

Granskingsrapport

Rapport	
Rapporttittel Granskingsrapport Visund - brønnkontrollhendelse i brønn 34/8-A-20 AH, 16.3.2016	Aktivitetsnummer 001120023

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

Sammendrag
<p>I forbindelse med brønnvask i konstruksjonsfasen av brønn 34/8-A-20 AH på Visund A oppstod det den 16.3.2016 en brønnkontrollhendelse med innstrømning fra reservoar (brønnsparke). Statoil antok i forkant av hendelsen at barrierer i form av bl.a. sementert 7" liner var verifisert. Kort tid etter at vaskeprosessen var fullført og brønnen var fylt med sjøvann, ble borestrengen heist opp og man observerte volumøkning. Brønnen ble stengt inne med ventil i BOP. Det ble observert trykk i brønnen som til slutt stabiliserte seg på 84 bar.</p> <p>I forberedelse til å drepe brønnen ved å sirkulere inn tung borevæske oppdaget man at begge Kelly-cock ventilene under Top-drive hadde forkilt seg. Den ene var forkilt i stengt posisjon og tillot dermed ikke bruk av normale drepeprosedyrer. Alternative drepemetoder ble vurdert, samtidig som man forsøkte å operere de forkilte Kelly-cock ventilene. 1-linje beredskap om bord mønstret og et brønnkontroll-lag fra land mønstret iht til Statoil sin beredskapsplan for brønnhendelser. Ikke-essensielt personell ble demobilisert til land (Florø).</p> <p>Et drøyt døgn etter at hendelsen inntraff klarte man å få åpnet den forkilte hydrauliske Kelly-cock ventilen og det ble gjennomført en normal drepeoperasjon ved å sirkulere inn tung borevæske. Situasjonen ble så normalisert og produksjonen startet opp igjen.</p> <p>Det som gjør denne hendelsen spesiell er at en hadde antatt verifisert barrierekonvolutt i form av bekreftet Inflow-test, samt at normale brønnkontrollmetoder for å drepe brønnen ble forhindret av en forkilt ventil under Top-drive. Ved ubetydelig endrede omstendigheter hadde brønnsparke potensielt kunne føre til en komplisert og langvarig drepeoperasjon med mulighet for en eskalering av risiko.</p>

Involverte	
Hovedgruppe T-1	Godkjent av / dato Kjell Marius Auflem / 14.6.2016
Deltakere i granskingsgruppen Eigil Sørensen, Tore Endresen, Aina Eltervåg, Roar Sognnes	Granskingsleder Roar Sognnes

Innholdsfortegnelse

1	Sammendrag	3
2	Definisjoner og forkortelser	3
3	Innledning	5
4	Hendelsesforløp	7
4.1	Planlegging	7
4.2	Gjennomføring	8
4.3	Håndtering av brønnkontrollhendelsen 16.3.2016	10
4.4	Normalisering	12
5	Hendelsens potensial	12
5.1	Faktisk konsekvens	12
5.2	Potensiell konsekvens	13
5.2.1	Hydraulisk Kelly-cock ventil	13
5.2.2	Kutting av borestreng	13
6	Observasjoner	15
6.1	Avvik	15
6.1.1	Utilstrekkelig utforming av brønnbarrierer	15
6.1.2	Utilstrekkelig verifisering av brønnbarrierer	15
6.1.3	Manglende klassifisering av sikkerhetskritisk utsyr	15
6.1.4	Mangelfullt vedlikeholdsprogram for Kelly-cock ventiler	16
6.1.5	Manglende risikovurdering av konfigurasjon på havbunns BOP på Visund 16	
6.2	Forbedringspunkt	16
6.2.1	Mangelfull barriereskisse i aktivitetsprogrammet for komplettering og i DOP	16
6.2.2	Eldre versjon av riskregister brukt i DOP-dokument	17
6.2.3	Mangelfull trening og øvelser	17
6.3	Barrierer	17
6.3.1	Barrierer som har fungert	18
6.3.1.1	Deteksjon av innstrømning	18
6.3.1.2	Isolering av brønn	18
6.3.2	Barrierer som har sviktet	18
6.3.2.1	Mekanisk integritet	18
6.3.2.2	Konvensjonell håndtering av brønnkontrollsituasjon ...	18
7	Diskusjon omkring usikkerheter	19
7.1	Mulige direkte årsaker	19
7.1.1	Effekt av bevegelser av borestreng umiddelbart før hendelsen	19
7.1.2	Langt «rottehull»	20
7.2	Årsak til eskalering av hendelsen	20
7.3	Mulige bakenforliggende årsaker	20
7.3.1	Kelly-cock ventiler under top-drive	20
8	Vedlegg	20

1 Sammendrag

I forbindelse med brønnvask i konstruksjonsfasen av brønn 34/8-A-20 AH på Visund A oppstod det den 16.3.2016 en brønnkontrollhendelse med innstrømning fra reservoar (brønnsparke). Statoil antok i forkant av hendelsen at barrierer i form av bl.a. sementert 7" liner var verifisert. Kort tid etter at vaskeprosessen var fullført og brønnen var fylt med sjøvann, ble borestrengen heist opp og man observerte volumøkning. Brønnen ble stengt inne med ventil i BOP. Det ble observert trykk i brønnen som til slutt stabiliserte seg på 84 bar.

I forberedelse til å skulle drepe brønnen ved å sirkulere inn tung borevæske oppdaget man at begge Kelly-cock ventilene under Top-drive hadde forkilt seg. Den ene var forkilt i stengt posisjon og tillot dermed ikke bruk av normale drepeprosedyrer. Alternative drepemetoder ble vurdert, samtidig som man forsøkte å operere de forkilte Kelly-cock ventilene. 1-linje beredskap om bord mønstret og et brønnkontroll-lag fra land mønstret ihht til Statoil sin beredskapsplan for brønnhendelser. Ikke-essensielt personell ble demobilisert til land (Florø).

Et drøyt døgn etter at hendelsen inntraff klarte man å få åpnet den forkilte hydrauliske Kelly-cock ventilen og det ble gjennomført en normal drepeoperasjon ved å sirkulere inn tung borevæske. Situasjonen ble så normalisert og produksjonen startet opp igjen.

Det som gjør denne hendelsen spesiell er at normale brønnkontrollmetoder blir forhindret av en forkilt ventil under Top-drive, samt at en opprinnelig hadde en antatt verifisert barrierekonvolutt i brønnen i form av bekreftet Inflow-test.

Ved ubetydelig endrede omstendigheter hadde brønnsparke potensielt kunne føre til en komplisert og langvarig drepeoperasjon med mulighet for en eskalering av risiko.

