene dimensjonert til å tåle 0,1 bar overtrykk (side-on) med en varighet på 20 msek. Dekksplater av stål er dimensjonert til å tåle et dynamisk trykk på 0,5 bar med en varighet på 20 msek, se for øvrig App E.

3.3.1 *Inhomogene eksplosjonsberegninger (reell gassky)*

Resultatene fra spredningsanalysen presentert i kapittel 3.2.1 har videre blitt brukt til eksplosjonsanalyse. Med inhomogen gassky menes her at skyen inneholder en blanding av luft og brensel som ikke er jevnt fordelt. Det vil si at deler av skyen har en gasskonsentrasjon som ligger mellom 0 vol% og nedre flammegrense (LFL), volumer hvor konsentrasjonen er mellom nedre og øvre (UFL) flammegrense, og til sist volumer hvor konsentrasjonen ligger over øvre flammegrense og opp mot 100vol% gass. Antennelse kan bare skje i de volumer hvor konsentrasjonen ligger mellom nedre (LFL) og øvre (UFL) flammegrense. Volumenets størrelse og plassering varierer med tiden.

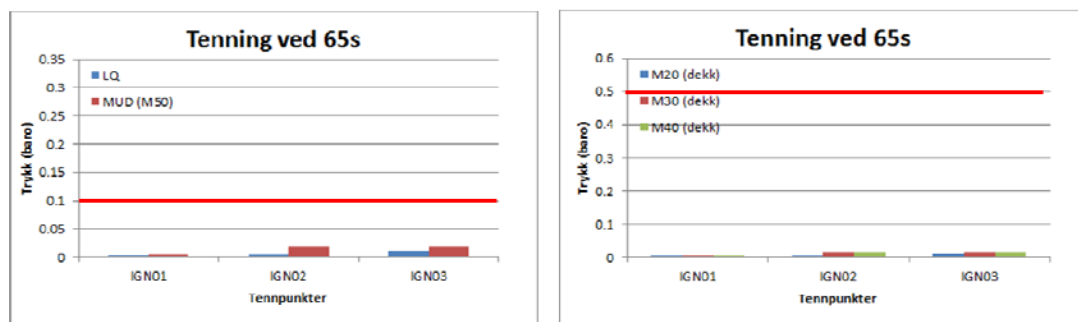
Beregnet totalt brennbart gassvolum i M40, M30 og M20 er gjengitt i Figur 13 som funksjon av tid. Metodikken benyttet i analysen har vært å undersøke gasskyen ved ulike tidspunkter i forløpet for å avdekke områder som ligger nær støkiometrisk blanding. Valgte tidspunkt er 65s, 180s, 270s og 310s etter starten av lekkasjen (lekkasjen isoleres 252 s etter starten av lekkasjen). Dette resulterer i et utvalg av eksplosjonsscenarier ved ulike tenntidspunkter.



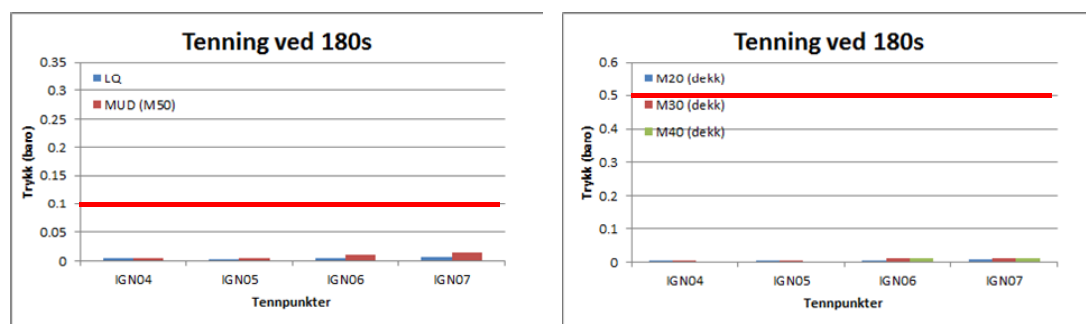
Figur 13. Valgte tenntidspunkter av inhomogen sky; 65s, 180s, 270s og 310s etter starten av lekkasjen.

Eksplsjonsberegningene er gjennomført iht. gjeldende retninglinjer for FLACS.

