



# Revisjonsrapport

Rapport	
Rapporttittel <b>Rapport etter tilsyn med rammebetingelser i boring og brønn</b>	Aktivetsnummer 001050034
Gradering	
<input checked="" type="checkbox"/> Offentlig	<input type="checkbox"/> Begrenset
<input type="checkbox"/> Unntatt offentlighet	<input type="checkbox"/> Fortrolig
<input type="checkbox"/> Strengt fortrolig	
Involverte	
Hovedgruppe T-1	Oppgaveleder Irene B. Dahle
Deltakere i revisjonslaget Irene B. Dahle, Elisabeth Lootz, Roar Sognnes og Sigvart Zachariassen	Dato 4.6.2015

## 1 Innledning

Petroleumstilsynet (Ptil) gjennomførte 10.11.2014 - 29.1.2015 tilsyn med Statoil og involverte entreprenører sin risikostyring og utforming av rammebetingelser<sup>1</sup> i grenseflaten mellom Statoil, boreentreprenør og bore- og brønnserviceselskap. I dette inngår storulykke- og arbeidsmiljørisiko innenfor boring og brønn.

Tilsynsaktiviteten ble først gjennomført som verifikasjon offshore 10.11-15.11.2014 på innretningene Gullfaks C (GFC) og Oseberg B (OSB). I tillegg til Statoil var KCA Deutag Drilling Norge (KCAD) involvert som boreentreprenør, samt Baker Hughes (Baker) på OSB og Schlumberger på GFC som bore og brønnserviceentreprenører.

6.1.2015 gjennomførte vi en verifikasjon med intervjuer, dokument- og systemgjennomgang hos Statoil i Bergen med Gullfaks- og Osebergorganisasjonene.

29.1.2015 ble det gjennomført et møte med Statoil om oppfølging av BOP kontrollsystemene på Gullfaks.

Det har vært løpende kommunikasjon om tilsynsaktiviteten og vi har mottatt informasjon fram til 31.3.2015.

Hjemmelsgrunnlaget for tilsynsaktiviteten er blant annet arbeidsmiljøloven § 2-2 om arbeidsgivers plikter overfor andre enn egne arbeidstakere, rammebetingelsen § 7 om ansvar, §10 om forsvarlig virksomhet, § 18 om kvalifisering og oppfølging av andre deltakere, styringsforskriften § 6 om styring av helse, miljø og sikkerhet og § 21 om oppfølging.

<sup>1</sup> Definisjon av rammebetingelser er forhold som påvirker de praktiske muligheter en organisasjon, organisasjonsenhet, gruppe eller individ har til å holde storulykkesrisiko og arbeidsmiljørisiko under kontroll (Rosnes et.al. 2009 Sintef).

## 2 Bakgrunn

Petroleumstilsynet (Ptil) førte i 2013 tilsyn med styring av storulykke- og arbeidsmiljørisiko i grensesnittet mellom Statoil, boreentreprenør og bore- og brønnserviceselskap. Tilsynsaktiviteten i 2013 ble gjennomført i form av en møteserie med Statoil, tre boreentreprenører og tre bore- og brønnserviceselskap.

Bakgrunnen for aktiviteten var Statoil sin tildeling av nye borekontrakter i 2011/ 2012 på 18 av Statoils 20 faste boreinnretninger. Kontrakter utgjør en vesentlig del av rammebetingelsene for entreprenørselskapenes arbeid og kan påvirke sikkerhet og arbeidsmiljø. De nye kontraktene introduserte endring på ulike områder, blant annet ansvarsforhold, arbeidsomfang, bemanning, måleindikatorer og kontraktstyring. I møteserien i 2013 kom det fram at aktørene hadde ulike erfaringer og gjorde seg ulike vurderinger av hvordan endringene i kontrakter kunne påvirke sikkerhet og arbeidsmiljø.

På møtene med selskapene ble det blant annet identifisert utfordringer knyttet til:

- Rolle og ansvarsfordeling mellom selskapene og mellom funksjoner i selskapene
- Overføring av beslutningsmyndighet fra drift til kontraktsadministrasjon i Statoil
- Flytting av planleggingsressurser fra innretningene til land og kvalitet i planleggingsarbeidet
- Kompetansestyling – kortsiktige og langsiktige behov
- Bruk og oppfølging av KPIer
- Boreentreprenørens muligheter for gjennomføring av modifikasjoner som reduserer risiko i boremodulen
- Mulig introduksjon av endringer i rammebetingelser som følge av Statoils program for kostnadsreduksjon (STEP)

Denne tilsynsaktiviteten med verifikasjon offshore, og på land i etterkant, er en videreføring og oppfølging av funn fra tilsynet i 2013.

Boreanlegget på OSB er nylig betydelig oppgradert og under dette tilsynet var boreanlegget nylig satt i drift etter en lengre stans. GFC fikk samtykke til drift 1.5.1989 med 30 års levetid. Visuelt fremsto boreanleggene på GFC og OSB som svært ulike, og med ulike behov. Boreanlegget på GFC framstår som nedslitt og det er bare gjennomført begrensede oppgraderinger og utskiftinger av utstyr.

Det har vært flere brønnkontrollhendelser på GFC. Både i desember 2009 og i mars og mai 2010 på brønn C-06. I 2014 var det også en hendelse ved boring av brønn C-18. Hendelsen i mai 2010 var svært alvorlig. Arbeidet med å gjenvinne kontroll og reetablere barrierene i brønnen pågikk i over to måneder.

