

# Granskingsrapport

## Rapport

Rapport etter gransking av hydrokarbonlekkasje på Heimdal 26.5.2012

Aktivitetsnummer  
001036006

## Gradering

- Offentlig                       Begrenset                       Strengt fortrolig  
 Unntatt offentlighet             Fortrolig

## Sammendrag

Hydrokarbonlekkasjen oppsto i forbindelse med testing av to nødavstengingsventiler (ESDV).

For å forberede testing av ventilene skulle en rørlinje trykkavlastes mot fakkell. I rørlinjen var en kuleventil med trykkklasse på 16 bar installert som siste barriere mot fakkell. Denne kuleventilen stod i stengt posisjon og ble eksponert for trykk på 129 bar.

Trykket førte til at pakningen i flens til ventilen sviktet og resulterte i en gasslekkasje estimert til 3500 kg med lekkasjerate initialt på 16,9 kg/s. Gass ble detektert i et større område på innretningen.

Hendelsen er gransket av Petroleumstilsynet (Ptil). Det er vår konklusjon at hendelsen førte til en svært alvorlig situasjon på Heimdal som under marginalt endrede omstendigheter kunne resultert i en storulykke.

## Involverte

Hovedgruppe T-1	Godkjent av / dato
Deltakere i granskingsgruppen  Jorun Stornes Stålesen - Logistikk & Beredskap Odd Tjelta - Prosessintegritet Elisabeth Lootz - Arbeidsmiljø, organisatorisk sikkerhet	Granskingsleder  Bjarne Sandvik - Logistikk & Beredskap

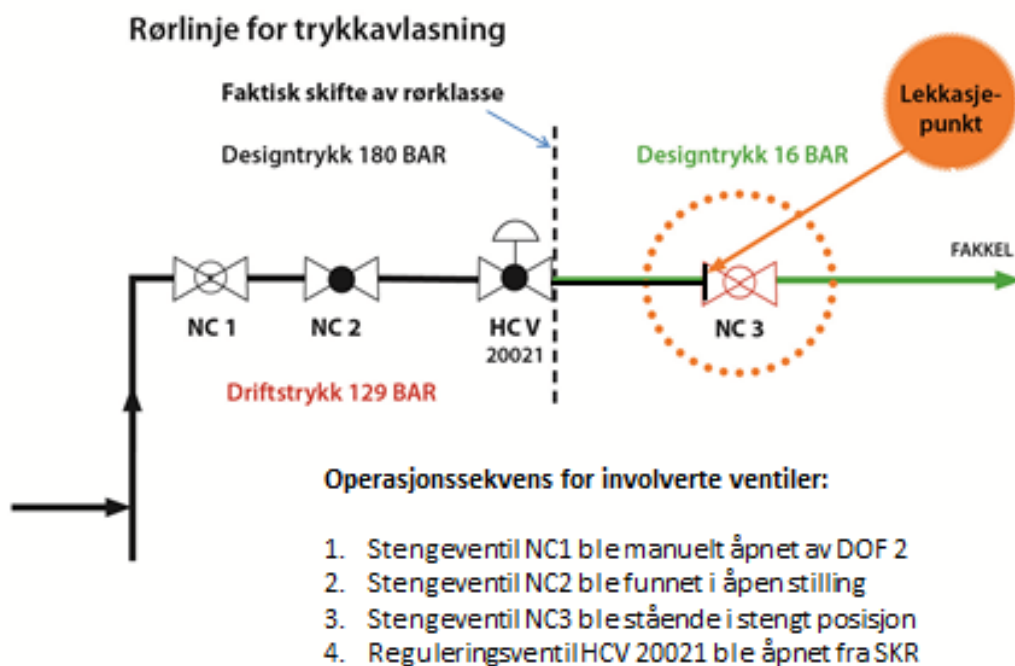
## Innhold

1	Sammendrag .....	3
2	Innledning .....	5
	2.1 Petroleumstilsynets granskingsgruppe .....	5
	2.2 Mandat.....	5
	2.3 Metode og datainnsamling .....	5
	2.4 Samarbeid med politiet.....	6
	2.5 Statoil konserngransking .....	6
3	Informasjon om Heimdal Gassenter .....	6
	3.1 Heimdal feltet – tidslinje .....	7
	3.2 Hydrokarbonlekkasjer på Heimdalfeltet .....	8
4	Hendelsesforløp .....	9
	4.1 Hendelsen .....	10
5	Hendelsens faktiske konsekvenser og potensial .....	16
	5.1 Konsekvens av det faktiske forløp .....	16
	5.2 Potensiell konsekvens av faktisk lekkasje.....	17
	5.2.1 Potensielle konsekvenser av en brann - gitt faktisk lekkasje .	17
	5.2.2 Potensielle konsekvenser av en eksplosjon – gitt faktisk lekkasje	17
	5.3 Potensielle konsekvenser gitt endrede omstendigheter .....	18
	5.3.1 Potensielle konsekvenser av en eksplosjon eller jetbrann.....	18
	5.3.2 Potensielle konsekvenser for personell .....	19
6	Utløsende og bakenforliggende årsaker.....	20
	6.1 Utløsende årsaker .....	20
	6.2 Bakenforliggende årsaker.....	20
7	Observasjoner .....	21
	7.1 Avvik.....	21
	7.1.1 Mangelfull designløsning.....	21
	7.1.2 Mangelfull designløsning var ikke identifisert.....	22
	7.1.3 Mangelfulle beskrivelser av hvordan arbeidet skulle utføres.	23
	7.1.4 Svakheter ved Statoils dokumentstyring .....	25
	7.1.5 <i>Svakheter ved risikovurdering i planleggingen</i> .....	27
	7.1.6 Svakheter ved erfaringsoverføring og læring i Heimdalorganisasjonen etter tidligere hendelser .....	29
	7.1.7 Svakheter knyttet til kompetanse og risikoforståelse .....	32
	7.1.8 Utilstrekkelig kapasitet på brannvannsystemet .....	33
	7.1.9 Utilstrekkelig kapasitet på eksplosjonsvegg mellom produksjonsområdet og boreområdet .....	33
	7.2 Forbedringspunkt.....	34
	7.2.1 Normal operatørstasjon i Sentralt Kontrollrom (SKR) var ute av funksjon.....	34
8	Diskusjon omkring usikkerheter og forhold som er av betydning for hendelsen.....	35
9	Vurdering av Statoils granskingsrapport .....	42
	Forkortelser .....	44

## 1 Sammendrag

Lørdag, 25. mai 2012, kl. 1241 oppstod det en hydrokarbonlekkasje på Statoils innretning Heimdal i forbindelse med testing av to nødavstengingsventiler (ESDV). Deler av produksjonen var i forkant nedstengt og trykkavlastet på grunn av vedlikehold.

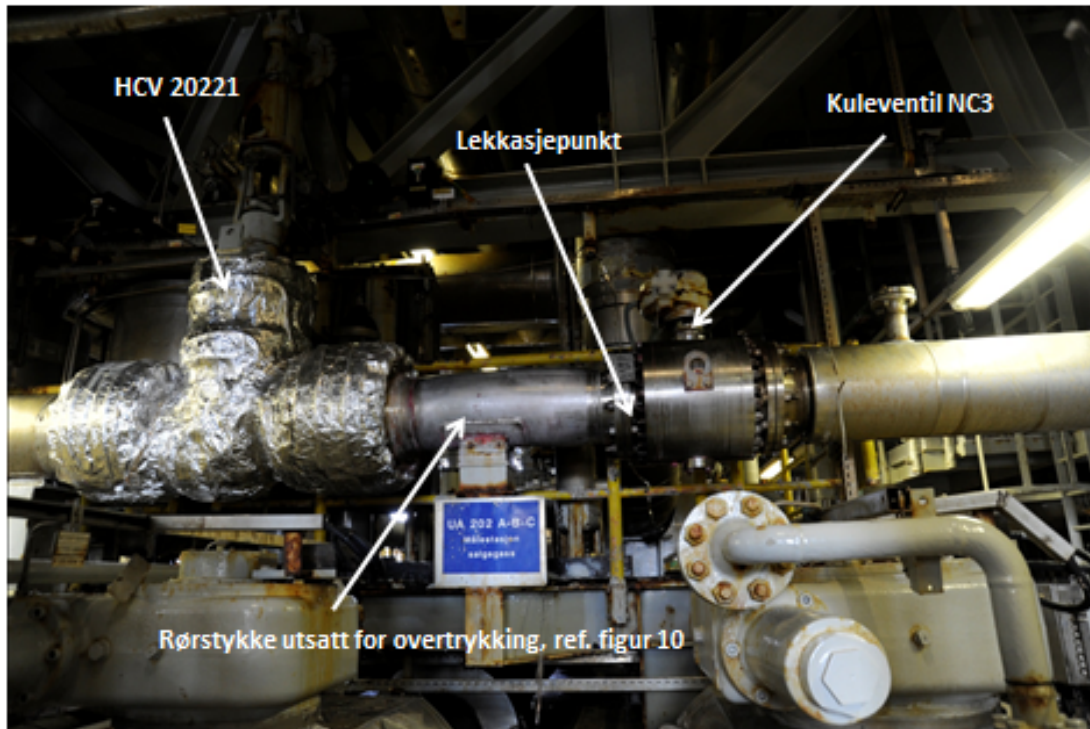
Testing av nødavstengningsventilene ble forberedt ved å trykkavlaste en rørlinje mot fakkel. I rørlinjen inngår en reguleringsventil (HCV), som styres fra kontrollrommet (SKR), og tre manuelle ventiler, i denne rapporten gitt benevnelsen NC1, NC2 og NC3. Reguleringsventilen (HCV) har en trykkklasse på 180 bar mens den siste manuelle ventilen mot fakkel (NC3) har designtrykk 16 bar.



**Figur 1: Rørlinje for trykkavlastning og beskrivelse av operasjonssekvens utført av driftsoperatør i felt, heretter betegnet som DOF2**

Kuleventilen (NC3) som siste barriere mot fakkel stod i stengt posisjon. Da trykkavlastningen ble iverksatt ved å åpne HCV ble kuleventilen NC3 eksponert for trykk på 129 bar, og det førte til at pakningen, isolasjonsmateriell og kapsling rundt flensen ble blåst av. Gasstrykket medførte at blikkplatene ble vrent ut i skjøtene, og biter av aluminiumskapsling og isolasjonsvatt ble slynget ut og gass lakk ut i området Modul 40 (M40).

På umiddelbart varsel fra driftsoperatøren i prosessområdet M40, stengte kontrollromsoperatøren reguleringsventilen (HCV). Ventilen stengte først etter ca. 4 minutter og lekkasjen stoppet kl. 1245. Årsaken til forsinkelse i ventilsystemet er uavklart. Gass ble detektert i modulene M30, M40, M50. I tillegg ble gassdetektor i M60 utløst. Gass vedvarte på innretningen i ca 30 minutter.



**Figur 2: Rørstykke mellom HCV 20221 og manuell kuleventil NC3**

Driftsoperatør i prosessområdet M40 stod i nærområdet, ca. 10 meter fra lekkasjen (åstedsbefaring med involvert driftsoperatør og Politiet og Ptil). Han observerte spredningen av gasskyen, men det er uavklart i hvilken grad han ble eksponert for gass. Han fikk ingen påviselige skader og er i ettertid blitt fulgt opp av bedriftshelsetjenesten i Statoil.

Generell alarm (GPA) og brannvann ble utløst og alt personell, utenom personell som inngikk i beredskapsorganisasjonen, mønstret i livbåtene.

Lekkasjen er blant de alvorligste gassutslippene på norsk sokkel på flere år (jf. RNNP 2001-2011)). I følge Statoils egne beregninger (ref dok. 43) medførte lekkasjen på Heimdal et utslipp på totalt 3500 kilo gass over en periode på 252 sekunder, med en initial utslippsrate på 16,9 kg/s. Totalt gassvolum i rørsegmentet var 53,49 m<sup>3</sup> med 129 BAR trykk og 9 grader C.

Petroleumstilsynet har gransket hendelsen og observasjonene av størst betydning for hendelsen er:

- Mangelfull designløsning
- Mangelfull designløsning var ikke identifisert
- Mangelfulle beskrivelser av hvordan arbeidet skulle utføres
- Svakheter ved Statoils dokumentstyring
- Svakheter ved risikovurderingen i planleggingen

- Svakheter knyttet til kompetanse og risikoforståelse

I tillegg ble det funnet svakheter ved erfaringsoverføring og læring i Heimdalorganisasjonen etter tidligere hendelser.

## 2 Innledning

Petroleumstilsynet (Ptil) besluttet 29.5.2012 å utføre egen gransking av hendelsen, i tillegg til å bistå politiet i deres etterforskning.

### 2.1 Petroleumstilsynets granskingsgruppe

Granskingsgruppen fra Petroleumstilsynet har bestått av

Bjarne Sandvik	- Logistikk og Beredskap, granskingsleder
Elisabeth Lootz	- Arbeidsmiljø, organisatorisk sikkerhet
Jorun Stornes Stålesen	- Logistikk og Beredskap
Odd Tjelta	- Prosessintegritet

### 2.2 Mandat

Petroleumstilsynets har i granskingen hatt følgende mandat:

- Klarlegge hendelsens omfang og forløp med vektlegging av sikkerhetsmessige, arbeidsmiljømessige og beredskapsmessige forhold.
- Vurdere faktisk og potensiell konsekvens
  - Påført skade på menneske, materiell og miljø.
  - Hendelsens potensial for skade på menneske, materiell og miljø.
- Vurdere utløsende og bakenforliggende årsaker, med vektlegging av både menneskelige, tekniske, operasjonelle og organisatoriske forhold (MTO), i et barriereperspektiv.
- Diskutere og beskrive eventuelle usikkerheter /uklarheter.
- Identifisere avvik og forbedringspunkter relatert til regelverk (og interne krav).
- Drøfte barrierer som har fungert.
- Vurdere aktørens egen granskingsrapport
- Vurdere effekt på Heimdal av Statoils gjennomførte forbedringsinitiativ for å redusere hydrokarbonlekkasjer

### 2.3 Metode og datainnsamling

Granskingsgruppen reiste ut til Heimdal 30. mai og returnerte 1. juni 2012.

Befaring av åsted og intervjuer med ledelse og personell involvert i planlegging og gjennomføring av en sikkerhetskritisk arbeidsoperasjon, ble gjennomført på Heimdal innretningen i tiden 30.5.-1.6.2012. Det ble innhentet relevante dokumenter, som prosedyrer og logger mv. Det ble også gjennomført en rekke intervjuer med personell i Statoils driftsorganisasjon og personer med teknisk system- og fagansvar (Anleggsintegritet).

Ved granskingsgruppens (se pkt. 2.4 og 2.5) ankomst var åstedet sperret av med sperrebånd. I og med at rørsystemer med gass under trykk hadde vært involvert i hendelsen, var det gjort

tiltak for å sikre systemene. Det var blant annet satt inn ny pakning i flensen mellom røret og NC3, og ventilen var vasket, trykktestet og klargjort. Isolasjon og blikkinnkapsling var demontert. Vi ble fortalt at Statoil hadde utført arbeidet i forbindelse med full avstengning av rørlinjen, som i etterkant er tatt ut av bruk. Åstedet var derved ikke intakt ved befarings.

Plattformledelsen hadde imidlertid sørget for at det ble tatt fotografier i forkant av sikringstiltakene.

## 2.4 Samarbeid med politiet

Politiet besluttet tidlig å etterforske hendelsen og reiste til Heimdal med taktikere og teknikere. Petroleumstilsynet ble anmodet om å bistå politiet i deres etterforskning, og befarings og møter med personell på Heimdal ble gjennomført som felles aktiviteter. Ptil deltok i politiets avhør av personell på innretningen.

## 2.5 Statoil konserngransking

Petroleumstilsynet reiste ut sammen med Politiet og Statoils konserngransking og det ble gjennomført felles oppstartsmøte og avslutningsmøte. Statoils granskingsrapport ble presentert og overlevert Petroleumstilsynet 23. oktober 2012.

## 3 Informasjon om Heimdal Gassenter

Heimdal er et gassfelt som ligger på 120 meters havdyp i den midtre delen av Nordsjøen. Feltet ble godkjent utbygd 10.6.1981 med Elf som operatør. Feltet ble satt i drift i 1985 med en integrert bore-, produksjons- og boliginnretning med stålunderstell (HMP).

