



Revisjonsrapport

Rapport	
Rapporttittel Tilsynsrapport NSOAF – Statoil – Transocean – Organisatoriske og menneskelige faktorer i håndtering av brønnkontroll	Aktivitetsnummer 001000126 - 402003002
Gradering	
☒ Offentlig	☐ Begrenset
☐ Unntatt offentlighet	☐ Fortrolig
☐ Strengt fortrolig	
Involverte	
Hovedgruppe T1 og TF	Oppgaveleder Jorunn Elise Tharaldsen
Deltakere i revisjonslaget Hilde-Karin Østnes, Kristen Kjeldstad, Øyvind Lauridsen, Sigve Knudsen, Jorunn Elise Tharaldsen	Dato 10.7.2012

1 Innledning

Petroleumstilsynet (Ptil) gjennomførte tilsyn med Statoil og Transocean (TO) sin ivaretagelse av organisatoriske og menneskelige faktorer ved håndtering av eventuelt tap av brønnkontroll. Tilsynsaktiviteten tok utgangspunkt i boring av brønn 31/2 K-14 B på Trollfeltet (Troll) med bruk av innretningen Transocean Leader (TO Leader). Tilsynsaktiviteten ble innledet med et oppstartsmøte på land og påfølgende møter, intervjuer og verifikasjon offshore på innretningen 21.5.-23.5.2012. Intervjuer ble gjennomført med personell fra operatør, borekontraktør og bore- og brønnserviceselskap. Verifikasjon på innretningen ble gjort i mudloggingkabin, borevæskelanlegg (shakerrom, pitrom, pumperom) og borekabin. Videre ble det gjennomført møte og intervjuer med landorganisasjonene 4.6.2012 og et oppsummeringsmøte for begge aktørene 13.6.2012. Statoil ble bedt om å koordinere tilsynet, og begge selskap ble bedt om å informere sine respektive vernetjenester og at det ble lagt til rette for deres deltakelse i tilsynet. Tilsynsaktiviteten omfattet også verifikasjon av en rekke styrende dokumenter fra begge aktører.

Tilsynsaktivitetens hovedtema var:

1. Beslutningsunderlag, -kriterier og -prosesser, herunder risikovurderinger og -analyser
2. Brønnkontrollprosedyrer
3. Opplæring, kompetanse og trening
4. Informasjonspresentasjon og -håndtering
5. Roller og ansvar
6. Kommunikasjon mellom operatør, boreentreprenør og bore-/brønnserviceentreprenører i planlegging og gjennomføring av boreoperasjonen
7. Styring av endring

2 Bakgrunn

Tilsynet er et ledd i en felles aktivitet mellom alle myndighetene i North Sea Offshore Authorities Forum (NSOAF). Som en del av arbeidsprogrammet i NSOAF etter Deepwater Horizon hendelsen i Mexicogulfen i mai 2010, ble det besluttet å gjennomføre en tilsynsserie

i fem land (Norge, UK, Danmark, Nederland og Tyskland) med tema organisatoriske og menneskelige faktorer i forbindelse med brønnskroll. Det ble besluttet å gjennomføre to pilottilsyn våren 2012, ett på norsk sektor (dette) og ett på engelsk sektor. De øvrige tilsynene planlegges gjennomført høsten 2012. En studie om brønnskroll gjennomført i regi av Petroleumstilsynet, Risikonivå norsk petroleumsvirksomhet (RNNP) 25.4.2012¹ utgjorde også en del av grunnlaget for tilsynsaktiviteten på norsk sokkel.

Tilsynsaktiviteten hadde spesiell oppmerksomhet på de delene av det sosio-tekniske systemet hvor mennesket er en sentral bidragsyter. Tilsynet rettet seg mot hvordan organisasjonene hadde planlagt boreoperasjonen og hvordan menneskelige og organisatoriske faktorer ble håndtert for å ivareta brønnskroll. Vi konsentrerte oss spesielt om tidsperioden tett opp mot en eventuell brønnskrollhendelse. I en slik situasjon vil den mest kritiske menneskelige faktoren være vurderingen av om utblåsningssikringen (BOP) skal aktiveres og deretter en faktisk aktivisering av BOP. Kommunikasjon mellom involverte parter, herunder mellom borer og mudlogger, borer og overordnede, og kommunikasjon mot kontrollromsoperatør og personell på bro ble berørt i tilsynet. Håndtering av brønnskroll involverer dermed samhandling mellom en rekke aktører – operatør, borekontraktør og bore- og brønnservice selskap og krever at disse aktørene har etablert en felles situasjonsforståelse.