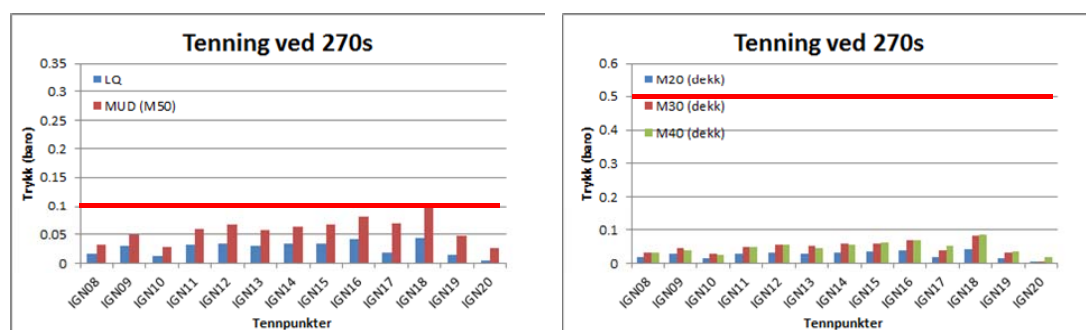
Resultatene av analysen er presentert i Figur 14 - Figur 17. Figurene presenterer maksimalt eksplosjonstrykk målt ved henholdsvis eksplosjonsbarriere boligkvarter (LQ), eksplosjonsbarriere dekkplater (ned mot M20, M30 og M40) og eksplosjonsbarriere mudmodul (M50). De ulike tennpunktene (IGN##) representerer ulike tennposisjoner. Røde linjer i figurene angir DAL mot barrierer i aktuelt område.



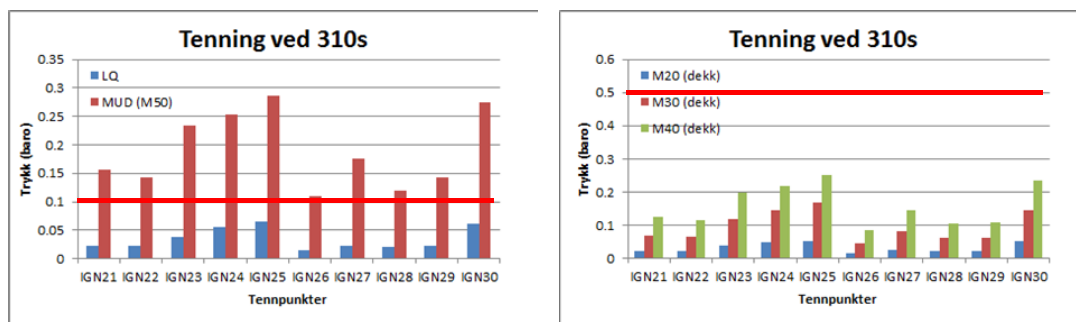
Figur 14. Antennelse ved 65s, ulike tennpunkt i inhomogen sky.



Figur 15. Antennelse ved 180s, ulike tennpunkt i inhomogen sky.

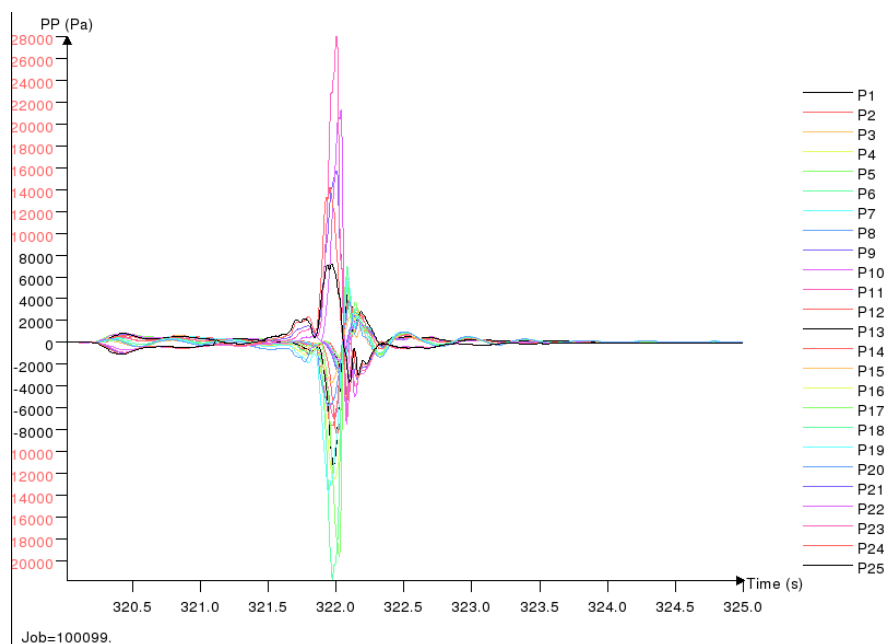


Figur 16. Antennelse ved 270s, ulike tennpunkt i inhomogen sky.



Figur 17. Antennelse ved 310s, ulike tennpunkt i inhomogen sky.

Figur 18 viser en typisk trykk-tid-kurve av antennelse av den inhomogene gasskyen.