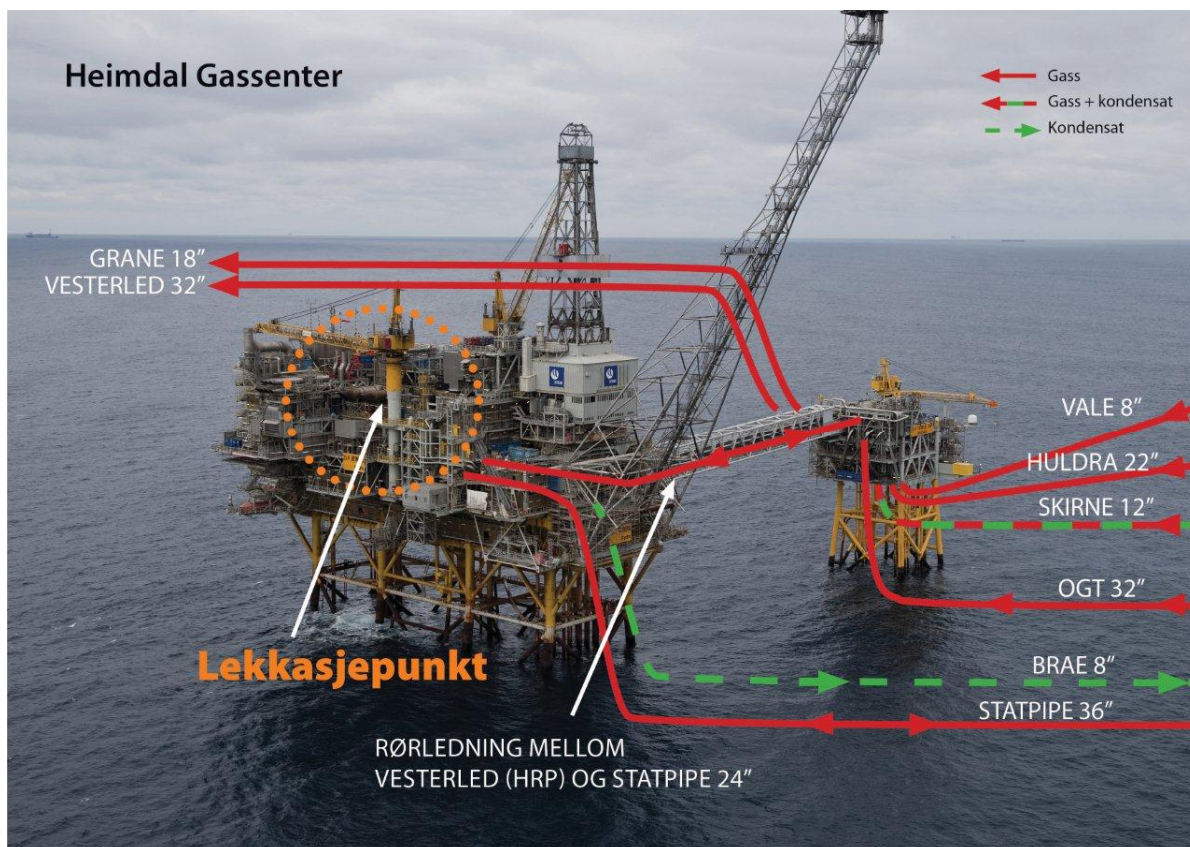
Prosjektering av prosessanlegget ble i perioden 1981-1984 utført av Kværner, med Brown & Root som underleverandør. Elf Aquitaine var ansvarlig for utbygging og drift. Produksjonsstart var 13. desember 1985. Den dimensjonerende brukslevetiden for Heimdal Hovedplattform (HMP) er 30 år og utløper 13. desember 2014.

Den 1.1.1998 overtok Norsk Hydro som operatør, og plan for utvikling og drift (PUD) for Heimdal Gassenter ble godkjent 15.1.1999. PUD beskrev modifikasjoner av HMP og bygging av Heimdal Riser plattform (HRP), knyttet til HMP med bru.

Oppstart av produksjon fra Heimdal Gassenter var i 2000. I 2002 ble Gassco operatør for HRP. Operatøransvaret for HMP ble etter sammenslåingen mellom Statoil og Hydro den 1.10.2007 tildelt StatoilHydro.

Opprinnelig gikk gasstransporten i Statpipe fra Heimdal til Kårstø og videre til kontinentet. Ved etableringen av Heimdal som gassenter, ble en ny gassrørledning koplet til eksisterende gassrørledning fra Friggfeltet. I dag kan gassen transporteres gjennom Vesterled til St. Fergus i Storbritannia. Feltene Huldra, Skirne og Vale leverer gass til Heimdal. I tillegg blir gass fra Oseberg transportert over Heimdal. Heimdal leverer gass til Grane for gassinjeksjon og kondensat til Brae på britisk sektor. Via Statpipe transporteres gass til/fra Draupner. Heimdal er i dag et gassknutepunkt i Nordsjøen.





**Figur 3: Heimdal Gassenter**

### 3.1 Heimdal feltet – tidslinje

Dato/tid	Aktivitet	Beskrivelse
10.6.1981	PUD godkjent	Heimdal ble godkjent utbygd med Elf som operatør.
1981-1985	Prosjektering og bygging	Kværner Engineering var hovedkontraktør. Brown og Root, som leverandør, leverte design av prosessanlegget. Rørlijen i fig 1 ble bygd for manuell trykkavlastning av Statpipe og designet med skifte av trykkklasse som vist på figuren.
13. 12.1985	Oppstart	Heimdal plattformen startet produksjonen.
1998	Hydro operatør	
15.1.1999	PUD godkjent	Heimdal Gassenter med Hydro som operatør
1999-2000	Plattformen nedstengt	Fra oktober 1999 til oktober 2000
2000	Oppstart av Heimdal Gassenter	
2002	Lekkasjetesting av ESDVer	Hydro vurderte akseptable interne lekkasjerater av sikkerhetskritiske ventiler på Heimdal Gassenter.
2002	Gassco operatør	Heimdal Riser Plattform (HRP)

2003	Start med testing av ESDVer	Historikk i SAP går tilbake til RS 2003. Dette er antakelig første gang testing av ESDVer ble utført av Hydro.
2004-2011	Årlig test av nødavstengingsventiler	Ventilene kan testes med en nitrogentest eller med avlesning av trykkdifferanse over ventilen. Trykkavlastning til fakkel kan foretas via blowdown eller med manuell trykkavlastning via reguleringsventil HCV 20021.
2005	TST	
1.10.2007	StatoilHydro operatør for Heimdal hovedplattform (HMP)	Operatøransvaret ble gitt til StatoilHydro eller sammenslåingen mellom Statoil og Hydro
2009	TTS	Det ble gjennomført en TTS gjennomgang der det ble påpekt at isoleringsventiler nedstrøms trykkavlastningsventiler ikke hadde full trykk-klasse.

### 3.2 Hydrokarbonlekkasjer på Heimdalfeltet

Tabellen nedenfor viser de lekkasjene over 0,1 kg/s som er registrert i Ptil sin hendelsesdatabase, og omfattet av en kvalitetetsikringsprosess gjennom RNNP, på Heimdal feltet fra 1996 til 2011. Egen kolonne viser om arbeidstillatelse (AT) er beskrevet benyttet ifm lekkasjen. For enkelte hendelser er lekkasjen skjedd under normal drift og "DRIFT" vises i feltet.

År	Dato	Innretning	Gransking	Lekkasjerate (kg/s)	AT	Årsak
2002	6.9.2002	Heimdal	Gransking	0,1	DRIFT	Håndtering av forstyrrelser i prosessanlegg
2002	6.10.2002	Heimdal	Gransking	1,0	DRIFT	Uheldige prosessforhold i kondensattank
2003	27.4.2003	Heimdal	Varselsskjema	0,2	–	Ikke tilgjengelig rapport
2003	23.7.2003	Heimdal	Gransking	2,5	Nei	Klargjøring av system etter vedlikehold
2005	16.7.2005	Heimdal	Gransking	0,1	Nei	Autoblokk er manglende barriere mot trykksatt system
2005	24.9.2005	Heimdal	Gransking	0,1	Nei	Lekkasje fra slange ifm DB&B
2005	30.11.2005	Heimdal	Varslings skjema	0,5	–	Ikke tilgjengelig



						rapport
2006	22.8.2006	Heimdal	Gransking	0,2	Nei	Manglende barriere ifm arbeid på trykksatt system
2006	25.12.2006	Heimdal	Varselsskjema	0,9	_	Ikke tilgjengelig rapport
2007	06.4.2007	Heimdal	Gransking	0,8	DRIFT	Ifm forberedelser til avvoksing av varmeveksler og uroligheter i prosessanlegget, fikk man høyt trykk i kondensat tank. Dette førte til at hydrokarboner ble ført via veskelås til sump caisson og til atmosfærisk vent på værdekk.
2011	2.2.2011	Heimdal	Gransking	0,5	Nei	Bleed slange ikke lagt til sikkert område
<b>Heimdal HRP</b>						
2005	19.4.2005	HRP	Varselsskjema	0,5	_	Ikke tilgjengelig rapport
2005	20.06.2005	HRP	Gransking	1,8	Nei	Slangebrudd
2006	11.3.2006	HRP	Varselsskjema	0,2	_	Ikke tilgjengelig rapport
2010	18.4.2010	HRP	Gransking	0,2	DRIFT	Sprekk i sveis

#### 4 Hendelsesforløp

Dette kapittelet inneholder en beskrivelse av hendelsesforløpet. Beskrivelsen starter med det som skjedde fra en lekkasje i hotoilsystemet ble oppdaget den 21. mai til beredskapssituasjonen ble normalisert på Heimdal 26. mai 2012.

## 4.1 Hendelsen

**Mandag 21. mai 2012** ble det oppdaget en hotoil-lekkasje (et varmemedie) på en avstengningsventil i anlegget. Dette førte til at produksjonen på Heimdal neste dag ble stengt ned og delvis trykkavlastet. Under intervju ble vi fortalt at en nedstenging av produksjonen på Heimdal medfører at vedlikeholdsaktiviteter på innretningen som krever nedstenging, kan gjennomføres.

**Tirsdag 22. mai** i det daglig morgenmøtet mellom ledelse offshore og Operasjonsgruppen (OPS) og Anleggsintegritet (AI) på land, ble det besluttet at lekkasjetesting av ESDV-er skulle gjennomføres i produksjonsstansen, istedet for i den årlige nødavstengingstesten. Bakgrunnen var å redusere arbeidsmengden under nødavstengingstesten, som var planlagt den 3. juni 2012.

**Torsdag 24. mai** startet D&V leder og Fagleder Drift planleggingsarbeidet i Drift & Vedlikeholdsavdelingen (D&V-avdelingen) offshore for lekkasjetesting av ESDV-ventiler. Prosedyrer for testing av ESDV-ventiler inneholder i tillegg testresultater fra tidligere årlige lekkasjetester. Prosedyrene var samlet i en perm, og avdelingen ønsket å gjøre korrigeringer med tilføring av signatur og datolinje i dem.

For å sikre deltakelse av erfarne prosessoperatører ble det bestemt at en driftsoperatør i felt, heretter kalt DOF1, som hadde erfaring med tilsvarende tester skulle ha ansvaret for ESDV testene. Under lekkasjetestene hadde de dermed en erfaren D&V leder, en operatør i sentralt kontrollrom (SKR) og DOF1, som alle hadde vært med på tidligere årlige lekkasjetester på Heimdal. DOF1 ankom Heimdal samme ettermiddag.

**Fredag 25. mai** oppstod det feil på operatørstasjonen i SKR, som normalt benyttes for overvåking av prosessen på Heimdal. Den ble dermed tatt ut av bruk. Den alternative arbeidsstasjonen vanskeliggjorde oversikten til oversiktsbilder, alarmer og kamerabilder. Den alternative arbeidsstasjonen ble benyttet dagen etter, hendelsesdagen, og i beredskapssituasjonen etter at lekkasjen oppstod.

Om morgenen ble det gjennomført et møte der man gjennomgikk utførelsen av test av ESDV-ventiler i prosessanlegget på Heimdal hovedplattform (HMP). Deltakere var kontrollromsoperatør, driftsoperatør med tildelt ansvar for testen (DOF1) og to operatører på opplæring. Dette møtet er blitt omtalt som "en slags Før Jobb Samtale" av deltakere på møtet.

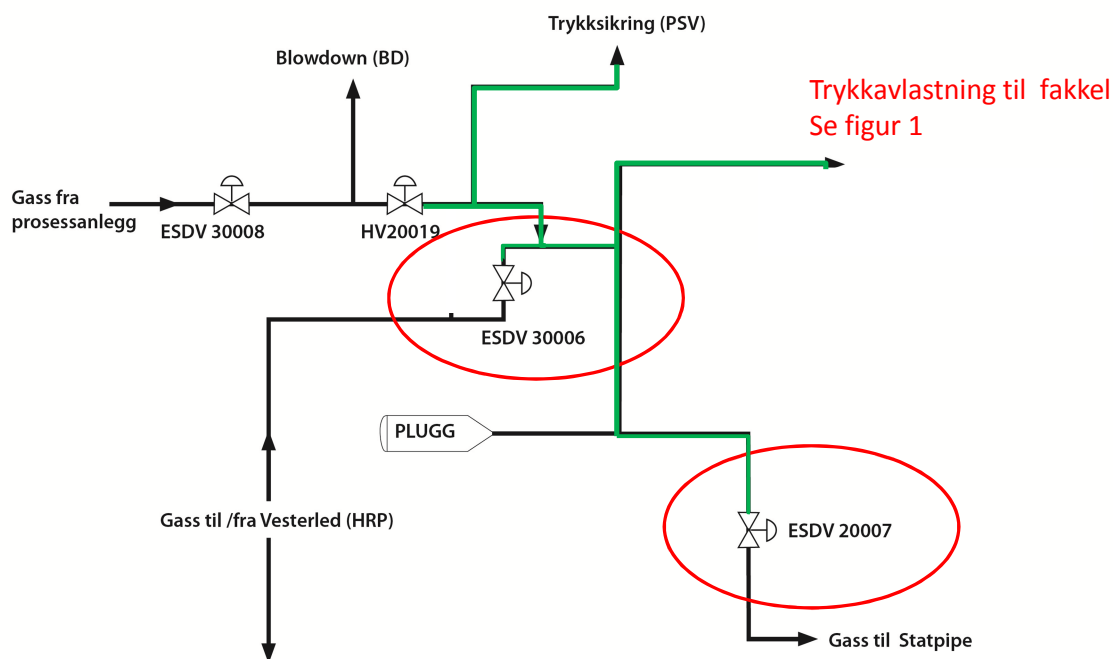
Det ble på arbeidstillatelsesmøtet fredag ettermiddag bestemt at antall arbeidstillatelser neste dag skulle reduseres fra ca 40 til 20 for å få tid til å gjøre lekkasjetestene dagen etter. Den aktuelle testen ble ikke gjennomgått på dette møtet.

**Lørdag 26. mai, hendelsesdagen**, ble det utført aktiviteter som nedenfor er oppgitt med omtrentlige tidsangivelser.

I det faste morgenmøtet kl. 0700 for alle fagområder underlagt D&V-leder, ble status på lekkasjetesting gjennomgått. Det skulle utføres lekkasjetest med nitrogen på noen ESDV-ventiler, og for ESDV-ventiler knyttet til Statpiperørledningen og rørledning fra Heimdal Riserplattform, se figur 3. Det kom fram i intervjuer at lekkasjetesting med nitrogen ble ansett som den mest testkritiske aktiviteten siden den krevde nøyaktige avlesninger av operatør ute i

anlegget. DOF1 og de to operatørene på opplæring var med på disse testene. Granskingsgruppen registrerer at prosedyrene for disse testene er meget detaljerte og beskriver i detalj operering av ventiler, trykkavlesning og kommunikasjon mellom SKR og uteoperatør. På møtet ble det påpekt at hotoil lekkasjen snart var utbedret og at de ikke måtte glemme testene av ESDVene. Det ble indikert at de begynte å få dårlig tid.

## RØRSEGMENT



**Figur 4: Forenklet illustrasjon over rørsegment med ventiler. Gassvolum for trykkavlastning merket grønt**

Fra kl. 0730 forbereder SKR operatør lekkasjetest av ESDV 30006 og ESDV 20007. Testen skal utføres med å isolere rørsegmentet (farget grønt i figur 3) med å stenge ESDV-ventilene, (samt stenge alle manuelle ventiler som har forbindelse til rørsegmentet) og stenge av mot prosessanlegget på Heimdal. Prosedyren beskriver deretter kun at det skal trykkavlastes mot fakkel for å kunne identifisere eventuelle lekkasjer i ESDV-ventilene når segmentet er trykkløst. I prosedyren for ESDV 30006 er det beskrevet at det skal trykkavlastes via HCV 20021, mens det i prosedyren for ESDV 20007 er beskrevet at det skal trykkavlastes via blowdown til fakkel. I intervjuer fremkom det at blowdownventilen var isolert (HV 20019 var stengt) slik at den naturlige trykkavlastningen dermed var via HCV 20021 til fakkel (se figur 4).