## 3 Mål

Formålet med tilsynsaktiviteten var å vurdere hvordan Statoil, gjennom utforming av rammebetingelser og oppfølging av entreprenører, legger til rette for forsvarlig planlegging og gjennomføring av bore- og brønnoperasjoner ut fra en enkeltvis og samlet vurdering av faktorer som har betydning. Videre ville Ptil vurdere hvordan entreprenørene ivaretar sitt ansvar for styring av sikkerhet og arbeidsmiljø.

## 4 Resultat

Tilsynsaktiviteten påviste at sikkerhetskritisk utstyr ikke er fulgt opp slik det er krav om i HMS-regelverket for petroleumsvirksomheten. Dette gjelder i første rekke BOP kontrollsystem som ble valgt som særskilt verifikasjonsobjekt i denne tilsynsaktiviteten. BOP kontrollsystem er avgjørende for å hindre alvorlige brønnkontrollhendelser. Det var ikke mulig å framskaffe dokumentasjon som kan bekrefte faktisk tilstand av BOP kontrollsystem.

Betydning av rammebetingelser er vurdert i forhold til aktuelle funn og HMS-nivå generelt. Både rammebetingelser knyttet til de nye kontraktene og øvrige rammebetingelser kan ha innvirket negativt på oppfølging av sikkerhetskritisk utstyr og arbeidsmiljøforhold på innretningene.

### Tilsynet avdekket følgende fire avvik og fire forbedringspunkter:

#### Avvik:

- 5.1.1 Mangelfull tilstandsvurdering av sikkerhetskritisk utstyr
- 5.1.2 Mangelfull praksis for heloverhaling og resertifisering av trykkontrollutstyr
- 5.1.3 Mangelfull verifisering av program for vedlikehold på sikkerhetskritisk utstyr
- 5.1.4 Mangelfull risikostyring av boreanlegg

#### Forbedringspunkt:

- 5.2.1 Kjennskap til ytelse av barriereelement på GFC og OSB
- 5.2.2 Svakheter knyttet til kompetanse, trening og øvelser
- 5.2.3 Arbeidsmiljøforhold i boreanlegget på GFC kan forbedres
- 5.2.4 Det er ikke i tilstrekkelig grad vurdert betydningen av rammebetingelser for sikkerhet og arbeidsmiljø, og det er i begrenset grad gjennomført tiltak for å redusere negative HMS-konsekvenser av rammebetingelser

## 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.

### 5.1.1. Mangelfull tilstandsvurdering av sikkerhetskritisk utstyr

#### Avvik:

Det er ikke kjent hvilken svekkelse BOP kontrollsystemet, som teknisk barriereelement, har.

#### Begrunnelse:

Operatøren kunne ikke presentere en helhetlig strategi for tilstandsvurdering og vedlikehold av komponentene i BOP kontrollsystemene på GFC og OSB. BOP kontrollsystem er klassifisert som sikkerhetskritisk utstyr. Det var ikke foretatt helhetlige risiko og farevurderinger relatert til BOP kontrollsystemenes barrierefunksjoner. Det var ikke foretatt vurderinger knyttet til levetid til BOP kontrollsystemene. Det var heller ikke satt i verk

nødvendige tiltak for å rette opp, eller kompensere for rapporterte svekkelser og feil ved sikkerhetskritiske komponenter i BOP kontrollsystemet på GFC.

