

Revisjonsrapport

Rapport	
Rapporttittel Tilsynsrapport NSOAF – Eni – Saipem – Organisatoriske og menneskelige faktorer ved ivaretagelse av brønnkontroll	Aktivitetsnummer 014000007 og 401003005
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-2 og T-F	Oppgaveleder Sigve Knudsen
Deltakere i revisjonslaget Øyvind Lauridsen, Elisabeth Lootz, Hilde-Karin Østnes, Kristen Kjeldstad og Sigve Knudsen	Dato

1 Innledning

Petroleumstilsynet (Ptil) gjennomførte tilsyn med Eni Norge AS (Eni) og Saipem Norwegian Branch (Saipem) sin ivaretagelse av organisatoriske og menneskelige faktorer ved håndtering av eventuelt tap av brønnkontroll.

Tilsynsaktiviteten tok utgangspunkt i boring av brønn 7122/7-6 på Goliat med bruk av innretningen Scarabeo 8 (Sc8). Tilsynsaktiviteten ble innledet med oppstartsmøte og intervjuer på land i Stavanger 23.11 og i Hammerfest 26.11.2012. Møter, intervjuer, verifikasjon og oppsummering ble gjennomført på innretningen 26.11-28.11.2012. Intervjuer ble gjennomført med personell fra operatør, borekontraktør og bore- og brønnservice selskap. Verifikasjon på innretningen ble gjort i mudloggingsrom, sementenhet, borevæskelanlegg (shakerrom, pitrom, pumperom, sekkerom), borekabin og kontrollrom på bro.

Eni ble bedt om å koordinere tilsynet, og begge selskap ble bedt om å informere sine respektive verneombudstjenester og om at det ble lagt tilrette 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

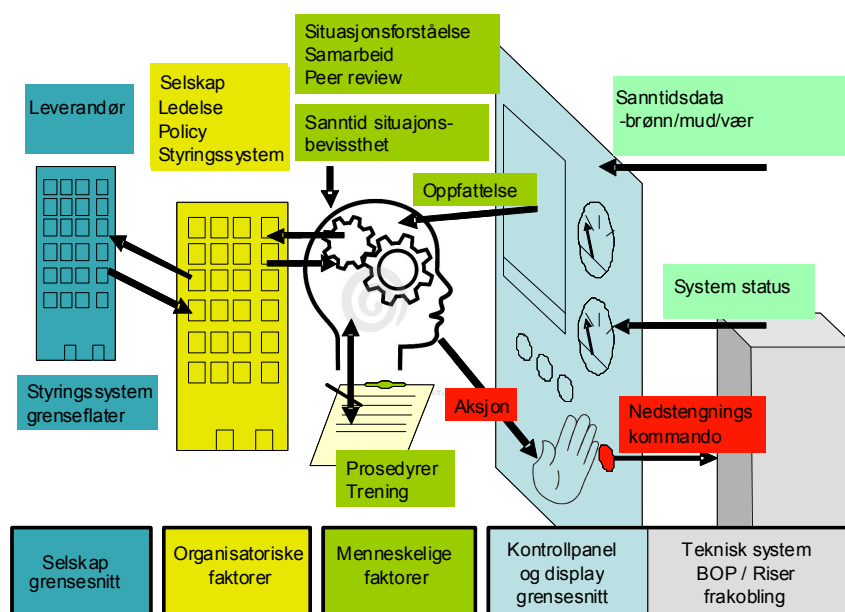
2 Bakgrunn

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 brønnskontroll.

Det er gjennomført to pilottilsyn våren 2012, ett på norsk sektor og ett på britisk sektor. De øvrige tilsynene ble gjennomført høsten 2012.

En studie om brønnskontroll gjennomført i regi av Petroleumstilsynet, Risikonivå norsk petroleumsvirksomhet (RNNP) 25.4.2012 utgjør 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 planlegger boreoperasjonen og hvordan menneskelige og organisatoriske faktorer blir håndtert for å ivareta brønnskontroll. Vi konsentrerte oss spesielt om tidsperioden tett opp mot en eventuell brønnskontrollhendelse. I en slik situasjon vil den mest kritiske menneskelige faktoren være vurderingen av om utblåsningssikringen (BOP) skal aktiveres og deretter en faktisk aktivering 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 brønnskontroll involverer dermed samhandling mellom en rekke aktører – operatør, borekontraktør og bore- og brønnservice selskap og krever at disse aktørene har etablert en felles situasjonsforståelse. Figur 1 under ble brukt som illustrasjon på hovedtemaene for tilsynet og sammenhengen mellom dem.



Figur 1, faglig utgangspunkt, utviklet av Health and Safety Executive UK (Rob Miles)

3 Mål

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

Vi ville verifisere hvordan tap av brønnbarrierer og risiko for tap av brønnkontroll ble identifisert og håndtert, og at vurderinger, beslutninger og tiltak knyttet til en brønnkontrollhendelse 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 Eni og Saipem. Aktiviteten var preget av en åpen dialog og imøtekommenhet.

Personellet om bord hadde ulik nasjonalitet og språk. Engelsk ble benyttet som felles språk.

