



# Revisjonsrapport

Rapport	
Rapporttittel <b>Rapport etter tilsyn med beredskap og teknisk sikkerhet på Oseberg Sør</b>	Aktivetsnummer 001079008
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 Ove Hundseid
Deltakere i revisjonslaget Bente Hallan, Inger Helen Førland, Aina Eltervåg	Dato 3.10.2017

## 1 Innledning

Vi har ført tilsyn med beredskap og teknisk sikkerhet på Oseberg Sør (OSS), som driftes av Statoil. Tilsynet ble gjennomført med verifikasjoner på OSS i perioden 14. til 17. august 2017. 23. august hadde vi et oppfølgingsmøte med landorganisasjonen på Sandsli.

Tilsynet ble gjennomført som varslet i brev datert 26. april 2017. Tilsynet inngår i en tilsynsserie om aktørenes styring av barrierer på sokkelen.

Både offshore delen og landmøtet var godt organisert av Statoil, noe som bidro til en effektiv gjennomføring av tilsynet. Involvert personell fra Statoil bidro på en konstruktiv og positiv måte i å belyse de tema som ble tatt opp i tilsynet.

## 2 Bakgrunn

Erfaringer fra tilsyn med næringen viser at aktørene i varierende grad har implementert regelverkets krav til barrierer. Vi har sett utfordringer når det gjelder å:

- forstå og håndtere de spesifikke farene aktøren står overfor på anleggene
- identifisere og implementere løsninger som reduserer det spesifikke risikobildet
- ivareta barrierenes spesifikke egenskaper gjennom hele levetiden og med endrede driftsbetingelser

Svikt og svekkelser i et eller flere barriereelementer er en gjennomgående årsaksfaktor ved hendelser. Dette krever større oppmerksomhet og tettere oppfølging både fra aktørene og myndighetene for å sikre etterlevelse og kontinuerlig forbedring.

Tilsynsaktiviteten er forankret i regelverkets krav om styring av barrierer og krav innen beredskap og teknisk sikkerhet.

## 3 Mål

Målet med tilsynet var å verifisere at Statoil ivaretar beredskap og teknisk sikkerhet på OSS i henhold til regelverkets krav. Dette inkluderte blant annet verifikasjon av at operasjonelle,

organisatoriske og tekniske barriereelementer blir ivaretatt på en helhetlig og konsistent måte, slik at Statoil sikrer robuste og forsvarlige løsninger (design og drift).

#### 4 Resultat

Tilsynet ble gjennomført ved gjennomgang av styrende dokumenter, verifikasjoner og tester på innretningen, samt møte med landorganisasjonen. I dokumentgjennomgangen la vi størst vekt på sikkerhetsstrategi, ytelsesstandarder, beredskapsanalyse og beredskapsplaner. Et utvalg av tekniske, operasjonelle og organisatorisk krav i dokumentene, i tillegg til krav i regelverket ble verifisert om bord på OSS.

Vårt hovedinntrykk er at OSS både offshore og på land generelt har fokus på oppfølging og oversikt over barrieresvekkelser i drift. TIMP, som er Statoil-system for å gi oversikt over hvilke barrierer som har svekkelser, var godt kjent i organisasjonene både offshore og på land. Vi observerte imidlertid svakheter i systemet for rapportering av resultater fra barrieretesting («Technical feedback»), noe som i enkelte tilfeller resulterer i feilrapportering av antall utførte tester og testresultater, se avvik «5.1.3 Mangler i vedlikeholdssystemet SAP».

Det ble fra flere personer offshore uttrykt bekymring for at det var et stort antall identifiserte feil/svakheter (DISP) på brønnene og at PA anlegget hadde manglende integritet. Dette ble tatt opp av Ptil i møte med landorganisasjonen, se kapittel «6.2 DISP på brønner» og avvik 5.1.2.

I oppstartsmøte på OSS ble vi informert om at det er et godt arbeidsmiljø på OSS. Innretningen har en liten organisasjon, og det oppleves som at «takhøyden» er stor. Dette gjør at det er lett for personellet å ta opp temaer med plattformledelsen dersom en har bekymringer for sikkerheten. Dette er viktig for å ivareta sikkert arbeid ombord, og vi fikk dette bekreftet gjennom samtalene vi hadde om bord.