- Tilsynet avdekket at det i 2008 var innkommet en skriftlig og faglig grunnlagt bekymringsmelding fra forrige boreentreprenør på Gullfaks innretningene til Statoil sitt operative og faglig miljø om tilstand til de aldrende BOP kontrollsystemene. Flere feil og mangler ved det sikkerhetskritiske utstyret var beskrevet, og i noen grad konsekvensvurdert, med hensyn på svekket sikkerhetskritisk funksjonalitet. Statoil kunne i liten grad redegjøre for den videre behandlingen av denne bekymringsmeldingen, herunder identifisering og iverksetting av nødvendige korrigerende tiltak.
- En besiktigelse av BOP kontrollsystemet på GFC viste betydelig synlig korrosjon på komponenter i det sikkerhetskritiske systemet (ref. bildet under). Svart og rustfritt stål var skrudd sammen i flere av hovedkomponentene, noe som en må anta har bidratt til galvanisk korrosjon fra utstyret var nytt i 1986. Det var få synlige tegn til vesentlig utskifting eller fornying av hovedkomponenter i systemet. Det ble også opplyst at det var strømførende komponenter og hydraulikk i samme koblingstavler tilhørende BOP kontrollsystemet.
- Det ble gjentatte ganger under verifikasjonsaktiviteten spurt etter tilstandsvurderinger med verifikasjon av teknisk tilstand av BOP kontrollsystemene på både OSB og GFC. Årlige redegjørelser fra borekontraktør ble etter hvert fremlagt, hvor generell tilstand for hovedkomponenter var beskrevet i korte trekk. I årsrapporten fra KCAD til Statoil for 2013 er BOP kontrollsystem på GFC gitt en tilstandsskåre så lav som 2 av 10 mulige poeng. Denne vurderingen innebærer at utstyret var vurdert å være i en kritisk, ikke reparerbar eller svært korrodert tilstand, og burde/måtte skiftes ut. Statoil hadde, før vår tilsynsaktivitet, satt tilstandsstatus (TIMP-vurdering) til karakter D for dette utstyret, noe som indikerer svekket barrierefunksjon.
- Det ble ikke funnet dokumentasjon på at disse årsrapportene var systematisk saksbehandlet og eventuelt avviksregistrert hos operatørselskapet.
- Det framkom i møte 29.1.2015 at Statoil fagmiljø innenfor brønnkontroll hadde gjennomført en verifikasjon av BOP kontrollsystem på GFC i 2009. Resultatene bekrefter i stor grad de forhold som var omtalt i bekymringsmeldingen fra 2008.
- I intervjuer ble det lagt frem informasjon om planer så langt tilbake som fra 2006 for hel eller delvis utskifting av BOP kontrollsystemet på GFC. Disse planene hadde av ulike årsaker blitt kansellert eller utsatt. På tidspunkt for gjennomføring av tilsynsaktiviteten forelå det enda ingen beslutning om utskifting eller større reparasjon eller modifikasjon.
- Det framkom av intervjuer at Statoil ikke har rutiner som ivaretar krav til løpende tilstandsvurderinger og nødvendig informasjon om påregnelig levetid for sikkerhetskritiske komponenter og systemer, så som BOP kontrollsystemer. Der designlevetid eller operasjonell levetid ikke er avklart med produsenten, mangler det kompenserende rutiner for tilstandsvurdering med hensyn på levetid.
- I forbindelse med tilsynsaktiviteten ble det fremvist en erklæring/brev fra KCAD datert 26.11.2014, der det refereres til et møte den 25.11.2014. I brevet fremkommer det at KCAD har full tiltro til brønnkontrollutstyret på GFC. Denne erklæringen er ikke i samsvar med uttalelser om teknisk tilstand blant intervjuet personell om bord på GFC, jf kulepunkt nedenfor. Det er uklart for oss hvorfor KCAD har endret oppfatning, fra å tallfeste tilstanden på BOP kontrollsystemet til to (i årlig tilstandsrapportering, jf kulepunkt tre), til å ha full tiltro til brønnkontrollsystemet kort tid senere. Det er ikke blitt gjennomført oppgraderinger på BOP kontrollsystemer i mellomtiden som kunne begrunnet denne endringen. I ettertid har Statoil endret

tilstandskarakteren for BOP kontrollsystemet i TIMP fra D til C. Tilstandskarakteren C gjør behov for tiltak mindre akutt.

- Det ble i intervjuer uttrykt svekket tillit til at BOP kontrollsystem på GFC ville virke som forutsatt dersom det skulle skje en alvorlig brønnhendelse.



Bilde av en åpenbart sterkt korrodert regulatorventil i BOP kontrollsystemet på GFC. Man ser at rustfrie rør/rørkoblinger er skrudd direkte inn i en komponent av svart stål.

**Krav:**

*Styringsforskriften § 5 om barrierer*

### 5.1.2 Mangelfull praksis for heloverhaling og resertifisering av trykkkontrollutstyr

**Avvik:**

BOP kontrollsystemene har ikke vært heloverhalt eller resertifisert hvert femte år.

**Begrunnelse:**

- BOP kontrollsystemer er en integrert del av BOP systemene.
- Selskapet kunne ikke fremlegge dokumentasjon som viste at BOP kontrollsystemer på OSB og GFC var heloverhalt og resertifisert i femårs intervaller.
- Det ble bekreftet i intervjuer og møter at BOP kontrollsystemer er identifisert som sikkerhetskritiske og nødvendige for aktivering av utblåsingssikringens ventiler og funksjoner.

**Krav:**

*Aktivitetsforskriften § 51 om særskilte krav til prøving av utblåsingssikring og annet trykkkontrollutstyr, jf også NORSOK D-010 og DNV RP-E101*  
*Styringsforskriften § 5 om barrierer*

### 5.1.3 Mangelfull verifisering av program for vedlikehold på sikkerhetskritisk utstyr

**Avvik:**

Statoil kunne ikke dokumentere planmessige verifikasjonsaktiviteter knyttet til borekontraktørens vedlikeholdsprogram, prioriteringer eller effektivitet av vedlikehold relatert til BOP kontrollsystemer.

**Begrunnelse:**

For BOP kontrollsystemer manglet det en klar tilnærming til identifikasjon av feilmodi som kan utgjøre en helse-, miljø- eller sikkerhetsrisiko og som skal forebygges systematisk ved hjelp av et vedlikeholdsprogram. Det syntes ikke å være utarbeidet et vedlikeholdsprogram som var egnet til å overvåke teknisk tilstand og sikre at feilmodi under utvikling ville bli identifisert og korrigert. Det ble identifisert mangelfull planmessig verifikasjonsaktivitet og systematisk evaluering av effektivitet av vedlikeholdsprogram for sikkerhetskritisk boreutstyr.