2 Definisjoner og forkortelser

Top-drive	Boremaskinen i boretårnet
FPDU	Floating Production Drilling Unit
Inflow-test	Innstrømningstest – også kalt negativ trykktest
MD	Målt dybde langs brønnbanen
TD	Total dybde, brønnens endelige dyp
Liner	Forlengelsesrør
Liner sko	Nedre endre av forlengelsesrør, med enveisventiler
Rottehull	Boret hull som ikke er omfattet av foringsrør eller forlengelsesrør
Kelly-cock	Stengeventiler under Top-drive
DOP	Detail Operation Procedure
MFCT	Sirkulasjonsverktøy i vaskestreng

Figurligste

Figur 1 Visund A (Kilde: Statoil.com).....	5
Figur 2 Statoil sin skisse av brønnen slik den sto da hendelsen inntraff den 16.3.....	6
Figur 3 viser utvalgte boredata for tidsrommet da hendelsen ble oppdaget og brønnen stengt inne med en borerørsventil i BOP	9
Figur 4 Skisse som illustrerer høyden til den delen av borestrengen som sto over boredekk umiddelbart etter hendelsen	10
Figur 5 Barriereskisse i det hendelsen er konstatert og brønnen stengt inne med BOP og fast/forkilt Kelly-cock ventil	11
Figur 6 Skisse av Visund BOP på havbunn, med strupe- og drepeliner (Kill & Choke lines) 14	

Figur 7 Identifiserte barrierer knyttet mot tekniske, organisatoriske og operasjonelle faktorer
..... 19

3 Innledning

Olje- og gassfeltet Visund, i blokk 34/8 og 34/7, ligger 22 kilometer nordøst for Gullfaksfeltet i Tampen-området. Oljeproduksjonen startet i 1999 og gassproduksjonen i 2005. Feltet er bygget ut med den halvt nedsenkbar bore-, prosesserings- og boligplattformen (FPDU) Visund A, på et vanddyb varierende fra 270 – 380 meter i vest-skråningen av Norskerenna. Senere er feltet bygget ut med ytterligere brønner fra brønnrammer på havbunnen, henholdsvis kalt Visund Sør og Visund Nord. Brønnene på hovedfeltet og brønnene fra Visund Nord er knyttet til Visund A plattformen med fleksible stigerør. Visund-feltet inneholder olje og gass i flere skråstilte forkastningsblokker med ulike trykk- og væskesystemer. Reservoarene er i sandsten av mellomjura alder i Brentgruppen og i undre jura- og øvre trias-sandsten i Statfjordgruppen og Lundeforrasjonen. Reservoarene ligger på 2 900-3 000 meters dyp. Oljen går i rør til Gullfaks A. Der blir den lagret og eksportert med tankskip. Gass blir eksportert via Kvitebjørn-gassrørledningen og videre til Kollsnes, der NGL blir skilt ut og tørgassen blir eksportert videre til markedet.



Figur 1 Visund A (Kilde: Statoil.com)

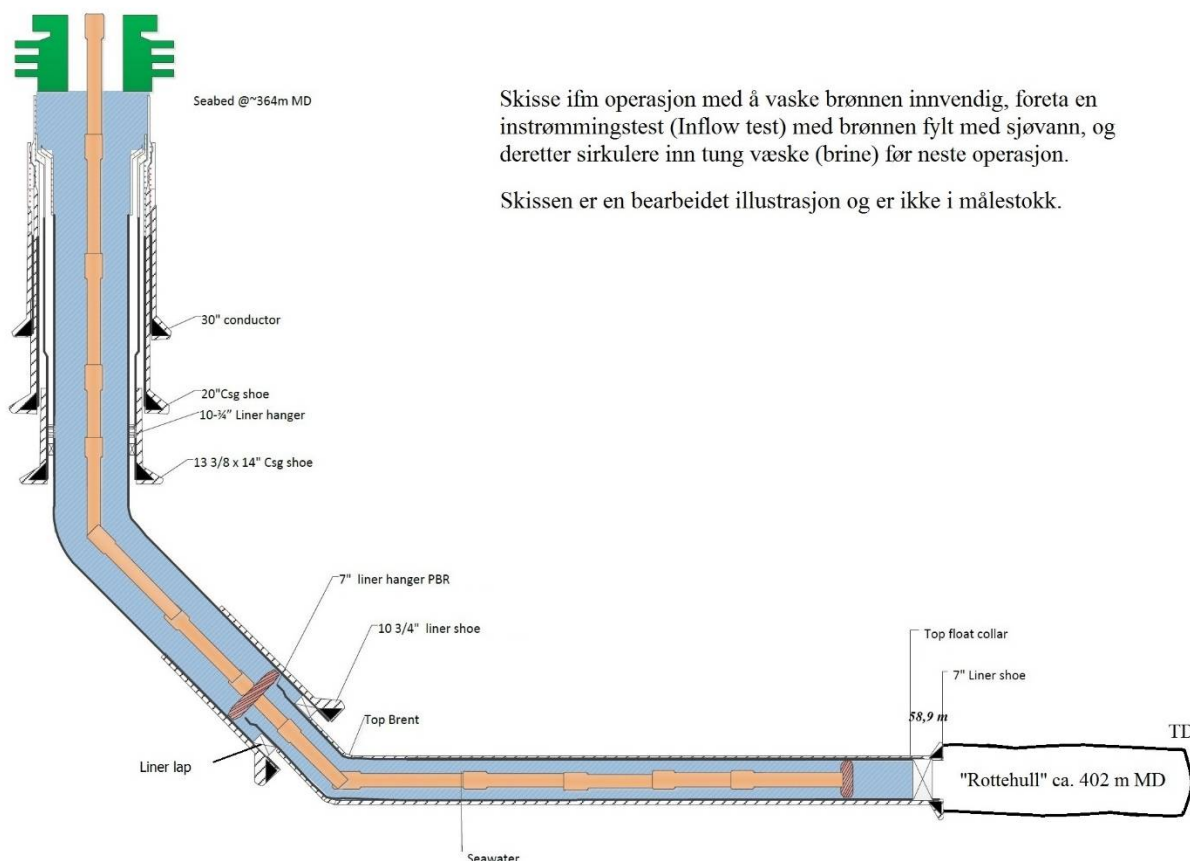
Statoil er operatør og Odfjell Drilling er av Statoil tildelt kontrakt for boretjenestene og vedlikehold av boreutstyret. Serviceselskapene Halliburton har sementeringskontrakten og Geoservice har slamloggingskontrakten, med overvåkning av boreoperasjonen fra land.

I forbindelse med brønnvask i konstruksjonsfasen av produksjonsbrønn 34/8-A-20 AH, oppstod det den 16.3.2016 en brønnkontrollhendelse med innstrømning fra reservoar (brønnsparke) på Visund A. Brønnen var planlagt som en horisontal produksjonsbrønn og 8 ½" reservoarseksjon var boret nær horisontalt ut til totalt dyp TD på 5049 meter målt dyp (MD). En 7" liner var kjørt ned og ut i brønnen til 4647.5 meter MD, og deretter sementert etter vanlige rutiner. Sementeringsjobben var vurdert som god og de to prøvene av sementblandingen som var beholdt for å verifisere størkning satte seg begge opp innenfor forventet størkningstid.

Brønnen skulle deretter rengjøres innvendig i foringsrør og liner. Et multifunksjons vaskeverktøy med et paknings-arrangement, kalt «Well Commisioner», samt en regulerbar sirkulasjonsventil, kalt et MFCT-verktøy, ble kjørt ned i brønnen på en streng av 3½" og 5 7/8" borerør. Pakningsarrangementet skulle posisjoneres på/over en polert seksjon (PBR) av 7" liner hanger og settes ut mot 10 ¾" foringsrør. I strengen var det også magnet for å samle opp jernspon o.l.

Kort tid etter at vaskeprosessen var fullført og brønnen var fylt med sjøvann, ble borestrengen heist opp og man observerte volumøkning. Brønnen ble steng inne med ventil i BOP. Det ble observert trykk i brønnen som til slutt stabiliserte seg på 84 bar.

Figur 2 nedenfor er bearbejdet skisse (opprinnelig fra Statoil) av brønnen med vaskestrengen inni, slik den sto da brønnkontrollhendelse inntraff. Brønnen var fylt med sjøvann.



Skisse ifm operasjon med å vaske brønnen innvendig, foreta en instrømmingstest (Inflow test) med brønnen fylt med sjøvann, og deretter sirkulere inn tung væske (brine) før neste operasjon.

