

Granskingsrapport

Rapport

Rapporttittel

Gransking av alvorlig gasslekkasje fra trykkavlastningssystemet på Visund den 19.1.2006

Aktivitetsnummer

12K17 / ePhorte nr. 06/113

Gradering

Offentlig

Begrenset

Strengt fortrolig

Unntatt offentlighet

Fortrolig

Sammendrag

I forbindelse med produksjonsfakling oppstod det 19.1.2006 en stor gasslekkasje fra et hull i høytrykksfakkelrøret på Statoils, innretning 34/8-1 Visund. Mannskapet som ikke hadde beredskapsoppgaver mønstret til livbåter og evakuering av 17 personer med helikopter ble gjenno mført. Ingen personer kom fysisk til skade under hendelsen.

Ptil karakteriserte denne hendelsen som svært alvorlig og besluttet å granske hendelsen. Dette er en hendelse med storulykkespotensial og er den største gasslekkasjen i prosessområder på norsk sokkel i nyere tid. Ved små endringer i hendelsesforløpet kunne lekkasjen ha medført konsekvenser med mulig tap av menneskeliv og av innretning.

Granskingen avdekket 7 avvik fra regelverkskrav. 2 av disse avvikene var direkte utløsende årsak til at hendelsen inntraff. Disse er knyttet til designfeil i forbindelse med utforming og dimensjonering av utløpsarrangement fra høytrykksvæskeutskiller, og manglende trykksikring av høytrykksvæskeutskiller. De øvrige 5 avvikene er bakenforliggende årsaker og har bidratt til at designfeil ikke er avdekket før det var for sent. Både Norsk Hydro som var utbygningsoveratør og driftsoveratør de første årene og Statoil som o vertok driften fra 1.1.2003 har vært involvert i forbindelse med avvikene.

Granskingen viser at alle involverte automatiske sikkerhetsfunksjoner etter at hendelsen inntraff har fungert etter hensikten.

De beredskapsmessige forhold med mønstring av beredskapspersonell, mønstring i livbåtene samt evakuering (av 17 personer) ble ivaretatt på en tilfredsstillende måte.

Involverte

Hovedgruppe

T1-StatoilGassco

Godkjent av / dato

Tilsynskoordinator Mona Haugstøyl

Deltakere i granskingsgruppen

Aina Eltervåg -----

Eivind Sande -----

Per E. Endresen -----

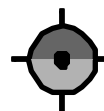
Granskingsleder

Øyvind Lauridsen -----

Innhold

1	Sammendrag	4
2	Innledning	4
	2.1 Fremgangsmåte.....	5
	2.2 Historikk og beskrivelse av Visund	6
	2.3 Aktivitet og hendelser i forkant for gasslekkasjen og under granskingen 7	
	2.4 Regularitet og status for prosessutstyr før hendelsen	8
	2.5 Statoils oppfølging av hendelsen	8
	2.6 Begrensninger.....	8
3	Hendelsesforløp	8
	3.1 Lekkasjen oppsto.....	9
	3.1.1 Overtrykking av gasskjølere.....	9
	3.1.2 Utløpsarrangement i høytrykksvæskeutskiller	10
	3.1.3 Hullet i fakkelløret	11
	3.1.4 Objektet som penetrerte fakkelløret.....	12
	3.1.5 Andre synlige skader på lekkasjestedet.....	14
	3.1.6 Oversikt lekkasjestedet.....	15
	3.2 Beredskapsmessige forhold.....	16
4	Hendelsens potensial.....	17
	4.1 Faktiske konsekvenser	17
	4.2 Potensielle konsekvenser	17
5	Observasjoner	18
	5.1 Avvik	19
	5.1.1 Manglende trykksikringen av høytrykksvæskeutskilleren	19
	5.1.2 Designfeil fra prosjektering av Visund	19
	5.1.3 Det er ikke trykkmåling i høytrykksvæskeutskilleren	19
	5.1.4 Gjennomgang av trykkavlastningssystemet i forbindelse med VGP 19	
	5.1.5 Avviksbehandling av strømningshastigheter (Hydro)	20
	5.1.6 Avviksbehandling av strømningshastigheter Statoil VGP	20
	5.1.7 Håndtering av vedlikeholdshistorikk herunder intervall for inspeksjoner innvendig av fakkeldunk	20
	5.2 Forbedringspunkter.....	21
	5.2.1 2.linje varslet ikke kontaktperson hos entreprenører	21
	5.2.2 UHF radio til S&R.....	21
	5.2.3 Bruk av SAR-scramble-telefon.....	21
	5.2.4 Forsinket evakueringsarbeid.....	22
	5.2.5 Nødllys/evakueringslys fungerte ikke	22
	5.2.6 Operering av ballastsystemet når hovedkraft er utkoblet	22
	5.2.7 Ødelagt passiv brannbeskyttelse.....	22
	5.3 Relevante barrierer som har fungert.....	23
6	Diskusjon omkring usikkerheter.....	23
	6.1.1 Materialtekniske forhold og fabrikasjon av deflektor i utløpet fra høytrykksvæskeutskiller	23
	6.1.2 De bakenforliggende årsakene til at designfeil er blitt gjort og ikke er blitt avdekket i senere faser er ikke klarlagt i granskingen.....	24
	6.2 Organisatoriske endringer av betydning for hendelsen	24
	6.3 Branndeteksjon i modul P30	25

7	Vedlegg.....	26
7.1	Vedlegg A: MTO hendelses- og årsaksanalyse.....	26
7.2	Vedlegg B: DNV Teknisk Rapport	27
7.3	Vedlegg C: Dokumenter lagt til grunn i granskingen.....	28
7.4	Vedlegg D: Oversikt deltakere i granskingen og intervjuet personell	30



Granskingsrapport

1 Sammendrag

I forbindelse med produksjonsfakling oppstod det den 19.1.2006 en stor gasslekkasje fra et hull i høytrykksfakkelrøret på Statoils innretning 34/8-1 Visund. Det var 91 personer om bord. Mannskapet som ikke hadde beredskapsoppgaver mønstret til livbåter og evakuering av 17 personer med helikopter til Gullfaks A ble gjennomført. Ingen personer kom fysisk til skade under hendelsen.

Ptil karakteriserte denne hendelsen som svært alvorlig og besluttet å granske hendelsen. Dette er en hendelse med storulykkespotensial og er den største gasslekkasjen i prosessområder på norsk sokkel i nyere tid. Ved små endringer i hendelsesforløpet kunne lekkasjen ha medført svært alvorlige konsekvenser med mulig tap av menneskeliv og av innretning.

Hendelsen medførte store skader på prosessutstyr. De største tap er relatert til utsatt produksjon på Visund-feltet, i tillegg er det også tap forbundet med utsatt boreoppstart og reparasjonskostnader på prosesssystemet.

Vår gransking avdekket 7 avvik fra regelverkskrav. To av disse avvikene var direkte utløsende årsaker til at hendelsen inntraff. Disse er knyttet til designfeil i forbindelse med utformning og dimensjonering av utløpsarrangement fra høytrykksvæskeutskiller, og manglende trykksikring av høytrykksvæskeutskiller. De øvrige fem avvikene er bakenforliggende årsaker og har bidratt til at designfeil ikke er blitt avdekket før det var for sent. Både Norsk Hydro som var utbyggingsoperatør og driftsoperatør de første årene og Statoil som overtok driften fra 1.1.2003 har vært involvert i forbindelse med avvikene.

Det ble videre funnet sju forbedringspunkter, som ikke har betydning for hendelsesforløpet.

Granskingen viste at alle involverte automatiske sikkerhetsfunksjoner etter at hendelsen inntraff har fungert etter hensikten. Dette omfatter både prosess- og nødavstengingssystemer samt deluge i berørte områder.

De beredskapsmessige forhold med mønstring av beredskapspersonell og mønstring i livbåtene samt delevakuering ble ivaretatt på en tilfredsstillende måte.

2 Innledning

I forbindelse med produksjonsfakling etter tripp av 4.trinnskompressor oppstod det 19.1.2006 en stor gasslekkasje fra et hull i høytrykksfakkelrøret på Statoils innretning 34/8-1 Visund. Mannskapet på Visund som ikke hadde beredskapsoppgaver mønstret til livbåter og evakuering av 17 personer med helikopter til Gullfaks A ble gjennomført. Ingen personer kom fysisk til skade under hendelsen.

Petroleumstilsynet (Ptil) besluttet å gjennomføre en egen gransking av hendelsen. Politiet besluttet også å gjennomføre en egen etterforskning med bistand fra Ptil.