- Det er ikke gjennomført systematiske evalueringer av effektiviteten av vedlikeholdet av BOP kontrollsystemer. Slike evalueringer skal brukes til kontinuerlig forbedring av vedlikeholdsprogrammet.
- Det syntes ikke å være utarbeidet et vedlikeholdsprogram som var egnet til å overvåke teknisk tilstand og sikre at feilmodi under utvikling ville bli identifisert og korrigert. Det ble i liten grad identifisert rutiner for systematisk overvåking og kontroll av feilmekanismer som kan føre til slike feilmodi.
- Tilsynsaktiviteten avdekket at operatøren ikke hadde fastlagte rutiner eller annen systematisk aktivitet for verifisering av effektiviteten av borekontraktørens vedlikeholdsprogram og evt. program for identifisering og korrigering av feilmodi og feilmekanismer under utvikling.
- Det fremkom av intervjuer at vedlikeholdsprogram på BOP kontrollsystemer var funksjonsbasert og i stor grad reaktivt orientert. Mangel på tilgang til reservedeler til BOP kontrollsystem på markedet ble nevnt i flere intervjuer på GFC og bekreftet i tidligere rapporter omkring tilstand til BOP kontrollsystem.
- Det syntes i liten grad å være tilstandsbaserte vedlikeholdsprogram i tilknytning til BOP kontrollsystemene. Manglende eller sjeldne tilstandsvurderinger vil åpenbart begrense muligheten for tilstandsbasert vedlikehold, jf pkt 5.1.1.
- Gjennom intervju kom det frem at boreentreprenørs personell oppfattet at de nye borekontrakter hadde fokus på å holde tidsbruk til daglig vedlikeholdsarbeid på et minimumsnivå.

**Krav:**

*Rammeforskriften § 19 om verifikasjon*  
*Aktivitetsforskriften § 45 om vedlikehold*  
*Rammeforskriften § 7 om ansvar*

**5.1.4 Mangelfull styring av risiko i boreanlegg****Avvik:**

Statoil har mangelfull risikostyring. Dette omfatter måling/vurdering, gjennomføring av risikoreducerende tiltak, og evaluering av effekt av tiltak, i boreanlegget

**Begrunnelse:**

Det er identifisert avvik knyttet til både risikovurdering/tilstandsvurdering og gjennomføring av tiltak/vedlikehold av sikkerhetskritisk utstyr. Vedlikehold eller utskiftning av BOP kontrollsystemet har blitt utsatt over lengre tid. Statoil har ikke kunnet dokumentere at de har lagt et faglig begrunnet tilstandsbilde til grunn for beslutninger om utsettelse av utskiftningen.

- Mangelfull tilstandsvurdering av sikkerhetskritisk utstyr, jf 5.1.1.
- Mangelfulle interne krav til og praksis for resertifisering og heloverhaling av trykkkontrollutstyr, jf 5.1.2.
- Mangelfull verifisering av program for vedlikehold på sikkerhetskritisk utstyr og mangelfull oppfølging av dette, jf 5.1.3.
- Boreanlegg på GFC er utformet slik at personell kan eksponeres for arbeidsmiljøfaktorer utover krav i regelverket jf 5.2.3. Det er mangler knyttet til flere styringselementer slik som kartlegging, risikovurdering, samsvarsvurdering mot krav og oppfølging av tiltak.
- Det framkom mangler i oppfølgingen av avvik avdekket i oppfølgingen av sikkerhetskritisk utstyr:
  - Operatørens egen faglige verifikasjon av bl.a. BOP med tilhørende utstyr om bord på GFC, ref. TNE SST DT DFA MU, var gjennomført 19-22. oktober 2009 og avdekket en rekke avvik i forhold til regelverk og egne krav. Flere av avvikene var definert til kritikalitet 2 som fordret en vurdering av å stoppe operasjonen av det aktuelle anlegget/systemet.
  - Statoil kunne ikke dokumentere at de identifiserte avvikene var systematisk behandlet og korrigert eller kompensert for.
  - Det ble bekreftet i intervju at Statoil ikke hadde etablerte rutiner for saksbehandling og faglig vurdering av innkomne årsrapporter fra vedlikeholdsansvarlig borekontraktør vedrørende svekket eller avvikende tilstand til boreutstyr om bord, heller ikke i forhold til sikkerhetskritisk utstyr som BOP kontrollsystemene.
- Forbedringspotensial knyttet til kompetanse, trening og øvelser, jf 5.2.2.
- Manglende kritisk vurdering av og aktiv tilnærming til potensielle negative konsekvenser av rammebetingelser, jf 5.2.4.

**Krav:**

*Styringsforskriften § 4 om risikoreduksjon, § 6 om styring av helse, miljø og sikkerhet, § 21 om oppfølging, samt § 22 om avviksbehandling*

**5.2 Forbedringspunkter****5.2.1 Kjennskap til ytelse av barriereelement på GFC og OSB****Forbedringspunkt:**

Krav til ytelse og effektivitet av skjærventil i BOP på GFC var ikke godt kjent. Nødvendige stengetrykk for å kunne kutte arbeidsstreng var ikke godt kjent på GFC og OSB.

**Begrunnelse:**

- På GFC var ledende borepersonell hos borekontraktør lite kjent med kuttekapasiteter og behovene for skjærtrykk til BOP skjærventil i forhold til å kunne kutte arbeidsstrengens komponenter. Det var ikke slått opp informasjon om dette på boredekk.
- På OSB var skjærtester på borerør utført med innretningens bore-BOP i 2011 og denne var godt kjent hos det ledende borepersonellet. Det fremkom likevel at informasjon om skjærtrykk for å kunne kutte arbeidsstrengens komponenter ikke var kjent og slått opp på boredekk.

**Krav:**

*Styringsforskriften § 5 om barrierer*

*Aktivitetsforskriften § 85 om brønnbarrierer*

## 5.2.2 Svakheter knyttet til kompetanse, trening og øvelser

**Forbedringspunkt:**

Det var ikke tilstrekkelig fulgt opp at personell kjente til og fikk øvd på sine oppgaver i forbindelse med å håndtere operasjonelle forstyrrelser og fare- og ulykkessituasjoner knyttet til tap av brønnkontroll.

