



# Revisjonsrapport

Rapport	
Rapporttittel <b>Tilsynsaktivitet med Statoils planlegging av brønn 34/10-C-06A</b>	Aktivitetsnummer 001050012

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

Involverte	
Hovedgruppe T-1	Oppgaveleder Johnny Gundersen
Deltakere i revisjonslaget Rune Solheim, Monica Ovesen, Gunnar Dybvig, Odd Tjelta (OD)	Dato

## 1 Innledning

Petroleumstilsynet (Ptil) utførte i tiden 8. – 15. oktober 2010 tilsyn med Statoils planlegging av brønn 34/10-C-06A. Brønnen som ble boret i tiden november 2009 til juli 2010 hadde flere alvorlige brønnkontrollhendelser og måtte plugges tilbake og midlertidig forlattes i juli 2010.

Det ble gjennomført intervjuer med sentrale personer i planlegging av brønnen både i Bergen og Stavanger. Personell fra ulike miljøer i Statoil, personell fra boreentreprenør, leverandør av tjenester for trykktbalansert boring og vernetjenesten ble intervjuet. I tillegg ble dokumentasjon fra planleggingsprosessen gjennomgått for å belyse krav, vurderinger og beslutninger som lå til grunn for gjennomføring av brønnen. Sentrale dokumenter har vært Statoils interne styrende dokumenter, brønnprogrammer og risikovurderinger/risikoanalyser.

## 2 Bakgrunn

Tilsynsaktiviteten ble gjennomført på bakgrunn av Ptils målsetting om å følge opp at aktørene i petroleumsvirksomheten holder et høyt nivå for HMS. Oppgaven er knyttet til hovedprioriteringene for 2010 med hensyn til oppfølging av ledelse og storulykkesrisiko og tekniske og operasjonelle barrierer.

Ptil har i lengre tid hatt en tett oppfølging av boring i depletterte områder og valg av boremetode for disse områdene. Flere hendelser på Gullfaks de siste årene har vist at unormalt trykk stadig blir en større utfordring i nye områder over reservoaret og at risikoen ved boring av konvensjonelle brønner øker.

Planlegging av brønn C-06A på Gullfaks A begynte i 2008. Det opprinnelige brønnløpet ble plagget tilbake sent på høsten 2009 og boreaktiviteten i sidesteget ble påbegynt i desember 2009. På bakgrunn av målt styrke i formasjonen valgte Statoil å bore siste del av brønnen ved hjelp av trykktbalansert boreteknologi. Statoil opplevde flere hendelser med ustabilitet under boring av brønnen, og fikk til slutt en hendelse med tap av brønnkontroll den 19.5.2010.

### 3 Mål

Målet med denne tilsynsaktiviteten var å belyse i hvilken grad Statoil har ivaretatt regelverkets krav til sikkerhet i forbindelse med planlegging og forberedelse av denne brønnen. Dette inkluderer blant annet godhet av beslutningsunderlag, selskapets vurderinger av brønnforhold, samt beslutningsprosess og involvert personell ved valg av metode for boring av brønnen.

Tilsynet la vekt på:

- selskapets egne krav til planlegging
- kompetanse og opplæring
- godhet av brønnprognoser
- erfaringsoverføring
- valg av boremetode
- risikogjennomganger/risikoanalyser
- håndtering av endringer
- ledelsens ansvar

### 4 Resultat

Tilsynsaktiviteten ble gjennomført i henhold til de planer som var lagt på forhånd og var godt tilrettelagt av Statoil.

Samlet sett er det vår konklusjon at det er påvist alvorlige mangler ved Statoils planlegging av brønn C-06A på Gullfaks. Dette omfatter en rekke avvik fra bestemmelser i styrings-, aktivitet- og rammeforskriften. Avvik er påvist innen områdene: Risikostyring og endringskontroll, kjennskap til- og etterlevelse av styrende dokumenter, dokumentering av beslutningsprosess, erfaringsoverføring og bruk av kompetanse, ledelsens ansvar og planlegging av den trykbalanserte operasjonen i 8 ½" seksjonen av brønn C06-A.

Våre observasjoner er basert på mottatt relevant dokumentasjon og intervjuer gjennomført med ansvarlig personell på alle nivå i operasjonen.

Det er påvist at selskapets planleggingsprosess ikke gjenspeiler de utfordringer som en kunne forvente i brønnen og som en møtte underveis. Planleggingen ble heller ikke gjennomført i henhold til selskapets interne krav til en slik brønn. Sentrale krav i styrende dokumenter var i liten grad kjent og benyttet, og de ulike beslutningsprosessene var mangelfullt dokumentert.

Gjennom de to årene brønnen var under planlegging, ble relevante risikoforhold ikke i tilstrekkelig grad identifisert og behandlet. Nødvendige ressurser og kompetanse var ikke involvert i planleggingsfasen. Metodene som ble brukt for gjennomføring av de mange risikovurderingene/-analysene gjenspeilet ikke kompleksiteten i operasjonen og ble ikke gjennomført og dokumentert i henhold til egne krav.

Erfaringer fra tidligere brønner, som brønnhendelser, trykkmålinger og den generelle kjennskapen til området, ble i for liten grad utnyttet i planleggingsarbeidet.

Trykbalansert boring (MPD) er en teknisk krevende metode som av de involverte var vurdert som kjent teknologi på Gullfaks. Metoden har under hele planprosessen kun vært sett på som en opsjon for denne brønnen. Også sett i forhold til det omfattende arbeidet og de erfaringer som en gjorde relatert til MPD i en tidligere brønn (C-01), har planleggingen av trykbalanserte operasjoner i C-06A vært mangelfull. Utfordringer relatert til operasjoner i

brønnen ble ikke i tilstrekkelig grad vurdert og håndtert, og valgte løsninger ble ikke verifisert og kvalifisert.