Skissen er en bearbejdet illustrasjon og er ikke i målestokk.

Figur 2 Statoil sin skisse av brønnen slik den sto da hendelsen inntraff den 16.3

I arbeidet med å drepe brønnen ble det oppdaget at begge Kelly-cock ventilene i Top-drive hadde forkilt seg. Den ene var forkilt i stengt posisjon og tillot dermed ikke bruk av normale drepeprosedyrer. Petroleumstilsynet (Ptil) besluttet 18.3.2016 å gjennomføre en egen gransking av hendelsen.

Granskningsgruppens sammensetning:

- Roar Sognnes F-Boring og brønn (granskingsleder)
- Eigil Sørensen F-Boring og brønn
- Tore Endresen F-Boring og brønn
- Aina Eltervåg F-Logistikk og beredskap

Fremgangsmåte:

Ptil har i etterkant intervjuet personer med tilknytting til planlegging og ledelse av operasjonene i relasjon til brønnkontrollhendelsen på Visund den 16.3. Personer fra både Statoil og Odfjell Drilling er intervjuet. Det er dels foretatt intervjuer via video, til plattformen, til Statoil sitt plan- og driftsmiljø i Bergen, samt til Odfjell Drilling på Sandsli.

Det er også gjennomført intervjuer av ledende og operativt personell fra Statoil og Odfjell Drilling i Statoil sine lokaler på Sandsli i Bergen. Dokumentasjon innhentet og mottatt i forbindelse med granskingen fremgår av Vedlegg A.

Som et grunnlag for denne granskingsrapporten er det utarbeidet et MTO- (menneske, teknologi og organisasjon) diagram for å kartlegge bakenforliggende og direkte årsaker. MTO-diagrammet benytter begrepene operasjonelle, organisatoriske og tekniske forhold.

Mandat:

Følgende mandatet ble gitt for Ptils gransking;

- a. Klarlegge hendelsens omfang og forløp, med vektlegging av sikkerhetsmessige forhold.
- b. Vurdere faktiske og potensiell konsekvenser for skade på menneske, materiell og miljø
- c. Vurdere utløsende og bakenforliggende årsaker, med vektlegging av både tekniske, operasjonelle og organisatoriske forhold, 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

Granskingsteamet skal gjennomføre gransking av brønnsparke i brønn 34/8-A-20 AH på Visund i henhold til Ptils granskingsprosedyre. Granskingen skal omfatte både Statoil og Odfjell Drilling, og skal være rettet mot aktørene sin planlegging og gjennomføring av aktiviteter relatert til sementering av 7"liner, Inflow-test og forberedelse til komplettering. Det er ikke planlagt offshoreaktivitet knyttet til granskingen. I tillegg skal teamet holde politiet orientert.

4 Hendelsesforløp

4.1 Planlegging

Visund plattformen er en halvt nedsenkbar innretning i stål med bore- og produksjonsanlegg. Under bore- og kompletteringsoperasjonene benyttes det en brønnsikringsventil (BOP) som plasseres på brønnehode på havbunnen. BOP består av to borerørsventiler (en såkalt Upper Pipe Ram som også er omtalt som midtre borerørsventil, og en såkalt Lower Pipe Ram, omtalt som nedre borerørsventil), en kutte- og stengeventil (Blind/Shear ram), samt en ringromsventil (Annular), se også Figur 6. I tillegg er det utløp for strupe- og drepelinjer som går opp langs bore-stigerør til respektive strupe- og drepe- (Choke- og Kill-) manifolder på innretningen.

Visund brønn 34/8-A-20 AH ble planlagt som en horisontal produksjonsbrønn i et nytt segment på feltet.

Dokumentasjonen viser at risikoregister for operasjonene ble etablert 17.1.2016, deretter ble risikoregisteret oppdatert jevnlig gjennom hele operasjonen. Det endelige risikoregisteret ville derfor reflektere operasjonene slik de faktisk ble gjennomført. Aktivitetsprogram og utkast til detaljerte operasjonsplaner (DOP) med sekvensene i hver del- operasjon ble etablert 8.2.2016.

Hver DOP ble gjennomgått med ledende utførende personell på innretningen forut for operasjonene. Program for komplettering, med bruk av vaskestreng og verktøyet i denne, samt Inflow-test av brønnen og deretter sirkulering til sjøvann, ny Inflow verifikasjon før sirkulasjon til tung væske, m.v. ble signert ut av relevante stillinger på land den 15.2.2016.

4.2 Gjennomføring

Det ble boret et 8 ½" pilothull ut av 10 ¾" foringsrør inn i reservoaret. Dette borehullet ble plagget tilbake og en 8 ½" brønnbanen for produksjonsbrønnen ble boret langs planlagt løp i reservoaret. 8 ½" seksjonen ble boret nær horisontalt ut til planlagt totalt dyp (TD) på 5049 m målt dyp (MD) den 5.3.2016. Det ble tatt trykkpunkter i seksjonen før borestrengen ble trukket ut.

Den 7.3.2016 ble det startet å kjøre i hullet med 7" liner på landstreng av 5 7/8" borerør. Etter en grundigere evaluering av borehullsdata ble det bestemt å forlenge lineren. Den ble derfor trukket tilbake til boredekk og skjøtet på med nye lengder før den igjen ble kjørt inn i brønnen og nådde settedyp på 4647m MD den 10.3.2016.

Det ble senere samme dag pumpet sement med full retur opp på utsiden av lineren og iht. beregnede pumpeslag for å støpe fast lineren. Deretter ble liner-hengeren satt og overskytende sement/skillevæsker ble sirkulert ut før landstrengen ble trukket ut av hullet.

Den 11.03 ble brønnen trykktestet til 230 bar med 1.54 sg boreslam i 10 minutter.

Deretter ble det kjørt inn en vaskestreng #1 bestående av 3 ½" borerør nederst og 5 7/8" borerør øverst. I vaskestrengen var det montert inn et kombinert paknings- og sirkulasjonsverktøy (Well Commissioner/MFCT) for å kunne isolere vasking i eller over lineren etter ønske. Hensikten med vaskestrengen var å Inflow-teste 7" liner og linerlap, rengjøre og sirkulere ut den tunge borevæsken, pumpe rengjøringskjemikalier og deretter fortrenge brønnen til kompletteringsvæske. I vaskestreng #1 var det også innmontert skraper og magneter for å ta opp eventuelt jernspån m.v. i vaskeprosessen.

Den 12.03 startet man sirkulasjon for å vaske inni foringsrøret og lineren. Mens bunn av vaskestrengen er nede på 4588 m MD ble det den 13.03 forsøkt å Inflow-teste brønnen for å verifisere at liner-lap, 7" liner og sko holder tett. Dette ble gjort ved å forsøke å forankre pakningen i vaskestrengen mot innsiden av 10 ¾" foringsrør, like over 7" liner hanger og PBR, deretter stenge sirkulasjonsventilen i vaskestrengen og pumpe lett baseolje ned borestrengen for å sette brønnen i underbalanse. Det ble ikke oppnådd god test da ventil i vaskestrengen viste seg ikke å kunne opereres til ønsket posisjon.

Vaskestrengen #1 ble derfor besluttet trukket ut av brønnen og vaskeverktøyet med ventil ble demontert og sendt til land for inspeksjon og feilsøking. Det viste seg at pakningen som skulle forankre vaskestrengen over 7" liner hanger/PBR var feilmontert og ikke hadde fungert som forventet.