For beredskap er vårt hovedinntrykk at systemer, dokumenter og prosesser bidrar til å sikre en helhetlig styring av beredskap, og at OSS på dette skiftet har en kompetent og robust beredskapsorganisasjon om bord i henhold til regelverkets krav.

I tilsynet ble det avdekket 3 avvik:

- Sikring av luker i lukedekk
- Teknisk tilstand feltutstyr PA anlegg
- Mangler i vedlikeholdssystemet SAP

Videre ble det avdekket 4 forbedringspunkter:

- Beredskapsplaner
- Aksjoner ved brann i sementpumperom
- System for trening av stedfortreder
- Analyse av alarmer i kontrollrom

#### 5 Observasjoner

Vi opererer med to hovedkategorier av observasjoner:

- *Avvik*: Observasjoner der vi påviser brudd på/manglende oppfylning av regelverket.

- *Forbedringspunkt:* Observasjoner der vi mener å se brudd på/manglende oppfylging av regelverket, men ikke har nok opplysninger til å kunne påvise det.

## 5.1 Avvik

### 5.1.1 Sikring av luker i lukedekk

#### Avvik

Det var luker i lukedekk over brønnene som ikke var sikret i posisjon med bolter.

#### Begrunnelse

Lukene over brønnene i lukedekk skal sikres i posisjon med bolter slik at de ikke blåses ut av posisjon ved en eventuell eksplosjon i nivået nedenfor. I forbindelse med verifikasjonen i anlegget observerte vi flere luker som ikke hadde alle boltene installert.

I møte på land etter offshore verifikasjonen ble vi gjort oppmerksom på at avviket da var rettet opp.

#### Krav

*Innretningsforskriften § 82 nr. 2, jf. forskrift om eksplosjons- og brannbeskyttelse av innretninger i petroleumsvirksomheten (1995) §28 Eksplosjonsmotstand for utstyr*

### 5.1.2 Teknisk tilstand feltutstyr PA anlegg

#### Avvik

PA anlegget er ikke tilstrekkelig vedlikeholdt for å sikre at funksjon og teknisk tilstand er ivaretatt.

#### Begrunnelse

I forbindelse med verifikasjonen offshore så vi at et stort antall høyttalere i PA anlegget var korrodert. Vi fikk opplyst at det ikke var mulig å gjøre EX-vedlikehold på flere høyttalere fordi korrosjon gjorde at de ikke kunne åpnes. Vi registrerte også at det var vanskelig å høre PA-meldinger i forbindelse med beredskapsøvelsen.

I 2014 ble det gjennomført en vurdering, STIPA-måling, av PA anlegget. Konklusjonen fra analysen var blant annet:

*«Den generelle taletydigheten om bord på Oseberg Sør er generelt dårlig i alle uteområder.»*

*«Ut fra de uttalelsene driftspersonell gir er det stort sett ikke mulig å oppfatte PA meldinger ute i felt»*

*«Defekte høyttalere. De utvendige høyttalere på OSS bærer preg av tæring. Enkelte høyttalere er det korrodert hull i selve hornet, og ifølge driftspersonell kan man ikke åpne de fleste utvendige høyttalere. Om man ikke kan åpne en høyttaler kan man heller ikke gjøre EX vedlikehold. Bare dette er grunn god nok til bytte ut utvendige høyttalere. Man kan anta at i og med at høyttalere er i slik dårlig forfatning, så er det stor grunn til å tro at de ikke fungerer 100%. Dersom man begynner med utbygging av utvendige høyttalere på OSS anbefaler vi at man skifter til 25W i alle uteområder. (Eksisterende høyttalere er på 15W)*

*«I mange områder er det hindringer som blokkerer fri sikt til nærmeste høyttaler og dermed svekker lydstyrken betraktelig»*

I 2014 var det vurdert å øke intervallene for EX-vedlikehold til hvert fjerde år. Intervalløkningen ble kansellert, begrunnet med dårlig tilstand til systemet. I tilsynet fikk vi opplyst at intervallet senere likevel var økt til hvert fjerde år i forbindelse med implementering av «Plant Integrity». I forbindelse med gjennomgang av vedlikeholdssystemet (SAP) så vi at siste gjennomførte EX-vedlikehold var i 2013 og at neste var planlagt høsten 2017.