Eksempelvis ble utfordringer relatert til lengde av MPD seksjon og lite borevindu, ikke i tilstrekkelig grad belyst. Boring av 8 1/2" seksjonen i MPD modus ble ikke planlagt som et reelt alternativ parallelt med planlegging av konvensjonell boring. Bare i de siste ukene før oppstart av boring av MPD seksjonen hadde disse utfordringene full oppmerksomhet i operasjonsgruppen. I tillegg var det identifisert store utfordringer i forhold til fortrenging av borevæske i hullet og kjøring og sementering av forlengelsesrør som ikke var tilstrekkelig kvalifisert på tidspunktet for hendelsen.

Ledelsen, på alle nivå, har ikke i tilstrekkelig grad fulgt opp at planlegging av operasjonen ble gjennomført i henhold til selskapets krav, HMS policy og strategi.

Hendelsene i denne brønnen, og tilsvarende hendelser tidligere, viser de store utfordringene en står overfor ved boring og komplettering av brønner på Gullfaks. Erfaringer har vist at det er behov for å gjøre betydelig mer arbeid med hensyn til å kartlegge undergrunn og trykkforhold på feltet. Statoil har etter hendelsene i brønn C-06A iverksatt et større arbeid for å kartlegge dette. Etter vår oppfatning kunne dette arbeidet ha vært påbegynt tidligere dersom en i større grad hadde benyttet kjent informasjon fra feltet.

Etter Ptils oppfatning er det ikke kommet fram konkrete forhold ved denne hendelsen som tilsier at trykbalanserte operasjoner ikke kan være et egnet verktøy ved boring og komplettering i depletterte soner. Forutsetningen for dette er imidlertid at planleggingen i nødvendig grad ivaretar **alle** brønnforhold og at de spesifikke utfordringene ved trykbalansert operasjon, som eksempelvis felles barriereelementer, er ivaretatt. Trykbalansert operasjon er pr i dag ikke en standard operasjon og må planlegges deretter.

Gjennomføring av brønn C-06A må karakteriseres som en komplisert, utfordrende, risikofylt og svært kostbar operasjon. Dette underbygges med at det var 3 brønnkontrollsituasjoner i løpet av gjennomføringen, brønnen tok mye lenger tid enn planlagt og at den måtte midlertidig plugges tilbake uten å ha kommet i produksjon.

## 5 Observasjoner

Ptils observasjoner deles generelt i to kategorier:

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

## 5.1.1 Risikostyring og endringskontroll

### Avvik:

Mangelfull risikostyring i selskapets bore- og brønnoperasjoner på Gullfaks C.

### Begrunnelse:

Våre observasjoner av mangler er basert på mottatt dokumentasjon og gjennomførte intervju. I tråd med relevante regelverkskrav spesifiserer selskapets egne krav at risikovurderinger og – analyser skal gjennomføres på gitte steg i planleggingsprosessen for brønner, og hvordan disse skal gjennomføres og dokumenteres.

Manglene er knyttet til etterlevelse av kravene til risikostyring, herunder følgende delprosesser for risikostyring:

- Dokumentasjon av risikovurderinger og /-håndtering (se pkt. 5.1.1.2 og 5.1.1.3 - 5.1.1.7)
- Risikovurdering:
  - o Risikoidentifikasjon (se pkt. 5.1.1.2, 5.1.1.3)
  - o Risikoanalyse (se pkt. 5.1.1.2, 5.1.1.3, 5.1.1.9, 5.1.1.10, 5.1.3.3 og 5.1.3.4)
  - o Risikoevaluering (se pkt. 5.1.1.2, 5.1.1.3)
- Betingelser, forutsetninger og avgrensninger som er lagt til grunn, og oppdatering av analyse ved endringer i disse (se pkt. 5.1.1.1-5.1.1.3, 5.1.4.2, 5.1.3.3 og 5.1.3.4)
- Involvering av relevant personell i risikovurderinger (se pkt. 5.1.1.1, 5.1.1.9 – 5.1.1.10 og 5.1.3.6)

Det er videre påvist at endringer i planer ikke er styrt i henhold til selskapets egne rutiner for endringskontroll (Statoil dok ref 10) (se pkt 5.1.1.2 og 5.1.3).

5.1.1.1 Risikovurderinger/-analyser som ble gjennomført i løpet av den 2 år lange planleggingsfasen var ikke gjennomført i henhold til egne krav ( DW-T06-02 eller WR-0442). Det var eksempelvis ikke utpekt risikokoordinator som skulle være ansvarlig for risikostyringsprosessen, og deltagelse i flere av de gjennomførte analysene var ikke i henhold til krav. I intervjuene framkom det at gruppen som gjennomførte de operasjonelle risikoanalysene ikke var sammensatt med nødvendig kompetanse. Eksempelvis deltok ikke personell fra MPD miljøet (lokalt eller sentralt) ved gjennomføring av de operasjonelle risikoanalysene for den trykbalanserte operasjonen i brønnen. Videre framkom det at det ikke var foretatt vurdering av behov for ulike typer analyser, hverken med hensyn til analysemetode eller omfang (Hazid, hazop, impact studie, usikkerhetsanalyser etc) i henhold til krav i DW-T06-02. En bore- og brønnsesifikk risikogjennomgang (Drilling and well operation risk assessment), som beskrevet i DW-T06-02, var ikke gjennomført selv om brønnen oppfylte flere av kriteriene som er satt for en slik gjennomgang. Brønnen hadde eksempelvis flere høyrisiko områder, samtidig som det var gjennomført større endringer underveis i operasjonen. I henhold til DW-T06-02 krever dette en mer omfattende prosess med bred involvering av personell utover planleggingsgruppen, men dette ble ikke gjennomført.

5.1.1.2 Planleggingsprosessen, med gjennomførte risikovurderinger/-analyser, gjenspeilet ikke brønnens vanskelighetsgrad og risikokategori (Well Complexity Index =WCI).

