

Granskingsrapport

Rapport	
Rapporttittel Granskning av hydrokarbonlekkasje på Kårstø 7.1.2016	Aktivitetsnummer 003912029

Gradering		
<input checked="" type="checkbox"/> Offentlig	<input type="checkbox"/> Begrenset	<input type="checkbox"/> Strengt fortrolig
<input type="checkbox"/> Unntatt offentlighet	<input type="checkbox"/> Fortrolig	

Sammendrag
<p>Under normal drift ble det den 7.1.2016 kl 22.16 detektert en gasslekkasje i Statpipe mottaksområdet på Kårstø. Ingen personer ble skadet i hendelsen, og de materielle skadene var små. Hendelsen hadde imidlertid et eskaleringspotensial knyttet til en mulig antennelse av gasslekkasjen, hvor deler av et gassførende rør kunne blitt eksponert for jetbrann og stråling. Dersom personell hadde vært i nærheten av lekkasjestedet ved en antennelse, kunne dette ha gitt alvorlige personskader og mulig dødsfall.</p> <p>Det oppstod nesten fullt brudd i en instrumentkobling med indre diameter på 9,1 mm. Trykket, da lekkasjen startet, var på ca. 140 bar. Initiell lekkasjerate er estimert til å være 1,3 kg/s. Gasslekkasjen varte i 9,5 timer og mengden er beregnet til ca. 22 tonn.</p> <p>Lekkasjen oppstod som følge av utmattingsbrudd i en instrumentkobling (NPT Male adapter ½"). Utmattingsbruddet skyldes mangelfull mekanisk avstiving i kombinasjon med at systemets egenfrekvenser sammenfalt med virvelavløsningsfrekvenser i normale vindhastigheter.</p> <p>Årsaken til at lekkasjen varte i hele 9,5 timer var at en ikke hadde trykkavlastningsmuligheter fra kontrollrommet for prosessegmentet hvor lekkasjen oppstod.</p>

Involverte	
Hovedgruppe T-L	Godkjent av / dato Kjell Arild Anfinsen / 18.8.2016
Deltakere i granskingsgruppen Espen Landro F-Prosessintegritet Bryn A. Kalberg F-Logistikk og Beredskap Ole Jacob Næss F-Konstruksjon Eivind Sande F-Prosessintegritet	Granskingsleder Eivind Sande

Innhold

1	Sammendrag	3
2	Innledning	3
3	Tekniske beskrivelser	5
	3.1 Systemet hvor hendelsen skjedde.....	5
	3.2 Beskrivelse av utstyret som var involvert i hendelsen	7
	3.3 Design og avstiving av manometer	9
	3.4 Oppfølging og vedlikehold.....	10
	3.5 Tidligere tilsvarende hendelser	10
	3.6 Undersøkelser etter hendelsen.....	10
	3.6.1 Statoils granskingsrapport	10
	3.6.2 DNV-GL materialtekniske undersøkelse	11
	3.6.3 Sammendrag fra DNV-GL rapporten.....	12
	3.6.4 Petroleumstilsynets vurderinger av funn i DNV-GL rapport.	13
4	Hendelsesforløp	13
	4.1 Hendelser i forkant av 7.1.2016	13
	4.2 Hendelsesforløpet den 7.1 og 8.1.2016	14
5	Hendelsens potensial.....	16
	5.1 Faktisk konsekvens.....	16
	5.2 Potensiell konsekvens.....	16
	5.2.1 Potensiell konsekvens uten antennelse.....	16
	5.2.2 Potensiell konsekvens gitt antennelse	17
6	Observasjoner	17
	6.1 Avvik.....	17
	6.1.1 Mekanisk avstiving av instrument.....	17
	6.1.2 Læring og forbedring.....	17
	6.1.3 Manglende plan for trykkavlastning i en nødsituasjon	18
	6.2 Forbedringspunkt.....	18
	6.2.1 Vurdering av manometer med tilhørende instrumentkoblinger.....	18
	6.2.2 Varsling/innkalling av 2. linje beredskapsorganisasjon på Kårstø 19	
	6.2.3 Feil i P&ID	19
	6.3 Barrierer som har fungert:	19
7	Andre kommentarer	20
8	Diskusjon omkring usikkerheter	21
	8.1 Potensiell konsekvens.....	21
	8.2 Usikkerhet i materialtekniske undersøkelser.....	21
	8.3 Innvendig gass strømningstekniske vurderinger	21
9	Følgende dokumenter er lagt til grunn i granskingen:	21
10	Vedlegg.....	22

1 Sammendrag

Under normal drift ble det den 7.1.2016 kl 22.16 detektert en gasslekkasje i Statpipe mottaksområdet på Kårstø. Ingen personer ble skadet i hendelsen, og de materielle skadene var små. Hendelsen hadde imidlertid et betydelig skadepotensial dersom gasslekkasjen hadde antent.

Alarm fra flere gassdetektorer medførte initiering av automatisk tennkildeutkobling for Statpipe og Sleipner kl 22.17. Til sammen fem gassdetektorer ga høy-høy alarm mens lekkasjen pågikk.

Nødavstengning for Statpipe rikgass innløp ble iverksatt manuelt fra CAP panel i kontrollrommet av paneloperatør for Statpipe kl 22.27. I tillegg valgte paneloperatør, i samråd med skiftleder, å gjennomføre en kontrollert nedkjøring av prosesstogene T-100 og T-200.

Ptil mottok telefonisk varsel fra Gassco om hendelsen kl 22.40.

Nødavstengningsventiler stengte inne (seksjonaliserte) Statpipe rikgass innløp slik at det ikke strømmet ytterligere gass til den delen av anlegget hvor lekkasjen pågikk. Etter seksjonaliseringen inneholdt Statpipe rikgass-innløp 48 tonn gass ved et trykk på ca. 140 bar.

Det var ingen automatiske/fjernstyrte trykkavlastningsventiler i dette prosessegmentet og trykket falt kun som følge av lekkasjen frem til kl 4.20 den 8.1.2016. Trykket var da falt til ca. 86 bar. På dette tidspunktet valgte en å sende personell ut i anlegget for å manuelt åpne ventiler mot fakkell, noe som bidro til at trykket falt raskere. Kl 7.14 var trykket falt til under ti bar og en vurderte det som trygt å resette ventiler mot nedstrøms segment i felt. Etter åpning av disse ventilene falt trykket enda raskere. Kl 7.50 lyktes en i å stanse lekkasjen ved at to blokkventiler nær lekkasjestedet ble stengt av personell.

Lekkasjestedet er i ettertid lokalisert til et nesten fullt brudd i en instrumentkobling med indre diameter på 9,1 mm. Initiell lekkasjerate er estimert til å være 1,3 kg/s. Gasslekkasjen varte i 9,5 timer og mengden er beregnet til ca. 22 tonn.

Lekkasjen oppstod som følge av et tosidig utmattingsbrudd i en instrumentkobling (NPT Male adapter ½"). Utmattingsbruddet skyldes mangelfull mekanisk avstiving i kombinasjon med at systemets egenfrekvenser sammenfalt med virvelavløsningsfrekvenser i normale vindhastigheter.

Årsaken til at lekkasjen varte i hele 9,5 timer var at det ikke var trykkavlastningsmuligheter fra kontrollrommet for det prosessegmentet hvor lekkasjen oppstod.

Det er påvist tre avvik og tre forbedringspunkter i forbindelse med granskingen av hendelsen.

2 Innledning

Torsdag 7.1.2016, kl 22.16 ble det detektert gass i område CA16 ved Gasscos landanlegg Kårstø. Lekkasjen ble lokalisert til å være i tilknytning til et manometer koblet til rikgass-innløp fra Statpipe. Petroleumstilsynet (Ptil) besluttet 8.1.2016 å gjennomføre en egen gransking av hendelsen.

