



Granskingsrapport

Rapport	
Rapporttittel Rapport etter granskning av brønnkontrollhendelse i brønn 31/2-G-4 BY1H \BY2H på Trollfeltet med boreinnretningen Songa Endurance	Aktivitetsnummer 001054029 001054030

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

Sammendrag
<p>Den 15.10.2016, i forbindelse med trekking av produksjonsrørhenger (TH), foregikk det arbeid med å koble produksjonsrørhenger trekkeutstyret (THSRT) til produksjonsrørhengeren i brønn 31/2-G-4 BY1H, BY2H på Trollfeltet.</p> <p>Kl. 09:33 ble boremaskinen (top-drive) med kompletteringsstrengen hevet opp seks meter, samtidig med at store mengder væske og gass strømmet ukontrollert opp gjennom rotasjonsbordet. Utstrømningen løftet hydraulisk slips (PS21) på 2,5 tonn og kastet føringene på til sammen 2 tonn flere meter på boredekket. Væskesøylen sto helt til toppen av boretårnet. Utslag på flere gassdetektorer førte til lokal nedstengning av utstyr. Ingen personer ble fysisk skadet under hendelsen.</p> <p>Statoil er operatør på feltet. Arbeidet på brønnen ble utført med den halvt nedsenkbare boreinnretningen Songa Endurance.</p> <p>Brønnen ble stengt med ringromsventilen (AP) og deretter ble kutteventilen (BSR) aktivert. Stigerøret ble umiddelbart etterfylt med 54 m³ væske. Observasjoner i ettertid viste at kutteventilen ikke hadde kuttet strengen. Ringromstrykket stabiliserte seg etterhvert på 112 bar.</p> <p>Beredskapspersonell mønstret med noen unntak i henhold til alarminstruks. Ikke-essensielt personell ble i løpet av dagen den 15.10.2016 demobilisert til andre innretninger og til land (Bergen). 2. linje beredskapsorganisasjoner hos henholdsvis Songa Offshore og Statoil mønstret i forbindelse med hendelsen. I tillegg etablerte Statoil et døgnkontinuerlig lag i Bergen som støttet normaliseringsprosessen.</p> <p>I forberedelse til drepeoperasjonen (bullheading) ble det oppdaget lekkasje i strengen i koblingen mellom produksjonsrørhenger og trekkeutstyret. Det var ikke mulig å pumpe gjennom strengen på grunn av lekkasjen og grunnsatt plugg. Drepeoperasjonen ble satt i gang 16.10.2016 ved å pumpe drepevæske gjennom drepelinjen ned i ringrommet. Brønnen ble først stabilisert 26.10.2016 etter en lang og utfordrende periode med normaliseringsarbeid.</p> <p>Den direkte årsaken til hendelsen var at store mengder gass fra reservoaret under produksjonsrørhenger ble frigjort. BOP koblingstesten (BOP wellhead connector test), som ble foretatt ca. seks timer før hendelsen, åpnet (cycled) mest sannsynlig primærbarrierene gassløftventilen (GLV) og strømningskontrollventilene (FCV). I dette tidsrommet drenerte væske fra brønnen ut i formasjonen, samtidig som gassen fra reservoaret strømmet inn under produksjonsrørhenger.</p> <p>Petroleumstilsynet anser denne hendelsen som en av de mest alvorlige brønnkontrollhendelser på norsk sokkel siden Statoil Snorre A-hendelsen i 2004. Dette begrunnes ut fra hendelsens omfang og potensial. Ved ubetydelige endrede omstendigheter kunne hendelsen ført til storulykke med tap av liv og større materielle skader og utslipp til ytre miljø.</p>

Involverte	
Hovedgruppe T-1	Godkjent av / dato 21.2.2017
Deltakere i granskingsgruppen Amir Gergerechi, Eigil Sørensen og Jan Erik Jensen.	Granskingsleder Amir Gergerechi



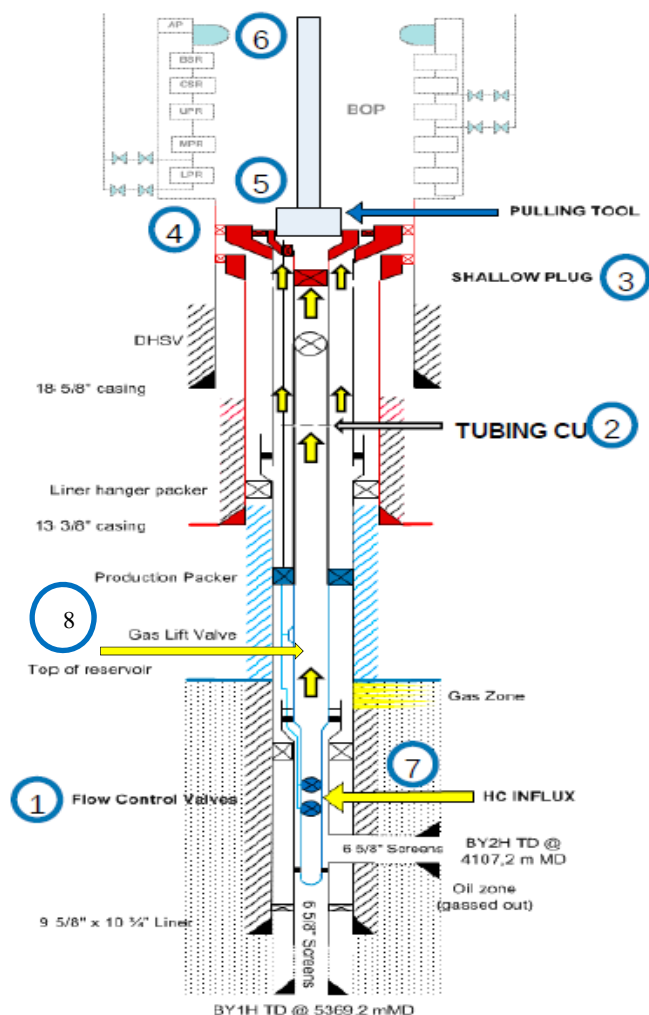
Innhold

FORKORTELSER OG DEFINISJONER	5
FIGUROVERSIKT	7
1 INNLEDNING	8
1.1 PTIL SIN OPPFØLGING AV HENDELSEN	10
1.2 MANDAT FOR PTILS GRANSKNINGSGRUPPE	10
1.3 BEGRENSNINGER	11
1.4 INTERVJUER, VERIFIKASJON PÅ INNRETNINGEN OG VURDERING AV DOKUMENTER.....	11
2 HENDELSFORLØP	11
2.1 PLANLEGGING	11
2.1.1 Vertikale og horisontale juletre	13
2.1.2 Konseptvalg.....	13
2.1.3 Risikogjennomgang	15
2.1.4 Bruk av FCV og GLV som barriereelement	15
2.1.5 Gassløft på brønn G-4	16
2.1.6 Virkemåte til GLV og FCV.....	17
2.1.7 Oversikt over unntakene (DISP) for P&A operasjon på G-4 brønnen	18
2.1.8 Detaljplan (DOP 090) for trekking av produksjonsrør-henger.....	19
2.2 GJENNOMFØRING	21
2.3 HÅNTERING AV BRØNNKONTROLLHENDELSEN 15.10.2016	25
2.4 NORMALISERING	26
3 ÅRSAKSFORHOLD	27
3.1 DIREKTE.....	27
3.2 BAKENFORLIGGENDE	27
3.2.1 Planlegging av FCV og GLV som barriereelement.....	27
3.2.2 Konseptvalg.....	28
3.2.3 Risikogjennomgang	28
3.2.4 Endringsstyring MOC.....	28
3.2.5 Kompetanse.....	29
3.2.6 Reservoar-egenskaper på Troll	29
3.2.7 Oppsummering av bakenforliggende årsaker.....	29
4 HENDELSENS POTENSIAL.....	30
4.1 FAKTISK KONSEKVENNS	30
4.2 POTENSIELL KONSEKVENNS	30
5 OBSERVASJONER	32
5.1 AVVIK.....	32
5.1.1 Planlegging, endringsstyring (MOC) og etterlevelse av prosedyrer	32
5.1.2 Utforming av brønnbarrierer.....	33
5.1.3 Risikovurdering som beslutningsgrunnlag ved effektivisering av operasjonen	34
5.1.4 Kompetanse.....	34
5.1.5 Utførelse av strømningsjekk	34
5.2 FORBEDRINGSPUNKT	35
5.2.1 Personellkontroll ved beredskapssituasjoner.....	35
5.2.2 System for trening av innsatslag	35
5.2.3 Manglende tilrettelegging for kvalitetssikring av detaljplan (DOP).....	35
5.2.4 Oppfølging av trykkontrollmanual.....	36
5.2.5 Troll hovedaktivitetsprogram TMAP.....	36
6 BARRIERER	37
6.1 BARRIERER SOM HAR FUNGERT	37
6.1.1 Sikkerhetsventil og isolering av brønn	37
6.1.2 Borepersonell (boresjef og borer).....	37
6.1.3 Rød sone på boredekk	37
6.1.4 Tennkildekontroll.....	37
6.2 OVERSIKT OVER BARRIERER SOM FUNGERTE OG BARRIERER SOM IKKE HAR FUNGERT	38
7 DISKUSJON OMKRING USIKKERHETER	38
8 VURDERING AV STATOIL OG SONGA OFFSHORES GRANSKINGSRAPPORT (A 2016-16 TPD L1)	39
9 VEDLEGG	39

Sammendrag

I forbindelse med trekking av produksjonsrørhenger (Tubing Hanger/TH) 15.10.2016 foregikk det arbeid med å koble produksjonsrørhenger-trekkeutstyret (Tubing Hanger Secondary Retrieving Tool/THSRT) til produksjonsrørhengeren i brønn 31/2-G-4 BY1H, BY2H (heretter kalt G-4) på Trollfeltet hvor Statoil er operatør. Arbeidet ble utført med den halvnedsenkbare boreinnretningen Songa Endurance.

Kl. 09:33 ble boremaskinen (top-drive) med kompletteringsstrengen hevet opp seks meter, samtidig med at store mengder væske og gass strømmet ukontrollert opp gjennom rotasjonsbordet. Utstrømningen løftet opp både hydraulisk slips (PS21) på 2,5 tonn og fôringene på til sammen 2 tonn og flyttet dem flere meter på boredekket. Væskesøylen sto helt til toppen av boretårnet. Utslag på flere gassdetektorer førte til lokal nedstengning av utstyr.



- (1) FCV
- (2) Kutt i produksjonsrør
- (3) Grunnsatt plugg
- (4) Brønnhode
- (5) Trekkestrengen
- (6) Ringromsventilen
- (7) Innstrømning fra reservoaret gjennom FCV
- (8) Innstrømning fra reservoaret gjennom GLV

Figur 1 Skjematisk illustrasjon av brønnen

Ingen personer ble fysisk skadet under hendelsen.

Brønnen ble stengt med ringromsventilen (AP) og deretter ble kutteventilen (BSR) aktivert. Stigerøret ble umiddelbart etterfylt med 54 m³ væske. Ringromstrykket stabiliserte seg på 112 bar. Observasjoner i ettertid viste at kutteventilen ikke hadde kuttet strengen.

Beredskapspersonell mønstret med noen unntak i henhold til alarminstruks. Ikke-essensielt personell ble demobilisert til land (Bergen). 2. linje beredskapsorganisasjoner hos henholdsvis Songa Offshore og Statoil mønstret i forbindelse med hendelsen. I tillegg etablerte Statoil et døgnkontinuerlig lag i Bergen som støttet normaliseringsprosessen.

I forberedelse til drepeoperasjonen (bullheading) ble det oppdaget lekkasje i strengen i koblingen mellom produksjonsrørhenger og trekkeutstyret. Det var ikke mulig å pumpe gjennom strengen på grunn av lekkasjen og grunnsatt plugg. Drepeoperasjonen ble satt i gang 16.10.2016 ved å pumpe drepevæske gjennom drepelinjen ned i ringrommet. Brønnen ble først stabilisert 26.10.2016 etter en lang og utfordrende periode med normaliseringsarbeid.

Petroleumstilsynet (Ptil) besluttet 17.10.2016 å iverksette gransking av hendelsen. Granskningsgruppens mandat var blant annet å kartlegge hendelsesforløpet, vurdere utløsende og bakenforliggende årsaker, med vektlegging av både menneskelige, tekniske, operasjonelle og organisatoriske forhold (MTO), i et barriereperspektiv. Mandatet omfattet forhold frem til 16.10.2016. Det ble nedsatt en arbeidsgruppe i Ptil for oppfølging av normaliseringsarbeidet.

Den direkte årsaken til hendelsen var at store mengder gass fra reservoaret under produksjonsrørhenger ble frigjort. Koblingstesten (BOP wellhead connector test), som ble foretatt ca. seks timer før hendelsen, åpnet (cycled) mest sannsynlig primærbarrierene GLV og FCV. I dette tidsrommet drenerte væske fra brønnen ut i formasjonen, samtidig som gassen fra reservoaret strømmet inn under produksjonsrørhenger.