Krav i DW-T06-02 tilsier at det for brønner med høy WCI skal iverksettes ytterligere tiltak for å bestemme risiko (higher levels of risk definition efforts). Kun enkleste form for risikoanalysemetode var benyttet i gjennomførte risikovurderinger/risikoanalyser. Det framkom i flere av intervjuene at brønnen hele tiden var planlagt som en standard brønn uten økt oppmerksomhet på risiko som følge av endringer i programmet eller hendelser underveis i operasjonen. Dette til tross for at disse var av en slik art og omfang at de oppfylte kriteriene for å gjøre ytterligere tiltak. Risikovurderinger/-analyser var mangelfulle i forhold til tilsvarende vurderinger/analyser for forrige brønn som ble boret trykklansert på GFC (brønn C-01), både med hensyn på omfang, gjennomføring, involvering av personell og dokumentering. Blant annet ble ikke risikoanalyser ”gjennomført og risikoreduserende tiltak iverksatt for å redusere risikoen i henhold til ALARP” i henhold til krav i selskapets brønnintegritetsmanual.

- 5.1.1.3 Risiko forbundet med mulighet for å gå på tap i forbindelse med utsirkulering av tung borevæske og kjøring og sementering av 7” forlengelsesrør var identifisert gjennom simuleringer. Gjennom enkelte intervjuer ble det hevdet at slik risiko ble drøftet blant de ansvarlige, men risikoregisteret, som skal samle og synliggjøre dette, var ikke oppdatert med hensyn til denne problematikken. Viktige forhold fra simuleringene, som pumpehastighet for borevæske, kjøre-hastighet for forlengelsesrør og risiko for tap av sirkulasjon, framkom ikke i risikoregisteret. Vekting av risiko for utsirkulering av tung borevæske/sementering gjenspeilet ikke resultatene fra simuleringer, som viste at utsirkuleringen i beste fall ville bli svært vanskelig (var vektet grønn og gul og rød i risikoanalysen), (Statoil dok ref. 7.07 og 7.10). Erfaringer mht tap /brønnspar (30.4.2010) ved uttrekking under MPD boring inngikk ikke i risikovurderinger.
- 5.1.1.4 I flere tilfeller var behandling og godkjenning i ledelsen av røde og gule restrisikoer i analysene, ikke dokumentert med signatur i henhold til interne krav i K-10896 (Statoil dok ref. 42).
- 5.1.1.5 Minimumsinformasjon som beskrevet i kravdokumentet knyttet til Risikoregisteret manglet i de fleste skjemaene i risikoregisteret (excel-arkene). Dette gjaldt signaturfelt (verifikasjon og godkjenning), ansvarlig person, forfallsdato, status og tidsfrister. De fleste skjemaene var i utkast form (draft) og viste således ikke status for de identifiserte risikoene i henhold til krav.
- 5.1.1.6 Det ble framholdt i intervjuene at risiko ble jevnlig diskutert i mange fora under planleggingen, men at disse diskusjonene og konklusjonene ikke alltid ble dokumentert. Det er påvist at slik dokumentasjon mangler i stor grad.
- 5.1.1.7 Deltagerliste mangler i de fleste framlagte risikovurderinger/analyser (Statoil dok ref. 7.1 - 7.20.).
- 5.1.1.8 Boring av 8 ½” hull og kjøring av 7” forlengelsesrør var behandlet i flere dokumenter i risikoregisteret, men med ulike risikoer identifisert, ulik vurdering av risikoene og i flere tilfeller uten dato (Statoil dok ref. 7.05,7.10 og 7.07).
- 5.1.1.9 Det framkom i intervjuene at det ikke var en klar systematikk med hensyn til hvordan risikoanalyser ble gjennomført. I tillegg var det uklart hvilke krav som var gjeldende mht hvem som skulle delta/involveres i risikovurderingene. Mange av de

operasjonelle risikoanalysene ble gjennomført i planleggingsgruppen uten deltagelse av sentrale fagpersoner fra andre fagområder/deler av Statoil (eksempelvis TNE).

- 5.1.1.10 I intervjuer med sentralt personell ble det gitt uttrykk for at det ikke var tilstrekkelig kapasitet i organisasjonen til å planlegge både MPD og konvensjonell boring av 8 ½” seksjonen samtidig i forkant av operasjonen.

**Krav:** Forskrift om styring i petroleumsvirksomheten (SF) §§8 om Beslutningsunderlag og beslutningskriterier, 13 om Generelle krav til analyser og 14 om Analyse av storulykkesrisiko og forskrift om utføring av aktiviteter i petroleumsvirksomheten (AF) §27 om Planlegging

## 5.1.2 Erfaringsoverføring og bruk av kompetanse

### Avvik:

Det er påvist mangelfull erfaringsoverføring og bruk av relevant kompetanse.

### Begrunnelse:

Våre observasjoner av mangler er basert på mottatt dokumentasjon og gjennomførte intervju.

- 5.1.2.1 Det kom fram i intervjuene at den daglige databaserte borerapporteringen (DBR) var personavhengig og det ble stilt spørsmål ved hvor god erfaringsoverføringen fra DBR var og ved godhet av Synergi mht. mulighet til å innhente erfaringer fra tidligere operasjoner/hendelser.
- 5.1.2.2 Mangelfulle vurderinger av erfaringer fra tidligere brønner på Gullfaksfeltet, både med hensyn til mulighet for høyere trykk i formasjonene over Shetland og fra tidligere hendelser med brønnsparke i brønner som B-30 og A-36. Erfaringene fra trykbalanserte operasjoner i forrige MPO brønn (C-01) var heller ikke i tilstrekkelig grad ivaretatt. Det ble hevdet i intervju at det ikke var lett å få fram data da de var spredd på ulike steder. Erfaringer med dårlig sement i tidligere brønner ble heller ikke tilstrekkelig vektlagt ved vurdering av eksisterende brønn før sidesteg.
- 5.1.2.3 Lite operasjonell erfaring med trykbalanserte operasjoner i planleggingsgruppen og generelt kort erfaring fra Gullfaks hos de involverte for denne brønnen. Det kom fram i intervjuene at flere sentrale personer med operasjonell erfaring fra Gullfaks og trykbalansert boring ikke lenger var tilknyttet Gullfaks og at mange av de nye hadde begrenset erfaring. Flere personer med operasjonell erfaring fra MPD/MPO operasjoner offshore på Gullfaks var ikke med i planlegging av brønn C-06.
- 5.1.2.4 Etter hendelsen med tap av brønnkontroll i den samme brønnen i desember 2009 ble det gjennomført en dybdestudie for å undersøke årsakene til hendelsen. Bare et fåtall av personene som ble intervjuet og som hadde ansvar knyttet til operasjonell planlegging av brønnen, hadde lest rapporten etter studiet og var kjent med konklusjonene og anbefalingene (Statoil dok ref. 43).
- 5.1.2.5 Mangelfull bruk av Peer Assist/Peer Review i forbindelse med planlegging av brønnen. Andre læringsprosesser som ”workshops” beskrevet i WR 0442 var heller ikke benyttet for planlegging av denne brønnen, (Statoil dok ref. 14).