Granskingsgruppens sammensetning:

Eivind Sande,	F-Prosessintegritet, granskingsleder
Espen Landro	F-Prosessintegritet
Ole Jacob Næss	F-Konstruksjon
Bryn Kalberg	F-LogistikkBeredskap

Ptil reiste til Kårstø den 8.1.2016 for innledende informasjonsinnsamling og besiktigelse av lekkasjestedet. Det ble denne dagen også gjennomført et kort møte med Politiet i Aksdal hvor vi fikk anledning til visuelt å undersøke det aktuelle manometeret med tilhørende instrumentrør (tubing) og sammenføyningskomponenter (fittings).

Samtaler med involvert personell ble gjennomført på Kårstø i perioden 11. – 13.1.2016. Det ble også foretatt gjennomgang av dokumentasjon og en ny besiktigelse av lekkasjestedet i denne tidsperioden. I tillegg ble det gjennomført et telefonintervju den 19.1.2016 knyttet til Kårstø Integrity Project (KIP).

Ptil hadde et nytt møte på Kårstø den 9.2.2016 for avklaringer knyttet til prosessflytskjema og til alarmlister fra hendelsesforløpet.

Den 18.2.2016 ble det gjennomført et møte med Parker Hannifin AS ved deres kontor i Stavanger.

Manometer med tilhørende instrumentering ble overlevert fra Politiet til Ptil den 11.3.2016. Ptil har deretter fått gjennomført en teknisk skadeundersøkelse av komponentene hvor lekkasjen oppstod hos DNV-GL, avdeling for materialteknologi. Parker Hannifin AS og Gassco/Statoil har bidratt med nødvendig teknisk informasjon i forbindelse med denne undersøkelsen.

Mandatet for Ptils gransking har vært som følger:

- Klarlegge hendelsens omfang og forløp
- Kartlegge og vurdere sikkerhetsmessige og beredskapsmessige forhold.
- Beskrive faktisk og potensiell konsekvens.
- Påført skade på menneske, materiell og miljø.
- Vurdere hendelsens potensial for skade på menneske, materiell og miljø.
- Identifisere og beskrive observasjoner av utløsende og bakenforliggende årsaker
- Identifisere og beskrive avvik fra regelverkskrav og forbedringspunkter.
- Diskutere og beskrive eventuelle usikkerheter /uklarheter.
- Anbefale videre oppfølging, samt foreslå bruk av virkemidler.
- Utarbeide rapport og oversendelsesbrev i henhold til mal.
- Tidsramme for oppgaven avtales etter at granskingsarbeidet på anlegget er gjennomført.

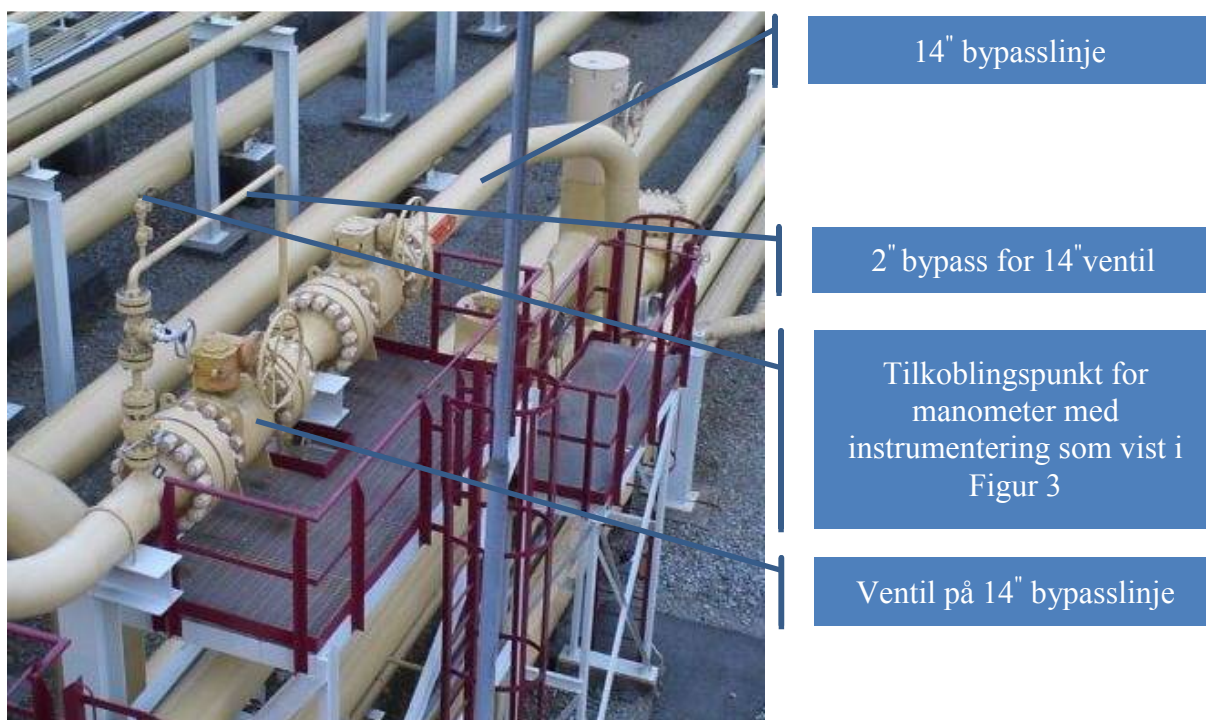
3 Tekniske beskrivelser

3.1 Systemet hvor hendelsen skjedde

En forenklet systembeskrivelse.

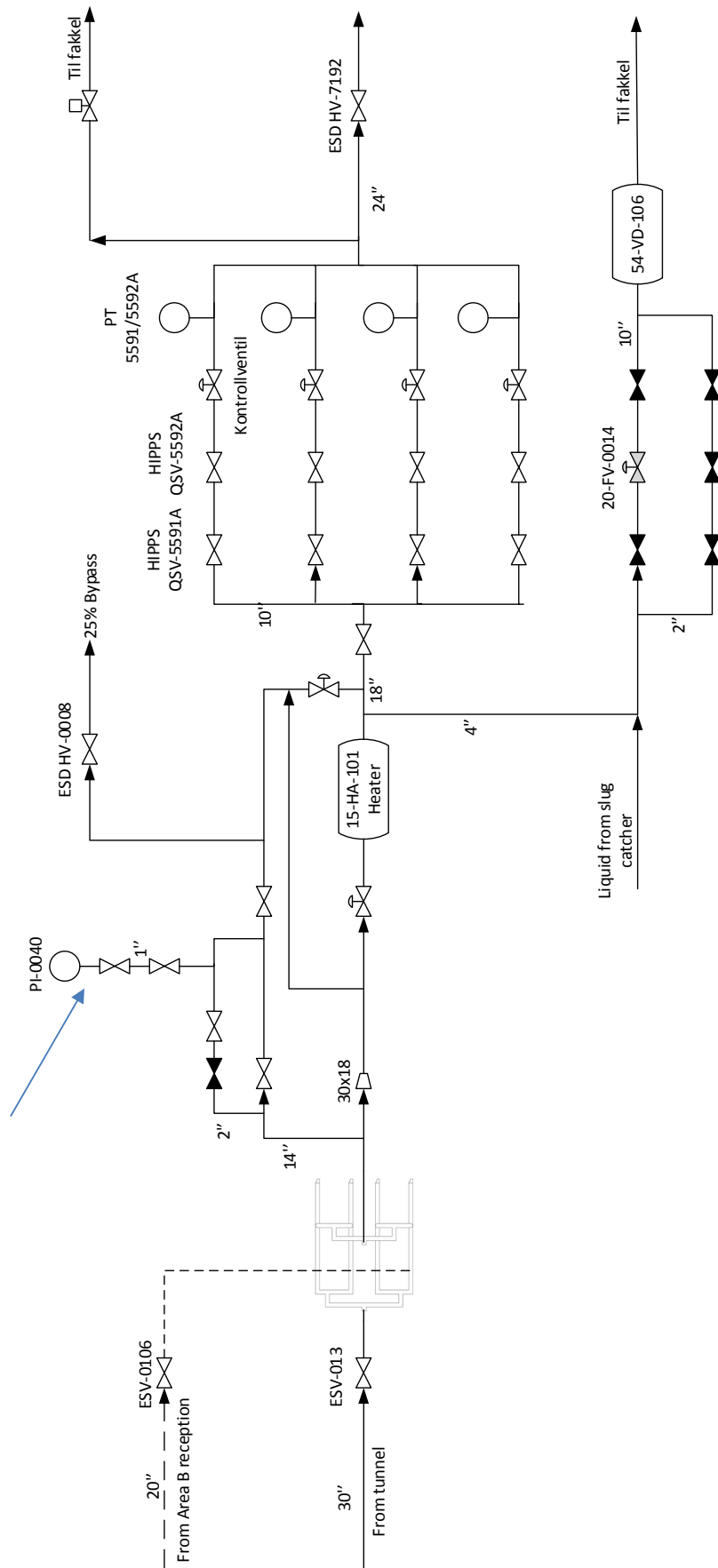
Rikgass kommer til Kårstø gjennom Statpipe, en 30" rørledning fra Statfjord-feltet, se Figur 2. På Kårstø går gassen gjennom en nødavstengingsventil, ESV-013, før den går inn på en væskeutskiller, slug catcher, der væske blir tatt ut mens gass går videre i prosessen. Videre kan gassen fordeles på en hovedlinje, by-pass- og cross-over linjer, for å regulere trykk, temperatur og mengde til prosessanlegget. Hovedmengden av gass varmes i en varmeveksler, 15-HA-101, før den går gjennom en nødavstengingsventil, HV-5635, og inn i let-down stasjonen. Her tas trykket på gassen ned i fire parallelle løp før den går til prosessstogene, T-100 og T-200. For å hindre overtrykk i prosessstogene er det her satt opp en rekke trykktransmittere og HIPPS-ventiler, High-Integrity Pressure Protection System, som skal hindre at trykket blir for høyt nedstrøms i prosessen.