Granskingsgruppen som ble etablert omfattet følgende personer fra Ptil:

Øyvind Lauridsen	Faggruppe Arbeidsmiljø, Granskingsleder
Per E Endresen	Faggruppe Prosessintegritet
Eivind Sande	Faggruppe Prosessintegritet
Aina Eltervåg	Faggruppe Logistikk og Beredskap

Etter hjemkomst har følgende bistått granskingsgruppen:

Arne Johan Thorsen	Faggruppe Prosessintegritet
Anders Tharaldsen	Faggruppe Konstruksjonssikkerhet
Rolf Hinderaker	Faggruppe Konstruksjonssikkerhet
Elisabeth Stephansen	Faggruppe HMS-StyringJuss

2.1 Fremgangsmåte

Ptil ble varslet per telefon av Statoil kl. 00:17 den 19.1.2006. Skriftlig varsel ble mottatt fra Statoil kl.04:33. Beredskapsvakten fulgte opp hendelsen i løpet av natten og Ptil besluttet senere på dagen å iverksette egen gransking av hendelsen.

Ptils granskingsgruppe reiste ut til Visund sammen med politiet og Statoils granskingsgruppe 20.1.2006 og ankom ved 14 tiden.

Etter åpningsmøte og sikkerhetsrunde ble det sammen med politiet og personell fra Visund, foretatt en befaring i områdene som var berørt av gasslekkasjen. Området var avsperrert, men på grunn av kraftig vind hadde det vært nødvendig å fjerne eller sikre løse deler.

På dette tidspunkt var bemanningen den samme som under hendelsen med unntak av 16 evakuerte. Av de 17 evakuerte var det en person som kom tilbake til Visund og gjenopptok arbeidet sitt, mens de resterende etter eget ønske ble demobilisert og fløyet til land.

I samarbeid med politiet ble det satt opp en plan for gjennomføring av intervju/avhør med personell om bord. Se vedlagte intervjuliste. Intervjuene ble gjennomført i samarbeid med politiet. Det ble gjennomført 14 intervju på Visund.

Dokumenter ble innhentet og vurdert i parallell med intervjuene. Dokumentene omfattet tegninger, logger, prosedyrer, rapporter mv. Se vedlagte liste over dokumenter.

Det ble gjennomført flere befaringer som bl.a. omfattet områdene der det ble detektert gass under hendelsen, kontrollrom, beredskapssentral og livbåter. Befaringene i områdene der det ble detektert gass ble utført i samarbeid med politiets teknikere.

Det ble holdt et oppsummeringsmøte 23.1.2006. Deltakere framgår av vedlegg. Taktiske etterforskere fra politiet og tre personer fra Ptil granskingsgruppe reiste inn igjen om ettermiddagen 23.1.2006, mens de tekniske etterforskerne fra politiet og en person fra Ptil ble på Visund til 24.1.2006 for å gjennomføre visuell inspeksjon innvendig av høytrykksveskeutskilleren gjennom mannhull.

Granskingsgruppen besluttet å engasjere Det Norske Veritas (DNV) for videre tekniske undersøkelser på Visund. DNV gjennomførte inspeksjon på Visund 11.-12.2.2006 med

påfølgende arbeid i laboratoriet på Høvik. DNV gjennomførte også beregning av laster og simuleringer. Se vedlagte rapport, vedlegg B.

Det har etter innreise vært en rekke telefonsamtaler med personell i Statoils landorganisasjon og med plattformsjefene på Visund, for å få avklart ulike spørsmål og det er blitt oversendt en rekke dokumenter i tillegg til de granskingsgruppen mottok offshore.

Det har også vært avholdt møter med Statoil, hvor blant annet resultatene av Statoils egen gransking er blitt presentert. Medlemmer i Ptils granskingsgruppe har også deltatt på møter med Statoil for oppfølging av normaliseringsarbeidet.

Vi ønsker å takke Statoil for god tilrettelegging for gjennomføring av granskingen og alle intervjuede og andre som har bistått oss under granskingen for åpenhet og godt samarbeid.

Vedlagt er et MTO (menneske teknologi og organisasjon) diagram som er utarbeidet som hjelpemiddel for å kartlegge bakenforliggende og direkte årsaker.

Granskingsgruppen fikk følgende mandat av tilsynskoordinator:

1. Kartlegge hendelsesforløpet
2. Identifisere utløsende og bakenforliggende årsaker med fokus på menneske, teknologi og organisasjon (MTO)
3. Kartlegge og vurdere beredskapsmessige forhold, inkludert ansvarsforhold, kommunikasjonslinjer og tilgjengelige beredskapsmidler.
4. Vurdere hendelsens alvorlighetsgrad, inkludert vurdering av "worst case" scenarier
5. Granskingsgruppen skal identifisere regelverksbrudd, anbefale videre oppfølging samt identifisere eventuelt behov for bruk av virkemidler
6. Rapportere status til operativt styringslag i T1-StatoilGassco hver fredag frem til endelig rapport ferdigstilles.
7. Vurdere ressursbehovet og identifisere behov for bistand, egne studier og bruk av konsulenter.

Denne rapporten oppsummerer resultatene etter Petroleumstilsynets (Ptil) gransking og presenterer disse med bakgrunn i granskingsgruppens mandat.

2.2 Historikk og beskrivelse av Visund

Norsk Hydro AS var operatør for Visund ved utbyggingen. Produksjonen startet våren 1999 og Norsk Hydro AS hadde operatøransvaret til Statoil overtok 1.1.2003. Høsten 2005 ble Visund Gass Prosjekt (VGP) ferdigstilt og en startet gasseksport gjennom Kvitebjørnrørledningen til Kollsnes og videre til Europa. Det ble ikke utført endringer i fakkelsystemet som følge av VGP.

Visund er en kombinert bolig-, bore og prosess innretning, se Figur 1. Innretningen er bygget i stål og er halvt nedsenkbar. Konseptet for Visund er basert på prinsippene om separasjon av boligkvarter, bore-, og prosessområdet. Modulene er avgrenset med brannsikre vegger og innretningen er plassert slik at eventuell varme og gass blir ledet bort fra boligkvarteret ved normal vindretning. Visund har fire fritt-fall livbåter (FF 1000 D), men livbåt kapasiteten var redusert på hendelsestidspunktet som følge av oppgradering av en livbåt på land. Det var da

tre livbåter igjen om bord, men ettersom Visund har to av fire livbåter med redusert kapasitet hadde de da 128 livbåtsetter tilgjengelig. Visund disponerer ikke eget beredskapsfartøy, men inngår forøvrig i Feltberedskapsplan Tampen.



Figur 1 Visund sett fra sør (Hydro var operatør da bildet ble tatt)

2.3 Aktivitet og hendelser i forkant for gasslekkasjen og under granskningen

Aktivitetsnivået har over flere år vært høyt på Visund pga VGP, samt bore- og brønnoperasjoner. Videre har også operatørskiftet betydd at personellet har måttet sette seg inn i nytt styringssystem. På tidspunktet for hendelsen var det normal produksjon og drift, og ingen bore- eller brønnoperasjoner.

For en del av mannskapet ombord var hendelsen 19.1.2006 den 3. mønstringen til livbåt på under 14 dager.

- 8.1.2006: To detektorer i modul P10 utløst pga. at gasslekkasjen varte i ca 1 minutt før bleed ventil ble stengt. Foreløpig beregnet lekkasjerate: mindre enn 0,05 kg/s.
- 8.1.2006: Bekreftet gassdeteksjon i R20 mesanin. Gassraten var klart under 0,1 kg/s.

I tillegg måtte mannskapet sammen med politi og granskingsgruppene mønstre i livbåt 20.1.2006 pga. røykdeteksjon i modul G40. På debriefing ble det opplyst at det ikke var røyk som utløste alarmen, men vann som dryppet ovenifra og hendelsen hadde ikke noe stort potensial. Opptelling og bekreftelse av personell om bord (POB) gikk raskt.

2.4 Regularitet og status for prosessutstyr før hendelsen

I forbindelse med Visund gassprosjekt ble det satt i drift et nytt kompressortrinn (6. trinns kompressor). I innkjøringsfasen og frem til hendelsen, hadde det vært en del regularitetsproblemer med prosessanlegget. Det var nå første gang at gassraten gjennom prosessanlegget var oppe i 16,5 millioner $\text{sm}^3/\text{døgn}$. Designkapasiteten for fakkelsystemet er 18,5 millioner $\text{sm}^3/\text{døgn}$.

