

Granskingsrapport

Rapport

Rapporttittel

Gransking av hydrokarbonlekkasje på Gudrun 18.2.2015

Aktivitetsnummer

001025017

Gradering

Offentlig

Begrenset

Strengt fortrolig

Unntatt offentlighet

Fortrolig

Sammendrag

18.2.2015, kl 06:23 ble det detektert gass i M30-prosessmodul på Gudrun. Anlegget ble automatisk stengt ned, trykkavlastet og generell alarm utløst automatisk. Personell på Gudrun og West Epsilon mønstret iht. alarminstruks.

Den direkte årsaken til hendelsen var lekkasje fra et brudd i et 2" rør i bypasslinje rett nedstrøms 1. trinns separator. Bruddet oppstod på et av de mest kritiske stedene i et prosessanlegg.

Initiell lekkasjerate ble av Statoil estimert til 8 kg/s. Kondensat fra 1. trinns separator lakk ut til friluft. Personell ble ikke eksponert. Det totale utslippet er estimert til 2800 kg / 4 m³ kondensat og det antas at mer enn 1 m³ gikk til sjø.

Kondensatutslipp representerer en vesentlig større risiko for eksplosjon enn en oljelekkasje. Utslippet på Gudrun vurderes å være blant de større HC-utslippene som er registrert på norsk sokkel de siste 10 årene. Ved ubetydelige endrede omstendigheter hadde hendelsen potensial for storulykke med tap av liv og store materielle skader og konsekvenser for marint miljø.

Involverte

Hovedgruppe

T-1 Statoil

Godkjent av / dato

Deltakere i granskingsgruppen

Kristi Wiger F-ProsessIntegritet
 Asbjørn Ueland F-ProsessIntegritet
 Aina Eltervåg F-LogistikkBeredskap
 Elisabeth Lootz F-Arbeidsmiljø og organisatorisk sikkerhet

Granskingsleder

Kristi Wiger F-ProsessIntegritet

Innhold

Sammendrag.....	4
1 Innledning	8
2 Informasjon om Gudrun.....	9
2.1 Om driftsmodell og organisering av Gudrun	10
3 Hendelsesforløpet	11
3.1 Prosjektfasen	11
3.2 Driftsfase forut for 18.2.2015	13
3.3 Hendelsen 18.2.2015	17
3.4 Funn som kan ha relevans i forhold til hendelsen 18.2.2015	18
3.4.1 Innmat i separator	18
3.4.2 Avsaltingsmikser	18
3.4.3 Helidekk	18
3.5 Undersøkelser	18
3.5.1 Undersøkelse på åstedet	18
3.5.2 Undersøkelse av ventiler	19
3.5.3 Undersøkelse av bruddflate	20
3.5.4 Evaluering av strømningsforhold i reguleringsventil 20-LV0114	20
4 Hendelsens faktiske og potensielle konsekvenser	22
4.1 Faktisk konsekvens.....	22
4.2 Potensiell konsekvens.....	24
4.2.1 Tidspunktet.....	24
4.2.2 Personell	24
4.2.3 Lekkasjevolum	25
4.2.4 Antenning	25
4.2.5 Værforhold	26
5 Direkte og bakenforliggende årsaker	27
5.1 Direkte årsaker	27
5.2 Bakenforliggende årsaker.....	27
5.2.1 Lite robust design	27
5.2.2 Oppfølging i driftsfase.....	32
5.2.3 Læring etter hendelser med reguleringsventiler og vibrasjoner	36
6 Observasjoner	38
6.1 Avvik.....	38
6.1.1 Svakheter ved Statoil sin ivaretagelse av ansvar.....	38
6.1.2 Mangelfull robusthet i utforming	38
6.1.3 Mangler ved informasjonshåndtering og kompetanse.....	39
6.1.4 Utilstrekkelig informasjon ved skift- og mannskapsbytte.....	39
6.1.5 Svakheter ved erfaringsoverføring og læring.....	40
6.1.6 Arbeidsutførelse på elektriske anlegg	40
7 Barrierer	41
7.1 Barriereelementer som sviktet.....	43
8 Diskusjon	43
8.1 Usikkerheter knyttet til krymping og innsparinger	43
8.2 Bruk av modeller	43

8.3	Forhold knyttet til verktøy	44
8.4	Utført reparasjonsarbeid	44
8.5	Deling av driftserfaring mellom aktørene i bransjen.....	44
8.6	Ansvar og rolleforståelse	45
9	Gjennomgang av Statoil sin granskningsrapport	46
10	Benyttet dokumentasjon	46
11	Vedlegg.....	49

Sammendrag

Petroleumstilsynet sin gransking har avdekket en årsakskjede der et lite robust design på Gudrun ikke har blitt avdekket, der sammenhengen mellom ulike driftsproblemer i prosessanlegget ikke har blitt forstått og der beslutningstakere ikke har hatt tilstrekkelig erfaring og sikkerhetskritisk kompetanse.

Det er godt kjent i Statoil, og i næringen forøvrig, at strømningsinduserte vibrasjoner i rør og utstyr kan føre til svekkelser av integriteten på innretningen og eventuelt brudd i påkjente deler av utstyret.

Granskingen av hendelsen på Gudrun avdekket at Statoil har hatt mangelfull oppfølging av svekkelser ved utstyr i drift. Utstyret som sviktet på Gudrun håndterer hydrokarboner ved høyt trykk og temperatur og ved en svikt i dette vil produksjonen måtte stenges ned. Utstyret skal være designet for å tåle høye belastninger.

I løpet av oppkjøring av produksjonen på Gudrun, de siste månedene før hendelsen inntraff, har det vært gjentatte hendelser med utstyrssvikt og vibrasjoner i den aktuelle ventilen og rørsystemet som denne er tilknyttet. Disse er registrert av offshoreorganisasjonen og formidlet til landorganisasjonen som notifikasjoner og bekymringsmeldinger. Hendelsene har i liten grad blitt forstått, vurdert og håndtert av produksjonsledelsen til Gudrun.

Selv om det tidvis hadde vært kraftige vibrasjoner med mye støy og gjentatt funksjonssvikt på reguleringsventiler med påfølgende ventilhavari 25.1.2015 vurderte produksjonsledelsen sammen med Anleggsintegritet (AI) at det ville være forsvarlig å opprettholde produksjonen. Dette resulterer til slutt i en hendelse som under ubetydelig endrede forhold ville resultert i en storulykke.

Tidlig morgen onsdag 18.2.2015 registrerte kontrollromspersonellet på Gudrun kraftige vibrasjoner – «som om et helikopter var i ferd med å lande». Vibrasjonene opphørte etter ca. ett minutt uten at det var identifisert noen årsak. Kl 06:23 ble det detektert gass i M30-prosessmodul og anlegget ble automatisk stengt ned og trykkavlastet. I løpet av et par minutter var det gass i storparten av M30-prosessmodulen. Det ble utløst generell alarm og personell mønstret iht. alarminstruks. Det ble gjort rede for alt personell om bord på Gudrun i løpet av 11 minutter og på West Epsilon i løpet av 16 minutter.

Bildet under viser Gudruninnretningen i forgrunnen med boreriggen West Epsilon bak.



Bilde 1: Gudrun innretningen (Kilde: www.statoil.com)

Anlegget ble bekreftet trykkløst etter 35 min og området var fritt for gass i løpet av en times tid. Det ble da konstatert at lekkasjen kom fra et brudd i et 2" rør i bypasslinje nedstrøms 1. trinns separator. Lekkasjepunktet ble midlertidig reparert for å hindre ytterligere lekkasje.

Det totale utslippet av kondensat ble av Statoil beregnet til 2800 kilo/4 m³. Det ble ikke observert olje på sjø, men i etterkant er det estimert at mer enn 1 m³ kondensat gikk til sjø.

Selve lekkasjen skyldtes brudd i et 2" rør i bypasslinjen for ESD-ventilen på væskeutløpet fra 1. trinns separatoren, som følge av kraftige vibrasjoner i rørsystemet for væske nedstrøms 1. trinns separatoren. Vibrasjonene har oppstått som følge av svakheter ved ventil 20-LV0114 som regulerer væsknivået i separatoren. Denne reguleringsventilen er en 4" ventil som står i en 10" linje og reduserer trykket fra 124 bar til 19 bar, en trykkreduksjon på ca. 100 bar. Valget av den spesifikke ventilen er basert på vurdering av resultater fra programvare utviklet av ventilprodusenten.

Etter oppstart av Gudrun, i april 2014, ble det flere ganger observert vibrasjoner i ulike deler av prosessanlegget. Det ble også registrert uregelmessigheter knyttet til reguleringsventilene for væsknivået i 1. trinns separatoren og tilsvarende ventil for testseparatoren. Selv om Statoil har mye kunnskap om vibrasjoner og hva som kan bli konsekvensen av disse, ble ikke kjennskapen til fare for utmattingsbrudd løftet inn i forhold til havariet av reguleringsventilen 20-LV0114. Ventilen ble reparert og ødelagte deler ble skiftet ut. Det ble ikke satt i verk ytterligere undersøkelser for å avklare sammenheng mellom havari og vibrasjoner i denne delen av prosessanlegget eller om det var fare for at vibrasjonene i prosessanlegget kunne utvikle seg til en hendelse med storulykkepotensial. Etter reparasjonen ble det besluttet å modifisere løsningen ved neste stans som allerede var planlagt i mars 2015.

Forhold i drift

- Nov 2014: Driftsproblemer med reguleringsventil 20-LV0314, ventilen for testseparatoren, blir registrert i vedlikeholdsstyringssystemet, men forholdet håndteres på innretningen uten at involvering av AI er dokumentert.

- Des 2014: Driftsoperatør tar kontakt med inspektør, som er om bord på oppdrag fra AI, fordi han er bekymret for vibrasjoner i reguleringsventil 20-LV0114 og tilgrensende rørsystem. Vibrasjonsforholdene blir vurdert å være innenfor akseptable grenser. Forholdet registreres i vedlikeholdsstyringssystemet og knyttes mot røret, ikke ventilen.
- Des 2014: Driftsproblemer med reguleringsventil 20-LV0114, fører til en anmodning om endring av vedlikeholdsrutinen for reguleringsventiler. AI blir kortfattet informert.
- Jan 2015: Driftsproblemer med reguleringsventil 20-LV0114 i forbindelse med oppstart, og det avdekkes indre skader i ventilen. Skaden vurderes som årsaken til driftsproblemene og ødelagte deler byttes ut. AI og leverandør Solberg Andersen (SAAS) involveres neste dag og det utarbeides planer for hvordan ventilen skal følges opp fram til en mer robust løsning kan implementeres. Det blir av AI ikke vurdert om det er sammenheng mellom denne hendelsen, observerte vibrasjoner og øvrige driftsproblemer.
- Jan 2015: Planene for hvordan ventilen skal følges opp registreres i Synergi og aksjonen lukkes i løpet av en uke. Det ble av AI ikke gitt spesifikke kriterier for oppfølgingen og det er ikke dokumentasjon som viser hvordan ventilen skal følges opp er blitt formidlet videre i forbindelse med mannskapsbytter.
- I denne perioden er de fleste forholdene på driftsledelsen sin liste over utfordringer for teknisk integritet på Gudrun, relatert til forhold og mangler som ikke ble ferdig håndtert av utbyggingsprosjektet. Dette medfører at offshoreorganisasjonen også har fokus på disse forholdene, i tillegg til å følge opp daglig drift. Problemene med at utstyr på reguleringsventiler løsner og påfølgende driftsforstyrrelser og vibrasjoner i anlegget inngår ikke i denne listen.

Forhold i prosjektfasen

- Brønnstrømmen på Gudrun kjennetegnes ved høyt trykk og høy temperatur. Statoil har valgt et anlegg med separasjon i to trinn, noe som medfører et stort trykkfall over reguleringsventilen som kontrollerer væske ut av 1. trinns separator.
- Reguleringsventil 20-LV0114 er valgt i samsvar med den beslutningsstøtten som er i leverandørens programvare for ventilvalg.
- Det er ikke avdekket noen aktiviteter eller verktøy i engineeringprosessen hos Aibel som etterprøver valget som er foretatt. HAZOP-gjennomgang ble utført før endelig valg av ventil ble gjort.
- Statoil sitt team som har fulgt opp Gudrunprosjektet har hatt spesialistkompetanse på reguleringsventiler. Denne kompetansen har ikke blitt anvendt i forhold til dimensjonering av reguleringsventil 20-LV0114.
- Statoil sin veiledning for valg av reguleringsventiler, GL2212, blir utgitt i slutten av ferdigstillingsfasen, to måneder før oppstart av Gudrun. Denne er en systematisering av erfaringer med reguleringsventiler som Statoil har og kommer etter at design av innretningen er ferdig. Erfaringene og kunnskapen blir ikke sjekket ut mot løsningen som er valgt på Gudrun.

Forhold knyttet til organisering og læring

- Driftsproblemene er blitt registrert på tre ulike utstyrsenheter; på to reguleringsventiler og på røret nedstrøms 1. trinns separator. Vibrasjoner i rør følges ikke opp av den samme disiplinansvarlige i AI som den som har ansvar for driftsproblemer med reguleringsventiler. Det sammensatte årsaksbildet blir ikke forstått.
- Det sentrale fagmiljøet, TEX, er ansvarlig for selskapets erfaringsformidling i form tekniske krav og veiledninger. De tekniske kravene har ikke tilbakevirkende kraft og det er ikke avdekket prosedyre for hvordan introduksjon av nye veiledninger (bl.a. GL2212) skal gjennomføres. Denne kunnskapen, som også var tilstede i organisasjonen mens engineeringsarbeidet for Gudrun pågikk, utfordret ikke valget av reguleringsventil 20-LV0114. Denne kunnskapen ble heller ikke benyttet i forbindelse med driftsproblemene etter oppstart av innretningen.
- Systemene for sammenstilling av erfaringsdata fra hendelser er ikke formålstjenlige. Granskningsgruppen utførte søk i Synergi og SAP og avdekket at de de 10 siste årene har vært åtte hendelser i Statoil som har likhetstrekk med hendelsen på Gudrun. Dette er kunnskap som først er blitt synliggjort av Statoil sin gransking og som ikke tidligere er systematisert for organisasjonen.
- Ventilleverandøren har reparasjonsverksted i Bergen og prosjekteringsmiljø i Oslo. Det er ikke implementert noe formelt system for overføring av erfaring fra reparasjonsmiljøet til prosjekteringsorganisasjonen.

1 Innledning

Onsdag 18.2.2015, kl 06:23 ble det detektert gass i M30- prosessmodulen på Gudrun. Anlegget ble automatisk stengt ned og trykkavlastet, generell alarm ble utløst automatisk og personell mønstret iht. alarminstruks. Det var normal drift på innretningen med boring fra jackupriggen West Epsilon i forkant av hendelsen. På Gudrun var det 26 mann om bord og på West Epsilon 97. Det blåste kuling fra sørvest og dette var gunstig vindretning – da gassen i hovedsak blåste vekk fra innretningen.

Ptils reiste offshore samme dag og returnerte den 21.2.2015. Politiet ba om bistand til sin etterforskning av hydrokarbonlekkasjen og reiste ut samtidig med Ptils granskningsgruppe. Det ble foretatt åstedsbefaring i hendelsesområdet offshore. Politiet gjennomførte avhør, med bistand fra Ptil, av involvert personell offshore.

Mandatet for Ptils gransking:

- a. *Klarlegge hendelsens omfang og forløp, med vektlegging av sikkerhetsmessige, arbeidsmiljømessige og beredskapsmessige forhold.*
- b. *Vurdere faktiske og potensiell konsekvens*
 1. *Påført skade på menneske, materiell og miljø.*
 2. *Hendelsens potensial for skade på menneske, materiell og miljø.*
- c. *Vurdere utløsende og bakenforliggende årsaker, med vektlegging av både menneskelige, tekniske, operasjonelle og organisatoriske forhold (MTO), i et barriereperspektiv.*
- d. *Diskutere og beskrive eventuelle usikkerheter / uklarheter.*
- e. *Identifisere avvik og forbedringspunkter relatert til regelverk (og interne krav)*
- f. *Drøfte barrierer som har fungert. (Det vil si barrierer som har bidratt til å hindre en faresituasjon i å utvikle seg til en ulykke, eller barrierer som har redusert konsekvensene av en ulykke.)*
- g. *Vurdere aktørens egen granskingsrapport (vår vurdering formidles i møte eller per brev)*
- h. *Vurdere hendelsen i lys av Statoils gjennomførte forbedringsinitiativ for å redusere HC lekkasjer*
- i. *Utarbeide rapport og oversendelsesbrev (eventuelt med forslag til bruk av virkemidler) i henhold til mal.*
- j. *Anbefale - og bidra i - videre oppfølging*

I etterkant av oppholdet offshore har politiet gjennomført avhør med bistand fra Ptil, og Ptil har dessuten gjennomført en rekke intervjuer med personell fra driftsorganisasjonen og med personell fra utbyggingsprosjektet.

Det er innhentet dokumentasjon under oppholdet offshore og under granskingen på land. Det er gjort eksterne undersøkelser i forhold til:

- skader på reguleringsventil 20-LV0114 (utført av SAAS på oppdrag fra Statoil)
- materialteknisk undersøkelse av bruddet (lekkasjestedet) på 2" røret (utført av Materialteknisk laboratorium, Statoil)
- analyse for å forstå strømningsforholdene i reguleringsventilen 20-LV0114 (utført av Sintef på oppdrag fra Ptil)

Resultatene fra disse undersøkelsene ble gjort tilgjengelig for Politiet, Statoil og Ptil.

Det er benyttet MTO (menneske, teknologi og organisasjon) som metode i granskningsprosessen.

Granskingsgruppen	
Kristi Wiger	F-ProsessIntegritet (leder)
Asbjørn Ueland	F-ProsessIntegritet
Elisabeth Lootz	F-Arbeidsmiljø og organisatorisk sikkerhet
Aina Eltervåg	F-LogistikkBeredskap
Bidrag fra:	
Helene Bjelland	R-Juss og Rammevilkår
Bjarne Sandvik	F-LogistikkBeredskap (deltatt offshore)
Terje Andersen	F-Konstruksjonssikkerhet
Ole-Jacob Næss	F-Konstruksjonssikkerhet

2 Informasjon om Gudrun

Driften av Gudrun startet 7.4.2014 - mindre enn ett år før hendelsen inntraff.

Rettighetshavere i lisens PL 025 er Statoil, som er operatør (75 prosent), og Engie (tidl. GdF Suez Norge – 25 prosent). Gudrunfeltet (blokk 15/3) ligger omtrent 55 km nord for Sleipnerfeltet og karakteriseres som et høyt trykk, høy temperatur-reservoar (HPHT). Gudrun er en innretning på stålunderstell (jacket) uten eget boreanlegg og har prosessanlegg for separasjon av olje og gass. Hydrokarbonene sendes i rør til Sleipnerfeltet. Boreinnretningen West Epsilon brukes til produksjonsboring på feltet.