Segmentet der lekkasjen skjedde, er mellom ESV-013 og HV-5635. I dette segmentet er det ikke fjernopererte trykkavlastingsmuligheter fra kontrollrom. Deler av gassen går i en 14" bypassrørlinje som går utenom varmeveksler (se Figur 1). Her er det en 2" trykkutjevninglinje for å kunne åpne en eventuelt stengt ventil på 14" linjen. På trykkutjevninglinjen er det en 1" instrumentkobling med to stengeventiler og manometeret, 15-PI-0040. Det er i denne instrumentkobling, mellom den øverste ventilen og manometeret, at lekkasjen skjedde.



Figur 1 Området hvor manometer var montert og lekkasjen oppstod

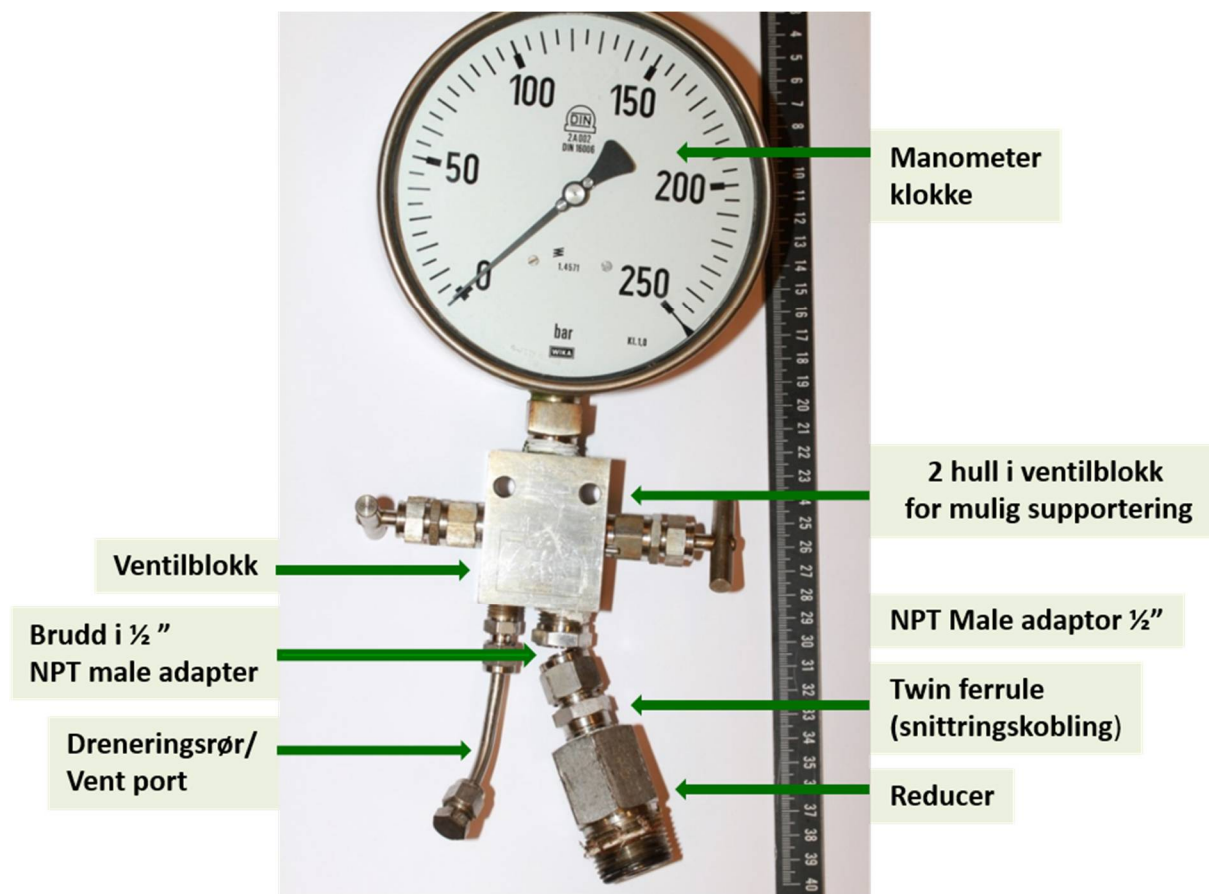
Trykkavlastingen som blir gjort i løpet av natten ble utført gjennom en 4" cross-over til en væskelinje fra slug catcher. Denne væskelinjen er normalt stengt og kan ikke åpnes fra kontrollrom. Ventil 20-FV-0014 var blokkert stengt, pga. intern lekkasje. I løpet av natten ble denne forsøkt operert med personell i felt, uten at den åpnet seg. Operatørene åpnet i stedet tre ventiler på en 2" trykkutjevninglinje og fikk dermed begynt trykkavlastningen til fakkell.



Figur 2 Forenklet prosessflytdiagram for Statpipe rikgass mottaksområdet, blå pil viser lekkasjestedet

3.2 Beskrivelse av utstyret som var involvert i hendelsen

Manometer med tilhørende instrumentering er vist i Figur 3. Sammenstillingen og tekniske data er presentert i vedlagt skadeundersøkelserapport utarbeidet av DNV-GL på oppdrag for Ptil.