- 5.1.2.6 Flere miljøer i Statoil hadde tilbudt sin ekspertise, eksempelvis TNE brønnintegritet og TNE MPD, men Gullfaks valgte å ikke trekke på kompetanse utenfor egen organisasjon. Det ble heller ikke trukket på kompetanse fra Kvitebjørn i forbindelse med de planlagte operasjonene.
- 5.1.2.7 MPD miljøet ble i liten grad involvert i planlegging av brønnen før det i siste fase ble besluttet å benytte trykbalansert boring. Under store deler av planleggingen var dette miljøet plassert i en annen del av bygningen enn resten av planleggingsgruppen.
- 5.1.2.8 Trykkutvikling i Shetland/over Shetland ble ikke fulgt i tilstrekkelig grad slik at en kunne utarbeide gode og nøyaktige trykkprognoser. Kjøring og tolking av 3-D seismikk var gjennomført i 2003, 2005 og 2008. Bakgrunn for de relativt lange intervallene var i følge uttalelser kostnader forbundet med innhenting av seismikk. Vurdering av trykk basert på slik tolking, som en nå har startet opp med, kunne vært igangsatt på et tidligere tidspunkt og ville kunnet gi verdifull informasjon om trykkutvikling i brønnen.
- 5.1.2.9 MPD miljøet er ikke involvert i PETEK sin vurdering av borbarhet eller klassifisering av brønner som må bores med MPD, selv om det er de som sitter med kompetanse på dette.

**Krav:**, SF§§9 om Planlegging, 11 om Bemanning og kompetanse, 12 om Informasjon og 22 om Forbedring, tredje ledd

### 5.1.3 Trykbalansert operasjon

#### Avvik:

Mangelfull planlegging av og mangelfull bruk av kompetanse ved den trykbalanserte operasjonen (MPO) i 8 ½" seksjonen.

#### Begrunnelse:

Våre observasjoner av mangler er basert på mottatt dokumentasjon og gjennomførte intervju.

- 5.1.3.1 Selv om MPD var angitt som metodevalg i forbindelse med DG2 i januar 2009, ble brønnen planlagt konvensjonelt i tiden etterpå. Vurdering av endring i boremetode (fra MPD til konvensjonell boring), beslutning og involvering av personell var mangelfullt dokumentert og var ikke avviksbehandlet i endringsloggen (Change Log). Intervjuede uttalte at MPD aldri var annet enn en opsjon til konvensjonell boring. Imidlertid spesifiserte alle anbefalinger til ledelsen (Approval of Documentation to the EPN Management) mht budsjett/økonomi MPD som den valgte metoden, (Statoil dok ref. 4 og 5). Det kunne ikke dokumenteres at det var gjennomført formelle metodevalgsmøter i henhold til interne krav (WR 0442 og GL 1328) etter DG2 (Statoil dok ref. 13 og 14).
- 5.1.3.2 I store deler av brønnplanleggingsfasen var MPD ikke planlagt som et reelt alternativ og først i den siste fasen ved utboring av 9 5/8" sko og påfølgende manglende formasjonsstyrke, ble det igangsatt detaljert planlegging med trykbalansert boring (MPD).