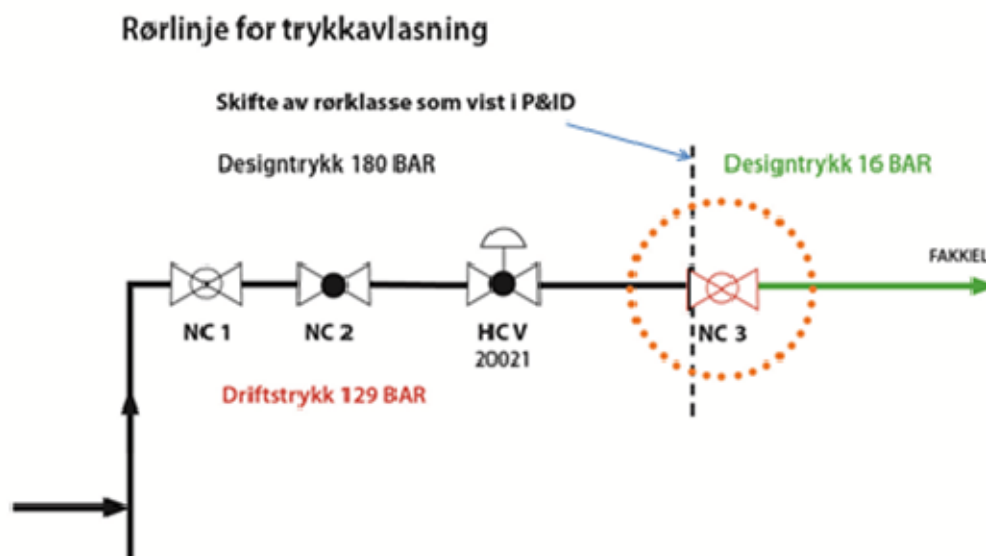
**Kl. 1030** kontakter operatør i SKR Gassco (operatør for HRP og transportnett, inkludert Statpipe) for å utveksle informasjon om varighet av testen. Han anslo at testen ville være ferdig til kl. 1300 og fikk aksept fra Gassco om å holde Statpipe rørledningen avstengt frem til dette tidspunktet. SKR operatør kontakter DOF1 for å informere om at ESDV-ventilene er klare til lekkasjetesting og trykkavlastning til fakkel via HCV 20021. DOF1 er opptatt med

avlesning av nitrogentrykk (logges hvert minutt) på lekkasjetesting av sine tildelte ventiler og kan ikke forlate testen.

**Kl. 1200** er SKR operatør ferdig med lunsj og DOF1 går til lunsj. DOF1 har ikke fått tid til å åpne de manuelle ventilene for trykkavlastning til fakkell.

**Kl. 1220** kontakter SKR operatør ”Arbeidstillatelses-bua” (AT-bua) for å få tak i en annen uteoperatør til å åpne ventilene. Driftoperatør i felt (DOF2), er områdeansvarlig for det aktuelle området, men har ikke vært med på planlegging av jobben siden DOF1 var ankommet som ekstra uteoperatør til lekkasjetesten. DOF2 har på dette tidspunktet andre oppgaver, men går med på ”å blø av mot fakkell” ettersom det kun ville ta ham et par minutter å utføre arbeidet. SKR operatør og DOF2 går gjennom arbeidet via hver sin Process and Instrument Diagram (P&ID) tegning, som ligger i SAP.

**Kl. 1225** går DOF2 ut i modul M40 og finner den aktuelle rørlinjen som skal trykkavlastes. Han mister radiokontakten med SKR og går derfor til SKR for å skifte batterier på radioen. I SKR går SKR operatør og DOF2 igjennom prosedyre for aktiviteten. Prosedyren spesifiserer ikke hvilke manuelle ventiler i rørlinjen som skal åpnes, eller i hvilken rekkefølge de skal åpnes.



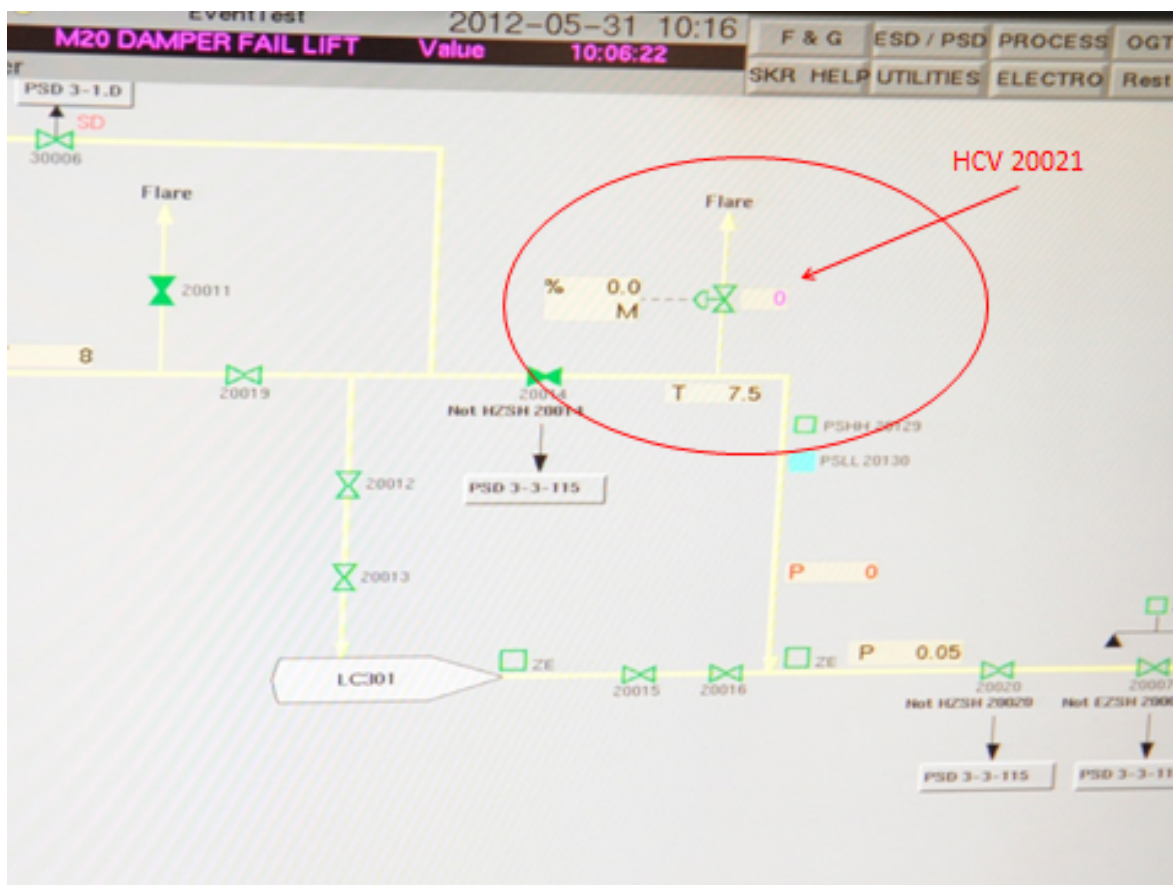
**Figur 5:** Rørlinje for trykkavlastning illustrerer skifte av trykkklasse som vist i P&ID

**Kl. 1235** går DOF2 tilbake til rørlinjen i M40. DOF2 åpner først NC1 og finner NC2 åpen. DOF2 går deretter ned fra plattformen/repoet der NC1 og NC2 er plassert for å stille seg slik at han kan høre når det strømmer gass til fakkell og samtidig påse at det ikke kommer personer inn i M40 under trykkavlastningen.

NC3 blir ikke åpnet.

**Kl. 1241** gir DOF2 beskjed til SKR at det er klart til å åpne reguleringsventilen (HCV 20021) og trykkavlaste til fakkell. SKR operatør ber DOF2 om å gi beskjed når DOF2 hører at det kommer gass til fakkell siden flammen i fakkellen ikke er synlig på grunn av tåke.

SKR operatør benytter skjermbildet og pc-mus til å åpne reguleringsventil HCV 20021 prosentvis. SKR operatør åpner HCV 20021 til 2-3 % og ber igjen DOF2 varsle når han hører susing. Ventilen åpnes videre opp til 4-6 %.



**Figur 6:** Kontrollromsoperatørens hadde begrenset oversikt over ventilkonfigurasjon

Pakning, isolasjonsmateriell og kapsling blir blåst av ventil NC3 og gass lekker ut.

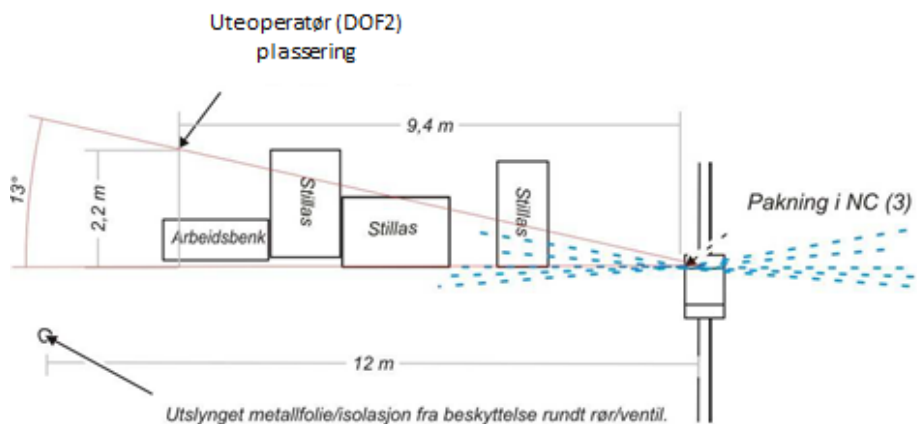
DOF2 hører et kraftig smell i M40 og befinner seg i følgende scenario:

- Holder hodet bort
- Regner isolasjon overalt
- Gass langs bakken, som snøskred som pakker seg utover dekket
- Ser at det kommer en røyksky forbi
- Har en gul nøkkel i hånden og kaster den fra seg
- Roper STENG, STENG, STENG i radio til SKR
- Blir nervøs da han ikke får kontakt med SKR
- Løper ut bak kran, ser gult blinkende lys

- Roper STENG, STENG en gang til i radio
- Hører generell plattformalarm (GPA)
- Går tilbake i M40 for å se om det var gass
- Ser at delugen er gått
- Lukter gass
- Går bort fra området og snakker med skadestedsleder
- Sier fra hvor lekkasjen sannsynligvis kom fra



**Figur 7: Driftoperatørs posisjon og avstand fra lekkasjested (Kilde: Politiet)**



**Figur 8: Driftoperatørs posisjon i arbeidsområdet nær lekkasjested (Kilde: Politiet)**

Kontrollromsoperatør trykker gjentatte ganger på «0 og enter» på sin operatørstasjon for å stenge reguleringsventilen HCV 20021. Reguleringsventilen brukte 4 minutter på å stenge.

Beredskapsorganisasjonen mønstret med de mest sentrale tidspunktene angitt:

De første gassalarmene i nærheten av lekkasjestedet ble aktivisert nærmest momentant. Gassdeteksjonene utløser en rekke automatiske aksjoner i nødavstengingssystemet med utkobling av tennkilder og start av brannpumper. Brannvann utløses i områdene M40 og M30, og alarmer for evakuering av personell utløses.

**Kl. 1245** detekteres gass i flere områder, og brannvann utløses manuelt fra SKR i M55 og M20. Det medførte at trykket på brannvannslinjen ble redusert fra 14 til 11 bar og mengden brannvann utløst i hvert område ble redusert. I et av områdene der brannvann utløst, viser det seg senere at det ikke er gassdeteksjon. I tillegg er en malingscontainer med gassdetektor for 2 år siden blitt flyttet fra M60 til M40, med gassdetektor fremdeles adressert til M60 (boreområdet). Brannvann utløses manuelt til M60.

**Kl. 1255** har beredskapsledelsen oversikt over personell om bord (POB).

**Kl. 1334** viser gassdetektorene at det ikke er gass på Heimdal.

Beredskapsorganisasjonen starter deretter med planlegging av trykkavlastning av det resterende volum gass i rørsegmentet (i ettertid har Statoil beregnet at ca 3,5 tonn av totalt 7,0 tonn gass var stengt inne). Løsningen som til slutt ifølge intervjuer ble valgt var å trykkavlaste forsiktig over en rørlinje (bypass) forbi 2ESDV 30006 til fakkel. **Kl. 1500** var rørsegmentet trykkløst.

Ifølge Statoils granskingsrapport gikk den ene brannpumpen tom for kjølevæske **kl. 1440** og måtte stoppes. Dette medførte at det ikke er brannvann (deluge) i prosessområdene fram til **kl. 1530**.

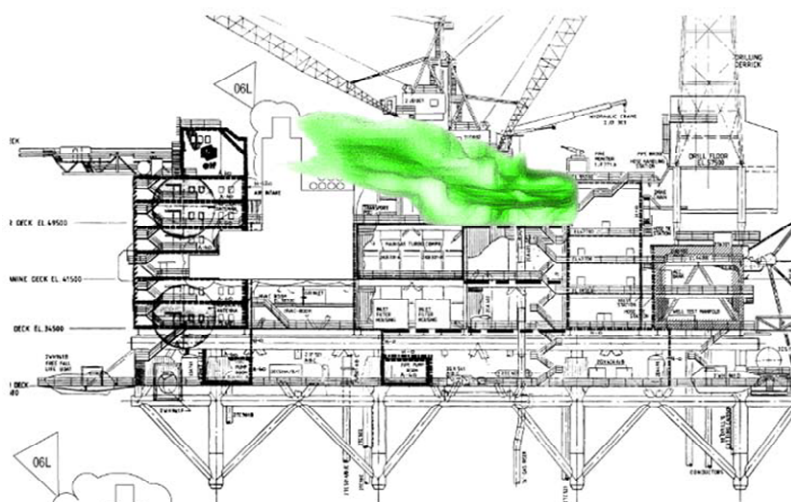


**Kl. 1607** blir beredskapssituasjonen normalisert og skadestedet blir ifølge Statoils granskingsrapport sperret av.

## 5 Hendelsens faktiske konsekvenser og potensial

### 5.1 Konsekvens av det faktiske forløp

Hendelsen, en gasslekkasje i området M40, er beregnet til å omfatte utslipp av ca. 3500 kg gass over en periode på 252 sekunder, med en beregnet initiell utslippsrate på ca. 16,9 kg/s. Gassen spredte seg til flere naboområder (M20, M30 og M50) på værdekket. Gasskyen hadde tennbare konsentrasjoner i ca. 7 minutter, og etter ca. 30 minutter var gass på avveie ventilerert bort. Totalt gassvolum i rørsegmentet var 53,49 m<sup>3</sup> med 129 bar trykk og 9 grader Celsius, beregnet til ca 7000 kg.



**Figur 9: Fasadetegning med projisert gassky, sett fra syd nord.**  
(Kilde: Statoil sin FLACS-analyse)



**Figur 10: Gassky projisert ned på værdekk ved 230 sekunder inn i hendelsen. Røde merker indikerer detektorer, som slo ut på 20 % LEL. Blå merker indikerer detektorer, som ikke detekterte gass under hendelsen. (Kilde: Statoil sin FLACS-analyse)**

En driftsoperatør stod ca 10 meter fra lekkasjestedet (se figur 7 og 8) og ble, etter opplysninger i intervjuer, eksponert for gasskyen. Det er ikke klarlagt i hvilken grad driftsoperatøren ble eksponert. Operatøren ble ikke påført åpenbar umiddelbar skade av gassen eller av fragmenter av pakningsmateriale og isolasjon fra ventilen (NC3) som ble blåst av under hendelsen. Operatøren gjennomgikk undersøkelser av helsepersonell på innretningen og er i etterkant blitt fulgt opp med tanke på mulige senvirkninger.

## 5.2 Potensiell konsekvens av faktisk lekkasje

Hendelsen hadde et betydelig skadepotensiale gitt antenning eller ved marginalt endrede omstendigheter.

### 5.2.1 Potensielle konsekvenser av en brann - gitt faktisk lekkasje

Brannen som kunne oppstått ville vært en jetbrann med varighet på ca 4 minutter, lik lekkasjens varighet. Ptil ser ikke at konsekvens av slik brann kunne medført spredning/eskalering. Dette baseres på at utstyr/rør i følge Statoil vil motstå varmeutviklingen fra en slik brann. Videre har Statoil opplyst om at modul M40 er designet for å kunne motstå en 30-60 minutters jetbrann.

### 5.2.2 Potensielle konsekvenser av en eksplosjon – gitt faktisk lekkasje

Hendelsen kunne ved antenning på ”ugunstig tidspunkt” medført eksplosjonstrykk som ville oversteget designtrykk på brann/eksplosjonsvegg mot annet hovedområde. Dette kunne ført til personskade og/eller tap av menneskeliv i både området for den initielle hendelsen (M40),

men også i tilstøtende hovedområde (M50). M50 er ifølge Statoil betegnet som en mudmodul. Det er ikke lenger boreoperasjoner på Heimdal og mudmodul ikke er operativ med hydrokarboner. Eventuelt personell tilstede i M50 ville imidlertid vært eksponert.

I tillegg ville antenning gitt betydelige økonomiske tap.

### 5.3 Potensielle konsekvenser gitt endrede omstendigheter

Total gassmengde i rørsegmentet på hendelsestidspunktet var 7000 kg der halvparten lakk ut under hendelsen. Hele gassvolumet kunne ha lekket ut dersom rørstykket mellom reguleringsventilen HCV 20021 og lekkasjestedet hadde gått til brudd. Rørstykket på ca 2 meters lengde er designet til 16 bars trykk. I følge Statoil vil rørstykket kunne ha tålt et betydelig høyere trykk, men det ville sannsynligvis ikke ha tålt 129 bar, som var trykket i rørsegmentet som ble trykkavlastet.