Figur 3 Manometer med tilhørende instrumentering

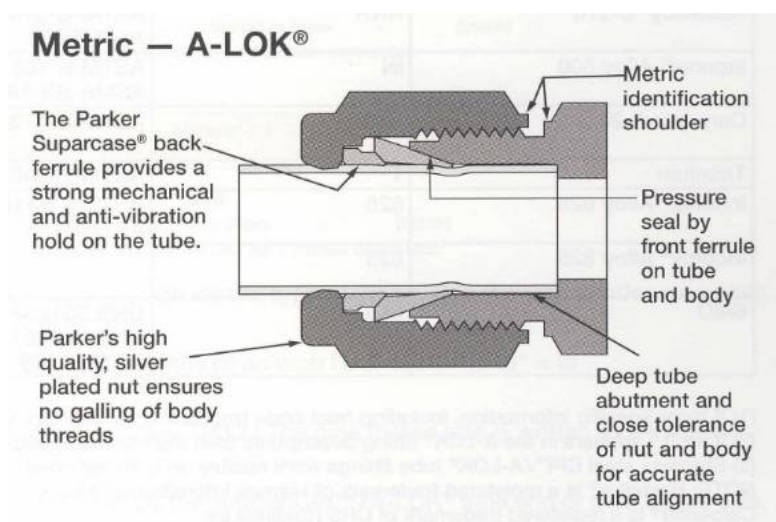
Komponenten hvor bruddet oppstod er i Parkers katalog betegnet som NPT Male Adapter for metric tube. Bildene i Figur 4 viser en slik komponent. Pilen viser hvor på komponenten utmattingsbruddet oppstod. Manometerklokke har en diameter på 16,1 cm etter utskifting i 2007. Bruddet oppstod i 1/2" NPT male adapter som er den svakeste delen av installert instrument fitting. Dette er skrudd inn i ventilblokken under manometeret. Videre inngår NPT Male adapter i en snittringskobling av typen Parker A-LOK[®] som vist i Figur 5.



Figur 4 Eksempel på NPT Male adapter i 3/8". Pil viser hvor på denne komponenten utmattingsbruddet oppstod



Figur 5 Eksempel på NPT Male adapter og komponenter som inngår i snittringskoblingen (Parker A-LOK®)

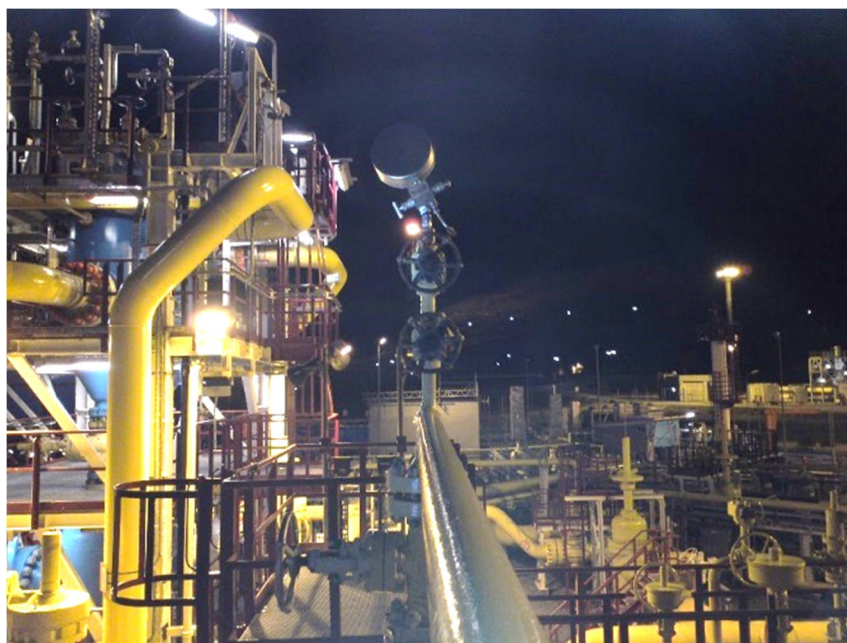


Figur 6 Forklaring til funksjonen til de ulike komponentene i en Parker A-LOK® kobling (kilde: Parker katalog)

3.3 Design og avstiving av manometer

Det aktuelle manometer er montert uten mekanisk avstiving. Det står plassert på toppen av et 2" bypass rør etter to manuelle 1" avstengingsventiler. Høyde over bakken er ca. 7-8 m til toppen av 2" bypassrør. Deretter bygger det vertikale manometerutstikket ca. 70 – 80 cm. Hele systemet vil kunne være utsatt for vindbelastninger. I ventilblokk under klokka er det hull for mekanisk innfesting som ikke er benyttet. Mangelfull innfesting vil kunne bidra til større vibrasjoner i systemet.

Plassering og størrelse på klokke er gjort for å muliggjøre avlesning for driftspersonell på bakkenivå eller fra nabomodul i vest. Det er ingen konstruksjon i nærheten som muliggjør enkel avstiving eller innfesting av manometeret. Bilder av plassering av manometer er vist i Figur 7 og Figur 8.



Figur 7 Bilde av manometer på toppen av 2" bypass linje sett fra øst



Figur 8 Bilde som viser plassering av manometer på toppen av 2" bypass linje sett fra sør

3.4 Oppfølging og vedlikehold

Manometeret med tilhørende instrumentkoblinger har ikke et eget vedlikeholdsprogram. Dette fordi det er betraktet med lav sikkerhetsmessig kritikalitet. I inspeksjonsprogrammet er det en årlig sjekk med punktmåling av slike instrumenter, for å oppdage mulige diffuse lekkasjer.

3.5 Tidligere tilsvarende hendelser

Ptil er fra tidligere kjent med noen tilfeller av brudd i slike instrumentkoblinger. Statoil har i sin granskingsrapport hentet erfaringsdata fra Synergi og oppsummert følgende tilfeller;

- Gullfaks B 2011. Brudd i samme type adapter under instrumentert trykkmanometer på brønn B-25.
- Tjeldbergodden 2011. Utmatningsbrudd i oppkveilet instrumentrør pga vind og spenn i oppkveilet instrumentrør.
- Åsgard A 2008. Gasslekkasje fra instrumentrør i PA36
- Sleipner A 2008. Brudd og gasslekkasje i M23NM fra instrumentrør kobling
- Kårstø 2005. Gasslekkasje fra fittings i CA411
- Petrojarl 1 2004. Gasslekkasje fra brudd i rørkobling $\frac{1}{2}$ "x $\frac{3}{4}$ ".
- Oseberg feltcenter 2006. Gasslekkasje på fittings 16 PZT 0820 B
- Gullfaks A 2003. Sprekk og lekkasje i adapterrør til manuellt manometer
- Gullfaks B 2000. Brudd i strømningsrør i hunn kobling til manuellt avlesbart væskefylt trykkmanometer på brønn 25

I tillegg finner en i dybdestudie til gasslekkasje Gullfaks B i 2011 også en tilsvarende listet opp;

- Sleipner A 2006 gasslekkasje fra instrumentrør som var sprukket i tilkobling til et flowelement

I tillegg er det listet opp noen utmatningsbrudd på små grenrør som er mindre relevante her.

En fellesnevner for disse hendelsene er utmatting på grunn av vibrasjoner fra strømning i rørene eller fra vind og høy nominell belastning. Fra litteraturen er det kjent at noen materialer, og særlig høystyrke materialer, har redusert utmatningsfasthet i høysyklus området, ref. Vitaly Kazymyrovych, Karlstad University 2009: Very high cycle fatigue of engineering materials, A literature study.

3.6 Undersøkelser etter hendelsen

3.6.1 Statoils granskingsrapport

Statoils granskingsrapport konkluderer med at utløsende årsak er svikt i en del av fitting mellom blokkventil og manometer, sannsynlig på grunn av utmatting etter å ha stått uten mekanisk avstiving i over 22 år.

Rapporten peker videre på mangel på trykkavlastning som bakenforliggende årsak til at lekkasjen varte i 9,5 timer. Mangel på mulighet for rask trykkavlastning er ikke i henhold til Statoils krav i dag og er blitt påpekt i to tidligere TTS- (teknisk tilstand sikkerhet) gjennomganger. Gassco/Statoil har ikke funnet kost/nytte verdi i å oppgradere

trykkavlasningssystemet for Statpipe mottaksområde på Kårstø. Det er heller ikke vurdert hvordan segmentet best kunne trykkavlastes i en nødsituasjon.

Videre gir rapporten en del anbefalinger for læring og tiltak knyttet til feltinstrumenter, trykkavlasting i nødsituasjoner, varsling og beredskap samt håndtering av media.

3.6.2 DNV-GL materialtekniske undersøkelse

Etter å ha mottatt instrumentkoblingen fra politiet i Haugesund rett før påske 2016 kunne Ptil starte med anbudsprosess og deretter kontraktstildeling til DNV-GL primo mai for en nærmere materialteknisk vurdering av instrumentkobling og bruddsted.