2.5 Statoils oppfølging av hendelsen

Statoil gransket denne hendelsen på nivå 1, dvs. på konsernnivå og den er klassifisert som rød 1. Rapporten ble oversendt Ptil den 6.3.2006. Beskrivelsen av hendelsesforløpet er stort sett i samsvar med Ptils granskingsgruppes oppfattelse av de faktiske forhold. Det er på noen punkter ulik vektning av observasjoner.

2.6 Begrensninger

Granskingen omfatter kartlegging av direkte og bakenforliggende årsaker til hendelsen frem til debriefing kl. 02:30 den 20.1.2006. På dette tidspunktet var lekkasjen i fakkelsystemet over og området avsperrert.

3 Hendelsesforløp

Dette kapitlet beskriver etter vår beste vurdering faktisk hendelsesforløp, basert på opplysninger innhentet i granskingen. Aktivitetene er beskrevet i kronologisk rekkefølge. Beskrivelse av vurderinger refererer seg til de vurderinger som ble gjort av involvert personell under hendelsesforløpet.

Hendelsen som initierte gasslekkasjen startet like før midnatt natt til 19.1.2006. Fram til dette tidspunktet var det normal drift på Visund, med regulære produksjonsaktiviteter.

På Visund-feltet var det tung sjø, storm og mye bevegelse i innretningen. Ca. kl. 23:00 ble bølgehøyder oppgitt til ca 6 m signifikant (11 m maks.). Det var 40 knop vind av sørlig retning, regn og haglbyger.

Kapittel 3.1 har hovedfokus på hendelsesforløpet fra og med tripp av 4. trinns kompressor og frem til bemanning av beredskapssentralen på Visund.

Kapittel 3.2 beskriver i all hovedsak tiltak som ble utført for å ivareta situasjonen etter gasslekkasjen oppsto.

3.1 Lekkasjen oppsto.

Kl 23:59:09, 18.1.2006 trippet 4. trinns kompressor og produksjonsfakling startet som forventet. Det ble fra monitor i SKR konstatert at fakkelen brant med stor flamme.

Kl.00:00:12 – 00:00:15, 19.1.2006 fikk en alarmer fra sprengblekk, mot høytrykksvæskeutskiller i trykksikringslinjen til tre av gasskjølerne.

Kl 00:00:26 fikk en alarm i SKR om deteksjon av gass i modul P30 (i området der gasskjølerne er plassert). Dette medførte nødavstengning, nivå NAS 2.3, med påfølgende utkobling av generelle tennkilder på hele innretningen.

Kl 00:00:34 svikt i trykkmåling i fakkelerøret. Dette er sannsynlig tidspunkt for når hullet oppstår i fakkelerøret fra høytrykksvæskeutskiller og i følge kontrollromsoperatørene hørtes omtrent på dette tidspunktet et smell, innretningen ristet og lydbildet endret seg.

I tidsrommet kl. 00:00:36 – 00:00:48 registreres omfattende gass- og flammedeteksjon i modulene P10, P30 og P40, som igjen medfører total prosessnedstengning, nødavstengning med påfølgende utløsning av deluge i området.

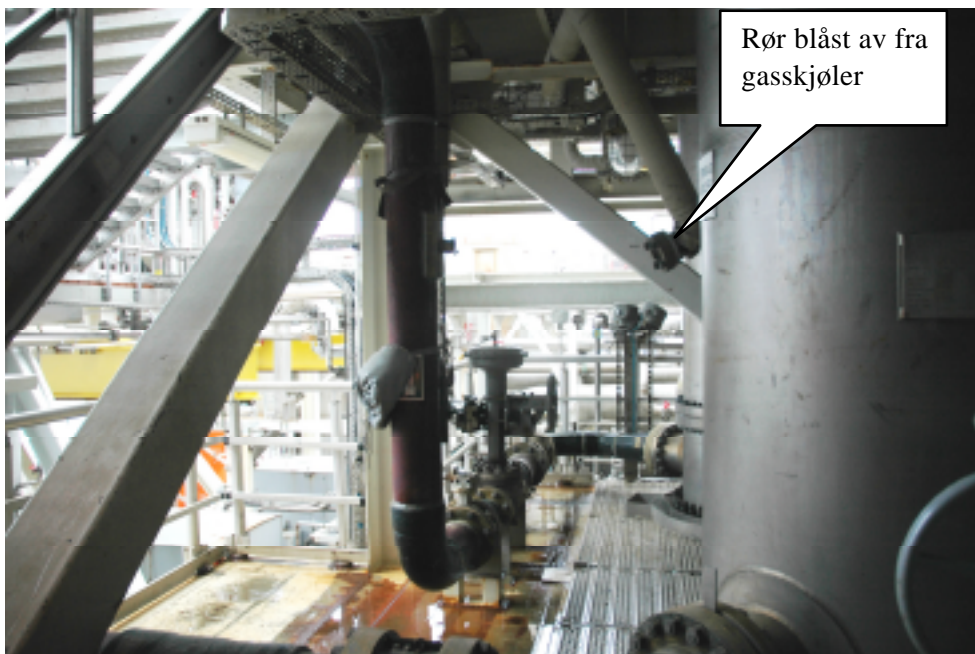
Kl 00:00:48 – 00:01:40 eskaleres situasjonen med gassdeteksjon i sikkert område (krankabinen). Dette gir nødavstengning, nivå NAS 1.0, med påfølgende utkobling av hovedkraftforsyning, nedstenging av produksjon og innretningen strømforsynes nå fra nødskraftkilde.

Kl 00:01:41- ca kl. 00:52:00 foregikk trykkavlastning av prosessanlegget gjennom fakkelsystemet. Store deler av gassen blåste ut fra hullet i fakkelerøret.

Som en ser av tidsangivelsene utviklet hendelsen seg over en kort periode på 2 minutter. De neste ca. 50 minuttene medførte trykkavlastningen at gasslekkasjen fortsatte gjennom hullet i fakkelerøret.

3.1.1 Overtrykking av gasskjølere

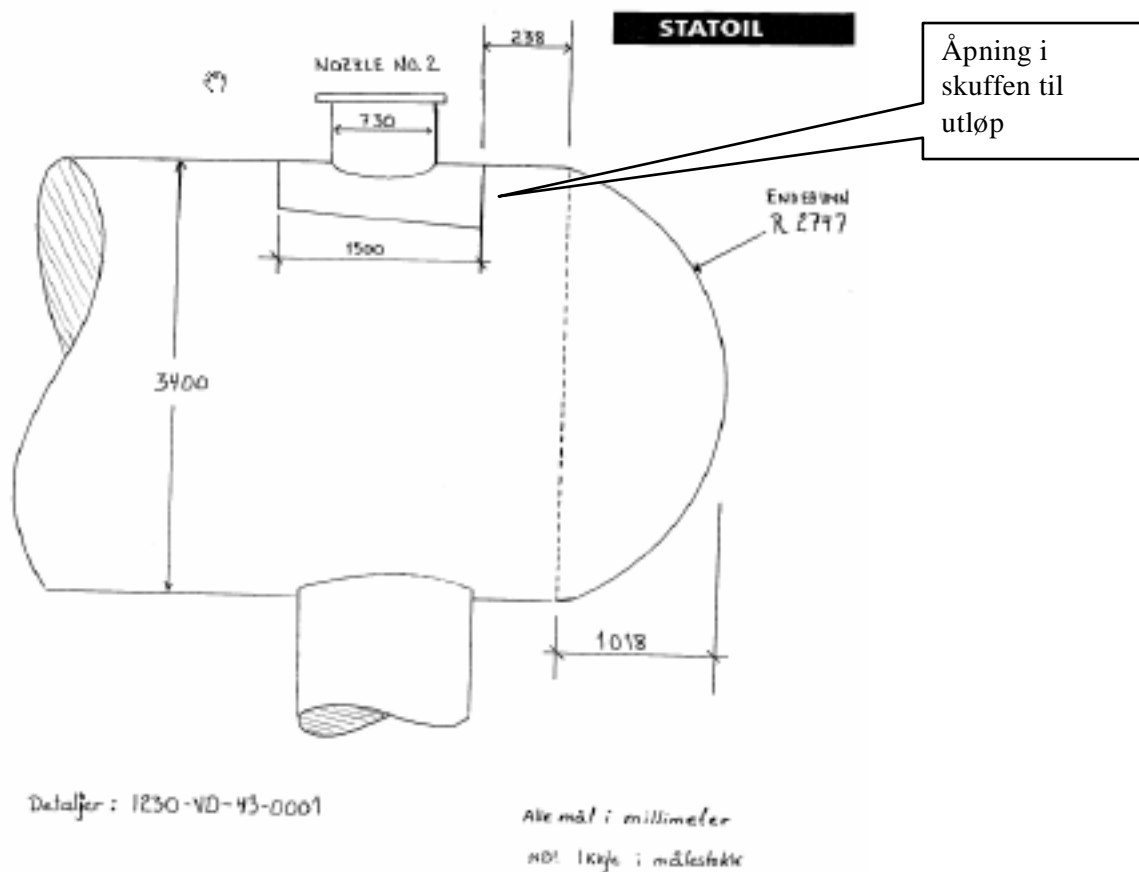
I første del av hendelsesforløpet førte det stigende trykket i høytrykksvæskeutskiller til at gass brøt gjennom sprengblekk mot gasskjølere og førte til brudd på et rør tilkoblet 3. trinns gasskjøler. Kjøleren har et designtrykk på 16 bar. Se Figur 2.