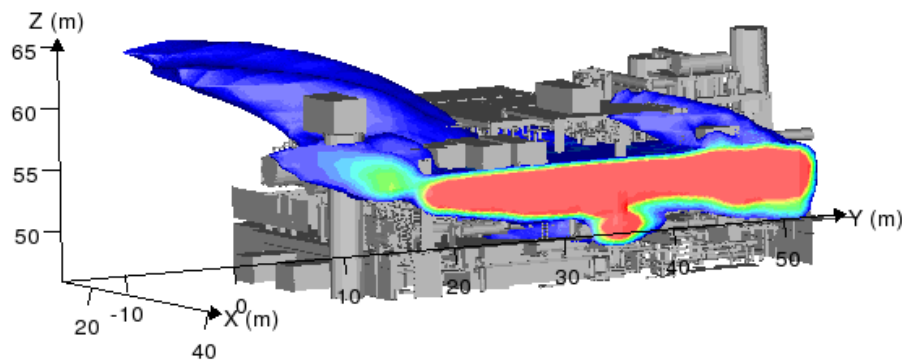


**Figur 11** Deformert rørstykke mellom reguleringsventilen HCV 20021 og lekkasjested.  
(Kilde: Statoils granskingsrapport)

Statoil har opplyst om at pakningen i oppstrøms flens på NC3 som sviktet, var av fibertype, og skulle etter Statoil sine egne krav vært erstattet av en spiralpakning med yttering av stål. Det fremkommer av Statoils egen granskingsrapport at en spiralpakning ville trolig ikke ha sviktet ved den aktuelle trykkbelastningen. Rørstykket (se figur 8) ble deformert, og det er sannsynlig at det ville sprukket på langs dersom ikke pakningen hadde sviktet først. Dette ville da etter all sannsynlighet ha ført til at den totale gassmengden på 7000 kg hadde strømmet ut før HCV 20021 rakk å stenge.

#### 5.3.1 Potensielle konsekvenser av en eksplosjon eller jetbrann

En gassmengde på 7000 kg med høyt trykk og stor utstrømning ville gitt en stor gassky, men dette scenariet er ikke blitt vurdert risikomessig av Ptil eller Statoil. Det er to brannvegger som ville kunne blitt eksponert for eksplosjonen. Den ene veggen mot boligkvarteret er i følge Statoil designet til 0,1 bar, og den andre veggen mot boreområdet har et designtrykk på opp mot 0,3 bar. Det er ikke boring på Heimdal og det innebærer at den største faren for eskalering av en eksplosjon er at veggen mot boligkvarteret ikke tåler en slik eksplosjon.



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

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

**Figur 12: Gassky hvor antennbart gassområde er markert som en grønn rand rundt det røde området som illustrerer gassky med for høy tetthet til at den kan antenne. (Kilde: Statoil sin FLACS-analyse)**

Andre ventilasjonsforhold og/eller en mindre lekkasjerate kunne gitt en økt eksplosjonsrisiko fordi gasskyen kunne blitt større og/eller hadde fått et gunstigere blandingsforhold for eksplosjonsfenomenet.

Statoil har i sin GL0131 (Veiledning for estimering av lekkasjerate), på generelt grunnlag beskrevet at den maksimale størrelse på en gassky er en god indikator på risikobidraget fra et gassutslipp. Sitat fra GL0131:

*”Risikobidraget øker kraftig med økende skystørrelse. Man kan forenklet si at en gassky A som er 10 ganger større enn B (i volum innenfor LEL) gir et risikobidrag som er mer enn 100 ganger større enn risikobidraget fra B. Gasskyens størrelse er derfor en hensiktsmessig parameter når vi ønsker å klassifisere/gradere lekkasjene i henhold til risikopotensial. Det er selvfølgelig en nær sammenheng mellom størrelsen på et gassutslipp og skyens størrelse. Denne sammenhengen er noe kompleks, da flere faktorer spiller inn. De viktigste faktorene er utslippets karakter (rate over tid, jet/impuls eller diffus), geometri/arrangement, inventar, ventilasjon/vindretning og styrke”.*

Ptil er enig i denne generelle beskrivelsen og vurderingen av risikobidrag.

### 5.3.2 Potensielle konsekvenser for personell

Ventilen (NC1) som ble åpnet av DOF2 før lekkasjen er plassert ca 10 meter fra lekkasjestedet, og reguleringsventilen (HCV 20021) som ble åpnet fra kontrollrommet står ca. 2 m fra lekkasjestedet. I intervjuer med annet personell er det informert om at operatører, som tidligere har gjennomført årlige lekkasjetester, har oppholdt seg like i nærheten av lekkasjestedet når tilsvarende operasjoner er gjennomført. Dersom det hadde vært tilfelle i hendelsen kunne operatøren blitt utsatt for større skade eller død gjennom innånding av HC gass. Han kunne også ha blitt truffet av fragmenter fra ventilen. I høy konsentrasjon kan HC gass virke narkotisk og kan føre til bevisstløshet og eventuelt død.

I tillegg til operatøren i M40 var det en annen operatør i M44. I en potensiell eksplosjon ville disse kunne blitt påført alvorlige skader eller død.

Hendelsen fant sted på et tidspunkt der de fleste med arbeid i uteområdet (modifikasjon, vedlikehold og driftspersonell) var til lunsj. Lekkasjeområdet i M40 var normalt en arbeidsstasjon, og det var tilfeldig at det ikke var annet personell i området.

Ptil konkluderer med at hendelsen kunne ført til en omfattende ulykke under marginalt endrede omstendigheter.

## 6 Utløsende og bakenforliggende årsaker

### 6.1 Utløsende årsaker

Utløsende årsak til hendelsen ble tidlig klarlagt.

For å forberede testing av to ESDVer, ESDV 20007 og EDSV 30006 skulle et rørsegment trykkavlastes mot fakkell. I rørlinjen var en kuleventil med trykkklasse på 16 bar installert som siste barriere mot fakkell. Denne kuleventilen sto i stengt posisjon og ble eksponert for trykk på 129 bar. Dette førte til at pakningen i flens til ventilen sviktet.

### 6.2 Bakenforliggende årsaker

Basert på observasjoner og begrunnelser for disse i kapittel 7.1 - 7.7 er det vår vurdering at svekkede ytelsespåvirkende faktorer, illustrert i figur 13, utgjør de vesentligste bakenforliggende årsaker som har medvirket til at hendelsen kunne inntreffe.



Figur 13: En sammenstilling av de vesentligste bakenforliggende årsaker

## 7 Observasjoner

Ptils observasjoner deles generelt i tre kategorier:

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

### 7.1 Avvik

Mangelfull design i kombinasjon med med mangelfulle risikovurderinger og mangelfulle prosedyrer for åpning og lukking av ventiler, utgjorde de viktigste årsakene til hendelsen.

#### 7.1.1 Mangelfull designløsning

##### Avvik:

Mangelfull designløsning gjorde det mulig å utsette en del av rørlinjen mot fakkell for overtrykk og var derved ikke robust utformet slik at muligheten for menneskelige feilhandlinger ble begrenset.

##### Begrunnelse:

Gjeldende standard NORSOK P-001 2006 anbefaler (jf. figure A.7 - *Manual blow down for maintenance purposes*) at skifte av trykkklasse alltid skal være etter siste blokkventil før fakkell. I tillegg skal denne blokkventilen stå åpen. Hensikten er å etablere et robust design som sikrer at man ikke får en lekkasje på grunn av for høyt trykk mot ventil eller rørlinjen. I regelverket som var gjeldende da Heimdal HPR ble designet og bygget (1980) står det at "Utstyret skal sikres i henhold til API RP 14 C" og at gassutslippssystemet skal dimensjoneres i henhold til API RP 521. Den valgte designløsning bryter med de grunnleggende beskyttelsesprinsippene i disse standardene og sikkerhetsfunksjonene er ikke robuste.

Den aktuelle rørlinjen på Heimdal har trykkklasseskifte fra 180 til 16 bar nedstrøms HCV 20020. Blokkventil nr 3 (NC3) i rørlinjen og røret mellom NC3 og HCV 20020 ble under hendelsen utsatt for et høyere trykk enn det de var designet for.

I regelverket som gjaldt på PUD tidspunktet<sup>1</sup> under byggeperioden var det spesifisert krav til å etablere og følge en prosedyre som sikrer at blokkeringsventiler installert i forbindelse med prosessikringssystemet, ble sikret i riktig posisjon. Dette gjaldt også blokkeringsventiler installert i forbindelse med gassutslippssystemet. Blokkventil nr 3 (NC3) i rørlinjen mot fakkell, se figur 1, var ikke sikret i riktig posisjon (dvs åpen), noe som gjorde det mulig å overtrykke en del av rørlinjen og ventilen selv. Det var ikke etablert en rutine som sikret at ventilen stod i riktig posisjon.

##### Krav:

- *Styringsforskriftens § 5 om barrierer, første og andre ledd*
- *Innretningsforskriften § 10 om anlegg, systemer og utstyr, første ledd, jf. forskrift for produksjon og hjelpesystemer (1980) avsnitt 3.1 og 3.1.1 under kapittel 3 om beholdere, rørsystemer og mekanisk utstyr, avsnitt 7.3, avsnitt 7.3.10 og avsnitt 7.3.14*

---

<sup>1</sup> Forskrifter for produksjons- og hjelpesystemer på Produksjonsanlegg mv, fra 1980



*under kapittel 7 om prosessikring og 9.3.5 under kapittel 9 om gassutslippsystem (Avsnitt 3.1. og 7.3.sier at API RP 14C skal legges til grunn og avsnitt 9.3 sier at API RP 521 skal legges til grunn).*

- *Innretningsforskriftens § 10 om anlegg, systemer og utstyr, første ledd, jf. veiledningen som viser til NORSOK P-001 for prosessanlegg*
- *Aktivitetsforskriften § 24 om prosedyrer*

### **7.1.2 Mangelfull designløsning var ikke identifisert**

#### Avvik:

Statoil har ikke gjennom analyser, drift og vedlikehold av anlegget, avdekket at designløsningen er mangelfull. I tillegg har endringer i bruk av rørlinjen ikke ført til at risiko forbundet med designløsning og/eller bruk av designløsning, er blitt vurdert og identifisert.

#### Begrunnelse:

Heimdal gjennomgikk en omfattende endring i 1999 da Heimdal Gassenter ble etablert. I konsekvensutredning for modifikasjoner på Heimdal fra juni 1998 står det at Norsk Hydro vil gjennomføre risikoanalyser knyttet til sikkerhet. På forespørsel har Statoil ikke kunnet fremlegge dokumentasjon på at det i forbindelse med modifikasjonsarbeidet og omlegging til å bli et "gassenter" ble gjennomført risikoanalyser, eksempelvis prosess-HAZOP for å bekrefte at den etablerte designløsningen for prosessanlegget var tilfredsstillende, gitt anleggets endrede bruk.

Rørlinjen ble, så langt granskingsgruppen er gjort kjent med, hovedsakelig benyttet til trykkavlasting av Statpiperørledning fram til 2003. Deretter ble den brukt til trykkavlastning i forbindelse med testing av ESDVer. Designsvakheten ble ikke identifisert som del av denne bruksendringen.

Under intervju ble vi fortalt at i tillegg til notifikasjoner, er MIS, TIMP og TTS verktøy som anvendes for å overvåke teknisk tilstand på prosessanlegget. Da Teknisk Tilstand Sikkerhet (TTS) ble gjennomført i 2009 ble det ikke avdekket mangler på den aktuelle rørlinjen, men et ureglementert skifte av trykkklasse ble identifisert på en annen rørlinje. Vi konstaterer at Statoil ikke har brukt denne observasjonen til aktivt å identifisere tilsvarende mangler andre steder i anlegget, som på den aktuelle rørlinjen.

Statoil har i TR1055 (versjon 4), PS 8.4.1 Emergency depressurisation krav om at "block-valves in emergency depressurisation lines shall be secured open". TTS-verifikasjonen identifiserte ikke at blokkventil før fakkell (NC3) stod i feil posisjon (lukket) i forhold til dette kravet. Det er vår vurdering at rørlinjen som benyttes ifm vedlikeholdsarbeid ut i fra en sikkerhetsmessig vurdering burde vært sjekket på tilsvarende måte som rørlinjer tilknyttet sikkerhetsventiler (PSV) og til automatisk trykkavlastning (blowdown).

Ved bruk av rørlinjen og ventilene, under de årlige lekkasjetester av ESDVer, er den mangelfulle designløsningen ikke blitt oppdaget.

Under intervju var det en uttalt oppfatning at MIS/TIMP/TTS normalt ikke er finmasket nok til å avdekke feil/svakheter med tanke på design. Verktøyene kunne dermed ikke brukes som fullstendig grunnlag for den nødvendige oppdateringen av prosedyrer og tegninger (P&ID).

#### Krav:



- *Styringsforskriftens § 5 om barrierer, tredje til sjette ledd*
- *Styringsforskriftens § 11 om beslutningsgrunnlag og beslutningskriterier, første ledd*
- *Styringsforskriftens § 16 om generelle krav til analyser som sier at den ansvarlige skal sikre at det utføres analyser som gir det nødvendige beslutningsgrunnlaget for å ivareta helse, miljø og sikkerhet, første og fjerde ledd*
- *Aktivitetsforskriftens § 20 om oppstart og drift av innretninger, første ledd og annet ledd bokstav b.*
- *Aktivitetsforskriftens § 25 om bruk av innretninger, første ledd*

### **7.1.3 Mangelfulle beskrivelser av hvordan arbeidet skulle utføres**

#### Avvik:

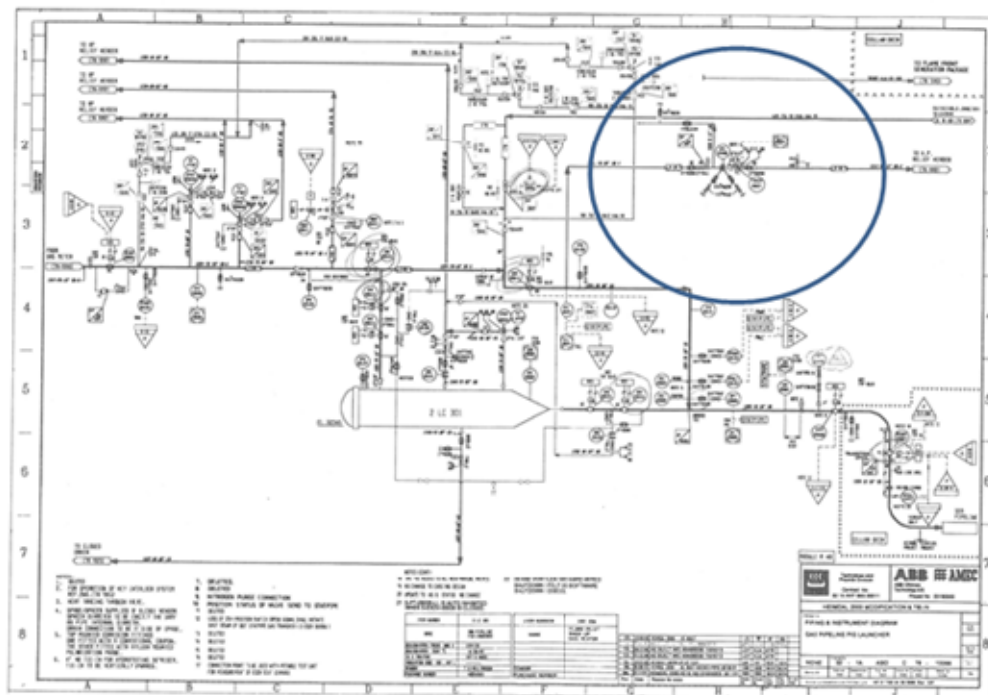
Detaljeringsnivået i beskrivelsen for aktiviteten var ikke tilpasset den sikkerhetsmessige betydningen av arbeidsprosessen. Prosedyrene var ikke entydige og brukervennlige.

#### Begrunnelse:

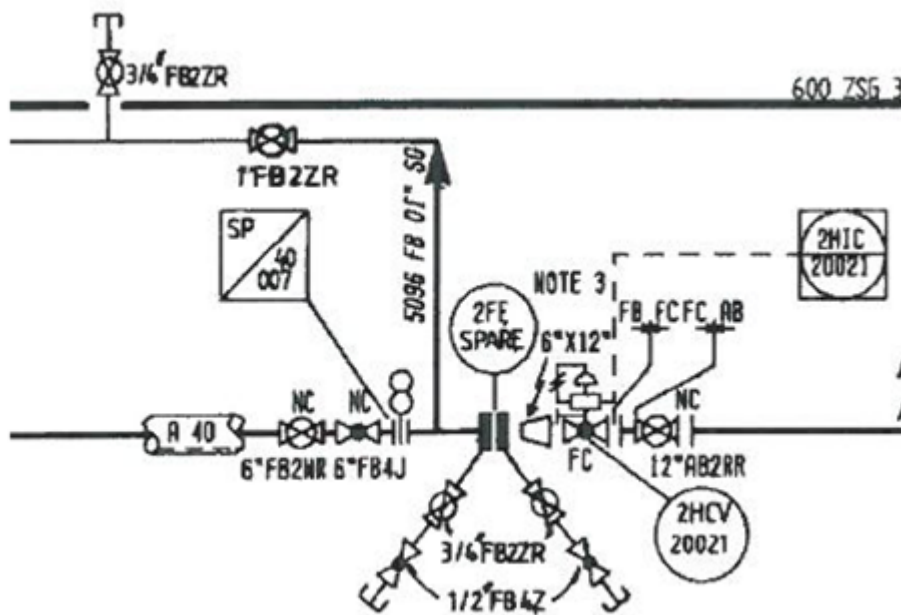
Testprosedyrene, som også omfatter gjeldende P&ID, for nødavstengningsventilene 2ESDV 20007 og 2ESDV 30006, er sentrale for planlegging av sikkert arbeid. I prosedyren ”Lekkasjetest av 2ESDV 20007 gasseksport til Statpipe” står det ”Trykkavlast testsegmentet via 2HCV20021 til 1,05 bara”. Testprosedyrene spesifiserte ikke hvilke manuelle ventiler som skulle håndteres, eller i hvilken rekkefølge de skulle åpnes.