De innledende observasjoner av instrumentkobling avdekket brudd rundt nesten hele omkretsen av male adapter. Bruddoverflaten er helt plan og vinkelrett på det vertikale instrumentrøret. Dette er typisk utseende for et utmatningsbrudd eller sprøbrudd. Sprøbrudd er lite aktuelt på grunn av liten veggtykkelse og seigt 316 rustfritt stål. Den sannsynlige bruddårsak var dermed utmatting på grunn av vibrasjoner ut fra den første visuelle undersøkelse. Slike vibrasjoner kan komme fra rørsystemet eller bli indusert av vind og virvelavløsning. Da 2" bypass linje ikke normalt har noen gjennomstrømning av gass så er det vindkraftene, mulig virvelavløsningseffekt og mangel på avstiving, som synes å være en sannsynlig årsak til utmatting og senere brudd.

Dette avstedkom følgende arbeidsbeskrivelse i forespørsel; Ptil ønsker gjennomført en materialteknisk undersøkelse av trykkmanometer som medførte gasslekkasje på Kårstø 7. januar 2016. Dette for å kunne fastslå utløsende årsak og eventuelle bakenforliggende årsaker til brudd i instrumentrør. I tillegg ønsker en undersøkelse av sprekk i ventilblokk (dreneringsblokk) under manometeret og skader i overflate på denne for å kunne si noe om årsak til disse.

Arbeidet omfatter de forhold som er nevnt under.

1. Målsetting av arealet til åpningen / bruddet i male adapter.
 - Diameter og veggtykkelse til male adapter
2. En vurdering av fagmessig sammenkobling av utstyret.
 - Deler fra forskjellige produsenter
Dette inngår i den visuelle delen av skadeundersøkelsen; i.e. vekt, oppmåling, merker etter kontakt mot andre deler, tegn til misalignment, feil toleranser, feil tiltrekking, feil gjengetype, tegn til korrosjon eller annen degradering.
3. Totalvekt og overflatearealet til utstyret (minimum manometeret og ventilblokk) i tilfelle det var vindkraft som hadde en rolle i saken.
4. Vurdering av skader og lekkasjetesting av sprekk i ventilblokk. Kan det ha vært en mulig mindre diffus gasslekkasje over tid fra sprekk? Kan dette eventuelt ha oppstått som følge av utskifting av manometer i 2007? En vurdering av om for høyt tiltrekningsmoment eller feil gjengetype i kobling mellom manometer og ventilblokk kan ha vært årsak til sprekk i ventilblokk. Er det tegn på at utstyret har vært forsøkt reparert?
Er det skademerker på utstyret som kan indikere at selve utstyret har blitt truffet av annet utstyr / gjenstand i sitt liv?
Videre bes det om en undersøkelse/vurdering av ripespor og skader på ventilblokk sammenholdt med oppfliset gjengetape på fittings. Er det tegn på at utstyret er blitt skrudd på eller skadet etter installasjon i 1993/1994 og manometerutskifting i 2007?

5. Fraktografiske undersøkelser i stereomikroskop og skanning elektron mikroskop (SEM) av bruddoverflater i instrument fitting og sprekk i ventilblokk.
6. Metallografisk kartlegging av mikrostruktur i instrument fitting nær bruddsted og av ventilblokk med sprekk.
7. Identifisering av materialkvalitet med PMI (positiv material identifisering) eller med SEM og hardhetsmålinger.
 - Dersom brudd i instrument fitting viser seg å være utmatting ønskes nærmere undersøkelse/kartlegging av utmattingsforløp og initieringspunkt i SEM (evt. inneslutning i materialet med kjemisk analyse i SEM eller ytre skade med mulig spenningskonsentrasjon?). Dette for å kunne si noe om forplantningsretning, tidsforløp og varighet av utmatting samt størrelse på utmattingsspenninger og omfang restbrudd (restbruddstyrke).
8. Dersom bruddanalyse av male adapter viser at bruddet er initiert av en stor ytre mekanisk kraft/vridning så bør det gis en uttalelse om det kan settes i sammenheng med ytre skader og sprekk i ventilblokk.

Arbeidsomfanget ble utvidet etter 14 dager med en analyse og datamodell for å beregne effekt av statiske vindlaster og dynamiske vindlaster som følge av virvelavløsning. Den noe forenkla datamodellen omfattet både 2" bypass-rør og instrumentfitting/manometer. Hensikten med utvidelsen var å gi en mer helhetlig analyse av årsakssammenheng mellom observert utmattingskade, egensvingninger til systemet og mulige vindlaster.

Dette omfattet:

- Modellering av hele bypass-loop inkludert vekt og lengdeangivelser, plassering av ventiler og ventilblokk/manometer.
- Uttak av egenfrekvenser til ventilblokk/manometer ved ulike vibrasjonsmoder (inkludert animasjoner)
- Modellering av effekten av tiltenkt supporterings av ventilblokk
- Vurdering av vindlaster, inkludert både statiske og dynamiske vindlaster
- Rapportering av resultater

3.6.3 Sammendrag fra DNV-GL rapporten

Undersøkelsen har dekket ventilblokken, instrumentkoblingen med brudd og manometeret. Instrumentfittingen, som var en del av en såkalt snittringskobling («male adapter» og «twin ferrule»), har fått konstatert et to-sidig utmattingsbrudd. Dette har oppstått på male adapter i hulkilen mellom rør og nøkkelgrep. Dette området representerer det minste tverrsnittet i sammenstillingen av deler, og er dermed et svakt punkt i sammenstillingen. Hulkilen er relativt skarp, og utgjør en betydelig spenningskonsentrasjon. Utmattingsbruddet har oppstått i det mest belastede området på sammenstillingen.

Det er utført FE-modellering og beregninger av den aktuelle 2" bypass-loopen, med analyse av egenfrekvenser til systemet. Videre er det gjort beregninger av vindlaster og virvelavløsningsfrekvenser. Resultatene viser at egenfrekvensene til systemet sammenfaller med mulige virvelavløsningsfrekvenser for vind mellom 5 og 25 m/s.

Sannsynlig årsak til bruddet som medførte gasslekkasjen anses å være bøyeutmatting som følge av at systemets egenfrekvenser sammenfaller med virvelavløsningsfrekvenser i normale vindhastigheter. Indirekte årsak er manglende avstiving av sammenstillingen og bruk av en tynnvegget instrumentkobling som lastbærende element. Grunnet manglende historisk

informasjon på hvordan og hvor mye 2" bypass-systemet har vært benyttet til trykkutjevning siden installasjon har det ikke vært mulig å vurdere hvorvidt strømningsinduserte laster kan ha vært en medvirkende årsak til utmattingsskaden.

Ventilblokken hadde en utvendig sprekk-lignende defekt som var mistenkt å være en mulig sekundær lekkasje. Ventilblokken ble trykktestet i DNV GLs testlaboratorium opp til 135 bar med vann. Det ble ikke funnet tegn til lekkasje. Feilen ble vurdert å være overfladisk og sannsynligvis relatert til fabrikasjon.

For full rapport, se vedlegg B.

3.6.4 Petroleumstilsynets vurderinger av funn i DNV-GL rapport

Den tekniske materialundersøkelsen har ingen store usikkerheter når det gjelder å fastlegge den direkte årsak til lekkasje. En stor plutselig ytre belastning kan utelukkes som årsak til brudd og gasslekkasje. Bruddet og gasslekkasjen skyldes en sprekk som har vokst på grunn av varierende bøyespenninger, utmatting. Bidrag til høyere bøyespenninger har en fått ved at hele systemet kommer inn i egenfrekvensområdet for virvelavløsning ved normale vindhastigheter på Kårstø.