Da vi var på OSS observerte vi også at panel for høyttalerne indikerte flere jordfeil på systemet. Disse jordfeilene gir ikke alarm i kontrollrom og er avhengig av at det utføres FV på kabinettet eller tilfeldig sjekk for å bli oppdaget.

PA anlegget benyttes blant annet i ulykkessituasjoner der det er gasslekkasje i anlegget for å informere personell i anlegget. Det er derfor viktig at anleggets EX-funksjon er ivaretatt slik at ikke systemet kan gi antenning av gassen, og at meldingene kan høres slik at personellet ikke rømmer inn i områder med gass.

Da vi var offshore var PA anlegget gitt karakteren C: *Generell tilstand er god, tegn til aldring*. Vi ble på landmøtet gjort kjent med at det var gjennomført ny vurdering, og karakteren var da endret til D. Statoil informerte også om at de skulle starte et arbeid med å indentifisere hvilke høyttalere som må byttes ut.

**Krav:**

*Aktivitetsforskriften §45 om vedlikehold*

### **5.1.3 Mangler i vedlikeholdssystemet SAP**

**Avvik**

Analysedataene i SAP som benyttes til å vurdere teknisk tilstand og testintervall inneholdt feil.

**Begrunnelse**

I forbindelse med offshoreverifikasjonen ble det gjort stikkprøver i SAP. Det ble gjort to stikkprøver av vedlikeholdsdata for to utstyrstag innen prosessikring. Begge inneholdt feilinformasjon:

PZV-15-1116: Test var utført, men ikke registrert på A10 rapport

LZT-20-0207: Test var ikke utført, men var likevel registrert som utført på A-10 rapport

A10-rapporten gir en oversikt over utførte tester og testresultat for utvalgt sikkerhetskritisk utstyr. Rapporten benyttes for å få en oversikt over teknisk tilstand for utvalgt kritisk utstyr på innretningen, og benyttes blant annet som underlag til TIMP.

Vi observerte også en arbeidsordre i SAP for PA-anlegget som viste at samtlige tester i ordren var utført selv om flere av testene ikke var utført.

I forbindelse med møte på land fikk vi en presentasjon av SAP-systemet. SAP-systemet, som alle vedlikeholdssystemer, krever at testresultater blir presist registrert for å sikre et korrekt analysegrunnlag. Dersom det registreres på feil måte, forringes kvaliteten til analysedataene som benyttes til å vurdere teknisk tilstand og testintervall. Det er lagt inn forriglinger og forhåndsvalg i systemet som skal fremme korrekt registrering, men det er likevel mulig å

legge inn feil informasjon, eller avslutte arbeidsordre for forebyggende vedlikehold (FV) uten at samtlige tester i ordren er utført.

På grunn av at det er mange brukere av SAP, er det en utfordring å få samtlige brukere til å registrere data på korrekt måte. I tilsynet fikk vi tilbakemelding fra brukere offshore om at systemet har høy brukerterskel, og at det er lett å gjøre feil. Dette så vi også i tilsynet da informasjon vi fikk i møtet på land om SAP måtte korrigeres i ettertid.

For at feil på sikkerhetskritisk utstyr skal komme med på A10 rapporten må feilen registreres med deteksjonsmetode (Failure Dthd) «2».

Selv om deteksjonsmetoden er lagt inn med verdi «2» kommer den like vel ikke med på A10 rapport dersom en ikke velger korrekt feilmodus (Failure mode).

For å beskrive tilstanden (Failure Impact) til komponenten som feilet har en fire valg:

- Dead
- Serious ill
- Unwell
- No failure –other needs

Disse vil angi prioritering på hvor lange frister man vil få for utbedring av feil.

Dead innen 5 dager, Serious Ill innen 45 dager, men disse har ingen påvirkning på A10 rapporten.

Som et eksempel ble det nevnt i tilsynet at en ventil som ikke går helt til stengt posisjon, kan bli lagt inn som «Serious ill». Operatøren oppfatter den ikke som «Dead», i og med at den har beveget seg nesten til stengt posisjon. Dette vil være en feilregistrering i og med at barrierefunksjonen til ventilen har feilet, og den skulle dermed vært registrert som «Dead» for å få korrekt prioritering.