Test av ESDVene 2ESDV 20007 og 2ESDV 30006 skal i henhold til plan utføres årlig. Under intervjuene kom det frem at denne rørlinjen sjelden var i bruk, siste gang var i 2004, og at plassering og design på rørlinjen i begrenset grad var kjent av personell om bord. Disse forholdene medfører at muligheten for involvert personell til å bli familiarisert med design er begrenset, og skulle dermed tilsi behov for en økt detaljeringsgrad i prosedyren for sikker operasjon.

P&ID skal vise korrekt utforming av prosessanlegget, og er et sentralt element for å kunne operere anlegget sikkert. I den forelagte prosedyren fremkommer P&ID i A4-format på baksiden av prosedyren. Symboler og tekst i P&ID er til dels utydelige. Det innebærer at det ikke er mulig å lese skifte av trykkklasse på rørlinjen. Ventilenes posisjon er også vanskelig lesbar. I tillegg var det flere feil på P&ID, også knyttet til den involverte rørlinjen, ref avvik 7.1.1.



Figur 14: Viser P&ID på testprosedyrens bakside (A4 format) med aktuell rørlinje innringet



Figur 15: Viser den aktuelle rørlinjen i detalj

Reguleringsventil (NC2) ble funnet i åpen posisjon av DOF2. I følge P&ID var NC2 merket som NC (Normally Closed). Det var ikke ekstra markering på NC2, eller i P&ID, at denne

ventilen stod i åpen posisjon. Under intervjuer kom det i tillegg frem at NC2 i perioder var vanskelig å operere og ble omtalt som ”treg”, ”skeiv” og ”rusten”. Det er ikke samsvar mellom reell utforming av rørlinjen og informasjonen i P&ID, noe som kan være tegn på manglende observasjon av misforhold og/eller oppdatering av testprosedyren ved siste bruk.

Kontrollromsoperatørens skjermbilde av rørlinjen mot fakkell viste ikke andre ventiler enn den (HCV 20021) han selv skulle åpne for trykkavlastning til fakkell (ref figur 6). NC1, NC2 og NC3 var ikke synlige for kontrollromsoperatør, men kontrollromsoperatøren benyttet "master" P&ID av rørlinjen under planlegging av trykkavlastningen.

Prosedyren bidro ikke til at manglende samsvar mellom ventilens posisjon og P&ID ble oppdaget, kommunisert og utløste en reaksjon.

Prosedyren for test av ESDVene 2ESDV 20007 og 2ESDV 30006 inneholder heller ikke informasjon om hvilke ventiler som skal åpnes av prosessoperatør ute i anlegget.

*Merking som nødvendig forutsetning for å utforme entydige og brukervennlige beskrivelser av arbeidet.*

Petroleumstilsynets tilsynsrapport etter tilsyn med styring av drift og vedlikehold på Heimdal og Heimdal Riserplattform (HRP) fra 2011 identifiserte mangelfull merking av utstyr som avvik fra innretningsforskriften § 10 om anlegg, systemer og utstyr. I tilsynsrapporten står det: ” *Personell involvert i drift og vedlikeholdsdisiplinen beskrev under samtaler at de opplevde mangler ved merking som et problem, blant annet i form av økt tidsforbruk for å identifisere utstyr i SAP og i felt. Mangelfull merking vil kunne føre til høynet sannsynlighet for feiloperering av utstyr – og dermed øke sannsynlighet for hendelser.*” Tiltak for å merke utstyr i prosessanlegget var påbegynt på Heimdal, men arbeidet var ikke slutført. NC1, NC2, og NC3 var midlertidig merket med plastlapper, men merkingen var ikke vist på P&ID.

Krav:

- *Aktivitetsforskriften § 24 om prosedyrer, andre ledd*
- *Styringsforskriftens § 13 om arbeidsprosesser, andre ledd og tredje ledd, andre setning*
- *Innretningsforskriften § 10 om anlegg, systemer og utstyr, andre ledd*

#### **7.1.4 Svakheter ved Statoils dokumentstyring**

Avvik:

Styrende dokumenter, deriblant tekniske driftsdokumenter var ikke kontrollerte, forelå ikke i oppdaterte versjoner og var ikke tilgjengelig i styringssystemet.

Begrunnelse:

Under granskingen ble det avdekket mangelfull dokumentstyringen på tre nivåer:

- Tilgang til prosedyrene
- Kontroll med dokumentene
- Oppdateringer

*Tilgang til prosedyrene*

Testprosedyrene for 2ESDV 20007 og 2ESDV 30006 var ikke lagt inn i Statoils formelle del av styringssystemet (SAP), men lå lagret på en lokal PC hos ansvarlig i drift og vedlikehold offshore. Prosedyrene var dermed ikke underlagt kontroll av Anleggsintegritet (AI) som har

teknisk systemansvar, eller er ”eier” av prosedyrene. I intervju med AI ble det uttalt at dette ikke var i samsvar med korrekt dokumentstyring.

ARIS ble implementert 18. mai 2012 og tilgang til APOS ble fjernet samtidig. Under intervjuene kom det frem at flere ikke hadde fått opplæring i ARIS og oppga at de ikke fant enkelte dokumenter. De hadde ikke lenger tilgang til APOS etter 17. mai 2012.

#### *Kontroll med dokumentene*

Testprosedyrene for 2ESDV 20007 og 2ESDV 30006 var på hendelsestidspunktet under oppdatering. Arbeidet var påbegynt før hendelsen. Prosedyrene har ikke vært oppdatert siden 2004. Prosedyrer manglet revisjonshistorie, revisjonsdato, og det fremgikk ikke hvem som var ansvarlig eller hvem som hadde godkjent prosedyrene. Prosedyrene har for øvrig mangler (ref avvik 1).

#### *Oppdateringer*

P&ID`ene inngår som svært sentrale dokumenter i den daglige styring av prosessanlegget. En feil på P&ID vil kunne få store konsekvenser for planlegging og utføring av arbeid og modifikasjoner på anlegget. Ansvar for oppdatering av P&ID`er i Statoil ligger hos AI.

Master av gjeldende P&ID av rørlinjen har siste revisjonsår 2009. P&ID tilknyttet testprosedyren har derimot revisjonsår 2004. Eksempelvis har gjeldende P&ID fremdeles deltittel ”Heimdal 2000 Modification & Tie-In”.

Under intervjuene på land med AI ble fire konkrete feil ved gjeldene P&ID, som også er del av testprosedyrene for 2ESDV 20007 og 2ESDV 30006, omtalt. Tre av feilene var direkte knyttet til den aktuelle rørlinjen.

Representanter for AI, som har teknisk systemansvar, kunne ikke vise til aktiviteter eller rutiner for å sikre samsvar med teknisk utforming av prosessanlegget på Heimdal og hvordan dette er representert på P&ID`er, jf avvik 7.1.3. De henviste til offshoreorganisasjonens ansvar for å legge inn notifikasjoner dersom de oppdaget at det ikke var samsvar mellom P&ID og anlegg. P&ID inneholdt feil på følgende områder:

- Beskrivelsen av rørlinjen på P&ID samsvarer ikke med faktisk plassering av skifte av trykkklasse i anlegget. Se avvik 7.1.3. Skifte av trykkklasse er del av opprinnelig design fra 1984 og har aldri blitt identifisert som en feil ved P&ID.
- På P&ID står siste blokkventil (NC3), merket med NC (Normally Closed) men burde i henhold til NORSOK P 001 vært NO (Normally Open).
- Dokumentasjon viser at siste revisjonsdato på P&ID er fra 2009 og noen av de identifiserte feilene er fra opprinnelig design i 1984.

Vi har også identifisert svakheter med hensyn til funksjon, bl a detaljeringsgrad og format, ved gjeldende testprosedyre, jf. avvik 7.1.3.

Det oversendte dokumentet ”System- og operasjonsmanual”<sup>2</sup> er driftsdokumentasjon som sammen med P&ID kan benyttes i forbindelse med opplæring, modifikasjoner og arbeid på et anlegg. Linjen ble sist brukt i 2004 til trykkavlastning av Statpipe ifm Jotun rørbrudd. Den involverte rørlinjen ble heretter hovedsakelig tatt i bruk for trykkavlastning i forbindelse med årlig lekkasjetesting av ESDVer.

Driftsdokumentasjonen er ikke oppdatert for å reflektere denne bruksendringen. Revisjonshistorikk og synliggjøring av ansvarlig eier av dokumentet, er ikke ivaretatt. Dette medfører tvil om status og gyldighet.

#### Krav:

- *Styringsforskriften § 6 om styring av helse, miljø og sikkerhet, med veiledning, andre avsnitt jf NS-EN ISO 9004:2000 4.2.3. og fjerde avsnitt*
- *Aktivitetsforskriften § 20 Oppstart og drift av innretninger med veiledning, andre ledd, bokstav a. og b.*

### **7.1.5 Svakheter ved risikovurdering i planleggingen**

#### Avvik:

Planleggingen av aktivitetene sikret ikke at viktige bidragsyttere til risiko ble identifisert, og aktivitetene ble ikke styrt og gjennomført slik at hendelsen ble forhindret.

#### Begrunnelse:

##### *Oversikt over segmentet som inngikk i testen*

Før arbeidsoperasjonen ble iverksatt inneholdt rørsegmentet store mengder hydrokarboner. I henhold til Statoils styrende dokument TR1055, PS 8.4.1. er det krav om at ikke noe segment i prosessanlegg skal inneholde mer enn 1000 kg hydrokarboner uten tilkobling til en EDP (blow down ventil/sikkerhetsventil). Under hendelsen inneholdt det aktuelle segmentet 7000 kg hydrokarboner og tilstedeværelsen av hydrokarboner i rørsegmentet ble ikke identifisert og anvendt i planleggingen av testene. I etterkant av hendelsen inneholdt segmentet anslagsvis 3500 kg som det var betydelige utfordringer med å få trykkavlastet.

##### *A-standard*

I henhold til Statoils egne krav i Statoilboken skal det i forbindelse med arbeidsoperasjoner alltid gjennomføres en A-standard, ref dok. 48. Denne beskrives som et ”felles handlingsmønster” for Statoilorganisasjonen. En A-standard skal identifisere risiko ved aktiviteten og krav til aktiviteten ihht formelle krav og hvilken arbeidsmetode som skal anvendes. Arbeidslaget skal vurdere om det er behov for ytterligere metode-, krav- eller risikovurderinger. I tillegg til A-standard peker Statoilboken på viktigheten av etterlevelse og lederskap. Ledere har ansvar som kommunikator, rollemodell, trener og veileder i en A-standard. En fortløpende risikovurdering underveis i arbeidsoperasjonen skal også gjennomføres.

I etterkant av en hydrokarbonlekkasje på Gullfaks B i 2010 ble en rekke forbedringstiltak etablert og presentert for Ptil. Tiltak nr 20 er formulert: ”I forbindelse med hydrokarbonførende system skal det signeres for gjennomført A-standard handlingsmønster på skjema for AT for den aktuelle jobben. For arbeid på hydrokarbonførende system som ikke

---

<sup>2</sup> Operation Manual Book 3, Volume 1, Part C: Flare and Atmospheric vent

krever AT (for eksempel klargjøring og tilbakestilling) skal det signeres for gjennomført A-standard handlingsmønster på ventil- og blindingsliste.”

Tiltak beskrevet i UPN Direktør Øystein Michelsens brev til Ptil datert 28.4.2011 er ikke reflektert i oppdaterte prosedyrer (revisjonsdato 18.5.2012), eksempelvis er krav til signert A-standard gjennomgang ikke innført i prosedyre ”OM01.05.05. - Operere system og utstyr i drift”.

Det ble gjennomført en revisjon på Heimdal 16.5.2012 (10 dager før hendelsen). Rapporten har tittel: ”Tiltak for å redusere gasslekkasjer ved arbeid på normalt trykksatte system – Heimdal”. Den påpeker ”A-standard gjennomgang ifb isoleringsplan virket ukjent for enkelte”.

Under intervjuene kom det frem at A-Standard handlingsmønster ikke ble benyttet ved planlegging og utføring i forbindelse med test av ESDVene. Vi har under granskingen identifisert syv sammenkomster/møter mellom involvert personell som ledd i forberedelse til nødavstengingstesten. Vår vurdering er at ingen av møtene, enkeltvis eller totalt, tilfredsstillende Statoils krav til A-Standard handlingsmønster, eller ivaretar andre krav til risikovurderinger knyttet til den aktuelle arbeidsoperasjonen. Eksempelvis ble betydningen av at isoleringsventilene ble åpnet i riktig rekkefølge under trykkavlastningen, og hvilken risiko feiloperasjon kunne medføre, ikke gjenstand for verken Sikker Jobb Analyse, Før jobb Samtale, kameratsjekk, bruk av ventil- og blindingsliste eller andre former for sjekklister.

Vi kan ikke se at ledelse på land eller til havs i Heimdalorganisasjonen har fungert som rollemodell, trener eller veileder for en gjennomføring av A-standard handlingsmønster med tilhørende risikovurderinger. Så langt vi har klart å bringe på det rene har ingen leder på noe tidspunkt etterspurt en muntlig eller skriftlig A-standard knyttet til den aktuelle arbeidsoperasjonen. Heller ikke da skifte av utførende personell ble besluttet. Statoils krav til A-standard er ikke tilstrekkelig formidlet til, eller forstått, heller ikke av ledende personell på Heimdal. Under intervju offshore ble det uttalt ”A-standard bruker vi bare når vi skal inn på systemet.”

Under intervjuene var et høyt aktivitetsnivå nevnt av flere. Som eksempel ble det fortalt at personell utførte arbeid alene selv om arbeidsmetoden var lagt opp til å utføres av et lag, det vil si minst to. Vi så tegn til at operasjonelle ledere ikke hadde tilstrekkelig tid til å følge opp planleggingsaktivitetene. Under granskingen observerte vi at arbeidsbelastningen, i særlig grad for D&V leder, var såpass høy at det er fare for at det vil gå på bekostning av aktiviteter som ligger i kravet i A-standard til ham som rollemodell.

#### *Skifte av utførende personell*

Verken prosessoperatør, DOF1, som det var planlagt skulle gjennomføre arbeidet ute i anlegget, eller den personen som endte opp med å gjennomføre arbeidet ute, DOF2, deltok i planleggingen av arbeidet med trykkavlastning. DOF1 deltok riktig nok i planleggingsmøte 25.5.2012 med kontrollromsoperatør og to assistenter som skulle bidra i arbeidet, men heller ikke der ble risiko i fm trykkavlastning diskutert.

Det ble foretatt et skifte av utførende prosessoperatør i anlegget rett før arbeidet ble gjennomført uten at det ble vurdert behov for ekstra risikovurderinger/planlegging. Under intervju kom det frem at DOF2 ikke hadde erfaring med denne testen eller rørlinjen, og at personell med erfaring fra tilsvarende tester, fikk ansvaret for å ivareta dette arbeidet.

Før arbeidet ble utført ble det gjennomført det som ble beskrevet som ”en slags Før Jobb Samtale” mellom kontrollromsoperatør og DOF2, som utførte oppgaven. I fellesskap fant de frem P&ID, så på den og gjennomgikk prosedyre for testing av 2ESDV 20007. I forbindelse med planleggingen avklarte ikke DOF2, som skulle ut i anlegget, og kontrollromsoperatør i fellesskap hvilke ventiler som skulle åpnes og i hvilken rekkefølge de skulle åpnes, før DOF2 gikk ut for å åpne ventilene.

Kommunikasjon og arbeidsordre mellom uteoperatør og kontrollromsoperatør var, slik det fremkommer i intervjuene, uklar. Ventilene hadde ikke individuell merking, jf. avvik 1. Under arbeidsoperasjonen hadde de radiokontakt og vi ble fortalt at ordren ”Åpne NC-NC-NC” ble gitt av kontrollromsoperatør. Ordre fra kontrollromsoperatør ble ikke bekreftet av DOF2 ute før arbeidet med trykkavlastning mot fakkell ble startet.

#### *Ventilkonfigurasjon avvek fra P&ID*

Under utførelsen av arbeidet oppdaget DOF2 at NC2 ikke var stengt og ga beskjed om dette over telefon til kontrollromsoperatør. Arbeidet ble ikke avbrutt for å drøfte eventuelle konsekvenser av dette.

NC3 ble ikke åpnet av DOF2. Årsaken til dette er, slik det fremkommer i intervju, at det var forståelse for at denne stod i åpen stilling.

Det ble ikke stilt spørsmål fra kontrollrom om bekreftelse om at alle tre ventilene, NC3, NC2 og NC1 suksessivt, var satt i åpen stilling, før HCV 20021 ble åpnet av kontrollromsoperatør.

AI/OPS gruppen har ikke istandsatt driftsfolkene offshore til å utføre en sikker jobb. Arbeidsoperasjonen bar preg av manglende involvering av ledende personell på alle plan. Mangelfulle risikovurderinger av prosessanlegget og arbeidet som skulle utføres, planlegging av oppgaven, samt mangelfull merking av ventiler med spesifikk nummerering, mangelfull spesifisering av hvordan arbeidet skal utføres i prosedyrer og vanskelig lesbar, og mangelfull P&ID, ga dårlig beslutningsstøtte.