Gudrunfeltet ble første gang påvist i 1975. Feltet rommer om lag 184 millioner fat oljeekvivalenter. Reservoaret har høyt trykk og temperatur, noe som krever særskilt teknologi. Statoil benyttet erfaringer og teknologi fra utbyggingen av Kvitebjørn og Kristin. Plan for utvikling og drift (PUD) ble levert i 2010, og utbyggingen er den første feltutbyggingen hos Statoil på 10 år og gjennomført som et fast-track prosjekt. Dette er en arbeidsmåte som skal halvere utbyggingstiden for enkle felt på norsk sokkel. En slik standardisering er med på å få opp utbyggingstempoet, og det skaper lønnsomhet i små felt som det tidligere har vært vanskelige å gjøre lønnsomme.¹

Byggeoppdraget ble tildelt Aibel i 2010. Aibel har gjennomført ingeniørarbeid, innkjøp, bygging og sammenstilling av innretningen. Understellet er bygget i Verdal. Engineering og bygging av ulike modulene er gjennomført i Asker, Stord, Polen, Singapore og Thailand og sammenstillingen av plattformdekket ble utført i Haugesund.

Gudrundekket ble designet av Aibels engineeringsmiljø i Asker og ble videre detaljert ut hos Aibel i Singapore. Dekksmodulene (M20 og M30) ble bygd hos Aibels verft, Deeline i Laem

¹ Definisjon hentet fra TU <http://www.tu.no/petroleum/2013/04/26/fast-track-er-en-megasuksess-for-statoil>

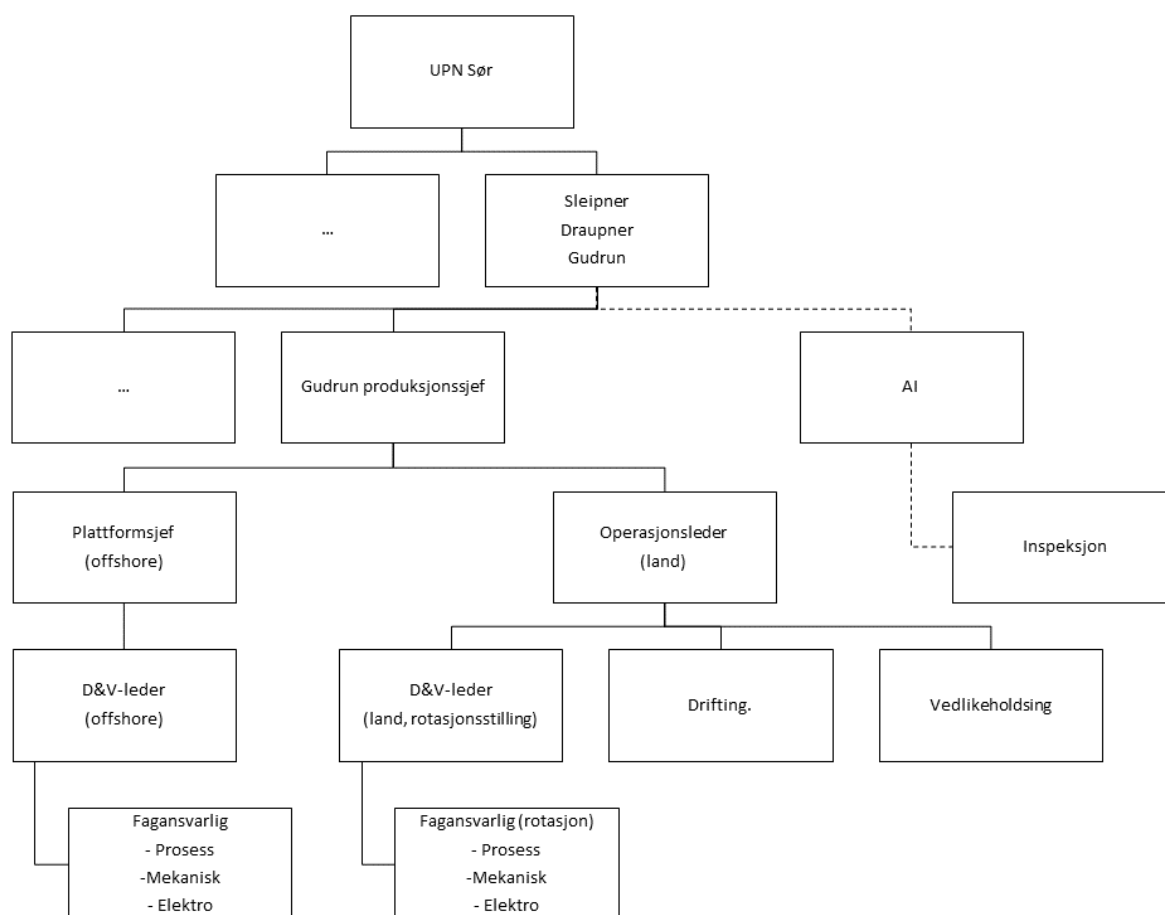
Chabang i Thailand. Dette var første utbyggingsprosjektet hvor Aibel bruker sitt eget verft i Thailand.

Byggingen av dekket startet i mai 2011. Boligkvarteret ble levert av Apply Leirvik på Stord. Dekksrammen (M10) ble satt sammen i Haugesund med dekkmoduler levert fra Polen. Plattformdekket ble ferdigstilt i 2014. Totalt har ca. 7000 personer vært involvert i prosjektet og 100 fra Aibel deltok i oppkoblingsarbeidet med innretningen til havs.

Engineeringen av rørsystem og utstyr nedstrøms 1. trinns separator, der bruddet oppstod, ble dels foretatt av Aibel i Asker og dels ved Aibels kontor i Singapore. Layout og større rør ble designet i Asker, men rør mindre enn 6", bl.a. bypasslinja der lekkasjen oppsto, ble utarbeidet i Singapore. Alle rørstøtter ble beregnet og plassert av teamet i Singapore. Valg av reguleringsventil 20-LV0114 ble gjort av Aibel i Asker i samarbeid med ventilleverandør SAAS sin avdeling i Oslo.

2.1 Om driftsmodell og organisering av Gudrun

Statoils felles driftsmodell forutsetter et tett faglig samarbeid mellom hav og land og mellom de ulike fagdisipliner. Det er blitt understreket av sentrale ledere i Gudrun at dette er en forutsetning for Statoils driftsmodell.



Figur 1: Utsnitt av organisasjonsmodell for Gudrun (sammenstilling av organisasjonskart i OMC01-004 og OMC01-005)

Gudrun driftes på samme måte som de fleste innretningene i Nordsjøen med en bemanning offshore som håndterer daglig drift og enklere korrektivt vedlikehold, med støtte fra

landorganisasjon. Gudrun var planlagt som en innretning med lav bemanning og det var et mannskap på 26 da hendelsen skjedde.

Produksjonssjefen for Gudrun har ansvar for «sikker og effektiv drift og vedlikehold». Anleggsintegritet Sleipner, Draupner, Gudrun (AI) er en støttefunksjon for denne resultatenheten og har det tekniske ansvaret for innretningen. AI skal i henhold til OMC01-004-UPN *Drift-Organisasjon, ledelse og styring* ha «hovedansvar for teknisk integritet fra ving ventil rør, eller innkommende ESV på plattform. [...] Utføre en helhetsvurdering for anleggets tekniske integritet basert på innspill fra alle bidragsytere/delansvarlige. Basert på en helhetlig vurdering av teknisk integritet, sørge for iverksettelse av nødvendige tiltak. [...] Gi nødvendig støtte til operasjonsgruppen og plattformen for å håndtere driftsforstyrrelse med behov for utvidet støtte.»

Noen av ressursene i AI er tilordnet Gudrun. I tillegg til leder AI Gudrun har følgende fagdisipliner spesiell relevans i denne hendelsen:

- Instrument som er fagansvarlig for reguleringsventiler,
- Mekanisk er fagansvarlig for rør
- Prosess er fagansvarlig for at anlegget driftes i henhold til prosessbetingelsene

Det daglige morgenmøtet hav – land kl. 08.30, ledes av OPS med Leder AI Gudrun tilstede. I møtet vil problemstillinger som er relevante tas videre av leder AI Gudrun til fagansvarlige i AI.

Operativ avdeling (OPS) støtter daglig drift av Gudrun med planlegging og praktisk tilrettelegging av arbeidspakker sendt offshore. OPS-gruppen rapporterer til Produksjonssjef.

Statoil sin spesialistkompetanse finnes i fagstigen Technology Excellence (TEX). TEX har ansvar for å gi teknisk ekspertise og teknologiske løsninger til utviklingsprosjekter, samt også teknisk støtte til driftsenhetene. Dersom en driftsavdeling ønsker støtte fra TEX, må denne bestilles. TEX har ansvar for bl.a. å utarbeide, vedlikeholde og implementeringen av Statoil sine tekniske krav (Technical Requirement – TR) og tilhørende veiledninger (Guide Line – GL). TEX får informasjon fra utbyggingsprosjekter og driftsenheter i hele Statoil-organisasjonen og sitter dermed med verdifull kunnskap og erfaringer knyttet til ulikt teknisk utstyr, deriblant reguleringsventiler og vibrasjoner. Fagekspertisen i TEX, som har et særlig ansvar for erfaringsoverføring av sikkerhetskritisk informasjon innad i Statoil, skal kontaktes av prosjekt og AI ved behov for faglig støtte.

3 Hendelsesforløpet

Design, bygging og sammenstilling av innretninger for å klargjøre dem til drift er ofte preget av stor kompleksitet med mange involverte selskap, ulike fagområder, leverandører og arbeid på ulike lokasjoner. Informasjonsdeling og faglige vurderinger må ivaretas på tvers av en rekke grensesnitt, mellom aktører, fagdisipliner, arbeid på ulike lokasjoner og rullerende skiftordning.

Beskrivelsen av hendelsesforløpet er basert på samtaler med og intervjuer av personell i Statoil, Aibel og SAAS, og gjennomgang av dokumentasjon.

3.1 Prosjektfasen

16.6.2010 Plan for utbygging og drift (PUD) godkjent i Stortinget

- 20.7.2010 Aibel blir tildelt EPC-kontrakt på Gudrun topside. Statoil har prosjektpersonell som sitter hos Aibel i Asker og bidrar med relevant teknisk og drifts-kompetanse i engineeringfasen.
- Ikke datert: 3D-modellgjennomgang av rørføring og design ble gjennomført ved 30 % og ved 60% ferdigstilling av design.
- 1.11.2010 Aibel i Asker gjennomfører HAZOP #1². Reguleringsventilene kan ikke ha vært tema da størrelse på ventilene blir fastsatt på et senere tidspunkt.
- 8.11.2010 Aibel i Asker sender forespørsel om leveranse av reguleringsventiler. Sendes til tre leverandører som alle har rammeavtale med Statoil.
- 10.11.2010 Aibel gjennomfører HAZOP #2. System 20, der reguleringsventilene skal være, ble gjennomgått men det ble ikke utført full HAZOP på dette systemet. Størrelse på reguleringsventilene blir fastsatt på et senere tidspunkt.
- 3.12.2010 Aibel mottar tilbud fra ventilleverandørene på leveransen som omfatter alle reguleringsventilene.
- 14.1.2011 Aibel ferdigstiller prosessdataark for ventil 20-LV0114 slik at ventilleverandøren (SAAS) kan foreslå valg av ventil. Petek³ i Statoil har på et tidligere tidspunkt gitt Aibel produksjonsrater og -profiler som er grunnlag for design. Aibel benytter dataene til dimensjonering av utstyr og rør i prosessanlegget.
- 26.1.2011 *Bid clarification meeting* (BCM) med prosjektavdelingen hos SAAS hos Aibel. Også relevant fagansvarlig prosjektpersonell fra Statoil deltar. Møtet gjelder leveransen av 85 reguleringsventiler. Her gjennomgås blant annet avvik mellom Statoil sine tekniske selskapskrav til ventiler (TR) og tilbudet fra SAAS.
- Feb 2011 *Sizing calculation meeting* mellom Aibel og SAAS. Dimensjonering av blant annet 20-LV0114 basert på beregningsprogram fra produsent diskuteres. Programmet varsler om «CHOCKED FLASHING»⁴ med note: “Flashing induced problems of erosion and corrosion are possible for these service conditions.” Problemstillingen diskuteres, men avsluttes på bakgrunn av kommentar fra SAAS om at programmet er konservativt. For å kunne håndtere påkjenningene som flashing medfører i ventilhuset velges det høykvalitetsmaterialer.
- 14.4.2011 Aibel bestiller reguleringsventilene for 1. trinns separator og testseparator.

² HAZOP (Hazard and Operability Study) er en strukturert gjennomgang av en planlagt eller eksisterende prosess eller operasjon, for å identifisere og evaluere problemer som kan representere risiko for personell eller utstyr, eller forhindre effektiv drift. Bli gjennomført med en multidisiplin arbeidsgruppe som bidrar med fagekspertise og erfaringer. HAZOP-metoden søker å stimulere deltakernes fantasi for å identifisere potensielle farer og operasjonelle utfordringer. HAZOP anvendes bla annet som et verktøy til å gjennomgå prosesssystemer i design- og driftsfasen.

³ Petek, Senter for PETroleumsteknologi i Statoil

⁴ Flashing skjer når væske som følge av reduksjon av trykk går over til gass. Kondensatet som strømmer ut av 1. trinns separator er i væskefase ved trykket på 124 bar. Kondensatet består av forskjellige komponenter av hydrokarboner, som hver for seg har ulikt damptrykk, dvs det trykk væsken går over i gassfase. I forbindelse med trykkfallet over ventilen, som er på hele 104 bar, vil store deler av kondensatet nå damptrykket og omdannes til gass. Denne omdanningen betegnes som flashing.

- 1.12.2011 Statoil gjennomfører Teknisk Tilstand Sikkerhet (TTS) av Gudruns prosessanlegg.⁵ Det er ikke funn i rapporten relatert til ventilen 20-LV0114 og rørføringen nedstrøms separatoreen.
- Jan 2012 Personell fra Anleggsintegritet i Statoil (AI) begynner i Statoilteamet som følger opp sammenstillingen av plattformmodulene og ferdigstillelsen.
- 7.1.2012 Prosessmodulen, som er bygget i Thailand, ankommer Aibels verft i Haugesund.
- 19.4.2012 Reguleringsventilene for 1. trinns separator og testseparator er klar for siste inspeksjon fra Aibel hos ventilleverandør i Frankrike før forsendelse til Haugesund.
- 17.7.2013 Plattformdekket skipes fra Aibels verft i Haugesund og løftes på plass på understellet neste dag.
- 19.2.2014 Statoil utgir veiledning til TR2212; GL2212 – Valve selection manual – control valves. Veiledningen er et supplement til Technical Requirement 2212 og er basert på driftserfaringer som Statoil har samlet. Veiledningen påpeker behovet for spesiell oppmerksomhet ved valg av reguleringsventiler der det forekommer krevende driftsforhold. I GL2212 nevnes 10 forhold som kjennetegn på kritiske driftsforhold. 8 av disse er relevante på Gudrun: «Flashing, Cavitation, High noise, High pressure drop, High velocity / kinetic energy, Erosion, High/low temperature and High rangeability».

Det er ingen funn som bekrefter at ventilvalgene som var foretatt på Gudrun i ettertid er blitt sjekket mot veiledningen.

- 7.4.2014 Overlevering av Gudrun fra Prosjekt til Drift.

3.2 Driftsfase forut for 18.2.2015

- 7.4.2014 Oppstart av produksjon på Gudrun
- 11.11.2014 Brønn A-07 startes opp. I den påfølgende perioden registreres det tidvis kraftige vibrasjoner i rørsystemet nedstrøms 1. trinns separator. De kraftige vibrasjonene som registreres ved hendelser skyldes at positioner er løsnet. Dette fører til at reguleringen ikke er under kontroll og ventilen jager.
- 25.11.2014 Produksjon stanses som følge av feil med reguleringsventil 20-LV0314 nedstrøms testseparator. Dette registreres i SAP som en driftsforstyrrelse.
- Uke 49 2014 Inspektør er offshore på vegne av AI Statisk Mekanisk for å følge opp vibrasjoner omkring gasskompressor, noe som gjøres i etterkant av at nye brønner er fasett inn og totalproduksjonen øker. Gasskompressoren er ikke plassert i nærheten av separatoreen.

⁵ TTS (Teknisk Tilstand Sikkerhet) er et Statoil-verktøy og er en gjennomgang og vurdering av teknisk tilstand av sikkerhetssystemer. En TTS-gjennomgang er basert på en sjekklister som er utarbeidet på bakgrunn av "TR 1055 – Performance standards for safety systems and barriers" og omfatter i utgangspunktet ikke vurderinger av om driftsrelaterte systemer kan gi sikkerhetsmessige utfordringer.

Fagansvarlig Prosess har personlig erfaring med at vibrasjoner kan resultere i brudd. Han varslers muntlig til inspektør om bekymring omkring periodevis kraftige vibrasjoner i rørsystemet nedstrøms 1. trinns separator etter at produksjonen har økt. Inspektør sjekker for lavfrekvent bevegelse, noe som kan føre til utmatting - og konkluderer med at vibrasjonene ikke er kritiske. Det registreres jobb i SAP med røret nedstrøms ventilen som functional location.

I arbeidsordre M3 43892631 er det beskrevet videre tiltak:

- AI må vurdere integriteten til røret basert på inspeksjonen og nærmere vurdere behovet for en oppfølgende inspeksjon.
- Røret følges opp med inspeksjon i 2015. Egen arbeidsordre for dette er generert.

DNV er engasjert av Fagansvarlig Mekanisk fra AI for å følge opp vibrasjoner knyttet til gasskompresjon, men skal også se på rørsystemet nedstrøms 1. trinns separator. Denne inspeksjonen skal være planlagt våren 2015, når Gudrun har kommet i full produksjon.

Det foreligger ikke informasjon eller dokumentasjon som viser at AI har vurdert dette i forhold til tidligere registreringer av ventilfeil og vibrasjoner.

14.12.2014 Produksjonen på Gudrun stanses. Ustabil produksjon på Gudrun på grunn av løs positioner påvirker produksjonen på Sleipner. Sleipner får problemer med produksjonen og vannproduksjon, og ber om at produksjonen på Gudrun stanses.

Vi kjenner ikke til om det ble observert vibrasjoner i forbindelse med de ustabile driftsforholdene, som i denne forbindelse skyldes løs positioner.

Mekaniker på Gudrun identifiserer problemer med reguleringsventil 20-LV0114 og korrigerer ved å stramme skruer på koblingsarmen mellom ventil og positioner. D&V-leder på Gudrun skriver notifikasjon M5 43899614 (i SAP): «PGA en del hendelser på reguleringsventiler er det nødvendig å få med følgende tekst i vedlikeholdsprogrammet for reguleringsventiler. "Sjekk koblingsarmen mellom ventil og positioner nøye. Se etter løse skruer og skader."».

Hendelsen diskuteres på morgenmøte neste dag og problemstillingen bearbejdes i arbeidsmøte i AI. Fagansvarlig AI tar kontakt med fagpersonell om bord for videre avklaringer.