Førrigling som skal sikre at alle tester i en arbeidsordre rapporteres kan også omgås ved at en lukker arbeidsordre i et annet vindu enn der førriglingen er lagt inn.

Feil på sikkerhetskritisk utstyr som oppdages utenom FV kommer i utgangspunktet ikke med på A10 rapporten. Dette gjør at gjentatte feil som oppstår utenom testprogrammet ikke automatisk fanges opp i systemet med tanke på registrering av pålitelighet.

Slik tilbakemeldingsfunksjonen i SAP er utformet i dag er det mange muligheter for å gjøre feil i feilrapportering på sikkerhetskritisk utstyr, slik det ble observert i gjennomgangen om bord på OSS. Feilregistrering er ikke et OSS-spesifikt problem, men er noe vi har sett i flere tilsyn med Statoil.

**Krav:**

*Aktivitetsforskriften §47 om vedlikeholdsprogram*

## **5.2 Forbedringspunkt**

### **5.2.1 Beredskapsplaner**

#### **Forbedringspunkt**

Beredskapsplanene kan gjøres mer presise i forhold til konklusjonene i beredskapsvurderingene som er gjort for OSS.

### **Begrunnelse**

I beredskapsvurderingene for OSS konkluderes det med at trykkavlastning skal iverksettes ved bekreftet gasslekkasje. I beredskapsplanen for sentralt kontrollrom (SKR) står det «vurder trykkavlastning» ved bekreftet gass. Siden det er konkludert med at trykkavlastning skal iverksettes, vil det være mer presist å liste dette som en aksjon for SKR i stedet for at en skal vurdere trykkavlastning.

Ved bekreftet brann står det i beredskapsplanen at en skal vurdere ytterligere trykkavlastning. På OSS trykkavlastes hele anlegget når trykkavlastning iverksettes, og aksjonen er derfor ikke relevant.

Vi observerte også at det var ulike oppfatninger av hvilket mandat kontrollromsoperatørene hadde med hensyn på aksjoner som nedstengning, trykkavlastning og varsling i en oppstått beredskapssituasjon der beredskapsledelsen ikke kunne ta kommandoen umiddelbart, eksempelvis om natta.

### **Krav**

*Aktivitetsforskriften § 76 om beredskapsplaner*  
*Styringsforskriften § 5 om barrierer*

## **5.2.2 System for trening av stedfortreder**

### **Forbedringspunkt**

Det var ikke implementert systematisk trening av stedfortreder.

### **Begrunnelse**

Ved dokumentgjennomgang og ved intervju ble vi gjort kjent med systemet for beredskapstrening og –øvelser. Dette systemet omfattet ikke trening av stedfortreder. Trening i denne rollen var hovedsakelig lagt til samtreeningen, og tilfeldig trening. Systematisk trening skal sikre at stedfortrederne innehar den kompetanse som er påkrevd i en robust beredskapsorganisasjon.

### **Krav**

*Aktivitetsforskriften § 21 om kompetanse*  
*Aktivitetsforskriften § 23 om trening og øvelser*

## **5.2.3 Aksjon ved brann i sementpumperom**

### **Forbedringspunkt**

Aksjoner ved brann i sementpumperom kan gjøres tydeligere for kontrollromsoperatørene.

### **Begrunnelse**

Sikkerhetsstrategien for OSS konkluderer med at vanntåke i sementpumperom skal utløses manuelt ved bekreftet brann: «*Ved branndeteksjon i sementrom må vanntåke løses ut manuelt. Denne løsningen er funnet hensiktsmessig ettersom man da har mulighet til å unngå at motor kveles av vanntåke i en eventuell brannsituasjon.*»

Dette er også implementert offshore ved at det er satt opp et skilt på kritisk alarm panel (CAP) som sier at vanntåke skal utløses manuelt ved bekreftet brann. Gjennom samtalene offshore kom det imidlertid frem at det er ikke helt klart hva som skal betraktes som en bekreftet brann. Det er én flammedetektor og to røykdetektorer i rommet. Det var uklart om f.eks. én

brann-detektor og én røyk-detektor skal oppfattes som bekreftet brann, eller om man skal få brann bekreftet av uteoperatør før en utløser vanntåke.