Figur 18. Trykk-tid-diagram av eksplosjon i en inhomogen gassky, tenntidspunkt, $t=320$.

Eksplsjonsanalysen viser at den største potensielle konsekvensen av hendelsen på Heimdal 26. mai inntraff i minuttene etter isolering av lekkasjen. I denne perioden ble den rike gassen i M40 tynnet ut med luft og dannet etter hvert et brennbar gassky på maks. 1150 m³ (ekvivalent støkiometrisk gassky tilsvarende ca. 650 m³). Størst brennbart volum inntraff ca. 60 sekunder etter isolering, se Figur 13. Antennelse av gasskyen på maks brennbart volum (altså 60s etter isolering) ville ha resultert i eksplosjonstrykk mot eksplosjonsbarriere (M50) i størrelsesorden 0.1 til 0.3 baro avhengig av tennpunkt, se Figur 17, noe som er over designtrykk på eksplosjonsbarrieren (P side-on = 0.1 baro). Mot boligkvarter ville eksplosjonstrykket for de samme scenariene vært i området 0.015 til 0.065 baro (design = 0.1 baro side-on).

Under selve lekkasjeforløpet (0-252s) er store deler av M40 fylt med ikke-brennbar gass (over UFL) og antennelse i denne perioden leder til eksplosjonstrykk lavere enn design; typisk i området 20-30 mbar. I denne perioden er de brennbare volumene hovedsakelig akkumulert i øvre del på værdekk i områdene M30 og M20. Disse områdene består av åpne områder med lav utstyrstetthet, og en antennelse av gasskyen medfører at flammeakselerasjonen er lav og at tilhørende eksplosjonstrykk blir små sammenlignet med scenariet i M40 etter isolering av gasslekkasjen, se Figur 14 til 16.

Det er også gjennomført en eksplosjonsanalyse med idealiserte støkiometriske gasskyer i området M40 og områdene M30/M20 som underbygger resultatene, både kvalitativt og kvantitativt. Dette er bla. samme tilnærming som benyttes i risikoanalysene for bestemmelse av dimensjonerende eksplosjonslaster.

Det bør nevnes at dersom gasslekkasjen hadde vært mindre (< 16.9 kg/s) så kunne hendelsen hatt en potensiell større eksplosjonsrisiko grunnet mulighet for større antennbar gassky i større deler av hendelsesforløpet.

Ifølge Teknisk Notat 4 i Risiko- og beredskapsanalysen på Heimdal Gass Senter (2009) er segmentstørrelsen på værdekket et antatt bakvolum på 7000 kg ved isoleringsfeil for gasslekkasjer [3]. Sannsynligheten for isoleringsfeil er satt til 4%. Det reelle segmentvolumet under hendelsen var 7000kg.

Akseptkriteriet for eksplosjoner (10^{-4}) pr. år tilsier at barrieren mellom prosess og hjelpeutstyr/prosess og boring må tåle at en sky som tilsvarer noe over 1000 m³ støkiometrisk gass antennes, dvs. dimensjonerende skystørrelse på værdekk er ifølge [3] 1000 m³.

3.3.2 Effekt av deluge

Under hendelsen ble deluge aktivert på værdekk. Med utgangspunktet i resultatene fra 3.3.2 og med referanse til sammenlignbare studier er det realistisk å tro at effekten av deluge ville kunne ha redusert gasseksplasjonstrykket for de scenariene som resulterte i høyest beregnet eksplosjonstrykk. Jo høyere «tørt» eksplosjonstrykk, jo større effekt vil en kunne få av deluge. Følgende sammenstilling kan benyttes for værdekk (basert på sammenlignbare områder med sammenlignbar deluge på andre installasjoner):