3 Mål

Målet med tilsynsaktiviteten var at selskapene overfor Ptil skulle demonstrere at det var etablert et fungerende styringssystem og tilhørende arbeidsprosesser som bidro til ivaretagelse av brønnskroll.

Vi ville verifisere hvordan tap av brønnbarrierer og risiko for tap av brønnskroll ble identifisert og håndtert, og at vurderinger, beslutninger og tiltak knyttet til en brønnskrollhendelse ville bli gjennomført slik at tilstanden i brønnen kunne normaliseres med minst mulig risiko.

4 Resultat

Tilsynsaktiviteten ble gjennomført i henhold til plan og var godt tilrettelagt av Statoil og TO. Miljøet på innretningen var preget av åpenhet, god samhandling og kommunikasjon. Personell om bord hadde ulik nasjonalitet og språk. Engelsk ble i hovedsak benyttet som felles språk. Statoil og TO viste til mange systemer, verktøy og regler for vurdering av risiko i planlegging og gjennomføring av arbeid - med delvis uklare og overlappende virkeområder. Eksempler på slike systemer var *START*, *THINK*, *TOFS*, *FOCUS*, *CAKES*, Stikkordskort for risikovurdering, HMS håndbok, Statoil *HSE Rules*, *FIRST* osv. På forespørsel i intervjuer om hvilke systemer man benyttet i forbindelse med håndtering av brønnskroll, ble det ikke direkte vist til noen av disse systemene.

Styringssystemer for håndtering av brønnskroll

Ptil fikk bekreftet fra både Statoil og TO at TO var hovedbedrift for den pågående boreoperasjonen. Statoil understrekte at de hadde en støttende rolle på TO Leader, noe som ble bekreftet av TO personell. Det var også enighet om at det var Transoceans "Well Control

¹ Se kapittel 10: http://www.ptil.no/getfile.php/PDF/RNNP%202011/RNNP2011_Hovedrapport.pdf#nameddest=kapittel10

Handbook” som var gjeldende styrende dokument for brønnkontroll på innretningen og at ”Offshore Installation Manager” (OIM) var øverste ansvarlig for sikkerheten.

På spørsmål om hvilke styrende dokumenter som gjaldt for håndtering av brønnkontroll ble det informert om at Statoils dokumenter ”DW-T03-02 Well Control Manual” og ”M-10243 Well Control Action Procedures” ble benyttet av Statoil selv, i planlegging og gjennomføring av boreoperasjonene. Det ble opplyst om at de to ovennevnte dokumentene ble publisert i sin nåværende utgave i desember 2011. Det var imidlertid på tidspunktet for gjennomføring av tilsynet ikke gjort en oppdatert samsvarsmåling mellom Statoils og TOs styrende dokumenter for brønnkontroll. Unntaket var kapittel om ”HPHT”² brønner i TOs brønnkontroll manual hvor det var gjennomført en samsvarsmåling i 2009. Det ble i denne sammenheng opplyst at Statoil ”Drilling & Well” (D&W) Bergen ville ta initiativ for en oppdatering av brodokumentet for styringssystemene og en faglig gjennomgang av de styrende dokumentene for brønnkontroll. Det var ellers stor grad av overensstemmelse i oppfatning av roller og ansvar hos personell som vil være involvert i håndtering av en brønnkontrollsituasjon, og Ptil fikk entydige tilbakemeldinger på at borer hadde rett og plikt til å stenge brønnen om faresignaler i operasjonen tilsa det.