Figur 2 Brudd på rør tilkopleet tredjettrinngasskjøler

3.1.2 Utløpsarrangement i høytrykksvæskeutskiller

Høytrykksvæskeutskiller er plassert på hoveddekk ved siden av boretårnet. Den har en diameter på 3,4 m og lengde på 16 m. Høytrykksvæskeutskiller er utstyrt med en deflektor som er utformet som en skuffe med åpning ut mot endebunnen. Deflektorplaten har en bredde på 1520mm, lengde på 1506 mm og tykkelse på 5 mm og er en sveist konstruksjon av stål (6Mo). Se Figur 3.

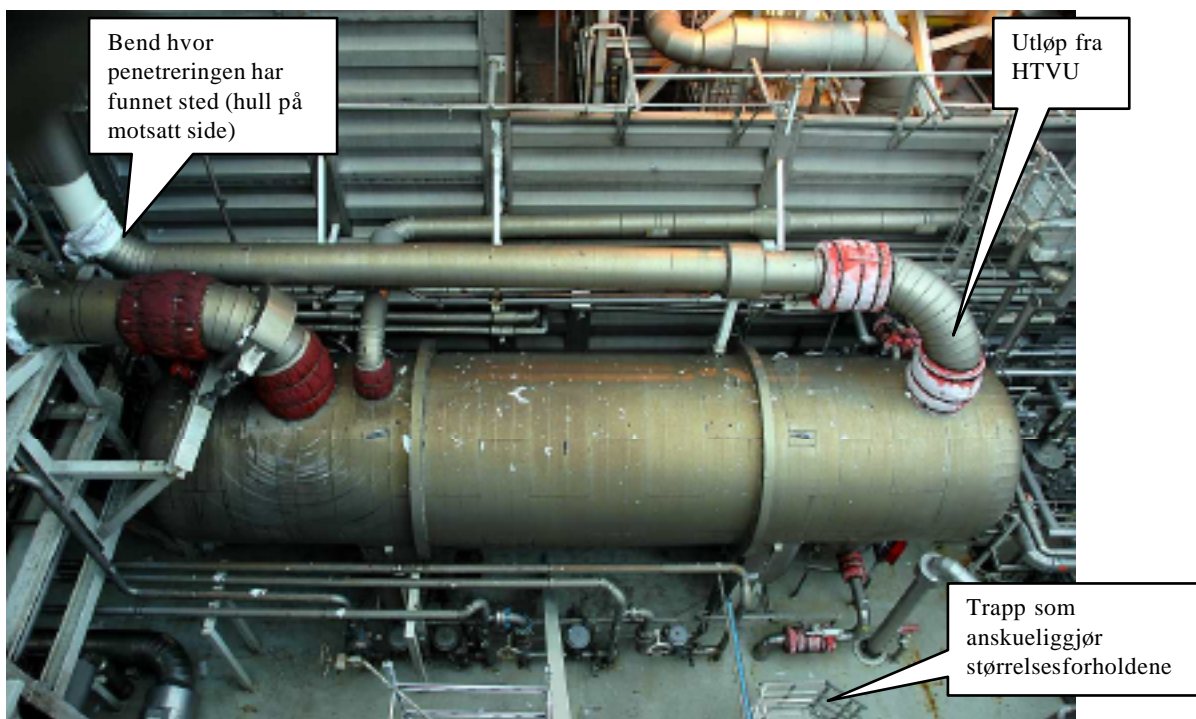


Figur 3 Illustrasjon av høytrykksvæskeutskiller med utløpsarrangement (Statoil)

3.1.3 Hullet i fakkelerøret

Produksjonsfaklingen belastet deflektorplaten med aerodynamiske krefter som medførte at platen ble løftet mot utløpet slik at utløpsåpningen ble redusert og dermed ytterlige økning av de aerodynamiske krefter. Dette medførte at utløpet etter kort tid ble tilnærmet blokkert av deflektorplaten. En sirkelformet skive av deflektorplaten, med samme diameter som utløpsrøret (ca 73 cm), ble skåret/revet løs fra deflektorplaten som følge av trykkoppbyggingen inne i høytrykksvæskeutskiller. Objektet akselererte inne i fakkelerøret og penetrerte dette med høy hastighet ved første 90 graders bend. Huldimensjonen ble målt til 53*42 cm. Den initielle gasslekkasjen som følge av hullet er av Statoil estimert til i overkant av 900 kg/s. Total mengde akkumulert gass som har blåst ut gjennom hullet er beregnet til ca. 26 tonn.

Høytrykksvæskeutskiller er vist på Figur 4 hvor man ser fakkelerøret som går fra høyreside av væskeutskilleren mot venstre. Hullet er i bendet i venstre bildekant. Hullet er vist på Figur 5.



Figur 4 Høytrykksvæskeutskiller med penetreringspunkt ved bend til venstre



Figur 5 Hullet i fakkelerøret

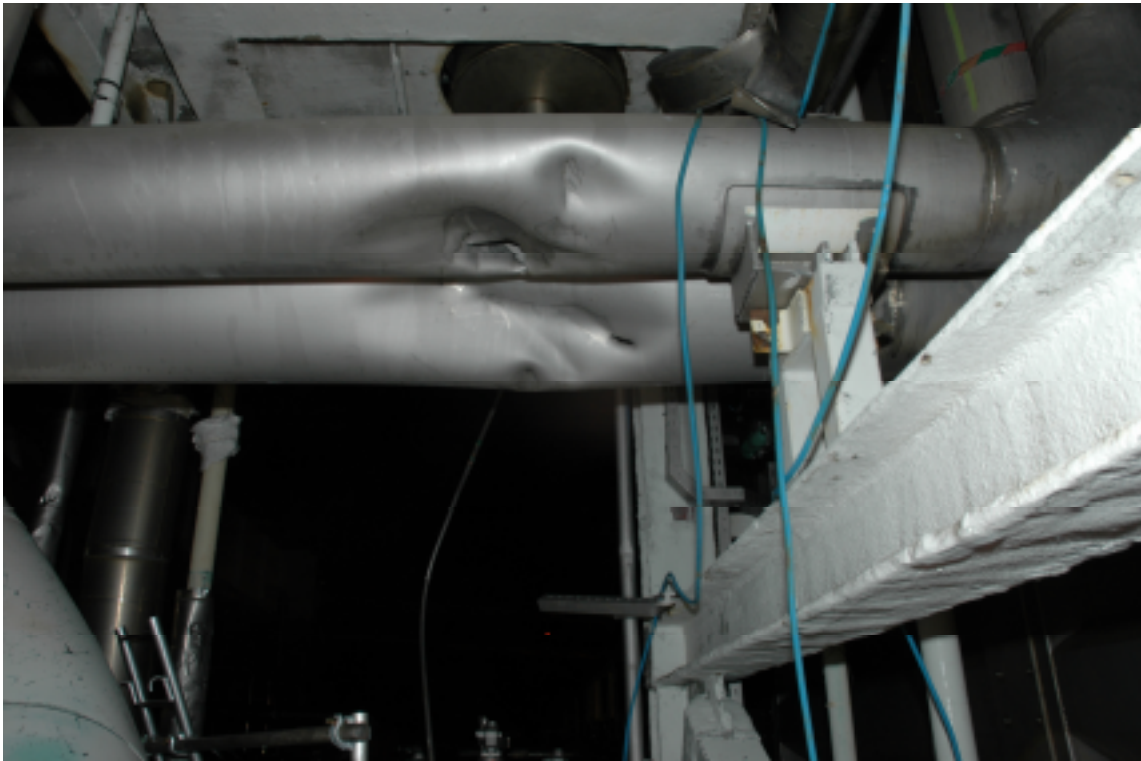
3.1.4 Objektet som penetrerte fakkelerøret

Objektet som penetrerte fakkelerøret er ikke blitt gjenfunnet på innretningen og antas å ha landet på havet. Basert på hullet i deflektorplaten, se Figur 6, vet en at gjenstanden hadde en

masse på 15-20 kg. Etter først å ha penetrert høytrykksfakkelerret traff og skadet objektet lavtrykksfakkelerret og atmosfærisk ventilasjonsrør. Skadene fra dette treffet er vist i Figur 7.