Den 14.03 ble ringroms- og borerørsventilene i BOP trykktestet. Kelly-cock ventilene i top-drive ble også trykktestet til henholdsvis 20/360 bar gjennom en lavtrykks- og en høytrykkstest.

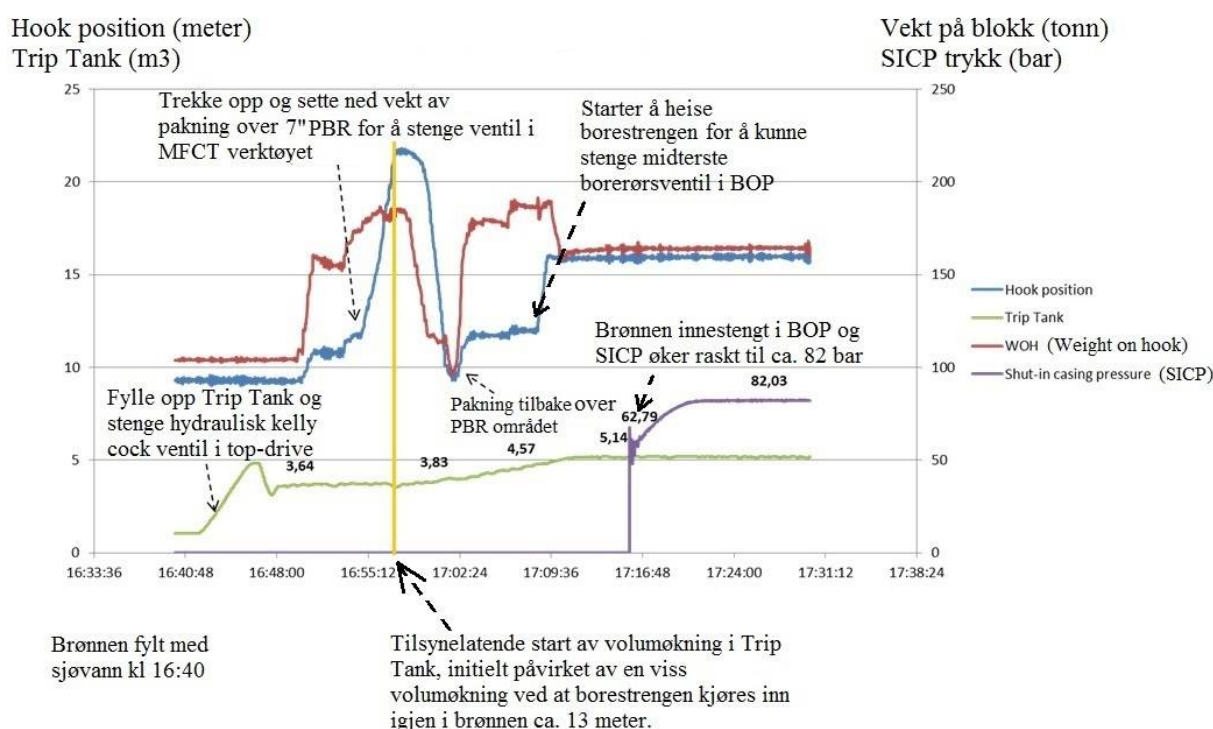
Den 15.03 ble nytt vaskeverktøy montert på borerør og kjørt inn i brønnen (vaskestreng #2). Bunn av streng ble kjørt inn til 4588 m MD, tilsvarende at pakningselementet i vaskestrengen

var lokalisert over 7" liner hanger/PBR. Pakningselementet ble satt mot 10 3/4" foringsrør og ventilen i vaskeverktøyet ble deretter operert og verifisert.

Den 16.03 ble det pumpet baseolje ned borestrengen for å sette brønnen i underbalanse for å foreta inflow test # 2 for å verifisere at liner-lap, liner og sko holdt tett for innstrømning. Inflow testen ble godkjent innenfor normale akseptkriterier og avsluttet kl.12:30. Brønnens barrierer var nå antatt å være verifisert.

Deretter ble det pumpet flere vaske-kjemikalier før brønnen til slutt ble sirkulert til sjøvann mens renhet for oljeinnhold ble målt. Kl.16:40 var brønnen fylt med sjøvann.

Utvalgte boredata da hendelsen inntraff 16.3.2016



Figur 3 viser utvalgte boredata for tidsrommet da hendelsen ble oppdaget og brønnen stengt inne med en borerørsventil i BOP

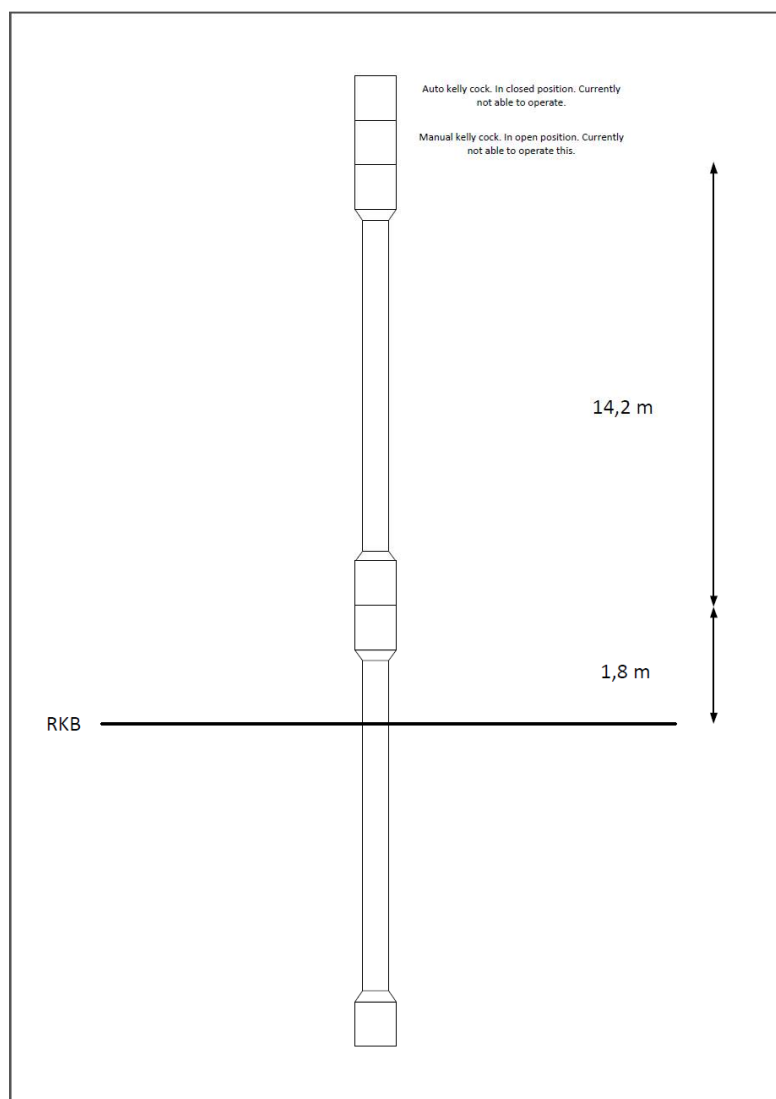
Omkring kl.16:45 ble den automatiske Kelly-cock ventilen i top-drive stengt for å fylle trip-tanken og klargjøre for å observere brønnen på trip-tank. Dette for å monitorere eventuelle forandringer i volumer og for å inflowteste etterpå. Borestrengen ble så trukket opp i noen korte trinn for å stenge sirkulasjonsventilen (MFCT) i vaskeverktøyet nede i borestrengen og deretter ytterligere drøyt 10 meter opp, før den så ble senket ned igjen for å kunne avlese opp- og ned vekt av borestrengen.