24.1.2015 Produksjonen på Gudrun stanses som følge av planlagt tungløft.

25.1.2015 Ved oppstart etter tungløft, erfares kraftige rystelser, støy og kraftige vibrasjoner i prosessanlegget. Koblingsarm mellom ventil og positioner på reguleringsventil 20-LV0114 er løsnet og vridd ut av posisjon. Ventilen jager mellom lukket og åpen posisjon. Dette korrigeres og produksjonen forsøkes startet opp igjen, men det merkes at det var mye energi i ventilen og produksjonen må stanses pga. problemer med ventilen.

Ventil åpnes for inspeksjon. Arbeidsordre i SAP viser at det er gjennomført A-standard for selve reparasjonsjobben⁶. Arbeidet gjennomføres av driftspersonellet på Gudrun. Det konstateres feil på pakningsringen på stempelet. Dette forstås som årsak til problemene. Slitte og ødelagte deler byttes ut. Det installeres guide på ventilspindelen (stem) for å hindre vridning.

Arbeid med åpning av ventil, feil som ble funnet og ferdig utført reparasjon ble dokumentert skriftlig i SAP med foto og via epost av utførende driftspersonell.

Produksjonen blir så startet opp natt til 26.1.2015. Det er ikke dokumentert at det ble gjort en samlet vurdering av plattformledelsen vedrørende årsaken til de kraftige vibrasjonene forut for oppstart av produksjon. OPS gruppen og AI blir først orientert om reparasjonen mandag morgen 26.1.2015.

26.1.2015 Mandag morgenmøte mellom plattformledelse og operasjonsgruppen på land. Driftspersonell Gudrun informerer om reparasjonen som ble utført søndag 25.1.2015 og om støy og vibrasjoner i tilknytning til ventilen.

Leder AI Gudrun involverer relevant personell i AI for videre oppfølging av reguleringsventil 20-LV0114. Det er ikke dokumentert at det er gjort noen vurderinger om vibrasjonene som anlegget var blitt utsatt for kunne føre til alvorlige hendelser, storulykke, hverken av plattformledelsen, av OPS-gruppen på land eller av AI. Det er ikke dokumentert om den planlagte inspeksjonen fra DNV våren 2015 ble vurdert flyttet frem i tid som følge av hendelsen.

Statoils TTS-team reiser ut til Gudrun for å verifisere ytelsesstandarden PS 1 «Containment». Denne ytelsesstandarden har fokus på å oppdage forhold som kan føre til lekkasjer fra prosessanlegget, spesielt i forhold til fleksible tilkoblinger og mekaniske sammenkoblinger. Videre skal sammenkoblinger og rør være designet for å kunne motstå vibrasjoner. Denne gjennomgangen foregår i perioden 26.-30.1.2015.

Fagansvarlig Mekanisk fra AI, som er med i TTS-teamet, blir informert av en bekymret driftsoperatør om kraftige vibrasjoner og oppførselen til reguleringsventilen, slik det ble observert dagen før i forbindelse med havariet. De går sammen ut i felt og ser på rørlinje og support. Det ble gjort et funn på support som resulterte i M2 43942335 «Rør hviler ikke på support». Det er bekreftet senere at denne feilen ble utbedret.

Bekymring uttrykt av driftsoperatør vedrørende kraftige vibrasjoner tas ikke videre i TTS-gjennomgangen. I gjennomgangen vurderes et annet rørsegment. Vibrasjonene vurderes dermed heller ikke som et forhold som kan føre til en svekkelse av integriteten til containment og blir heller ikke tatt inn i TTS-vurderingene.

⁶ I henhold til Statoils egne krav i Statoilboken skal det i forbindelse med arbeidsoperasjoner alltid gjennomføres en A-standard. 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.

27.1.2015 Videomøte gjennomføres med plattformsjef, fagansvarlige på innretningen, AI ved Fagansvarlig Mekanisk og Fagansvarlig Instrumentering og SAAS (driftsmiljøet i Bergen) for å diskutere allerede utført reparasjon av reguleringsventil 20-LV0114, og vurdere om det er forsvarlig å opprettholde produksjonen.

I oppsummeringen fra møtet kommer det fram at ventilen har sviktet to ganger ved oppstart etter trykkavlastet anlegg. Man antar at dette skyldes vibrasjoner som genereres av turbulent gass under setet som oppstår som følge av trykkfallet på ca. 105 bar over ventilen. Disse vibrasjonene antas å ha forårsaket at positioner har løsnet og at dette har ført til at ventilen har jaget mellom lukket og åpen posisjon.

SAAS anbefaler å snu ventilen og at aktuator byttes til en kraftigere type. Dette skal gjøres i mars 2015 i forbindelse med en planlagt stans. I møtet blir det vurdert at det er akseptabelt å operere den reparerte ventilen slik den står fram til denne stansen. Det er ikke avklart om kvalitet på og arbeidet utført på ventil 20-LV0114 ble gjennomgått i møtet. Leveringstid for aktuator gjør at endringen ikke gjøres umiddelbart.

I instruksjon om nærvisuell inspeksjon i Synergi 1429529, tiltak 2, er det beskrevet hvordan ventilen skal følges opp. Det skal utføres nærvisuell inspeksjon og sjekkes at klaring til guide ikke endrer seg, at ventilen regulerer jevnt og at det ikke er lekkasjer. I møtet konkluderes det med at ventil må følges nøye når det er endringer i produksjonen og ved opp- og nedkjøring.

Det er ikke dokumentert at AI i dette møtet gjorde noen vurderinger vedrørende vibrasjonene og tilhørende risiko som dette kan påføre prosessanlegget. Med tiltakene som er beskrevet i notifikasjon velger Statoil å opprettholde produksjonen. Det kom fram i intervju at løsningen og beslutningen ikke blir diskutert med annen ledelse eller øvrig fagekspertise i Statoil.

27.1.2015 AI Mekanisk og Inspektør gikk rundt i anlegget tirsdag kveld for å dokumentere ev. vibrasjoner, etter at reparasjonen var utført og produksjonen var startet opp.

28.1.2015 D&V-leder oppgir at det var mye vibrasjoner i anlegget, og ønsket at støy og vibrasjon forut for denne hendelsen skulle bli dokumentert. Derfor skrives Synergi 1429529. Denne inneholder oppsummering fra møtet 27.1.2015 med aksjoner og operasjonelle tiltak. Operasjonelle tiltak er å følge opp jevnlig med nærvisuell kontroll, spesielt ved endringer i flow/oppkjøring/nedkjøring etc. Sjekk at klaring til guide ikke endrer seg, at ventilen regulerer jevnt og at det ikke er lekkasjer.

1.2.2015 Aksjonspunktet i Synergi angående operasjonelle tiltak for å fange opp at svikten av reguleringsventil 20-LV0114 ikke skjer igjen, blir lukket. Det er ikke dokumentert hvordan de operasjonelle tiltakene blir kommunisert og formidlet ved neste mannskapsbytte.

12.2.2015 Tilstandsovervåkning av reguleringsventiler på Gudrun fra Statoil sitt TK-senter startes. Reguleringsventilen 20-LV0114 for væsknivå i 1. trinns separator sies å ha god helse i perioden 12.-18.2 2015, ifølge Statoil sin granskningsrapport.

3.3 Hendelsen 18.2.2015

Tidspunkt angitt med sekund er basert på informasjon fra opptak av CCTV og alarmlogg.

- 06:21:37 Opptak av CCTV viser kraftige vibrasjoner i prosessanlegget. Personellet i kontrollrommet sammenligner disse med ankomst av helikopter - men det er ikke ventet noe helikopter på det tidspunktet. De sjekker tilstand på større roterende maskiner, men finner ikke forhold som kan forklare vibrasjonene. Vibrasjonene merkes også av annet personell ombord.
- 06:21:51 Sikring P-82-EL55_040 for varmekabler løser ut. Varsles i kontrollrom som «Mindre kritisk alarm».
- 06:22:48 Etter ca. ett minutt opphører vibrasjonene.
- 06:23:17 Vibrasjoner begynner igjen.
- 06:23:36 Utslipp av hydrokarboner kan observeres på CCTV-opptak.
- 06:23:39 Alarm i kontrollrommet. Gassdeteksjonssystemet melder gass i M30-prosessmodul, detektor P-DG-M30-LG049R.
- 06:23:45 6 sekund senere går neste detektor, P-DG-M30-LG059, i alarm. Nødavstengningssystemet initierer automatisk nedstengning av anlegget med trykkavlastning og deluge (NAS 2). Generell alarm blir utløst automatisk.
- 06:23:54 Nødavstengningssystemet utløser nedstengning av normal kraftforsyning (NAS 1) som følge av deluge over livbåtstasjon.
- 06:24:38 17 gassdetektorer er gått i alarm, 11 av disse på moduldekket og 6 på øvre mezzanindekk. Det blåser kuling (40 knop) fra sørvest og de fleste av de aktiverte detektorene er nordøst fra lekkasjepunktet.
- 06:26 1. linje beredskap på Gudrun mønstrer. Beredskapsledelsen består av plattformsjef (beredskapsleder), drifts- og vedlikeholdsleder (aksjonsleder), forpleiningssjef (evakueringsleder) og elektriker (loggfører).
- 06:30 1. linje beredskap på Gudrun varsler hovedredningsentralen, HRS.
- 06:34 POB-kontroll, 26 personer på Gudrun bekreftet ok.
- 06:35 2. linje beredskap (Statoil land) blir varslet.
- 06:39 POB-kontroll West Epsilon, 97 personer bekreftet ok.
- 06:57 Ptil beredskapsvakt varsles pr. telefon.
- 07:00 Anlegget er trykkløst.
- 07:20 West Epsilon blir varslet om at årsaken til hendelsen er brudd på rør i prosessanlegget. Plattformpersonell sjekker for ev. utslipp til sjø. Det observeres ikke noe utslipp.

- 08:10 Fagpersonellet om bord melder at lekkasjen er tettet med gummipakning og klemme. Dette hindrer ytterligere avdamping. Benytter åndedrettsvern når denne jobben gjøres.
- 08:25 1. linje beredskap melder at situasjon er avklart. Det er gjort rede for alt personell, ingen observasjon av utslipp til sjø og lekkasjepunktet er midlertidig tettet.
- 28.2.2015 Rørdeler mottas hos Statoil Rotvoll for undersøkelse av bruddflate.
- 28.2.2015 Reguleringsventilene 20-LV0114 og 20-LV0314, samt stengeventilene nedstrøms 1. trinns separator ankommer SAAS i Bergen, og 20-LV0114 blir åpnet. Ptil og politiet bevitner gjennomgangen.

3.4 Funn som kan ha relevans i forhold til hendelsen 18.2.2015

3.4.1 Innmat i separator

Ved reparasjonen 25.1.2015 ble det oppdaget skruer, inne i ventil 20-LV0114, som ble fjernet. Da denne ventilen ble undersøkt hos SAAS i Bergen, 28.2.2015, var det på nytt skruer inne i ventilen. Da Statoil gjorde innvendig inspeksjon av separatorene etter hendelsen, ble det konstatert at skruer og muttere kom fra innvendige deler i separatorene. Det antas at disse er løsnet som en følge av vibrasjoner i prosessanlegget.

3.4.2 Avsaltingsmikser

I forbindelse med presentasjonen av Statoil sin granskningsrapport, 19.5.2015, ble Ptil kjent med at det var en del innvendige skader på avsaltingsmikseren. Denne er plassert nedstrøms reguleringsventil 20-LV0114, før innløpet på 2. trinns separator. Skadene ble oppdaget da Statoil undersøkte om det var ytterligere skader på rørsystemene ut over selve bruddet. Også disse skadene antas å være forårsaket av vibrasjoner i prosessanlegget.

3.4.3 Helidekk

Ptil sin gransking har ikke undersøkt om sprekker på Gudruns helikopterdekk 9.3.2015 kan være påvirket av vibrasjonene som var i prosessanlegget 18.2 2015. I Statoil sin granskningsrapport om helikopterdekket framgår det at de ikke har avdekket noen slik sammenheng.

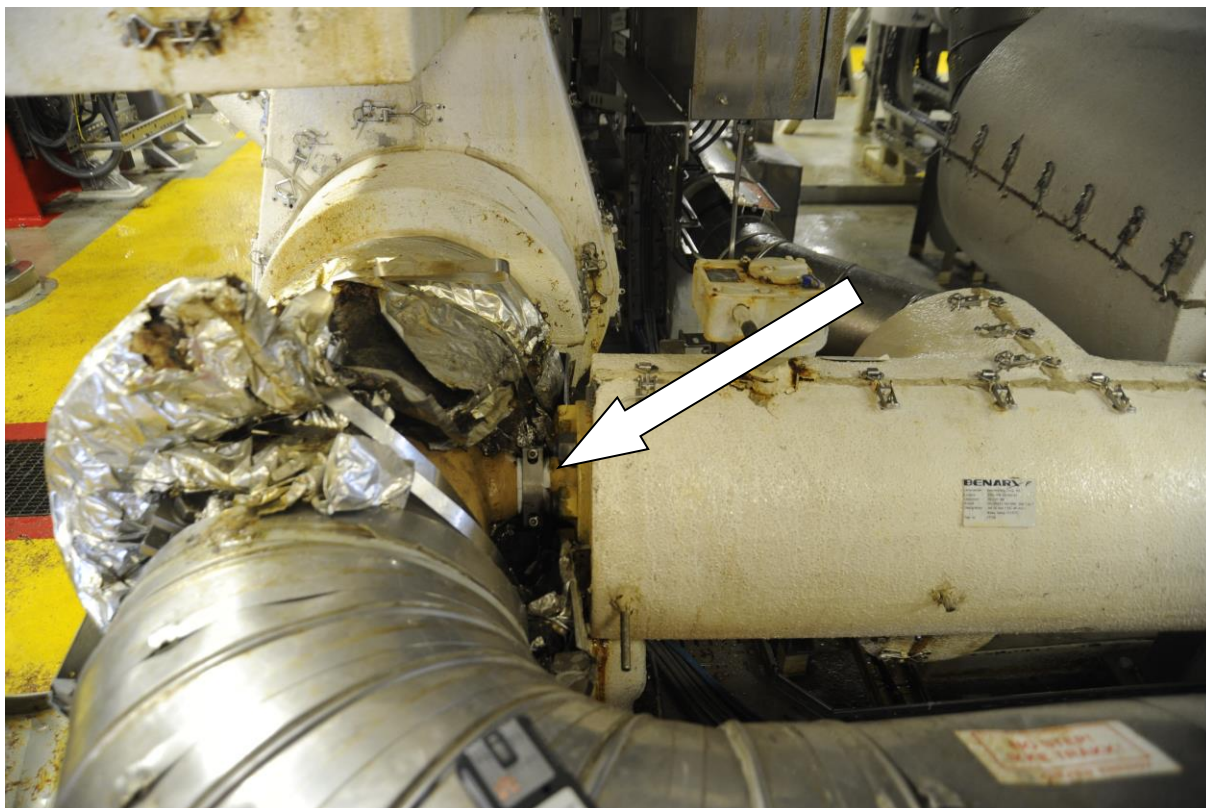
3.5 Undersøkelser

3.5.1 Undersøkelse på åstedet

Da situasjonen etter hendelsen var normalisert og anlegget trykkløst, gikk Statoilpersonell inn i prosessmodulen i området M30. Det ble observert store mengder søl/voks på golv og på utstyr og struktur. Dette til tross for at deluge hadde pågått under hele hendelsen. Separatoren inneholdt fremdeles kondensat og det kom derfor varm kondensat/damp fra bruddstedet på grunn av høydeforskjellen mellom nivået i separatoren og rørbruddet. Statoil personell besluttet å tette igjen bruddet, for å unngå ytterligere lekkasje og avdamping. Bruddet ble tettet med en pakning og et klammer.

Da Ptil og Politiet kom til Gudrun på ettermiddagen var skadestedet sikret og bruddet tettet. Tetningen ble først fjernet etter at anlegget var tømt for hydrokarboner flere dager seinere. Ptil fikk derfor ikke observert selve bruddstedet.

Ptil utførte egne observasjoner på skadestedet og som en del av politiets arbeid foretok deres tekniker undersøkelser om bord på Gudrun i form av fotografier og skisser på stedet.



Figur 2: Skadestedet. Bruddstedet (markert med pil) er tettet med gummipakning og klammer. Isolasjonen ble blåst bort som følge av lekkasjen. (Foto: Politiet)

3.5.2 Undersøkelse av ventiler

Reguleringsventilene 20-LV0114 og 20-LV0314, samt stengeventilene nedstrøms 1. trinns separator, ankom SAAS i Bergen, 28.2.2015, og 20-LV0114 ble åpnet. Ptil og politiet bevitnet gjennomgangen.



Figur 3: Reguleringsventil 20-LV0114 (rød). Dekselet nede til høyre ble bøyd opp som følge av lekkasjen og ble tatt av for å gi tilkomst for å kunne tette lekkasjen. (Foto: Politiet)

3.5.3 Undersøkelse av bruddflate

Rørdeler ble mottatt 28.2.2015 hos Statoil Rotvoll for undersøkelse av bruddflate. Ptil var ikke tilstede under disse undersøkelsene, men var med på presentasjonen av analysen som ble avholdt i Statoil sine lokaler i Stavanger.



Figur 4: Bruddet (Foto fra Statoils materialtekniske undersøkelse)

3.5.4 Evaluering av strømningsforhold i reguleringsventil 20-LV0114

Som en del av sin interne gransking har Statoil fått utført en egen evaluering av de strømningsinduserte vibrasjonene i rørsystemet rundt reguleringsventil 20-LV0114. Ptil har imidlertid sett behov for å få utarbeidet en separat og uavhengig analyse av de driftsforholdene som ventilen opplevde i forkant av hendelsen 18.2.2015. Rapporten vektlegger

utfordringer og mangel på kunnskap og forståelse for fysikken i flerfasestrømning relatert til kontrollventiler.

Studie av strømningsforhold i ventil

Sintef sin avdeling for materialer og kjemi ble tildelt oppdraget med å analysere ventil og design for strømningsrelaterte forhold. Målsetningen med oppdraget var å få belyst mulige årsaker til de vibrasjonene som var utløsende for hendelsen.

Rapporten påpeker innledningsvis at skadene på ventilen skyldes vibrasjoner og at det er vanskelig å se andre årsaker enn at disse er forårsaket av strømningsforholdene. Rapporten beskriver og diskuterer forholdene inne i kontrollventilen, samt forholdene oppstrøms og nedstrøms ventilen. Den vektlegger utfordringer knyttet til kunnskap og forståelse for fysikken i flerfasestrømning relatert til kontrollventiler. Sintefs analyse sjekker designet opp mot kjente designregler og beste praksis, og finner blant annet at strømningshastighetene er høye. I tidspunktet rundt hendelsen er hastigheten rett nedstrøms ventilen beregnet til å være ca. 100 m/s. Dersom en beregner maksimal hastighet for flerfase strømning som angitt i NORSOK P-001 standard, vil denne være 16 m/s dersom en regner en tetthet på 123 kg/m^3 , som er estimert tetthet for væsken/mediet nedstrøms ventilen. De beregnede hastigheter gjelder lokalt ut av ventilen for det tverrsnittet som er 4".