Figur 6 Hullet i deflektorplaten



Figur 7 Skader i lavtrykksfakkelrør og atmosfærisk ventilasjonsrør fra treff av objekt

3.1.5 Andre synlige skader på lekkasjestedet

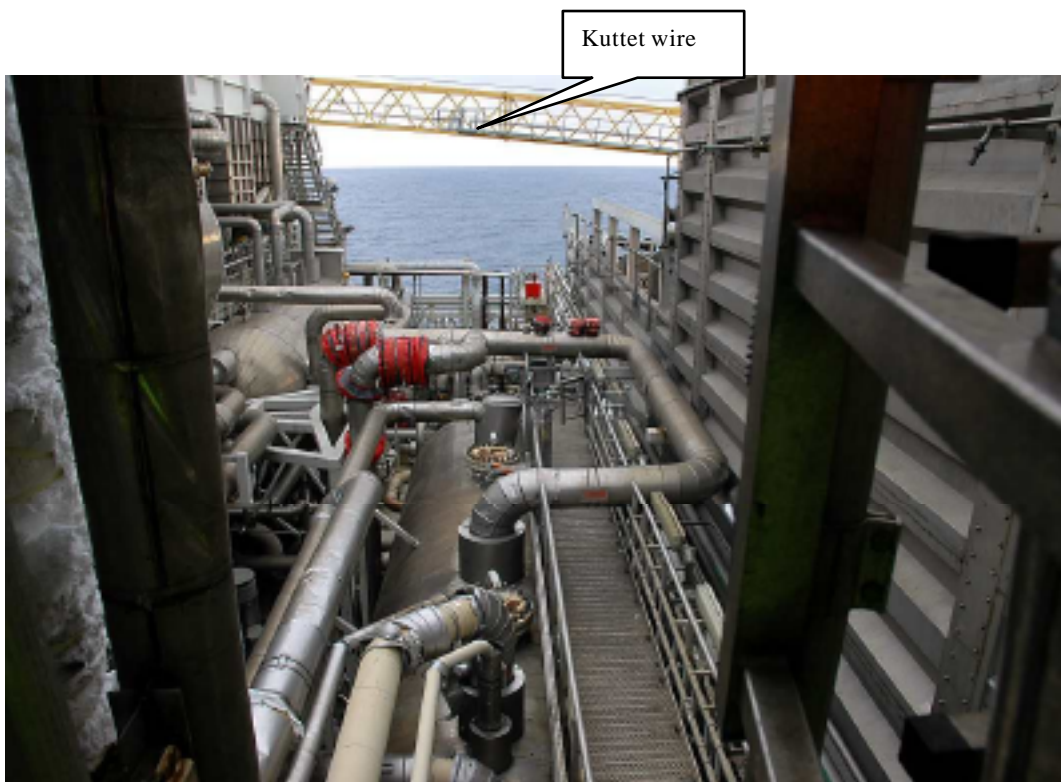
Objektet eller deler som ble revet løs som følge av dette, medførte bl.a. at kabler ble kappet, en leder ble slått løs og blåst på havet, skader på trapp, en silkewire i kranen ble kappet og brannisolasjon rundt hydrokarbonførende rør blåst av (se Figur 8).



Figur 8 Skader på brannisolasjon

3.1.6 Oversikt lekkasjestedet

Gasslekkasjen stod som en jetstråle, mot vinden, i retning av separasjonsområdet i prosessanlegget på innretningen. Figur 9 viser området sett i samme retning som gasslekkasjen stod ut over. Området sees også til høyre for boretårnet på Figur 1.



Figur 9 Separasjonsområdet sett fra lekkasjestedet

3.2 Beredskapsmessige forhold

Generell alarm ble utløst (kl. 00:00:40) med påfølgende mønstring av personell uten beredskapsfunksjon til livbåter, og beredskapsledelsen mønstret raskt til beredskapssentralen på Visund og beredskapssentralen var bemannet innen kl. 00:05. POB på hendelsestidspunktet var 91. Beredskapsledelsen om bord tok så utgangspunkt for videre aksjoner i DFU 2 Olje/Gasslekkasje/Brann, som er beskrevet i WR 1482, App E. 2. linje beredskap på Sandsli, 3.linje beredskap på Forus, Hovedredningssentralen på Sola (HRS) og Ptil ble varslet. Av eksterne beredskapsressurser ble 3 standby-båter (Normand Draupne, Normand Skarven, Ocean Knarr) og 4 helikopter (Sea King Haugesund, LIMSAR Oseberg, SAR Sumburgh og SAR Tampen) mobilisert.

Visund krenget etter hvert totalt 3 grader nordøst (akter styrbord). Krenkning som følge av deluge var som forventet, og dette ble også videreformidlet til mønstret personell i livbåter over PA. Beredskapsledelsen vurderte situasjonen og besluttet å ikke rette opp innretningen ved ballastsystemet ettersom ballastering ville ha krevd personell ut i felt. Ballastsystemet kan ikke fjernopereres fra SKR når innretningen opererer på nødkraft.

Med bakgrunn i uavklart situasjon startet beredskapsledelsen om bord kl. 00:15 å vurdere behovet for evakuering. Hensikten var å få personell som ikke hadde beredskapsoppgaver om bord bort fra innretningen. Beslutningskriterier for evakuering av Visund er beskrevet i WR 1482, App U DFU 18 Evakueringsinstruks, U.3, pkt.1. Det var marginale flyforhold med tanke på vær, men bruk av helikopter ble med bakgrunn i vindretning og i samråd med pilotene etterhvert vurdert som forsvarlig.

Kl. 00:15 var personellstatus uavklart da 1 person ikke var gjort rede for. Dette ble imidlertid raskt oppklart, da det viste seg at en person hadde mønstret til feil livbåt. Personell oversikt

(POB) var klar 19 minutter over midnatt. Ytelseskravet ved mønstring er 25 minutter. Ingen personer ble fysisk skadet av gasslekkasjen i prosessområdet, under mønstringen eller delevakuering.

Kl. 00:31 ble deluge stoppet en kort tid for inspeksjon i området. Da søk- og redningslaget (S & R) lukket gass ble deluge startet opp igjen umiddelbart. Nytt forsøk på inspeksjon i området ble gjort kl. 01:00. S & R lukket gass igjen og deluge ble startet opp. Kl. 01:40 var det ingen registrert gassdeteksjon og en vurderte å stoppe deluge delvis for å inspisere området i modul P30 babord. UHF radiokommunikasjonsutstyret for S & R er svært sårbar for vanninntrengning og blir ødelagt ved deluge og mye nedbør.

Fartøyet Normand Skarven ankom Visund feltet kl.01:10 og seilte en runde rundt innretningen for å inspisere for eventuelle utslipp av olje til sjø. Intet oljesøl eller flammer ble da observert.

Mellom kl. 01:15 og kl. 02:07 ble første fase av helikopterevakueringen gjennomført. 17 personer fra livbåt 2 ble tatt ut. Bemanningen om bord ble da redusert fra 91 til 74 personer. Til dette evakueringsarbeidet ble LIMSAR helikopter fra Staffjord B brukt. Ved evakueringstidspunktet ble det med håndholdt vindmåler målt vind med 37 m/s i kastene og bølgehøyde opp til 9.2 meter. Personellet ble evakuert til naboinnretningen Gullfaks A. De gjenværende 74 på Visund var personell i beredskapssentralen, fra innsatslag, de gjenværende fra livbåt 2 og mønstret personell fra livbåt 1. Videre ble innsatslag fra beredskapsorganisasjonen holdt i beredskap i livbåt 1.

Personellet som var mønstret i livbåt 1 og 2 fikk hyppige og svært informative PA-meldinger av plattformsjef. Videre evakuering ble avlyst kl. 02:20 da en da hadde avklart situasjonen, med påfølgende første debriefing i matsal holdt av plattformsjef. Siden har det vært flere debriefinger avdelingsvis på innretningen, på land og hendelsen ble også tatt opp på en allerede planlagt samling på Storefjell, der også pårørende fikk anledning til å delta i mars 2006.