Organisasjon og rammebetingelser

Innretningen hadde 4.9.2012 opplevd en dramatisk stabilitetshendelse med krenkning og personellet om bord var på tidspunktet for tilsynet fortsatt preget av dette og opptatt av oppfølgingsarbeidet i etterkant.

Sc 8 var en ny innretning som fikk samsvarsuttalelse i mai 2012 og hadde etter en forsinket oppstart gjennomført få boreoperasjoner. Innretningen var således i en innkjøringsfase både med tanke på teknisk utstyr og bemanning. Vi fikk inntrykk av at det ble tatt hensyn til disse rammebetingelsene og at mannskapet om bord ble gitt tid til å utføre oppgaver uten tidspress eller vektlegging av måleindikatorer på tid og effektivitet.

Det var også tydelig at Saipem var hovedbedrift for boreoperasjonen og at plattformsjefen hadde all nødvendig myndighet til å håndtere en nødsituasjon. Eni hadde operatørrollen og inntok en støttende rolle til Saipem.

Det var hos Eni og delvis også hos Saipem benyttet en del innleid personell i sentrale stillinger.

Generelt hadde vi et inntrykk av at det var lite bevissthet knyttet til den rollen og de ulike oppgavene 3.parts aktører kan bidra med i tidlig deteksjon av tap av brønnkontroll eller i håndtering av brønnkontrollhendelser. Vi ble imidlertid fortalt at det i løpet av de siste ukene hadde vært flere positive eksempler på at dette var i ferd med å endre seg på innretningen.

Styringssystemer for håndtering av brønnkontroll

Hovedprosedyrene for brønnkontroll var Saipems SCA8-MAN-ASST-001-E Operational manual – Part 2 Drilling Procedures. Dette dokumentet var samsvarsmålt med Enis Well Control Policy gjennom et eget broddokument ENINO/DRL/2515490 Eni – Scarabeo Well Control Bridging Document.

Ansvar og roller var tydeliggjort og det var helt klart at borer hadde myndighet og ansvar for å stenge inn brønnen hvis han fant det nødvendig.

Saipem hadde nylig etablert en barrierestyringsmodell basert på bow-tie modellen, men denne var ikke ennå fullt ut implementert for bruk og var lite kjent om bord blant personell som ikke hadde vært direkte involvert i utarbeidelsen. 3. part leverandører hadde foreløpig ikke vært involvert i dette arbeidet.

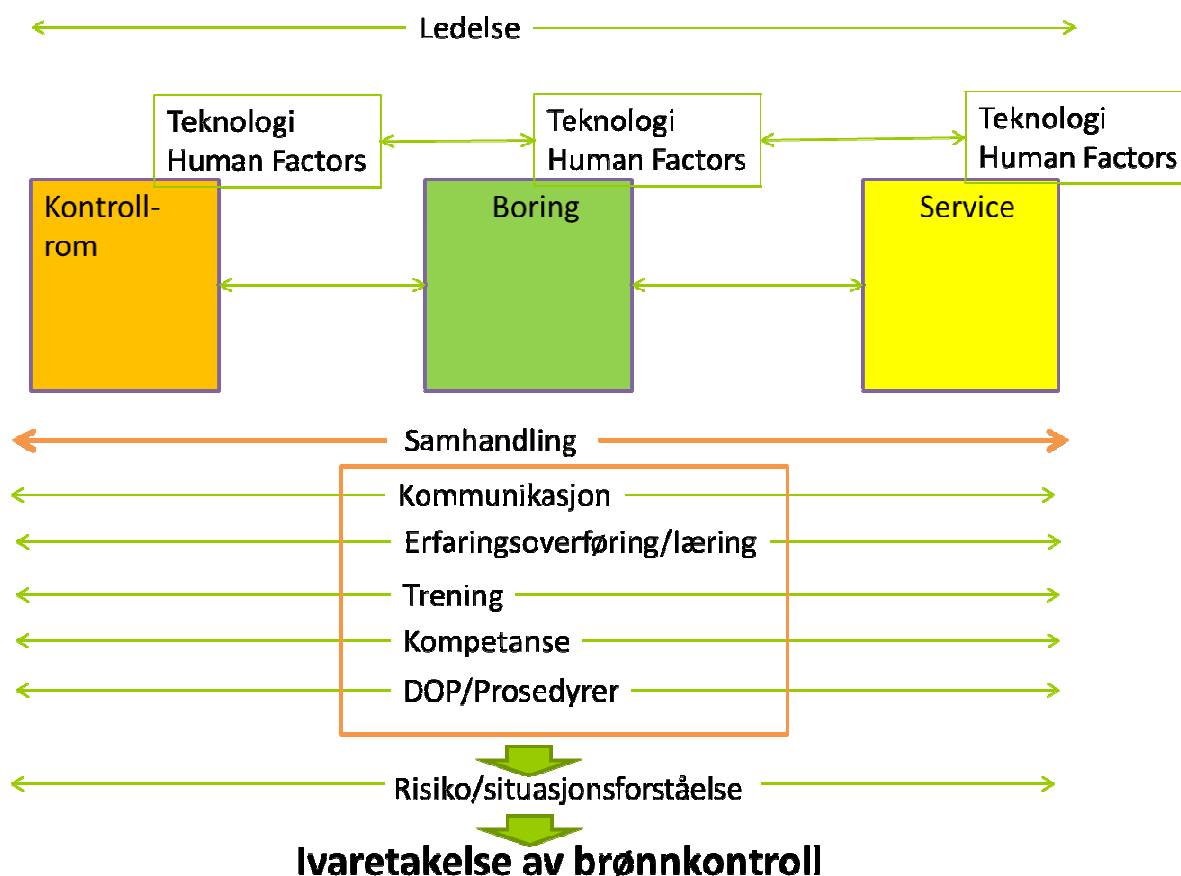
Menneske-maskin grensesnitt og teknisk utstyr