Dersom kontrollromsoperatøren skal behandle én brann-detektor og én røyk-detektor som bekreftet brann kan dette legges inn som automatisk aksjon i brann- og gassystemet. Det var derfor uklart for kontrollromsoperatørene om det er noen situasjoner der pumpen har en sikkerhetsfunksjon som gjør at en ikke skal utløse vanntåke med mindre det er strengt nødvendig.

### **Krav**

*Styringsforskriften § 5 om barrierer*

## **5.2.4 Analyse av alarmer i kontrollrom**

### **Forbedringspunkt**

Det er uklart i hva som gjøres av analyse av alarmene i SKR.

### **Begrunnelse**

Det er etablert et FV-program for analyse av alarmer i SKR. Det var imidlertid ikke mulig å se i vedlikeholdssystemet hva som er gjort av analyser ut over at det er ført timer på utførelse av FV-programmet.

Det var totalt 247 stående alarmer i kontrollrommet da vi var på OSS, noe som er høyere enn kravet i Statoils styrende dokumentasjon. På landmøtet fikk vi opplyst at det er vanskelig å redusere antall stående alarmer på grunn av at det i mange tilfeller krever fysiske endringer i systemet.

Dersom det ikke logges resultater fra FV-programmet for alarmer er det ikke mulig å se trender på f.eks. stående alarmer og alarmrater. Dette er også et krav i Statoils dokument OM101.08.06 - Analyse av alarmer i sentralt kontrollrom – Upstream Offshore: «Operatørbelastningen fra alarmsystemene skal måles og analyseres regelmessig. Oppfølgingen skal dokumenteres, og skal lede til tiltak for å holde alarmratene i SKR under kontroll.»

### **Krav:**

*Styringsforskriften § 21 om oppfølging og § 8 om interne krav*

## **6 Andre kommentarer**

### **6.1 Respons ved gassdeteksjon**

Ved singel deteksjon av gass sendes «Alarm Reaksjons Lag» (ARL) til området for å sjekke ut og rapportere til kontrollrommet («sjekk og rapporter»). Dette er vanlig praksis for produksjonsinnretningene på sokkelen. ARL, som består av uteoperatører, er instruert om at de ikke skal gå inn i områder med gass eller sette seg selv i fare.

Erfaring fra granskinger av større gasslekkasjer, eks. Statoil Oseberg Feltsenter 17.6.2013 og BP Ula 12.9.2012, er likevel at uteoperatører, som et resultat av «sjekk og rapporter» - praksisen, har befunnet seg i eller i umiddelbar nærhet av området med gass. Ved antenning av gassen kunne dette resultere i alvorlig skade eller død. Dersom en gasslekkasje antennes, skjer det typisk kort tid etter at lekkasjen har startet.

I dokumentet «Tillegg til: Beredskap på norsk sokkel – Oseberg Sør» er rollen til ARL-lag beskrevet. I punktet står det: «*Basert på nøye vurderinger av egensikkerhet for laget og enkeltpersoner samt kommunikasjon med SKR; iverksette initielle tiltak relatert til livreddende førstehjelp, redning og bekjempelse.*» Dette er innsats utover det som er vanlig for et ARL-lag på norsk sokkel.

I perioden fra uteoperatøren blir sendt ut for å sjekke til han kommer til området kan en liten lekkasje ha utviklet seg til en større lekkasje. Med mindre uteoperatøren blir informert av kontrollrommet, kan det være vanskelig for ham å vurdere om det er sikkert å gå inn i området. Det er viktig å ha en bevisst strategi for når uteoperatør sendes til området for å sjekke, og om det er hensiktsmessig å sende inn operatøren umiddelbart etter en gassdeteksjon. Ved detektorfeil eller små lekkasjer vil en for eksempel kunne få dette bekreftet ved at kontrollromsoperatør over tid ser at det ikke er flere detektorer som detekterer gass.