Rapporten diskuterer videre hvilke fenomener som kan gjøre seg gjeldene ved strømning med flerfase og hvor en i tillegg opererer med høye trykkfall over ventilen, slik som tilfellet er på Gudrun:

In any case, these phenomena are very complex, involving multicomponent boiling and de-gassing. On top of this the sound velocity in a multiphase system may be very low and locally vary strongly. This will allow for evolution of shock waves which are driven by the vaporization-condensation process, interacting with pressure waves travelling downstream and being reflected at downstream bends, junctions and valves. To our knowledge no method has been developed which can simulate the flow and physics taking place under such conditions. The literature on this subject is very limited.

Fysiske forhold som mulig kavitasjon, lav lydshastighet, krefter i ventilen og ustabiliteter i multifasestrømning belyses og diskuteres i rapporten. Sintef oppsummerer med følgende:

- *Downsizing valves may increase the risk of vibrations*
- *The flow directions for worst case should be used if there is any risk for vibrations (dvs snu ventilen)*
- *The standard for LOF (Likelihood of Failure Parameter) should be applied, but improvement must be considered*
- *Staged pressure reduction is highly recommended*
- *More fundamental knowledge of the physical phenomena, taking place during the Gudrun event, should be obtained*

Rapporten konkluderer med at et trykkfall på mer enn 100 bar over en og samme ventil vil være svært krevende. Det er kjent i industrien at innmat i ventiler kan forårsake ekstreme vibrasjoner, likevel er ikke årsakene til dette tilstrekkelig kjent. Lav lydshastighet, ikke-likevekt i faseoverganger og trykkfluktuasjoner kan resultere i fenomener og sammenhenger som ikke er tilstrekkelig forstått i næringen.

Sett i lys av disse fenomenene synes ventilen å være underdimensjonert. Videre påpekes det at strømningsretningen gjennom ventilen burde gått motsatt vei for bedre å håndtere kreftene som oppstår.

4 Hendelsens faktiske og potensielle konsekvenser

4.1 Faktisk konsekvens

Konsekvenser:

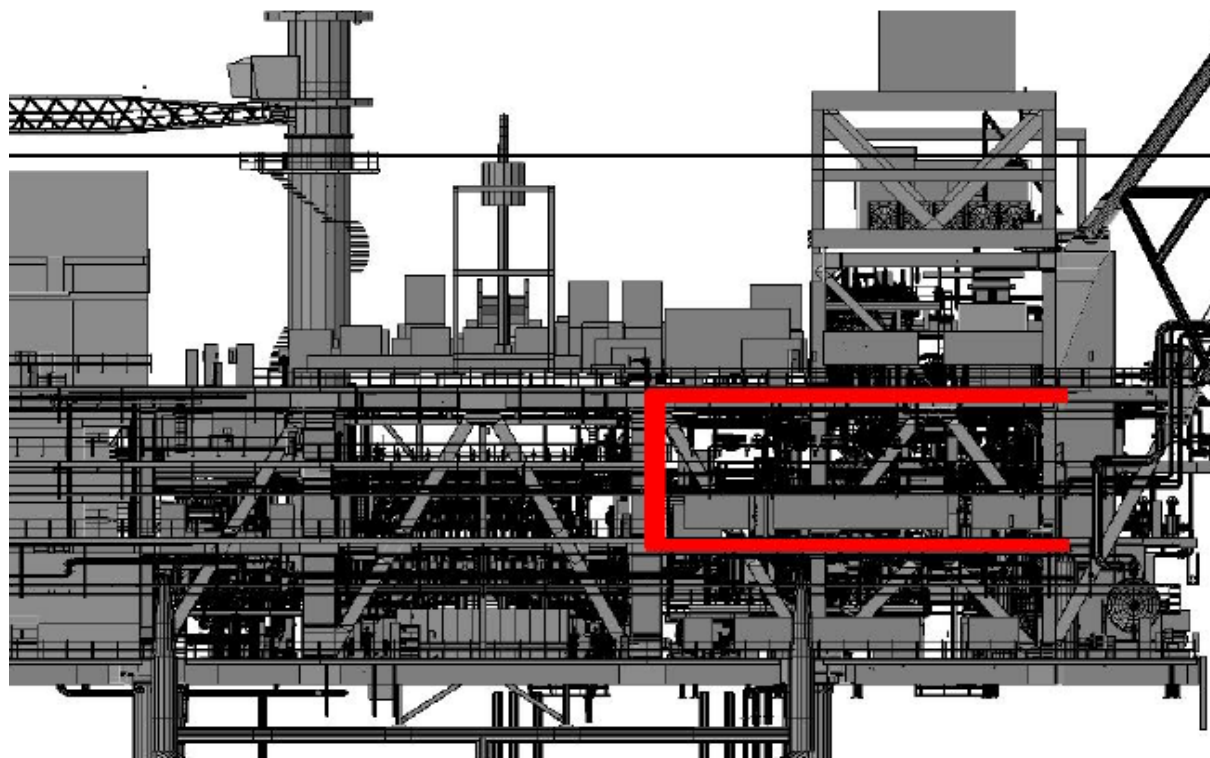
- Rørbrudd i et 2" rør i bypasslinje nedstrøms 1. trinns separator
- Ødelagt aktuator på reguleringsventil 20-LV0114
- Utslipp til sjø er estimert til ca. 1 m³
- Utslipp av store mengder HC-gass (ikke estimert noe volum)
- Produksjonen helt nedstengt i 23 dager

Det var ikke personell i området da hendelsen inntraff.

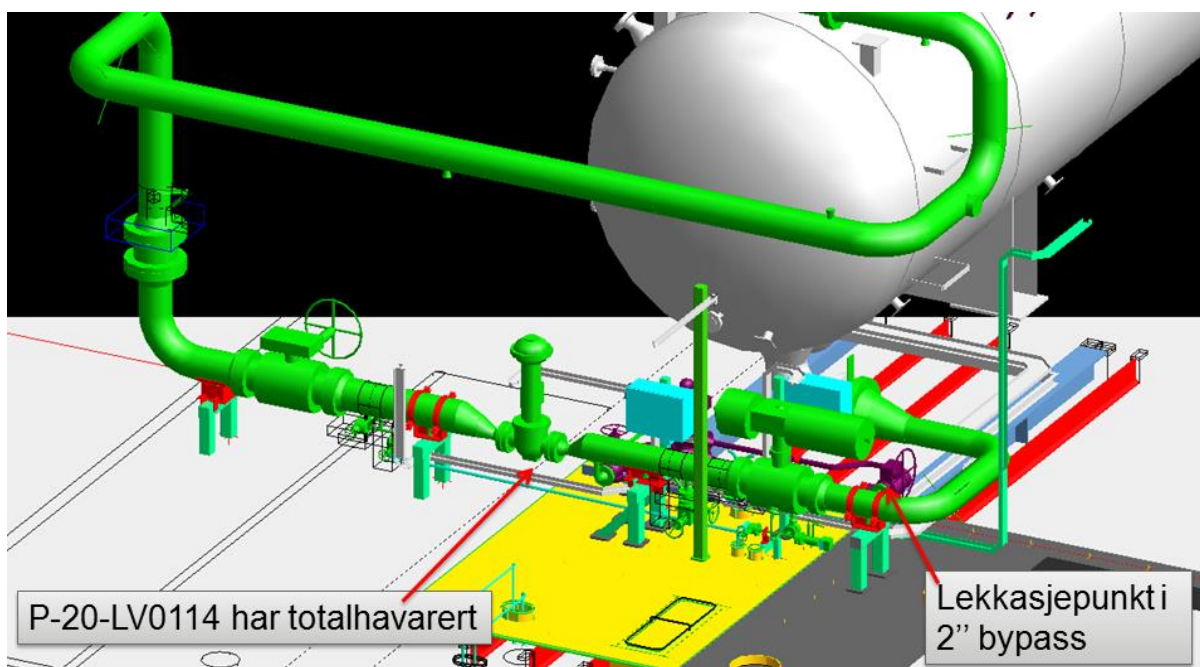
Det var kraftige vibrasjoner i anlegget og aktuatoren på reguleringsventil 20-LV0114 var ødelagt. Det ble også observert et ventilratt på gulvet. Dette var løsnet fra ventil 20-CW199.

Lekkasjen av kondensat ble detektert kl.06:23:39, 18.2.2015. Varmt kondensat under høyt trykk, 90-100 °C og 124 bar, strømmet ut gjennom et brudd i et 2" rør i bypasslinje nedstrøms 1. trinns separator. Bruddflaten omfattet 90% av rørdiameteren og utslippet ble derfor begrenset i forhold til et fullt brudd.

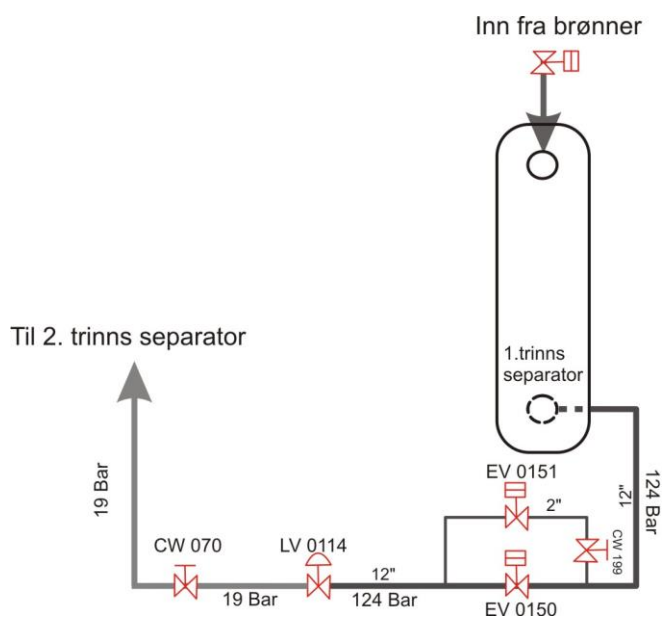
Som følge av trykkfallet blir det frigitt store mengder gass og i løpet av et minutt ble det detektert gass i store deler av modul M30.



Figur 5: Layout, sett mot nord (Illustrasjon: Aibel)



Figur 6: Rørføring nedstrøms 1. trinns separator (Illustrasjon: Aibel 3D-modell)



Figur 7: Skisse av væskeutløp fra separator (Illustrasjon: Politiet)

Lekkasjeraten er beregnet til maksimalt 8 kg/s. Utslippet varte i underkant av to timer. Det totale utslippet ble kalkulert til 2800 kg / 4 m³ kondensat. Dette innebærer at utslippet på Gudrun vurderes å være blant de større HC-utslippene som er registrert på norsk sokkel de siste 10 årene. Kondensatutslipp representerer en vesentlig større risiko for eksplosjon enn en oljelekkasje.

Kondensatet inneholdt en del tyngre, tungtflytende hydrokarboner som voks og en del av dette var fortsatt tilstede på utstyr, dørk og struktur selv etter langvarig deluge. Det er estimert et utslipp av hydrokarboner til sjø på ca. 1 m³. Dette underbygges av at samlerøret til oppsamlingstanken 56-TB01 for åpen drenering ble overfylt.

Etter hendelsen var produksjonen fra innretningen helt nedstengt i 23 dager. Det ble så startet produksjon over testseparatoren. Produksjon gjennom hovedseparator startet 1.4.2015 med trinnvis økning opp til full produksjon i løpet av to uker.

4.2 Potensiell konsekvens

Ved marginalt endrede omstendigheter kunne hendelsen resultert i en storulykke med tap av liv og store materielle skader og konsekvenser for marint miljø. Kondensatutslipp representerer en vesentlig større risiko for eksplosjon enn en oljelekkasje. Det er ikke avdekket noen spesielle aksjoner eller driftsforhold som var direkte utløsende for hendelsen.

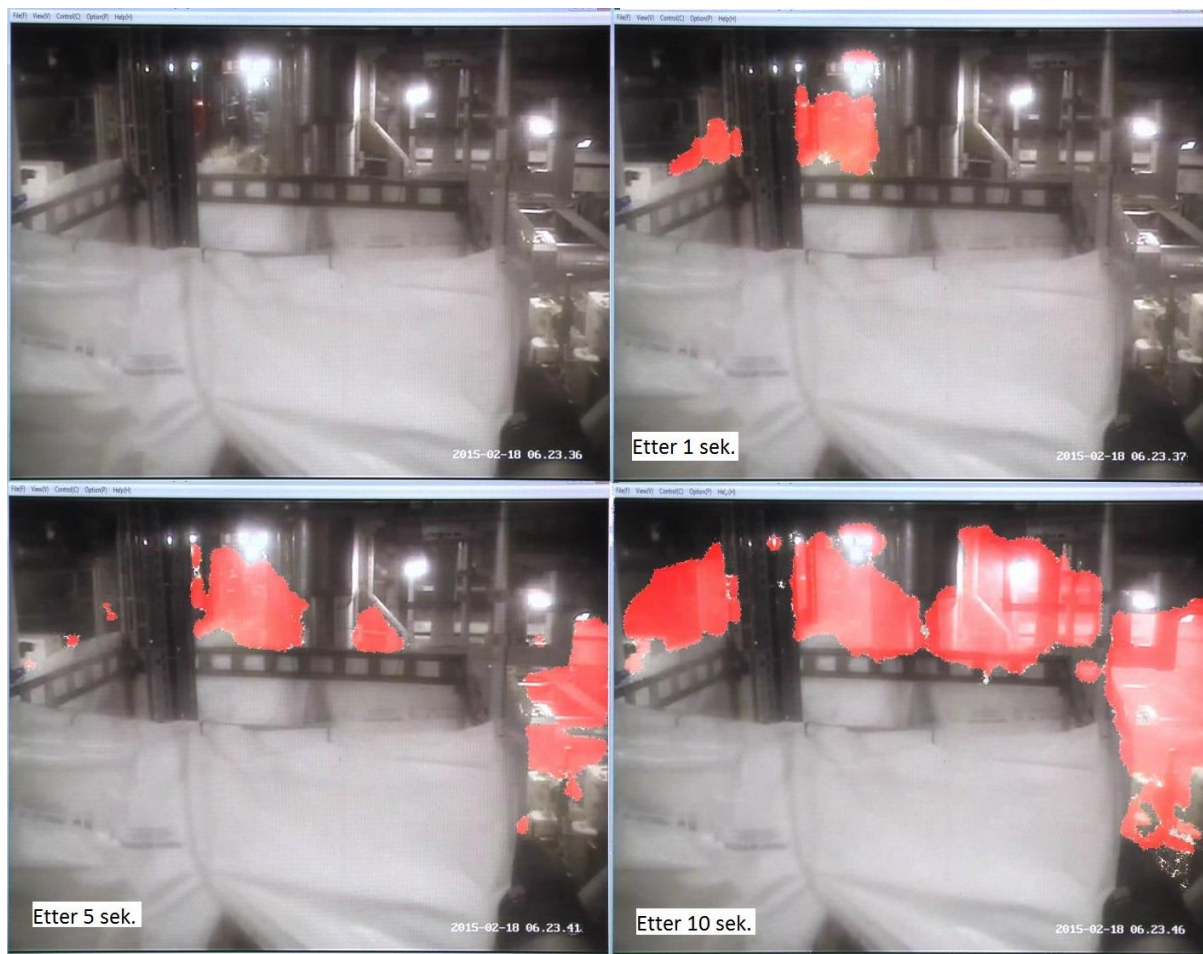
4.2.1 Tidspunktet

Tidspunktet for hendelsen kan vurderes å være tilfeldig og hendelsen kunne like gjerne skjedd på en annen tid på døgnet og med personell i nærheten. Personellet som jobbet natt var inne i boligmodulen og forberedte skiftavløsning. De var imidlertid på vei ut i anlegget for å forsøke å finne ut hva som var årsaken til vibrasjonene.

4.2.2 Personell

Dersom hendelsen hadde skjedd på et annet tidspunkt, kunne det ha vært personell i nærheten som ville forsøkt å undersøke hvor vibrasjonene kom fra. Gassen spredde seg raskt og i løpet av 1 minutt ble det detektert gass over mesteparten av prosessanlegget, modul M30. Det ble ikke detektert gass i andre moduler på innretningen. I høy konsentrasjon kan gass virke narkotisk og kan føre til bevisstløshet og død. Allerede ved den konsentrasjonen som gassdetektorene ga initial alarm ved (20% LEL) var konsentrasjonen tre ganger høyere enn nivået der den er akutt giftig. Det ville da være potensial for dødsfall for personell som var i området.

Etter hendelsen har Statoil observert kondensat i en dreneringsboks i rømningstunnelen. Dette innebærer at rømningstunnelen på et tidspunkt kan ha hatt noe gass og slik ikke vært tjenlig til rømning. Det ble ikke detektert gass i tunnelen.



Figur 8: Opptak fra CCTV viser området der lekkasjen oppstod. Selve lekkasjestedet er omtrent i venstre kant midt på bildet, skjult bak presenningen. Bildene med røde skyer er bearbejdet i Photoshop for å tydeliggjøre hvor det er synlige forandringer som følge av lekkasjen. Bildene er 1, 5 og 10 sek etter første synlige observasjon av gass/kondensat. (CCTV-opptak: Statoil)

4.2.3 Lekkasjevolum

Den initiale lekkasjeraten under hendelsen, hvor det var brudd på ca 90% av røromkretsen, er estimert til å være opp mot 8 kg/sek. Ca. 4 m³ kondensat lekket ut.

Dersom det hadde blitt fullt rørbrudd er den initiale lekkasjeraten estimert til 140 kg/s og alt kondensatet, i størrelsesorden 20-30 m³, ville lekket ut i løpet av ca. fire minutt.

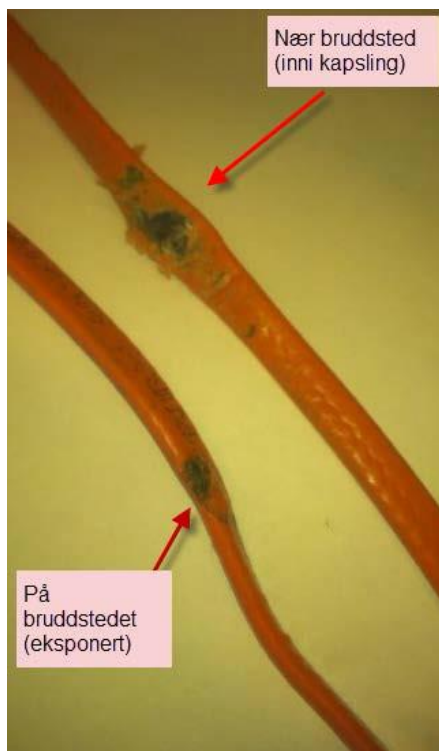
I Statoil sin granskningsrapport påpekes det at det er tilfeldig at bruddet ikke utviklet seg til fullt rørbrudd men ble begrenset til 90% av omkretsen av røret.

4.2.4 Antenning

I Statoil sin granskningsrapport påpekes det at det er registrert to skader på varmekabelen som var på 2" røret der lekkasjen oppsto. Disse er trolig oppstått som følge av vibrasjonene i rørsystemet. Videre blir det påpekt at kabelen ikke er beskyttet i henhold til Statoil sine tekniske krav.