Figur 2 Utstrømningen på dekk Songa Endurance 15.10.16 bilde fra toppen av boretårn (Kilde: Songa Offshore)

Ptil anser denne hendelsen som en av de mest alvorlige brønnkontrollhendelser på norsk sokkel siden Snorre A-hendelsen i 2004. Dette begrunnes ut fra hendelsens omfang og potensial. Ved



ubetydelige endrede omstendigheter kunne hendelsen ført til storulykke med tap av flere liv, større materielle skader og utslipp til ytre miljø.

Forkortelser og definisjoner

AP (Annular Preventer)	Ringromsventil
BOP (Blow Out Preventer)	Sikkerhetsventil under boring
BSR (Blind Shear ram)	Kutteventil
Bullheading	Drepemetode, trykke brønnvæske tilbake til reservoaret
Bushing	Foring som holder hydraulisk slips på plass i rotasjonsbordet
Cat-D	Kategori D flyttbare innretninger
CSR (Casing Shear Ram)	Kutteventil for fôringsrør
Cycle	Åpne og stenge (operere) ventiler
D&W (Drilling and Well)	Boring og Brønn
DG (Decision gate)	Beslutningsfaser i et prosjekt (for eksempel DG1, DG2, osv.)
DOP (Detail Operation Procedure)	Detaljerte operasjonsprosedyrer
DP (Dynamic Positioning)	Dynamisk posisjonering
DP-3	Dynamisk posisjonering klasse 3 (høyeste sikkerhetsklasse)
Drepeoperasjon	Re-etablering av primærbarriere med drepeslam
Drepevæske	Tung væske
ESD	Nøddavstengning
FCV, HCM-A (Flow Control Valve, Hydraulic Control Multiposition – Adjustable)	Strømningskontroll-ventil, hydraulisk operert
GE VetcoGray	General Electric, leverandør av brønnhode og produksjonsrørhenger
GLV (Gas Lift Valve)	Gassløftventil
LEL (Lower Explosion Limit)	Nedre grense for antennelsesfare
LMRP (Lower Marine Riser Package)	Nedre del av stigerørspakke
MD	Målt dybde langs brønnbanen
ME Plug (Medium Expansion)	Plugg som kan pumpes åpen med trykk
MOC (Management of Change)	System for styring av endringer
MTO	Menneske, teknologi og organisasjon
PP&A(Permanent Plug and Abandonment)	Permanent plugging og forlating av brønn
PS21 Power Slips	Hydraulisk kile for å holde vekten av strengen i rotasjonsbord
Ringrom	Det ringformede rommet mellom borerør og fôringsrør
Rød sone	Avgrenset område på boredekk med restriksjoner på ferdsel
SLS (Single Line Switch)	Enkeltlinje bryter
Subseasystem	Undervannssystemer (inkl. WH, TH, VXT – se definisjon nedenfor)



SUT	Samsvarsuttalelse fra Ptil
TH (Tubing Hanger)	Produksjonsrørhenger
THSRT	Produksjonsrørhenger trekkeutstyret
TMAP	Troll Main Activity Program
Top-drive	Tårnmontert boremaskin
TR (Temporary Refuge)	Innvendig mønstringsområde
VXT (Vertical Xmas Tree)	Vertikalt juletre (ventiltre)
WH (Wellhead)	Brønnhode
WOR (Workover riser)	Brønnoverhalings-stigerøret
XMT (Christmas tree)	Sikkerhetsventil/ juletre

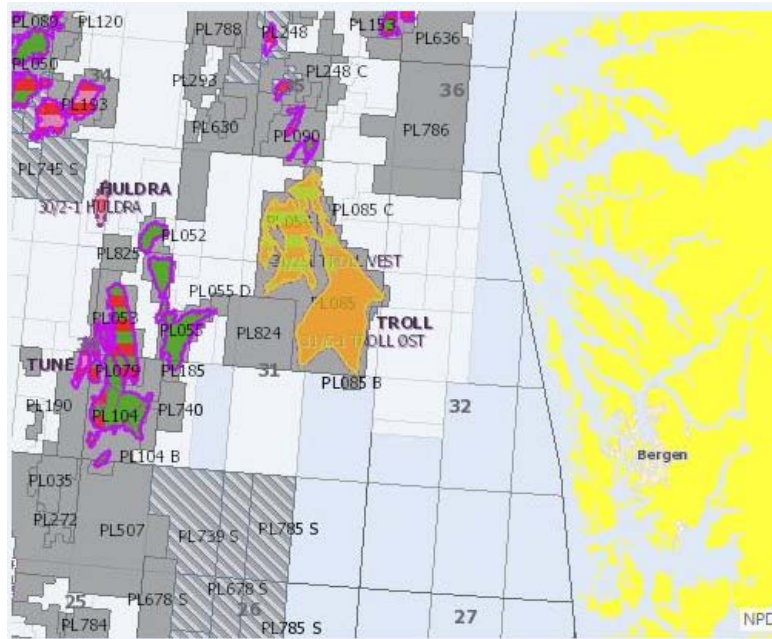


Figuroversikt

Figur 1 Skjematisk illustrasjon av brønnen	3
Figur 2 Utstrømningen på dekk Songa Endurance 15.10.16 bilde fra toppen av boretårn (Kilde: Songa Offshore)	4
Figur 3 Lokasjon av Trollfeltet (kilde: OD faktasider)	8
Figur 4 Trollfeltet med plattformer	8
Figur 5 Songa Endurance halvt nedsenkbar plattform (kilde: www.google.no).....	9
Figur 6 Produksjonsrørhenger (TH) og produksjonsrørhenger trekkeutstyret (THSRT) (kilde: GE VetcoGray).....	9
Figur 7 Brønnskisse som gjenspeiler status før oppstart av operasjonen (kilde: Statoil).....	12
Figur 8 Lokasjon av brønnramme G på Trollfeltet (kilde: Statoil)	12
Figur 9 Skisse hentet fra konseptvalg rapport	14
Figur 10 Skisse hentet fra PP&A programmet.....	16
Figur 11 Poppet ventiler innvendig i produksjonsrørhenger (kilde: GE VetcoGray)	17
Figur 12 Single Line Switch (SLS)	17
Figur 13 DOP 090 for trekking av øvre komplettering	19
Figur 14 Kontroll-linjer med Poppet ventiler på produksjonsrørhenger etter fjerning av juletreet (VXT) og montering av BOP	20
Figur 15 Utstrømning av gass og væske fra fingerbord nivå (kilde: Songa Offshore)	23
Figur 16 Skadet rekkverk og dørkrist.....	23
Figur 17 Plassering av fôringene etter hendelsen på boredekk (markert med gul sirkel)	24
Figur 18 PS-21 slips	24
Figur 19 Fôringene (Bushing)	25
Figur 20 Brønnskisse etter etablering av primærbarrieren i ringrommet. Mørke blå farge indikerer fortrenkning av drepevæske.....	26

1 Innledning

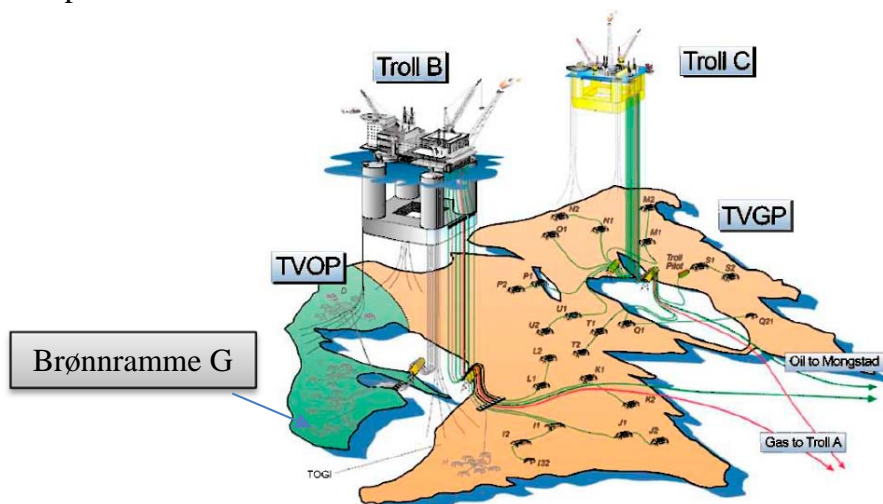
Trollfeltet er et gass- og oljefelt i den nordlige delen av Nordsjøen, omtrent 65 kilometer vest for Kollsnes ved Bergen. Troll har to hovedstrukturer; Troll Øst og Troll Vest. Feltet strekker seg over et område på 750 kvadratkilometer i blokkene 31/2, 31/3, 31/5 og 31/6 i Nordsjøen. Havdybden i området er rundt 350 meter. Trollfeltet ble funnet i 1979 og inneholder svært store gassressurser, i tillegg til at det er et av de største oljeproduserende felt på norsk sokkel. Den opprinnelige planen for utbygging og drift (PUD) ble godkjent i 1986. Feltet kom i produksjon i 1995 (kilde: www.norskpetroleum.no).



Figur 3 Lokasjon av Trollfeltet (kilde: OD faktasider)

Brønnen G-4 er lokalisert i brønnramme G. Produksjon fra G-rammen er koblet via havbunnsrør til Troll B-innretningen. Denne brønnrammen befinner seg i Troll Vest-strukturen (se figur 4).

Statoil er operatør for Troll A-, B- og C-plattformen. Songa Offshore er borekontraktør for Statoil på Trollfeltet.



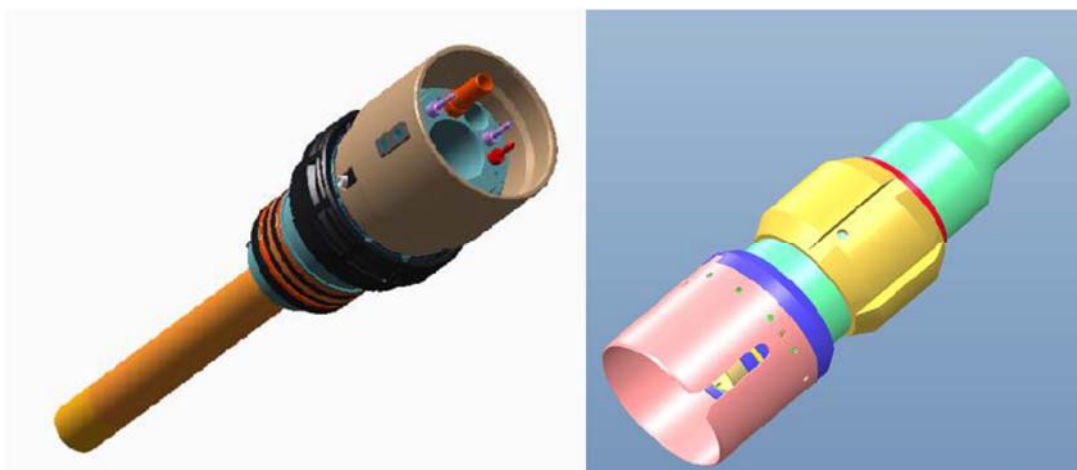
Figur 4 Trollfeltet med plattformer

Songa Endurance er en halvt nedsenkbar boreinnretning. Innretningen er bygget på verftet Daewoo i Sør Korea i 2014. Designet er typen GVA 4000. Songa Endurance er én av Songa Offshores fire Cat-D-borerigger. Songa Offshore fikk samsvarsuttalelse (SUT) fra Ptil for Songa Endurance i desember 2015. Statoil fikk samtykke til bruk av Songa Endurance for boring og kompletteringsaktiviteter på Trollfeltet i desember 2015.



Figur 5 Songa Endurance halvt nedsenkbar plattform (kilde: www.google.no)

Hendelsen inntraff 15. oktober 2016 i forbindelse med trekking av produksjonsrørhenger (TH). Under arbeid med å koble produksjonsrørhenger trekkeutstyret (THSRT) til produksjonsrørhengeren (TH) i brønn G-4, ble top-drive med kompletteringsstrengen plutselig løftet ukontrollert opp seks meter. Samtidig strømmet det store mengder væske og gass ukontrollert opp gjennom rotasjonsbordet. Utstrømningen løftet opp både hydraulisk slips (PS21) og føringene og kastet dem flere meter på boredekket. Væskesøylen nådde toppen av boretårnet. Utslag på flere gassdetektorer førte til lokal nedstengning av utstyr. To detektorer ga utslag på 60 % LEL.



Figur 6 Produksjonsrørhenger (TH) og produksjonsrørhenger trekkeutstyret (THSRT) (kilde: GE VetcoGray)

Brønnen ble stengt med ringromsventilen (AP). Deretter ble kutteventilen (BSR) aktivert. Stigerøret ble umiddelbart etterfylt med 54 m³ væske. Observasjoner i ettertid har vist at kutteventilen ikke kuttet strengen.