- 5.1.3.3 Kompleksitet i brønn C-06A var ikke i tilstrekkelig grad gjenspeilet i omfang og dybde av planleggingen, eksempelvis var utfordringer med lengden av seksjonen som skulle bores trykbalansert og det svært begrensede borevinduet, ikke tilstrekkelig belyst i risikovurderinger/risikoanalyser. Sammenlignet med planlegging av forrige MPD brønn (C-01), var planlegging av denne brønnen utilstrekkelig, både med hensyn til involvering av ekspertise utenfor planleggingsgruppen, gjennomførte analyser, og kvalitetssikring av planleggingen (Statoil dok ref. 4 og 5).
- 5.1.3.4 Elementer ved brønn gjennomføringen var ikke tilstrekkelig belyst i forkant av operasjonen. Dette gjelder problematikk omkring utskifting av boreslam med egenvekt 1,52 SG til tyngre boreslam med egenvekt 1,75 SG etter at seksjonen var boret og kjøring og sementering av 7" forlengelsesrør. Utførte simuleringer, som viste at dette ville være svært utfordrende (kanskje ikke mulig), var ikke i tilstrekkelig grad diskutert, kvalifisert og verifisert på tidspunktet da den siste hendelsen skjedde (19.5.2010). Disse utfordringene var heller ikke tilstrekkelig synliggjort i risikogjennomganger og programmer, eksempelvis dersom en skulle gå på tap i forbindelse med utskifting av boreslam eller sementering av forlengelsesrør.
- 5.1.3.5 Kompleksitet av primærbarriere og utfordringer mht. felles barriereelement var ikke i tilstrekkelig grad kompensert for i risikoanalyser for denne brønnen. Det var ikke i tilstrekkelig grad planlagt med alternativer ved eventuell barrieresvikt.
- 5.1.3.6 Nødvendig kompetanse i selskapet ble ikke trukket inn i forbindelse med den operasjonelle planleggingen av den trykbalanserte operasjonen. Sentrale personer med operasjonell erfaring fra tidligere MPD-brønner i planleggingsgruppen var skiftet ut og nye personer hadde ikke tilsvarende erfaring med MPD eller erfaring fra GF generelt. Spesielt i forbindelse med operasjonelle risikoanalyser, brønnintegritet og kvalitetssikring av operasjonen burde ekstern ekspertise utenfor Gullfaks vært trukket på.
- 5.1.3.7 Det var ikke sørget for at kravet til kompetanse ved MPO operasjoner i brønnintegritetsmanualen var ivaretatt for de ulike stillingskategoriene. Det var få som hadde e-læringskurset "Well Integrity Basic", ingen hadde grunnleggende kurs om trykbalanserte operasjoner (MPO Basic) og i tillegg var det flere som ikke hadde simulator trening (Statoil dok ref. 1, 32, 33, 35 og 45).
- 5.1.3.8 Sett i lys av at denne seksjonen ikke var en standard MPD seksjon og de mange utfordringer som var til stede, ble detaljplanleggingen startet for sent. Nødvendige risikovurderinger og nødvendig opplæring av personell i henhold til interne krav var ikke gjennomført. Videre var nødvendige avklaringer av problemstillinger relatert til simuleringer for utskifting av borevæske og kjøring/sementering av forlengelsesrør ikke tilstrekkelig vurdert og MPD borestrengen var ikke sjekket ut i henhold til interne krav i brønnintegritetsmanualen. Det kan også stilles spørsmål ved om det var kapasitet i planleggingsgruppen til å planlegge to fullverdige alternativer før utboring av 9 5/8" foringsrør (Statoil dok ref. 36 og 37).
- 5.1.3.9 I intervjuene kom det fram at det var kommunikasjonsproblemer mellom sentral kompetanse på MPD i TNE og GF sin egen kompetanse på trykbalansert boring. Dette var uheldig for en god planlegging av MPD operasjonen.



5.1.3.10 Det ble ikke kjørt nødvendige Peer Assist/Peer Review på planlegging av 8 ½" seksjonen i henhold til interne krav for å kvalitetssikre planer om MPD (QA/QC) selv om det var flere forhold ved denne seksjonen som tilsa slike gjennomganger. Slike analyser ble kjørt for brønn C-01 selv om dette var en "enklere" brønn. Well Verification Board ble trukket inn på et tidlig tidspunkt, men denne gjennomgangen dekket ikke de utfordringer som var med brønnen fullt ut.

**Krav:** AF§§19 om Kompetanse, 27 om Planlegging, SF§§8 om Beslutningsunderlag og beslutningskriterier, 9 om Planlegging, 11 om Bemanning og kompetanse, 12 om Informasjon og 22 om Forbedring.

#### 5.1.4 Styrende dokumenter

##### Avvik:

Manglende kjennskap til- og etterlevelse av styrende dokumenter og mangelfull avviksbehandling.

##### Begrunnelse:

Våre observasjoner av mangler er basert på mottatt dokumentasjon og gjennomførte intervju.

- 5.1.4.1 Liten kjennskap til- og manglende etterlevelse av krav i dokumentet DW-T06-02 i APOS, som omhandler krav til gjennomføring av risikogjennomganger/risikoplaner i Statoil. Krav med hensyn til omfang av analyser, type analyser og involvering av ekstern fagekspertise (utenfor brønnplanleggingsgruppen) var i liten grad kjent og fulgt opp (Statoil dok ref. 46).
- 5.1.4.2 Generell usikkerhet omkring betydning av sentrale begreper i den styrende dokumentasjonen, eksempelvis risiko register, Risk Assessment Plan, Risk Coordinator og Well Complexity Index (WCI) (Statoil dok ref. 25).
- 5.1.4.3 Manglende kjennskap til krav om Peer Assist og Peer Review i styrende dokumentasjon og manglende gjennomføring av disse i henhold til egne krav (GL 1328, WR 0442). Et kombinert Peer Review/Risk Evaluation Meeting var gjennomført for kompletteringsløsning, men dette møtet oppfyller ikke egne krav med hensyn til deltagere og gjennomføring (ikke deltagelse fra prosesseier og TNE) (Statoil dok ref. 30).
- 5.1.4.4 Manglende kjennskap til krav relatert til endringslogg (Change Log) mht når den skulle benyttes og hvem som var ansvarlig. I tillegg var den mangelfullt utfylt og det var vanskelig å se status av behandlede endringer. Eksempelvis var tilbakeknytning (Tie Back) av 10 ¾" forlengelsesrør identifisert og loggført som en endring selv om denne løsningen ikke ble benyttet i brønnen. Endelig valg av trykbalansert boring som metode for 8 ½" seksjonen var ikke loggført i Change Log, (Statoil dok ref. 10).
- 5.1.4.5 Manglende avviksbehandling av interne krav, eksempelvis at ikke hele strengen som ble benyttet til trykbalansert boring var i henhold til interne krav til slik borestreng, manglende etterlevelse av egne krav til kurs-/opplæring for sentrale personer som deltok i den trykbalanserte operasjonen (e-læringskurs og simulatorentrening) og interne krav til gjennomføring av Peer Assist/Peer Review.

5.1.4.6 Ingen sentrale personer kjente til Well Verification Board (som ble gjennomført høsten 2009) , og det var usikkerhet om krav om- og når slike gjennomganger skulle gjennomføres (Statoil dok ref. 28).

**Krav:** SF§20 om Avviksbehandling og AF 21 om Kompetanse

## 5.1.5 Dokumentering av gjennomført planleggings- og beslutningsprosess

### Avvik:

Mangler ved dokumentering av beslutningsprosess.

### Begrunnelse:

Våre observasjoner av mangler er basert på mottatt dokumentasjon og gjennomførte intervju.