I siste del av disse operasjonene og umiddelbart etterpå viser måler for nivå i trip-tank en økning av volum (grønn kurve på figuren). Dette ble oppdaget omtrent samtidig av borer og assisterende boresjef på boredekk, mens boreleder og boresjef observerte økningen på sine skjermer med sanntids boredata. Slamlogger observerte også økningen (fra sanntids boredata på land) og ringte borer ute på innretningen. Borer og assisterende boresjef beslutter å bevege borestrengen til ønsket posisjon og stenge midtre borerørsventil i BOP for å stenge brønnen. Hydraulisk Kelly-cock ventil under Top-drive var allerede stengt. Brønnen ble stengt inne

ca. kl.17:15 og det ble observert en stigende trykk på choke-manifolden, økende fra ca. 62 bar til 82 bar i løpet av noen minutter og med en målt volumøkning (innstrømning) på 1.4 m³ i trip-tank. SICP trykket stabiliserte seg senere på ca. 84 bar.

4.3 Håndtering av brønnkontrollhendelsen 16.3.2016

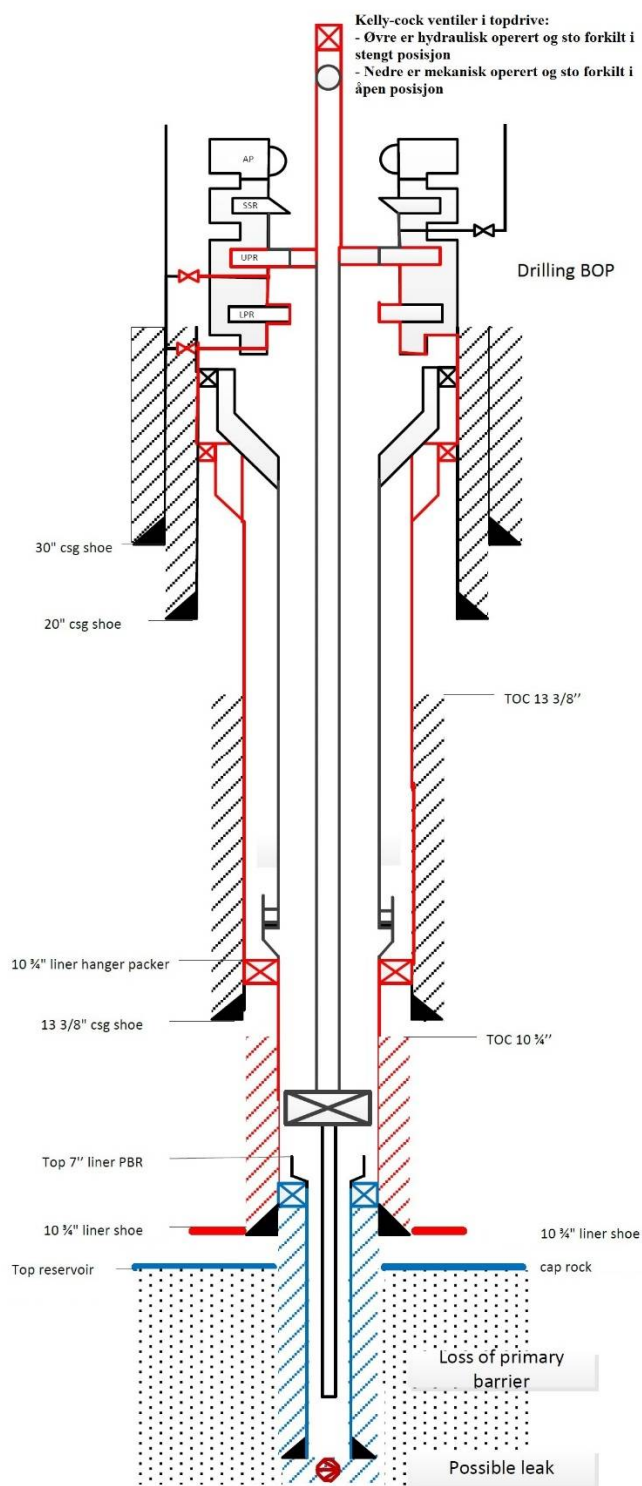
Etter at trykk og volumer var evaluert ble den hydrauliske (Auto) Kelly-cock ventilen under Top-drive forsøkt åpnet for å sirkulere ut innstrømningen etter standard brønnreplingsprosedyre, men ventilen lot seg ikke åpne. En person ble heist opp i ridebelte for å stenge den manuelle Kelly-cock ventilen i Top-drive med en lang nøkkel, men den var også forkilt.



Figur 4 Skisse som illustrerer høyden til den delen av borestrengen som sto over boredekk umiddelbart etter hendelsen

Situasjonen var da at primærbarrieren (trykk- og Inflow-testet sementert liner sko og liner hanger) var brutt og at sekundærbarrieren (BOP, foringsrør, etc.) var intakt. Produksjonen på feltet ble stengt ned og anlegget trykkavlastet. Været var bra med laber bris, 5,7 m/s fra nord og signifikant bølgehøyde var på ca. 1 m.

Figur 5 nedenfor illustrerer barrierene ved hendelsen, der rød sekundærbarriere er aktivert fordi det har oppstått brudd i den blå primærbarrieren (svikt i Inflow-testet liner). Svikt i primærbarrieren ble antatt å være i bunn (Inflow-testet sementert liner sko).



Figur 5 Barriereskisse i det hendelsen er konstatert og brønnen stengt inne med BOP og fast/forkilt Kelly-cock ventil

Situasjon med innstrømming i brønnen, som ikke kunne håndteres med standard brønnkontrollprosedyrer på grunn av forkilte Kelly-cock ventiler, ble vurdert som kritisk.

Prosessanlegget ble trykkavlastet og produksjonen stengt ned. Beredskapsledelsen og brønnsikringslag om bord mobiliserte i løpet av kvelden, 16.3.2016. Statoil, med assistanse av

Odfjell Drilling, mobiliserte et brønnkontrollteam, Well Control Response Team, på land til støtte for operasjonene på Visund, dette iht etablert prosedyre.

Leverandør av Kelly-cock ventilene ble kontaktet og forespurt om prosedyre for å kunne operere de forkilte Kelly-cock ventilene. Tungt oljebasert boreslam som var overført til båt tidligere i operasjonen ble tatt om bord igjen for å kunne sirkuleres inn i brønnen som drepe slam. For å kunne sirkulere inn drepe slammet måtte den hydrauliske Kelly-cock ventilen i top-drive åpnes. Det var ikke mulig å få åpnet denne ventilen og sirkulasjon var ikke mulig.

Senere samme kveld, kl.21:00, avholdt plattformsjef et informasjonsmøte til personell om bord der det ble informert om at brønnen hadde kontakt med reservoaret, og at det i løpet av forberedelsene til å pumpe tungt slam ned i brønn hadde oppstått problemer med å få åpnet en hydraulisk Kelly-cock ventil på toppen av borestrengen. Denne ventilen måtte åpnes for å få pumpet tungt slam ned i borerøret og drepe brønnen. Ventil og BOP var testet mandag 14.3.2016.

HRS, politiet og Ptil ble varslet om brønnsparkeet og problemene med å drepe brønnen.