Drepeoperasjonen (bullheading) var utfordrende grunnet lekkasje i strengen i koblingen mellom produksjonsrørhenger og trekkeutstyret. Det var ikke mulig å pumpe gjennom strengen på grunn av lekkasjen og grunnsatt plugg. Lekkasjen i strengen skyldtes at trekkeutstyret for produksjonsrørhenger ikke ble helt skrudd inn under oppkoblingen før hendelse inntraff. Drepeoperasjonen startet 16.10.16 med å pumpe drepevæske (killmud) ned i brønnen via drepelinjen (kill-line) og ned i ringrommet.

Denne rapporten oppsummerer resultatene etter Ptils gransking av brønnkontrollhendelsen på brønn G-4 og presenterer disse med bakgrunn i mandatet for granskningen.

1.1 Ptil sin oppfølging av hendelsen

Ptil ble varslet av Statoil kl. 12:30 den 15.10.2016. Beredskapsvakten mobiliserte ressurser for å følge opp Statoils arbeid med sikring av personell og håndtering av brønnkontrollsituasjonen.

Petroleumstilsynet besluttet 17.10.2016 å iverksette egen gransking av hendelsen.

Granskningsgruppen sammensetning:

Amir Gergerechi – fagområde boring og brønnteologi (granskingsleder)
Eigil Sørensen – fagområde boring og brønnteologi
Jan Erik Jensen – fagområde logistikk og beredskap

1.2 Mandat for Ptils granskningsgruppe

Mandatet for Ptils gransking er etablert i tråd med avsnitt 4.1.2 i prosedyren.

- 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. Utarbeide rapport og oversendelsesbrev (eventuelt med forslag til bruk av virkemidler) i henhold til mal.
- i. Anbefale - og bidra i - videre oppfølging



1.3 Begrensninger

Granskingen omfatter kartlegging av direkte og bakenforliggende årsaker til hendelsen frem til 16.10.2016. Det ble satt ned en egen gruppe i Ptil for oppfølging av normaliseringsarbeid etter hendelsen.

Granskingsgruppen har ikke utført egne analyser av årsaken til høyt dreiemoment i forbindelse med kobling av trekkeverktøyet til hengeren. Vi har i denne forbindelse vurdert rapporten fra leverandøren datert 22.11.2016 (GE VetcoGray – referanse 164).

1.4 Intervjuer, verifikasjon på innretningen og vurdering av dokumenter

I forbindelse med granskingen ble det gjennomført intervjuer med involvert personell i landorganisasjonen og på innretningen. Det ble utført intervjuer med involvert personell etterhvert som de ankom land og ikke lenger hadde en rolle i normaliseringsarbeidet. Landbasert personell ble intervjuet etter at brønnkontrollsituasjonen var normalisert. Intervjuene ble utført i Bergen og Stavanger. Befaringer på innretningen ble utsatt grunnet Statoils normalisering av operasjonen etter hendelsen. Åstedsbefaring om bord på Songa Endurance ble gjennomført av granskingsgruppen den 1.11.16. I tillegg ble dokumenter gjennomgått som en del av granskingen. Til sammen 33 personer ble intervjuet under granskingen.

2 Hendelsesforløp

Dette kapitlet beskriver hendelsesforløpet, basert på informasjon og status gitt via:

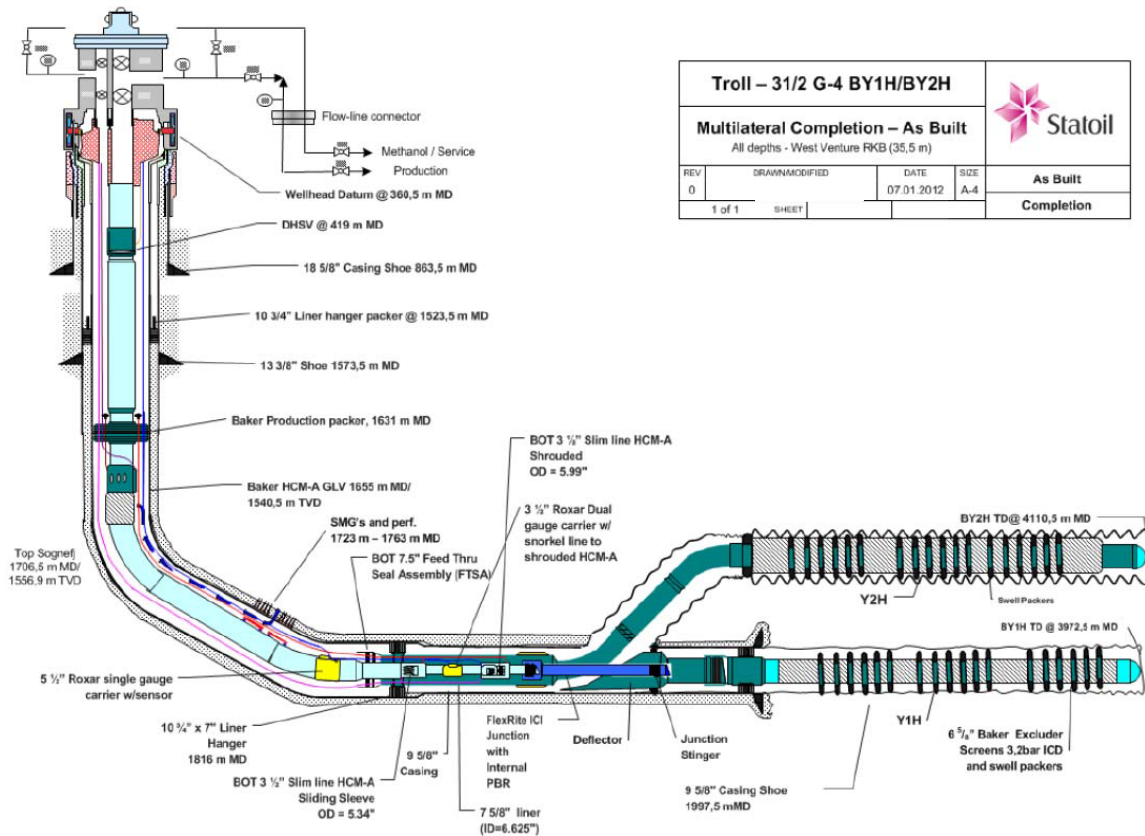
- Tidsbasert aktivitetslogg (Standard timelogg)
- Daglig borerapportsystem (DDRS)
- Intervjuer med personell som var involvert i hendelsen
- Logger i forbindelse med beredskapshåndtering

Aktivitetene er beskrevet i kronologisk rekkefølge. En skjematisk beskrivelse av hendelsesforløp er gitt i vedlagte MTO-diagram (vedlegg A).

2.1 Planlegging

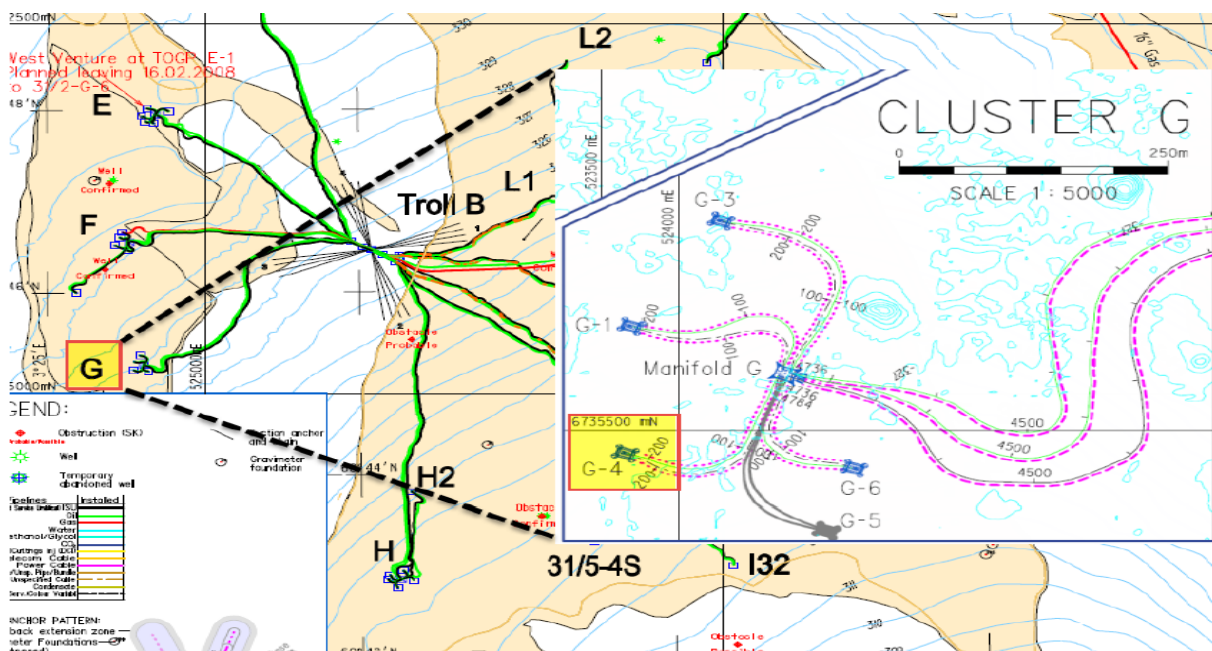
Boreaktivitetene på Troll foregår på brønner som tidligere er komplettert og som er, eller har vært, i produksjon. Etter hvert som produksjonen avtar plugges reservoarden, og sidestegsboring starter ved ønsket dyp. Ny reservoarseksjon bores og brønnen kompletteres for produksjon. Brønnhode og annen eksisterende infrastruktur blir således gjenbrukt.

Produksjonsbrønnene på Troll bores som flergrensbrønner med to eller flere grener i reservoaret. 12 ¼" seksjonen landes ut horisontalt i reservoaret, og i denne seksjonen installeres vinduer for lateralgrenene. Alle seksjonene bores med vannbasert slam.



Figur 7 Brønnkisse som gjenspeiler status før oppstart av operasjonen (kilde: Statoil)

Brønnoperasjonen som skulle utføres på brønn G-4 kalles slisegjenvinning (slot recovery). Dette er en operasjon som skal klargjøre for boring av sidesteg etter permanent plugging (PP&A) av opprinnelige brønnbaner. Brønn G-4 er en havbunnsbrønn på G-rammen med brønnhode (WH) og vertikalt juletre (VXT) fra GE VetcoGray. I forbindelse med slisegjenvinningsoperasjonen blir juletreet erstattet med brønnsikringsventil (BOP).



Figur 8 Lokasjon av brønnramme G på Trollfeltet (kilde: Statoil)

G-4 brønnen ble boret med den flyttbare boreinnretningen Songa Trym i 2011 og deretter ferdigstilt som oljeproducent med to grener i reservoaret av den flyttbare boreinnretningen West Venture i 2012.

2.1.1 Vertikale og horisontale juletrær

De fleste brønnene på Trollfeltet har installert horisontale juletrær (HXT) levert av Aker Solutions ASA (Aker). Et mindre antall brønner har installert vertikale juletrær (VXT) levert av GE VetcoGray. Hovedforskjellene mellom horisontale og vertikale juletrær er at på vertikale juletrær blir produksjonsrørhenger låst til brønnhode før installering av juletreet. Produksjonsrør-henger på horisontale juletrær blir installert og låst i selve juletreet. I tillegg er det mulig å monitorere trykket under produksjonsrørhenger på brønner med horisontale juletrær. Dette er ikke mulig på brønner med vertikale juletrær.

2.1.2 Konseptvalg

Statoil har etablert et dokument "Troll Main Activity Program" (TMAP) for å standardisere og forbedre PP&A-operasjoner på Troll. Dokumentet er signert i 2015 og anbefaler bruk av dypsatt plugg, i brønner med vertikale brønnhodesystemer, før trekking av produksjonsrørhenger. Det er nevnt i TMAP dokumentet (kap. 4.3.8) at enhver trykktesting vil påvirke kontrollinjer til FCV og GLV.