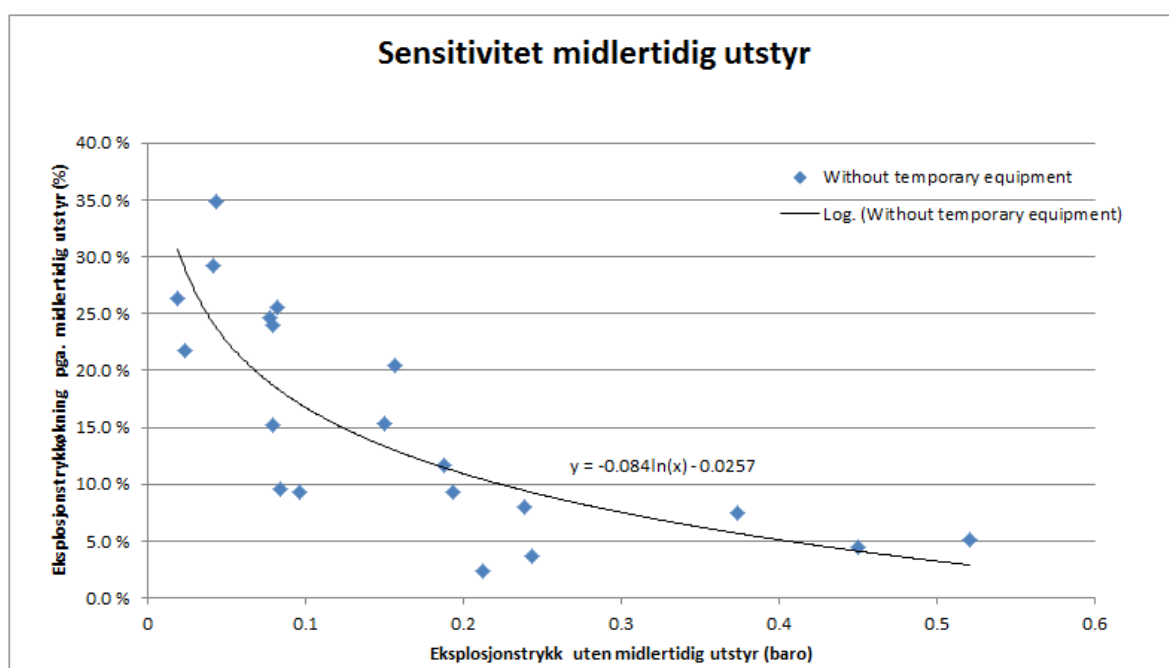
- Eksplosjonstrykk 0-0.1 baro = 0 til $\pm 10\%$ endring i eksplosjonstrykk med deluge
- Eksplosjonstrykk 0.1-0.2 baro = Ca. 10-20% reduksjon i eksplosjonstrykk med deluge
- Eksplosjonstrykk 0.2-0.3 baro = Ca. 20-40% reduksjon i eksplosjonstrykk med deluge
- Eksplosjonstrykk 0.3-0.5 baro = Ca. 40-50% reduksjon i eksplosjonstrykk med deluge
- Eksplosjonstrykk > 0.5 baro = Ca. 50-60% reduksjon i eksplosjonstrykk med deluge

*)En har sett at de for alle laveste eksplosjonstrykkene (< 0.08 baro) så kan utløsning av deluge faktisk medføre en økning av gasseksplasjonstrykket ved en evt. antennelse. Dette skyldes initiell turbulens fra dråpene og eksplosjonens manglende evne til å bryte opp dråpene under flammepropageringen.

Dette betyr at gasseksplasjonsscenariene med de høyeste eksplosjonstrykkene ~ 0.28 baro (sen antennelse) trolig ville ha blitt redusert til ca. 0.17 baro (på eksplonsbarrieren mot M50). Fortsatt over designtrykket til eksplosjonsbarrieren, men med mindre overskridelse.

3.3.3 Effekt av midlertidig utstyr

På dekknivå i M40-området er det plassert en del midlertidig utstyr. Utstyret består av stillasdel, verktøysreoler, reservedeler og en standard 10fots container. Det er gjennomført en sensitivitetsanalyse for å kvantifisere effekten av dette utstyret for ulike eksplosjonsscenarier. Resultatene er summert opp i Figur 19:



Figur 19. Eksplosjonstrykkøkning som følge av midlertidig utstyr i M30 og M40.

Figur 19 indikerer at midlertidig utstyr har en effekt på eksplosjonstrykket. For scenariet med størst potensiell konsekvens, antennelse etter 310s, bidrar det midlertidige utstyret med en eksplosjonstrykkøkning på ca. 10% (~ +20 mbar).

I denne sammenheng bør det bemerkes at lagring av midlertidig løst utstyr så som stillasdel, verktøysdel etc. ville dersom en eksplosjon hadde oppstått mest sannsynlig blitt revet med av eksplosjonstrykket, og kunne ha medført en eskalering til annet prosessutstyr i området i form av fragmentering/penetrering. Løst utstyr på avveie kan også utgjøre en direkte fare for personell. Utstyr i prosessområder skal normalt være innfestet for å tåle en dimensjonerende draglast.

4 Oppsummering og konklusjon

Det er gjennomført en gassfareanalyse-studie for å gi beste estimat for spredningsforløp av gasslekkasjen på værdekk i M40 på Heimdal den 26.mai 2012. Den kommersielle koden FLACS er benyttet for spredning av gass ved hendelsen. FLACS er også blitt brukt til å vurdere konsekvenser ved en eventuell antennelse med påfølgende eksplosjon.

Gasslekkasjens størrelse og varighet og transient forløp er modellert iht. prosessberegninger gjennomført av granskningsgruppen. Startraten var 16.9 kg/s, etter 252 sekunder har raten avtatt til ca. 9.2 kg/s som følge av lavere baktrykk i segmentet. Granskningsgruppen har anslått at utslippet var ca. 3500 kg.