Sc 8 var en ny innretning med moderne utstyr og løsninger både i kontrollrom på bro, i borekabin og i mudloggerrom. Vi fant allikevel en del forhold å bemerke på dette området.

Samhandling

Felles risiko- og situasjonsforståelse er en forutsetning for ivaretagelse av brønnkontroll og oppnås blant annet gjennom tydeliggjøring av roller og ansvar og god samhandling ved ledelse, tilstrekkelig kommunikasjon, trening, kompetanse og samarbeid om arbeidsprogrammer og prosedyrer.

I tilsynet så vi spesielt på forhold i samspillet mellom avdelingene om bord på innretningen, ledelsen og samhandlingen mellom Eni og Saipem, se figur 2.



Figur 2, samhandling

Observasjonene fra tilsynet (neste kapittel) viser at hovedutfordringene rundt ivaretagelse av brønnkontroll på Sc8 var knyttet til menneske-maskin grensesnitt og tekniske forhold, og

samhandling, - spesielt mellom selskapene og mellom boring, kontrollrommet på bro og involverte tjenester fra tredje part.

Ptils observasjoner oppsummert

Tilsynsaktiviteten har påvist 7 avvik i forhold til vårt regelverk. Avvikene omhandler:

- Menneske-maskin grensesnitt i utforming av kontrollrom og borekabin
- Involvering ved øvelser i brønnkontroll
- Innhenting, bearbeiding og formidling av informasjon
- Anvendelse av erfaringsdata og system for læring
- Kvalitetssikring av styrende dokumenter
- Utilstrekkelig kunnskap om alternative operasjonsmetoder for BOP
- Sementpumpe med slamforsyning var ikke verifisert som nødsirkulasjonssystem for boreslam

Vi har videre avdekket 4 forhold med potensial for forbedring. Disse omhandler:

- Manglende nødstrømsforsyning til boreslamloggingskabinen
- Styring av endringer
- Barrierestyling
- Organisasjon, bemanning og kompetanse

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.

Det er antydning i parentes i overskriften hvilket selskap observasjonen hovedsakelig retter seg mot.

5.1 Avvik

5.1.1 Menneske-maskin grensesnitt i utforming av kontrollrom og borekabin (Saipem)

Avvik:

Arbeidsplass, skjermbasert utstyr og annet teknisk utstyr for å overvåke, kontrollere og ivareta sentrale arbeidsprosesser på bro og i borekabin hadde mangler som kunne påvirke risiko for feilhandlinger med betydning for sikkerhet.

Enkelte alarmer med betydning for sikkerhet skilte seg ikke klart ut fra annen informasjon og var ikke utformet slik at de kunne oppfattes og behandles på den tiden som kreves for betjening av utstyr, anlegg og prosesser.

Begrunnelse:

- a) BOP og diverter panel i borekabin hadde forskjellig bruk av fargekode for åpne og lukkede ventiler. BOP bildet viste grønne ventiler for alle ventiler som stod i normal posisjon enten de var lukket eller åpne og røde ventiler for ventiler som ikke stod i

normal posisjon enten de var lukket eller åpne. Diverterbildet viste grønne ventiler for åpne ventiler og røde ventiler for lukkede og skilte ikke på normalposisjon eller unormal posisjon. Det kan skape forvirring at det ikke er samme fargelogikk i disse bildene.