#### Krav:

- *Styringsforskriftens § 11 om beslutningsgrunnlag og beslutningskriterier, første ledd*
- *Styringsforskriften § 12 om planlegging*
- *Styringsforskriften § 17 om risikoanalyser og beredskapsanalyser, første ledd*
- *Aktivitetsforskriftens § 29 om planlegging, første ledd*
- *Aktivitetsforskriftens § 30 om sikkerhetsmessig klarering av aktiviteter*
- *Aktivitetsforskriftens § 32 om overføring av informasjon ved skift- og mannskapsbytte*

### **7.1.6 Svakheter ved erfaringsoverføring og læring i Heimdalorganisasjonen etter tidligere hendelser**

#### Avvik:

Statoil har ikke i tilstrekkelig grad sikret at informasjon fra tidligere hendelser blir bearbeidet, formidlet og brukt til forbedring og læring i Heimdal-organisasjonen. Det er ikke lagt til rette for at erfaringskunnskap fra egen eller andres virksomhet er brukt i forbedringsarbeidet ved Heimdal.



### Begrunnelse:

Under intervjuene ble det fortalt at hendelser blir gjennomgått på jevnlige HMS-møter, både på land og offshore. Det kom imidlertid ikke frem konkret kjennskap til granskingsrapporter etter tidligere hydrokarbonlekkasjer på Heimdal, eller andre årsaksforhold som kunne være relevante å kjenne til for å planlegge og operere prosessanlegget på Heimdal på en sikker måte.

Det var begrenset kjennskap til frekvens, årsaker og utvikling over tid for hydrokarbonlekkasjer på Heimdal. Dette gjalt også for andre hydrokarbonlekkasjer i forretningsenheten Modne felt, generelt i Statoil eller på norsk sokkel. Iverksatte tiltak på UPN nivå i Statoil for å redusere risiko for hydrokarbonlekkasjer var i liten grad kjent i Heimdalorganisasjonen.

Heimdal har, sammenliknet med andre innretninger på norsk sokkel, de siste årene hatt et høyt antall hydrokarbonlekkasjer. Gjennomgang av rapporterte hydrokarbonlekkasjer over 0,1 kg/s til Ptil viser at Heimdal Hovedplattform (HMP) har hatt 2 hendelser i 2002, 2 hendelser i 2003, 3 hendelser i 2005, 2 hendelser i 2006, 1 hendelse i 2007 og 1 hendelse i 2011. Gjennomgang av rapporterte hydrokarbonlekkasjer over 0,1 kg/s til Ptil viser at Heimdal Riserplattform (HRP) har hatt 2 hendelser i 2005, 1 hendelse i 2006 og 1 hendelse i 2010 (se kapittel 3.2).

Medregnet HRP er Heimdal den innretningen på norsk sokkel med høyest frekvens av hydrokarbonlekkasjer over 0,1 kg/s, med et snitt på 1,5 pr år i perioden 2002 til 2011. Under intervjuene kom det imidlertid frem at det både i Heimdalorganisasjonen offshore og på land, var svært begrenset kjennskap til lekkasjefrekvens på Heimdal eller kjennskap til årsaker til at lekkasjene hadde funnet sted. Det ble uttalt at Heimdal trolig lå «godt an» og «midt på treet» i forhold til frekvensgjennomsnitt av hydrokarbonlekkasjer på norsk sokkel. På forespørsel kunne relevant personell verken gjøre rede for årsaker til tidligere hydrokarbonlekkasjer ved Heimdal, eller mer generelt på Statoilnivå eller for norsk sokkel.

Intervjuer offshore og i Heimdals landorganisasjon ga granskingsgruppen et overordnet inntrykk av at ansvarlig personell i liten grad hadde oppmerksomhet rettet mot risiko for hydrokarbonlekkasjer på Heimdal.

Risiko for hydrokarbonlekkasjer på Heimdal og viktigheten av å hindre slike er for øvrig ikke omtalt i viktige strategiske dokumenter og systemer (TTS, TIMP) som danner grunnlag for sikker drift av innretningen, inkludert Drift og Vedlikehold strategidokument.

En gjennomgang av Hydro og Statoils granskingsrapporter etter hydrokarbonlekkasjer på Heimdal (2002-2011, ref. dok 30-41, og 57, 59 og 61) indikerer at de fleste hendelsene har bakgrunn i en kombinasjon av teknisk svikt, svak design og operasjon av anlegget. Det påpekes i flere av disse granskingsrapportene at det har vært gjentakende liknende hendelser i forkant av de granskede hydrokarbonlekkasjene (ref. dok 30, 31, 33, 34, 37, 41). Eksempelvis viser granskningene til gjentatte utfordringer med å skaffe ekstradelere til gamle ventiler (ref. dok. 41), en rekke registrerte lekkasjer fra autoklave blokker og Mapegaz ventiler (ref. dok. 34, dok. 37 og dok. 41), gjentatte hendelser knyttet til samme TEG system (ref. dok. 30) og en rekke hendelser knyttet til sviktende rutiner ved avstengingsplaner (ref. dok. 33).

Granskingsrapportene peker på at mange forhold har vært kjent og rapportert gjentatte ganger uten at de har ført til tiltak for å redusere sannsynlighet for gjentakelse. På tross av en rekke

gjennomførte granskinger av hydrokarbonlekkasjer på Heimdal, kom det frem under intervjuene at de ikke var kjent med mønster i årsaksforhold til tidligere hydrokarbonlekkasjer på innretningen, eller anbefalte tiltak for å redusere disse.

En rekke granskingsrapporter etter tidligere hydrokarbonlekkasjer ved Heimdal peker på at uklare eller lite spesifikke prosedyrer/arbeidsbeskrivelser har hatt betydning for at lekkasjene oppstod (ref. dok. 31, dok. 34, dok. 35).

Operatørens granskingsrapporter (2002-2011) sammenlikner ikke Heimdals lekkasjefrekvens opp mot andre innretninger i Hydro (frem til 2002-2007) eller Statoil, eller jf. andre innretninger på norsk sokkel. Flere rapporter påpeker imidlertid at det er manglende kjennskap til tidligere hendelser på innretningen (ref dok. 30, 31, 33, 34, 37, 41).

Gjennomgang av 10 granskingsrapporter (2002-2011) etter hydrokarbonlekkasjer på Heimdal viser at fem av hendelsene er skjedd i forbindelse med klargjøring og utføring av vedlikehold. De andre hendelser skyldes forstyrrelser i prosessanlegget. Så langt granskingsgruppen har vurdert på bakgrunn av dokumentasjon fra hendelsene er det ikke søkt om AT ifm noen av hendelsene. Disse hendelsene kan knyttes til "normal" driftsaktivitet (i Drift) og det kan synes som at operasjonelt arbeid som krever AT og gjennomført SJA tilsynelatende ikke har medført hendelser i denne størrelsesorden. Under intervjuene oppga driftoperatører og ledelse offshore at AT ble anvendt av Drift kun noen få ganger i løpet av et år. Det var ikke kjent av personell i Heimdalorganisasjonen at tidligere lekkasjer i stor grad har skjedd i forbindelse med arbeid utført av Drift. Se også diskusjon om bruk av AT i kapittel 8.

"Vi er tross alt et gassenter", ble det uttalt under granskingen. Heimdal har ikke boreaktiviteter og hydrokarbonlekkasjer synes dermed som den største bidragsyteren til risiko for Heimdal.

Ptils årlige rapport Risikonivå norsk petroleumsvirksomhet (RNNP) inneholder en storulykkesindikator for hydrokarbonlekkasjer over 0,1 kg/s med data fra operatørselskapene. Selskapet rapporterer selv egne hendelser til RNNP og de bør derfor være kjent for Statoil og de deler av organisasjonen, som hendelsene er relevante for. I 2010 ble det gjennomført en studie om årsaker og tiltak knyttet til hydrokarbonlekkasjer på norsk sokkel i regi av RNNP. Studien peker på at en rekke hydrokarbonlekkasjer på norsk sokkel har oppstått på bakgrunn av menneskelig inngripen i tekniske løsninger med uheldig design. Studien identifiserte behov for å redesigne seg vekk fra dårlige løsninger for å redusere risiko. Statoil ble oversendt informasjon om studien etter at den var gjennomført, og den ble også oversendt i forbindelse med et tilsyn påbegynt høsten 2011. Vi ser ikke at denne kunnskapen er gjort kjent eller vurdert tatt i bruk i Heimdalorganisasjonen.

Hydrokarbonlekkasjen på Heimdal 26. mai 2012 har likhetstrekk med årsaker identifisert i studien, jfr avvik 7.1.1, 7.1.2. og 7.1.5. Under intervjuene kom det frem at ingen kjente til innholdet i studien, eller kunne referere til andre liknende studier eller informasjon om årsaker til hydrokarbonlekkasjer. Under siste intervju gjennomført 21. august 2012 kom det frem at Statoil hadde gjennomført en egen årsaksanalyse i 2010 av hydrokarbonlekkasjer for innretningene i Modne Felt. Det var imidlertid ingen som under granskingen kunne vise til analysen, eller bruk av denne til å utvikle egne risikoreducerende tiltak for å unngå fremtidige lekkasjer på Heimdal. Dette tyder på at Statoil UPN og Drift Nordsjøen vest ikke har sikret at Heimdalorganisasjonen var kjent med risiko for hydrokarbonlekkasjer på egen innretning.

Hendelsen med hydrokarbonlekkasje på Gullfaks B 4. desember 2010 har dannet utgangspunkt for omfattende forbedringstiltak i Statoil. Disse er blant annet beskrevet i brev fra selskapet til Ptil datert 28.4.2011, ref dok. 62. Statoil har overfor Ptil bekreftet at alle enheter har gjennomgått de overordnede tiltakene, og at det er etablert relevante tiltakspakker lokalt. Under intervjuene kom det imidlertid frem at det ikke var kjennskap til dette initiativet fra UPN eller til andre risikoreduserende tiltak knyttet til hydrokarbonlekkasjer på Heimdal de siste fem årene. Under granskingsintervjuene fremkom det at årsaksbildet til hendelsen på Gullfaks B 2010 ikke var godt kjent.

Vår forståelse etter intervjuene er at man hovedsakelig forholder seg til enkelthendelser fra synergirapporter og sikkerhetsmeldinger sendt ut etter hendelser, og vurderer tiltak på bakgrunn av disse. Tilgjengelige statistiske data fra hendelser, granskinger eller studier er ikke blitt bearbeidet, systematisert og anvendt i risikoreduserende arbeid på Heimdal.

#### Krav:

- *Styringsforskriften § 15 om informasjon*
- *Styringsforskriften § 19 om innsamling, bearbeiding og bruk av data, første ledd bokstav a., c. og e.*
- *Styringsforskriften § 23 om kontinuerlig forbedring*

### **7.1.7 Svakheter knyttet til kompetanse og risikoforståelse**

#### Avvik:

Statoil har ikke sikret at personell både i Heimdals land- og offshoreorganisasjon har nødvendig kompetanse og risikoforståelse for å kunne håndtere arbeidet på en sikker måte.

#### Begrunnelse:

Under intervjuene med personell offshore og på land, og på alle organisasjonsnivå, kom det frem at:

- Det var svak kunnskap om risiko for hydrokarbonlekkasjer på egen innretning, i Heimdalorganisasjonen. Personell i land- og offshoreorganisasjonen hadde ikke fått informasjon om relevante erfaringsdata om hydrokarbonlekkasjer, ref. avvik nr 7.1.6.
- Heimdalorganisasjonen hadde ikke fått informasjon om relevante analyser, som årsaksanalysen av hydrokarbonlekkasjer fra forretningsområdet "Modne Felt" fra 2010, RNNP studie fra 2010, og tiltak etter GFC-hendelsen samt årsaksanalysen fra "Modne Felt", ref avvik 7.1.6.
- Heimdalorganisasjonen hadde ikke vurdert bruk av andre risikoanalyseverktøy for å kartlegge tilstand på prosessanlegget, jfr avvik 7.1.2., og dermed ikke bidratt til å sikre relevant informasjon til brukerne av anlegget.
- Personell ikke hadde fått tilstrekkelig opplæring i Statoils styringsystem, spesifikt dokumentstyring, jfr avvik 7.1.4.
- Personell i Heimdals landorganisasjon og offshore hadde ulike tolkninger av hvorvidt den aktuelle arbeidsoperasjonen, og en rekke andre arbeidsoperasjoner, var underlagt krav til søknad om AT eller ikke. Dette tyder på at de ikke hadde fått tilstrekkelig eller entydig opplæring i anvendelse av AT-systemet (ref. kapittel 8. Diskusjon om usikkerheter).

- Personell hadde ikke oppdatert informasjonsmateriell. I system manual står det at rørlinjen kun skal anvendes til trykkavlasting av Statpipe. Opplæringsmanualer er i begrenset grad oppdatert, ref. avvik 7.1.4.
- Personell hadde ikke fått informasjon og opplæring om den involverte rørlinjen.
- AI Prosess hadde et uavklart forhold til ansvar for arbeidsprosedyrene, og eierskap og nødvendig revisjon av P&ID. AI Prosess involverte seg kun vedrørende endringer i P&ID i forbindelse med modifikasjoner, eller på bakgrunn av feilmeldinger/notifikasjoner fra offshoreorganisasjonen.

Ledelse på alle nivå, både i UPN, Heimdals land- og offshoreorganisasjon, har unnlatt å sørge for at relevante risikoforhold blir belyst og brukt til opplæring av personell. Det fremstår også uklart for oss hvem i Statoil som har ansvar for å innhente, bearbeide og formidle kunnskap om sikkerkriske forhold til- og i Heimdalorganisasjonen.

Informasjon fra intervjuene, totaliteten av identifiserte avvik og begrunnelsen i de nevnte punkter tilsier at risikoforståelsen i Heimdalorganisasjonen knyttet til faren for hydrokarbonlekkasjer på innretningen var mangelfull.

#### Krav:

- *Styringsforskriften § 6 om styring av helse, miljø og sikkerhet, andre ledd*
- *Aktivitetsforskriften § 21 om kompetanse, første ledd*

### **7.1.8 Utilstrekkelig kapasitet på brannvannsystemet**

#### Avvik:

Brannvannsystemet hadde ikke tilstrekkelig brannvannforsyning til å sikre tilstrekkelig kapasitet når deler av forsyningen var ute av drift.

#### Begrunnelse:

I mottatt dokumentasjon og i intervju kom det fram at det var feil med brannvannsforsyningen i en periode i forbindelse med hendelsen. Vi registrerer at det i granskingsrapporten til Statoil er beskrevet at det ikke var brannvannsforsyning i ca en time. En brannpumpe gikk tom for kjølevæske og måtte stoppes.

#### Krav:

*Styringsparagrafen § 5 om barrierer*

*Innretningsforskriften § 36 om brannvannforsyning, jf. forskrift for produksjon og hjelpesystemer (1980) punkt 12.2.4., 12.2.6. og 12.4.3. under kapittel 12 om brannslukking*

### **7.1.9 Utilstrekkelig kapasitet på eksplosjonsvegg mellom produksjonsområdet og boreområdet**

#### Avvik:

Området mellom produksjon og boring er ikke utformet slik at konsekvenser for eksplosjon er tilstrekkelig ivaretatt.

#### Begrunnelse:

En antenning av gasskyen, identifisert i Statoils eksplosjonsanalyse, ville ført til overskridelse av designtrykk mot mudmodul i boreområdet. Veggen mellom modul M40 og M50 er ikke designet for å tåle eksplosjonstrykket fra den aktuelle gasskyen i hendelsen.

### Krav:

*Innretningsforskriften § 7 om hovedsikkerhetsfunksjoner jf produksjons- og hjelpesystemer på produksjonsanlegg mv (1980) punkt 2.6.1 under kapittel 2.6. om arrangering av de enkelte områder.*

## 7.2 Forbedringspunkt

### **7.2.1 Normal operatørstasjon i Sentralt Kontrollrom (SKR) var ute av funksjon**

#### Forbedringspunkt

Operatøren var henvist til å benytte en alternativ stasjon for overvåkning av data som var sentrale i forbindelse med hendelsen.

#### Begrunnelse

Det ligger i krav til arbeidsstasjoner at det skal legges til rette for at personell som har kontroll- og overvåkingsfunksjoner, til enhver tid kan hente inn og behandle informasjon om slike forhold på en effektiv måte.

Den normale arbeidsstasjonen i SKR sviktet 25. mai, dagen før hendelsen, og notifikasjon for reparasjon av system var effektivert i SAP. Under hendelsen var arbeidsstasjonen ute av funksjon.