4 Hendelsens potensial

4.1 Faktiske konsekvenser

Hendelsen er den største gasslekkasjen i prosessområder som er erfart på norsk sokkel i nyere tid. Hendelsen medførte store skader på prosessutstyr, men ingen personskader eller skader på ytre miljø. De største tap er relatert til utsatt produksjon på Visund-feltet, utsatt boreoppstart og reparasjonskostnader på prosesssystemet. Visund er designet for å produsere til sammen ca. 16 000 m³ olje per døgn og 18.5 Mm³ gass per døgn.

4.2 Potensielle konsekvenser

Som nevnt er det den største gasslekkasjen i prosessområder som er erfart på norsk sokkel i nyere tid. Dette er en hendelse med et klart storulykkespotensial. Ved små endringer i hendelsesforløpet kunne lekkasjen ha medført konsekvenser med mulig tap av menneskeliv og av innretning.

Gassutstrømningsraten gjennom hullet i fakkelerøret ble i ettertid estimert av Statoil til i startfasen å være ca 900 kg/s. Til sammenligning klassifiseres hydrokarbonlekkasjer med rate større enn 10 kg/s til å være i den alvorligste kategorien som brukes på norsk sokkel.

Sannsynligheten for antennelse av lekkasjen er ukjent, men det påpekes at lekkasjen oppstod i umiddelbar nærhet av flammearnet der fakkelen brant i tilnærmet hele hendelsesforløpet. Det ble også observert at strømførende kabler ble ødelagt som et resultat av hendelsen. Endrede forhold kunne ha medført antenning av lekkasjen.

En antenning av gass kunne videre ha medført:

- Omfattende og eksplosjonsartet brann
- Tap av menneskeliv. Vanskelig/risikofull evakuering av gjenværende personell.
- Svekkelse av innretningens struktur og i verste fall tap av innretningen.
- Mulig skade påført underliggende bunnramme av havarett/synkende innretning.

Antall eksponerte personer varierte utover i hendelsesforløpet. På innretningen var det i utgangspunktet 91 personer. 17 personer ble evakuert før situasjonen var avklart.

5 Observasjoner

Observasjonene er delt opp i tre kategorier.

- Avvik.
I denne kategorien finnes observasjonene hvor Ptil mener det er brudd på regelverket.
- Forbedringspunkter.
I denne kategorien er observasjoner hvor Ptil ikke har nok opplysninger til å kunne si at det er brudd på regelverket.
- Barrierer som har fungert.
Dette er en kategori som viser overensstemmelse med regelverket.

Kapittel 5.1 beskriver sju avvik.

To av avvikene var direkte utløsende årsaker til at hendelsen inntraff. Disse er knyttet til designfeil i forbindelse med utforming og dimensjonering av utløpsarrangementet fra høytrykksvæskeutskiller, og manglende trykksikringen av høytrykksvæskeutskilleren.

Disse var etablert i planleggings- og designfasen og lå som latente feil. Ved senere installering og bruk av høytrykksvæskeutskiller og fakkelerørsystem var disse feil og mangler direkte årsak til at hendelsen kunne skje.

De øvrige fem avvikene er bakenforliggende årsaker og har bidratt til at designfeilene ikke er blitt avdekket før det var for sent.

I kapittel 5.2 angis sju observerte forbedringspunkter.

I kapittel 5.3 beskrives relevante barrierer som har fungert.

5.1 Avvik

5.1.1 Manglende trykksikringen av høytrykksvæskeutskilleren

Deflektoren ("mist extractor") utgjør en potensiell obstruksjon i utløpet fra høytrykksvæskeutskilleren. Det skal være en trykksikringsventil eller alternativt et sprengblekk i parallell med obstruksjonen.

Begrunnelse: Utformingen av høytrykksvæskeutskilleren.

Krav: Innretningsforskriften § 33 om prosessikringssystemer med veiledning, jf ISO 10418. (jf også dagjeldende forskrift om sikkerhets- og kommunikasjonssystemer § 19 om prosessikringssystem, jf API RP 14C)

5.1.2 Designfeil fra prosjektering av Visund

Den direkte årsak til at hendelsen kunne skje skyldes en designfeil i forbindelse med utformning og dimensjonering av utløpsarrangementet fra høytrykksvæskeutskiller. Det har åpenbart ikke vært tatt høyde for de dynamiske krefter som oppstår på grunn av aerodynamiske forhold ved utløpsarrangementet. Utløpsarrangementet har ikke vært i stand til å motstå de lastene det ble utsatt for under drift.

Begrunnelse: Utformingen av utløpsarrangementet og den faktiske hendelsen.

Krav: Innretningsforskriften § 9 Anlegg, systemer og utstyr (jf også dagjeldende forskrift om prosess og støttesystemer § 14 om tekniske krav).

5.1.3 Det er ikke trykkmåling i høytrykksvæskeutskilleren

Det er ikke trykkmåling i høytrykksvæskeutskilleren.

Begrunnelse: Trykkmåleren er plassert ved fakkelfventil.

Krav: Innretningsforskriften § 9 Anlegg, systemer og utstyr med veiledning, jf NORSOK P 100 kap. 16.3.1.

5.1.4 Gjennomgang av trykkavlastningssystemet i forbindelse med VGP

Statoil har ikke oppdaget designfeilene ved utløpsarrangementet og manglende trykksikring. Høytrykksvæskeutskilleren er vurdert å være i samsvar med anerkjente standarder og å kunne håndtere den planlagte kapasitet.

I forbindelse med Visund gassprosjekt ble det gjennomført en HAZOP som inkluderte vurdering av kapasiteten til høytrykksvæskeutskiller basert på API-RP-521. Beregningen datert 4.9.2003 har ikke inkludert forhold knyttet innløps- og utløpsarrangement i væskeutskilleren.

Det har åpenbart ikke vært tatt høyde for de dynamiske krefter som oppstår på grunn av aerodynamiske forhold ved utløpsarrangementet. Utløpsarrangementet har ikke vært i stand til å motstå de lastene det ble utsatt for under drift.

Begrunnelse: Utformingen av utløpsarrangementet og den faktiske hendelsen. VGP HAZOP fra 21-2B-AB-F15-00011 Detail Hazop Close-out Report og 21-2B-AB-F15-00016 Detail Hazop report, VGP, 10/15/2003. Utførte beregninger og vurderinger har fokusert på dråpeutskillelse.

Krav: Innretningsforskriften § 9 Anlegg, systemer og utstyr

5.1.5 Avviksbehandling av strømningshastigheter (Hydro)

Ved trykkavlastning vil gasshastigheten overstige maksimalt spesifisert hastighet jf innretningsforskriften § 9 Anlegg, systemer og utstyr med veiledning ref. NORSOK P-001, kap. 5.6 om "Sizing of gas relief lines". I dokumentene rundt avviksbehandling fremgår det at rørene er tykkere og stivere enn normalt, og at avviket dermed ikke har sikkerhetsmessige konsekvenser. Det fremgår ikke at betydningen for påkjenning på andre komponenter, for eksempel innmat i væskeutskiller, er vurdert.

Begrunnelse: Avviket har referanse nr 21-1A-HM-C-17-00023 og er godkjent av operatøren (Norsk Hydro) den 19.9.1996.

Krav: Styringsforskriften § 20 om avviksbehandling (jf dagjeldende forskrift om rettighetshavers internkontroll kgl.res. av 28. juni 1985 § 7 sikring av krav knyttet til det enkelte av rettighetshavers aktiviteter pkt 12 korrigerende tiltak iverksett når kvalitetskontrollen påviser avvik fra fastsatte spesifikasjoner).

5.1.6 Avviksbehandling av strømningshastigheter Statoil VGP

I forbindelse med VGP har det vært en gjennomgang av kapasiteten i trykkavlastningssystemet med henblikk på å vurdere systemet kunne tåle den økte raten, jf innretningsforskriften § 9 Anlegg, systemer og utstyr med veiledning ref NORSOK P-001, kap. 5.6 om "Sizing of gas relief lines".

Her har Statoil gjennomgått og akseptert avviket fra NORSOK på strømningshastigheter som tidligere var akseptert av Hydro (se avvik 5.1.5) om økte rater. Det fremgår ikke at betydningen for påkjenning på innmat i væskeutskiller er vurdert.

Begrunnelse: System Engineering Manual for System 43 – Flare and Vent System 21-1A-HM-C85-00010.

Krav: Styringsforskriften § 20 om avviksbehandling.