## 6.2 DISP på brønner

Gjennom samtalene offshore kom det frem at det var bekymring over at det var et stort antall brønner som hadde dispensasjon (DISP). Bekymringene gikk på at det var vanskelig å holde oversikt over status på alle brønnene, og at dette kunne resultere i hendelser. I landmøtet ble det bekreftet at ingen av DISPene krevde operasjonelle tiltak, eller at det var spesielle aksjoner som driftspersonellet om bord på OSS må huske å utføre i en ulykkesituasjon.

Statoil presenterte status på brønnene, og vi fikk blant annet presentert status på brønn F-12 som var nevnt offshore. Brønnen har blant annet lekkasje i gassløftventil og ringrom, men det er ikke lekkasje i primær- eller sekundærbarriere.

Vårt inntrykk var at en hadde noe ulikt bilde av brønnene offshore i forhold til på land. Generelt er det utfordrende i slike tilfeller å sikre at offshore-organisasjonen har samme bilde som land-organisasjonen. Land- og offshoreorganisasjonen har møte hver andre uke for å gå gjennom status på brønnen og sikre felles forståelse.

## 6.3 Øvelser og tester utført på OSS

Vi ba om at det ble gjennomført en MOB-båt øvelse og en beredskapsøvelse. Vi identifiserte ingen avvik eller forbedringspunkter og ga vår tilbakemelding i etterkant av øvelsene.

Det ble også utført test av ett brannspjeld og en gassdetektor. Vi har ingen kommentarer til rutinene, dvs forberedelse, kommunikasjon med SKR, tilbakestilling, osv, men har en kommentar til test av brannspjeld. Spjeldet var ett av to spjeld installert i parallell, der spjeldet som ble testet ikke var i drift og stod i stengt posisjon. Spjeldet ble åpnet før testen og deretter stengt. Testen går ut på å verifisere at spjeldet stenger slik det skal i en brannsituasjon. En av feilmekanismene for brannspjeld er at de blir stående i åpen posisjon på grunn av at de over tid har «grodd fast». Dette får en ikke testet når en åpner spjeldet rett før testen utføres. Dersom en derimot hadde stengt spjeldet som var i drift, ville en fått sjekket dette.

## 6.4 Vedlikehold av livbåt

Ved befarig i livbåt observerte vi at vinduene ved livbåtførerens plass var vanskelig å se klart gjennom på grunn av en kombinasjon av forurensning og slitasje. Innretningen har et godt vedlikeholdssystem for livbåtene, men dette systemet omfattet ikke vinduene.



## 7 Deltakere fra oss

Ove Hundseid	Fagområde prosessintegritet (oppgaveleder)
Bente Hallan	Fagområde prosessintegritet
Inger Helen Førland	Fagområde logistikk og beredskap
Aina Eltervåg	Fagområde logistikk og beredskap

## 8 Dokumenter

Følgende dokumenter ble benyttet under planleggingen og utføringen av tilsynet:

- Org kart Oseberg Område 2017 - OSS
- SikkerhetsstrategiAppB
- TR1055\_rev5
- TR1055\_rev5\_OSSaddendum
- Beredskapsvurdering OSS
- 11-3A-AK-F02-00015\_Oseberg SØR TRA Hovedrapport\_05L\_2
- 11-3A-AK-F02-00015\_OSEBERG SØR TRA UNDERVEDLEGG A1 - ANTAGELSER OG PREMISER\_05L\_4
- Prosessflytskjema Oseberg Sør
- DispensationReport\_teknisk sikkerhet
- Fakkelerapport Oseberg Sør
- Status etter siste interne revisjon gjennomført innen fagområdene beredskap
- Status etter siste interne revisjon gjennomført innen teknisk sikkerhet
- Rapport verifikasjonsøvelse Oseberg Sør 7.12.2016'
- 2014-PEO-PA-OSS STIPA Måling av Oseberg Sør PAGA System
- SAP notifikasjon angående ex-vedlikehold på PA systemet
- Statoils presentasjon på OSS
- Statoils presentasjon fra landmøte på Sandsli 23.8.17
- 11-3A-STA-F15-00011 Beredskapsvurdering og underlag for endring i beredskapsorganisasjon i forbindelse med borestans Oseberg Sør

## Vedlegg A

Oversikt over intervjuet personell.