Dette medførte at SKR-operatøren:

- måtte snu seg for å se alarmrater og annen sikkerhetskritisk informasjon
- under hendelsen måtte forholde seg til et alarmras som fra en ugunstig posisjon gjorde det vanskelig å forstå hva som skjedde, alarmene ga ikke god beslutningstøtte.
- måtte be DOF2 om å gi beskjed når han hørte noe «fordi stasjonen hans var ødelagt»

Kommentarer til effekten av alternativ arbeidsstasjonen som fremkom under intervjuene:

- *Satt med rygg til KOS og fakkell*
- *Kunne ikke se fakkelen pga tåke*
- *Trodde det var fakkelsystemet som hadde gått lekk*
- *Arbeidssituasjon i kontrollrommet var en veldig ulempe*
- *Jobben blir litt mer tungvint*
- *Telefon ute av rekkevidde*
- *Voldsomt irriterende*



**Figur 16: Viser kontrollromsoperatøren ved midlertidig arbeidsstasjon som under hendelsen . Dedikert arbeidsstasjon ute av drift vises til venstre med mørke skjermer**

Observasjoner knyttet til informasjon på skjermbildet:

Utilstrekkelig sikkerhetskritisk informasjon presentert på skjermbilde. Ikke mulig å gå inn på mer detaljert skjermbilde som viser alle ventilene i den involverte rørlinjen.

Kontrollromsoperatør ser kun ventilen han selv kan operere på skjermen, han kan ikke se de andre ventilene som opereres av prosessoperatør ute i anlegget.

Kommunikasjon:

Radiokommunikasjon mellom operatør ute og inne ble brutt/ustabil.

Krav:

- *Aktivitetsforskriften § 31 om overvåking og kontroll, første ledd*

## **8 Diskusjon omkring usikkerheter og forhold som er av betydning for hendelsen**

De følgende punktene belyser områder der det i løpet av granskingen er tydeliggjort forhold hvor det ikke er fremkommet klare konklusjoner med hensyn til regelverksavvik, eller hvor informasjonen har vært motstridene i de ulike intervjuene, men som vi vurderer som viktige for årsakssammenhengen for hendelsen.

Reguleringsventil, HCV 20021 brukte 4 minutter på å stenge

Ifølge Statoils granskingsrapport ble det utført et vedlikehold på reguleringsventil, HCV 20021 i mars 2012. Ventilen ble etter vedlikeholdet testet og hadde da en vandringshastighet på ca 40 sekunder fra stengt til fullt åpen og tilsvarende fra åpent til stengt. Ventilen hadde da ingen indikasjon på ujevn vandring.

Under hendelsen ble reguleringsventilen åpnet ca. 6 % og brukte 4 minutter på å stenge, ut fra registreringene av trykk i rørledningen. Statoil har ikke funnet årsaken til hvorfor reguleringsventilen ikke stengte før etter 4 minutter, og derved var en vesentlig bidragsyter til potensialet i denne hendelsen.

#### Bruk av rørlinjen

I Statoils granskingsrapport fra hendelsen oppgis 2004 som siste gang rørlinjen var i bruk. Under et intervju offshore ble vi fortalt at rørlinjen hadde vært i bruk på et senere tidspunkt. Vi har ikke klart å få brakt på det rene på hvilket tidspunkt, og ved hvilken anledning, rørlinjen ble anvendt siste gang før hendelsen.

#### Potensiale

Lekkasjesegmentet var avgrenset av 2ESDV 20007 og 2ESDV 30006 mot Statpipe og OGT/Vesterledforbindelse til Statpipe. Disse ESDVene kunne hatt intern lekkasjerate på nivå med akseptkriteriene for disse ventilene. En eventuell brann kunne ha blitt fødet med denne lekkasjerate i lang tid etter at det opprinnelige innstengte volumet i rørsegmentet var tømt. Hvilke konsekvenser en slik brann ville hatt for økonomiske verdier er usikkert. Dette er avhengig av både hva som hadde skjedd med innretningen og eventuelle nedstenging av rørledningene (med produksjonskonsekvenser for andre felt).

#### Styringssystemet

Vi har observert at ARIS, som er en sentral del av styringssystemet, beskriver prosessen, roller for involvert personell og krav, men sikrer ikke at arbeidsprosessen for den aktuelle arbeidsoppgaven har den kvaliteten som er nødvendig for en sikker operasjon. Etter vårt syn, er prosesstyringsverktøyet ARIS ikke et fullgodt verktøy for å beskrive den totale prosessen for denne spesifikke arbeidsoppgaven. ARIS er, som det ble demonstrert, ennå ikke er godt nok utviklet til å omfatte alle de nødvendige styringselementene. Vi så at i tillegg til ARIS og SAP måtte DocMap og Teamsite også tas i bruk for å få tilgang til alle nødvendige dokumenter. Etter vårt syn er fortsatt SAP hovedredskapet hvor prosedyrene med P&ID skal ligge, og hvor notifikasjoner fra innretningen blir formidlet til landorganisasjonen. I forbindelse med granskingen ble systemene demonstrert og viktigheten av tilgjengelighet og kobling mellom de ulike systemene kom klart frem. Under demonstrasjonen, tre måneder etter at ARIS var implementert, virket ikke koblingen til SAP, det var ikke mulig for oss på møtet å få tilgang på SAP.

Under intervju fremkom det opplysninger om at Statoils vedlikeholdsoperasjoner er mangelfullt beskrevet i Statoils styringssystem for Heimdal. I intervju ble vi ble informert om andre innretninger hvor vedlikeholdsoperasjonene ble styrt på en bedre måte. Hvis dette medfører riktighet viser det til ulik praksis i Statoilorganisasjonen, men det er ikke i granskingsgruppen mandat å gå videre inn i dette.

#### Samtidig arbeid i prosessanlegget

Vi ble fortalt av flere offshore at det var pågående varmt arbeid (nålepikking) i prosessanlegget denne dagen, men at arbeidet ikke pågikk under hendelsen pga lunsj. Vi har imidlertid ikke klar å bringe på det rene at det faktisk var pågående varmt arbeid den aktuelle dagen. Vi har fått forelagt en liste over ATer utstedt den aktuelle dagen ref dok 11, men har ikke fått forelagt AT for dette arbeidet, eller AT for parallelt arbeid i prosessanlegget den dagen. I Statoils egen granskingsrapport beskrives det at det var gitt AT for nålepikking/slipeutstyr (Varm B tillatelse i M30). AT ble aktivert i SKR kl 08.12., men var ikke påbegynt før hendelsen.

### Ulike tolkninger av begrep under planlegging av arbeidet

Det ble ikke vurdert å søke om Arbeidstillatelse (AT) i forbindelse med lekkasjetest av ESDV-ventilene. AT med tilhørende risikovurderinger ble ikke gjennomført med referanse til at det er vanlig praksis i drift offshore ("rutinearbeid"). Vi setter spørsmålsteget ved denne praksisen. Intervjuet personell ga uttrykk for usikkerhet rundt når det er behov for å søke AT ifm denne typen arbeid.

Granskingsrapport etter hydrokarbonlekkasje på Heimdal hovedplattform 22.8.2006 fremhever at den aktuelle jobben ikke var tilstrekkelig planlagt slik regelverket krever. Rapporten viser at ulik tolkning av begrepene var blant årsaksforholdene som bidro til hendelsen. Det blir påpekt at områdeoperatør kan gjøre vedlikehold, eller klargjøring til vedlikehold, uten arbeidstillatelse (AT): "Det betinger at områdeoperatøren planlegger, forbereder jobben og ivaretar barrierene." De skriver videre: "Granskingsgruppen mener at dagens formuleringer i APOS mht arbeid på trykksatte systemer ikke er presise nok. Særlig gjelder dette områder som beskriver hva operatør kan utføre uten arbeidstillatelse. Granskingsgruppen foreslo i 2006 tiltak: "Prosesseier Drift må snarest mulig gjennomgå formuleringene i styringssystemet for tillatt arbeid på trykksatte systemer." Under intervjuene i 2006 kom det frem ulike tolkninger av om "arbeid på trykksatt system" skulle innebære anvendelse av arbeidstillatelse eller ikke.

UPN Direktør Øystein Michelsens brev datert 28.4.2011, ref dok 62, beskriver at det på alle innretninger "... i forbindelse med arbeid på hydrokarbonførende system skal 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 oppstart og tilbakestilling) skal det signeres på gjennomført A-standard handlingsmønster på ventil-/blindingsliste." Dette viser at Statoil har sett et behov for å klargjøre når man skal anvende AT og når det er krav til og tilstrekkelig med en skriftlig A-standard. I hendelsen på Heimdal 26.5.2012 ble det ikke gjennomført en skriftlig A-standard (ref. 7.1.5.).

Under intervjuene i gransking etter hendelsen 26.5.2012 kom det frem at det fortsatt var ulike tolkninger innad i Heimdalorganisasjonen av når man skulle gjennomføre AT. Definisjoner av hva som er "arbeid på trykksatt system", "arbeid på hydrokarbonførende system", "inngripen i systemet" eller "sikkerhetskritisk arbeidsoperasjon" var eksempler på begreper som ikke ble tolket likt av intervjuobjektene.

I OM05.01 står det at "AT kreves for arbeid med høy risiko og for arbeid som krever koordinering og klarering på innretningsnivå." Det følger av arbeidsprosessen beskrevet i ARIS at anvendelse av AT utløser en rekke planleggingselementer, eksempelvis Sikker Jobb Analyse, Før Jobb Samtale, og signert ventil- og blindingsliste, som kan bidra til sikker operasjon.

I OM05.01 står det at arbeidsaktiviteter som kan utføres uten AT i hovedsak vil være "normale driftsoperasjoner innenfor produksjon (...)." For eksempler som omfatter disse nevnes det "Inspeksjon som kan utføres uten fysisk inngripen på det inspiserte utstyret." Ut fra vår forståelse var det denne formuleringen ift den aktuelle oppgaven som tillot at testen ble iverksatt uten AT. Arbeidet ble ikke definert som "inngripen i systemet". Forutsetningen for ikke å bruke AT er at "arbeidet utføres innenfor gjeldende prosedyrer og krav" hvilket heller ikke var tilfelle da den spesifikke prosedyren "OM05.01.01. Klargjøre normalt trykksatt



system/utstyr for aktivitet som krever isolering” ikke dekket denne arbeidsoperasjonen. Den eneste tilhørende prosedyren, se avvik 7.1.5., omfattet bare testing av ESDV-ventilene. Det var ingen prosedyre som dekket at trykkavlastning til fakkellampe ble gjennomført på en sikker måte.

Under intervjuene kom det tydelig frem at det er ulike tolkninger av hvilke arbeidsoperasjoner som krever AT internt i Heimdalorganisasjonen, Statoil og kanskje i hele det prosessfaglige miljøet knyttet til hvilke arbeidsoperasjoner som skal omfattes av AT systemet, og hvilke arbeidsoperasjoner som ikke trenger å dekkes av AT.

I AI fikk vi beskrivelsen: ”Vri på et ratt er å åpne, operere anlegget. Dette (den aktuelle arbeidsoperasjonen) er helt klart en operasjon som krever AT. Kan ikke skjønne noe annet.” Mens i Drift ble det sagt: ”Dette er tolket til en driftsaktivitet og krever ingen AT (...) Ikke arbeid på normalt trykksatt system og det er ikke noe som skal skruses på”.

Det er observert forskjell i arbeidsmetodikk, også knyttet til andre arbeidsoperasjoner. Under intervju på land og offshore fremkom det at det alltid har vært forskjeller mellom Drift og Vedlikehold offshore. Vi ble fortalt at Drift normalt ikke anvender AT, men at Vedlikehold alltid anvender AT. Under intervjuene oppga driftoperatører og ledelse offshore at AT ble anvendt av Drift kun noen få ganger i løpet av et år. Det var ikke kjent at tidligere hydrokarbonlekkasjer på Heimdal i stor grad var knyttet til Drift (ref 7.1.6.).

Statoilpersonell i Vedlikehold offshore bekreftet at de så å si alltid utstedte en AT før arbeid ble iverksatt i prosessanlegget. Forklaringen granskingsgruppen fikk var at det i Drift var prosessoperatører som arbeidet på ”eget anlegg” og at man derfor ikke hadde behov for AT. Prosessfaglig ekspertise og stedlig kjennskap til prosessanlegget ble gitt som begrunnelse for at de stort sett ikke trengte å bruke AT. I tillegg ble det uttalt at ”Åpne og stenge ventiler, det er jo det vi gjør hele tiden”. ”...vi ville jo ikke hatt tid i det hele tatt om vi skulle søkt om AT” og ”..hvem skulle signert på ATen da, det er jo vårt anlegg?”.

Innad i AIs landorganisasjon er det observert forskjeller i tilnærming til planlegging og utføring av arbeid offshore. Teknisk sikkerhet synes å gjennomføre sine arbeidsoperasjoner gjennom grundige forberedelser med bruk av AT. I teknisk sikkerhet ble det uttalt at for denne type jobb skal ”de tenke høyt og sjekke tag, se på mulige farer og hva som kan gå galt. Skal søke en AT der de legger ved en A-Standard”. Likeledes uttalte en annen i AI: ”... trodde at denne type oppgave var omfattet av en AT. Levde i troen på at det var gjort. Forebyggende vedlikehold skal utløse en AT. Vet ikke hvorfor det ikke var gjennomført en AT”. Som kontrast til dette ga andre i AI uttrykk for at det var uvanlig for operatører i Drift offshore å søke AT.

For arbeid på normalt trykksatt system er prosedyre OM05.07.01.01 gjeldende.

Prosedyre, «OM05.07.01.01. - Klargjøre normalt trykksatt system/utstyr for aktivitet som krever isolering» inneholder en detaljert arbeidsprosessbeskrivelse, som blant annet omfatter krav til bruk av ventil- og blindingsliste, og skriftlig A-standard. Problemet med denne prosedyren er at den er for snever til å omfatte den aktuelle arbeidsoperasjonen. Definisjonen av hva som er ”arbeid på normalt trykksatte systemer” er, slik granskingsgruppen vurderer det, for snever i forhold til å identifisere risiko ved arbeid på et anlegg. Spesielt er det formuleringen ”arbeid på” som fører til ulike tolkninger av hvilke jobber som skal omfattes av AT.

Statoils GL 1112 ”Personlig HMS-håndbok i UPN” gir eksempler på arbeid som ”**kan**” holdes utenfor AT-systemet: ”Inspeksjon som kan utføres uten fysisk inngripen på utstyret”. Granskingsgruppen vurderer at ulike tolkninger av denne setningen, og andre beskrivelser til krav om AT, kan ha hatt innvirkning på årsaksforhold knyttet til hydrokarbonlekkasjer ved en rekke hendelser i en tiårsperiode på Heimdal, hvor det gjennomgående funnet er at AT ikke har vært i bruk.

Granskingsgruppen har merket seg at det i papirversjonen av ”OM05.01 – Arbeidstillatelse (AT)” under overskriften ”Formål” står ”Ikke definert”.

Under intervjuene ble begrepene ”driftsaktivitet” og ”rutinejobb” brukt om arbeid som ikke ble omfattet av AT. Test av ESDVer i et rørsystem med trykk på 129 bar, der man åpner flere ventiler og trykkavlastere mot fakkell, ble ikke vurdert som en kritisk arbeidsoperasjon, men ble beskrevet som en ”rutineoppgave”. Dette førte til at arbeidstillatelsen (AT) ikke ble vurdert ved lekkasjetest av ESDVene. AT ble dermed, med tilhørende risikovurderinger, ikke gjennomført med referanse til at det er vanlig praksis i drift offshore (”rutinearbeid”).

Når arbeidet som skal utføres blir tolket til ikke å omfattes av en AT faller samtidig en rekke risikoidentifiserende planleggingselementer vekk. I tillegg var ulike tolkninger også gjeldende for om man skulle gjennomføre fullstendig A-standard handlingsmønster eller ikke, og om dette skulle dokumenteres skriftlig (ref. 7.1.5.). En totalvurdering burde avgjort at en AT er påkrevet.

I studien av årsaker til hydrokarbonlekkasjer på norsk sokkel (RNNP 2010) kategorieres 37 granskingsrapporter mtp i hvilken fase lekkasjen har oppstått (oppstartsfasen 22%, nedstengingsfasen 19%, under vanlig drift 40%, vedlikeholdsfasen/testing 14%, under modifikasjoner 5%). En grov tolking er at mellom 60 til 90% av disse aktivitetene er utført av ordinært driftspersonell som operer sitt prosessutstyr. Når dette ses opp mot det som beskrives under granskingen, nemlig at Driftspersonell normalt ikke søker AT med tilhørende planlegging og risikovurderinger, gir det grunnlag til å stille spørsmålstegn ved om dette er en robust praksis.

Granskingsgruppen har stilt seg spørsmål om dette kan ses i sammenheng med at gjennomgang av 10 granskingsrapporter (2002-2011) etter hydrokarbonlekkasjer på Heimdal viser at alle hendelser kan knyttes til ”normal” driftsaktivitet (i Drift) og at operasjonelt arbeid som krever AT/SJA tilsynelatende ikke har medført hendelser. Hendelsen 26. mai 2012 følger dette mønsteret. Vi stiller også spørsmålstegn ved denne tolkningen av krav til AT i prosessmiljøene, ikke bare i Statoil, men trolig også innen hele petroleumsvirksomheten. Det er tenkelig at en endring vil kunne påvirke storulykkesrisiko i en positiv retning.

#### Organisasjon og ansvar

Granskingen har vist at, med enkelte unntak, hadde både ledere på land og på innretning, fagfolk på land og operatører offshore, lite kjennskap til, eller tanker om storulykkespotensialet i den aktuelle lekkasjen eller til hydrokarbonlekkasjer generelt (ref avvik 7.1.6. og 7.1.7.).