**Begrunnelse:**

- Det fremkom gjennom intervjuer og samtaler under verifikasjon på GFC og OSB, at det ikke i tilstrekkelig grad hadde blitt vurdert og identifisert behov for tredjepartsleverandørenes involvering i en brønnkontrollsituasjon. Eksempel på relevante operasjoner og situasjoner er samspill mellom mudlogger, borer og pumperomsoperatør under dreping av brønn, bruk av sementpumpe som nødpumpe, samspill mellom mudingeniør og pumperomsoperatør under en drepeoperasjon og når hydrokarboner har nådd overflaten og borevæskelanlegget. Mudlogger deltok på øvelser på deteksjon under såkalte «pit drills», men vi kan ikke se at andre stillingskategorier hos tredjepartsleverandører var inkludert.
- Øvelser knyttet til håndtering av brønnkontrollhendelser, med unntak av håndtering av «Kelly Cock» ventil og såkalte «Choke drills», var i stor grad rettet mot deteksjon av om noe var unormalt i brønnen og i begrenset grad til en håndtering av, eller evakuering ift. en brønnkontrollhendelse.
- Det fremkom gjennom intervjuer på GFC og OSB at det var ulike oppfatninger omkring hva som ville være tredjepartsleverandørers rolle og oppgaver under en eventuell trykkkontrolloperasjon i brønnen.
- Det fremkom til dels vage og uklare beskrivelser av hva boremannskapet, med unntak av borer og assisterende borer, skulle foreta seg under en eventuell brønnkontrollhendelse. Det synes derfor ikke som det i tilstrekkelig grad var avklart ansvar og roller under en eskalerende brønnkontrollhendelse.
- Under intervjuene kom det frem at det i begrenset grad ble presentert og diskutert tidligere brønnkontrollhendelser på GFC og OSB, i Statoil, i andre selskaper på norsk sokkel eller andre relevante hendelser internasjonalt for å tilrettelegge for læring.
- Vi fikk dokumentert at boreleder, borer, assisterende borer deltar på brønnkontrollopplæring i regi av IWCF annet hvert år. Noen av boredekkarbeiderne som arbeidet på boredekk på GFC inngikk i brønnlag og deltok i øvelser der de øvde med iBOP/Kelly Cock ventil. Det var ikke igangsatt egen opplæring eller trening for tredjepartsleverandører og resten av boredekkarbeiderne.



- Under intervjuene kom det frem at både personell på boredekk og dekk ifølge ny kontrakt fra 2012 får stilling som boredekkarbeider. I møte på land med Statoil i 2013 som en foranledning til denne offshorerifikkasjonen, ble vi fortalt at intensjonen er at personell fra boredekk kan ivareta arbeidsoppgaver på dekk og omvendt, og at dette vil robust-gjøre offshoreorganisasjonen. Under intervju på GFC fikk vi bekreftet at det er gjennomført formell opplæring for personell på dekk og på boredekk blant annet knyttet til rørhåndtering på boredekk, og kranoperasjoner på boredekk. På bakgrunn av informasjon fra intervjuer og kompetanseplaner kunne vi ikke se at det er gjennomført opplæring eller trening av personell som arbeider på dekk for håndtering av brønnkontrollventiler (iBOP/Kelly Cock ventil) på boredekk og deltakelse i brønnlag under en eventuell brønnkontrollhendelse.
- Det kom frem under intervju at boredekkarbeidere på GFC som inngikk i brønnlag også hadde beredskapsansvar som livbåtførere. Det var ikke klart hvilke beredskapsoppgaver (håndtering av Kelly Cock og oppgaver som livbåtfører) som skulle prioriteres i en raskt eskalerende brønnhendelse. Det ble også gitt uttrykk for at det ikke var sikkert at boredekkarbeidere som vanligvis arbeider på dekk, og ikke hadde fått opplæring om bruk av f. eks. Kelly Cock ventil, ville kunne håndtere den på en god og effektiv måte.
- På OSB var det en egen sikkerhetsleder for boring i tillegg til sikkerhetsleder for Oseberg feltcenter. Vi ble fortalt at denne stillingen bidro til å avlaste boresjefen i hans arbeidsoppgaver, deriblant å møte tredjepartsleverandørene når de kommer om bord. Det var en sikkerhetsleder om bord på GFC. Det står i stillingsinstruks til sikkerhetslederne «Leder offshore sikkerhet» at de skal støtte og rådgi ledelse blant annet ved bore- og brønnaktiviteter, bidra med forebyggende sikkerhetsarbeid, oppfølging av hendelser, inspeksjoner, og undervisning relatert til HMS. Under intervju kom det frem at sikkerhetsleder ikke hadde fått særskilt opplæring knyttet til storulykke. Potensial i sikkerhetsleders rolle som bidragsyter knyttet til øvelser og trening på håndtering av storulykke inkludert brønnkontrollhendelser synes ikke å være tatt ut.

**Krav:**

*Aktivitetsforskriften § 21 om kompetanse*

*Aktivitetsforskriften § 23 om trening og øvelser*

*Aktivitetsforskriften § 44 om informasjon om risiko ved utføring av arbeid*

### **5.2.3. Arbeidsmiljøforhold i boreanlegget på GFC kan forbedres**

**Forbedringspunkt:**

Boreanlegg på GFC fremstår som nedslitt og mangelfullt vedlikeholdt, og arbeidsmiljøstandard og oppfølging av arbeidsmiljøtiltak kan forbedres. På OSB er det gjennomført en større oppgradering som har medført betydelig forbedring av arbeidsmiljøstandard. Det er så langt ikke verifisert om kravene til eksponering for støy er oppnådd.