- b) Saipem hadde fått gjennomført en HMI-analyse¹ datert 24. august 2012. Under intervjuene kjente ingen til om det var utarbeidet en tiltaksplan for å utbedre de identifiserte funn fra analysen.
- c) Det hadde blitt påpekt både i HMI analyse og av personell i kontrollrom på bro at skjermbildene på ballastsystemet ikke var optimale. Skjermene inneholdt en del informasjon som ikke var nødvendig for utførelsen av arbeidet og det ga etter brukernes vurdering et unødig komplisert skjermbilde.
- d) Vi stilte spørsmålsteget med om HMI-analysen som, med få unntak, var begrenset til å vurdere informasjonspresentasjon på skjermene enkeltvis i kontrollrommene og borekabin har vært et egnet kartleggingsverktøy for å redusere sannsynligheten for feilhandlinger i kontrollrommet og i borekabin. Utforming av kontrollrommet på broen, og av borekabinen, arbeidsprosesser og håndtering av beredskapssituasjoner var ikke vurdert i analysen (se for eksempel punkt f) under). Viktige forhold for å kunne vurdere sannsynligheten for feilhandlinger og for å få identifisert hensiktsmessige tiltak for å redusere sannsynligheten for feiloperasjon av anleggene, var dermed ikke blitt vurdert i analysen. I et tidligere tilsyn med Sc 8 (rapport fra Ptil 22.7.2009) fra byggefasen ble tilsvarende funn identifisert som avvik. I svar til Ptil 11.9.2009 svarte Saipem at "*Ergonomic and Human factor analysis report will be updated. Task analysis will be included into the report and it will be verified that the actual layout is suitable for carrying out operation in a safe and efficient manner.*" I tillegg skulle CRIOP analyse gjennomføres.
- e) Plassering av arbeidsstasjoner som var ment å bli operert samtidig ble eksempelvis ikke vurdert i HMI analysen. Et eksempel er DP/ankervinsj-system og ballastsystem som var plassert i kontrollrom på styrbord og babord side med avstand på 6-8 meter. Dette øker sannsynligheten for at en kontrollromsoperatør som i en pause arbeider alene, ikke vil være i stand til å operere begge systemene.
- f) I HMI-rapporten fremkom det at kontrollromoperatører ikke kunne operere brannvannsystemet før de hadde fått en "command" av "Engine Control Room" på innretningen. Under intervjuene fikk vi beskjed om at dersom operatørene av en eller annen grunn ikke ble tildelt "command" av "Engine Control Room", kunne de overstyre systemet ved å logge seg på som en superbruker ved hjelp av passord fra plattformsjef eller stabilitetssjef. Det fremkom at kontrollromoperatørene ikke hadde tilgang til disse passordene, men hadde vært nødt til å etterspørre slike passord i en akutt situasjon. Arbeidsprosesser knyttet til operering av brannvannsystemet vil derfor sannsynligvis ikke kunne ivareta krav om rimelig responstid og gi kontrollromoperatørene mulighet til å håndtere situasjonen.
- g) I HMI-analysen ble det identifisert at truster og anker nummereringen ikke var samsvarende og under besøk på kontrollrom på bro kom det frem at dette ikke var korrigert.
- h) ESD² panel i borekabin og i kontrollrommet hadde en lampe som varslet "system fault". Denne lampen lyste da vi besøkte borekabin og også dagen etter da vi besøkte kontrollrommet på bro. I borekabin var det ingen som var oppmerksomme på at lampen lyste. På innretningen var det svært få som kunne gjøre rede for denne

¹HMI = Human-Machine-Interface

² ESD = Emergency Shutdown

lampens funksjon. Vi ble fortalt at denne lampen kunne lyse som følge av flere typer forhold/feil. Når lampen lyste som følge av et mindre kritisk forhold eller et bevisst inngrep i systemet, var det ingen andre lamper som ville gi indikasjon på eventuelle kritiske feil som kan oppstå på samme tid og som kunne sette ESD-systemet ut av drift. Alle feil ville fremkomme av alarmlisten, men denne var ikke tilgjengelig i borekabin og i kontrollrommet på broen var man lite bevisst på dette.

- i) Vi ble fortalt at det hadde vært en rekke sensorfeil på K-Safe (sikkerhetssystemet for brann og gassdeteksjon) og at dette hadde ført til stor frustrasjon og etter hvert en opplevelse av at det ikke var reelle alarmer. Det ble fortalt at det var igangsatt et arbeid for å utbedre sensorene som ga feilmeldinger, men at det fremdeles var en utfordring med falske alarmer.
- j) Det var fremsatt en rekke forslag til forbedringer knyttet til kontrollrom på bro som ikke var gjennomført. Eksempelvis kom det frem at når en alarm gikk, var det ikke uvanlig at det gikk en rekke alarmer på ulike arbeidsstasjoner på ulike steder i kontrollrommet. Vi ble fortalt at det var vanskelig å operere flere arbeidsstasjoner samtidig, og en utfordring å få oversikt over hva som hadde utløst alarmene. Utfordringer med å håndtere alarmer, også i en beredskapssituasjon, for en enkelt kontrollromsoperatør var tidligere meldt inn til ledelse om bord fra personell.

Krav:

Innretningsforskriften § 10 om anlegg, systemer og utstyr første ledd, § 20 om ergonomisk utforming første og andre ledd og § 21 om menneske-maskin-grensesnitt og informasjonspresentasjon.

Aktivitetsforskriften § 33 om tilrettelegging av arbeid første, andre og femte ledd.

5.1.2 Involvering ved øvelser i brønnkontroll (Eni og Saipem)

Avvik:

Brønnkontrolløvelsene om bord sikret ikke at alt personell med sentrale roller fikk øve på å håndtere operasjonelle forstyrrelser og fare- og ulykkessituasjoner.