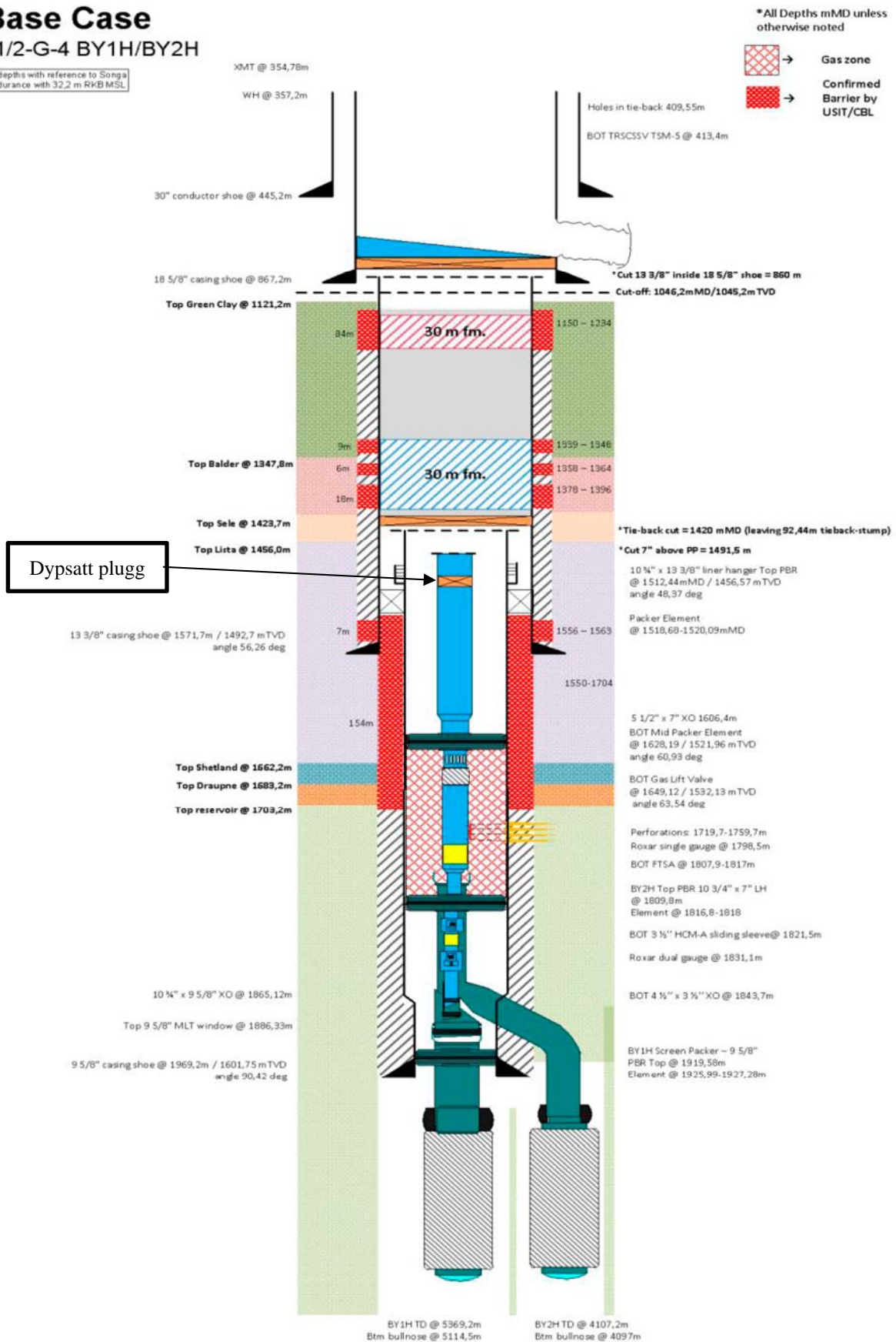
Møte for godkjenning av konseptvalg for design av G-4 (D&W and Petec Concept Selection Approval) for boring av nytt sidesteg ble avholdt 15.2.2016. Her deltok representanter fra boring og brønn-avdelingen (D&W) og avdelingen for petroleumsteknologi (Petec) i Statoil. Her var bruk av strømningskontrollventilene (FCV) og gassløftventilen (GLV) som barriereelement ikke et tema.

Konseptvalgrapport (Concept Selection Report) for boring av nytt sidesteg i G-4 ble ferdig signert den 11.5.2016. Basisplanen (Base Case) i denne rapporten viser en brønnskisse der PP&A design inkluderer dypsatt plugg.

Base Case

31/2-G-4 BY1H/BY2H

All depths with reference to Songa Endurance with 32,2 m RKB MSL



Figur 9 Skisse hentet fra konseptvalg rapport



2.1.3 Risikogjennomgang

Granskingsgruppen er kjent med at Statoil har gjennomført to møter der sentrale risikoer for P&A på G-4 brønn er diskutert. Den 15.2.2016 og 28.6.2016 ble det gjennomført risikovurderingsmøter. Det foreligger ikke deltakerliste fra noen av risikogjennomganger utført i denne PP&A-aktiviteten. Mottatt dokumentasjon viser at representanter fra leverandør av subseasystemer (GE VetcoGray) eller FCV/GLV (Baker Hughes) ikke var invitert til å delta her.

2.1.4 Bruk av FCV og GLV som barrierelement

PP&A operasjonen på brønn G-4 er den første som er planlagt med FCV og GLV som primærbarriere i stedet for en dypsatt plugg i en brønn med vertikalt juletre. Dypsatt plugg er en mekanisk plugg som plasseres i produksjonsrøret over reservoaret før man trekker produksjonsrøret i en konvensjonell PP&A-operasjon.

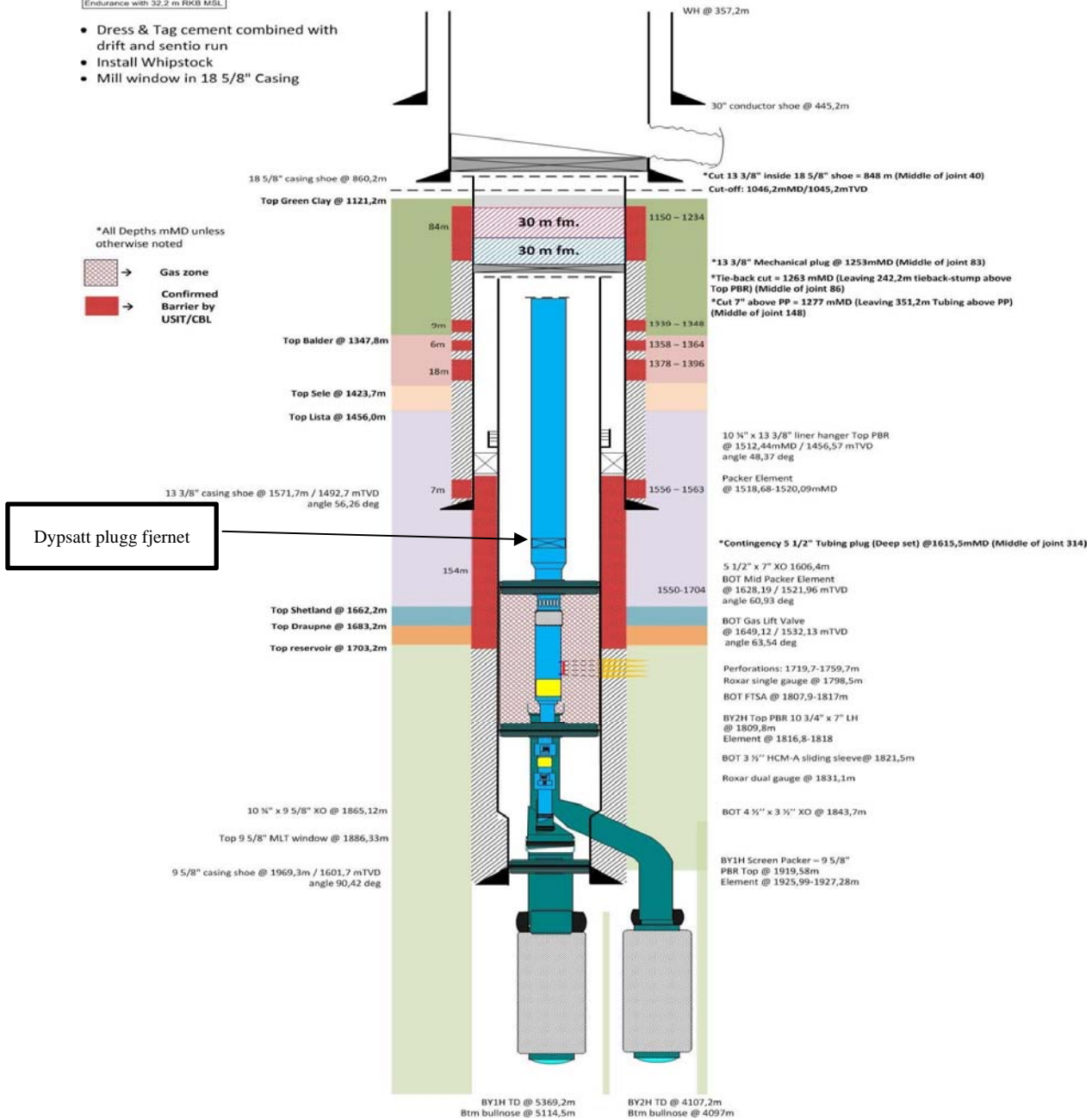
Endelig program for PP&A-operasjon på G-4 ble godkjent den 8.7.2016 med FCV og GLV som barriereelement. Ut i fra intervjuene ble risikoen med å erstatte dypsatt plugg med FCV og GLV som barriereelement ikke vurdert i prosessen fra konseptvalgmøtet den 15.2.2016 fram til godkjenning av det endelige programmet.

Prepare sidetrack

31/2-G-4 BY1H/BY2H

All depths with reference to Songa
Endurance with 32,2 m RKB MSL

- Dress & Tag cement combined with drift and sentio run
- Install Whipstock
- Mill window in 18 5/8" Casing



Figur 10 Skisse hentet fra PP&A programmet

2.1.5 Gassløft på brønn G-4

For å drive oljen fra reservoaret til overflaten i brønnen brukes det gass fra gasskappen som ligger over oljesonen på Trollfeltet. Kompletteringsstrengen går gjennom gass-sonen og videre ned i oljesonen. Det er installert en gassløftventil (GLV) i gass-sonen som fører gassen inn i produksjonsrøret og blander den med den strømmende oljen. Gassen gjør at oljen strømmer lettere opp.

2.1.6 Virkemåte til GLV og FCV

FCV og GLV er montert på produksjonsrøret for å styre gass- og væskestrømmen fra reservoaret inn i produksjonsrøret. Ventilene opereres hydraulisk gjennom ¼" kontroll-linjer. Kontroll-linjene føres fra ventilene og opp langs produksjonsrøret til produksjonsrørhenger. Her ender kontroll-linjene i en tilbakeslagsventil kalt "Poppet" ventiler (se figur 14).

Poppet ventilene kan åpnes med trykk ovenfra, men ikke nedenfra. Videre fra Poppet ventilene gjennom juletre er det lagt til rette for hydraulisk styring fra overflaten. FCV og GLV styres fra overflaten etter installering av vertikalt juletre. Ved fjerning av juletre er Poppet ventiler eksponert for trykk ovenfra og er ikke beskyttet. GLV og FCV kan åpnes eller lukkes (cycles) ved å tilføre hydraulisk trykk via kontrollinjer på 28 – 138 bar.



Figur 11 Poppet ventiler innvendig i produksjonsrørhenger (kilde: GE VetcoGray)

Vetco produksjonsrørhenger er begrenset til tre Poppet ventiler hvor det er mulig å ha tre hydraulisk kontroll-linjer for å styre fire ventiler nede i produksjonsrøret. En for DHSV, en for GLV og én for to stykk FCV-er. FCV-ene er seriekoblet ved hjelp av SLS (Single Line Switch) og styres av bare en kontroll-linje.



Figur 12 Single Line Switch (SLS)

Baker Hughes er leverandør av FCV, GLV og tilhørende kontrollinjer, mens produksjonsrørhengeren med Poppet tilbakeslagsventiler er levert av GE VetcoGray.

2.1.7 Oversikt over unntakene (DISP) for P&A operasjon på G-4 brønnen

Prosjektleder for G-4 brønnen søkte om totalt tre unntak fra Statoils interne krav i forbindelse med permanent plugge operasjonen på G-4. Alle unntakssøknadene ble innvilget. Tabell 1 viser oversikt over unntakene.

Unntak 145458 gjaldt kun GLV og ikke FCV. I følge intervjuene var FCV godkjent som barriereelement. Dokumentasjon mottatt i etterkant viser at selskapets interne krav til bruk av FCV og GLV som barriereelement ikke var oppfylt i henhold til TR 2385 B.3.2 punkt 6.