Varmekabelen er beskyttet med jordfeilvern. Skadene på kabelen førte til jordfeil og vernet koblet automatisk ut strømmen. Dette skjedde ca. 90 sekund før lekkasjen begynte. Dette tidspunktet sammenfaller med den første videoobservasjonen av vibrasjoner. Det er ikke

usannsynlig at dette like gjerne kunne skjedd når vibrasjonene starter på ny og da kunne det være en viss risiko for tenndyktig gnist sammen med at gass er tilstede.



Figur 9: Skader på varmekabel. (Foto fra Statoils granskningsrapport)

Tennkildeutkobling av samtlige varmekabler ble foretatt som følge av deteksjon av gass og dette skjedde 4 sekund etter at lekkasjen oppstod.

Videre medførte lekkasjen at isolasjon og metallplatene utenpå denne ble flerret av. Potensialet for tenndyktig gnist ved dette er ikke undersøkt. En antenning av gassen med påfølgende brann ville resultert i omfattende skader i modul M30, men det framgår av dokumentasjon fra Statoil sin granskningsrapport at integriteten til hovedstruktur og brannskiller til tilgrensende moduler ville bli ivaretatt.

Ved en kondensatlekkasje frigjøres store mengder gass på kort tid (1 l kondensat gir ca. 900 l gass) som hurtig spres over hele modulen. En eksplosjon ville trolig gitt en lokal eksplosjonslast som er over designlast, men den globale integriteten til skillene er ikke truet. Ved fullt rørbrudd ville en antenning ha resultert i en kraftig flashbrann med store flammevolumer med potensial for spredning til andre moduler. Dette ville gitt kritiske varmelaster og strålingsflukser for personell i uteområder. Dette framkommer i Statoil sin granskningsrapport.

4.2.5 Værforhold

Det var kuling fra sørvest ved hendelsen. Dette sørget for at gassen i hovedsak blåste vekk fra innretningen. Boreinnretningen samt utstyr på dekk har medført noe turbulente forhold. Andre værforhold kunne medført en større gassky med økt potensial for antenning.

5 Direkte og bakenforliggende årsaker

5.1 Direkte årsaker

Den direkte årsaken til hendelsen er brudd i 2" rør i bypasslinje for ESD-ventil på væskeutløpet fra 1. trinns separator som følge av kraftige vibrasjoner i rørsystemet.

5.2 Bakenforliggende årsaker

Dimensjonering og valg av reguleringsventil 20-LV0114 nedstrøms 1. trinnseparator ble aldri av Statoil identifisert som problematisk eller endret, verken i design-, bygge- eller ferdigstillingsfasen.

Reguleringsventiler generelt er ikke kategorisert som sikkerhetskritiske ventiler, men feil på disse vil kunne ha betydning for produksjonsregularitet. I løpet av de siste 5 årene representerer problemer med reguleringsventiler i størrelsesorden 1‰ av de totale produksjonstapene for Statoils produksjon i Nordsjøen. Lave produksjonstap som følge av feil på reguleringsventiler på andre innretninger, kan ha medvirket til at oppfølging av reguleringsventiler ikke har hatt høy prioritering i dette utbyggingsprosjektet.

5.2.1 Lite robust design

5.2.1.1 Design av rørlinje og valg av reguleringsventil

Brønnstrømmen på Gudrun kjennetegnes ved høyt trykk og høy temperatur. Statoil har valgt et anlegg med separasjon i to trinn, noe som medfører et stort trykkfall over reguleringsventilen som kontrollerer væske ut av 1. trinns separator. Engineering og design av prosessanlegget på Gudrun ble utført av Aibel. Aibel Singapore hadde ansvaret for area design, det vil si mindre rør og detaljert layout, mens Aibel Asker hadde ansvaret for system design, som utstyr, instrumentering og reguleringsventiler.

Ventildesignet tok utgangspunkt i at 1. trinns separator skulle operere på 124 bar og 2. trinns separator på 19 bar. Dette medførte at reguleringsventilen måtte ta et trykkfall opp til 105 bar. Rørlinjen som fører væske (kondensat) ut av 1. trinns separator er 10 tommer (10"), reguleringsventilen, 20-LV0114, ble valgt med dimensjon 4" tommer, det betyr at her er det en innsnevring (kon) fra 10" til 4". Under intervjuer ble det av flere gitt uttrykk for at trykkfallet over ventilen er så stort at et alternativ ventildesign burde vært undersøkt. Av flere ble også den store innsnevringen pekt på som problematisk med tanke på hva som er vanlig praksis for rørdesign.

I forbindelse med valg av reguleringsventil 20-LV0114 utarbeidet prosjektorganisasjonen hos Aibel i januar 2011 et prosessdataark, basert på data fra Petek Statoil, som grunnlag for valg av reguleringsventil. I denne dokumentasjonen er det spesifisert fem ulike driftsregimer; to ved 124 bar og tre ved 64 bar separatortrykk. Ventilen er spesifisert til å stenge ved feil.

Et Bid clarification meeting (BCM) ble gjennomført 26.1.2011 med SAAS sin prosjektavdelingen hos Aibel. Også fagansvarlig for reguleringsventiler i prosjektet fra Statoil, med bakgrunn fra TEX, deltok på møtet. Møtet gjaldt leveransen av 85 reguleringsventiler, hvor 20-LV0114 inngikk. Her ble blant annet avvik mellom Statoil sine tekniske selskapskrav til ventiler (TR) og tilbudet fra SAAS gjennomgått. Vi har ikke fått informasjon som tyder på at spesielle driftsforhold knyttet til reguleringsventil 20-LV0114 ble diskutert i møtet.

Endelig dimensjonering av ventil og aktuator ble gjort i februar 2011. Aibel og SAAS gjennomførte et «Sizing calculation meeting». Med bruk av et beregningsprogram fra ventilprodusenten ble dimensjonering av blant annet 20-LV0114 diskutert.

Beregningsprogrammet varslet om «CHOCKED FLASHING» med note: “Flashing induced problems of erosion and corrosion are possible for these service conditions.” Dette ble diskutert i dimensjoneringsmøtet mellom ventilleverandør (SAAS) og prosjekt. Aibel utfordret denne problemstillingen og det ble forklart av SAAS at beregningsprogrammet er «konservativt». Det ble valgt tilpasset materialkvalitet i ventilhuset, men det ble ikke foretatt endringer i ventilstørrelse. Statoil fagpersonell deltok ikke på dette møtet og det er ikke bekreftet om Aibel har kontaktet relevant fagmiljø i Statoil i forbindelse med dette valget.

Når trykkfallet over en reguleringsventil er så høyt som det er på Gudrun, kan det benyttes en ventil som tar trykkfallet over flere steg. Det er ikke dokumentert at det er gjort noen slike vurderinger for Gudrun.

Statoils fagansvarlige på rør og ventiler i design- og byggefasen av Gudrunprosjektet hadde faglig tilhørighet i TEX og det er rimelig å anta at de derfor også hadde god kunnskap om TRene, og kunnskapen som ligger til grunn for utvikling av GL2212. Det er ikke dokumentert at fagansvarlig personell fra Statoil fulgte opp denne prosessen med valg av ventil 20-LV0114 eller vurderte forholdet med en 4" ventil i en 10" linje ved de angitte driftsbetingelsene.

5.2.1.2 Kvalitetssikring i prosjektet

På direkte spørsmål ble disse aktivitetene og verktøyene nevnt som mulige sjekkpunkter som kunne identifisert ventilvalg knyttet til rør nedstrøms 1. trinn separator i engineeringforløpet (kvalitetssikring av designet).

- Det er gjennomført HAZOP høsten 2010, før ventilvalget ble gjort. I en HAZOP er det ikke sjekkspørsmål som eksplisitt utfordrer dimensjonering av reguleringsventilene, men ved god sammensetning av kompetanse og erfaring på de personene som deltar i gjennomgangen kan en HAZOP avdekke denne type utfordringer.
- Bid Clarification Meeting (BCM) med representanter fra SAAS, Aibel og Statoil ble gjennomført 26.1.2011, men før ventilvalget ble gjort.
- 3D-modellgjennomganger. Gjennomganger, eller reviews, som utføres når framdriften i engineering har nådd visse milepæler. Representanter fra både operatør og engineeringsselskap deltar i gjennomgangen. Primærhensikten med disse er å verifisere tilkomst og at det ikke er kollisjoner mellom utstyr.
- Factory Acceptance Test (FAT) ble gjennomført hos produsent i Frankrike. FAT verifiserer at leveransen er i samsvar med spesifikasjon. På grunn av problematikk med maling ble testen godkjent først ved 3. gangs test. Statoils fagansvarlige for reguleringsventiler er med på testene. I en FAT gjøres det ikke noen vurderinger av ventilvalget i forhold til prosessbetingelsene.
- I desember 2011 gjennomførte Statoil en Teknisk Tilstand Sikkerhet (TTS) av Gudruns prosessanlegg. På dette tidspunktet er reguleringsventilene for 1. trinns separator og testseparator valgt og bestilt. Det er ikke funn i rapporten relatert til ventilen 20-LV0114 og rørføringen nedstrøms separatoren.

Både HAZOP og Bid Clarification Meeting ble gjennomført før det endelige ventilvalget var gjort. Under intervju ble det påpekt at en Design Review kunne ha utfordret ventilvalget. Vi fikk verifisert at det ikke var utført Design Review for den innkjøpspakken som inneholdt denne kontrollventilen. Vi har ikke fått verifisert at det ble brukt andre verktøy eller designgjennomganger som kunne fanget opp designvalget.

Granskingen har ikke avdekket at trykkfallet på 105 bar i rørlinjen nedstrøms 1. trinns separatoren i kombinasjon med rørføring og driftsforhold var blitt identifisert som kritisk eller krevende, verken av Statoil, Aibel eller SAAS.

5.2.1.3 Kompetanse og erfaring med reguleringsventiler

I prosessen med ventilvalg har det vært kvalifiserte og erfarne personer involvert både fra Aibel og Statoil.

Proessen og løsningen som er valgt på Gudrun tilsier et design med en reguleringsventil som skal tåle store krefter. Dette er et utfordrende design som innebærer flerfasestrømning og høye hastigheter. Granskingen har avdekket manglende kunnskap og forståelse for de fysiske fenomenene som kan oppstå i reguleringsventiler ved flerfasestrømning.

Representanter fra Aibel beskrev at når et anlegg blir overtatt av Statoil og satt i drift blir de ikke informert om driftserfaringer og utstyrsproblematikk, så lenge det ikke inkluderer garantisaker og lignende. I tilfelle på Gudrun fikk Aibel beskjed om å bruke prosessanlegget på Kvitebjørn som mal. Dette anlegget ble bygget av Aibel og ble startet opp i 2004. Granskingen har ikke funnet om Aibel ble informert om at Kvitebjørn hadde hatt vibrasjonsproblematikk med tilsvarende reguleringsventil. På Kvitebjørn ble det, etter anbefalinger fra ventilleverandør (SAAS), besluttet å snu ventilen for å redusere vibrasjonene. I forbindelse med intervjuene ble det avdekket at Aibel ikke kjente til driftserfaringene fra Kvitebjørn.

Statoil sine tekniske krav til reguleringsventiler finnes i TR2212. På grunn av mye vedlikehold med reguleringsventiler utarbeidet TEX en veiledning til TR2212 som skulle veilede valg av reguleringsventiler. GL2212 ble utgitt i februar 2014, på dette tidspunktet var Gudrun i slutten av ferdigstillingsfasen.

Statoils granskingsrapport lister opp 12 innretninger der man har hatt problemer med nivåreguleringsventiler i drift. Inntil utgivelse av GLen er dette erfaringer og kunnskap som ikke er systematisert og videreformidlet, men synes å innehas av enkeltpersoner, dels i enkelte driftsenheter og dels i TEX. Målgruppen for GL2212 er personer involvert i alle fasene av et prosjekt, helt fra konseptstudier til drift. Veiledningen peker spesielt på forhold som tilsier at valg av kontrollventil, både med tanke på dimensjon og utførelse, krever erfaring og god forståelse for den enkelte applikasjon, herunder nevnes *flashing* og *choked (strupet) flow* som forhold som krever ekstra oppmerksomhet. Veiledningen angir også operasjonsområder og grenser for trykkfall (relativt innløpstrykket) og strømningshastighet. I kapittelet som beskriver kritiske applikasjoner er nivåkontroll av olje i separator spesielt nevnt. Her står det blant annet at "*Flashing is often associated with vibration*" og "*Vibration problems in some of these applications are solved by flowing the fluid up through the trim*". Den siste anbefalte løsningen betyr å "snu" ventilen⁷, slik det ble anbefalt etter hendelsen den 25.1.2015.

⁷ Når en reguleringsventil blir snudd, endres strømningsretningen. De kreftene som oppstår som følge av trykkfallet i ventilen blir da håndtert av selve ventilhuset og vil ikke måtte håndteres av aktuatoren.

SAAS sitt engineeringmiljø som foretar ventilvalg er plassert i Oslo. SAAS sitt verksted som mottar, vedlikeholder og reparerer ventiler er i Bergen. Det har fremkommet under intervjuer at verkstedmiljøet også var kjent med skader og svikt i tilsvarende reguleringsventiler om har vært i drift offshore. Disse erfaringene og denne kunnskapen var ikke på en systematisk måte formidlet til SAAS sitt engineeringmiljø i Oslo slik at disse kunne nyttiggjøre seg disse erfaringene i sitt arbeid.

Noe av driftspersonellet på Gudrun hadde bakgrunn fra drift på Kvitebjørn. Kunnskap om at tilsvarende reguleringsventiler i drift var blitt «snudd» for å håndtere driftsbetingelsene bedre, var kjent både innad i SAAS sitt verksted i Bergen, og innad i flere av Statoils driftsenheter og i Statoils fagkompetansemiljø i TEX. Denne informasjonen var ikke videreført til Aibel eller SAAS sin engineeringavdeling i Oslo.

Granskingen har avdekket at erfaringer fra tilsvarende anlegg ikke har blitt ført tilbake i prosjektorganisasjonen.

5.2.1.4 Operatørs ansvar

I en presentasjon juni 2015 for Ptil av utbyggingsprosjekter i Statoil står det at «Roller og ansvar kommuniseres til alle prosjektmedlemmene». Det er beskrevet klare og detaljerte kompetansekrav til mange fagstillinger i Statoil, men det er ikke tilsvarende formelle kompetansekrav knyttet til Statoils ingeniører i utbyggingsprosjekter.

Stillingsbeskrivelsene for Statoils fagansvarlige for rør og ventiler i prosjekt er lite konkret med tanke på formell utdanning, eller nødvendig erfaringsbakgrunn. I tillegg så vi at enkelte også hadde ansvar for et annet fagområde i prosjektet, enn det fagområdet de hadde formell utdanning fra. Fagansvarlige syntes også å ha lang erfaring fra ulike utbyggingsprosjekter, men begrenset med driftserfaringer, deriblant med hvordan relevant utstyr fungerer i drift.

Statoil har hatt flere fagansvarlige plassert i Gudrunprosjektet for å følge det opp. I stillingsbeskrivelsene er det lite spesifisert hva deres konkrete oppgaver og ansvar skal være i prosjektet. I intervju ble det sagt at deres rolle var å sjekke at design og bygging av Gudrun var i henhold til Statoils TRer, men at store avstander mellom lokasjonene der ulike elementer ble designet og bygget, gjorde dette utfordrende. I intervjuene ble likevel Aibels selvstendige ansvar for å designe og bygge en robust design understreket både fra ledelse og fagansvarlige i Gudrunprosjektet.

Ikke på noe tidspunkt ble operatøransvaret trukket fram av dem vi intervjuet i Statoil. I stedet ble det henvist til, og presisert, Aibels ansvar ut fra kontrakt for å designe og bygge Gudrun ihht til Statoils TRer.

5.2.1.5 Forståelse av ansvar mellom aktørene

Under intervju med personell i Statoil, Aibel og SAAS har ventilvalget både blitt beskrevet som «feil» eller «uheldig», men også «korrekt». SAAS sine fagfolk har pekt på at ventilvalget var korrekt sett i forhold til prosessdata, beregningsprogrammet og at ventilvalg var i henhold til Statoils TR. Hvis Aibel mente at ventilvalget var uheldig i forholdet til produksjonsbetingelsene kunne de kommet tilbake til SAAS og bedt om en større eller bedre tilpasset reguleringsventil som ville håndtere kreftene bedre. Aibel tok ikke kontakt med fagansvarlig for ventiler i Statoils prosjektorganisasjon for faglig avklaring. SAAS uttrykte en forventning

om at Aibels engineeringmiljø ville gjøre en selvstendig og helhetlig vurdering av anbefalt ventilvalg opp mot prosessbetingelser og rørdesign.

Statoils fagansvarlig for ventiler i Gudrunprosjektet deltok ikke i dimensjoneringsmøtet februar 2011. Fagansvarlig hadde lang erfaring fra ulike utbyggingsprosjekter og ga uttrykk for å inneha kunnskap som ville ført til et annet ventilvalg for denne rørlinjen. Under intervju kom det fram at arbeidsbelastningen under prosjektet hadde vært stor. Fagansvarlig måtte prioritere hvilke møter som en skulle delta i eller hvilke dokumenter det var anledning til å gjennomgå og var ikke oppmerksom på møtet der den omtalte reguleringsventilen ble valgt.

Statoils fagansvarlig for ventiler i prosjektet med ansvar for å kvalitetssikre design deltok ikke, så langt vi har kunnet bringe på det rene, i andre aktiviteter hvor valg av reguleringsventil 20-LV0114 ble diskutert eller evaluert. Vi har ikke funnet klare kriterier for hvilke aktiviteter som skulle prioriteres i oppfølging av prosjektet.

Vi er ikke gjort kjent med at annet personell fra TEX eller Gudrunprosjektet i Statoil deltok i vurderinger knyttet til valg av reguleringsventil 20-LV0114.

5.2.1.6 Ansvarsfordeling og tillit på tvers av fagområder

Under granskningen intervjuet vi fagansvarlige hos de ulike aktørene som hadde en rolle og et ansvar for å vurdere design av prosessanlegget. Som del av et mønster ble det pekt på andre fagansvarlige for andre fagområder sitt ansvar når vi spurte om hvem som hadde en rolle i forhold til designvalg og for å vurdere design av rørledningen. De fagansvarlige for ventiler i Aibel og Statoil hadde vurdert ventiler, og fagansvarlige for rør i begge selskaper hadde sin oppmerksomhet på rør.

Vi fikk ikke verifisert om det var foretatt tverrfaglige vurderinger, verken under detaljert engineering innad i Aibel, eller senere i forbindelse med ventilvalg. Et uheldig designvalg ble aldri avdekket. En medvirkende faktor var at det ikke ble foretatt en tverrfaglig vurdering av kombinasjonen av ventil og størrelse på aktuator opp mot plassering i et rør med høyt trykkfall.