Identifisering av sentrale barriereelementer og ytelseskrav

Det framgår av regelverket at tekniske, operasjonelle og organisatoriske barriereelementer som er nødvendige for at den enkelte barriere er effektiv skal identifiseres, og at ytelseskrav skal være etterprøvbare. Med ytelse menes her de egenskaper et barriereelement må ha for å sikre at den enkelte barriere og dens funksjon skal være effektiv. Den ansvarlige skal også sikre formålstjenlig informasjon og kommunikasjon med relevante aktører gjennom hele barrierestyringsprosessen. I forbindelse med det å ivareta brønnkontroll, ble det uttalt i intervjuer at volumkontroll vil utgjøre et operasjonelt barriereelement som det bør settes ytelseskrav til. Under tilsynsaktiviteten kom det fram at det på TO Leader ikke var identifisert felles ytelseskrav for volumkontroll og at det ikke var satt krav til alarmgrenser (marginer) for volumøkning i det aktive væskesystemet under operasjon. Det ble videre uttalt at relevante grenseverdier for viktige parametere i en operasjon skal fremkomme i ”Detailed Operations Plan” (DOP). Passende grenseverdier for volumkontroll kunne imidlertid ikke verifiseres i DOP. Oppdaterte beregninger av ”kick tolerance” ble utført³, jf krav i TO sin ”Well Control Handbook”, og det ble påpekt at disse var relevant underlagsinformasjon for volumkontroll. Resultatene ble imidlertid kun formidlet til borer og ikke til mudlogger. På forespørsel om hvilke av aktørene (Statoil eller TO) som hadde et ansvar for å formidle oppdatert underlagsinformasjon og ytelseskrav til volumkontroll til mudlogger, fikk vi under intervjuene ulike og til dels motstridende svar. Det framstod dermed som uklart under tilsynet hvordan Statoil og/eller TO sikret at borer og mudlogger (3. part) hadde felles underlagsinformasjon og hvem som hadde ansvar for å kommunisere slik underlagsinformasjon til 3. part.

Kompetanse, trening og læring innen og mellom selskap

I tilsynet fikk Ptil et generelt inntrykk av at TO hadde på plass systemer for kompetansestyring, generell opplæring, sertifisering, mentorsystemer, ”On the Job Training” osv. for håndtering av brønnkontroll. TO hadde også gående et kompetanseprogram som adresserte borer og assisterende borer (”Driller Competency Assessment Program”, D-CAP). I tillegg informerte TO om kurs de hadde gjennomført som var direkte knyttet til styring av

² HPHT referer til ”High Pressure High Temperature”

³ Grense for hvor stort volum et brønnsparke kan utgjøre uten at formasjonen rundt siste føringsrørsko sprekker opp.

storulykkesrisiko og om arbeid TO har gjort for å identifisere operasjonelle, organisatoriske og tekniske barrierer. I denne sammenheng ble det også framhevet et "bowtie" kurs som var gjennomført om bord på storulykkesrisiko og barrierestyring. Det ble bemerket offshore at kurset hadde gitt en bedre forståelse for ulike aktørers roller og bidrag i styring av storulykkesrisiko. Dette kurset involverte personell fra Statoil og TO, men ikke bore-/brønnservice personell.

Ute på innretningen ble det utført regelmessige øvelser på deteksjon av brønnspråk/volumkontroll ("Pit drill"), sirkulering gjennom choke ("Choke drill") og prosedyre på boredekk for å stenge brønnen ("Kick drill"). Øvelsene ble dokumentert i en egen rapport ("Safety Drill Report") i TO sitt "Global Management System" (GMS). "Safety Drill Report" malen har blant annet egne rubrikker for "Comments" og "Future actions". I gjennomgang av "Safety Drill Reports" fra mai 2012, var ikke lærepunkter fra øvelser systematisk adressert til relevante aktører eller til mannskap som ikke hadde vært direkte involvert i øvelsen. Tilsynet avdekket dermed et generelt potensial for mer deling og læring på tvers av selskap. Her kan det nevnes at det i dette tilsynet var første gang personell fra bore- og brønnservice-selskap på Transocean Leader møttes sammen med TO og Statoil for å diskutere håndtering av brønnkontroll. Ptil fikk også et inntrykk av at øvelser eller "drills" på ulike scenarier for brønnkontroll bar preg av liten grad av variasjon, og at man i relativt liten grad trente på å løse og/eller normalisere scenarier som har liten sannsynlighet.