Beregningene viser at lekkasjen har medført til betydelig gassfylling på værdekket i områdene M40 og M30. På nedre del av værdekk (høyden 0 til 5 meter over værdekk) i M40 har gassen vært rik, og en stor andel av gassvolumet har vært anriket til konsentrasjoner over øvre brennbarhetsgrense (UFL). Brennbart gassvolum er i nedre del av M40 estimert til ca. 400 m³ under lekkasjeforløpet, men etter at lekkasjen ble isolert fortynnes gassen der og brennbart gassvolum øker til ca 1150 m³. I øvre del (fra 5 meter og oppover) har brennbart gassvolum vært ~ 200 m³.

I M30 har det også vært områder i nedre del (0-5 meter) som har vært anriket, noe har medført at det brennbare volumet har vært ~ 200 m³. I øvre del (fra 5 meter og oppover) har det derimot vært store volumer med brennbar gass, ~ 900 m³. Dette skyldes hovedsakelig bedre naturlig ventilasjon og mindre grad av innelukkethet i både vertikal og horisontal (syd-nord) retning, noe som har medført at man nærmest har hatt optimale forhold for å dispergere gass med luft til brennbar konsentrasjon for denne hendelsen.

Analysen viser også at øvre del av M20 (fra 5 meter og oppover) har vært eksponert for betydelige volumer med gass i brennbar sone ~ 400 m³. Nedre halvdel av M20 har ikke hatt brennbar gassblanding under lekkasjeforløpet.

Spredningsanalysen viser at i det lekkasjen ble isolert, så ble områdene i M20 og M30 relativt fort ventilert tomt for gass, mens det i nedre del av værdekket på M40 skjedde en uttynning av rike gassvolumer med luft, noe som medførte en økning av brennbart gassvolum det første minuttet etter avstengning, se toppunkt ved t=310s i Figur 6. Det maksimale brennbare volumet i M40 i denne perioden er beregnet til 1150 m³, noe som tilsvarer ca. 30% av «M40-modul»-volumet.

Eksplisjonsanalysen viser at den største potensielle konsekvensen av hendelsen på Heimdal 26. mai inntraff i minuttene etter isolering av lekkasjen. I denne perioden ble den rike gassen i M40 tynnet ut med luft og dannet etter hvert et brennbar gassky på maks. 1150 m³ (ekvivalent støkiometrisk gassky tilsvarende ca. 650 m³).

Størst brennbart volum inntraff ca. 60 sekunder etter isolering, se figur 13. Antennelse av gasskyen på maks brennbart volum (altså 60s etter isolering) ville ha resultert i eksplosjonstrykk mot eksplosjonsbarriere (M50) i størrelsesorden 0.1 til 0.3 baro avhengig av tennpunkt, se figur 17, noe som er over designtrykk på eksplosjonsbarrieren (P side-on = 0.1 baro). Mot boligkvarter ville eksplosjonstrykket for de samme scenariene vært i området 0.015 til 0.065 baro (design = 0.1 baro side-on).

Under selve lekkasjeforløpet (0-252s) er store deler av M40 fylt med ikke-brennbar gass (over UFL) og antennelse i denne perioden leder til eksplosjonstrykk lavere enn design; typisk i området 20-30 mbaro. I denne perioden er de brennbare volumene hovedsakelig akkumulert i øvre del på værdekk i områdene M30 og M20. Disse områdene består av åpne områder med lav utstyrstetthet, og en antennelse av gasskyen medfører at flammeakselerasjonen er lav og at tilhørende eksplosjonstrykk blir små sammenlignet med scenariet i M40 etter isolering av gasslekkasjen, se figur 14 til 16

Det bør nevnes at dersom gasslekkasjen hadde vært mindre (< 16.9 kg/s) så kunne hendelsen hatt en potensiell større eksplosjonsrisiko grunnet mulighet for større antennbar gassky i større deler av hendelsesforløpet.

Gassfareanalyse, gasslekkasje på Heimdal 26 mai
2012, (synergir. 1300971)

Dok. nr.

Trer i kraft

Rev. nr.

Det er vurdert at faktisk utløst deluge ville hatt en positiv innvirkning på de alvorligste potensielle scenariene som kunne ha inntruffet ved en evt. antennelse. Trykkreduksjonseffekten ved utløst deluge er derimot ikke tilstrekkelig mht. overskridelse av designtrykk på eksplosjonsbarrieren mot mud-modul (M50),

Effekt av midlertidig utstyr er analysert.