Tabell 1 Oversikt over unntakene i forbindelse med P&A på G-4

DISP	STATUS	Beskrivelse	Ptils kommentar
145458	Godkjent	Bruk av GLV som barriereelement i stedet for dysatt plugg på brønn G-4. Unntak fra TR 3507 og TR 2385	Interne krav til bruk av GLV som barriereelement ikke oppfylt i henhold til TR 2385 B.3.2 punkt 6. Ref. kapittel 3.2.4
145499	Godkjent	Transport av rør uten gjengebeskytter	Ikke relevant for gransking
145922	Godkjent	Trekking av VXT med å ha bare en barriere mot reservoartrykket i brønn - 31/2 G-4 BY1H/BY2H P&A. Bakgrunn for unntak begrunnes med at på GE VetcoGray brønnehodesystem er det ikke mulig å ha to barrierer mot reservoartrykket under trekking av VXT. Unntak fra TR3507	Interne krav til bruk av GLV/FCV som barriereelement ikke oppfylt i henhold til TR 2385 B.3.2 punkt 6. Ref. kapittel 3.2.4

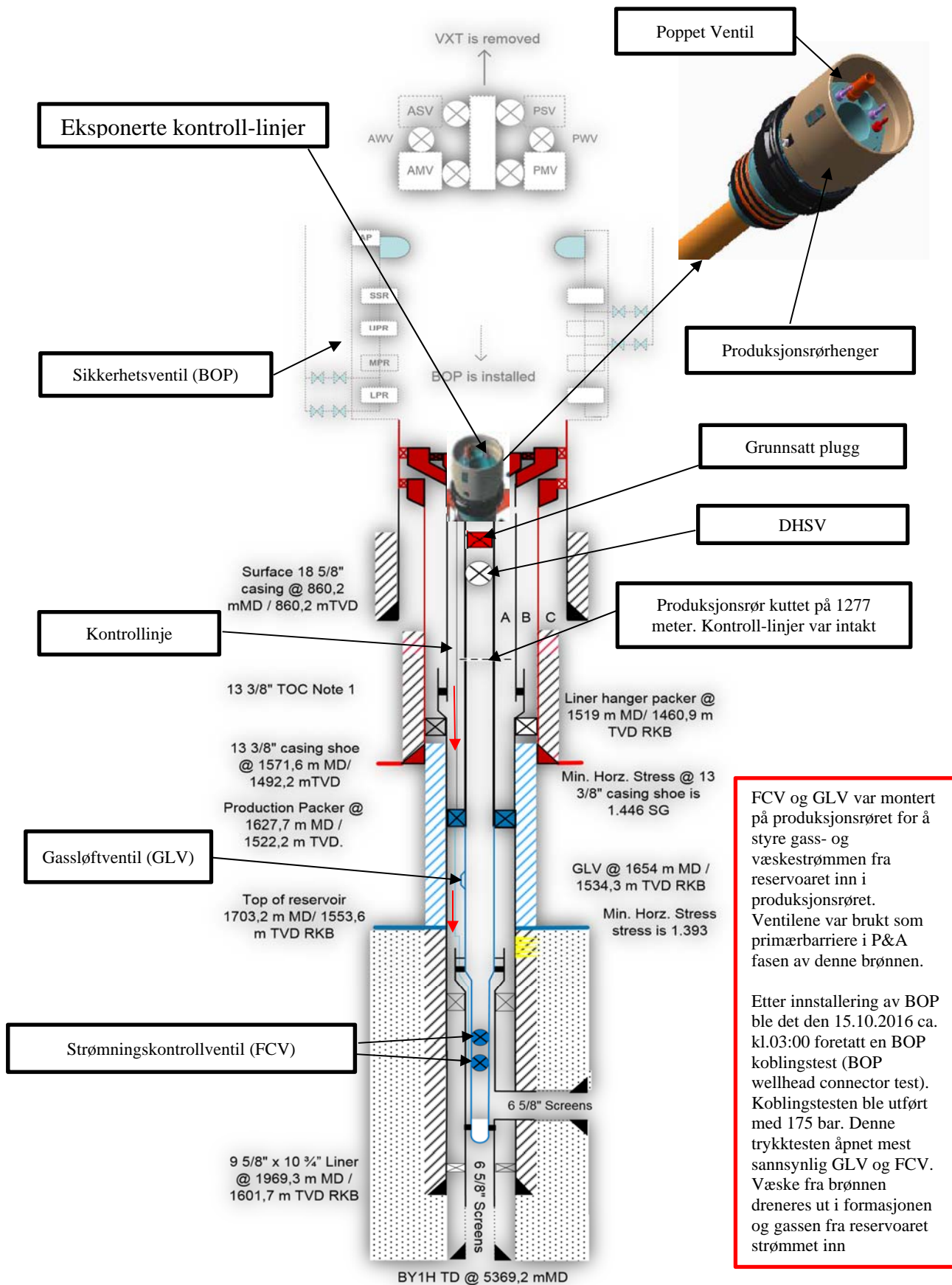


2.1.8 Detaljplan (DOP 090) for trekking av produksjonsrør-henger

Mottatt dokumentasjon viser at detaljplan for trekking av produksjonsrørhenger (DOP 090) ble ferdigstilt den 12.10.2016. I følge utsagn i intervjuene ble DOP 090 for trekking av produksjonsrørhenger endret 14.10.2016. I følge opprinnelige plan skulle ringromsventilen stenges under oppkobling av trekkeutstyret til produksjonsrørhenger. Tidspunktet for stenging av ringromsventilen (AP) ble utsatt til under trekking av produksjonsrørhenger. I følge informasjon fremkommet under intervjuer var årsaken til endring av tidspunkt å gjøre det lettere å koble trekkeutstyret til produksjonsrørhengeren. Avlesninger av dreiemoment under kobling av trekkeutstyr er vanskeligere når ringromsventilen er stengt.

Statoil		Detail Operation Procedure		Songa Offshore	
Rig	Songa Endurance	DOP 090 Pull TH & upper completion using THSRT		Rev.	0
Well	G-4			Date	12.10.2016
Field	Troll			Status	FINAL
No	Main activity / Operational Description			Comments / Risk	
5. Driller	Land and latch THSRT to TH. 1. M/U landing stand to topdrive. 2. Vent string to atmosphere. 3. Take up/down weight and free rotation torque of the running			Note: Line up mud pumps / cement pumps on 1.03 SW Risks: Activity Reminders:	
No	Main activity / Operational Description			Comments / Risk	
8. Driller	Unlocking TH. 1. Choke line to be open against closed choke. 2. Unlock the TH Locking Sleeve by perform an 18 ton over pull. The string shall move up 3" / 75mm, use laser. Do not continue lifting after achieved 3" / 75mm. Due to possible gas below TH. Avoid rotation at this phase.			Risks: Activity Reminders: Parallel Activities:	
9. Driller	Finalize THSRT and TH makeup. 1. Apply 2-4 RH turns until 6700 Nm torque build up, this will fully connect the TH and THSRT 2. If not sufficient rotation is obtained, apply small over pull in steps of 5 tons until a total of 6 turns are achieved.			Risks: Activity Reminders:	
11. Driller	Pull up for closing annular above TH. Max pull capacity on THSRT 147 ton + landing string 11 ton = 158 ton on weight indicator. No trapped gas below TH to be expected. 1. Close annular. 2. Increase pull to pull upper completion free and pull up approx. 1m .			Risks: Gas below TH Activity Reminders: • 3 ea hyd. control lines and 1 ea Roxar E-line will part down hole when pulling Tbg hanger free	

Figur 13 DOP 090 for trekking av øvre komplettering



Figur 14 Kontroll-linjer med Poppet ventiler på produksjonsrørhenger etter fjerning av juletreet (VXT) og montering av BOP



2.2 Gjennomføring

Dato	Tidspunkt	Hendelse	Kommentar
16.9.2016		Songa Endurance ankom lokasjon på Trollfeltet for å utføre PP&A og påfølgende sidestegsboring på brønn G-4. Etter oppankring av innretningen begynte operasjonen med å koble til brønnen med brønnoverhalingsstigerøret (workover riser).	
20.9.2016		GLV ble stengt og FCV åpnet.	Arbeidet ble utført av leverandør av ventilene (Baker Hughes) fra innretningen.
20.9.2016		Brønnen ble drept (bullheading) med sjøvann. FCV ble stengt og trykktestet til 190 bar.	
20.9.2016		Produksjonsrørstrengen ble kuttet på 1277 meter MD.	Basert på informasjon om type kutteverktøy og trykktestdiagram for BOP koblingstest antar vi at kontrollinjer var intakt etter kuttet
22.9.2016		Det ble installert grunnsatt plugg (ME) i annulus og i produksjonsrøret på 391 meter	
22.9.2016		Songa Endurance ble tatt ut av drift, på grunn av arbeidskonflikt mellom Norsk Olje og Gass og Industri Energi. Brønnoverhalingsstigerøret ble koblet fra brønnen i forbindelse med streiken.	Streik
12.10.2016		Aktivitetene på innretningen ble gjenopptatt etter melding om avsluttet streik	
13.10.2016		Vertikal juletre ble hentet opp og BOP med stigerør installert på brønnen	



Dato	Tidspunkt	Hendelse	Kommentar
15.10.2016	03:00	Det ble foretatt en BOP koblingstest (BOP Connector Test). Koblingstesten ble utført med 175 bar.	Denne trykktesten åpnet mest sannsynlig GLV og FCV. Væske fra brønnen dreneres ut i formasjonen og gassen fra reservoaret strømmet inn
15.10.2016		Kjører THSRT inn i brønnen og lander på produksjonsrørhenger	
15.10.2016		Problemer med å koble trekkeverktøyet til produksjonsrørhengeren. Ved bruk av høyere moment (30 kNm) klarer man å skru THSRT til produksjonsrørhenger. Grunnet avklaringer rundt bruk av høyere moment (fra 10 kNm til 30 kNm) ble ledende personell (boreleder og boresjef) samlet i borehytten.	I dette tidspunktet var THSRT låst til produksjonsrørhenger men koblingen var ikke tett
15.10.2016		Strengen måtte løftes 7,5 cm for å rotere resterende rotasjoner, dette for å få en trykktett kobling mellom THSRT og produksjonsrørhenger	På dette tidspunktet var ringromsventilen helt åpent, planlagt maks. trekraft var 18 tonn
15.10.2016	09:33	Da trekraften var 13 tonn ble top-drive med THSRT og kompletteringsstrengen plutselig løftet seks meter. Etter noen sekunder strømmet store mengder væske og gass ukontrollert opp gjennom rotasjonsbordet	Det var ingen personer ute på boredekk i "rød sone" (avgrenset område på boredekk med restriksjoner på ferdsel).

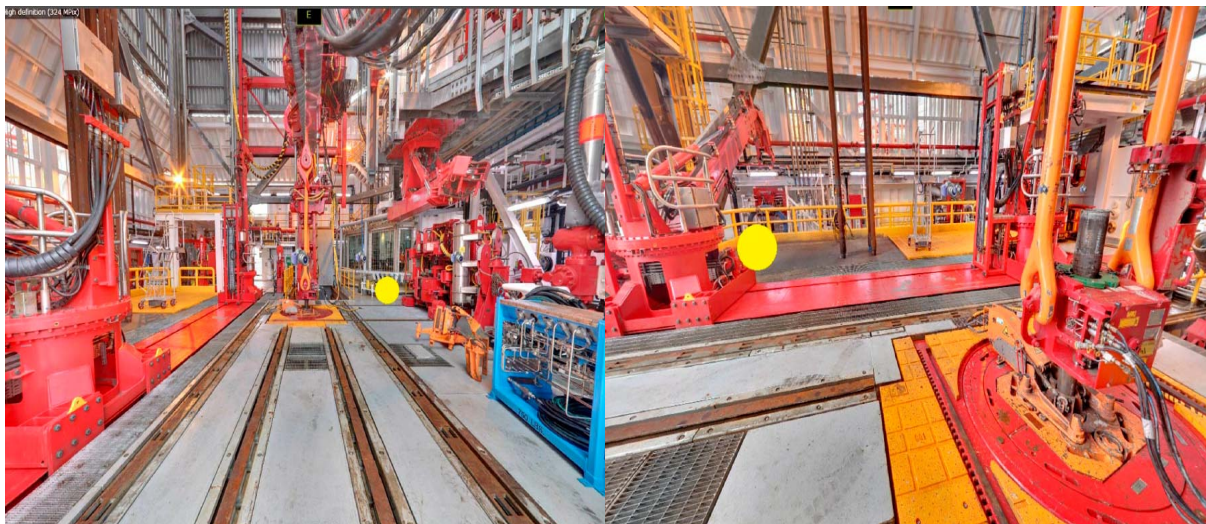


Figur 15 Utstrømning av gass og væske fra fingerbord nivå (kilde: Songa Offshore)

Utstrømningen løftet opp både hydraulisk slips (PS21) på 2,5 tonn og fôringene på til sammen 2 tonn og flyttet dem flere meter på boredekket. Væskesøylen nådde toppen av boretårnet, ca. 50 meter over boredekk. Store mengder væske/gass hindret mannskapet i borehytten i å se hva som foregikk utenfor. Figur 17 viser hvor fôringene landet. Den ene fôringen traff og skadet rekkverk på arbeidsbasket før den landet på dørk-rist ved lagringsplass for borerør (figur 16).