Under granskningen har en rekke involverte gitt uttrykk for at de må stole på andre fagfolks, andre avdelingers eller andre aktørers vurderinger og leveranser inn i prosjektet. De selv hadde ansvar for sitt eget fagområde. Det ble uttrykt at arbeidet med å designe et komplekst anlegg forutsetter at alle tar ansvar for sin del av oppgaven. De ga uttrykk for at de forventet at andre fagområder, avdelinger eller andre selskaper sjekket forhold av betydning for å få en sikker innretning.

En rekke granskinger etter andre hendelser med storulykkespotensial peker på viktigheten av at involverte aktivt anvender sin faglige kompetanse og erfaringer til å stille kritiske spørsmål med andres valg, beslutninger eller praksis, for å forhindre storulykker.

Det synes som om betydningen av å kunne stille spørsmål ved eller utfordre andres valg eller design ikke i tilstrekkelig grad ble vektlagt i Gudrunprosjektet.

5.2.1.7 Oppfølging i bygge- og ferdigstillingsfasen

Byggestart for modulene M20 og M30 ble påbegynt våren 2011 i Thailand og foregikk parallelt med detaljengineering i Singapore. Prosessmodulen ankom Aibels verft i Haugesund 7.1.2012. Reguleringsventilene for 1. trinns separator og testseparator er klar for siste

inspeksjon fra Aibel hos ventilleverandør i Frankrike i april 2012 og sendt til Haugesund for å monteres der. 17.07.2013

I januar 2012 begynte fagansvarlige og annet personell fra AI i Statoils prosjektteam som fulgte opp byggingen av Gudrun. AI ble i intervjuer beskrevet som eiere og som ansvarlige for teknisk tilstand på prosessanlegget. Deres oppgaver i ferdigstillingsfasen var blant annet å få på plass et inspeksjonsprogram, et vedlikeholdsprogram og ferdigstillingsprosedyrer for uttesting av anlegget. Under intervjuene framkom det fra fagpersonell i Aibel at AI var aktive med mange og detaljerte spørsmål i denne fasen. De gjennomgikk prosessanlegget på Gudrun som de senere skulle overta og drifte.

På spørsmål om personell fra AI i Statoils prosjektteam hadde vurdert ferdig design av den involverte rørlinjen ble vi fortalt at designet var ferdig og at deres fokus ikke hadde vært på å stille spørsmål ved levert design. De forutsatte at de hadde fått et robust prosessanlegg. Deres oppmerksomhet var rettet mot utsjekk av funksjonaliteten, og de pekte på at det hadde vært fagansvarlige fra Statoil i prosjekt som hadde ansvar for å følge opp design i en tidligere fase. I denne oppfølgingsfasen er fokus på å sjekke at det som er installert er i henhold til design og spesifikasjoner, ikke å sjekke designgrunnlaget.

Det er derfor identifisert få aktiviteter som kunne fanget opp et uheldig designvalg i ferdigstillingsfasen.

5.2.2 Oppfølging i driftsfase

I driftsfasen har det vært signaler fra prosessanlegget, notifikasjoner og bekymringsmeldinger fra offshoreorganisasjonen som ikke har blitt tilstrekkelig forstått, vurdert og håndtert av Statoil. Selv om det tidvis hadde vært kraftige vibrasjoner med mye støy og gjentatt funksjonssvikt på reguleringsventiler med påfølgende ventilhavari 25.1.2015, vurderte plattformledelsen sammen med Anleggsintegritet at det ville være forsvarlig å opprettholde produksjonen.

Ut fra våre opplysninger har AI ikke forut for hydrokarbonlekkasjen 18.2.2015 gjort en samlet risikovurdering av signalene fra offshoreorganisasjonen på bakgrunn av gjentatte driftsproblemer med reguleringsventiler og vibrasjoner i denne delen av prosessanlegget. Det kom fram i intervju at hendelsen 25.1.2015 ikke har blir diskutert med annen ledelse, eller på noe tidspunkt løftet opp til øvrig fagekspertise i Statoil (TEX) med kjennskap til driftserfaringer på tvers i organisasjonen, relatert til både reguleringsventiler og risiko forbundet med vibrasjoner. Før 18.2.2015 ble heller ikke Aibel forspurt for å avklare forhold knyttet til design med tanke på vibrasjoner.

5.2.2.1 Håndtering av varsler om vibrasjoner

Det er bekreftet at driftspersonell ved minst to anledninger har tatt kontakt for å meddele bekymringer for den tekniske tilstanden i anlegget til fagpersonell fra landorganisasjonen når disse har vært offshore. Det kan se ut som at den bekymringen som blir meddelt ved disse hendelsene ikke blir oppfattet som en indikasjon på et større problem, men blir vektlagt ut fra den enkeltes faglige bakgrunn.

- I uke 49 varsles det om periodevis store vibrasjoner i rørsystemet nedstrøms 1. trinnseparator til inspektør som er ute på oppdrag for AI. Det utføres umiddelbart en undersøkelse som konkluderer med at vibrasjonene ikke er kritiske og det opprettes en arbeidsordre for å få en videre vurdering av forholdet. Det legges til rette for en

oppfølging av forholdet som en del av en allerede planlagt inspeksjon på gasskompresjon våren 2015, men denne blir ikke framskyndet som følge av dette varselet.

- I forbindelse med TTS-verifikasjon i januar 2015 blir fagansvarlig fra AI varslet om støy og kraftige vibrasjoner i forbindelse med ventilhavari dagen før. Dette blir undersøkt og det blir avdekket at rørsupport ikke har vært tilfredsstillende. Det opprettes en arbeidsordre for å få følge opp den manglende rørsupporten, men problemstillingen med vibrasjoner i rørsystemet blir ikke løftet inn i TTS-inspeksjonen og fulgt opp i denne.

Det er ikke klare kriterier for når vibrasjoner er for store. Graden av vibrasjon knyttet til denne rørledningen varierte. Det er verdt å merke seg at vibrasjonene ikke var størst da personell fra landorganisasjonen var offshore og dette kan ha påvirket forståelsen av hvor store vibrasjonene faktisk hadde vært.

Det synes å ha vært en tilfredsstillende håndtering av hvert enkelt forhold som er blitt meldt, men det er ikke noen indikasjoner på at disse forholdene blir vurdert i forhold til de andre hendelsene som er registrert på utstyret i området. Selv om Statoil har mye kunnskap om vibrasjoner og risikoen for hydrokarbonlekkasjer, tyder oppfølgingen av forholdene på at denne kunnskapen ikke ble vurdert sammen med observasjonene av vibrasjoner. AIs manglende forståelse av sammenhengen mellom vibrasjonene og ventilsvikt fører til en utilstrekkelig oppfølging av bekymringsmeldingene.

5.2.2.2 Oppfølging av vibrasjoner nedstrøms 1. trinns separator

Rørsegmentet nedstrøms 1. trinns separatorene er tidvis blitt utsatt for kraftige vibrasjoner forårsaket av driftsbetingelsene for reguleringsventil 20-LV0114. Disse driftsbetingelsene observeres som "mye energi i ventilen" og kan medvirke til vibrasjonene:

- Stort trykkfall over ventilen som er en ett-trinns ventil. Hele trykkfallet skjer på et sted i ventilen. Med en mer avansert konstruksjon ville trykkfallet bli foretatt over flere trinn som kan gi bedre kontroll med kreftene som oppstår som følge av trykkfallet.
- Driftsforhold som gjør at kondensatet passerer kokepunkt i ventilen (flashing). Disse driftsbetingelsene innebærer at det vil være ustabile forhold i ventilhuset. Det kan synes som at de ustabile forholdene i ventilhuset bare i begrenset grad blir tatt med i vurderinger i design og dimensjoneringsvalg.
- Høye strømningshastigheter i og omkring ventilen. I de tilfellene når positioneren (posisjonsarmen) løsnet, fører dette til at reguleringen av væskestrømmen ut av 1. trinnsseparator kommer ut av kontroll. Kontrollventilen veksler da mellom fullt åpen og stengt. Den store åpningen kan ha medført vesentlig høyere rater gjennom ventilen enn det den er designet for og kan forklare de store vibrasjonene som ble registrert, både i forbindelse med hendelsen den 25.1.2015 og forut for hendelsen den 18.2.2015.
- Lavt fjærtrykk i aktuatoren. Høyere fjærtrykk i aktuatoren gir mulighet for en stivere regulering. Når fjærtrykket reduseres, vil ikke de interne forholdene i ventilen bli kontrollert i tilstrekkelig grad og ventilen er ikke utelukkende kontrollert av styresystemet. I intervju framkommer det at fjærtrykket i perioden mellom reparasjonen 25.1.2015 og oppstart av overvåking 12.2.2015 er blitt redusert med minst 20%. Når ventilen ble undersøkt hos leverandør i etterkant av hendelsen, var fjæren helt løs.

Disse forholdene utfordrer ventilen hver for seg, og samlet kan dette være med på å presse ventilen ut over hva den kan håndtere. Vibrasjonene er en konsekvens av disse driftsforholdene.

5.2.2.3 Oppfølging av hendelser med reguleringsventiler

I SAP er det dokumentert 4 hendelser på Gudrun der man har hatt løse deler og mulige vibrasjoner i tilknytning til reguleringsventiler.

1. I Statoil sin granskningsrapport vises det til en hendelse på testseparatoren 25.11 2014. Det ble identifisert en løs mutter på positionerarmen for reguleringsventil 20-LV0314. Hendelsen er registrert i SAP som produksjonsforstyrrelse, Y3 200157133. Da Ptil ba om informasjon om tidligere hendelser relatert til reguleringsventiler, var ikke denne hendelsen med i oversikten.
2. 15.12.2014 er det registrert en notifikasjon i SAP om endring av vedlikeholdsrutine. Teksten "Pga. en del hendelser med reguleringsventiler", som finnes i notifikasjonen, kan tyde på at det kan være flere slike hendelser ut over den hendelsen som er beskrevet ovenfor. Granskingen har ikke avdekket registrering av disse.
3. Hendelsen 25.1.2015 er utførlig beskrevet i kap. 3.2. "Driftsfase forut for 18.2.2015". Det var store vibrasjoner og positionerarmen var løsnet. Dette forholdet er også dokumentert i Synergi. Det er ikke dokumentert at Anleggsintegritet i oppfølgingsmøte 27.1.2015 gjorde noen vurderinger vedrørende vibrasjonene og tilhørende risiko som dette kan påføre anlegget. Statoil velger å opprettholde produksjonen.
4. Hendelsen 18.2.2015 er utførlig beskrevet i kap. 3.3. "Hendelsen 18.2.2015".

15.12.2014 og 18.2.2015 var det omtrent samme gjennomstrømning i reguleringsventil 20-LV0114 og deler ristet løs. Det er tydelig at ventilene har hatt krevende arbeidsforhold og at tiltakene som er iverksatt offshore kun har vært i forhold til symptomer. Det har framkommet at forholdet som er registrert 15.12.2014 ble diskutert på det daglige morgenmøtet hav – land og problemstillingen ble bearbeidet i arbeidsmøte i AI. AI fagansvarlig tok kontakt med fagpersonell om bord for videre avklaringer.

De to første forholdene som er beskrevet her blir registrert i SAP som henholdsvis produksjonsforstyrrelse og endring av vedlikeholdsrutine. Dette innebærer at det ikke blir registrert historikk knyttet opp mot utstyret. Anleggsintegritet blir 15.12.2014 involvert i forholdet med reguleringsventil 20-LV0114. Ledende personell i Statoil er i etterkant av hendelsen tydelige på at en ventil som forårsaker vibrasjoner bør overvåkes.

Det er ikke kommet frem om AI har gjort en samlet vurdering av de notifikasjonene som har relevans for driftsproblemer med reguleringsventiler og vibrasjoner i dette prosessavsnittet. Mangelen av en slik vurdering innebærer også at det ikke har vært aktuelt å involvere fagmiljøet i TEX. Denne organisasjonsenheten innehar den fremste fagekspertisen med best kjennskap til driftserfaringer på tvers av Statoil relatert til disse utfordringene.

5.2.2.4 Tilbakemelding fra og tilstandsovervåkning av reguleringsventiler

Måten som reguleringsventilene for nivå i testseparator og hovedseparator er tilkoblet kontrollsystemet på, medfører at det ikke vises faktisk posisjon for ventilene på skjermene i kontrollrommet, bare ønsket posisjon. Reguleringsventilene er også utstyrt med positioner der det er tilrettelagt for oppfølging av tilstanden på ventilene. I følge Statoil sin gransknings-

rapport ble tilstandsovervåkingen først satt i drift i 12.2.2015, selv om det tekniske utstyret var installert allerede ved oppstart av innretningen.

Dette innebærer at det ikke foreligger nøyaktig informasjon (trendkurver) fra de hendelsene der det har vært problemer med reguleringsventilene. Følgelig har det ikke latt seg gjøre å få detaljkjennskap til disse hendelsene.

5.2.2.5 Handover; nærvisuell inspeksjon 20-LV0114 etter reparasjon 25.1.2015

I instruksjonen om nærvisuell inspeksjon i Synergi er det beskrevet hvordan ventilen skal følges opp. Det skal utføres nærvisuell inspeksjon og sjekkes at klaring til guide ikke endrer seg, at ventilen regulerer jevnt og at det ikke er lekkasjer. I møtet 27.1.2015 som er referert i Synergiltaket konkluderes det at ventil må følges nøye når det er endringer i produksjonen og ved opp- og nedkjøring. Dette tiltaket er avsluttet i Synergi allerede 1.2.2015 og det er ikke dokumentert hvordan oppfølging av tiltakene blir formidlet videre i forbindelse med mannskapsbytter.

I et av intervjuene som ble foretatt offshore med relevant personell kom det fram at det ikke var kjent at det skulle foretas oppfølging av ventilen.

5.2.2.6 Organisering og ledelsesinvolvering

I granskingen kom det fram at problemstillingen med at koblingsarmen mellom positioner og reguleringsventiler har løsnet, er observert flere ganger før det registreres i SAP som et vedlikeholdsforhold. Arbeidsprosessene for registreringer i SAP viser at ledelsen, ved D&V-leder om bord, er involvert i godkjenningen av disse.

Det er registrert problemstillinger med reguleringsventiler og tilhørende utstyr eller vibrasjoner i det aktuelle området minst tre ganger før ventilhavariet 25.1.2015. Selv om det er rotasjon i stillingene offshore, er det kontinuitet i posisjonene i OPS på land.

De ansvarlige for Gudrun har ikke forstått risikopotensialet ved og sammenhengen mellom vibrasjoner og driftsproblemer med reguleringsventiler. Samarbeidet mellom innretningen og driftsorganisasjonen på land er organisert i form av to møter hver morgen, hvert på 15 minutt. Agenda for det første møtet er HMS, avvik fra planer, dagens risikobilde, assistanse fra land og aksjoner. Punktene avvik fra planer og assistanse fra land kan være relevant i forhold til omtalte problemstilling, men tidsmessig gir ikke møtet rom for å reflektere over sammenhenger og tidligere hendelser. Det neste møtet er å koordinere, prioritere og tilrettelegge notifikasjoner. Dette innebærer også fordeling av hvem i landorganisasjonen som skal følge opp den enkelte notifikasjonen.

Organiseringen av driftsenheten legger ikke til rette for å oppdage sammenhenger mellom ulike notifikasjoner.

- OPS-gruppen sitt primære ansvar er å etablere, oppdatere og ha omforente planer. Fagkompetansen i gruppen er fagansvarlige som er i rotasjonsstilling fra den aktuelle innretningen.
- Enheten Regularitet og vedlikeholdsanalyse skal bl.a. fasilitere rotårsaksanalyser og fremme forbedringstiltak ved produksjonstap. I dette tilfelle ville en slik analyse ha avdekket årsaken til at koblingsarmen til reguleringsventilen flere ganger har løsnet.
- Anleggsintegritet skal utføre helhetsvurdering for anleggets tekniske integritet.

Når sammenhengen mellom problemstillinger med reguleringsventiler og vibrasjoner ikke er løftet fram som en problemstilling, så har heller ikke den videre behandlingen av problemstillingen i de forskjellige fagavdelingene hatt tilstrekkelig helhetlig håndtering.

Disse forholdene kommer til syne i følgende deler av hendelsesforløpet:

- D&V-leder og leder for AI som deltok i de daglige morgenmøtene oppga å ikke være kjent med at det var vibrasjoner knyttet til reguleringsventil 20-LV0114.
- Det er ikke dokumentert om driftsledelsen har etterspurt en gjennomgang av årsaken til de gjentatte driftsforstyrrelsene som er forårsaket av problemer med reguleringsventiler. I henhold til styrende dokument for UPN drift skal det gjennomføres rotårsaksanalyser og fremmes forbedringstiltak ved gjentatt svikt på utstyr som fører til produksjonstap.

Det var en rekke forhold og garantisaker knyttet til Gudrun som var i fokus for ledelsen. Under intervjuer kom det fram at i Gudruns første år i drift var det en rekke utfordringer og mangler som ikke var håndtert av utbyggingsprosjektet, og at disse måtte håndteres i tillegg til å følge opp daglig drift.

5.2.3 Læring etter hendelser med reguleringsventiler og vibrasjoner

I Statoil finnes det utstrakt informasjon og erfaring om både risiko knyttet til vibrasjoner i et prosessanlegg og hendelser med reguleringsventiler. Denne kunnskapen var ikke blitt systematisert og formidlet slik at den var praktisk anvendbar for driften av innretningen.

5.2.3.1 System for registrering av hendelser og utstyrssvikt

Avvik som driftsforstyrrelser, utstysproblemer og hendelser registreres på minst tre ulike måter, drifts- og utstysproblemer i SAP og hendelser i Synergi. Dette innebærer at dersom det er problemer med en utstysenhet, så vil dette kunne være registrert på ulike måter. Det er da vanskelig for relevant personell å se sammenhengen mellom de forskjellige forholdene. Vibrasjoner i rør følges ikke opp av den samme disiplinansvarlige i AI som den som har ansvar for driftsproblemer med reguleringsventiler. Det sammensatte årsaksbildet blir ikke forstått og derfor heller ikke risikovurdert.

- Driftsforstyrrelser var registrert med kode Y3 i SAP. Det er uklart hvordan denne registreringen relateres til fysisk utstyr.
- Utstysproblemer registreres på det enkelte utstyret (functional location). Dette gir god mulighet til å samle kunnskap dersom driftsproblemene er relatert til plasseringen i prosessen der utstyret er plassert, men det er krevende å systematisere denne kunnskapen på mer overordnet nivå. De hendelsene som er behandlet her er registrert på ventil 20-LV0114, ventil 20-LV0314 og på rørlinje 1163-12"-PR-20-004-BD200.
- Hendelser registreres i Synergi. Disse klassifiseres på hendelsestype, arbeidsprosess og aktivitet. Hendelsen 25.1.2015 er registrert på "Prosessutstyr – Trykksatte tanker og kolonner – Separatorer". Det er ingen kobling til den aktuelle ventilen.

Registrering av hendelser eller utstyrssvikt i SAP utført av personell offshore utgjør grunnlag for ledelse og fagansvarlige i OPS og AI Gudrun til å vurdere tilstand på prosessanlegget og for å iverksette nødvendige tiltak. I tillegg kan rapporter i SAP gi grunnlag for TEX til å hente fram historikk på tvers av organisasjonen. Det framkom under intervjuer, blant annet fra fagpersonell i AI Gudrun og i TEX, at det var vanskelig å hente frem historikk knyttet til

utstyrssvikt og hendelser i SAP og Synergi. Dette har gjort det utfordrende å anvende og lære av relevante erfaringsdata knyttet til vibrasjoner og reguleringsventiler.