Begrunnelse:

- a) Det fremkom gjennom intervjuer og samtaler under verifikasjon at tredjeparts-leverandører ser behov for å få øve på håndtering av brønnkontrollhendelser.
- b) Det fremkom i intervjuer og samtaler under verifikasjon at representanter fra tredjepartsleverandører ikke ble inkludert som aktiv part i øvelser om bord på Sc8 (med unntak av "pitdrills"). Dette til tross for at de har viktige oppgaver knyttet til håndtering av en brønnkontrollhendelse. 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 hvor hydrokarboner har nådd borevæskelanlegget.
- c) Det fremkom gjennom intervjuer og samtaler under verifikasjon at Saipem og Eni ikke i tilstrekkelig grad hadde vurdert og identifisert behovet for tredjeparts-leverandørenes involvering i en brønnkontrollsituasjon, eksempelvis ved dreping av brønn.

Krav:

Aktivitetsforskriften § 21 om kompetanse første ledd.

5.1.3 Innhenting, bearbeiding og formidling av informasjon (Eni og Saipem)

Avvik:

Det ble ikke sikret at nødvendig informasjon om boreoperasjonen ble innhentet fra og formidlet til relevante brukere til rett tid.

Begrunnelse:

- a) Det fremkom i intervjuer at enkelte tredjepartsleverandører i liten grad ble involvert i seksjonsvise planleggingsaktiviteter, risikovurderinger og forberedelser til operasjon.
- b) Det fremkom i intervjuer at det kun var enkelte av relevante brukergrupper som medvirket i utforming og oppdatering av arbeidsprogrammet "Detailed Operations Procedure" (DOP).
- c) Det fremkom i intervjuer at brukerne ikke ble samlet til felles gjennomgang av DOP for å sikre felles forståelse av forestående operasjon. På spørsmål svarte flere brukere at dette ville vært en nyttig forberedelse til operasjon og at de hadde foretrukket at en slik gjennomgang ble prioritert.
- d) Det fremkom i intervjuer at tredjepartsleverandører hadde opplevd ikke å bli informert om endringer i DOP.

Krav:

Styringsforskriften § 15 om informasjon andre ledd.

5.1.4 Anvendelse av erfaringsdata og system for læring (Eni og Saipem)

Avvik:

Eni og Saipem hadde ikke på en systematisk måte sikret at relevante erfaringsdata og informasjon fra tidligere hendelser, øvelser eller kartlegginger ble innhentet, bearbeidet, formidlet til relevante brukere og brukt til forbedring og læring på Sc 8. Det var ikke på en systematisk måte lagt til rette for at erfaringskunnskap fra egen eller andres virksomhet ble brukt i forbedringsarbeidet på innretningen.

Begrunnelse:

- a) Saipem og Eni presenterte ulike typer erfaringsdata, deriblant erfaringsdatabase med informasjon om tidligere hendelser knyttet til brønnskroll. Så langt vi klarte å bringe på det rene hadde denne informasjonen ikke blitt benyttet på en systematisk måte i opplæring av relevant personell eller anvendt til andre risikoreducerende tiltak på Sc 8. Informasjon om tidligere brønnskrollhendelser fra databasen var heller ikke kjent blant personellet om bord på innretningen.
- b) Valg av scenarioer anvendt under "drills", øvelser på situasjoner med tap av brønnskroll, var utarbeidet av ledende personell om bord. Vår vurdering var at de gjennomførte øvelsene i begrenset grad dekket relevante potensielle brønnskrollsituasjoner. Eksempelvis var det ingen øvelser gjennomført ifm tripping. Under intervjuene kom det frem at det ikke var etablert en systematikk for å hente inn erfaringsdata som kunne danne grunnlag for scenarioer for øvelser.
- c) Verifikasjon av dokumenter viser at Saipem ikke hadde etablert et system for loggføring og erfaringsdeling i etterkant av pit-, BOP- og H₂S-øvelser.

- d) Det var ikke beskrevet og dokumentert erfaringer etter gjennomførte øvelser ("Drills"). Verdifulle erfaringer fra øvelser ble dermed ikke tatt videre på en systematisk måte i nye øvelser, eller som innspill til relevante tiltak for å redusere risiko for tap av brønnkontroll.
- e) Relevant personell som mudlogger, dataingeniør eller sementer om bord var i begrenset grad involvert i øvelser og fikk ikke del i erfaringsoverføring av resultater fra øvelsene.
- f) Høsten 2012 har det på Sc 8 blitt utarbeidet bow-tie barrierediagram på tap av brønnkontroll for å risikovurdere ulike scenarier. Det ble opplyst at det kun var Saipem ansatt personell som deltok i utarbeidelsen av bow-tie diagrammene. Relevant personell som f. eks. boreleder innleid av Eni eller representanter fra 3. parts selskaper hadde ikke vært involvert i utarbeidelse av barriere/bow-tie diagram. Faglige bidrag fra disse ble på den måten ikke inkludert i diagrammet og de fikk heller ikke ta del i den læringsprosessen utarbeidelse av et bow-tie diagram vil kunne bidra med, se også forbedringspunkt 5.2.3.
- g) Etter gjennomførte kartlegginger var det ikke en systematisk og dokumentert utarbeidelse og gjennomføring av tiltak. I HMI-analyse datert 24.8.2012 var det eksempelvis identifisert utfordringer vedrørende operasjon av brannvannsystem og svak fargekontrast i skjermbildet for systemet for gass- og branndeteksjon uten at dette har ført til gjennomføring av tiltak eller begrunnelse for ikke å gjøre tiltak. Det er gjennomført en støykartlegging på ulike stillingskategorier og områder på innretningen. Kartleggingsresultater var ikke videreformidlet til personell som var mest eksponert eller relevant verneombud, og vi ble fortalt at det ikke hadde ført til støyreduserende tiltak ut over at det var satt opp skilt om bruk av personlig hørselsvern eksempelvis i sementenheten.
- h) Vi fikk gjennom gruppeintervjuene et inntrykk av at det var lite bevissthet knyttet til den rollen og de ulike oppgavene 3.parts aktører kunne ha i tidlig deteksjon av tap av brønnkontroll eller i håndtering av brønnkontrollhendelser. Dette ga seg utslag i at de i begrenset grad hadde blitt involvert i øvelser, fikk innsyn i relevante erfaringsdata eller ble involvert i arenaer der roller og ansvar knyttet til brønnkontrollhendelser ble avklart.