Den 17.03.2016, kl. 07:00 avholdt plattformsjef et nytt informasjonsmøte til personell om bord, der det ble informert om at trykket i ringrom i løpet av natten hadde økt til 84 bar, og at beredskapsledelsen hadde besluttet å demobilisere alt ikke-essensielt personell. Kl.08:00 samme dag startet derfor forflytting av ikke-essensielt personell fra Visund til Florø med 3 helikoptre. Personell i beredskapsledelsen og brønnsikringslag, samt essensielt personell fra serviceselskaper, ble igjen om bord (til sammen 70 personer).

Etter hvert kom det informasjon om maksimale hydraulikk-trykk fra leverandør av Kelly-cock ventilene og personell på plattformen forsøke stegvis tilnærming til å få åpnet den automatiske Kelly-cock ventilen. Kl.21:00 den 17.3 lyktes det å få den åpnet.

4.4 Normalisering

Brønnen ble drept med oljebasert borevæske med egenvekt 1,54 sg. I løpet av drepeoperasjonen ble ca. 1.4 m³ olje sirkulert ut via mud-gass separator. Primærbarrieren var reetablert med tung væskesøyle i brønnen og BOP ble åpnet ca. kl 20:15 den 18.03.

5 Hendelsens potensial

5.1 Faktisk konsekvens

Anlegget ble trykkavlastet og produksjonen på Visund ble stengt ned.

Det ble ikke registrert skade på personell, materiell eller utslipp til det ytre miljø som følge av innstrømningen i brønnen. Innstrømningen ble stoppet av at BOP upper pipe-ram ble stengt (se Figur 6) samt at den hydrauliske Kelly-ventilen under Top-drive var stengt på innstrømningstidspunktet.

Gjenoppretting av tapt barriere (casing/liner) skulle normalt ha skjedd ved at tung væske blir sirkulert inn i brønnen gjennom borestrengen. Etter at 1.54 sg OBM ble overført tilbake til riggen ble det etter hvert klart at den hydrauliske ventilen under Top-drive ikke lot seg åpne med normalt operasjonstrykk. Dette medførte at den tapte barrieren ikke kunne erstattes med drepevæske fordi sirkulasjon ikke var mulig. En stod da i en situasjon der brønnen ble holdt

under kontroll med den ene gjenværende barrieren (casing/brønnhode/BOP + ventil i DP), men utsirkulering av innstrømning og gjenoppretting av primærbarrieren (tung væske) var ikke mulig.

Etter vel et døgn ble den hydrauliske ventilen under Top-drive åpnet og brønnen ble drept og barrierene ble gjenopprettet ved hjelp av konvensjonell metode for håndtering av brønnkontrollhendelsen.

5.2 Potensiell konsekvens

Det som gjør denne hendelsen spesiell er at normale brønnkontrollmetoder for å drepe brønnen ble forhindret av en forkilt ventil under Top-drive, samt at en opprinnelig hadde en antatt verifisert barriere i form av bekreftet Inflow-test. Ved ubetydelig endrede omstendigheter hadde brønnsparkeet potensielt kunne føre til en komplisert og langvarig drepeoperasjon med mulighet for en eskalering av risiko.

5.2.1 Hydraulisk Kelly-cock ventil

I tilfelle at den hydrauliske Kelly-cock ventilen ikke hadde latt seg åpne ville en hatt en mer utfordrende operasjon for å re-etablere den tapte barrieren. Slik en sto opprigget var det ikke mulig å få koblet fra den forkilte Kelly-cock ventilen for å få opprettet en sirkulasjonsvei. Den manuelle Kelly-cock ventilen som var montert nedenfor (ref. Figur 5) den hydrauliske Kelly-cock var låst i åpen posisjon og lot seg ikke stenge.

Det ble under hendelsen vurdert alternative metoder for å re-etablere tapt barriere. Blant annet ble det av Statoil identifisert følgende metoder;

- frysing av is-plugg for å etablere en temporær barriere innvendig i borerør for å kunne etablere en sirkulasjonsvei over is-pluggen.
- bullheading av drepevæske ned på ringromsiden i brønnen.

Frysing av is-plugg

En metode som ikke regnes som konvensjonell brønnkontroll metode på norsk sokkel. Det er flere forhold rundt denne operasjonen som en måtte ha vurdert nærmere (Hot-tapping av borestreng for verifikasjon av is-plugg, etablering av sirkulasjonsvei, tilkomst og bevegelse på plattformen, som er en flyter).

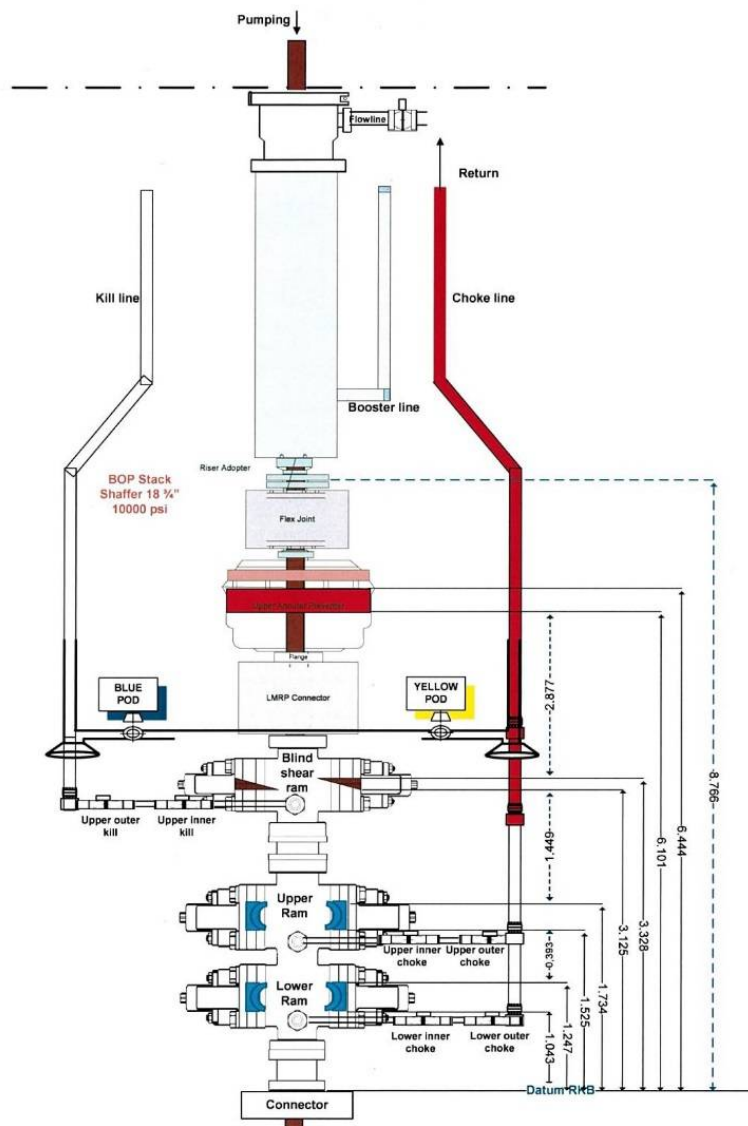
Bullheading

En metode som kan regnes som konvensjonell, men i dette tilfellet vil det være knyttet usikkerhet til injektivitet gjennom lekkasje punkt.

Ingen av metodene ble diskutert i detalj med Ptil og ingen av metodene ble brukt da situasjonen løste seg gjennom åpning av Kelly-cock.

5.2.2 Kutting av borestreng

Ved en eventuell frakobling av Lower Marine Riser Package (LMRP) mens en sto innestengt (f.eks. værforhold), eller brønnen hadde blitt utsatt for laster (trykk) den ikke var testet til, ville en ha blitt nødt til å aktivere kutteventilen i BOP.