**Begrunnelse:**

- Arbeidsmiljøkartlegging i boreområdene GFC fra 2013 påpeker en rekke mangler og utilfredsstillende forhold. Det refereres til regelverket, men det konkluderes ikke med hensyn til avvik eller ikke avvik for de ulike funnene i rapporten.

- Flere funn fra arbeidsmiljøkartleggingen er kansellert og flere avventer prioritet i borestans 2016.
- Basert på en gjennomgang av alder og standard på utstyr, arbeidsoperasjoner mv, er det trolig flere stillingskategorier innen boring med støyeksponering som overskrider grenseverdien i regelverket samtidig som det ikke foreligger tiltaksplaner for støyreduksjon. Data som selskapet selv rapporterer til Ptil knyttet til risikonivå i norsk petroleumsvirksomhet (RNNP), indikerer også overskridelser av krav. Det ble ikke fremlagt eksponeringsmålinger -og vurderinger av nyere dato. Behovet for videre undersøkelser er påpekt i kartleggingsrapport for 2013, men er kansellert i aksjonslisten under henvisning til Statoil egne aktiviteter. Det er uklart hva som er status for Statoils oppfølging.
- Det er uklart hvordan Statoil håndterer avvik fra krav til arbeidsmiljø f. eks. når det gjelder avvik fra regelverkets krav til støyeksponering.

**Krav:**

*Styringsforskriften § 18 om analyse av arbeidsmiljøet og § 22 om avviksbehandling  
Aktivitetsforskriften § 33 om tilrettelegging av arbeid, § 34 om ergonomiske forhold, § 36 om kjemisk helsefare og § 38 om støy*

#### 5.2.4 Vurdering og utvikling av rammebetingelser

**Forbedringspunkt:**

Statoil har ikke i tilstrekkelig grad vurdert betydningen av rammebetingelser for sikkerhet og arbeidsmiljø og de har i begrenset grad gjennomført tiltak for å redusere negative HMS-konsekvenser av rammebetingelser

**Begrunnelse:**

Regelverket stiller krav til at alle faktorer som har betydning for helse- miljø og sikkerhet skal vurderes både enkeltvis og samlet (Rammeforskriften §10). Dette gjelder også forhold som har en indirekte betydning; I AML 4-1 (2) står følgende «*Arbeidets organisering, tilrettelegging og ledelse, arbeidstidsordninger, lønssystemer, herunder bruk av prestasjonslønn, teknologi mv. skal være slik at arbeidstakerne ikke utsettes for uheldige fysiske eller psykiske belastninger og slik at sikkerhetshensyn ivaretas*».

Det er identifisert avvik knyttet til både risikovurdering/tilstandsvurdering og gjennomføring av tiltak/vedlikehold av sikkerhetskritisk utstyr. Vedlikehold eller utskiftning av BOP kontrollsystemet har blitt utsatt over lengre tid.

Borentreprenør er gitt ett helhetlig vedlikeholdsansvar. Statoil har i flere tilfeller overprøvd eller sett bort fra, borentreprenørs vurderinger, eller utsatt innmeldte behov for modifikasjoner/utskiftninger uten at det fremkommer på hvilket kunnskapsgrunnlag dette er gjort.

Et viktig tema i tilsynet er hvordan ulike rammebetingelser kan påvirke sikkerhet. Slik vi ser det kan rammebetingelser bidra til å forklare hvorfor utskiftning og vedlikeholdsarbeid på BOP kontrollsystemet har blitt utsatt, og hvorfor det ikke har blitt utviklet et tilstrekkelig tilstandsbilde. Statoil synes ikke å ha vurdert hvilke konsekvenser rammebetingelser kan ha

for sikkerhet og risikostyring, og det var heller ikke satt i verk tiltak for å redusere negative konsekvenser av rammebetingelser.

Rammebetingelser som ikke synes å være vurdert i tilstrekkelig grad er: 1) økonomiske innsparinger, 2) ansvarsfordeling, 3) anbudsprosesser/ kontraktsoppfølging, 4) kommunikasjon om tilstandsbilde, 5) bruk av KPIer og 6) planleggingsressurser offshore

#### 1) *Økonomiske innsparinger:*

Statoil valgte å vurdere alternativer til full utskiftning på nytt, som en del av STEP programmet. Bakgrunnen for ønsket om enda en gjennomgang var at Statoil vurderte full utskiftning som for dyrt. I flere intervjuer sies det direkte at begrunnelsen for gjentatte utsettelse når det gjaldt BOP kontrollsystemet var økonomisk.

#### 2) *Ansvarsfordeling mht vedlikehold og modifikasjoner*

I flere av intervjuene kom det fram at oppgraderinger i boreanlegget oftere ble gjort til gjenstand for økonomiske diskusjoner, og diskusjon om ansvar ift kontrakt mellom operatør og entreprenør, enn tilfellet var for oppgraderinger i et prosessanlegg der operatør både eier og drifter anlegget. Kostnadene skulle, ifølge kontrakt, fordeles mellom operatør og entreprenør ut fra om arbeidet ble definert som full utskiftning eller oppgradering/vedlikehold av eksisterende utstyr. Vi ble fortalt at Statoil står økonomisk ansvarlig for full utskiftning av utstyr, mens boreentreprenør dekker vedlikehold og utskiftning/oppgradering opp til et visst beløp. I følge de vi intervjuet kunne denne økonomiske ansvarsfordelingen føre til at det ble et diskusjonstema om utstyr skulle skiftes ut i sin helhet eller om det skulle oppgraderes. Nødvendig vedlikehold ble i noen tilfeller gjort til gjenstand for diskusjoner om hvem som hadde ansvaret, og dette bidro til utsettelse og manglende gjennomføringsevne.