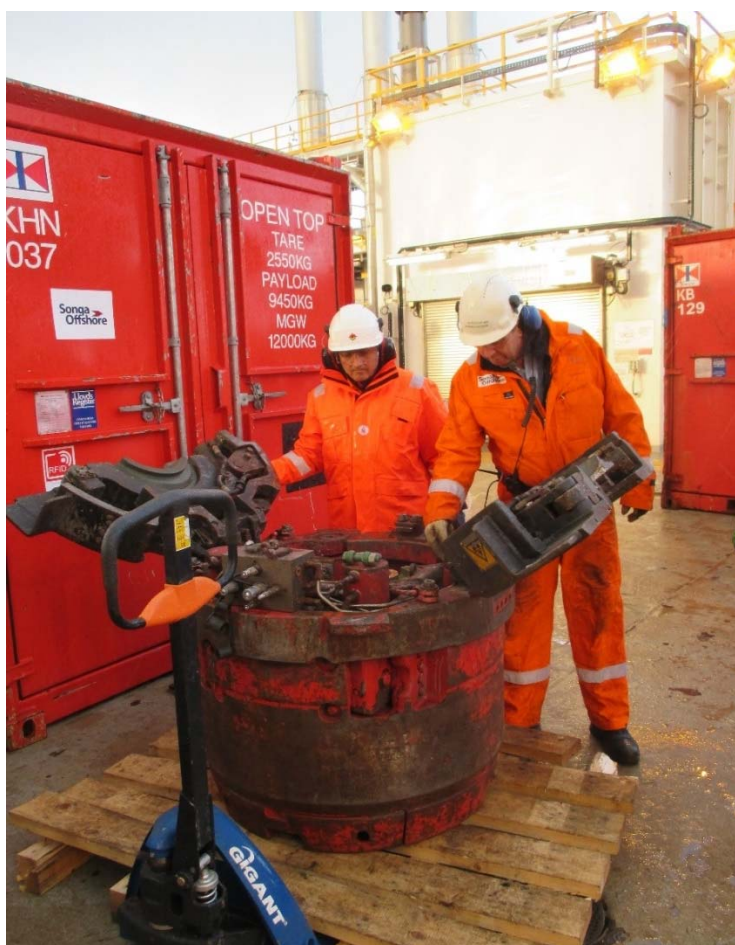
Figur 16 Skadet rekkverk og dørkrist



Figur 17 Plassering av føringene etter hendelsen på boredekk (markert med gul sirkel)

15.10.2016 ca. kl. 09:34 ble ringromsventilen (AP) aktivert og deretter ble kutteventilen aktivert.

Da utstrømningen av væske og gass avtok, landet hydraulisk PS 21-slips under rotasjonsbord på toppen av avledningsventilen (diverter).



Figur 18 PS-21 slips



Figur 19 Føringene (Bushing)

Kl. 09: 33 ble generell alarm aktivert. Flere gassdetektorer på og like utenfor boredekk ble utløst ca. et minutt etter at borestrengen løftet seg. Dette førte til lokal nødavstengning (ESD) av utstyr og mønstring ble iverksatt.

Stigerøret ble umiddelbart etterfylt med 54 m³ væske. Trykket stabiliserte seg på 112 bar i brønnen. Ingen personer ble fysisk skadet under hendelsen.

Det ble iverksatt mønstring i boligkvarteret under hendelsen, som følge av fare for hydrokarboner (gass) ute. Personell uten beredskapsoppgaver mønstret på midlertidig oppholdssted (TR, Temporary Refuge) i messeområdet på hoveddekk.

Ifølge alarminstruksen skal plattformsjef (OIM), stabilitetssjef (Barge Master), teknisk sjef, senior boresjef, operatørens representant (boreleder) og materialmann mønstre i beredskapssentralen (ved kontrollrommet). Senior boresjef og boreleder befant seg i borehytten på boredekk under hendelsen og mønstret ikke som planlagt i henhold til prosedyre.

Kl. 10:02 var alt personell om bord (POB) gjort rede for. Dette tok 28 minutter, der det interne krav er 12 minutter. Ifølge intervjuer var årsaken til dette at representanter fra operatør og utstøysleverandører ikke mønstret slik som forutsatt i planene.

Kl. 11:45 ankom områdeberedskapsfartøyet M/S Stril Mercur lokasjon. De ble informert om hendelsen og forlot sin posisjon ved Oseberg Sør kl. 09:40.

2.3 Håndtering av brønnkontrollhendelsen 15.10.2016

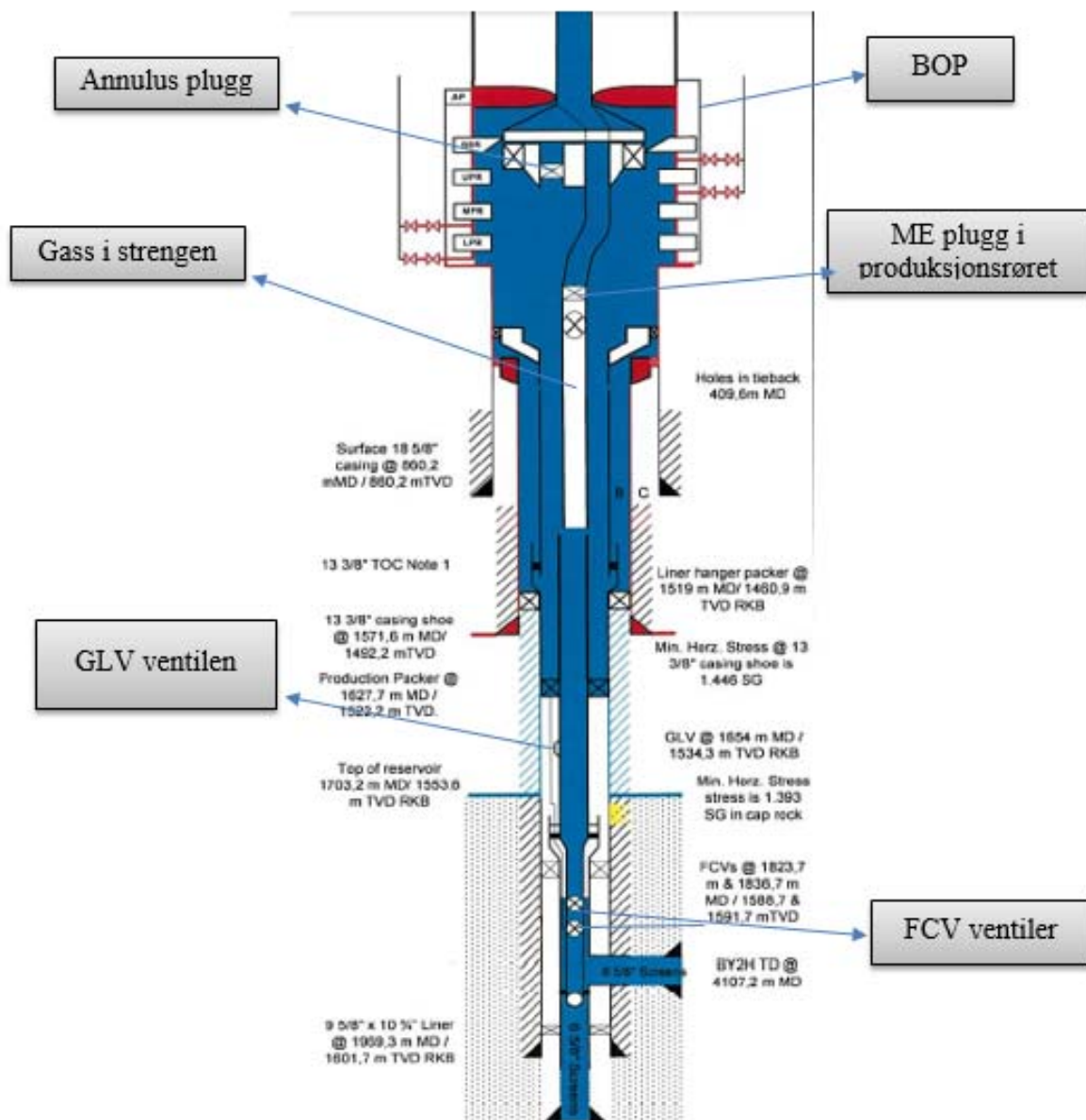
BOP ble stengt av borepersonell like etter observasjon av stigende væskesøyle på boredekk og etter at strengen skjøt opp. Først ble ringromsventilen stengt og like etter ble kutteventilen aktivert.

Etter at brønnen ble stengt med BOP, tok det ca. 45 minutter før trykket i ringrommet stabiliserte seg. Dette skyldes lekkasje i strupeventil på chokemanifold. Etter stenging av en ventil bak strupeventilen ble trykket stabilisert. Lekkasje i strupeventilen førte til ytterligere strømning av gass ut av brønnen etter at ringromsventilen var stengt.

Ikke-essensielt personell ble i løpet av dagen den 15.10.2016 sendt til andre innretninger og til land. Til sammen 24 personer ble i den forbindelse tatt av Songa Endurance.

2.4 Normalisering

Første del av drepeoperasjonen (bullheading) begynte 16.10.16 med å pumpe drepevæske ned i ringrommet i brønnen gjennom drepelinjen. Trykket i ringrommet ble stabilisert etter at en hadde trykket brønnvæsken tilbake i formasjonen med drepevæske.



Figur 20 Brønnskisse etter etablering av primærbarrieren i ringrommet. Mørke blå farge indikerer fortregning av drepevæske

ME-pluggen i kombinasjon med lekkasje i strengen hindret pumping av drepevæske ned strengen. Dette førte til at strengen over kuttepunktet ble stående med gass innvendig. Lekkasjen i strengen skyldtes at trekkeutstyret for produksjonsrørhenger ikke ble helt skrudd inn under oppkoblingen før hendelsen inntraff. Derfor ble drepeoperasjonen utfordrende.

Andre del av drepeoperasjonen bestod av bullheading av innholdet (gass og væske) i produksjonsrørstrengen til reservoaret.

For å avlaste og hjelpe til med normaliseringsarbeidet ble det sendt ut ekstra borepersonell. Brønnen ble normalisert den 26.10.2016.

Etter normalisering ble det utført reparasjoner på skadet utstyr på boredekk, blant annet elektromotoren på top-drive og hydraulisk slips (PS-21).

3 Årsaksforhold

3.1 Direkte

Den direkte årsaken til hendelsen var at store mengder gass fra reservoaret under produksjonsrørhenger ble frigjort. BOP koblingstesten (BOP wellhead connector test), som ble foretatt ca. seks timer før hendelsen, åpnet (cycled) mest sannsynlig primærbarrierene GLV og FCV. I dette tidsrommet drenerte væske fra brønnen ut i formasjonen, samtidig som gassen fra reservoaret strømmet inn under produksjonsrørhenger.

3.2 Bakenforliggende

Granskingen viser at bakenforliggende årsaker til ukontrollert strømning fra brønnen er flere og sammensatte, men kan i hovedsak knyttes til planlegging, endringsstyring, kompetanse og risikoforståelse.

3.2.1 Planlegging av FCV og GLV som barriereelement

PP&A-operasjonen på G-4 er den første som ble planlagt med FCV og GLV som primærbarriere i stedet for en dypsatt plugg i en brønn med vertikalt juletre. Den dypsatte pluggen ble erstattet med FCV og GLV som primærbarriere. Dypsatt plugg er en mekanisk plugg som plasseres i produksjonsrøret over reservoaret før man trekker juletre og produksjonsrørstrengen. Ifølge mottatt informasjon var hensikten å redusere operasjonstiden med ca.12 timer. Dette tilsvarer tiden det tar å sette en dypsatt plugg.

I følge Statoil har FCV og GLV blitt brukt som barriereelement i et vertikalt juletresystem en gang tidligere, men for en begrenset operasjon (bytting av juletre med intakt produksjonsrør).

Avlest trykk og beregninger etter innstengning av brønnen viser at brønnen hadde direkte kommunikasjon med reservoaret. FCV og GLV ble utilsiktet aktivert til fullt åpen posisjon under BOP-koblingstesten. Gassen strømmet inn som følge av at primærbarrieren sviktet.



Risikoen for at FCV og GLV kunne aktiveres til åpent posisjon ble ikke identifisert i planlegging og forberedelser til operasjonen. Risikovurderingsmøter ble avholdt uten relevant personell fra leverandører. Trykket på 175 bar under koblingstesten ble overført gjennom Popet ventiler og kontroll-linjer langs produksjonsrøret ned til GLV og FCV. Trykket var nok til å åpne disse ventilene. Koblingstesten var utført 15.10.16 kl. 03:00 som planlagt for å verifisere at BOP var koblet til brønnhode (ref. kap.2.1.6).

3.2.2 Konseptvalg

Ifølge mottatte dokumenter fra Statoil (Concept Selection Report Well 31/2-G-4CY1H/CY2H/CY3H Troll) ble brønndesign (Base Case) godkjent den 10.5.2015 for plugge operasjonen på G-4. I denne rapporten fra 2015 ble ikke FCV og GLV nevnt som barriereelement. Brønnskisse fra denne rapporten (figur 20, skisse på venstre side) viser en dypsatt plugg i produksjonsrøret som barriere. Det er ikke tatt hensyn til informasjon gitt i TMAP dokumentet (kap. 4.3.8) at enhver trykktesting vil påvirke kontrollinjer til FCV og GLV.

Programmet for pluggeoperasjonen (Activity Program for PP&A Well: 31/2-G-4 BY1H/BY2H), som ble godkjent juni 2016, har derimot utelatt bruken av dypsatt plugg uten endringsstyring (MOC – se også avsnitt nedenfor). Brønnskisser med og uten dypsatt plugg er gitt i figur 9 og 10.