Rammebetingelser i kontrakt

TO ble målt av Statoil på ytelse av en rekke forhold knyttet til HMS og effektivitet (Key Performance Indicators). På bakgrunn av disse KPI'ene ble rigger regelmessig rangert i forhold til hverandre. Høy ytelse var på enkelte måltall forbundet med bonuser som gikk til velferd ombord. I intervjuer ble det formidlet fra begge parter at betydningen av KPI'er ble nedtonet offshore og at man prøvde å ha et nyansert og balansert forhold til betydningen av KPI resultater og at operatør ikke stresset kontraktøren på måltall. For eksempel hadde ikke Statoil hatt noen kritiske innvendinger til TOs "flowchecks"⁴ i operasjonen, og operatør var også oppmerksom på situasjoner/resultater hvor måltallene så ut til å bli "for" effektive. Måltall ble rapportert ukentlig på sikkerhetsmøter ombord og enkelte var svært detaljerte og fremdriftsorienterte. I intervjuer fikk vi varierte tilbakemeldinger på om eller hvordan måltall på effektivitet kan true sikkerhet i operasjonen.

Menneske-maskin grensesnitt – verifikasjon på innretning

Nåværende borekabin skal skiftes ut under kommende "Special Periodical Survey" (SPS) og skal bedre arbeidsmiljø for borer, både i form av bedre sikt og skjermbilder.

I mudloggingkabin ble det observert at Geoservice sine egne skjermer ikke ga informasjon om trender, kun numeriske øyeblikksverdier. Å kunne observere slike trender vil være viktig for å kunne danne seg et bilde av utviklingen i brønnen over tid. For å få tilgang til trender var Geoservice avhengig av et ekstra plot. Fargevalg og lesbarhet på Geoservice sine plot, som ble distribuert til borekabin og til borepersonell hos operatør og borekontraktør, framstod heller ikke som optimale.

I gjennomgang av opplegg for bruk av ventilarrangement om bord, ble det avdekket utstrakt bruk av manuelle ventiler i borevæskesystemene. Utforming av borevæskesystemet var også preget av at arbeidstakerne ble utsatt for ergonomiske belastninger i form av ubekvemme

⁴ Prosess hvor sirkulasjon i brønnen stoppes for å sjekke om brønnen mottar væske fra formasjonene (eller taper borevæske)

arbeidsstillinger og manuell håndtering av ventiler. For boreslamsystemene ble det observert et generelt behov for bedre vedlikehold av dumpeventiler i shakerrommet. Det ble opplyst til Ptil at dette stod på planen for utbedring under kommende SPS.

Ptils observasjoner oppsummert

Tilsynsaktiviteten har påvist to avvik i forhold til vårt regelverk. Avvikene omhandler manglende samsvarmåling av styrende dokumenter for brønnkontroll og utstrakt bruk av manuelle ventiler i borevæskeanlegget.

Vi har videre avdekket fem forhold med potensial for forbedring. Disse omhandler

- a) Ytelseskrav til volumkontroll
- b) Ansvar for kommunikasjon og involvering av 3. part
- c) Kontinuerlig forbedring og erfaringsoverføring
- d) Systemer for identifisering, vurdering og styring av risiko
- e) Presentasjon av informasjon fra Geoservice sine skjermer

I tillegg har vi andre kommentarer til følgende tema: 1) utskifting av borekabin, 2) vedlikehold av dumpeventiler i shakerrommet, 3) Rammebetingelser i kontrakt, 4) Trening på brønnkontroll, 5) Språk om bord, 6) utløpsdato for "Bridging document for emergency response between TO and Statoil, Rev.no 4".

5 Observasjoner

Ptils observasjoner deles generelt i to kategorier:

- Avvik: Knyttet til de observasjonene hvor vi mener å påvise brudd på regelverket.
- Forbedringspunkt: Knyttet til observasjoner hvor vi ser mangler, men ikke har nok opplysninger til å kunne påvise brudd på regelverket.