Kunnskap om risiko for lekkasjer som følge av vibrasjoner i prosessanlegg er kjent i petroleumsvirksomheten. To av dem vi intervjuet i Statoil oppga å ha personlig erfaring med vibrasjoner som hadde ført til brudd og hydrokarbonlekkasje. De ga begge uttrykk for at det var grunn til stor bekymring når man har vibrasjoner i prosessanlegget. Den ene uttrykte at der det er vibrasjoner, er det designfeil. Det var stor variasjon blant dem vi intervjuet hvorvidt de var kjent med risiko for hydrokarbonlekkasjer pga vibrasjoner, eller hvorvidt intervjuede hadde kjennskap til utfordringer med reguleringsventiler. Flere av dem vi snakket med ga uttrykk for bekymring for vibrasjoner og risiko for hydrokarbonlekkasjer i et prosessanlegg.

5.2.3.2 Formidling og bruk av erfaringsdata i Statoil

Det sentrale systemet for formidling av erfaring i Statoil er de tekniske kravdokumentene med tilhørende veiledninger (TR og GL). Veiledningen som omhandler reguleringsventiler, GL2212, har tittelen «Valve Selection Manual - Control Valves» og så vel målsetningen med dokumentet og struktureringen viser klart at dokumentet har fokus på designvalg i prosjekt eller modifikasjoner. Dokumentet er ikke tilrettelagt som kunnskapsbase i forbindelse med driftsproblemer, men veileder ved utskifting av ventiler.

Da GL2212 ble utgitt var feltutbyggingen av Gudrun den første hos Statoil på 10 år, og det eneste utbyggingsprosjektet hvor veiledningen kunne ha relevans. Dokumentet ble utgitt to måneder før Gudrun ble satt i drift. Veiledningen inneholder informasjon som er relevant for å kvalitetssikre valget av reguleringsventiler på Gudrun. Det er ikke dokumentert at det ble gjort noen slik vurdering.

Statoil har ikke sikret at den driftserfaringen som utgjør grunnlaget for veiledningen er videreformidlet på en tilstrekkelig måte til utbyggingsprosjektet og relevant driftspersonell i Statoil. Relevant informasjon og erfaringer som var tilgjengelig i Statoil ble dermed ikke gjort nytte av i ventilvalget og i oppfølgingen av prosessanlegget på Gudrun.

I granskingsrapporten til Statoil framgår det at granskingsgruppen har gjort søk i Synergi og SAP for å finne informasjon om tilsvarende hendelser. Resultatene fra disse søkene viser at Statoil de siste 10 årene har erfart:

- 20 saker med vibrasjon med middels eller stort risikoområde
- 10 saker med reguleringsventiler med middels eller stort risikoområde
- 8 saker med nivåregulering med middels eller stort risikoområde

Åtte av disse sakene har likhetstrekk med hendelsen på Gudrun. Dette er kunnskap som først er blitt synliggjort av Statoil sin gransking. Det er altså kunnskap som ikke har blitt nyttiggjort i organisasjonen.

Dette viser at selv om Statoil har et sentralt kompetansemiljø som sikrer kravdokumenter som supplerer industri- og bransjestandarder og har et omfattende system for registrering av hendelser, synes det vanskelig å få nyttiggjort denne kompetansen i driften av den enkelte innretningen.

6 Observasjoner

Ptil's observasjoner deles generelt i to 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.

Granskingen har identifisert åtte avvik fra regelverkets krav.

6.1 Avvik

6.1.1 Svakheter ved Statoil sin ivaretagelse av ansvar

Avvik:

Statoil har ikke i tilstrekkelig grad ivaretatt sitt ansvar for å sikre at man får et designvalg som reduserer risikoen for alvorlige hendelser. Reguleringsventil 20-LV0114 var ikke tilpasset belastningene som ventilen ville bli utsatt for.

Begrunnelse:

Statoil har levert produksjonsprofilene som er basis for beregningene men har ikke i tilstrekkelig grad formidlet erfaringer og informasjon som kunne være relevant bakgrunnsinformasjon. Aibel videreformidlet disse til SAAS og valg av reguleringsventil 20-LV0114 ble deretter foretatt basert på en anbefaling fra ventilleverandøren SAAS.

Når produksjonsvolumet nærmet seg full produksjon, oppsto det periodevis kraftige vibrasjoner omkring ventilen. Dette resulterer i at det til slutt oppstår et brudd i en 2" rørlinje oppstrøms ventilen. Undersøkelse av bruddflaten viser et utmattingsbrudd som følge av at det over tid har vært betydelige vibrasjoner, og at selve bruddet er forårsaket av plutselig store vibrasjoner. Bruddet er forårsaket av valg av lite robust reguleringsventil sett opp mot trykkfall i rør nedstrøms 1. trinnseparator, og produksjonsrate.

Designprosessen er beskrevet detaljert i kap. 5.2.1.1.

Krav:

Rammeforskriften §7 – om ansvar etter denne forskrift
Styringsforskriften §4 – om risikoreduksjon
Styringsforskriften § 11 – om beslutningsunderlag

6.1.2 Mangelfull robusthet i utforming

Avvik:

Funksjonssvikt i reguleringsventil 20-LV0114 har gitt uakseptable konsekvenser.

Begrunnelse:

Driftsforholdene for reguleringsventil 20-LV0114 har i perioder medført betydelige vibrasjoner i prosessanlegget. Undersøkelse av bruddflate avdekker at dette har foregått over noe tid. Inspeksjon av aktuatoren hos leverandør rett etter hendelsen avdekker løs fjær. Når fjærtrykket i aktuatoren ikke lenger er til stede, lar ikke ventilen seg styre, den jager mellom lukket og åpen posisjon, det oppstår da betydelige variasjoner i strømmingen gjennom ventilen og dette medfører store vibrasjoner. Disse vibrasjonene fører til brudd i 2" rørlinjen som står

oppstrøms ESD-ventilen. Konsekvensen av dette bruddet er at væskemengden i separatoren ikke lar seg stenge inne og vesentlige deler av innholdet lekker ut.

Krav:

Innretningsforskriften §5 – om utforming av innretninger, punkt c)

6.1.3 Mangler ved informasjonshåndtering og kompetanse

Avvik:

Den informasjonen som er nødvendig for å opprettholde forsvarlig tilstand på anlegget er ikke blitt formidlet og bearbeidet slik at tilstrekkelige tiltak ble satt i verk. Viktige bidragsytere til risiko ble ikke identifisert.

Begrunnelse:

Prosessoperatør har ved flere anledninger forsøkt å formidle at reguleringsventil 20-LV0114 håndterer store energimengder og at det har vært foruroligende store vibrasjoner i denne delen av anlegget. Dette er formidlet både til Inspektør og Fagansvarlig mekanisk. Det er også i møter med AI, der driftsproblemer med reguleringsventil 20-LV0114 er diskutert, blitt formidlet at det er støy og vibrasjoner i det aktuelle prosessavsnittet.

Driftsproblemene som har vært med positioner for reguleringsventiler er ikke forstått som et symptom på et mer grunnleggende problem. Det er ikke dokumentert at det er gjort arbeid for å avdekke hvorfor positionerarmen løsner.

Notifikasjoner og driftsforstyrrelser er ikke blitt behandlet og risikovurdert på en slik måte at det blir tatt tilstrekkelige aksjoner til å hindre at hendelsen 18.2.2015 kunne skje.

Krav:

Styringsforskriften §15 – om informasjon

Styringsforskriften §14 – om bemanning og kompetanse

6.1.4 Utilstrekkelig informasjon ved skift- og mannskapsbytte

Avvik:

Det ble ikke gitt tilstrekkelig informasjon ved mannskapsbytte om hvordan reguleringsventil 20-LV0114 etter reparasjonen 25.1.2015 skulle følges opp fram til planlagt stans i mars 2015.

Begrunnelse:

Det er ikke en klar beskrivelse i instruksjonen vedrørende omfanget av nærvisuell inspeksjon i Synergi 1429529, tiltak 2, om hva påtroppende mannskap skal følge opp når det skal utføres nærvisuell inspeksjon av 20-LV0114 etter reparasjonen 25.1.2015. Tiltaket i Synergi med å gjøre nærvisuell inspeksjon er registrert avsluttet 1.2.2015.

Instruksjonen om kontinuerlig oppfølging fram til utskiftingen i mars ble ikke tydelig formidlet videre ved neste skiftbytte. Dette bekreftes ved at kontrollromspersonell som var til stede ved hendelsen 18.2.2015 ikke var kjent med kravet om oppfølging av ventilen.

Det ble av ledende personell offshore, som var til stede ved reparasjonen 25.1.2015, bekreftet at denne oppfølgingen skulle fortsette helt til korrigerende arbeid var blitt utført i forbindelse med planlagt stans.

Krav:

Aktivitetsforskriften §32 – om overføring av informasjon ved skift- og mannskapsbytte

6.1.5 Svakheter ved erfaringsoverføring og læring**Avvik:**

Kunnskaper og erfaringer som kunne forhindre de utløsende hendelsene på Gudrun, ble ikke brukt på en hensiktsmessig måte.

Begrunnelse:

Det samlede kompetansemiljøet hos Statoil har kunnskap om bruk av reguleringsventiler ved krevende driftsforhold og dette kunne vært nyttiggjort både ved design og for håndtering av driftsproblemene på Gudrun. Den utløsende hendelsen kunne derfor ha vært unngått.

Statoil har mye kunnskap om risiko knyttet til vibrasjoner og fare for utmatting. Det har vært hendelser på andre innretninger med utmattingsbrudd i mindre rørpåstikk. På Gudrun var det også fokus på vibrasjoner, både i forbindelse med kompressormodulen, men også på lavfrekvente vibrasjoner i separasjonsmodulen. Omfanget av vibrasjoner knyttet til reguleringsventilen ble imidlertid ikke forstått og derfor ikke risikovurdert og håndtert.

Statoil sitt spesialistmiljø (TEX) har, samtidig med gjennomføringen av Gudrunprosjektet, utarbeidet en veiledning for valg av reguleringsventiler med krevende driftsforhold. Denne veiledningen (GL2212) oppsummerer den tilgjengelige kompetansen innen dette området. Dokumentet ble utgitt to måneder før Gudrun ble satt i drift. De krevende driftsforholdene som reguleringsventil 20-LV0114 på Gudrun arbeider under, er vektlagt i denne veiledningen.

Kvitebjørn inngår i oversikten i Statoil sin granskningsrapport over innretninger som har hatt problemer med drift nivåreguleringsventiler. Statoil har ikke sikret at driftserfaringen fra Kvitebjørn og tilsvarende anlegg, som utgjør grunnlaget for GL2212, er videreformidlet på en tilstrekkelig måte til utbyggingsprosjektet og driftsorganisasjonen for Gudrun.

I intervju framkom at veiledningene (GL-dokumentene) til de tekniske kravene (TR) ikke ble formidlet til Aibel siden veiledningene ikke er en del av kravgrunnlaget i kontrakten.

Krav:

Styringsforskriften §23 – om kontinuerlig forbedring, 3dje ledd

Styringsforskriften §19 – om innsamling, bearbeiding og bruk av data

6.1.6 Arbeidsutførelse på elektriske anlegg**Avvik:**

Varmekabel er ikke installert med tilstrekkelig beskyttelse mot unormale tilstander.

Begrunnelse:

Hendelsesloggen viser at varmekabel ble koblet ut 90 sek før gasslekkasjen oppstod. Av Statoil sin granskingsrapport framgår det at installasjonen av varmekabel på 2" røret der lekkasjen oppsto, ikke er fagmessig utført. Det er avdekket både friksjonsskader som følge av manglende beskyttelse ved flens og en rift i kabelen nær bruddstedet. Skaden førte til at jordfeilvern løste ut.

Krav:

Innretningsforskriften §47 – om elektriske anlegg

7 Barrierer

Tabellen under er basert på Statoil sin definisjon av barrierer. Den viser granskingsgruppen sin vurdering av hvordan de ulike barrierene fungerte under hendelsen 18.2.2015 i forhold til tekniske, organisatoriske og operasjonelle barriereelementer.

Barrierer	Teknologiske elementer	Organisatoriske elementer	Operasjonelle elementer
PS 1 – Containment	Ble utsatt for vibrasjoner som til slutt førte til utmattingsbrudd.	Områdeoperatør	Lekkasjepunktet ble tettet etter at området var gassfritt
PS 2 – Natural Ventilation and HVAC	Hendelsen skjedde i et naturlig ventilert område. Kraftig vind fra sørvest og sørget for god ventilasjon. Hendelsesloggen viser at de fleste gassdetektorer som ble aktivert, var nordøst for lekkasjepunktet.		
PS 3 – Gas Detection	Samstilling av videoopptak og hendelseslogg viser hurtig deteksjon av gass.		All deteksjon foregikk automatisk.
PS 4 – Emergency Shut Down (ESD)	Det ble ikke registrert manglende nedstenging, men det manglet bekreftelse fra en ESD-ventil på at den stengte.	Kontrollromsoperatør	Feilmelding på skjerm ble observert.
PS 5 – Open Drain	Observasjon fra Statoil: Anlegget hadde ikke kapasitet til å håndtere væskemengden og det kom hydrokarboner opp fra dreneringsbokser i evakueringstunnelen.		
PS 6 – Ignition Source Control	Varmekabel ved bruddstedet ble koblet ut som følge av jordfeil. Dette skjedde 90 sek. før lekkasjen. Ikke essensielle tennkilder ble automatisk koblet ut ved første deteksjon av gass. Hovedkraft ble koblet ut som følge av utløst deluge ved livbåt.		Utkoblingen av hovedkraft vanskeliggjorde håndteringen av hendelsen.
PS 7 – Fire Detection	n/a		
PS 8 – Emergency Depressurisation and Flare/Vent System	Fungerte tilfredsstillende.		
PS 9 – Active Fire Protection	Deluge ble automatisk utløst ved bekreftet deteksjon av gass for å dempe eksplosjonstrykket ved en eventuell antenning av gass.		
PS 10 – Passive Fire Protection	n/a		
PS 11 – Emergency Power and Lighting	Fungerte tilfredsstillende.		

PS 12 – Process Safety	Fungerte tilfredsstillende.		
PS 13 – Alarm and Communication System for use in Emergency Situations	Fungerte tilfredsstillende.		
PS 14 – Escape, Evacuation and Rescue (EER)	Fungerte tilfredsstillende, men det ble utløst deluge ved livbåt.	Beredskapspersonell Øvrig personell	Beredskapspersonell håndterer situasjonen Øvrig personell mønstret i henhold til instruks og ble ikke direkte påvirket av deluge. Det ble i etterkant observert hydrokarboner i dreneringsbokser i evakueringsstunnelen. Dette kunne resultert i tap av hovedsikkerhetsfunksjonen evakuering. Se også PS 5
PS 15 – Layout Design Principles and Explosion Barriers	n/a		
PS 16 – Offshore Cranes	n/a		
PS 16B – Drilling Hoisting System	n/a		
PS 17 – Well Integrity	West Epsilon Seksjonen 17.5" for brønn 15/3-A-14 var boret ferdig. Borekronen trukket opp i sikker avstand fra bunn før hendelsen. De var ikke i kontakt med selve reservoaret og brønnintegriteten var ikke truet. Under forberedelse til sikker innstenging sprakk en slange og det ble utslipp av noe oljeholdig boreslam.		
PS 18 – Ballast Water and Position Keeping	n/a		
PS 19 – Ship Collision Barrie	n/a		
PS 20 – Structural Integrity	n/a		
PS 22 – Human Machine Interface & Alarm Management		Kontrollromsoperatør	Personellet i kontrollrommet oppfattet at alle detektorene i modulen ble aktivert. Dette stemmer ikke med hendelsesloggen fra kontrollsystemet.

Tabell 1: Identifiserte barrierer knyttet mot teknologiske, organisatoriske og operasjonelle faktorer

7.1 Barriereelementer som sviktet

Som det framgår av tabell 1 har det vært svakheter eller svikt i følgende barriereelementer:

PS 1 – Containment: Ble utsatt for vibrasjoner som til slutt førte til utmattingsbrudd.

PS 5 – Open Drain: Anlegget hadde ikke kapasitet til å håndtere væskemengden og det kom hydrokarboner opp fra dreneringsbokser i evakueringstunnelen.

PS 22 – Human Machine Interface & Alarm Management: Personellet i kontrollrommet oppfattet at alle detektorene i modulen ble aktivert. Dette stemmer ikke med hendelsesloggen fra kontrollsystemet som viser at gradvis flere detektorer ble aktivert i løpet av de første minuttene.

8 Diskusjon

I løpet av granskingen er det kommet fram en del forhold som ikke er utdypende diskutert men som likevel kan ha relevans i forhold til hendelsen.

8.1 Usikkerheter knyttet til krymping og innsparinger

I granskingen har det kommet fram at innretningen ble «krympet» i både lengde- og bredderetningen for å redusere vekt på plattformdekket. Denne krympingen har påvirket layout, men vi har ikke kunnet påvise at denne endringen har innvirket på design av prosessanlegget på en slik måte at det har hatt betydning for denne hendelsen.

I prosjektfasen ble det også besluttet en innsparing på 2 milliarder kroner i forhold til opprinnelig kostnad. Vi ble fortalt at kostnader hadde høy oppmerksomhet under prosjektet og at det forgikk en diskusjon om behov for «variation orders», endringsordre meldt inn av Aibel. Under intervjuer kom det ikke fram informasjon som kan tyde på en direkte sammenheng mellom kostnadspress og valg av ventil eller rørdimensjoner. Det ble ikke gitt uttrykk for at det var større tidspress eller arbeidsbelastning i dette prosjektet for Aibels engineeringmiljø enn i andre prosjekter.

Vi har ikke klart å verifisere om det var insentiver kontraktuelt, eller på andre måter, som førte til at man valgte en 4" reguleringsventil, fremfor en mer robust ventil.

8.2 Bruk av modeller

Et designarbeid medfører utstrakt bruk av modeller og estimater. I det arbeidet som er gjort for Gudrun, er dataene for produksjon som er levert fra Petek benyttet for dimensjonering av reguleringsventil 20-LV0114. Disse dataene blir brukt for å beregne driftsparametrene til reguleringsventilen og viser at valgt ventil håndterer dette.

Ut fra det materialet som har vært tilgjengelig, framgår det ikke noe om marginene for valget. Eksempelvis angis det strømningskoeffisient (CV-verdi) for maksimal og minimum væskestrøm ved de aktuelle driftsforholdene. Ved ustabile driftsbetingelser vil væskestrømmen kunne variere både under og over verdiene som ble benyttet for dimensjonering. Det framgår ikke av dokumentasjonen hvor robust valget er.

Når slik informasjon mangler, er det en fare for at det ikke velges tilstrekkelig robuste løsninger. Dimensjoneringen kan da være akseptabel for stabile forhold, men vil ikke kunne håndtere variasjoner på forsvarlig vis.