Krav:

Styringsforskriften § 15 om informasjon og § 23 om kontinuerlig forbedring første og tredje ledd.

5.1.5 Kvalitetssikring av styrende dokumenter (Eni og Saipem)

Avvik:

Kvalitetssikring, samsvarsmåling og formidling av innhold i prosedyrer, instruksjoner og revisjonsplaner var mangelfull.

Begrunnelse:

- a) Alarminstruks for Sc8 stadfestet at boresjef³ er ansvarlig for å stenge inn brønnen. I dokumentet "Well Control Bridging Document; Document No. ENINO/DRL/2515490" står det at *borer er ansvarlig* for å overvåke brønnen... og stenge inn brønnen raskt og sikkert.
- b) Gjennom verifikasjon og samtaler knyttet til dokumentet "Scarabeo 8 operational manual – BOP and diverter control system, Doc no SCA-PRO-TEC-028-E" fremkom det at dokumentet inneholdt feilaktige opplysninger om brønnkontrollutstyret om

³ Boresjef = toolpusher

bord. Dokumentet var datert 12.9.2010 – det tyder på at dokumentet ikke hadde blitt sjekket for feil/ kvalitetssikret i løpet av de siste 2 årene.

- c) I dokumentet "Scarabeo 8 operational manual – BOP and diverter control system, Doc no SCA-PRO-TEC-028-E" stod det presisert hvilke ansvarlige som skulle sikre implementering av prosedyren. Med referanse til bokstav b) - det fremkom gjennom intervjuer at personell ikke hadde tilstrekkelig kjennskap til innholdet i prosedyren og at det inneholdt opplysninger som var feilaktige.
- d) Det fremkom i intervjuer at Eni ikke hadde etablert en aktiv form for formidling av endringer i DOP til alle brukerne. Oppdatert DOP kunne for eksempel bli lagt i posthyller uten at brukere ble gjort oppmerksom på at ny versjon var tilgjengelig.
- e) Det fremkom gjennom verifikasjon av dokumenter at Enis organisasjonskart ikke var oppdatert.
- f) Enis organisasjonskart antyder at "offshore D&C coordinator" er plassert i linjen mellom "D&C superintendent" og "D&C supervisor". Gjennom intervjuer ble det imidlertid avklart at offshore D&C coordinator og D&C supervisor begge rapporterer til D&C superintendent og utfyller hverandres oppgaver.
- g) Det fremkom i samtaler og intervjuer at det var gjort en gjennomgang av Eni og Saipems styrende dokumenter for brønnkontroll og laget et brodokument for disse. I Halliburton dokumentet "Mudlogging equipment and services onboard the Scarabeo 8", datert 8.11.2012 ble det vist til kommunikasjonsprosedyrer for mudloggertjenesten, men disse var ikke tilsvarende systematisk vurdert med tanke på samsvar.
- h) PL.HSEQ.2455380 (DRAFT) viste at Enis revisjoner, med noen få unntak, ikke var utført ihht plan. Dette ble bekreftet i intervjuene.
- i) FORM-SPA-QUAL-004-E indikerte at Saipem kun hadde gjennomført en av de planlagte eksterne HSE revisjonene (Westcon). Det fremkom ikke status på interne revisjoner. Det ble opplyst om bord at planen ikke var oppdatert med siste status og at flere av aktivitetene var pågående selv om det ikke fremkom av dokumentet.
- j) Det ble i intervjuene påpekt at Enis og Saipems revisjonsplaner ikke var oppdaterte som følge av forsinket oppstart.

Krav:

*Rammeforskriften § 18 om kvalifisering og oppfølging av andre deltakere andre ledd.
Styringsforskriften § 8 om interne krav andre ledd og § 12 om planlegging første ledd.
Aktivitetsforskriften § 24 om prosedyrer andre ledd.*

5.1.6 Utilstrekkelig kunnskap om alternative operasjonsmetoder for BOP (Saipem)

Avvik:

Organisasjonen om bord kunne ikke demonstrere nødvendig detaljkunnskap om alternative sekundære metoder for å operere brønnsikringsventilene (BOP).