5.1 Avvik

5.1.1 Manglende samsvarsmåling på styrende dokumenter for brønnkontroll – Ansvar Statoil

Avvik:

Manglende samsvarsmåling mellom Statoil og TOs styrende dokumenter for håndtering av brønnkontroll.

Begrunnelse:

- a) Det fremkom tydelig gjennom presentasjoner og intervju at TO var hovedbedrift for boreoperasjonen på TO Leader og at selskapets (TO) prosedyrer skulle legges til grunn for håndtering av brønnkontroll på innretningen. Det fremkom i intervju at Statoils dokumenter "DW-T03-02 Well Control Manual" og "M-10243 Well Control Action Procedures" ble benyttet av Statoil selv, både ved planlegging og gjennomføring av boreoperasjonene, og at Statoil skulle sikre at operasjonen var i henhold til disse.
- b) I henhold til TOs "Well Control Handbook" skal OIM og operatørens representant gjennomgå brønnkontrollkrav på innretningen for å sikre at TOs og operatørens retningslinjer er i overensstemmelse. Det fremkom i intervjuer at det var usikkerhet om det kunne være avvik mellom Statoils og TOs krav til brønnkontroll. Det kunne under verifikasjonen offshore ikke klart vises til at dette hadde vært evaluert og avklart.

- c) Etter oppsummeringsmøtet 04.06 kom det avklarende svar fra Statoil om at det på tidspunktet for gjennomføring av tilsynet ikke var gjort en oppdatert samsvarsmåling mellom Statoils og TOs styrende dokumenter for brønnkontroll. Det ble her presisert at Statoil "Drilling & Well" Bergen ville ta initiativ til en oppdatering av brodokumentet for styringssystemene og en faglig gjennomgang av de styrende dokumentene for brønnkontroll.

Krav:

Rammeforskriften § 18 om kvalifisering og oppfølging av andre deltakere

Styringsforskriften § 8 om interne krav

Styringsforskriften § 21 oppfølging

5.1.2 Manuelle ventiler i borevæskeanlegg – ansvar Transocean

Avvik:

Bruk av manuelle ventiler i borevæskeanlegg ("pitrom").

Begrunnelse:

- a) Under verifikasjon og gjennomgang av opplegg for bruk av ventilarrangement om bord, avdekket vi utstrakt bruk av manuelle ventiler i borevæskesystemene. Utforming av borevæskeanlegget var også preget av at arbeidstakerne ble utsatt for ergonomiske belastninger i form av ubekvemme arbeidsstillinger og manuell håndtering av ventiler.

Innretningsforskriften § 10 om anlegg, systemer og utstyr

Innretningsforskriften § 20 om ergonomisk utforming

Innretningsforskriften § 51 om borevæskeanlegg

5.2 Forbedringspunkter

5.2.1 Mangelfullt ytelseskrav til volumkontroll - ansvar Statoil og TO

Forbedringspunkt:

Det var ikke identifisert felles ytelseskrav for volumkontroll i tilknytning til boreoperasjonen.

Begrunnelse:

- a) Volumkontroll kan ses på som et operasjonelt barriereelement for brønnkontroll som det skal settes ytelseskrav til. Ytelseskrav skal være etterprøvbare. Det fremkom i intervjuer at det ikke var satt krav til alarmgrenser (marginer) for volumøkning i det aktive væskesystemet under operasjon.
- b) I intervju ble det påpekt at relevante grenseverdier for viktige parametere i en operasjon skal fremkomme i DOP og at grenseverdier for volumkontroll i denne forbindelse ville være relevante å definere. Grenseverdier for volumkontroll fremkom imidlertid ikke i DOP.
- c) Vi verifiserte at TO i sin "Well Control Handbook" har krav til oppdaterte beregninger av "kick tolerance". Det ble påpekt at beregningene for "kick tolerance" ble utført, og at de var relevant underlagsinformasjon for volumkontroll. Resultatene ble imidlertid kun formidlet til borer og ikke til mudlogger, jf. forbedringspunkt 5.2.2. a).