5.1.5.1 Beslutninger og beslutningsunderlag i møter/diskusjoner, herunder metodevalg for boring og komplettering og risikogjennomganger/risikoanalyser er gjennomgående mangelfullt dokumentert. Eksempelvis var sentrale beslutninger som endring av anbefaling til å bore (RTD), formasjonsstyrketest (LOT), trykkbalansert boring eller konvensjonell boring og valg av en eller to seksjoner for videre boring, ikke formelt dokumentert.

5.1.5.2 Endringsloggen (Change Log) var ikke oppdatert mht hvilke endringer som var gjort for kjøring av 10 3/4" Tie Back og endring fra konvensjonell boring til trykkbalansert boring i 8 1/2" seksjonen. Det var ikke mulig å lese ut fra loggen om endringer var implementert eller ikke. Loggen var heller ikke signert i henhold til interne krav. Under intervju kom det fram at endringslogg ikke ble brukt etter januar 2010 uten at det kunne begrunnes hvorfor (Statoil dok ref. 10).

5.1.5.3 Mange risikogjennomganger/risikoanalyser var ikke fylt ut med sentral informasjon som tidsfrister, ansvarlig person og tiltak, og forelå kun som utkast (draft). I tillegg var flere av disse dokumentene uten signaturer, både med hensyn til hvem som var risiko-koordinator, hvem som hadde verifisert analysen og hvem i ledelsen som hadde kvittert ut gule og røde risikoer (Statoil dok ref. 7).

5.1.5.4 Manglende dokumentering av vurdering av WCI etter DG2. I de fleste intervjuene kom det fram at de vurderte at brønnen ble mer kompleks etter DG2 fasen på grunn av operasjonelle forhold. Dette var ikke dokumentert i form av høyere WCI faktor eller tatt hensyn til ved planlegging av operasjoner (Statoil dok ref. 25).

**Krav:** Forskrift om helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten (RF) §18 om Dokumentasjon, SF§8 *Beslutningsunderlag og beslutningskriterier, fjerde ledd*

## 5.1.6 Ledelsens ansvar

### Avvik:

Manglende oppfølging fra ledelsen ved planleggingen av brønnen.

### **Begrunnelse:**

Våre observasjoner av mangler er basert på mottatt dokumentasjon og gjennomførte intervju. Forholdene som ligger til grunn for vår konklusjon er nærmere utdypet i punktene 5.1.1 til 5.1.6 i rapporten.

5.1.6.1 Det er påvist manglende etterlevelse av krav satt til egen stilling i Statoils styrende dokumenter. Dette gjelder krav til å påse at operasjonen ble planlagt og gjennomført i tråd med selskapets krav, HMS policy og strategi, ref OMC01, WR0442 og GL 1328 (Statoil dok ref. 13,14,16,17,18 og 46). Eksempler er krav til metodevalg, krav til erfaringsoverføring, krav til risikostyring, krav til endringskontroll, krav til erfaringsoverføring, krav til kvalitetssjekk/kvalitetssikring av planer og prosesser, krav til avviksbehandling, krav til kapasitet, kompetanse og opplæring og krav til involvering av relevant personell.

***Krav:** Forskrift om helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten (RF) § 10 om Organisasjon og kompetanse, 2. ledd*

## **6 Andre kommentarer**

### **6.1 Selskapets oppfølging av hendelsen med tap av brønnkontroll i desember 2009**

Hendelsen 23.12.2009 ble av Statoil vurdert å være en alvorlig hendelse og ble kategorisert som rød nivå 2. Selskapet besluttet å gjennomføre en dybdestudie av hendelsen. Etter Ptils mening, burde denne hendelsen ha blitt gransket. Det framkom også i intervjuene at flere i Statoil ikke var fornøyd med innholdet i dybdestudien, flere mente at studien burde gått dypere på enkelte områder og enkelte mente også at hendelsen burde vært gransket. Det framkom videre gjennom intervjuene at sentrale personer med ansvar for planlegging og gjennomføring av boreoperasjonene ikke var kjent med innhold og konklusjoner i dybdestudien.

### **6.2 Erfaring fra selskapets eget arbeid**

I et møte mellom Ptil og Statoil B&B i mars 2010 kom det fram at Statoil hadde identifisert flere utfordringer relatert til oppfølging av hendelser og læring etter disse. Utfordringene var relatert til kvalitet i planleggingen, kvalitet og presisjon i arbeidsutførelse, risikoforståelse, etterlevelse og lederskap. Dette ble framlagt som generelle utfordringer for hele UPN. Dette samsvarer godt med de avvik som er identifisert i denne tilsynsaktiviteten og samsvarer også godt med det som Ptil har sett i forbindelse med oppfølging av andre hendelser i Statoil, både fra hendelsen på Snorre A i 2004, oljelekkasjen i skaflet på Staffjord A i 2008 og hendelsene med kaksinjektorene i 2007-2010. Ptil registrerer også at det er en stor utfordring for selskapet å involvere nødvendig fagpersonell i planleggingsarbeid og risikovurderinger og at denne utfordringen også er til stede selv om selskapet etter pålegget på Snorre A i 2004 gjennomførte et større arbeid for å korrigere dette.

### 6.3 Økonomiske og ressursmessige forhold

Erfaringer fra gjennomføring av brønn C-06A viser at dette var en komplisert og utfordrende brønn. Med tre brønnspark og påfølgende operasjoner med barrierereetablering ble operasjonen både risikofylt, tidkrevende og svært kostbar. Konsekvensen av hendelsen kan bli at utvinning av lønnsomme ressurser kan gå tapt fordi en ikke vil klare å bore planlagte produksjons- eller injeksjonsbrønner og brønnekostnadene blir for store. Dette kan etter vår vurdering ikke anses som ”utsatt produksjon” alene, siden det kan medføre en risiko for tapt produksjon og muligens nedskrivning av reservene.