5.1.7 Håndtering av vedlikeholdshistorikk herunder intervall for inspeksjoner innvendig av fakkeldunk

Vedlikeholdshistorikken for systemet viser driftsproblemer ved fakling. Eksempelvis respons fra innvendig nivåmåler, upålitelig fakkeltgassmåling, varmeelementinnmat som blir "blåst" ut av kapsling og sprengblekk mot kjølere som gjentatte ganger gir alarm og/eller ryker. Se vedlikeholdshistorikk i MTO-diagram.

Siste inspeksjon av høytrykksvæskeutskiller ble gjennomført i 2002. Denne inspeksjonen inkluderte generell tilstand i sump og registrering av anodeforbruk. Denne inspeksjonen inkluderte ikke entring av tanken.

Det har siden idriftsettelsen av Visund ikke vært gjennomført inspeksjon med entring av høytrykksvæskeutskiller. Summen av vedlikeholdshistorikk på trykkavlastningssystemet tilsier at det har vært behov for vurdering av inspeksjonsprogrammet.

Begrunnelse: Historiske data på System 43 (SAP-notifikasjoner) viser driftsproblemer og korrektiv vedlikehold i perioden 1999 til 2005. Inspeksjonsprogram for høytrykksvæskeutskiller.

Krav: Aktivitetsforskriften § 44 om vedlikeholdsprogram, innretningsforskriften § 7 om sikkerhetsfunksjoner og styringsforskriften § 22 om forbedring.

5.2 Forbedringspunkter

5.2.1 2.linje varslet ikke kontaktperson hos entreprenører

2.linje beredskap Sandsli varslet ikke kontaktpersoner hos entreprenører slik at disse kunne handle ut fra egne beredskapsplaner.

Begrunnelse: Beredskapslogg Visund.

Krav: WR1482, kap.2.4.3, jf aktivitetsforskriften § 68 om håndtering av fare- og ulykkessituasjoner.

5.2.2 UHF radio til S&R

UHF radiokommunikasjonsutstyret for S & R er svært sårbar for vanninntrengning og blir ødelagt ved deluge og mye nedbør. Videre hadde mannskap på helikopterdekk problemer med å holde kontakten med beredskapsledelsen om bord.

Begrunnelse: Opplyst i intervju

Krav: Innretningsforskriften § 18 om kommunikasjonsutstyr

5.2.3 Bruk av SAR-scramble-telefon

Statoil, OPS (operasjonssenteret) og HK-vakt benyttet ikke SAR-scramble-telefon. Dette er spesielt viktig etter midnatt.

Begrunnelse: Opplyst i intervju

Krav: WR1482, jf aktivitetsforskriften § 68 om håndtering av fare- og ulykkessituasjoner.

5.2.4 Forsinket evakueringsarbeid

Kontrollromsoperatør rekvirerer SAR fra Oseberg C. Under avhør kom det frem at evakueringsarbeidet ble forsinket med 15 - 20 min pga div. bekreftelser; kontrollromsoperatør Visund ringer Lufttransport Tampen på Gullfaks C for å rekvirere SAR. Koordinator på Luft transport Tampen ringer opp til kontrollrom for å få denne bestillingen verifisert. Samordner bekrefter bestilling som kontrollromsoperatør gjorde. Koordinator Luft Tampen ringer så opp plattformsjef for igjen å få bekreftet rekvirering av SAR. Plattformsjef bekrefter bestilling. Denne seansen forsinket muligens planlagt evakuering med 15 til 20 minutter. Disse gjentatte bekreftelsene må ses i forhold til vær og vind og behov for vurdering av marginale flyforhold.

Begrunnelse: Opplyst i intervju, beredskapslogg

Krav: aktivitetsforskriften § 68 om håndtering av fare- og ulykkessituasjoner.

5.2.5 Nøddlys/evakueringslys fungerte ikke

Det ble under mønstring observert at enkelte nøddlys/evakueringslys på lugarene ikke fungerte.

Begrunnelse: Opplyst i intervju

Krav: EN 1838, jf innretningsforskriften § 37 om nødkraft og nødbelysning, (jf dagjeldende Forskrift om elektriske anlegg – maritime installasjoner (FEA-M) § 1510)

5.2.6 Operering av ballastsystemet når hovedkraft er utkoblet

Ballastsystemet kan ikke opereres uten personell i felt når innretningen er i nødkraftsmodus.

Begrunnelse: Opplyst i intervju

Krav: IMO MODU CODE kapittel 5.3.6, jf innretningsforskriften § 38 om nødkraft og nødbelysning

5.2.7 Ødelagt passiv brannbeskyttelse

Den passive brannbeskyttelsen av prosessutstyr er utført med keramisk fiber som så er mantlet og sikret med metallbånd. Gass-jetten og flygende fragmenter har gjort store skader på den passive brannbeskyttelsen i området.

Begrunnelse: Observasjoner i anlegget

Krav: Innretningsforskriften § 28 om passiv brannbeskyttelse (jf dagjeldende forskrift om eksplosjon og brannbeskyttelse § 19 om generelle krav til passiv brannbeskyttelse)

5.3 Relevante barrierer som har fungert

Granskingen viser at alle involverte automatiske sikkerhetsfunksjoner, etter at hendelsen inntraff, har fungert etter hensikten. Dette omfatter både prosess- og nødavstengingssystemer samt deluge i berørte områder.

Bemanning av beredskapssentral og mønstring ombord i livbåt 1 og 2 foregikk iht. plan, og del-evakuering med helikopter ble gjennomført uten at personer kom fysisk til skade.

6 Diskusjon omkring usikkerheter

6.1.1 Materialtekniske forhold og fabrikasjon av deflektor i utløpet fra høytrykksvæskeutskiller

På vegne av Ptil foretok DNV en feltundersøkelse om bord på Visund 11.-12.2.2006. Tanken ble inspisert innvendig, og materialprøver ble innhentet og senere analysert i DNVs laboratorium.

Inspeksjonen avdekket sprekkdannelser og brudd i sveisene mellom sideveggene i deflektoren og tankskallet. Sprekkene har utviklet seg over tid i form av materialutmattning. Utmattingen skyldes høyst sannsynlig vibrasjoner generert av virvelavløsning fra gasstrømningen gjennom deflektoren/utløpsrør. Ved inspeksjon var det gjennomgående sprekker på ca 50% av lengden for begge sideveggene i deflektoren. Sprekkene har i hele sin lengde karakter av utmattingsbrudd.

Det er usikkert om sprekke/bruddene allerede var oppstått før den aktuelle hendelsen inntraff. Årsaken til at den sirkulære platebiten har blitt presset ut av bunnplaten og inn i fakkelerøret er regulær overbelastning.

Beregninger viser at kraften som har virket på bunnplaten har vært så stor at bunnplata ville bli bøyd enten man i beregningene antar at sveisene mellom veggene i deflektoren og tankskallet har vært intakte eller ikke.

Resultatene fra kjemisk analyse og mekanisk prøving viser at platematerialet i deflektoren og materialet i fakkelerøret er i god overensstemmelse med kravet i NORSOK M- 630, MDS R15, Rev.3 (UNS S31254).

Metallografisk undersøkelse viser at platematerialet i deflektoren og i fakkelerøret har en austenittisk mikrostruktur, som forventet. Det ble ikke avdekket uregelmessigheter som har vært av betydning for selve hendelsen.

Sveisene kunne vært slipt bedre for å oppnå en gunstigere geometri, men høyst sannsynlig ville det ikke forhindre hendelsen.

6.1.2 De bakenforliggende årsakene til at designfeil er blitt gjort og ikke er blitt avdekket i senere faser er ikke klarlagt i granskingen.

Granskingen har vist at det er gjort feil og feilvurderingen tilbake på tidspunktet da trykkavlastningssystemet ble designet.

Videre er de vurderingene som er dokumentert gjort i designfasen i forbindelse med avviksbehandlingen fra krav i NORSOK av strømningshastigheten mangelfulle.

Vedlikeholdshistorikken viser at det har vært flere feil på både selve trykkavlastningssystemet og i forbindelse med sprengblekket mellom gasskjølerne og trykkavlastningssystemet i perioden 1999- 2005. De forskjellige feil er blitt utbedret, enkelte inntil flere ganger. Det fremgår ikke av dokumentene hvilke undersøkelser og vurderinger det har vært gjort for å finne årsaken til feilene.

Det er etter vår vurdering mulig at noen eller flere av disse feil som er dokumentert i vedlikeholdshistorikken, kan ha sammenheng med tidligere utilsiktet trykkoppbygging i trykkavlastningssystemet.