3.2.3 Risikogjennomgang

Statoils interne krav krever en detaljert risikogjennomgang ved bruk av nytt barriereelement. Det ble gjennomført møter i forbindelse med gjennomgang av risiko ved beslutningsfaser i prosjektet (DG2 og DG3). I følge mottatt informasjon ble møteinvitasjoner sendt til personer i Songa Offshore og internt i Statoil. Det foreligger ikke deltakerliste fra risikogjennomgangene. Mottatt dokumentasjon viser at representanter fra leverandør av subseasystemer (GE VetcoGray) eller FCV/GLV (Baker Hughes) ikke ble invitert til å delta. Troll G-4 brønnplanleggingsgruppen har ikke identifisert risikoen med å bruke GLV og FCV som barriereelementer i et vertikalt juletre.

3.2.4 Endringsstyring MOC

I følge informasjon som framkom under granskingen er det stor oppmerksomhet omkring å redusere kostnader og finne nye metoder for effektivisering av operasjonene. Troll-organisasjonen har utviklet praksiser som i granskingen ble uttrykt som «The Troll Way». Dette uttrykket beskriver resultatet av lang tids oppmerksomhet på å redusere kostnader og å effektivisere driftsmetoder. I dette tilfellet har endring i planene blitt introdusert uten tilstrekkelige prosesser for å identifisere endringer i risikobildet. Under intervjuene ble det hevdet at bruk av FCV som barriereelement var godkjent i Statoil. Dokumentasjon mottatt i etterkant viser imidlertid at selskapets interne krav til bruk av FCV /GLV som barriereelement ikke var oppfylt i henhold til TR 2385 B.3.2 punkt 6.



TR 2385 B.3.1 item 6. The valve shall be documented to not shift position after it is put in closed position (being as a result of thermal or other erroneous operation through the pressure tubes. If erroneous operation is a risk, there shall be awareness and operational measures described in the installation procedure.

Det fremkom under intervjuene at DOP 090 for trekking av produksjonsrørhenger ble endret dagen før av Statoils personell offshore. Endringen bestod i at tidspunktet for stenging av ringromsventilen ble forandret i detaljplanen. I opprinnelig plan skulle ringromsventilen stenges før kopling av trekkeverktøy. Risikoen ved denne endringen i DOPen ble heller ikke tilstrekkelig belyst.

3.2.5 Kompetanse

Det kom fram under intervjuene at flere i Statoil sin planleggingsgruppe manglet kunnskap om vertikale brønnhodesystemer. Dette gjelder borekontraktøren også, for Songa Endurance var dette den første brønnen med bruk av et vertikal brønnhodesystem. Mannskapet hadde lite eller ingen erfaring med vertikale juletre levert av VetcoGray. Det ble i tillegg hevdet at det ikke ble gitt tilstrekkelig tid for Songa Offshore borepersonell til å gjennomgå DOP før operasjonen startet.

3.2.6 Reservoar-egenskaper på Troll

Informasjon fremkommet under intervjuer viser at Troll-reservoaret er meget permeabelt og har egenskaper som fører til tap av væske ut i formasjonen (Seepage losses¹) med ca. 6 -10 m³/time. Tap av væskesøyle i brønnen medfører også tap av hydrostatisk trykk som dermed tillater innstrømning av reservoarvæske inn i brønnen.

Ved utilsiktet åpning av GLV og FCV under BOP-koblingstesten kl. 03:00 den 15.10.2016 ble væsken i brønnen drenert ut i formasjonen og gassen fra reservoaret fylte hele brønnen under produksjonsrørhenger.

3.2.7 Oppsummering av bakenforliggende årsaker

- Mangelfull planlegging og etterlevelse av prosedyrer
- Mangelfull endringsstyringsprosess (MOC)
- Manglende tekniske, organisatoriske og operasjonelle barrierer
- Mangelfull risikovurderinger
 - Utelatt grundige risikoanalyser i forbindelse med valget av ny metode
 - Mangelfull risikoforståelse

¹ Seepage losses er definert som tap av brønnvæske ut i formasjon.



- Ikke involvert personell med relevant kjennskap til utstyr
- Mangelfull kompetanse

4 Hendelsens potensial

4.1 Faktisk konsekvens

Hendelsens faktiske konsekvenser er relatert til økonomiske tap. Tapet kan relateres til nedetid i forbindelse med operasjon, utskifting av skadet utstyr på boredekk og omfattende og tidkrevende arbeid i forbindelse med normalisering av brønnsituasjonen og utsatt produksjon.

Ingen personer ble fysisk skadet under hendelsen.

Hendelsen antas ikke å ha ført til betydelige skader på ytre miljø. Utslippene bestod hovedsakelig av gass og sjøvann. De mengdene som ikke ble fanget opp av dreneringssystemet havnet i sjøen.

Det tok 12 dager før innretningen ble klar til å utføre operasjon igjen etter hendelsen.

4.2 Potensiell konsekvens

Dette er en hendelse med storulykkepotensial og er en av de mest alvorlige brønnskrollhendelser vi har hatt på norsk sokkel siden Snorre A-hendelsen i 2004. Dette begrunnes ut fra hendelsens omfang og potensial.

Hadde personellet nølt med å stenge BOP og situasjonen resultert i antennelse av gass, kunne dette medført tap av menneskeliv og store materielle skader på innretningen. Det var lite væske igjen i stigerøret da ringromsventilen stengte (ca. 11 m³). Vi antar at væsken som fulgte med gassen reduserte risikoen for antennelse.

Ved dårligere værforhold kunne man risikert at innretningen måtte koblet fra LMRP inklusiv ringromsventil (Annular Preventer). Dette kunne medført skader på miljøet grunnet strømning av reservoarvæske fra brønnen.

Dersom fôringene fra rotasjonsbord hadde truffet borehytten, kunne dette ført til alvorlige personskader og forhindret rask stenging av brønnen. Granskningen har ikke vurdert evnen borehytten har til å motstå denne lasten.

I tilfelle ringromsventilen i BOP hadde feilet under innstengningen kunne situasjonen utviklet seg til full utblåsning.

Drepeoperasjonen foregikk med en svekket BOP der viktige barriereelement var ute av funksjon. BSR var i høyde med trekkeverktøyet og strengen kunne ikke kuttes. BSR er ikke designet for å kutte trekkeverktøyet.

Songa Endurance har ikke dedikert beredskapsfartøy, men skal få nødvendig assistanse fra områdeberedskapsfartøyet på Trollfeltet. Områdeberedskapsfartøyet var to timer og fem minutters seilingstid fra lokasjon da hendelsen skjedde.

Ytelseskravet til evakuering fra Songa Endurance er 15 minutter. I dette tilfellet ble POB kontroll oppnådd etter 28 minutter. Ved antennelse av en større utblåsning kunne brannen ha spredd seg til andre områder enn boredekkområdet, og dermed påvirket mønstring og evakuering med livbåter. Slik områdeberedskapsfartøyet var plassert på hendelsestidspunktet ville ikke brannvannskapasiteten til fartøyet kunne bidratt til å sikre evakuering av gjenværende personell på Songa Endurance.

Antennelsesrisiko

Statoil har utført en analyse over faremomentene som gassen førte med seg i rapporten «*Gas hazard analysis, gas leak on Songa Endurance 15.10.2016*». Denne rapporten påpeker den risikoreduserende effekten som vannet i stigerøret som kom opp med gassen har hatt. Det har virket som effekten i et vanntåke (deluge) anlegg. Modellene som har blitt brukt til å vurdere utbredelsen av gass-skyen (FLACS) har ikke vist seg egnet for utslipp av gass med store mengder vann samtidig. Både denne rapporten og granskningsrapporten til Statoil gir derfor ikke en kvantitativ vurdering av antennelsespotensialet, men heller en kvalitativ vurdering.

Det var store mengder gass som ble sluppet ut på boredekk sammen med væsken i stigerøret. I følge rapporten fra Statoil, var utslippsmengdene i den perioden BOP var åpen innledningsvis 47,6 kg/s, økende til 70,7 kg/s etterhvert som stigerøret ble tømt for væske. Denne mengden minket gradvis etter hvert som ringromsventilen lukket seg. Dersom ikke ringromsventilen i BOP hadde blitt aktivert så raskt som den ble, hadde stigerøret blitt tømt for vann og forholdet mellom gass og vann ville endret seg betydelig. Dette kunne ha ført til økt antennelsesfare. Statoil sin rapport viser at mesteparten av gassen trolig ville ha beveget seg vertikalt opp og ventilert ut av toppen av boretårnet. Gassdetektorene indikerte gass på både på boredekk og utenfor. Tabell 2 gir en oversikt over gassdetektorer som har gitt alarm under hendelsen.

Tabell 2 Oversikt over gassdetektorer som har gitt alarm under hendelsen

Kl.-slett	Alarm beskrivelse	Nivå
09:33:31	Luftinntak HVAC til Heavy Tool Store utenfor boredekk	20 % LEL
09:33:35	Boredekk	20 % LEL
09:33:36	Luftinntak HVAC til Heavy Tool Store utenfor boredekk	20 % LEL
09:33:41	Boredekk	60 % LEL
09:33:50	Boredekk	20 % LEL
09:34:29	Boredekk	60 % LEL

Resultatene fra beregningene på gassutbredelse ved hjelp av FLACS viste at mesteparten av gassen ville forflyttet seg oppover og ut igjennom toppen av boretårnet. Når gassdetektorene nær dekknivå gav utslag, så skyldes dette mest sannsynlig følgende:

- Fallende væskestrømmer har tatt med seg gass i turbulensen



- Gass som har blitt skilt ut fra væsken
- Væskestrømmen ut av rotasjonsbordet har truffet gjenstander som har spredt væske og gass horisontalt

Det var ca. 11 m³ væske igjen i stigerøret når ringromsventilen ble stengt.

Gassen fra Trollfeltet består i all hovedsak av metan (94 %). Det var store mengder gass som fylte rommet over boredekket under hendelsen. Slips på 2,5 tonn og to fôringer på ett tonn hver ble kastet opp fra rotasjonsbordet. Fôringene landet ca. 5-6 meter fra rotasjonsbordet og slips følger strengen ned og lander på avledningsventilen. Dette har kunnet forårsaket gnister og potensielt ført til antennelse. En antennelse ville kunne ført til en eksplosjon og potensielt fatale følger for de personene som oppholdt seg i borehytten.

Borehytten er sikret med overtrykk. Om fôringsene hadde gått gjennom netting og vinduer i borehytten hadde det kommet gass inn her der det er utstyr som ikke er EX-sikret. Ved tilstrekkelig konsentrasjon kunne dette ført til antennelse.

Systemet for nedstenging av utstyr ved deteksjon av gass ser i denne hendelsen ut til å ha fungert og redusert sannsynligheten for antennelse.

5 Observasjoner

Ptils 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.

Det er blitt identifisert fem avvik og fem forbedringspunkt. Flere av avvikene gjentar seg i fasene planlegging og gjennomføring. En gjennomgang av tidligere granskingsrapporter viser at hendelsen har klare likhetstrekk med hendelsene på Gullfaks C i 2010 og Snorre A i 2004.

5.1 Avvik

5.1.1 Etterlevelse av prosedyrer

Avvik:

Mangelfull etterlevelse av prosedyrer i forbindelse med planlegging, endringsstyring og utførelse av operasjonen.

Begrunnelse:

Leverandører ble ikke involvert i planleggingsfasen, slik Statoils prosedyre krever, i forbindelse med valg av FCV og GLV som barriereelement. Tverrfaglig involvering og bidrag i en helhetlig risikovurdering av operasjonen ble dermed ikke ivaretatt.

Prosedyren for styring av endringer (MOC) ble ikke fulgt ved endring i utforming av brønnbarrierer. Det var ikke en styrt prosess i forbindelse med endring av barriereelement der FCV og GLV ble valgt i stedet for dypsatt plugg. Konseptutvelgelsesdokumentet (Concept Selection Report) ble godkjent 11.5.2016 med dypsatt plugg. Det er ikke tatt hensyn til informasjon gitt i TMAP dokumentet (kap. 4.3.8) om at enhver trykktesting vil påvirke kontrollinjer til FCV og GLV. TMAP er ikke formell prosedyre, men en erfaringsbeskrivelse av hvordan brønnoperasjoner bør gjennomføres på Trollfeltet, og er alminnelig kjent i Troll boreorganisasjonen. I pluggeprogrammet godkjent 8.7.2016 er dypsatt plugg utelatt. Nye metoder har blitt introdusert uten tilstrekkelige prosesser for å identifisere endringer i risikobildet. Se også kapittel 2.1.7.