5 Referanser

- [1]. Heimdal Development Design Accidental Load spec (1982) ABB Offshore Tec
- [2]. Design Accidental Load Specification for Heimdal Gas Centre, (2004). (32-00-ABB-F52-00001, Appendix A) Scandpower
- [3]. Teknisk notat nr. 4, Eksplosjoner HMP1. TRA Scandpower (2009)

6 Vedlegg

App A	Inngangsverdier i jet-program, FLACS	25
App B	Gassdeteksjon i Event-log	26
App C	Værdata	28
App D	Brannvanns-spesifikasjoner	29
App E	DAL-spesifikasjoner	30

App A Inngangsverdier i jet-program, FLACS

```

cl-file          ! Enter output format (-, *, cl-file, ...):
'METHANE=0.8484,ETHANE=0.0735,PROPANE=0.0345,BUTANE=0.01'      ! Enter gas type
(AIR, METHANE, ...):
70               ! Enter reservoir volume (m3):
129 9           ! Enter reservoir pressure (barg) and temperature (C):
1 12            ! Enter atmospheric pressure (bara) and temperature (C):
0 0             ! Enter heat transfer coefficients (J/s) and (J/sK):
0              ! Enter wall temperature (C):
0.030 0.98      ! Enter nozzle diameter (m) and discharge coefficient (-):
10              ! Enter start time (s):
1 600           ! Enter time step (s) and number of iterations (-):
"+YJ"          ! Enter leak control string:
1 1e7           ! Enter shutoff pressure (barg) and release mass (kg):
0.2             ! Enter relative turbulence intensity RTI (-):
0.1 *D         ! Enter turbulence length scale TLS (m) + function:

```


App B Gassdeteksjon i Event-log

Ifølge event-loggen har 32 unike gassdetektorer detektert gass. Tabellen under viser et utdrag fra event-loggen, med et filter med hensyn på gassdetektorer. Kolonnen lengst til høyre viser tid fra første alarm, og kan brukes som sammenligning mot simulert utslippsstart.

Gassdeteksjonsgrenser som blir brukt på Heimdal er 20%LEL på punktdetektorer og 1LELM på linjedetektorer.

Tagname	Description	Property	Event	Time	Diff [s]
GE_-441-09	WEATHER DK GENERAL	Alarm	AL_On	12:41:24	12:41:24
GE_-441-15	WEATHER DK GENERAL	Alarm	AL_On	12:41:24	00:00:00
GE_-441-11	WEATHER DK GENERAL	Alarm	AL_On	12:41:26	00:00:02
GE_-441-14	WEATHER DK GENERAL	Alarm	AL_On	12:41:26	00:00:02
GE_-441-07	WEATHER DK GENERAL	Alarm	AL_On	12:41:36	00:00:12
GE_-343-12	M30 WEATH DECK SOUTH	Alarm	AL_On	12:41:37	00:00:13
GE_-441-08	WEATHER DK GENERAL	Alarm	AL_On	12:41:38	00:00:14
GE_-441-06	WEATHER DK GENERAL	Alarm	AL_On	12:41:42	00:00:18
GE_-343-14	M30 WEATH DECK SOUTH	Alarm	AL_On	12:41:46	00:00:22
GE_-441-12	WEATHER DK GENERAL	Alarm	AL_On	12:41:46	00:00:22
GE_-343-10	UPPER DK AFTER COOLE	Alarm	AL_On	12:41:49	00:00:25
GE_-441-07	WEATHER DK GENERAL	Alarm	AL_On	12:41:50	00:00:26
GE_-441-10	WEATHER DK GENERAL	Alarm	AL_On	12:41:52	00:00:28
GE_-555-03	OPEN AIR MESSANIN	Alarm	AL_On	12:41:53	00:00:29
GE_-555-04	OPEN AIR MESSANIN	Alarm	AL_On	12:41:53	00:00:29
GE_-441-13	WEATHER DK GENERAL	Alarm	AL_On	12:42:02	00:00:38
GE_-441-06	WEATHER DK GENERAL	Alarm	AL_On	12:42:10	00:00:46
GE_-343-08	UPPER DK AFTER COOLE	Alarm	AL_On	12:42:15	00:00:51
GE_-343-13	M30 WEATH DECK SOUTH	Alarm	AL_On	12:42:19	00:00:55
GE_-259-02	W.DECK LAYDOWN AREA	Alarm	AL_On	12:42:31	00:01:07
GE_-343-09	UPPER DK AFTER COOLE	Alarm	AL_On	12:42:31	00:01:07
GE_-346-01	WD TURB EXHAUST AREA	Alarm	AL_On	12:42:32	00:01:08
GE_-509-02	PaintCont Skid-Deck	Alarm	AL_On	12:42:32	00:01:08
GE_-259-02	W.DECK LAYDOWN AREA	Alarm	AL_On	12:42:37	00:01:13
GE_-441-09	WEATHER DK GENERAL	Alarm	AL_On	12:42:38	00:01:14
GE_-441-08	WEATHER DK GENERAL	Alarm	AL_On	12:42:52	00:01:28
GE_-343-08	UPPER DK AFTER COOLE	Alarm	AL_On	12:42:53	00:01:29
GE_-346-02	WD TURB EXHAUST AREA	Alarm	AL_On	12:42:54	00:01:30
GE_-343-13	M30 WEATH DECK SOUTH	Alarm	AL_On	12:42:57	00:01:33
GE_-343-09	UPPER DK AFTER COOLE	Alarm	AL_On	12:43:03	00:01:39
GE_-259-02	W.DECK LAYDOWN AREA	Alarm	AL_On	12:43:21	00:01:57
GE_-346-01	WD TURB EXHAUST AREA	Alarm	AL_On	12:43:52	00:02:28
GE_-259-03	W.DECK LAYDOWN AREA	Alarm	AL_On	12:44:09	00:02:45
GE_-441-14	WEATHER DK GENERAL	Alarm	AL_On	12:44:12	00:02:48
GE_-346-01	WD TURB EXHAUST AREA	Alarm	AL_On	12:44:14	00:02:50
GE_-346-02	WD TURB EXHAUST AREA	Alarm	AL_On	12:44:20	00:02:56
GE_-555-03	OPEN AIR MESSANIN	Alarm	AL_On	12:44:21	00:02:57
GE_-492-01	WEATHER DK CHROM GAS	Alarm	AL_On	12:44:47	00:03:23
GE_-461-03	PEDESTAL CRANE S	Alarm	AL_On	12:44:54	00:03:30