Noen klare feil i materialets egenskaper eller overflate er ikke påvist. En har sett noen få mikroskopiske korrosjonsgroper, «pitting» angrep, nær initieringssted. Overgang mellom dreid male adapter rør og verktøy-nøkkelfeste har en liten radius. Det vil bidra til ekstra spenningskonsentrasjonsfaktor ved initieringspunkt. I tillegg er det her en har tynnest veggykkelse i instrumentkoblingen og dermed de største nominelle spenninger. Instrumentkobling og male adapter tilfredstiller alle krav i aktuelle standarder da det ble levert og satt sammen. Koblingen er sertifisert for opptil 400 bar trykk. I 1995 ble leveringsstandard for denne type male adapter endret til noe større veggykkelse og sertifisert for 690 bar.

4 Hendelsesforløp

Beskrivelsen av hendelsesforløpet er basert på samtaler med og intervjuer av personell på Kårstø samt gjennomgang av dokumentasjon.

4.1 Hendelser i forkant av 7.1.2016

- 1993/1994 Del av anlegget (rikgass bypass) hvor lekkasjen oppstod bygges og settes i drift. Opprinnelig manometer var av typen 3PXF160 1/2" fra Clausen, Kaldager & Co A/S. Manometeret er registrert i vedlikeholdssystemet 9.11.1993.
- 22.8.2006 Notifikasjon (40565546) skrives på manometer 15-PI-0040 i forbindelse med utføring av inspeksjon. Det rapporteres om mekanisk skade, korrosjon og slitasje og at manometeret virker dårlig, men fungerer. Frist for utbedring settes til 17.8.2007 (<12mnd). Konsekvensklassifisering til utstyret er lav.
- 21.3.2007 Manometer byttet ut. Det nye manometeret er av fabrikat Wika. Basert på alder på fittings (produsert i 1992 og 1993) tyder mye på at disse ikke ble byttet og er fortsatt de originale fra denne delen av anlegget ble bygget. Utførende automatiker har ifølge Statoils granskingsrapport, bekreftet at bare manometer ble skiftet, de andre delene ble gjenbrukt.

19.3.2013 ALARP rapport (E002-XX-S-RE9093) anbefaler å ikke installere to nye trykkavlastningsventiler knyttet til Statpipe/Sleipner mottaksområde basert på en kost/nyttevurdering.

4.2 Hendelsesforløpet den 7.1 og 8.1.2016

Tidspunkt angitt med sekund er basert på informasjon fra alarmlogg.

7.1.2016

- Dagtid Gravearbeid pågikk i området CA16.
- 22:00 Områdeoperatør (lærling) passerer området CA16. Observerer ingenting unormalt.
- Ca 22:16 Lekkasje oppstår gjennom brudd i «male adaptor» for manometer 15-PI-0040.
- 22:16:28 Første indikasjon på at lekkasjen har startet. Gassdetektor 31-GD-5825R viser et lite utslag. Dette er så lite at det ikke gir alarm til kontrollrommet.
- 22:16:45 Første gassdetektor (31-GD-5824R) gir «varsel høy» i kontrollrommet.
- Ca 22:16 Operatør D2 (uteoperatør) får beskjed på radio om indikasjon på gasslekkasje, og blir bedt om å sjekke og rapportere.
- 22:17:12 Andre gassdetektor (31-GD-5825R) gir «varsel høy» i kontrollrommet. Begge detektorene er i samme brannområdet (2R123).
- Ca 22:17 Operatør D2 rapporterer tilbake at han både ser og hører lekkasjen fra sin posisjon ved nordøstre hjørne av hovedkontrollromsbygget.
- 22.17.32 Detektor 31-GD-5825R gir høy-høy alarm. Kombinasjonen av en detektor i høy-høy og minst en i høy gir bekreftet gassdeteksjon i brann- og gassystemet.
- 22:17:33 Automatisk tennkildeutkobling initieres for Statpipe og Sleipner.
- 22:17 Gassalarm - blålys aktiveres.
- 22:18 1. linje beredskap etablert i HKR (Hovedkontrollrom).
- 22.18.11 Detektor 15-GD-5586 gir høy-høy alarm.
- 22.18.23 Detektor 15-GD-5587 gir høy-høy alarm.
- 22.19.36 Detektor 15-GD-5594R gir «varsel høy».
- 22:20 Fabrikkalarm
- Ca 22:20 Driftsleder øst får klarsignal fra skiftleder til å sykle fra driftsbygg øst (DBØ) til HKR via sørlig rute. Under sykkelturen hører han at fabrikkalarmen går.

- 22.20.33 Detektor 15-GD-5588 gir høy-høy alarm.
- 22:25 HKR viderevarsler til
- Forus alarmsentral
 - Nabobedrifter
 - Gassco
 - Politi
 - Brannvesen
 - Helse Fonna/ambulans
- 22.26.19 Detektor 31-GD-5812 gir høy-høy alarm.
- 22:27:14 Nødavstengning (15-ES-0004) for Statpipe rikgass innløp iverksettes manuelt fra CAP panel i kontrollrommet av paneloperatør for Statpipe.
- 22:27:16 Nødavstengningsventilene på Statpipe rikgass innløp får stengesignal.
- Ca 22:27 Paneloperatør Statpipe konfererer med skiftleder angående nødavstengning for T-100 og T-200. Dette tiltaket blir ikke gjennomført. En velger å gjennomføre en kontrollert nedkjøring av T-100 og T-200.
- 22:27:36 Trykkmåler for HIPPS ventiler gir HH alarm
- 22:27:39 HIPPS ventiler stenger
- 22:27:51 Nødavstengningsventil 15HV5635 er stengt.
- 22:28:17 Nødavstengningsventil 31ESV013 på Statpipe innløp er stengt.
- 22:28:19 Trykkavlastning iverksettes manuelt av paneloperatør Statpipe for del av prosessanlegget nedstrøms Statpipe inntak (blowdown fire area 2R123). Selve Statpipe inntak kan nå kun trykkavlastes gjennom manuelle ventiler i felt.
- 22:40 Ptils beredskapsvakt har mottatt varsel fra Gassco.
- 22:40 Varsling til naboer sendt via SMS (tidspunkt fra beredskapslogg)
- 22:47 Notert i beredskapslogg at driftspersonell skal holde seg innendørs og at det fortsatt er lekkasje
- Ca 22:50 HKR forstår at 2. linje ikke er mobilisert (har ikke mottatt innkalling)
HKR kaller inn 2. linje.
- 23:00 Sleipnerkjel trippet
- Ca 23:05 2. linje beredskap etablert.
- 23:12 5 gassdetektorer aktive, fortsatt stor lekkasje. De aktive detektorene er 15-GD5586, 15-GD5587, 15-GD5588, 31-GD5824 og 31-GD5825R.

- 23:15 Trippet Kristin kompressor
- 23:23 Trykket går sakte ned ved CA16. Blålys fortsatt.
- 23:45 Fortsatt stor lekkasje CA16.
- 23:45 Full personellkontroll
- 23:45 Andre linje er satt til å hjelpe. En forsøker å finne alternativer som kan stoppe lekkasjen fra innestengt segment uten å sende personell ut for å operere manuelle ventiler.

8.1.2016

- 03:00:51 Åpnet 15-HV5635. Dette gir ikke ønsket effekt da nedstrøms HIPPS-ventiler er stengt og ikke lar seg åpne uten manuell resetting i felt.
- 04:07 2 stk operatører sendt ut til område ved T-200 for å åpne 4" ventil 20-FV-0014 mot fakkeldunk 54-VD-106. En får ikke til å trykkavlaste via denne ventilen, og velger i stedet å forsøke å åpne 2" bypasslinjen til ventilen.
- 04.20 Personell lykkes i å åpne 2" bypasslinjen til ventilen. Dette gir trykkavlastning mot fakkeldunk gjennom linje for væskedrenering til fakkeldunk. Trykket har på dette tidspunktet falt til 86 bar fra ca 140 bar.
- 07:14 Trykket er falt til under 10 bar, og personell resetter HIPPS-ventiler i felt. Dette gir ytterligere raskere trykkavlastning.
- 07:50 To blokkventiler under manometeret stenges av personell og lekkasjen stanses. Manometer med tilhørende fittings demonteres og det blir satt inn blindplugg der manometeret har stått montert.