Figur 6 Skisse av Visund BOP på havbunn, med strupe- og drepeliner (Kill & Choke lines)

Flere forhold ville spilt inn på muligheten for å holde brønnen innestengt og i neste fase re-etablere tapt barriere;

- Posisjonering av borestrengskobling (tooljoint)
- Kuttekapasitet
- Kutteventils evne til å holde å holde tett etter kutting
- Mulighet for å etablere en sirkulasjonsvei ned borestreng etter kutting

Før innstegning av brønnen med Upper pipe-ram ble borestrengen posisjonert slik at tooljoint befant seg 4-5 m over BOP-kutteventil. Det ble ikke vurdert å henge av tooljoint i upper pipe-ram etter at denne var stengt.

Basert på dokumentasjon som foreligger er det grunn til å anta at kutteventilen har de nødvendige egenskaper/kapasiteter som er påkrevet for å ha kuttet og isolert brønnen med den aktuelle borerørdimensjonen som befant seg i brønnen. Tabeller med nødvendige skjærtrykk for borerør var oppslått i borebua.

Ved å kutte strengen på riktig sted ville en kunne ha ivaretatt kontroll på brønnen og samtidig hatt mulighet til å sirkulere inn drepevæske ned Kill eller Choke-line mellom Blind/Shear-ram og upper pipe-ram og ta retur opp Kill eller Choke-line under upper pipe-ram. Under hendelsen sto nærmeste tooljoint over Blind/Shear-ram og dette forutsetter at en hadde senket strengen inn og hengt av før kutting evt. hadde funnet sted. Hadde kutting blitt gjort slik en stod plassert med borestrengen, ville dette medført at en ikke hadde hatt mulighet til å sirkulere inn i brønnen. Dette ville ha ført til en ytterligere komplisering av situasjonen når en på et senere tidspunkt skulle ha prøvd å re-etablere den tapte barriere.

6 Observasjoner

Ptils observasjoner deles generelt i tre kategorier:

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

6.1 Avvik

6.1.1 Utilstrekkelig utforming av brønnbarrierer

Avvik: Brønnbarrieren var ikke utformet slik at utilsiktet innstrømming til brønnen ble hindret.

Begrunnelse: Utforming av 7" liner med sementert sko som barriereelementer var ikke tilstrekkelig til å hindre utilsiktet innstrømming.

Krav:

Innretningsforskriften § 48 om brønnbarrierer

6.1.2 Utilstrekkelig verifisering av brønnbarrierer

Avvik:

Verifikasjon av 7" liner og sementert sko som barriereelementer var ikke tilstrekkelig.

Begrunnelse:

Brønnen var ikke i tilstrekkelig underbalanse under Inflow-test med baseolje i forhold til det den senere ble utsatt for ved sirkulering til sjøvann, like før hendelsen inntraff. Det er Ptil sin vurdering at planlagt og gjennomført Inflow-test ikke har gitt tilstrekkelig sikkerhetsmargin i forhold til operasjoner med streng i brønnen med kun sjøvannsgradient. Planlagt Inflow-test med baseolje synes ikke å ta høyde for usikkerhet i beregning av hydrostatisk søyle, gjennomføring av pumpeoperasjon og andre operasjoner i brønnen.

Krav:

Aktivitetsforskriften § 85 om brønnbarrierer
Styringsforskriften § 5 om barrierer

6.1.3 Manglende klassifisering av sikkerhetskritisk utsyr

Avvik:

Kelly-cock ventilene montert på Top-drive er ikke identifisert som sikkerhetskritisk utstyr i boreentreprenørens vedlikeholdssystem.

Begrunnelse:

Kelly-cock ventilene er identifisert som barriereelementer i henhold til boreentreprenør sin brønnkontrollmanual. Det ble i intervju avdekket at ventilene ikke hadde egen identifikasjon i vedlikeholdssystemet.

Krav:

Aktivitetsforskriften § 46 om klassifisering
Styringsforskriften § 5 om barrierer

6.1.4 Mangelfullt vedlikeholdsprogram for Kelly-cock ventiler

Avvik:

Kelly-cock ventilene var ikke underlagt et vedlikeholdsprogram som var egnet til overvåking av ytelse og teknisk tilstand, og som skulle sikre at feilmodi under utvikling ville blitt identifisert og korrigert.

Begrunnelse:

Vedlikehold av Kelly-cock ventiler var mangelfullt og heller ikke i henhold til leverandørens anbefaling. Det ble i intervju avdekket at Kelly-cock ventiler ikke ble skiftet og sjekket ved faste intervall, som anbefalt fra leverandør/produsent. Det er bl.a. beskrevet i leverandørens vedlikeholdsmanual at Kelly-cock ventilene skal rengjøres, demonteres, inspiseres, settes sammen og testet etter hver brønn, eller i et intervall på 5-7 måneder.

Krav:

Aktivitetsforskriften § 47 om vedlikeholdsprogram

6.1.5 Manglende risikovurdering av konfigurasjon på havbunns BOP på Visund

Avvik:

Det er ikke utført risikoanalyse av konfigurasjon av havbunns (subsea) BOP på Visund som er egnet til å gi et nyansert og helhetlig bilde av risikoen forbundet med blant annet storulykke og til miljørisiko knyttet til akutt forurensning under ulike operasjoner i brønnen.

Begrunnelse:

Det foreligger ikke risikovurdering av konfigurasjon på BOP på Visund.

Risikovurdering av konfigurasjon på BOP er beskrevet i Odfjell Drilling “Well Control Manual Mobil Units 5.1.2 Minimum requirements Subsea BOP stack and 5.1.3 Subsea BOP Stack Risk Assessment for Moored Vessels, samt i Norsok D-010 kap. 15.4 C. Design construction section cap. 2”.

Krav:

Styringsforskriften § 17 om risiko- og beredskapsanalyser
Innretningsforskriften § 48 om brønnbarrierer med veiledning jfr. Norsok D-010

6.2 Forbedringspunkt

6.2.1 Mangelfull barriereskisse i aktivitetsprogrammet for komplettering og i DOP

Forbedringspunkt:

Barriereskisse for Inflow-testen og fortrenging til sjøvann viser ikke riktige barriereelementer.

Begrunnelse:

I aktivitetsprogrammet for komplettering og i DOP for aktuelle operasjoner er det upresis barriereskisse med feil barriereelementer etter fortrenget brønn til sjøvann.

Krav:

Aktivitetsforskriften § 85 om brønnbarrierer

6.2.2 Eldre versjon av riskeregister brukt i DOP-dokument**Forbedringspunkt:**

Mangelfull systematikk knyttet til bruk av risikoregisteret i DOP-dokumenter. Ulike versjoner av riskeregister er gjengitt i dokumentasjon.

Begrunnelse:

Mottatt dokumentasjon og utsagn i intervjuer viser ulike versjoner av riskeregister var i bruk under operasjoner relatert til brønnkontrollhendelsen.

Krav:

Styringsforskriften § 17 om risiko- og beredskapsanalyser
Aktivitetsforskriften § 24 om prosedyrer

6.2.3 Mangelfull trening og øvelser**Forbedringspunkt:**

Det ble ikke utført øvelser på stripping med stengt BOP annular ventil og avhenging av borestreng i borerørsventil i BOP med klargjøring for kutting av borestreng.

Begrunnelse:

Det fremkom under intervjuer at det ikke ble utført øvelser på stripping med stengt BOP annular ventil og avhenging av borestreng i borerørsventil i BOP med klargjøring for kutting av borestreng.