Det ble til dels gitt uttrykk for irritasjon fra enkelte ved detaljerte spørsmål knyttet til planleggingsaktiviteter i forbindelse med den aktuelle arbeidsoperasjonen, og risikovurderinger som kunne vært iverksatt. Det ble blant annet uttalt av en leder offshore: ”Dette er en liten fjær som blir til masse høns. Hendelsen er en pakning som røyk.” Et godt

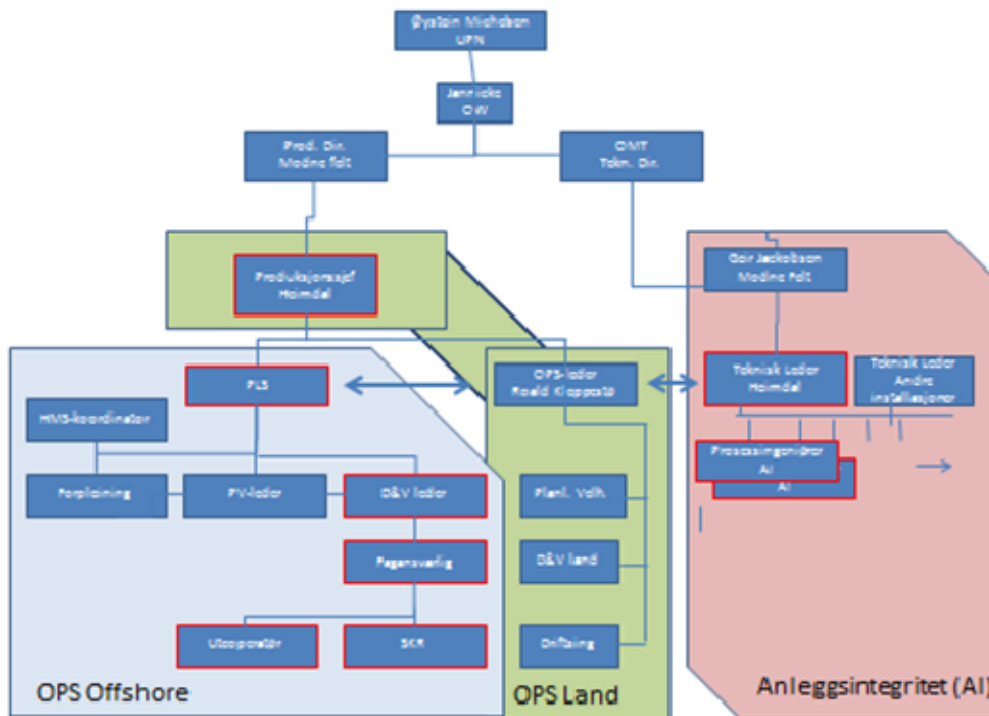
stykke inn i granskingsprosessen kom denne formuleringen om hendelsen fra en som har sitt arbeid på Heimdal: ” Det var jo bare en glipp”.

Slike uttalelser underveis i granskningen er tegn på at alvorligheten av denne typen hendelse ikke er forstått (ref avvik 7.1.6. og 7.1.7.).

Under intervjuene kom det frem at det også i landorganisasjonen (AI) var tegn på mangelfull forståelse for eget ansvar og rolle for håndtering av storulykkerisiko. Dette gjaldt blant annet prosedyrer, P&IDer og betydningen av disse for å istandsette offshorepersonell til å operere prosessanlegget på en sikker måte. Granskningen har identifisert feil ved design (ref avvik 7.1.1.) og ved gjeldene P&ID (ref avvik 7.1.4), og under intervju av personell i AI ble vi gjort oppmerksom på flere feil ved aktuell P&ID. Det ble gitt uttrykk for at manglende samsvar mellom prosessanlegg og P&ID ikke var uvanlig på Heimdal, men de syntes ikke å vurdere dette manglende samsvaret som et stort problem. Det ble gitt uttrykk for at det var urealistisk å ha en gjennomgang av samsvar mellom gjeldende P&IDer og prosessanlegget ute på Heimdal på grunn av arbeidsomfanget. Det var ikke en entydig forståelse, blant de vi intervjuet, for AIs rolle og ansvar mht å sikre god kvalitet på prosedyrer og en oppdatert P&ID.

Heimdal er en innretning som har vært i drift i 28 år, av to-tre ulike operatører, og har vært planlagt nedstengt i to omganger. Dette ble av flere, særlig offshore, trukket fram som begrunnelse for at en ikke hadde tilstrekkelig oversikt over anlegget.

Det er etablert et organisatorisk skille mellom AI som har ansvar for teknisk integritet på innretningen og Ops som har ansvar for valg av metode til å operere på prosessanlegget. AI er ”eier av”, og har ansvar for prosessanlegget, men er uten budsjettmyndighet og må gå via produksjonssjef for å få igjennom tekniske tiltak offshore. Det fremkom i intervju at det ikke alltid er samsvar i prioriteringer mellom Ops og AI. Statoils granskingsrapport har identifisert stor arbeidsbelastning i AI. En kombinasjon av en aldrende innretning med betydelig vedlikeholdsutfordringer, intensjon om søknad om levetidsforlengelse til 2034, manglende budsjettmyndighet og stor arbeidsbelastning utgjør således rammer for AI personellens arbeidssituasjon.



**Figur 17: Prinsippskisse av organisasjonen med grensesnitt AI og OPS**

I tillegg er det klart at AI også er avhengig av informasjon om mangler ved anlegget fra offshoreorganisasjonen. Notifikasjoner utgjør, så langt vi har blitt fortalt, det viktigste, og kanskje eneste bidraget til å få verifisert P&ID opp mot anlegget. Det er tegn på at offshoreorganisasjonen ikke i tilstrekkelig grad bidrar med informasjon til AI om nødvendige endringer.

#### Oversikt over teknisk tilstand på prosessanlegg i drift

Sett i lys av et betydelig omfang av aldrende innretninger på norsk sokkel og en rekke søknader om utvidet levetid pga økt utvinning, ser granskingsgruppen det som viktig at Statoil og andre operatører har tilstrekkelig oversikt over teknisk tilstand på prosessanleggene (ref 7.1.2.) som videreføres til oppdaterte P&IDer (ref 7.1.4.). Spørsmål vi likevel stiller oss er om hensiktsmessige analyseverktøy (ref 7.1.2.), som gir tillit til at selskapenes bilde av teknisk tilstand på prosessanlegget er korrekt, blir tatt i bruk, og om denne informasjonen blir anvendt for å vurdere om design muliggjør at menneskelig inngripen i anlegget kan føre til lekkasjer.

Andre verktøy ut over TTS, TIMP og informasjon fra Synergi hadde ikke blitt vurdert for å kartlegge prosessanlegget på Heimdal (ref avvik 7.1.2), til tross for at de som ble intervjuet vurderte det slik at disse verktøyene ikke ville fange opp designfeil på den aktuelle rørlinjen eller andre uheldige designløsninger på Heimdal.

Granskningen har vist at det er mangler knyttet til bruk av erfaringsdata og informasjonsformidling/organisatorisk læring i Heimdalorganisasjonen og kanskje også i andre deler av Statoil organisasjonen (ref avvik 7.1.6). Det er ledelse på ulike nivå som vil ha delansvar for informasjonformidling, men det er uklart for granskingsgruppen om hvem som har dette som sitt spesifikke ansvarsområde. Det er imidlertid ikke urimelig å tenke seg at slik

informasjon ville bidratt til en annen bevissthet om betydningen av det arbeidet den enkelte utførte. Og at det kunne ført til en større bevissthet om den sikkerhetsmessige betydningen av eget arbeid; eksempelvis sikre oppdaterte prosedyrer og P&IDer, sikre oversendelse av notifikasjoner til AI om avvik mellom P&ID og anlegg, sikre anvendelse av hensiktsmessige analyseverktøy for å kartlegge teknisk tilstand på Heimdals prosessanlegg eller sikre hensiktsmessige risikovurderinger under planleggingen av arbeidsoperasjoner.

Statoil er altså i besittelse av en rekke verktøy for å sikre en sikker operasjon fra planlegging (på land) til utførende ledd offshore. Erfaringsdata og analyse av disse inngår i en drifts- og vedlikeholdsstrategi for prosessanlegget som danner grunnlag for planer, som beskriver aktiviteter og inkluderer risikoforhold. I tillegg har Statoil tilgjengelig en rekke verktøy for å kartlegge teknisk tilstand på innretningens prosessanlegg, og for å detaljplanlegge arbeidet; OTS, TTS, TIMP, HAZOP. I den operasjonelle fasen har Statoil verktøy som A-Standard, AT, Sikker Jobb Analyse og Før Jobb Samtale for risikoidentifikasjon under planlegging av arbeidet. Prosedyre med P&ID skal gi informasjon som bidrar til korrekt og sikker arbeidsutførelse.

Hydrokarbonlekkasjen på Heimdal 26. mai 2012 viste svikt på en rekke nivåer (barriereelementer og ytelsespåvirkende forhold) ref dok 63. Det kan synes som om det likevel er driftsoperatøren, mennesket, som er pålagt ansvaret for å håndtere et teknisk system på en sikker måte.

## **9 Vurdering av Statoils granskingsrapport**

Statoils granskingsrapport ble overlevert Petroleumstilsynet 23.10.2012. Rapporten har en grundig gjennomgang av hendelsen og utforming av anbefalte tiltak. Vi observerer imidlertid at forhold som vi mener er sentrale årsaker til at hendelsen fikk utvikle seg, som mangelfull bruk av erfaringsdata, ledelsesinvolvering på en rekke organisasjonsnivåer, risikoforståelse og planlegging av arbeidet i mindre grad er dekket av Statoils rapport.

I vurdering av hendelsens potensial vurderer Statoil at det skal mer enn ubetydelig endrede omstendigheter til før hendelsen kunne utviklet seg til en storulykke. Ptils granskingsgruppe deler ikke denne oppfatningen. Som en konsekvens av Statoils utarbeidede FLACS-analyse har de vurdert «worst case» scenarioer, men etter Ptils oppfatning har disse et for begrenset omfang. Statoil skriver i tillegg at involvert personell ikke ble eksponert for gass. Vi finner det sannsynlig at DOF1 som var involvert i hendelsen ble eksponert for gass.

## **Vedlegg**

### **A: Følgende dokumenter er lagt til grunn i granskingen:**

1. POB liste for ulykkestidspunktet
2. POB liste dags dato
3. Liste over involvert personell (del av oppstartsmøte presentasjon)
4. Organisasjonskart; OMC 01 Organisasjon UPN og OMC01 Organisasjon Modne Felt
5. Arbeidsordre
6. Oversiktstegninger over det aktuelle området
7. Loggføringer relevant for saken
8. Alle rapporter om Uønsket hendelse (RUH) i området siste år
9. Alle relevante prosedyrer

10. Nødvendig utdrag av styrende dokumentasjon over aktuelle prosedyrer
11. Oversikt over samtidige operasjoner i området, kopi av alle arbeidsordre/sikkerhetsklareringer for siste døgn frem til og med uhellet
12. Utskrift av kvalifikasjoner, Schedule og overtid for alt involvert personell
13. Vedlikeholdsplan/historikk for involvert utstyr
14. Alle sertifikater for involvert utstyr
15. Vedlikeholdshistorikk (dekket i pkt 13)
16. P&ID diagram for de tre aktuelle ventilene som blir testet
17. Bildene som er tatt på åstedet (kun elektronisk)
18. Alarmlogger – elektronisk på forespørsel
19. Trykklogger i rør før og etter
20. Prosessflyt diagram
21. Risikovurderinger/AT
22. ARIS OMM 05.07.01.01 Klargjøre normalt trykksatt system, ARIS OMM 05.07.01.02  
Tilbakestille normalt trykksatt system
23. A-standard
24. TIMP
25. TTS
26. GL 114 Krav til pålitelighet
27. Oversiktsplan over plattform
28. Oversiktsbilder/Værdekk (ref pkt 6 og 27)
29. Gassdedektorer: Logg over utløste alarmer i berørte områder.
30. Granskingsrapport Heimdal Hovedplattform 6.9.2002
31. Granskingsrapport Heimdal Hovedplattform 6.10.2002
32. Varslings skjema Heimdal HRP 19.4.2005
33. Granskingsrapport Heimdal HRP 20.6.2005
34. Granskingsrapport Heimdal Hovedplattform 16.7.2005
35. Granskingsrapport Heimdal Hovedplattform 24.9.2005
36. Varslings skjema Heimdal HRP 11.3.2006
37. Granskingsrapport Heimdal Hovedplattform 22.8.2006
38. Varslings skjema Heimdal Hovedplattform 25.12.2006
39. Granskingsrapport Heimdal Hovedplattform 6.4.2007
40. Granskingsrapport Heimdal HRP 18.4.2010
41. Granskingsrapport Heimdal Hovedplattform 2.2.2011
42. Rapporterte hydrokarbonlekkasjer på Heimdal Hovedplattform og HRP til  
Petroleumstilsynet for lekkasjer større enn 0,1 kg/s (2002-2011)
43. Spredningsberegninger lekkasje på Heimdal (draft oversendt 31.8.2012)
44. Forskrifter for produksjons- og hjelpesystemer på produksjonsanlegg m.v. for  
utvinning av petroleumforekomster i indre norske farvann, norsk sjøterritorium og den  
del av kontinentalsokkelen som er undergitt norsk statshøyhet Fastsatt av  
Oljedirektoratet den 3. april 1978 med senere endringer, senest 1. juli  
1980 medhold av kgl.res. av 9. juli 1976, jf. Industridepartementets delegasjonsvedtak  
av 12. juli 1976.
45. PUD for Heimdal PL 036 1998.
46. Konsekvensutredning for modifikasjoner på Heimdal 1998
47. Statoil Granskingsrapport COA INV Granskning etter gasslekkasje på Heimdal  
16.9.2012
48. Statoil Statoilboken
49. Statoil FR06 – Drift og vedlikehold
50. Statoil OMC01 – 004 – UPN Drift - Organisasjon, ledelse og styring, med tillegg

51. Statoil Work Order no. 22342028 ESDV ventiler gass eksport, 17.3.2012
52. Statoil Gassfareanalyse, gasslekkasje på Heimdal 26. mai 2012, 13.9.2012
53. Statoil OM05.01 – Arbeidstillatelse (AT) 18.5.2012
54. Statoil OM05.03 – Gjennomføre sikker-jobb-analyse, 18.5.2012
55. Statoil OM02.01.06 - Utføre vedlikehold, 18.5.2012
56. Statoil OM01.05.05 – Operere system og utstyr i drift, 18.5.2012
57. Granskingsrapport Heimdal Hovedplattform 23.7.2003
58. Statoil Lekkasje test av 2ESDV 20007 Gass eksport til Statpipe, udatert
59. Varselsskjema Heimdal Hovedplattform 27.4.2003
60. Risikonivå norsk petroleumsvirksomhet (RNNP) Hovedrapporter 2001-2011
61. Varselsskjema Heimdal Hovedplattform 30.11.2005
62. Brev fra UPN direktør Øystein Michelsen, Statoil til Petroleumstilsynet datert 28.4.2011, Statoil ref AU-EPN OWE GF-00234
63. <http://www.ptil.no/getfile.php/PDF/Prinsipper%20for%20barrierestyring%20i%20petroleumsvirksomheten.pdf> Prinsipper for barrierestyring i petroleumsvirksomheten

B: Oversikt over intervjuet personell.

C: Forkortelser:

## Forkortelser

A-standard Ny adferds modell i Statoil for etterlevelse og kontinuerlig forbedring av arbeidsprosesser

AI	Anleggs Integritet
AO	Arbeidsordre
APOS	Arbeidsproessorientert styringssystem
AT	Arbeidstillatelse (tillatelse til å gjennomføre en arbeidsordre)
BDV	Blow down valve
Bleed	Avtapningspunkt
CFD	Databasert metode for strømningsberegning (Computational Fluid Dynamics)
D&V	Drift og vedlikehold
DAL	Dimensioning Accidental Load
DB&B	Dobbel Blokk og Bleed
Deluge	Overrisling med brannvann for å hindre antennelse og dempe eventuelt eksplosjonstrykk
FLACS	Regneprogram av CFD-type (FLame ACceleration Simulator)
FV	Forebyggende vedlikehold
HCV	Hoved kontroll ventil
HMS	Helse Miljø og Sikkerhet
HMP	Heimdal Main Platform



HRP	Heimdal Riser Platform (med Gassco som operatør)
KOS	
LEL	Lower Explosion Level (Nedre konsentrasjonsgrense for eksplosiv blanding av brennbar gass)
LFL	Lower Flammability Level
MIS	Målstyring i Statoil
MTO	Menneske – Teknikk – Organisasjon (modell for hendelses- og årsaksanalyse)
NAS	Nødvstengningssystem
OTS	Operasjonell Tilstand Sikkerhet, Statoil
P&ID	Prosess- og instrumenterings-tegning
POB	POB - Personer om bord
PSV	Pressure Safety Valve
RNNP	Risikonivå i norsk petroleumsvirksomhet (Ptil rapport som utgis hvert år)
RS	Revisjonsstans
SAP	Statoils system for administrasjon av vedlikehold
TST	Teknisk sikkerhetstilstand, Hydro
TTS	Teknisk Tilstand Sikkerhet, Statoil
UEL	Upper Explosion Level