Gassfareanalyse, gasslekkasje på Heimdal 26 mai
2012, (synergir. 1300971)

Dok. nr.

Trer i kraft

Rev. nr.

GE__-492-02	WEATHER DK CHROM GAS	Alarm	AL_On	12:45:10	00:03:46
GE__-259-03	W.DECK LAYDOWN AREA	Alarm	AL_On	12:45:11	00:03:47
GE__-259-05	W.DECK LAYDOWN AREA	Alarm	AL_On	12:45:11	00:03:47
GE__-259-06	W.DECK LAYDOWN AREA	Alarm	AL_On	12:45:11	00:03:47
GE__-443-05	W DECK TOX/NOX STORE	Alarm	AL_On	12:46:04	00:04:40
GE__-557-10	COMBUST.AIR INTAKE	Alarm	AL_On	12:46:30	00:05:06
GE__-557-08	COMBUST.AIR INTAKE	Alarm	AL_On	12:47:12	00:05:48
GE__-343-10	UPPER DK AFTER COOLE	Alarm	AL_On	12:47:51	00:06:27
GE__-343-12	M30 WEATH DECK SOUTH	Alarm	AL_On	12:47:51	00:06:27
GE__-492-02	WEATHER DK CHROM GAS	Alarm	AL_On	12:49:26	00:08:02
GE__-441-08	WEATHER DK GENERAL	Alarm	AL_On	12:50:42	00:09:18
GE__-441-15	WEATHER DK GENERAL	Alarm	AL_On	12:54:12	00:12:48
GE__-441-15	WEATHER DK GENERAL	Alarm	AL_On	12:54:44	00:13:20
GE__-441-15	WEATHER DK GENERAL	Alarm	AL_On	12:55:10	00:13:46
GE__-328-03	M30 Mezz.Deck South	Alarm	AL_On	12:55:46	00:14:22
GE__-441-15	WEATHER DK GENERAL	Alarm	AL_On	12:55:48	00:14:24
GE__-328-03	M30 Mezz.Deck South	Alarm	AL_On	13:06:20	00:24:56
GE__-441-13	WEATHER DK GENERAL	Alarm	AL_On	12:41:40	
GE__-343-12	M30 WEATH DECK SOUTH	Alarm	AL_On	12:47:56	
GE__-443-05	W DECK TOX/NOX STORE	Alarm	AL_On	13:04:42	

Gassfareanalyse, gasslekkasje på Heimdal 26 mai
2012, (synergir. 1300971)

Dok. nr.

Trer i kraft

Rev. nr.

App C Værdata

Epost med detaljer om værforhold den 26.mai 2012, mottatt fra granskningsgruppen.

Leif Birkeland

From: Einar Nygaard on behalf of GM Metocean
Sent: 1. juni 2012 09:39
To: Leif Birkeland
Subject: RE: Været.

Hei,

Finn vedlagt været ved Heimdal lørdag 26. mai.
 Det er hull i bølgedata midt på dagen, men det er ingen grunn til å tro at Hs har vært noe særlig over 0.5 m.
 Det har mer eller mindre vært havblikk denne dagen.