Studien hos Sintef viser at det er komplekse forhold i en reguleringsventil med de prosessbetingelsene som er gjeldene her. Ventilprodusenten er en av de ledende i markedet og granskingen har ikke avdekket grunnlag for å bestride kompetansen i deres forsknings- og utviklingsmiljø. Det er uklart i hvilken grad denne spisskompetansen er implementert i beregningsprogrammet som bistår salgsorganisasjonene i valg av ventiler.

8.3 Forhold knyttet til verktøy

Både i prosjekt og i drift har det vært tilgjengelig verktøy som kunne ha bistått i å avdekke forhold omkring reguleringsventil 20-LV0114.

HAZOP anvendes bla annet som et verktøy til å gjennomgå prosesssystemer i design- og driftsfaser. Dette er en tverrfaglig gjennomgang som kan ha ulik detaljeringsgrad. Dersom noen av deltakerne hadde tatt opp problemstillingen omkring høyt trykkfall og dimensjonering av reguleringsventil, ville dette blitt registrert som et aksjonspunkt som skulle følges opp, selv om problemstillingen ikke var direkte forankret i noe ledeord.

I en TTS gjennomgang sjekkes anlegget opp mot de gjeldende ytelsesstandardene. TTS-gjennomgangen på Gudrun i januar 2015 var i forhold til «Containment», PS 1. Denne ytelsesstandarden har fokus på å oppdage forhold som kan føre til lekkasjer fra prosessanlegget, spesielt i forhold til fleksible tilkoblinger og mekaniske sammenkoblinger. Videre skal sammenkoblinger og rør være designet for å kunne motstå vibrasjoner. Sjekklisten for PS 1 inneholder 49 punkter og to av disse berører temaet vibrasjoner. Disse berører ikke vibrasjonsforhold som lar seg avdekke i en designfase, kun i driftsfasen.

På Gudrun ble det installert FieldVue på reguleringsventiler. Dette systemet for tilstandsovervåkning ble ikke koblet opp mot Statoil sitt TK-senter før 12.2.2015. Informasjon om hva som skjedde med ventil 20-LV0114 og 20-LV0314 under hendelsene før dette, var ikke tilgjengelig som datagrunnlag når hendelsene som er registrert i SAP skulle forstås.

8.4 Utført reparasjonsarbeid

Reparasjonen som ble gjort 25.1.2015 er utført om bord på innretningen og ikke i SAAS sitt verksted. Personellet som utførte reparasjonen har lang relevant erfaring og har ifølge Statoil sitt kompetansestyringsprogram nødvendig kompetanse til å kunne utføre jobben. Ved reparasjonen ble det benyttet nye deler, men spindel ble beholdt da ny ikke var tilgjengelig på innretningen. Det er ikke dokumentert at det er gjort et såkalt benk-sett etter ferdigstilt reparasjon, noe som er anbefalt i produsentens dokumentasjon.

8.5 Deling av driftserfaring mellom aktørene i bransjen

Engineeringsselskapene er avhengig av driftserfaringer for å kunne forbedre design av nye anlegg. Aibel er aktuell leverandør av nye prosessanlegg, både for Statoil og andre operatører. For at selskapene skal kunne nyttiggjøre seg driftserfaringer, er de avhengig av at både produksjonsrelatert og sikkerhetskritisk informasjon fra innretninger i drift blir tilbakeført til engineeringmiljøene.

Dette er en problemstilling som er diskutert og tatt opp på bransjenivå mellom Norsk Industri, som representerer engineeringsselskaper, og Norsk olje og gass som representerer operatørselskapene. Organisasjonene har på bakgrunn av informasjon fra gjennomgåtte

granskinger som viser at en betydelig andel av hydrokarbonlekkasjer er forårsaket av designfeil⁸ valgt å etablere et eget organ for erfaringsutveksling.

Vi ble fortalt at veiledningene (GL-dokumentene) til de tekniske kravene (TR) ikke ble formidlet til Aibel siden veiledningene ikke er en del av kravgrunnlaget i kontrakten.

I intervjuer påpekte engineeringpersonell hos Aibel at de savnet denne type informasjon fra Statoil. Dersom den kunnskapen som ligger til grunn for GL2212 hadde blitt formidlet til Aibel, er det rimelig å anta at designløsningen for reguleringsventil 20-LV0114 ville fått større fokus.

Statoil har valgt å ikke aktivt videreformidle innholdet i GL2212 selv om denne inneholder høyst relevant informasjon for Aibel, ikke bare for dette utbyggingsprosjektet, men også for framtidige.

8.6 Ansvar og rolleforståelse

Under intervjuene oppga en rekke av de intervjuede at arbeidet med å designe et komplekst anlegg forutsetter at alle tar ansvar for sin del av oppgaven. Derfor forventer de at «de andre» sjekker forhold av betydning. Dette kommer tydelig fram i diskusjonen om dimensjonering av ventilen der valg av 4" ventil baseres på anbefaling fra ventilleverandørens beregningsprogram. Det må det installeres en kon i 10" røret. Aibel oppga at SAAS må vurdere dette, men SAAS sier at de foretar en dimensjonering basert på prosessdataarket og at nødvendig tilpasning mellom ventil og rør må gjøres av Aibel. Videre påpeker Aibel at Statoil ikke har engasjert seg i denne problemstillingen. Under intervjuene kom det fram at det er kontrakten som ble beskrevet som avgjørende i forhold til ansvarsfordeling, selv om regelverket påpeker ansvaret som utbygger har for å sikre et robust design.

Oppdelingen i fagdisipliner som rør, ventiler, prosess mv, syntes å føre til at få så at de hadde ansvar for å kontrollere eget faglig bidrag opp mot det endelige designet. Dette samsvarer også med funn i Statoils egen granskingsrapport.

Under intervjuene kom det fram at det var uklart hvilke fagfolk i prosjektet, både internt i de ulike selskapene, og i grensesnitt mellom selskapene, som hadde ansvar for å sjekke at det endelige designet av ventil i rør var robust.⁹ Gjentatte ganger ble det henvist til andres fagområde, andre organisasjonsheter eller andre selskapers ansvar da vi etterspurte hvem som hadde ansvar for endelig design.

Hendelsen hadde storulykkespotensial og førte til at Politiet opprettet en undersøkelsessak. Petroleumstilsynet og Statoil startet granskinger, noe som gir klare signaler om alvorligheten ved hendelsen. Flertallet av de som ble intervjuet, opplevde ikke deres rolle som sentral i forhold til å sikre designet av løsningen. Det indikerer at roller og ansvar knyttet til å få et robust design ikke er godt nok formidlet, eller at opplæring knyttet til risiko for storulykker ikke har vært tilstrekkelig.

⁸ Petroleumstilsynet fikk i 2010 gjennomført en årsaksanalyse, i regi av sin årlige rapport «Risikonivå norsk petroleumsvirksomhet» (RNNP), med gjennomgang av granskinger av hydrokarbonlekkasjer over en åtte års periode.

⁹ Unntaket var dem vi intervjuet fra Aibel. De understreket at de hadde et selvstendig ansvar for å design og bygge en sikker innretning.

9 Gjennomgang av Statoil sin granskingsrapport

Statoils granskingsrapport ble overlevert Petroleumstilsynet 19.5.2015. Rapporten har en grundig gjennomgang av hendelsen og utforming av anbefalte tiltak.

Ptil observerer imidlertid at forhold som vi mener er sentrale bakenforliggende årsaker til at hendelsen inntraff i mindre grad er dekket av Statoils rapport. Forhold som risikoforståelse, sammenhengen mellom ulike driftsproblemer i prosessanlegget og forhold der beslutningstakere ikke har hatt tilstrekkelig driftserfaring og sikkerhetskritisk kompetanse, er ikke vektlagt av Statoil.

Ptil mener at manglende erfaringsoverføring knyttet til reguleringsventiler fra drift til prosjekt og til leverandør, samt mangelfull involvering av fagmiljø i Statoil innen valg og dimensjonering av reguleringsventiler, er medvirkende bakenforliggende årsaker for valg av reguleringsventil. Statoil sin granskingsrapport påpeker manglende erfaringsoverføring, men inneholder lite refleksjoner om ledelsen av Gudrun, AI Gudrun og OPS Gudrun sine roller og ansvar og mangelfull involvering av Statoils øvrige kompetansemiljø.

De siste månedene før hendelsen inntraff, var det gjentatte hendelser med utstyrssvikt og vibrasjoner i den aktuelle ventilen og rørsystemet som denne er tilknyttet. Disse var registrert av offshoreorganisasjonen og formidlet til landorganisasjonen som notifikasjoner og bekymringsmeldinger. I følge granskingsrapporten var TTS-teamet ikke kjent med at det hadde vært ventilhavari 25.1.2015. Vår gransking har avdekket at minst en i teamet var kjent med dette forholdet.

10 Benyttet dokumentasjon

Følgende dokumenter har vært tilgjengelige i granskingen:

1. WR1156, Tillegg til: Beredskap på norsk sokkel – GUDRUN
2. WR1156, Feltspesifikk oljevernberedskapsplan for Gudrun
3. WR2545, Bridging document between Gudrun production platform and West Epsilon Jack-up-drilling rig in SDP phase
4. Varsel/melding om uønsket hendelse fra Statoil til Petroleumstilsynet, datert 18.2.2015
5. E-post med oversikt over personell evakuert til West Epsilon
6. TV_REP_POBREPORT, datert 18.2.2015 kl 19:29
7. Foto Statoil: Diverse bilder etter hendelsen 18.2.2015, før Ptil ankom Gudrun
8. Foto fra CCTV Gudrun
9. Foto Politiet om bord på Gudrun 19.2.2015
10. Foto Ptil, SAAS-inspeksjon i Bergen 28.2.2015
11. Tegning av Gudrun, nedre mezzanindekk: brann og gassdeteksjon
12. Oversikt over detektorplassering i område M30U og M30
13. Logg og dokumentasjon fra beredskapsrommet i forbindelse med hendelsen 18.2.2015
14. Presentasjon av inspeksjonsplan og funn kondensatlekkasje – Versjon 2 – Ptil Mai 2015
15. MAT-2015018 Materialteknisk undersøkelse av 2" rørstuss fra Gudrun. Statoil.
16. Rapport EV0150. Dokumentnummer 52300022-02-001. Solberg Andersen
17. Rapport 20-LV114. Dokumentnummer 52300022-03001. Solberg Andersen.
18. Rapport 20-LV0314. Dokumentnummer 5235564-001. Solberg Andresen.

19. Møtereferat 28.2.2015 Inspeksjon og kontroll av ventiler Gudrun Gransking, fra Solberg Andersen
20. Fisher control valve handbook lastet ned 25.2.2015
21. E-post 22.6.2015 fra Aibel, ref. AI-O-15-000177/OFSKASVE
22. Dokumentasjon fra Fieldvue – Triggerprofiler
23. Synergirapport 1429529, (Rapport etter hendelse 25.1.2015) m/bilder
24. Oversikt fra Statoil over notifikasjoner tilknyttet 20-LV0114
25. M2 43942335 Rør hviler ikke på support.
26. M2 43926511 Baseline insp. prod. rør
27. M2 43700000 Modifisering av personellbeskyttelse/isolasjonskapsling til strømning og prod. rør.
28. M2 43434269 Baseline tykkelsesmåling av utestående produksjon og strømning rør.
29. M2 43940330 Vibrasjon i ventil
30. M2 43936995 Feilsøking på 20LV0114 m/ foto
31. M3 43353777 NDT baseline erosjon inspeksjon
32. M3 43892631 INSP; NVI og vurdering vibrasjoner med vedlegg
33. M5 43951772 Ny Actorator til ventil
34. M5 43899614 Endre tekst for reguleringsventiler
35. Historikk: 1163-10"-PM-20-003-ED202
36. Historikk: 1163-P-20-LV0114
37. Historikk: 1163-2"-PM-20-040-ED202-5 Ingen notifikasjoner registrert
38. Historikk: 1163-12"-PR-20-004-BD200
39. Utskrift av historikk på reguleringsventil LV0114
40. Utskrift av historikk på rørlinje ut av 1.trinns separator
41. Utskrift av historikk på rørlinje nedstrøms reguleringsventil.
42. Technical Condition Safety verification (TTS) Gudrun, TEX SST ST-14009. Desember 2014
43. Appendix B List of all examination activities with observations, Technical Condition Safety (TTS) Gudrun December 2014. TEX SSC MON -14009-02
44. TIMP Gudrun barrieresvekkelser 18.12.2014
45. Beredskapsanalyse - Gudrun C123-B-S-RS-138, rapport nr 100662-3/R1
46. Tillegg til: Beredskap på norsk sokkel - GUDRUN, Arbeidsprosesskrav, WR1156
47. Gudrun Beredskapsanalyse 2012 C123-B-S-RS-101
48. Beredskapsrapport Gudrun 17.2.2015 m/ telefonliste
49. Gudrun sikkerhetsstrategi 2012 C123-B-S-RE-102
50. Funn vedrørende varmekabel mottatt 6.3.2015
51. Presentasjon fra Statoil om prosjektstyring Vassbotn 29.1.2014, Ptil ref. 2013/1544
52. Presentasjon fra Statoil om kompetansekrav 9.6.2015
53. Presentasjon fra Statoil av granskingsrapport Gudrun 13.5.2015
54. Flytskjema av Gudrun Hovedprosess
55. P&ID Legend, C123-B-M000-PT-002-05
56. P&ID, Separation, 1st stage separator, C123-B-M000-PE-202-01, rev 04Z
57. P&ID, Separation, 2nd stage separator, C123-B-M000-PE-203-01, rev 05Z
58. P&ID, Separation, test separator, C123-B-M000-PE-204-01, rev 05Z
59. ISO tegninger av relevante rør nedstrøms 1.trinns separator
 - a. C123-B-LL-320A-PM-20-003-01, PIPING ISO (AS BUILT)
 - b. C123-B-LL-320A-PM-20-003-02, PIPING ISO (AS BUILT)
 - c. C123-B-LL-320A-PM-20-003-03, PIPING ISO (AS BUILT)
 - d. C123-B-LL-320A-PM-20-040-01, PIPING ISO (AS BUILT)
 - e. C123-B-LL-320A-PR-20-004-01, PIPING ISO (AS BUILT)

- f. C123-B-LM-M30L-PM-20-004-01, STRESS SKETCH G20004
 - g. C123-B-LM-M30L-PM-20-004-02, STRESS SKETCH G20004
 - h. C123-B-LM-M30L-PM-20-004-03, STRESS SKETCH G20004
 - i. C123-B-LM-M30L-PM-20-004-04, STRESS SKETCH G20004
 - j. C123-B-LM-M30L-PM-20-004-05, STRESS SKETCH G20004
 - k. C123-B-LM-M30L-PM-20-004-06, STRESS SKETCH G20004
 - l. C123-B-LM-M30L-PM-20-004-07, STRESS SKETCH G20004
 - m. C123-B-LM-M30L-PM-20-004-08, STRESS SKETCH G20004
60. Rørsupporttegninger tilknyttet rør nedstrøms 1.trinns separator
- a. C123-B-M30L-LF-3200039-01, PS 320-0039 (AS BUILT)
 - b. C123-B-M30L-LF-3200238-01, PS 320-0238 (AS BUILT)
 - c. C123-B-M30L-LF-3200239-01, PS 320-0239 (AS BUILT)
 - d. C123-B-M30L-LF-3200320-01, PS 320-0320 (AS BUILT)
 - e. C123-B-M30L-LF-3200979-01, PS 320-0979 (AS BUILT)
 - f. C123-B-M30L-LF-3200992-01, PS 320-0992 (AS BUILT)
61. C123-B-L-RE-004 PIPE STRESS ANALYSIS REPORT
62. R-12520- TPD- Utfør umiddelbar skadebegrensning av HMS hendelse
63. I-12564-Umiddelbare tiltak
64. Matrise for håndtering av uønskede hendelser i UPN-versjon 14
65. Utskrift av skjermbilde for system 20 Produksjonsmanifold, 1. og 2. trinns separator
66. Kopi av arbeidstillatelse for pågående arbeid i området M20D
67. Inspeksjonsrapporter av ventil utført av Solberg Andersen, Rapport EV0150
68. Inspeksjonsrapporter av ventil utført av Solberg Andersen, Rapport LV0114
69. Inspeksjonsrapporter av ventil utført av Solberg Andersen, Rapport LV0314
70. Materialteknisk rapport, Statoil Rotvoll. MAT-2015018 Materialteknisk undersøkelse av 2 inch rørstuss fra Gudrun_final per 11032015
71. 3D model av rørsystemet nedstrøms 1. trinnseparator
72. PROCESS DATASHEET – C123-B-P-DP-482 ACTUATED ON/OFF VALVES
73. PROCESS DATASHEET- P-20-LV0114, rev 00
74. PROCESS DATASHEET- P-20-LV0114, rev 0A
75. Extract from C123-B-J108-CE-0001 VALVE AND ACTUATOR SIZE CALCULATIONS
76. PROCESS DATASHEET for EV0150 og EV0151
77. VDS BMFD102J for EV0151 og CW199
78. VDS BNED103C for EV0150
79. 005861-OTH-MM-00039, Møtereferat fra BCM på innkjøpspakken hvor reguleringsventil LV0114 inngikk
80. 005861-J108-MM-00003, Referat fra oppstartsmøte/kick-off
81. 005861-J108-MM-00005, Referat fra oppfølgingsmøte
82. 005861-J108-MM-00011, Referat fra oppfølgingsmøte
83. Book 01.000 - Project Assignment (PAS) Gudrun DG3-DG4
84. OMC01-000 - Utvikling og produksjon Norge (UPN)
85. OMC01-003 - DPN Field Development – Organisation, management and control
86. OMC01-004 - UPN Drift – Organisasjon, ledelse og styring
87. OMC01-005 - UPN Sør SDG – Organisasjon, ledelse og styring
88. Organisasjonskart Anleggsintegritet Sleipner, Draupner, Gudrun og Gina Krog pr mars 2015 og pr 1.4.15
89. Oversikt over teknisk system- og fagansvarlige DPN OS OMT SDG
90. Job description Auto Instrument Engineer
91. Job description Piping Engineer

92. Stillingsbeskrivelse Leading advisor – Field instrumentation
93. FR05 - Project development rev. 23. februar 2015
94. FR06 - Drift og vedlikehold rev 29. desember 2014
95. TR2212, Control and choke valves, rev.4, 2014-12-01
96. GL2212, Valve Selection Manual, rev.1, 2014-02-19
97. Statoil Mandat for gransking av lekkasje fra bypassrør på oljeutløp fra 1. trinnseparator Gudrun, 18.2.2015
98. A 2015-4-DPN L1, Statoil granskingsrapport med vedlegg. Kondensatlekkasje på Gudrun 18.2.2015
99. Gudrun – Lekkasje i kondensatutløp 1. trinnseparator, powerpoint presentasjon fra Aibel
100. Sintef rapport, On the events causing the HC leak at Gudrun on February 18th 2015 datert 1.7.2015

11 Vedlegg

Oversikt over intervjuet personell