#### Deltagere fra Petroleumsstilsynet

Navn	Stilling	Fagområde
Johnny Gundersen (oppgaveleder)	Sjefingeniør	Boring & Brønn
Monica Ovesen	Sjefingeniør	Boring & Brønn
Rune Solheim	Sjefingeniør	Logistikk og Beredskap
Gunnar Dybvig	Overingeniør	HMS-styring
Odd Tjelta	Sjefingeniør	Feltutvikling (OD)

## 7 Dokumenter

Følgende dokumenter ble benyttet under planlegging og gjennomføringen av aktiviteten:

Statoil dok ref.:	Ptil ref: 09/1626	Dokumentasjon
1	69 (2)	Statoil sin brønnintegritetsmanual
2	69(3)	Brønnbarriereskitser(ihht Norsok) under de ulike fasene i MPD operasjon
3	65(2)	Alle DG2 rapporter (RTD, Recommendation To Drill)
4	68	Anbefaling om endret konseptvalg (Approval of documentation to the EPN Management)
5	68	Alle Beslutningsdokument, godkjent i UPN led (Approval of documentation to the EPN Management)
6	68	Additional funding (Approval of documentation to the EPN Management)
7	70 (2,21) 74(2 ) matrix	Alle dokumenterte risikoanalyser/risikoevalueringer/risikovurderinger fra de ulike fasene for denne brønnen (inkludert av MPD operasjon) Med deltagere (navn/enhet) <ul style="list-style-type: none"> <li>• 7.1 Risk Matrix C-6A run and cement 9 58x10 34 liner</li> <li>• 7.2 6A Dress of cement risk tolerance matrix and risk register</li> <li>• 7.3 Risk Document c-6A Replacing annular dokument</li> <li>• 7.4 Risk dokument C-6A Pumping of heavy pill secure well</li> <li>• 7.5 Risk register C-6A Options 1</li> <li>• 7.6 Risk Matrix C-6AT2 cement squeeze</li> <li>• 7.7 Risk register C-6 AT5 MPD</li> <li>• 7.8 Risk Matrix C-6A run 9 58 x 10 34 liner</li> </ul>

		<ul style="list-style-type: none"> <li>• 7.9 Risk document C-6A Bullhead well at 1794</li> <li>• 7.10 Risk register Drilling C-6A</li> <li>• 7.11 Risk Dokument C-6A RTD</li> <li>• 7.12 Risk Matrix C-6A test BOP</li> <li>• 7.13 Risk tolerance matrix and risk register</li> <li>• 7.14 Risk tolerance matrix and risk register</li> <li>• 7.15 Risk tolerance matrix and risk register</li> <li>• 7.16 Risk tolerance matrix and risk register</li> <li>• 7.16a Risk tolerance matrix and risk register 7.17 Risk tolerance matrix and risk register</li> <li>• 7.18 C-6 risk register – stable well and tripping</li> <li>• 7.19 C-6 Risk tolerance matrix and risk register FPIT</li> <li>• 7.20 C-6 Risk tolerance matrix and risk register tecwel</li> </ul>
8	71 (3,4)	<p>Vurderinger av 9 5/8” og 13 3/8 foringsrør i forkant av operasjonen (inkludert kvalitet av sement bak foringsrøret)</p> <p>Både i opprinnelig brønn og i 06A</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 8.1 Gullfaks C-6A USIT-CBL March 2010 Final report **71 (3)</li> <li>8.2 13 3-81in USIT ** 71 (4)</li> </ul>
9		Vurdering/anbefaling om 2 eller 3 seksjoner i ft brønndesign Dette vedlegget går ut.
10	71(5)	Endringslogg for brønnen
11	81 (2-4)	<p>Dokumenter som viser bestilling/beslutning om planlegging med MPD i denne brønnen</p> <p>11.1 MPD- plan sekvenser 81(2)</p> <p>11.2 Besl.diagram C06A 81 3)</p> <p>11.3 Risk register C-6 AT5 MPD 81 (4)</p>
12	81 (5)	<p>Oversikt over hvem/stilling som deltok på seminar i Aberdeen, liste over hvem som har opplæring på MPD</p> <p>12.1 Trening Offshore</p> <p>12.2 Trening Aberdeen</p> <p>12.3 MPD kurs onshore 81 (5)</p>
13	72 (3)	GL 1314-(dokmap) GL1328
14	72(4)	WR 0442
15	72 (2)	Wr0436
16	71(6)	OMC01, UPN boring og brønn - Organisasjon, ledelse og kontroll
17	71(7)	OMC01, Gullfaksfeltet – Organisasjon, ledelse og styring Organisasjonskart GF
18	71(6)	OMC01, Undersøkelse og produksjon Norge (U&P Norge)- Organisasjon, ledelse og styring
19	71(2) (oversikt) 79(2-14) (hver)	<p>DOP C06A, fra 13 5/8” casing og fram til siste brønnspar 19.05</p> <p>19.1 DOP 78</p> <p>19.2 DOP 85</p> <p>19.3 DOP 87</p> <p>19.4 DOP 97</p> <p>19.5 DOP 98</p> <p>19.6 DOP 104</p> <p>19.7 DOP 107</p>