Krav:

Styringsforskriften § 5 om barrierer

Aktivitetsforskriften § 31 om overvåking og kontroll

5.2.2 Ansvar for kommunikasjon og involvering av 3.part – ansvar Statoil og TO

Forbedringspunkt:

Uklarheter om ansvar for kommunikasjon av vurderinger og ytelseskrav til 3. part.

Begrunnelse:

Ytelseskrav til volumkontroll kan ses på som et barriereelement i håndtering av brønnkontroll. Den ansvarlige skal sikre at slike barriereelement og tilhørende ytelseskrav er kommunisert både mot interne og eksterne aktører som er involvert i operasjonen. På forespørsel i intervjuer om hvilke av aktørene (Statoil eller TO) som hadde ansvaret for å formidle oppdatert underlagsinformasjon (jf. punkt 5.2.1c) og hvilke ytelseskrav som gjaldt for volumkontroll til mudlogger, fikk vi ulike og til dels motstridende svar:

- a) Ved direkte spørsmål om TO (offshore) formidlet resultater av oppdatert underlagsinformasjon til mudlogger, fremkom det at TO ikke formidlet dette til mudlogger. På innretningen ble det oppfattet slik at Statoil ville kommunisere dette mot mudlogging, noe som imidlertid ikke ble bekreftet av Statoil.
- b) I et annet intervju (land) ble det fremholdt at det var TO sitt ansvar å formidle relevant underlagsinformasjon og akseptable krav til volum til mudlogger. Det framstod dermed som uklart i tilsynsaktiviteten hvordan Statoil og/eller TO sikret at borer og mudlogger hadde felles underlagsinformasjon og hvem av aktørene som hadde ansvar for å kommunisere ytelseskrav til mudlogger.

Krav:

Styringsforskriften § 5 om barrierer

Styringsforskriften § 15 om informasjon

5.2.3 Kontinuerlig forbedring og erfaringsoverføring – ansvar TO

Forbedringspunkt:

Mangelfull erfaringsoverføring i forbindelse med trening og øvelser

Begrunnelse:

Det ble utført regelmessig trening på deteksjon av brønnspark/volumkontroll ("Pit drill"), sirkulering gjennom choke ("Choke drill") og prosedyre på boredekk for å stenge brønnen ("Kick drill"). Øvelsene ble dokumentert i en egen rapport ("Safety Drill Report") i TO sitt "Global Management System" (GMS). "Safety Drill Report" malen har egne rubrikker for "Comments" og "Future actions". I gjennomgang av "Safety Drill Reports" fra mai 2012, var ikke lærepunkter fra øvelser systematisk adressert til relevante aktører eller til mannskap som ikke hadde vært direkte involvert i øvelsen.

Krav:

Styringsforskriften § 15 om informasjon

Styringsforskriften § 23 om kontinuerlig forbedring

5.2.4 Systemer for identifisering, vurdering og styring av risiko– ansvar Statoil og TO

Forbedringspunkt:

Overlappende systemer for identifisering, vurdering og styring av risiko.

Begrunnelse:

Både Statoil og TO listet mange systemer, verktøy og regler for vurdering av risiko i planlegging og gjennomføring av arbeid - med delvis uklare og overlappende virkeområder. Eksempler på slike systemer var *START*, *THINK*, *TOFS*, *FOCUS*, *CAKES*, Stikkordskort for risikovurdering, HMS håndbok, Statoil *HSE Rules*, *FIRST* osv.

På forespørsel i intervjuer om hvilke systemer man benyttet i forbindelse med håndtering av brønnkontroll, ble det ikke direkte vist til noen av disse systemene. Det synes å være behov for en vurdering av hensiktsmessigheten av å ha så mange systemer og en tilhørende klargjøring og presisering av systemenes funksjon og virkeområder.

Krav:

Styringsforskriften § 6 om styring av helse, miljø og sikkerhet
Aktivitetsforskriften § 24 om prosedyrer

5.2.5 Presentasjon av informasjon fra Geoservice sine skjermer – ansvar Statoil**Forbedringspunkt:**

Forbedre presentasjon av informasjon fra Geoservice sine skjermer.