Begrunnelse:

I intervjuene fremkom det at personell fra boreseksjonen og stabilitet/kontrollrom ikke hadde oversikt over alle sekundære operasjonsmetoder for BOP på Sc8. Disse metodene var beskrevet i: Technical Procedure: Scarabeo 8: Operational manual, BOP and Diverter Control System: SCAB8-PRO-TEC-028-E.

Krav:

Aktivitetsforskriften § 21 om kompetanse første ledd.

5.1.7 Sementpumpe med slamforsyning var ikke verifisert som nødsirkulasjonssystem for boreslam (Saipem)**Avvik:**

Sementeringsenheten om bord skal fungere som nødsirkulasjonspumpe for sirkulering av boreslam i en brønnkontrollsituasjon hvor hovedstrømsanlegget er ute av drift. Dette var ikke verifisert under ferdigtesting av riggsystemene.

Begrunnelse:

I intervju kunne det ikke bekreftes at sementeringsanlegget vil kunne fungere som nødsirkulasjonssystem når innretningen er på nødstrøm.

Krav:

Innretningsforskriften § 52 om sementeringsanlegg andre ledd.

5.2 Forbedringspunkter**5.2.1 Manglende nødstrømsforsyning til boreslamloggekabinen (Saipem)****Forbedringspunkt:**

Det er ikke installert UPS-enhet eller nød-krafttilkobling til boreslamsloggeenheten.

Begrunnelse:

I en brønnkontrollsituasjon hvor innretningen er på nød-kraft, vil ikke boreslamlogger kunne overvåke og bistå borer med informasjon om tilstanden i brønnen.

Krav:

Aktivitetsforskriften § 84 om overvåking av brønnparametre.

5.2.2 Styring av endringer (Saipem)**Forbedringspunkt:**

Saipem hadde ikke en systematisk tilnærming til risikovurdering av tekniske og operasjonelle endringer i bore- og brønnoperasjonene.

Begrunnelse:

- Dokumentet M3.3 "Change Management" beskrev håndtering av endringer på et overordnet organisatorisk nivå og dekker ikke endringer i bore- og brønnoperasjoner.
- Gjennom intervjuene fremkom det at det er ikke er en systematisk tilnærming til hvordan service selskaper involveres eller informeres om operasjonelle endringer, for eksempel kunne oppdatert DOP bli lagt i posthyller uten at brukere ble gjort oppmerksom på at ny versjon var tilgjengelig.

Krav:

Aktivitetsforskriften § 29 om planlegging.

5.2.3 Barrierestyling (Saipem)

Forbedringspunkt:

Saipem har utviklet en ny modell/verktøy for bruk i barrierestylingen basert på "bow-tie" modellen som brukes for risikovurdering av ulike scenarioer knyttet til tap av brønnkontroll. Det var lite kjennskap og eierskap til dette på innretningen og eksemplene som var utarbeidet fremstod som uferdige.

Begrunnelse:

Det fremkom av intervjuer at det var generelt lite kjennskap til den nye "bow-tie" modellen om bord bortsett fra hos de som hadde vært direkte involvert i utviklingen. Det hadde vært lite involvering i prosessen med utvikling og bruk av dette verktøyet fra Saipems egne ansatte om bord og ingen involvering av Eni og 3. parts selskaper.

Det fremkom av de eksemplene på bow-tie diagram som hang på veggen i møterommet på innretningen at begrepsbruken ikke var entydig og i tråd med regelverket.

Krav:

Styringsforskriften § 5 om barrierer fjerde ledd.

5.2.4 Organisasjon, bemanning og kompetanse (Eni og Saipem)

Forbedringspunkt:

Det er ikke identifisert forhold som er direkte i konflikt med regelverket når det gjelder organisasjon, bemanning og kompetanse, men følgende forhold ble diskutert i tilsynet som mulige forbedringspunkter:

- Det burde foretas en vurdering av hva omfanget av innleid personell i flere sentrale posisjoner innenfor boring og brønn kan ha å bety for ivaretagelse av sikkerheten rundt bore- og brønnkontroll.
- Det var potensiale for å bygge mer kompetanse på tvers av avdelingene om bord for å bedre grunnlaget for samhandling.
- Det lå et forbedringspotensial i tydeligere å avklare 3. parts roller i brønnkontrollsituasjoner.

Begrunnelse:

Eni gjorde i stor grad og Saipem i noen grad bruk av innleid personell i nøkkelposisjoner innenfor boring og brønn.

Det ble hevdet i intervjuer om bord at man kunne hatt utbytte av å bygge mer kompetanse på tvers av avdelingene om bord for å bedre grunnlaget for samhandling, for eksempel gjennom mer tverrfaglig deltakelse på DOP møter.

Det fremkom gjennom samtaler og i intervju at det ikke var gjort tilstrekkelig vurdering og avklaring av 3. parts roller i brønnkontrollsituasjoner, f.eks. under dreping av brønn.

Krav:

Styringsforskriften § 14 om bemanning og kompetanse første ledd.