Mvh.
 Einar

Å...r	Mnd	Dag	Time(NMT)	Hs (m)	Tp (m)	Air Temp (°C)	Wind dir (°)	Wind Speed (m/s)
2012	5	26	6	0.5	4	9.1	360	2.6
2012	5	26	7	0.4	5	9.3	360	3.1
2012	5	26	8	0.5	5	9.1	350	3.1
2012	5	26	9	0.4	4	9.4	360	2.6
2012	5	26	10	0.5	4	9.7	360	3.1
2012	5	26	11	0.5	4	10.1	360	3.1
2012	5	26	12	-999	-999	11	350	1.5
2012	5	26	13	-999	-999	12	350	3.1
2012	5	26	14	-999	-999	12.5	360	2.1
2012	5	26	15	-999	-999	13	360	3.1
2012	5	26	16	0.5	4	13.6	360	3.6
2012	5	26	17	0.5	4	14.4	10	2.1
2012	5	26	18	0.3	5	13.6	360	2.1
2012	5	26	19	0.3	5	14.6	10	1.5
2012	5	26	20	0.4	5	13.5	10	3.6

Gassfareanalyse, gasslekkasje på Heimdal 26 mai
2012, (synergir. 1300971)

Dok. nr.

Trer i kraft

Rev. nr.

App D Brannvanns-spesifikasjoner

1.3 Systemoversikt

Deluge skap	Dekningsområde	Beregnet kapasitet (l/min)	Densitet (l/min/m ²)	Trykk på fjerneste dyse (barg)
2 JF 952 A	M30 mellomdekk nord (M32 N)	3050	10	1.66
2 JF 952 B	M30 hoveddekk nord (M31 N)	3018	10	1.80
2 JF 944	C00 Flare knock out drum	3382	10	1.40
2 JF 951 A	C00 Cellerdekk nord	7500	10	1.82
2 JF 951 B	C00 Cellerdekk sør	7500	10	1.40
2 JF 958A	M30 mellomdekk sør (M32 S)	3890	10	2.37
2 JF 958B	M30 værdekk sør (M34)	3109	10	3.50
2 JF 953	M30 hoveddekk sør (M31 S)	3638	10	1.71
2 JF 905	M10 vanngardin nord-sør	-	10	2.10
2 JF 955	M40 hoveddekk nord (M41 N)	3516	10	2.50
2 JF 954	M40 hoveddekk sør (M41 S)	7625	10	3.50
2 JF 956	M40 mellomdekk nord (M42 N)	6000	10	2.08
2 JF 957A	M40 mellomdekk sør (M42 S)	6225	10	1.63
2 JF 957B	M44-værdekk sør (M44)	9561	10	3.50
2 JF 942	M60 brønnhode nord – mudlogging (M60 N)	11954	20	3.50
2 JF 943	M60 brønnhode service (M60 WHS)	2912	10	1.40
2 JF 941	M60 brønnhode sør (M60 S)	10232	20	2.53
5 JF 9000 XV 90001	Riser mellom/øvre mellomdekk – toppdekk	7269	10	3.50
5 JF 9000 XV 90002	HRP Riser hoveddekk - enterdekk, valves & manifold	-	10	3.50
1 JF 926 1 JF 927	M55 Skirne Byggve modul	2503	10	3.50

App E DAL-spesifikasjoner

Fra TN-4 i doc no 31-1A-REE-F15-00022 HNPG Totalrisikoanalyse Heimdal inklusive M25:

Opprinnelig D.A.L. (dvs. under design) for barrierene på værdekk er ifølge ref. /3/ en eksplosjonslast på 0,10 barg i 20 ms over hele barrierens areal. I de aller fleste tilfellene vil varigheten være over 20 ms ved eksplosjoner på værdekket slik at det er en viss usikkerhet knyttet til kritisk trykk for varigheter over 20 ms. Denne usikkerheten er behandlet ved å måle trykket mot et areal som utgjør ca. 1/5 av totalarealet til barrieren i eksplosjonssimuleringene. Det vil medføre en overprediksjon av den globale lasten mot barrieren. Dessuten har Offshore Designs rapport vist at for barrieren på hoveddekk, som også under design var sjekket mot en D.A.L. med varighet 20 ms, har konstruksjonen betydelig styrkemessig kapasitet for varigheter over 20 ms. Det er derfor sannsynlig at faktisk styrke for barrierene på værdekket er høyere enn angitt i DAL. Uansett vil ikke dette være kritisk for risikoestimatet etter som frekvensen for antente skyer er relativt lav på værdekket.

I henhold til gjeldende regelverk skulle det egentlig vært et vertikalt brannskille mellom M20 og M30 på værdekk, som også ville fungert som et eksplosjonsskille. Effekten av å installere et slikt skille i forhold til eksplosjonsrisikobildet er presentert i TN-5.