Begrunnelse:

Statoil har inngått kontrakt med Geoservice om levering av mudloggingstjenester.

- a) Geoservice sine egne skjermer ga ikke informasjon om trender, kun numeriske øyeblikksverdier. Å kunne følge trender vil være viktig for å kunne danne seg et bilde av utviklingen i brønnen. Geoservice var avhengig av et ekstra plot for å få tilgang til dette.
- b) Fargevalg og lesbarhet på Geoservice sine plot som distribueres til borekabin og til borepersonell hos operatør og borekontraktør framstod ikke som optimale.

Krav:

Innretningsforskriften § 21 om menneske-maskin-grensesnitt og informasjonspresentasjon
Rammeforskriften § 7 om ansvar etter denne forskriften

6 Andre kommentarer:

1. Det ble under tilsynet opplyst at nåværende borekabin skal skiftes ut under kommende ”Special Periodical Survey” (SPS). Den nye kabinen skal gi et bedre arbeidsmiljø for borer, bedre sikt og skjermbilder. Ptil påpekte i denne sammenheng viktigheten av at det benyttes human factors kompetanse i dette arbeidet for å sikre gode menneske-maskin løsninger i ny borekabin, og at aktørene benytter anledningen til å sikre for fallende gjenstander inkludert borestreng og at man gjør vurderinger av avstand fra borekabin til senter av boredekk. (se også Pkt 5.1.4 i Tilsynsrapport 2010/1070).
2. Under verifikasjon av boreslamsystemene om bord ble det observert et behov for generelt bedre vedlikehold av dumpeventiler i shakerrommet. Det ble opplyst til Ptil at dette stod på planen for utbedring under kommende SPS.
3. Angående rammebetingelser i kontrakt: Leverandører ble målt på ytelse av en rekke forhold knyttet til HMS og effektivitet (Key Performance Indicators). På bakgrunn av

disse KPI'ene ble rigger regelmessig rangert i forhold til hverandre. Høy ytelse var eksempelvis forbundet med bonuser som gikk til velferd ombord. I intervjuer ble det formidlet fra begge parter at betydningen av KPI'er ble nedtonet offshore og at man prøvde å ha et balansert forhold til betydningen av resultater på måltall. Det kom også fram at operatør ikke stresset kontraktøren på slike måltall. For eksempel hadde ikke Statoil hatt noen kritiske innvendinger til TOs "flowcheck" i operasjonen og operatøren det var også situasjoner hvor operatøren hadde gått inn om måltallene ble "for" effektive. Måltall var aktivt i bruk, de ble rapportert på ukentlige sikkerhetsmøter ombord og enkelte var svært detaljerte og fremdriftsorienterte, som for eksempel: "Tripping in cased hole: 670 m/hr", "Slip to slip in cased hole: 1.5 min", "Connection (slip to slip): 3.5 min" (fra DOP, s. 2). I intervjuer fikk vi varierte tilbakemeldinger på om eller hvordan måltall på effektivitet kan true sikkerhet i operasjonen. Fremdriftsorienterte måltall ble uttalt å kunne være stressende å forholde seg til.

4. Trening på ulike case eller scenarier for brønnkontroll (ulike "drills") bar preg av liten grad av variasjon. I denne forbindelse ønsker Ptil å peke på at viktig læring fra storulykker har demonstrert at ulykker oppstår på overraskende måter eller på måter man ikke hadde klart å forestille seg på forhånd – dette gjelder typisk hendelser med lav sannsynlighet og stor konsekvens.
5. Personell om bord hadde ulik nasjonalitet og språk. Ptil observerte i ulike situasjoner at man kunne vært mer bevisst valg av språk, f. eks. når folk kommer om bord, i sikkerhetsrunden og i møter. F.eks ble meste parten av informasjonen i et møte gitt på norsk og bare enkelte momenter ble oversatt til engelsk.
6. Dokumentet "Bridging document for emergency response between TO and Statoil, Rev.no 4" har utløpsdato 1.7.2012. I selve dokumentet står det at operasjonene er planlagt å ferdigstilles innen 1.8.12.