For lignende hendelser beskriver brønnkontrollmanualen for Visund (Odfjell Drilling Well Control Manual Mobil Units 7. Section – Well Control Drills) at avhenging av borerørskobling i borerørsventil i BOP er et forberedende tiltak før eventuell kutting av borestrengen.

Krav:

Aktivitetsforskriften § 23 om trening og øvelser

6.3 Barrierer

Hendelsen opptrer etter overgang fra borefase til kompletteringsfase i brønnen. I borefasen (kjøring og sementering av liner) er 1.54 sg borevæske definert som primærbarriere. 10 3/4", 13 3/8" foringsrør og BOP/brønnehode er definert som elementer i sekundær barriere.

Etter at 7" liner er kjørt og sementert blir denne utsatt for en Inflow-test for å verifisere barrierereytelsen, dvs. at 7" sementert liner og sko er tette og kan betraktes som verifiserte

barriereelementer. Sammen med formasjonstyrken vil disse kunne utgjøre barriereelementer som kan overta borevæskens rolle som primærbarriere.

6.3.1 Barrierer som har fungert

6.3.1.1 Deteksjon av innstrømning

Utfra intervjuer er det klart at relevante mannskap om bord hadde høyt fokus på volumkontroll. Innstrømning i brønnen ble detektert av nivååmalere i trip-tank og ble raskt observert av flere involverte med overvåking av brønn som særskilt oppgave.

Det ble relativt raskt evaluert og konkludert med at innstenging av brønn med ventil i BOP var påkrevet.

6.3.1.2 Isolering av brønn

Borestrengen ble posisjonert slik at midtre BOP borerørsventil kunne stenges rundt borerøret. Ringromssiden av brønnen ble da isolert ved at aktivering av BOP ble utført og hindret ytterligere innstrømning i brønnen.

Den hydrauliske Kelly-cock ventilen i top-drive var allerede stengt på tidspunktet da innstrømningen i brønnen var oppdaget. Denne fungerte som et barriereelement innvendig i borestrengen.

10 3/4" og 13 3/8" foringsrør og brønnehodet har også fungert som barriereelementer da innstrømningen inntraff.

6.3.2 Barrierer som har sviktet

6.3.2.1 Mekanisk integritet

I tilfelle på Visund så har tilsynelatende 7" sementert liner fungert som barriere en stund, for senere å ha mistet sin integritet i forbindelse med vasking og fortregning av brønnen til sjøvann.

6.3.2.2 Konvensjonell håndtering av brønnkontrollsituasjon

For å kunne gjenopprette den tapte primærbrønnbarriere (7" sementert liner) er en avhengig av å kunne bytte ut sjøvannet som står i brønnen med en drepevæske. Normalt ville dette foregått ved å pumpe denne ned i borestrengen som fortsatt befinner seg i brønnen. Det blir etter hvert klart at denne muligheten blir forhindret av den hydrauliske Kelly-cock ventilen som ikke lar seg åpne. Den samme ventil som har hatt en funksjon som barriere mot brønntrykket blir nå en hindring for gjenoppretting av en barriere og en eskalerende faktor i hendelsen.

Etter vel et døgn ble ventilene åpnet og en fikk re-etablert barrierene ved hjelp av konvensjonelle brønnkontrollprosedyrer og bruk av drepeslam som barriere.

Gjenværende barriereelementer

BOP skjærventil er vurdert til å være tilgjengelig gjennom hendelsen.

Organisasjon land reagerte umiddelbart med å mobilisere et dedikert brønnkontrollteam for å jobbe med hendelsen.

Tabell under viser hvilke barrierer som ikke har fungert og hvilke som fungerte. Disse barrierene er identifisert gjennom MTO-metodikken. Barrierene er også vist mot de tekniske, organisatoriske og operasjonelle barriereelementer.

Tid	Barrierer som ikke har fungert	Barrierer som har fungert	Teknologiske faktorer	Organisatoriske faktorer	Operasjonelle faktorer
16:57	Sementert liner (primærbarriere)				
16:57-17:02		Deteksjon av innstrømning i brønn på trip-tank	Trip-tank målere	Driller, Assistant Toolpusher, Mudlogger	Observerer volumøkning på skjerm, evaluerer og tolker data
17:02-17:15		Isolering av brønn	Stenge BOP Piperam	Driller, Assistant Toolpusher	Posisjonerer borestreng i BOP
			Hydraulisk Kelly-cock under Top-drive (drillpipe).		
			Casing/Brønnhode		
I etterkant av isolering av brønn	Utsirkulering og dreping av brønn (re-etablere primærbarriere)		Forkilt hydraulisk Kelly-cock under Top-drive.		Ikke mulig å sirkulere inn drepeslam
		Varsling og mobilisering av beredskapsorganisasjonen			
1 døgn etter isolering av brønn		Utsirkulering og dreping av brønn (re-etablere primærbarriere)	Drepeslam, BOP	Borer, Mudingeniør	Spesifikke prosedyrer for utsirkulering

Figur 7 Identifiserte barrierer knyttet mot tekniske, organisatoriske og operasjonelle faktorer

7 Diskusjon omkring usikkerheter

Granskingen har ikke avdekket entydige årsaker til hendelsen, hverken direkte eller bakenforliggende. Det er likevel fremkommet usikkerheter under granskingen som kan forklare mulige årsaksforhold. Disse drøftes nedenfor:

7.1 Mulige direkte årsaker

7.1.1 Effekt av bevegelser av borestreng umiddelbart før hendelsen

Fra ca. Kl. 16:55, minutter før innstrømningen ble oppdaget, ble borestrengen beveget over 10 meter opp. Med en kombinasjonen av stengt Kelly-cock ventil i top-drive, mulig stengt MFCT ventil, samt nær full-gauge pakningselement i borestrengen mot 10 3/4" foringsrør like over 7" liner hanger/PBR, ville det vanskeliggjøre strømming av væske i brønnen forbi pakningselementet for å kompensere for bevegelsen av borestrengen. Det er mulig at dette

kan ha forårsaket et betydelig sugetrykk (Swab) i brønnen som har forsterket underbalansen den allerede sto i ved å være fylt med sjøvann. Dette kan ha induisert en svikt i liner sko.

7.1.2 Langt «rottehull»

Brønnen var konstruert med et langt «rottehull» på over 400 meter horisontal lengde. Dette kan ha bidratt til dårlig fordeling av sement rundt sko og liner, «channeling» e.l. og bidratt til en svekket liner sko som har hatt ubetydelig margin utover underbalansen ved Inflow-testen.

7.2 Årsak til eskalering av hendelsen

Det at Kelly-cock ventilene var forkilt etter hendelsen bidro til betydelig økt kompleksitet i håndteringen av brønnkontrollsituasjonen og fordret demobilisering av ikke-essensielt personell til Florø. Det at ventilene ikke var underlagt egne vedlikeholdsrutiner og at leverandørens anbefalinger ikke var hensyntatt kan ha bidratt til forkilingen.

7.3 Mulige bakenforliggende årsaker

7.3.1 Kelly-cock ventiler under top-drive

Kelly-cock ventilene var ikke identifisert som barrierelementer i aktivitetsprogram og DOP. I stedet var en stab-in Kelly-cock definert som sekundært barrierelement selv om denne ikke vil bli anvendt ift brønnkontrollprosedyrene om top-drive var påkoblet borestrengen, slik tilfellet var.

Kelly-cock ventilene er sendt til analyse men det er ikke fremkommet svar på hvorfor de ble forkilt under brønnkontrollhendelsen.

8 Vedlegg

A: Dokumenter som er lagt til grunn i granskingen

B: Oversikt over intervjuet personell.