5 Hendelsens potensial

5.1 Faktisk konsekvens

Faktisk konsekvens var en gasslekkasje med estimert initiell rate på 1,3 kg/s og varighet på 9,5 timer. Beregnet mengde hydrokarboner til friluft er 22 tonn. Statpipe-anlegget var nedstengt i over et halvt døgn, med påfølgende produksjonstap. Ingen eksponering eller skader på personell. Små materielle skader og begrensede miljøskader.

5.2 Potensiell konsekvens

Årsaken til gasslekkasjen er fastlagt til å være material-tretthet. Tidspunktet for tretthetsbruddet er da tilfeldig. Om lag 15 minutter før lekkasjen var det en operatør i området som gikk loggerunde. På dagtid var det gravearbeid i området, med et arbeidslag på flere personer og maskin-utstyr som potensielt kunne ha utgjort en tennkilde.

5.2.1 Potensiell konsekvens uten antenelse

Størrelsen til gasskyen tilsier at personell i umiddelbar nærhet kunne blitt eksponert for gass. Eksponering av gass kan gi en narkotisk effekt og forårsake kvelning.

5.2.2 Potensiell konsekvens gitt antennelse

I følge gassfareanalysen som Statoil har gjennomført i forbindelse med oppfølging av hendelsen, kunne brann/eksplosjon gitt alvorlige personskader dersom personell hadde vært tilstede innenfor og ved brennbarhetssonen ved antennelse. Dødsfall utelukkes ikke.

Gassfareanalysen har også vurdert at fakkeler VF-54-4631 og gassrør PG-15-3006 kunne blir utsatt for varmelaster ved antennelse som kunne ha ført til rørbrudd. PG-15-3006 er et rør som kobler væskedelen av Statpipe væskefanger med mottaksanlegget til Åsgard prosess. Dette røret var trykksatt med 140 bar under hele hendelsen, dvs. det var ikke trykkavlastet. Røret har ingen passiv brannbeskyttelse. Dette kunne ha ført til eskalering av hendelsen.

6 Observasjoner

Ptils observasjoner deles generelt i tre kategorier:

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

6.1 Avvik

6.1.1 Mekanisk avstiving av instrument

Avvik

Manometer var montert uten mekanisk avstiving.

Begrunnelse

I et værutsatt område 7-8 m over bakkenivå er det på toppen av en 2" bypassrør installert et manuelt manometer med først et 1" rør med to manuelle stengeventiler, ca. 40 cm langt, og deretter et 6,5 cm langt stykke med ½" instrumentkoblinger som et mellomstykke før ventilblokk og manometer. Det er hull i ventilblokk for mekanisk avstiving, men disse var ikke benyttet. Innfesting av slikt utstyr må anses som normal praksis for å oppfylle krav til robust design uten at det er beskrevet spesifikt i standarder eller selskapets kravdokumenter.

Krav

Styringsforskriften § 4 om risikoreduksjon, 1. ledd.

6.1.2 Læring og forbedring

Avvik

Statoil har ikke sørget for tilstrekkelig læring og forbedring etter flere registrerte lignende hendelser.

Begrunnelse

Det er i kapittel 3.5 beskrevet flere hendelser som kunne gitt grunnlag for læring og vurdering av integritet på tilsvarende utstyr på tvers av selskapet.

En fellesnevner for disse hendelsene er utmatting på grunn av vibrasjoner fra strømning i rørene eller fra vind og høy nominell belastning.

Krav

Styringsforskriftens § 23 om kontinuerlig forbedring

6.1.3 Manglende plan for trykkavlastning i en nødsituasjon

Avvik

Det var ikke utarbeidet en plan for trykkavlastning i en nødsituasjon i områder uten fjernopererte trykkavlastningsmuligheter.

Begrunnelse

Under lekkasjen gjennomgikk driftspersonell i kontrollrommet P&ID for å finne trykkavlastningsmuligheter, med støtte fra driftsingeniør-vakt og påtroppende skift i driftsbygg øst.

Dette arbeidet var tidkrevende. Dette resulterte også i at flere alternativer for trykkavlastning ble forsøkt før en fant en løsning som fungerte. Dette kunne vært unngått dersom en plan hadde vært utarbeidet på forhånd.

Krav

Styringsforskriften § 5 om barrierer, siste ledd

6.2 Forbedringspunkt

6.2.1 Vurdering av manometer med tilhørende instrumentkoblinger

Forbedringspunkt

Mangelfull vurdering av design og sammenstilling av manometer med tilhørende instrumentkoblinger i forbindelse med utskifting i 2007. Svakheter ved systemet blir ikke avdekket ved oppfølging i drift.

Begrunnelse

Bruk av male adapter med skarp hulkielovergang innebærer høy spenningskonsentrasjonsfaktor samt bøyelaster i svakeste ledd (male adapter). Konstruksjonsmessige svakheter med hensyn til utmattingslaster synes ikke å være en risiko som er vurdert ved utskifting av utstyr. Vi er ikke kjent med at det ble foretatt noen vurdering da manometerklokke ble byttet ut i 2007.

Det er etablert en generell årlig gjennomgang av denne type utstyr med punktmålinger for lekkasje for å bekrefte integriteten til systemet. Dette vil ikke være tilstrekkelig for å avdekke mulige svakheter ved systemet.

Krav

Teknisk og operasjonell forskrift § 57 om overvåking og kontroll, første ledd.
Styringsforskriften § 4 om risikoreduksjon, første ledd.

6.2.2 Varsling/innkalling av 2. linje beredskapsorganisasjon på Kårstø

Forbedringspunkt

2. linje beredskapsorganisasjon på Kårstø ble ikke varslet og kalt inn som beskrevet i styrende dokumenter.

Begrunnelse

Under intervjuene kom det fram at Statoil Forus Alarmsentral ikke hadde varslet/kalt inn 2. linje beredskap på Kårstø. Da 1. linje beredskap forsto dette (ca kl 22:50) kaller 1. linje selv inn 2. linje beredskapsorganisasjon. 2. linje beredskap etableres rundt kl 23:05, som er innenfor fastsatte tidskrav. Statoil Forus Alarmsentral ble varslet rundt kl 22:20, slik at varsling/innkalling av 2. linjeberedskapsorganisasjon på Kårstø ble forsinket med ca. en halv time.

Under intervjuene kom det videre fram at ansvaret til å varsle/kalle inn 2. linje beredskapsorganisasjon, høsten 2015 ble overført fra 1. linje til Statoil Forus Alarmsentral

Krav

Teknisk og operasjonell forskrift § 67 om håndtering av fare- og ulykkessituasjoner, bokstav a)

6.2.3 Feil i P&ID

Forbedringspunkt

P&ID var merket feil.

Begrunnelse

På P&ID D003-XX-F38-PE0604.002 og P&ID E002-XX-15-PE0100.001 er det merket av en *closed spade and spacer* på rør med linjenr PG-15-0021. Gjennom samtaler kom det fram at disse skulle være merket åpen på tegningene.

Krav

Styringsforskriften § 15 om informasjon

6.3 Barrierer som har fungert:

Til tross for de avvik og forbedringspunkter som er presentert i kap. 6.1 og 6.2 konstaterer vi at situasjonen ble normalisert uten videre eskalering. Statpipe-prosessdelen av anlegget er bygget i en tid da det var andre sikkerhetsfilosofier for håndtering av nødsituasjoner. Da anlegget ble bygget ville en i et lignende tilfelle sendt ut en operatør ut for å operere sikkerhetsventiler og dermed få trykkavløst segmentet. Dagens sikkerhetsfilosofi på Kårstø er at alt personell skal holde seg bort fra gasslekkasjer, og en mister da en slik mulighet for å trykkavlaste en del segmenter. Når en lekkasje først inntreffer, er konsekvensen at det vil lekke gjennom lekkasjepunktet til anlegget er trykkkløst. Det er da svært viktig at barriere for å hindre eskalering fungerer som tiltenkt. Vi har ikke foretatt en grundig kartlegging og analyse av alle barrierer som har fungert, men peker på noen barrierer som har fungert som tiltenkt:

- Gassdeteksjon. Lekkasje ble detektert og automatiske systemer for å hindre eskalering ble iverksatt som planlagt.
- Tennkildeutkobling. Ved bekreftet gass, ble tennkilder i området koblet fra strøm, noe som reduserte sannsynligheten for mulig antenning og eksplosjon/brann.