7 Deltakere fra Petroleumstilsynet

- Øyvind Lauridsen (Arbeidsmiljø/Organisatorisk HMS)
- Hilde-Karin Østnes (Boring og brønn)
- Kristen Kjeldstad (Boring og brønn)
- Jorunn E. Tharaldsen (oppgaveleder, Arbeidsmiljø/Organisatorisk HMS)
- Sigve Knudsen (Fagleder Arbeidsmiljø og leder av NSOAF revisjonen)

8 Dokumenter

Følgende dokumenter ble benyttet under planlegging og gjennomføringen av aktiviteten: Fra TO:

1. Well Control Handbook (HQS-OPS_HB-01, ISS04_REV00)- utvalgte sider⁵.
2. Management of Change, Section 5, subsection 5 fra Company Management System manualen (HQS-CMS-GOV_ISS04_REV08_MOC).
3. HMS Endringsledelse (MOC), Seksjon 2, Underkapittel 4, fra Helse- og Sikkerhet Policer og Krav (NRY-HSE-001, PP-01_ISS01_REV00).

⁵ Section (Sec) 1, subsection (ss) 1, side 1-3, Sec 1, ss 2, side 1-8, Sec 1, ss 3, side 1-4, Sec 1, ss 4, side 1, Sec 2, ss 4, side 9, Sec 2, ss 5, side 1-5, Sec 3, ss 2, side 1-5, Sec 3, ss 3, side 3, Sec 4, ss 1, side, Sec 4, ss 2, side 1-4, Sec 4, ss 3, side 1, Sec 4, ss 4, side 6, Sec 5, ss 2, side 1-3, Sec 5, ss 2, side 1, Sec 5, ss 3, side 1-7, Sec 5, ss 4, side 1-5, Sec 6, ss 2, side 1-3, Sec 8, ss 3, side 1-12, Sec 8, ss 8, side 1-13.

4. Competency Assurance Management System (Competence Assurance Manual), Revision Number 02, Revision Date 01 November 2011.
5. Drillers Competency Assessment Program (D-Cap, Assessment Program Manual), Revision Number 03, Revision Date 2 May 2011).
6. Human Resources Policies and Procedures, Sec 6 Training.
7. Utdrag fra personelhåndbok (NOS-HRM-001) om Kvalifikasjonskrav og opplæring.
8. Transocean Leader organisasjonskart.
9. Safety Drill Report, May 2012-05-24.
10. Detailed Operational Procedure (DOP) 330 – Drill 8 ½” lateral Branch (Transocean og Statoil).
11. Change log for Drilling, Completion and Well operations, Well 31/2-K-14 B Y1H/Y2H. Drilling and lower completion.
12. Mandatory Rig Specific Procedure (MRSP) -LDR-2.1.2.2.001 Kick detection monitoring.
13. MRSP-LDR-2.1.4.1.001 Running in the Hole BHA's.
14. MRSP-LDR-2.1.4.1.002 Pulling out of the Hole BHA's.
15. MRSP-LDR-2.1.4.1.003 Tripping in the Hole.
16. MRSP-LDR-2.5.2.1.001 Stripping in the Hole.
17. RRP-LDR-039 Use of Degasser.
18. Activity_Program_for_K-14_BY1H-BY2H[1].
19. Written Risk Assessment-LDR-083 Use of Degasser.
20. Written Risk Assessment-LDR-090 Monitor well.
21. Presentasjon fra Transocean i landmøte 04.06.2012. Tilsyn med menneskelige og organisatoriske faktorer i forbindelse med brønnkontroll.

Fra Statoil:

1. Utdrag fra Statoils styringssystem angående brønnkontroll, APOS, 15.05.2012
2. Organisasjonskart Statoil, Transocean Leader riggprosjekt. Statoil DWB DMUT.
3. Individual Development Well. DG3 Activity Program for Re-entry, Drilling and Lower Completion. Well: NO 31/2-K-14 BY1H/BY2H. Troll Field.
4. Presentasjon fra Statoil i landmøte 04.06.2012.

Vedlegg A

Oversikt over intervjuet personell.

Vedlegg B

Sentrale grensesnitt og momenter.