6 Deltakere fra Petroleumstilsynet

Kristen Kjeldstad, Fagområde boring og brønnteologi

Hilde-Karin Østnes, Fagområde boring og brønnteologi

Øyvind Lauridsen, Fagområde arbeidsmiljø og organisatorisk sikkerhet

Elisabeth Lootz, Fagområde arbeidsmiljø og organisatorisk sikkerhet

Sigve Knudsen, Fagområde arbeidsmiljø og organisatorisk sikkerhet (oppgaveleder)

7 Dokumenter

Følgende dokumenter ble benyttet under planlegging og gjennomføringen av aktiviteten:

- Mudlogging Equipment and Services Onboard the Scarabeo 8. Report No. - SOW.SC8.001 Rev 1.1.
- Sperry Drilling Sensor Commissioning Sheet
- Scarabeo 8 - Fluid Sensor Layout
- Goliat MO - Well related documentation;
 - Goliat MO – Well profile
 - Goliat MO – Well montage
 - Goliat MO – Kick tolerance
 - Goliat MO – Well risks
 - Goliat Development – Lesson learned
 - Goliat MO – Onshore monitoring of the operation
 - PSA Audit - Well control Audit
- PL 229 7122/7-6 - Goliat MO Appraisal Project Execution Phase - Drilling Project Manual - 9.11.2012
- ENI - Scarabeo 8 - Well Control Bridging Document - Document No. ENINO/DRL/2515490 - May 2012
- Scarabeo 8 Operation Manual - Well Control Principles. SCA8-PRO-DRL-036-E - 30.4.2010
- Scarabeo 8 Operation Manual - Conventional Well Kick Control Procedures. SCA8-PRO-DRL-037-E - 30.4.2010
- Scarabeo 8 Operation Manual - Detection and Prevention of Kicks. SCA8-PRO-DRL-038-E - 30.4.2010
- Scarabeo 8 Operation Manual Abnormal Pressure Detection. SCA8-PRO-DRL-043-E - 30.4.2010
- Scarabeo 8 Operation Manual Diverter Running & Testing Procedure. SCA8-PRO-DRL-014-E – 22.2.2011
- Scarabeo 8 Operational Manual Heavy Weather Procedures including hang off and disconnect LMRP. SCA8-PRO-DRL-031-E – 16.9.2012
- Scarabeo 8 Operational Manual BOP and Diverter Control System. SCA8-PRO-TEC-028-E – 12.9.2010
- Saipem SpA Norway Branch – Scarabeo 8 Key Performance Indicators and Operational Report - 10.10.2012
- Scarabeo 8 Job Description - Platform Manager/Master. Attachment 1 - MAN-SNB-HRIT-004-E - 11.1.2012
- Scarabeo 8 Job Description - Drilling Section Leader. Attachment 2 - MAN-SNB-HRIT-004-E - 11.1.2012
- Scarabeo 8 Job Description - Stability Section Leader. Attachment 12 - MAN-SNB-HRIT-004-E - 11.1.2012

- Scarabeo 8 Job Description - Technical Section Leader. Attachment 18 - MAN-SNB-HRIT-004-E - 11.1.2012
- Scarabeo 8 Job Description - Electrical Section Leader. Attachment 26 - MAN-SNB-HRIT-004-E - 11.1.2012
- Bowtie Assessment Workshop Participation
- Training matrix for drilling department - Attachment 3 - 14.9.2012
- SSSDR “Scarabeo 8” Emergency Preparedness Training Matrix. Attachment 1 - Doc. No.: MAN-SNB-HRIT-003-E - 14.9.2012
- Goliat M0 – Organization team (Eni)
- Organisasjonskart – Eni, Saipem og Scarabeo 8
- DSHA01 – Well Control Problems
- Saipem – Scarabeo 8 – Drilling Scenario. Well Control Situation (DSHA01) with a Fire in the Shaker Room (DSHA21) – 23.11.2012@20000hr
- Saipem – Scarabeo 8 – Emergency Exercise Scenario
- Daily Rig Operations Report – 26.11.2012
- Rapport/skjema – Scarabeo 8 Emergency Drilling Drills
- Saipem – PIT, BOP and H2S Drills – 26.11.2012
- Goliat M0 7122/7-6 – Eni Norge Amendment – 2 - 1.11.2012
- Goliat M0 7122/7-6 – Eni Norge Amendment – 1 - 26.10.2012
- Doc. No. PL-HSEQ.2455380 - Plan Eni Norge Audit and Review Plan for Barents Sea Drilling Projects 2012
- Scarabeo 8 Audit Schedule 2012 – External Audits – 30.9.2006
- Risk Register and Risk Management Plan – 5.10.2012 (mottatt oppdatert versjon offshore fra 23.10.2012)
- HSE Management of Changes – Doc. No. WI-SPA-HSE-005-E - 31.1.2011
- Change Management. Doc. No. M3.3 - 16.4.2012
- Scarabeo 8 Operation Manual. Diverter Running & Testing Procedure. SCA8-PRO-DRL-014-E - 22.2.2011
- Saipem – Scarabeo 8 HMI Verification - 24.8.2012
- Saipem S.p.A. Norway Branch – Scarabeo 8 Key Performance Indicators and Operational Report. Doc. No. SCA8-KPI-QUAL-09-12 - 10.10.2012
- Training Matrix for Drilling Department – Attachment 3. Doc. No. MAN-SNB-HRIT-003-E - 14.9.2012

Vedlegg A