I forbindelse med VGP er trykkavlastningssystemet gjennomgått og beregninger verifisert. Her har man tilsynelatende heller ikke sett at det kunne oppstå en trykkforskjell rundt utløpsarrangementet, som kunne medføre risiko for at utløpet ble redusert eller lukket. Man har også i VGP akseptert avvik fra strømningshastigheten i forhold til krav i NORSOK, og i øvrig konkludert med at systemet er i samsvar med anerkjente standarder og å kunne håndtere den planlagte kapasitet.

Vi har valgt ikke å gå tilbake i tid for å intervju personer som har vært involvert i design og verifikasjon av trykkavlastningssystemet. Det er heller ikke blitt gjennomført intervju med personer som har gått gjennom trykkavlastningssystemet i forbindelse med VGP eller som har inngående kjennskap til vedlikeholdshistorikken.

Dette skyldes at mye av dette ligger langt tilbake i tid, det vil være vanskelig å spore opp disse personene, og det er trolig få som arbeider samme sted i dag, dette gjelder spesielt for de som har designet og verifisert systemet og som har hatt ansvaret for faglige vurderingen av de feil som vedlikeholdshistorikken har vist spesielt i tidlig fase av innretningen i drift, med Hydro som operatør. Vedrørende vedlikeholdshistorikken er det også en usikkerhet med hensyn til om disse feilene har hatt en sammenheng med unormale trykk eller strømningsforhold i høytrykksvæskeutskilleren ved fakling.

6.2 Organisatoriske endringer av betydning for hendelsen

Norsk Hydro hadde operatøransvaret for Visund fram til Statoils overtakelse 1.1.2003. Etter justeringer i forbindelse med overtakelsen i januar 2003 og fram til høsten 2004 har det ikke vært større utskiftninger i organisasjonen. Organisasjonen på Visund har i stor grad bestått av tidligere Hydro og til dels senere Statoil personell.

Det er ikke avdekket at overtakelsen av operatøransvaret har noen betydning for de bakenforliggende årsaker til hendelsen.

6.3 Branndeteksjon i modul P30

To flammedetektorer i modul P30 blir aktivert kl. 00:00:36 og kl. 00:00:37. Dette medfører blant annet utløsning av skum (AFFF) i området. I ettertid ble det ikke funnet spor av brann. Mulige årsaker kan være rystelser, flygende mantlingsfragmenter, gnistregn fra kapping av kabler eller gnister fra kollisjon av andre fragmenter. En virkelig brann i dette scenariet synes usannsynlig tatt det videre forløp i betraktning.

7 Vedlegg

7.1 Vedlegg A: MTO hendelses- og årsaksanalyse.

7.2 Vedlegg B: DNV Teknisk Rapport

Tekniske undersøkelser i forbindelse med gasslekkasje fra fakkelløret på Visund 2006-01-19, Rapport nr 2006-3098, rev. 2 den 2006-04-04.

7.3 Vedlegg C: Dokumenter lagt til grunn i granskingen

Mottatte dokumenter på Visund 19.1.2006:

1. Alarmliste (filtrert)
2. Work permits (4 sider)
3. Utskrift av manuell SKR-logg
4. Loggskjema, Prosessområde og kjemikalier
5. Piping and valve material specification
6. Rammeprogram for inspeksjon av statisk prosessutstyr (PB 145) s. 16, 17, 18
7. Kopi av tegninger system 43
 - 21-1A-HM-C78-43050
 - 21-1A-HM-C78-43070
 - 21-1A-HM-M58-00034-0011
 - 21-1A-HM-M60-00034-0028
8. Kopi: App. E DFU 2 Olje/Gasslekkasje/Brann, Arbeidsprosesskrav WR 1482
9. Evakueringsveier Visund
10. Synergi, siste 3 mnd, 105 saker
11. Synergi, Fakkelsystem, fra oppstart, 74 saker
12. Synergi, Fakkessystem, fra oppstart, 26 saker
13. Synergirapport 362962, Gasslekkasje
14. Synergirapport 364002, Gasslekkasje
15. Synergirapport 364065, Gasslekkasje
16. Dokumentasjon i STID, knyttet opp til VD-43-0001, HT Flare K.O. Drum
17. Oversikt over dokumentasjon relatert til modifikasjoner utført av VGP System 43 fakkelsystemet
18. Område-, system- og fagansvar, OR 146, Statoilkonsern
19. Tillegg til: Område-, system- og fagansvar – Tampen
20. App. G.1 Operasjonelt område- og systemansvar (matrise) Visund
21. Skiftplan 2006
22. Drwg. 21-1A-HM-M60-00034-0038 VD-43-0001, HP Flare K-O. Drum, Inlet distributor for nozzle N1
23. Skiftlogg 22.1.2006
24. Tema: NAS på spengblekk, Fra: Ole-Brigt Flesland 04.05.2005, Til: Vis. Driftsleder
25. Trykk-kurver: Fakkell-rør, 1. og 2. trinns separator
26. Inspeksjonsprogram HP flare KO drum, side 1
 - Inspeksjonsresultater, side 2
27. App. A skjemaer for evaluering av skade for alle systemer, PB145
28. Brann & Gass (B&G)
29. Visund Engineering Numbering System (VENS) TR0052
30. Process blowdown and relief report, 21-1A-HM-C15-00004
31. Process blowdown and relief report, 21-2B-AB-C15-00004
32. Flare header sizing report, 21-1A-HM-C15-00005
33. Flare header sizing report, 21-2B-AB-C15-00005
34. System engineering manuel for system 43 – Flare & vent system, 21-1A-HM-C85-00011
35. ESD CAUSE & EFFECT, Configuration
36. Mappe for etterspurt dokumentasjon

- 1 Utestående "WO"er system 43
- 2 Utestående operasjoner system 43
- 3 Alle utørte "FV"- "KV" og modifikasjoner siden start
- 4 Oversikt "FV" maler system 43 (vedlikeholdsprosedyrer)
- 5 Dokumentasjon tank & rør, VD-43-0001 & ZVF-43-00102 rev. 05L
- 6 Dokumentasjon sprenblekk PZE-43-1143
- 7 Dokumentasjon EV-43-0111
- 8
- 9
- 10 Diverse studier etc. vedr. kald fakkell (Norsk Hydro dok.)
- 11 Rapport NAS "0" test 2006
- 12 Historiske data detaljer syst. 43
37. Håndtering av uønskede hendelser og HMS-dat i UPN, WR 0015 (1 side)
38. System 20 3. stage separator, 21-1A-HM-C78-20030
39. Synergi 366122 (gasslekkasje 19.01.2006)
40. Avtale om forlengelse av oppholdsperioden/utkall til ekstra oppholdsperiode
41. Utskrift fakkellgassmåler 19.01.2006, 16.12.2005, 16.03.2005
42. Beredskapsplan Visund, Arbeidsprosesskrav WR1482
43. APOS Arbeids Prosess Orientert Styring, WR 1529, 18.11.2004
44. Feltberedskapsplan Tampen, WR 1394, 11.10.2004
45. Visund områdeklassifisering for arbeidstillatelser, Rev. 05/27.12.02
46. Hovedprosess- og prosesshjelpesystemer – Visund, 21-1A-ST-X58-00001, Rev. 02L, 11.10.05
47. Sertifikater til flare KO drum – Visund
48. Statoils granskingsrapport med vedlegg etter hendelsen på Visund 19012006
49. Results from dynamic simulations of pressure exposure of 3rd stage cooling circuit during Visund flare incident, draft ver.
50. Arbeidstillatelser (AT) sokkelanlegg, WR 1154, Ver.6
51. Non-conformance request – NORSOK – Blowdown line sizes, fra Umoe til NH, NCR no 21-1A-HM-C17-00023
52. Non-conformance request – NORSOK – controlled flaring lines, fra Umoe til NH, NCR no 21-1A-HM-C17-00034
53. System Engineering Manual, system 43 Flare and vent system, 21-1A-HM-C85-00010, Rev. 06L, 29.11.05
54. Spec for scrubbers/flare ko drums NCR no 21-1A-HM-M50-00005, Rev. 03H, 07/06/1996
55. Pressure Vessel data sheet 21-1A-HM-M54-04200, Rev. 05L
56. Flare KO drum gas outlet deflector data sheet, 21-1A-HM-M54-04230, Rev. 05L
57. Visund safety analysis tables, 21-2B-AB-C15-00105, Ver. 02L, 28.11.2005
58. Detail HAZOP, Close-out report, 21-2B-AB-F15-00011, Rev. 01, 11.12.03
59. VGP Teknisk avklaring Visund gassprosjekt, Reg.nr 53, 11.11.2003