- Etablering av beredskapsorganisasjonen. Statoil Kårstø etablerte beredskapsorganisasjon i henhold til fastsatte effektivitetskrav. Dette til tross av at varsling og innkalling av 2. linje beredskapsorganisasjon ble unødvendig forsinket med ca en halv time, jf forbedringspunkt 6.2.2 over. Varsling av Gassco og eksterne ressurser (politi, brann, helse/ambulanse) ble gjennomført i henhold til planverket.

7 Andre kommentarer

Manglende trykkavlastningsmulighet

Det er ikke mulig å trykkavlaste Statpipe-innløp fra kontrollrommet. I henhold til design, og opprinnelig regelverk, er det kun manuelle trykkavlastningsmuligheter i felt. Manglende fjernopererte trykkavlastningsmuligheter ble indentifisert som avvik i forhold til dagens krav i TTS-gjennomgang både i 2004 og i 2007. Tiltak har blitt ALARP-vurdert i forbindelse med oppgraderingsprosjektet KIP, men basert på en kost/nytte-vurdering er det ikke planlagt å implementere tiltak.

Tid til initiering av ESD

Det gikk nesten 10 minutter fra bekreftet gassdeteksjon til initiering av ESD. Klokkeren 22.17.32 var det en bekreftet gasslekkasje i anlegget. ESD ble aktivert klokken 22:27:14. Gasslekkasjen er tidlig lokalisert, både av CCTV i kontrollrommet, gassdetektorer og av uteoperatør. Det er uklart hvorfor det går så lang tid før ESD blir initiert. I den siste Totalrisikoanalyse for Kårstø, E002-XX-S-RS9135, er det antatt 300 sekunder til nedstenging for en mellomstor lekkasje.

Valg av ESD-nivå

Kl. 22.27 blir det trykket ESD nivå 4, 15-ES-0004, på lokalt CAP. Dette stenger Statpipe innløp. Både på hoved CAP og lokalt CAP er det pålimt instruksjon fra 2011 som sier at det skal trykkes ESD nivå 3 ved lekkasje på Statpipe innløp.

ESD 4 stenger ikke nedstrøms prosesstog i Statpipe. Disse ble isteden kjørt ned manuelt etter at føden inn til togene var stoppet. Dette ble vi forklart ble gjort for å beskytte utstyret. I Addendum to: TR2237 Performance standards for safety system and barriers – onshore, kap. 4.2.11. FA 3R123, Statpipe/Sleipner receiving area står følgende;

*It shall be evaluated what level of ESD to initiate; in a leakage scenario where the source is known, ESD level 4 for the affected system only (15-ES-0004 Statpipe, 36-ES-3002 Sleipner) may be chosen. The Statpipe ESD-group also include the inlet valves to the processing trains T100/200, meaning the trains loose the feed and will have to shut down. For Sleipner the situation is similar, closure of the pipeline inlet valve will cause the processing train T300 to shut down due to lack of feed. **With this in mind, if Statpipe inlet is to be shut down, ESD level 3 (15-ES-0003) should be initiated directly to avoid any cascading effects. The situation is the same for Sleipner, ESD for T300/DPCU/refrigeration (20-ES-3001) should be initiated directly in addition to the inlet if the inlet has to be closed.***

Feilalarmer som følge av damp og «støy»

I gjennomgangen av hendelsesloggen kom det fram at det var deteksjoner, også i områder som, i forhold til rådende vindforhold, ikke var innenfor området påvirket av lekkasjen. Disse ble forklart å være et kjent problem som var forårsaket av utslipp av damp. Vi er ikke kjent med at det er vurdert tiltak for å unngå forhold der en er kjent med at det forekommer feilaktig deteksjon.

8 Diskusjon omkring usikkerheter

8.1 Potensiell konsekvens

Det er knyttet usikkerhet til vurdering av potensiell konsekvens av hendelsen. Ptils granskingsgruppe har tatt utgangspunkt i informasjon hentet fra både gassfareanalysen, Statoils egen granskningsrapport og informasjon innhentet gjennom samtaler under granskningen på Kårstø.

8.2 Usikkerhet i materialtekniske undersøkelser

Den tekniske materialundersøkelse har ingen store usikkerheter når det gjelder å fastlegge den direkte årsaken til lekkasje. En stor plutselig ytre belastning kan en helt utelukke som årsak til brudd og gasslekkasje. Bruddet og gasslekkasjen skyldes en sprekk som har vokst ved hjelp av varierende bøyespenninger, utmatting. Normalt sier en at 90% av en utmattingslevetid er knyttet til initiering og ca. 10% til bruddforplantning. Videre så vil en utmattingsprekk gjerne bli gjennomgående i en rørvegg når sprekken på overflaten er vel to ganger veggtykkelsen av røret. Materialundersøkelsen viser mange små utmattingsstriasjoner etter at sprekken sannsynligvis har vært gjennomgående. Det kan derfor ha vært en mindre diffus lekkasje fra denne gjennomgående sprekken en tidsperiode før selve restbruddet. Den materialtekniske undersøkelse angir ikke noe svar på sannsynlig varighet for en slik diffus lekkasje. Det ville krevet detaljert kjennskap til spenningstilstander og en meget grundig skanning elektron mikroskopi kartlegging som ikke var mulig på grunn av degradering, oksydering og klining av deler av bruddflatene. I tillegg ville angivelsene vært beheftet med stor usikkerhet.

8.3 Innvendig gass strømmingstekniske vurderinger

En kan ikke helt utelukke at gass strømningsinduserte laster kan ha gitt vibrasjoner i 2" bypass rør. Men normalt er det ikke strømming i dette røret annet enn når en skal trykkutjevne for å åpne stengt ventil i 14" rør som 2 " bypassrør går rundt. Og i de andre større rørene er det stabile forhold over tid med strømming av tørr gass ved rimelig lav gasshastighet. Ptil har derfor ingen grunn til å anta at sprekkvekst og brudd skyldes strømmingstekniske forhold.

9 Følgende dokumenter er lagt til grunn i granskingen:

- Statoil granskningsrapport fra hendelsen: «Gasslekkasje i Statpipe mottaksområde på Kårstø», Rapport nr A 2016-1 MMP L2, datert 10.3.2016
- «Gassfareanalyse, Gasslekkasje på Kårstø 7. januar 2016», Synergi 1461681, utgitt 10.3.2016
- Statoil dybdestudie fra Gullfaks B hendelse 7.11.2011 «Gasslekkasje i instrumentkobling på brønn B-25 strømningslinje», Synergi nr 1264920, datert 20.12.2011
- Statoil dybdestudie etter hendelse på Tjeldbergodden i 2011 med utmattingsbrudd i oppkveilet instrumentrør pga vind og spenn i oppkveilet instrumentrør. RUH 1215333.
- Parker produktkatalog «Fittings, Materials and Tubing Guide, Instrumentation Products»
- P&ID for Statpipe rikgass innløp
- Alarmlogger for 7.1. og 8.1.2016
- Beredskapslogger fra hendelsen
- Vedlikeholdshistorikk fra SAP for manometer 15-PI-0040

10 Vedlegg

Vedlegg A:

Oversikt over deltakere fra aktører.

Vedlegg B:

DNV-GL teknisk rapport, saksnr. 2016/45,

«Skadeunderøkelse av instrumentfitting, Kårstø», Rapportnr. 2016-3074, Rev. 0, 27.5.2016