Konsekvens av endring i detaljplan (DOP) ble ikke tilstrekkelig analysert slik prosedyren for endringsstyring i Statoil krever. Viktige bidragsyttere til risiko ble ikke i tilstrekkelig grad tatt hensyn til i detaljplanleggingen:

- Det fremkom under intervjuene at DOP 090 for trekking av produksjonsrørhenger for gjennomføring av operasjonen ble endret. Tidspunktet for stenging av ringromsventilen (AP) ble forandret i detaljplanen uten at konsekvensen ble analysert.
- Mulig tilstedeværelse av gass under produksjonsrørhenger ble ulikt beskrevet på ulike steder i DOP.

Det ble ikke foretatt en strømmingssjekk like etter stenging av brønnen i henhold til trykkkontroll prosedyren. Se også kapittel 5.1.5.

Krav:

Aktivitetsforskriften § 24 om prosedyrer

5.1.2 Utforming av brønnbarrierer

Avvik:

FCV og GLV som barriereelement hindret ikke utilsiktet innstrømning av hydrokarboner inn i brønnen og videre ukontrollert utstrømning til boredekk.

Begrunnelse:

FCV og GLV åpnet utilsiktet under BOP koblingstesten. Det var ikke flere barrierer med tilstrekkelig uavhengighet mellom barrierene.

Selskapet kunne ikke vise at internt krav i TR 2385 B.3.2 ledd 6 var oppfylt. FCV og GLV var ikke godkjent som barriereelement. Det vises til kapittel 3.2.4 for ytterligere informasjon.

Det var ikke kjent i Statoils organisasjon hvilke krav til ytelse som er satt til de konkrete tekniske barriereelementene (FCV og GLV) hverken under planleggingen eller under

operasjonen. Som nevnt i kapittel 2.1.6 var operasjonstrykket på FCV og GLV mellom 28-138 bar.

Krav:

Innretningsforskriften § 48 om brønnbarrierer, andre ledd.

Styringsforskriften § 5 om barrierer

5.1.3 Risikovurdering som beslutningsgrunnlag ved effektivisering av operasjonen

Avvik:

Risikovurderinger som ble gjennomført før beslutning om bruk av FCV og GLV som barriereelement, har ikke i tilstrekkelig grad avdekket risikoforhold knyttet til endringen.

Begrunnelse:

Risiko for at FCV- og GLV-ventiler kunne åpnes ved trykk påvirkning var ikke identifisert. Endring i design er blitt utført uten tilstrekkelig risikovurdering.

Det var ikke deltakelse fra relevante leverandører i risikoevalueringssmøte i forbindelse med konseptvalget 2.2.2016 og detaljplanleggingsmøtet 28.6.2016, noe som kunne sikret at viktige problemstillinger knyttet til sikkerheten i valgt løsning ble bedre belyst. Risikoen med å erstatte dypsatt plugg med FCV og GLV som barriereelement ble ikke identifisert.

Krav:

Styringsforskriften § 11 om beslutningsunderlag og beslutningskriterier

Styringsforskriften § 17 om risikoanalyser og beredskapsanalyser, fjerde ledd punkt a og b

5.1.4 Kompetanse

Avvik:

Personell med ansvar for planlegging og utførelse av operasjonen hadde begrenset kompetanse om samspillet mellom vertikale brønnhodesystemer og FCV/GLV funksjonene.

Begrunnelse:

Det fremkom under intervjuer at de ansvarlige fra operatørselskapet og boreentreprenøren ikke hadde tilstrekkelig kunnskap om sammensetning av utstyr og grensesnitt mellom produksjonsrørhenger og FCV/GLV. Det vises til kapittel 3.2.5 avsnitt om kompetanse.

Statoils Troll boreorganisasjon for G-4-brønnen hadde begrenset erfaring med vertikalt juletre.

Krav:

Aktivitetsforskriften § 21 om kompetanse, første ledd

5.1.5 Utførelse av strømningsjekk

Avvik:

Det ble ikke foretatt en strømningsjekk like etter stenging av brønnen.

**Begrunnelse:**

I intervjuene og verifikasjon av dokumenter fremkom det at det ikke ble foretatt en strømningssjekk etter at brønnen var stengt med BOP og før mannskapet begynte å etterfylle stigerør. Etterfylling av stigerør gjorde det vanskelig å overvåke brønnen for eventuelle innstrømning, og man oppdaget dermed ikke lekkasje gjennom strupeventilen. Denne lekkasjen medførte ytterligere gass strømning inn i brønnen. Det tok ca. 45 minutter før trykket i ringrommet stabiliserte seg på grunn av lekkasje gjennom strupeventil. Etter stenging av en ventil bak strupeventilen ble trykket stabilisert. Det vises også til kapittel 2.3.

Krav:

Aktivitetsforskriften § 31 om overvåking og kontroll, første ledd

5.2 Forbedringspunkt

5.2.1 Personellkontroll ved beredskapssituasjoner

Forbedringspunkt:

Kontrollen av personell om bord møtte ikke boreentreprenørens egne ytelseskrav ved denne hendelsen.

Begrunnelse:

I intervjuer og dokumentgjennomgang ble det observert at det tok 28 minutter før personell ble gjort rede for i forbindelse med mønstring etter generell alarm. Ytelseskravet i Songa Offshores styrende dokument var 12 minutter.

Krav:

Aktivitetsforskriften § 77 om håndtering av fare- og ulykkessituasjoner

5.2.2 System for trening av innsatslag

Forbedringspunkt:

Mangler ved system for trening av brønnsikringslag.

Begrunnelse:

I intervjuer og dokumentgjennomgang fremkom det at det var mangler ved system for trening av brønnsikringslaget. Trening for brønnsikringslag var ikke underlagt det samme systemet som for øvrige innsatslag (systemet «CM-skills»).

Krav:

Styringsforskriften § 6 om styring av helse, miljø og sikkerhet

5.2.3 Manglende tilrettelegging for kvalitetssikring av detaljplan (DOP)

Forbedringspunkt:

Manglende tilrettelegging for å sikre at DOP dokumenter brukes etter intensjonen.

**Begrunnelse:**

Mottatt dokumentasjon og informasjon fremkommet under intervjuer viser at DOP dokumenter ikke alltid ble tilstrekkelig kvalitetssikret. Dette ble blant annet begrunnet med at relevant personell offshore ikke hadde tilstrekkelig tid til å gjennomgå og revidere DOP dokumenter.

Krav:

Aktivitetsforskriften § 24 om prosedyrer

5.2.4 Oppfølging av trykk kontrollmanual**Forbedringspunkt:**

Borentreprenørens trykk kontrollmanual ble ikke etterlevd i tilstrekkelig grad.

Begrunnelse:

Dokumentgjennomgang og intervjuer viser at trykk kontrollmanualen har krav som ikke ble etterlevd. I henhold til brodokumentet er det Songa Offshores trykk kontrollmanual som er gjeldende.

I følge manualen har borentreprenøren som oppgave å kontrollere barrierers status før oppstart av operasjonen jf. punkt 1.3 i manualen. Dette ble ikke gjort.

Personell fra operatørselskapet hadde ikke tilstrekkelig kjennskap til trykk kontrollmanualen.

Krav:

Aktivitetsforskriften § 24 om prosedyrer, andre ledd

Aktivitetsforskriften § 20 om oppstart og drift av innretninger

5.2.5 Troll hovedaktivitetsprogram TMAP**Forbedringspunkt:**

TMAP (Troll Main Activity Program) dokumentet har ikke referanse til siste utblåsnings- og drepesimuleringer som er utført 2014.

Begrunnelse:

Mottatt TMAP dokumentet ref. kapittel 2.4 (Relief Wells) viser til utblåsnings- og drepesimuleringer som er utført 2011. Simuleringen viste at brønnen kan drepes med én avlastingsbrønn. I forbindelse med samtykkebehandlingen for produksjonsboring på Trollfeltet i september 2015 mottok Ptil simuleringsrapport utført av Add Energy i desember 2014. Oppdaterte simuleringer viser at det er behov for to avlastningsbrønner.

Krav:

Aktivitetsforskriften § 24 om prosedyrer, andre ledd

6 Barrierer

Hendelsen skjedde i forberedelser til PP&A fase av operasjonen. I forbindelse med klargjøring av brønnen til et nytt sidesteg skulle reservoaret isoleres fra brønnen. FCV og GLV var definert som primærbarriere og BOP som sekundær barrierer i denne brønnen.

6.1 Barrierer som har fungert

6.1.1 Sikkerhetsventil og isolering av brønn

Ringromsventilen i BOP fungerte etter sin hensikt. Rett etter aktivering av ringromsventil ble kutteventilen aktivert med 1500 psi operasjonstrykk. Strengen kunne ikke kuttes på grunn av at BSR ikke var designet for å kutte trekkeverktøyet. Det tok ca. 38 sekunder for ringromsventilen å stenge rundt strengen.

6.1.2 Borepersonell (boresjef og borer)

Boremanskapet reagerte rask med å stenge ringromsventilen på BOP.

6.1.3 Rød sone på boredekk

Rød sone, som barriere, har fungert da ingen var ute på boredekk innenfor dette avgrensede området.

6.1.4 Tennkildekontroll

Systemet for nedstenging av utstyr ved deteksjon av gass ser i denne hendelsen ut til å ha fungert og redusert sannsynligheten for antennelse. Systemet for tennkildekontroll på alle Songa Offshores Cat-D-innretninger er utformet etter kravene i HMS-regelverket for permanent plasserte innretninger. Disse kravene går utover minimumskravene for flyttbare innretninger på norsk sokkel.



6.2 Oversikt over barrierer som fungerte og barrierer som ikke har fungert

Tabellen under viser oversikt over barrierer som fungerte og barrierer som ikke har fungert.

Tabell 3 Oversikt over barrierer som fungerte og barrierer som ikke har fungert.

Tid	Barrierer som har fungerte	Barrierer som ikke har fungert	Tekniske Barriere element	Organisatorisk Barriere element	Operasjonell Barriere element	Ytelses påvirkende Faktorer
15.2.2016		DG 2 Risikoanalyse				X
28.6.2016		DG3 Risikoanalyse				X
		Avgjørelse om å fjerne barriere-element (dypsatt plugg)				X
15.10.2016		FCV, GLV	X			
15.10.2016		DOP				X
15.10.2016	Ringroms ventil		X			
15.10.2016	Boresjef, Borer			X		
15.10.2016		BOP kutteventil	X			
15.10.2016	Rød Sone				X	
15.10.2016		POB-kontroll			X	
15.10.2016	Gass deteksjon og tennkilde-kontroll		X			
15.10.2016		Det ble ikke foretatt en strømmingssjekk like etter stenging av brønnen	X	X	X	

7 Diskusjon omkring usikkerheter

Det er usikkert i hvilken grad de store vannmengdene har påvirket funksjonen til brann- og gassdetektorene på boredekk.

Årsaken til høyt dreiemoment under oppkobling av trekkeutstyret til produksjonsrørhenger er vurdert i rapport fra leverandøren GE datert 22.11.2016 (GE VetcoGray – referanse 164). Rapporten har ikke konkludert med årsak til høyt dreiemoment.



8 Vurdering av Statoil og Songa Offshores granskingsrapport (A 2016-16 TPD L1)

Statoil og Songa Offshore besluttet å granske hendelsen 18.10.2016 og granskingsgruppen ble etablert den 20.10.2016. Det ble besluttet å ha en felles granskning med Statoil og Songa Offshore. Vi mottok rapporten 20.1.2017.

Granskningen utført av Statoil og Songa Offshore har identifisert direkte og bakenforliggende årsaker til hendelsen 15.10.2016. Rapporten er presentert på en grundig og ryddig måte. Rapporten har i liten grad belyst hvorfor det er så mange brudd på egne styrende dokumenter og hvorfor ledelsen ikke har sikret at prosedyrer blir etterlevd.

I tillegg har rapporten i liten grad sett på:

- Påliteligheten til gassdetektorer når det er store mengder vannpartikler i luften.
I følge granskingsrapporten blir faren for antennelse nedvurdert som følge av at kun to detektorer registrerer 60% LEL. Det er sannsynlig at disse registreringene ikke viser den faktiske situasjonen. I forbindelse med en større HC-lekkasje på Ula i 2012 der det ble brudd i vannutløpet på hovedseparatoren, ble det oppdaget at de gamle katalytiske detektorene ga et vesentlig raskere og høyere utslag enn de nye optiske detektorene.
- Dersom stigerøret hadde blitt tømt for væske hadde det vært mer eller mindre ren gass som hadde sluppet ut. Det er ikke i nevneverdig grad blitt vurdert hvilke antennelseskilder og potensiale det hadde vært dersom ringromsventilen hadde blitt stengt på et senere tidspunkt
- Beredskapsfartøyets rolle i verst tenkelige utfall med antennelse. Dette med hensyn til spredning av brann der beredskapsfartøyet kunne ha bidratt til å redusere spredning og sikret evakuering ved hjelp av brannvannskapasitet

9 Vedlegg

A: MTO hendelses- og årsaksanalyse.

B: Liste over dokumenter som er lagt til grunn i granskningen.

C: Oversikt over intervjuet personell.