		19.8 DOP 121 19.9 DOP 122 19.10 DOP 123 19.11 DOP 124 19.12 DOP 125 19.13 DOP 126
21	101(2)	Peer Assist
22	86(2)	Risk assessment, managed pressure Drilling system configuration C-06 (sendt pr.mail 7.10)
23	101(3)	HSE 01.02 (lev i hardkopi tirsdag 5.10)
24	95 (6)	APOS workshop (levert i hardkopi tirsdag 5.10)
25	95 (2)	WCI Estimate (levert i hardkopi tirsdag 5.10)
26	95 (3)	MPD kurs deltakere 13.04.10 (levert i hardkopi 5.10)
27	95 (4)	Peer review report Gullfaks MPD (levert i hardkopi 5.10)
28	95 (5)	Well Verification Board 01.07.2009 (levert i hardkopi 5.10)
29	104	APOS R110A Prosess & Requirments D&W (lev.i hardkopi 5.10)
30	101(4)	C-6A Peer Review Risk evaluation meeting (levert i hardkopi 5.10)
31	89 (2)	Dokumentasjon Halliburton personell GC 01.04 -19.05.2010
32	93,94	Dokumentasjon Statoil personell GC 01.04 -19.05.2010 tillegg
33	90(2,4) 100	Intern disp, C01. Dispnr. 70031 Vedlegg (uten vedl.6540)
34	n/a	Avklaring mote 03.03, deltakere (tas muntlig)
35	93,94	POB Statoil (ligger i punkt 32)
36	91 (2)	Oppsummering/simuleringsrapport Halliburton
37	91(3)	Oppsummering/simuleringsrapport Schlumberger
38	98	Dokumentasjon Seawell personell GC 01.04-19.05.2010
39	83(2)	Disp 82 537
40	83(3)	Disp 87318
41	83(4)	Disp 87690
42	74(3), 73	Risk approval - APOS arbeidsprosess orientert styring - K-10896
43	96	Dybdestudie, Gullfaks brønn 34/10-C-6 A
44	90(4)	Intern disp, C01. Dispnr. 70031 alle Vedlegg (uten vedl.6540)
45	89(2)	Dokumentasjon Halliburton personell GC 01.04 -19.05.2010
46	102(3)	DW-T06-02, Risk Management
47	102(2)	DV04-01 Change management
48	97	Diverse E-poster

## Vedlegg A:

### Oppstartsmøte 17.9.2010 avholdt som videomøte, deltagere i Bergen var:

Bjørn Berle Engedal	Leder B&B GF
Oskar Berge	Planleder Gullfaks
Johannes Hovden	Boreoperasjonsleder Gullfaks C
Knut W Barmen	Riggleder GC, Seawell
Geir Håskjold	Petec leder GC
Anna Karina Aune	Operasjonsgeolog, Gullfaks
Alfrid Elin Vollen	Prosjektleder MPD, D&W
Terje Herland	HVO Gullfaks Statoil
Erling Nesse	HVO Gullfaks for Seawell og serviceselskap
Åse Kristiansen	Myndighetskontakt D&W

### Avklaringsmøte med hensyn til dokumentasjon 20.9.2010, deltagere i Bergen var:

Bjørn Berle Engedal	Leder B&B GF
Julian Coles	Ledende Boreingeniør, GF
Oskar Berge	Planleder B&B, GF
Anna Karina Aune	Operasjonsgeolog, GF
Johannes Hovden	Boreoperasjonsleder
Jostein Klepsvik	Boreingeniør, GF
Terje Herland HVO	Statoil GF
Geir Håskjold Petek	Leder GFC
Åse Kristiansen	Myndighetskontakt B&B

### Avklaringsmøte ang. innhold i e-poster fra Halliburton 22.10.2010, deltagere hos Statoil:

Åse Kristiansen	Myndighetskontakt B&B
Bjørn Berle Engedal	Leder B&B GF

### Oversikt over intervjuet personell

Se vedlegg 1.

### Oppsummeringsmøte 27.10.2010 avholdt som videomøtet, deltagere i Bergen var:

Bjørn Berle Engedal, Jannicke Hilland (pr.telefon), Henki Sivertsen, Oskar F.Berge, Johannes Hovden, Geir Håskjold, Anna Karina Aune, Knut Barmen (Seawell), Erling Nesse (HVO Seawell), Terje Herland (HVO Statoil Gullfaks), Reidar Helland, Alfrid Elin Vollen, Eli Rye, Gisle Johanson, Åse Kristiansen

## Vedlegg B: Forkortelser og begreper

APOS:	Arbeidsprosessorientert styring
MTO:	Menneske, Teknikk, Organisasjon
SYNERGI:	Database for RUH (Rapport Uønsket Hendelse)
DBR:	Daglig borerapportering(elektronisk) / Daily Drilling Reporting system
RTD:	Anbefalingsdokument til å bore brønn / Recommendation To Drill
B&B:	Boring & Brønn
D&W:	Boring & Brønn / Drilling & Well
GFC:	Gullfaks C
POB:	Personell om bord
OMC:	Organisation, Management and Control
CBL:	Sementbindingslogg / Cement Bond Log
USIT:	Hastighetslogg (for vurdering av sement bak foringsrør)
QA:	Kvalitetssikring / Quality Assurance
QC:	Kvalitetskontroll / Quality Control
Peer Assist:	Kvalitetssikring metode / Quality Assurance method
Peer Review:	Kvalitetskontroll metode / Quality Control method
DG:	Beslutningspunkt 1 i prosjektfremdrift / Decision gate
EPN:	Undersøkelse og Produksjon Norge / Exploration & Production Norway
UPN:	Undersøkelse og Produksjon Norge
TNE:	Technology & New Energy
SG:	Tetthet / Specific gravity
HMS:	Helse, Miljø og Sikkerhet
HSE:	Helse, Miljø og Sikkerhet / Health, Safety and Environment
TD:	Bunnen av brønnen
MD:	Målt dyp /Measured depth
TVD:	Vertikal dybde / True Vertical Depth
HVO:	Hovedverneombud
WR:	Arbeidskrav / Work Requirement
GL:	Retningslinje / Guideline
DOP:	Detaljert operasjons prosedyre / Detailed Operation Procedure
LOT:	Formasjonstest / Leak-off test
MPD:	Trykbalansert boring / Manage Pressure Drilling
MPO:	Trykbalansert operasjon / Manage Pressure Operation
ALARP:	Risikoreduksjons prinsipp / As low as reasonable practicable
WCI:	Brønn kompleksitets index / Well Complexity Index
PETEK:	Produksjonsteknologi
3D:	Tre dimensjonal
DISP:	Unntak / Dispensation
Tie-back:	Tilbakeføring til plattform med foringsrør fra et forlengelsesrør (liner)
Workshop:	Arbeidsseminar