#### 3) *Anbudsprosesser og kontraktsoppfølging*

I forkant av anbudsinnhenting hadde boreentreprenør anledning til å sette seg inn i tilstanden til boreanleggene for å legge dette til grunn i tilbudene. Når det gjaldt Gullfaks C hadde KCAD ikke driftserfaring med boreanlegget, og det var uklart hvor detaljert vurdering som ble gjort. Det kan ha skjedd en undervurdering av tilstanden som har ført til at KCAD har påtatt seg vedlikeholdsforpliktelser som ikke står i forhold til faktisk tilstand og ressurser. Det ble sagt under intervju at betingelsene var svært stramme og at Statoil i større grad enn før henviste til kontraktsbestemmelser, framfor å diskutere faglige behov for utbedringer.

#### 4) *Kommunikasjon mellom operatør og entreprenør om tilstandsbilde*

Det var besluttet å gjennomføre en borestans på Gullfaks C i 2016 etter modell av revisjonsstans for prosessanlegg. I forbindelse med planleggingen av borestansen ble det erfart at betingelsene for en borestans var forskjellige fra betingelser for en ordinær revisjonsstans. Blant annet ble det registrert at utbedringer planlagt for borestansen i større grad ble gjort til gjenstand for økonomiske diskusjoner (*se punkt om ansvarsfordeling*). Det kom også fram at grunnlaget, i form av blant annet notifikasjoner, var mangelfullt for boreanlegget. Det fremkom i intervju at det i KCAD var en resignasjon og svekket tillit til bruk av notifikasjoner i SAP. På enkelte områder hadde de erfart at de ikke nådde frem med forbedringsbehov. Flere notifikasjoner var avslått uten at det var gitt begrunnelse for dette. Vi har verifisert at det var notifikasjoner om sikkerhetskritisk vedlikeholdsbehov som var avslått i SAP, uten at det kom frem hvilke risikovurderinger som var gjort.

#### 5) *Bruk av KPIer*

Bruk av effektivitets-KPIer og mulige konsekvenser for helse, miljø og sikkerhet, var et viktig tema for tilsynsaktiviteten. Det kom fram i intervju på Gullfaks C at de ansatte opplevde økt vektlegging på KPIer og press på fremdrift. Dette gjaldt særlig KPIer knyttet til «tripping» og nedetid. Det ble også sagt at crew og innretninger ble sammenlignet mht måltall for effektivitet på utreisemøter og HMS-møter. Flere ansatte sa de opplevde press og gav uttrykk for bekymring for HMS-konsekvensene. Gullfaks C har en historie med alvorlige brønnhendelser og utfordrende brønner.

#### 6) *Planleggingsressurser offshore*

I møteserien på land ble det tatt opp at overføring av planleggingsressurser til land kan ha bidratt til å redusere sikkerhetsnivået. Verifikasjonen offshore bekreftet dette. Ifølge de vi intervjuet bidro dette til redusert kvalitet på den detaljerte planleggingen av boreoperasjoner offshore og økt arbeidspress på boresjef. GFC fikk derfor tilbake denne planleggingsressursen etter kort tid. På OSB forelå det beslutning om å tilbakeføre ressurser til innretningen. Dette indikerer at en ikke har hatt tilstrekkelig kunnskap om HMS-konsekvenser av endringer når kontraktene ble utformet.

#### **Krav:**

*AML 4-1 (2) om generelle krav til arbeidsmiljøet  
Rammeforskriften § 10 om forsvarlig virksomhet  
Styringsforskriften § 5 om barrierer*

## **6 Andre kommentarer**

Det var i denne tilsynsaktiviteten vanskelig å få framskaffet all relevant informasjon om tilstand til BOP kontrollsystemer og hvordan disse blir fulgt opp. Det tok lang tid og ble unødig ressurskrevende for Ptil å få fram relevante opplysninger og dokumentasjon

## **7 Deltagere fra Petroleumstilsynet**

Roar Sognnes - Boring og brønnteologi  
Sigvart Zachariassen – Arbeidsmiljø og organisatorisk sikkerhet  
Elisabeth Lootz - Arbeidsmiljø og organisatorisk sikkerhet  
Irene Bergljot Dahle - Arbeidsmiljø og organisatorisk sikkerhet (oppgaveleder)

## **8 Dokumenter**

Følgende dokumenter ble benyttet under planlegging og gjennomføringen av aktiviteten:

1. Relevante organisasjonskart
2. Operasjonelt brodokument eller tilsvarende som beskriver ansvarsforhold mellom aktørene og grenseflater mellom styringssystemer
3. Statoils verifikasjonsplan for de utvalgte innretningene for 2014 (boring og brønn)
4. Oversikt over indikatorer (KPI er) og mål tall som benyttes i de ulike bore- og brønnaktivitetene
5. Månedsrapporter fra aktørene fra april til og med september 2014 med resultat indikatorer og vurderinger
6. Operasjonsprogram for bore- og brønnoperasjoner som pågår under verifikasjonen
7. Part 2 Activity Program for Completion of Well: NO 34/10-C-47 Gullfaks C

8. Oversikt over arbeidsmiljøkartlegginger og risiko vurderinger innen boring og brønn GFC og OSB de siste tre årene
9. Oversikt over rapporterte hendelser i Synergi innen boring og brønn (2014) på de to innretningene
10. Oversikt over gjennomførte (fra 2013) og planlagte modifikasjoner i boremodulene på GFC og OSB som helt eller delvis har en HMS-begrunnelse
11. Oversikt over etterslep på vedlikehold innen boring- og brønn på GFC og OSB
12. Oversikt over avvik og tekniske avvik knyttet til boremodulene på GFC og OSB
13. Oversikt over kompetanse og erfaring (antall år), og utvikling/endring over de siste fire årene samt gjennomført opplæring for bore- og brønnpersonell
14. Kopi av CV for arbeidstakere i Baker Hughes Norge, samt oversikt over gjennomførte kurs og opplæring
15. Endring i bemanning på de to innretningene innen boring og brønn de siste to årene
16. Utdrag fra: OMC01-004 – UPN stillingsbeskrivelser for HMS-koordinator og Leder offshore sikkerhet
17. Utdrag fra: Statoil WR2516 - Competence management drilling and well. Stillingsinstruks Boreleder. Assistant Drilling- and Well Supervisor = Natt Boreleder
18. KCA Deutag Stillingsbeskrivelse boresjef
19. KCA Deutag Stillingsbeskrivelse borer, tillegg for Oseberg B
20. Rapportutkast: Kokstad BHT Kartlegging av allmennbelysning på Oseberg B September 2014
21. Rapportutkast: Kokstad BHT Områdestøy og vibrasjoner på Oseberg B september 2014
22. Rapportutkast: Kokstad BHT Måling av oljetåke og oljedamp KCA Deutag september 2014 Oseberg B
23. Whera OSB 2011, Statoil
24. Synergioppfølging av Whera OSB 2011
25. SIKKERHETSDATABLAD MONOETYLENGLYKOL (MEG) 100%, produsent/importør Schlumberger
26. SIKKERHETSDATABLAD SI-4130, produsent /importør Schlumberger
27. SIKKERHETSDATABLAD ECF-2083, produsent /importør MI-Swaco
28. Epost om fravær av disp. for Gantrykran mottatt 13.11.2014 21:19
29. Statoil Notifikasjon fra SAP om Gantrykran 1 414823 registrert 19.1.2013
30. DnV rapport Periodisk kontroll av løfteinnretninger i boreområdet Gullfaks C, oktober 2013
31. Kokstad BHT Rapport generell Helserisikovurdering Gullfaks C
32. Daily Drilling Report GULLFAKS C 12.11.-13.11.2014 for Wellbore: NO 34/10-C-47
33. Oceaneering: Virvelstrømrappport for KCA Deutag på Gullfaks C 30.6.2014, rapport nr 610841
34. KCAD prosedyre for funksjonstest bop kontroll unit
35. Tekst fra TIMP på Gullfaks C om PS 17 brønnkontroll og brønnintegritet, datert 25.9.2014
36. Tekst fra SAP datert 310809, 140909 og 280909 for Gullfaks C om bakgrunn for kansellering av notifikasjon om utskifting av BOP sikkerhetssystem
37. Bekymringsmelding - E-post fra Seawell til Statoil (11. november 2008) om BOP Kontroll system GFA, B og C. SE prosjekt SE-802087
38. E-postkorrespondanse mellom Statoil og Seawell 11.1.2008 – 3.3.2009 om BOP kontrollsystemer på Gullfaks
39. Kopi av presentasjon holdt av plattformsjef på Gullfaks C 13.11.2014

40. Kopi av presentasjon holdt av boreleder på Gullfaks C 13.11.2014
41. KCA Deutag notat 26.11.2014 - Bekreftelse BOP kontrollunit GFC 2014 - GFC
42. Uttalelse fra KCA personell offshore ang BOP kontroll system Gullfaks C, mottatt 14.1.2015
43. KCAD Årsrapport 2013 for boreutstyr på OSB
44. KCAD Årsrapport 2013 for boreutstyr på GFC
45. OSB Åpnet TTS tiltak knyttet til testresultater for BOP kontrollsystem, opprettet 21.07.2010
46. OSB BOP unit og OSB - Hydril flaskebank - Bilder
47. SB - Pumper tank - Re gen system - Shaffer flaskebank - Tank regulatorer – Bilder
48. GFC BOP Kontrollsystem - Bilder
49. Dokumentasjon fra møte 29.1.2015 - BOP kontrollsystemer Gullfaks A GFA og Gullfaks C GFC
50. 2009-05 VERIFIKASJONER Gullfaks C
51. Verifikasjon av BOP bore og vedlikeholdssystem 08062010 - 11062010 - Gullfaks A verifikasjon
52. Utdrag fra SAP and WORKMATE - GFC
53. TR3533 - 5 year major overhaul and recertification of well control equipment
54. Verifikasjon BOP systemer 2010. Svar fra Seawell
55. Epost datert 26.3.2015 fra Statoil til Petroleumstilsynet om status vedrørende BOP kontrollsystemer på GFA og GFC
56. E-post fra Statoil datert 31.3.2015 kl 14:49 Status vedrørende BOP kontrollsystemer GFA og GFC

## Vedlegg A

Oversikt over deltakere i møter og intervjuet personell.