



Revisjonsrapport

Rapport	
Rapporttittel Tilsyn med sikker senfase - forutsetninger for å drive sikkert	Aktivetsnummer 001000180
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 T1	Oppgaveleder Odd Tjelta
Deltakere i revisjonslaget Sven Arve Askedal, Reidar Hamre, Eivind Jåsund, Eivind Sande, Kristi Wiger, Sigvart Zachariassen, Anne Mette Eide	Dato 22.3.2017

1 Innledning

Den 25. og 26.1.2017 førte vi tilsyn med hvordan Statoil følger opp forutsetningene som lå til grunn for søknadene og de gitte samtykkene for å bruke Statfjordinnretningene (SFA, SFB og SFC) ut over levetiden.

Tilsynet ble gjennomført som planlagt og i henhold til vårt varselbrev av 2.12.2016, med møter, intervjuer og verifikasjoner i Statoils lokaler på Forus.

2 Bakgrunn

Statfjord er et felt som ligger på begge sider av grenselinjen mellom norsk og britisk kontinentalsokkel i Tampenområdet på 150 meter havdyp. Feltet er bygd ut med tre integrerte prosess-, bore- og boliginnretninger. SFA kom i produksjon i 1979, SFB i 1982 og SFC i 1985. PUD for Statfjord senfase ble godkjent i juni 2005.

Samtykkene for bruk av Statfjord utover opprinnelig designlevetid ble gitt til SFA 28.12.2007 (til 1.1.2028), SFB 7.2.2012 (31.8.2031) og SFC 22.1.2015 (10.8.2026 med Statfjord Øst og Sygna til 9.3.2024).

Tidspunktet for utbyggingen innebærer at vi legger til grunn tekniske krav i regelverket av 1978, jf. innretningsforskriften § 82 nr. 2 om ikrafttredelse som sier som følger: «På områdene helse, arbeidsmiljø og sikkerhet kan tekniske krav i forskrifter som gjaldt fram til denne forskriftens ikrafttredelse, legges til grunn for eksisterende innretninger.»

3 Mål

Målet med tilsynet var å få klarlagt hvordan Statoil har fulgt opp og etterlevd forutsetningene i søknadene, etter at samtykkene til levetidsforlengelser ble gitt. Dette omfattet også læring og forbedringer.

4 Resultat

I tilsynet ble det påvist to avvik relatert til brannslukkesystem til væskeutskillere for fakkell og benzeneksponering. Avviket om brannslukkesystem var kjent i forbindelse med vår behandling av samtykkene til levetidsforlengelse. Vi vurderer at dette ikke er fulgt opp i henhold til vårt likelydende brev datert 3.1.2014 vedrørende prinsipper for håndtering av avvik fra HMS-forskriftene, der det framgår at de skal korrigeres så raskt som mulig. Vi har videre påpekt to forbedringspunkter som omhandler mangelfull kjennskap til hvilke barrierer som er etablert og høy støyeksponering og risiko for støyrelatert helseskade.

5 Observasjoner

Observasjonene våre deles generelt i to kategorier:

- Avvik: Observasjoner der vi mener å påvise brudd på regelverket.
- Forbedringspunkt: Observasjoner der vi ser mangler, men ikke har nok opplysninger til å kunne påvise brudd på regelverket.

5.1 Avvik

5.1.1 Brannslukkesystem for væskeutskillere til fakkell på SFB og SFC

Avvik

Det mangler brannslukkesystem for væskeutskillere til fakkell.

Begrunnelse

- Under tilsynet og i teknisk levetidsplan for SFB og SFC framkom det at nåværende løsning avvek fra opprinnelig forskriftskrav for væskeutskillerne
- I søknaden om samtykke til forlenget levetid for SFC (2014) informerte Statoil om manglende brannslukkesystem i området for væskeutskillerne.

I søknaden var Statoils vurdering at det ikke var behov for å installere brannslukkesystem for væskeutskillerne.

Under tilsynet ble vi fortalt at det pågikk en ny vurdering av risikoen ved ikke å installere brannslukkesystem, men at arbeidet ikke var avsluttet. I vårt likelydende brev datert 3.1.2014 vedrørende prinsipper for håndtering av avvik fra HMS-forskriftene, framgår det at avvik skal korrigeres så raskt som mulig.

Krav

Innretningsforskriften § 82(2) om ikrafttredelse, jf. forskrift for produksjon og hjelpesystemer (1978) kapittel 9.4.1 om brannslukking
Styringsforskriften § 22 om avviksbehandling

5.1.2 Kjemisk arbeidsmiljø - benzeneksponering

Avvik

Det er ikke tilstrekkelig styring med benzeneksponering i prosessanleggene på Statfjord.

Begrunnelse

Benzen er kreftfremkallende og det foreligger ny kunnskap som indikerer at benzen kan gi helseeffekter ved lavere eksponering enn tidligere antatt. Undersøkelser som er gjort i næringen (kjemikalieprosjektet) tyder på at kunnskapen om kilder til benzeneksponering samt

omfang og nivå av eksponering er begrenset. Ptil har egen oppfølging av benzeneksponering i Statoil UPN.

- Det er ikke gjort en fullstendig gjennomgang av potensielle kilder til benzenforurensing for å vurdere om disse bidrar til benzeneksponering for personell. Det framkommer i tilsendte oversikter at SFC har identifisert flere arbeidsoperasjoner med potensial for eksponering hvor risiko er ukjent. I forbindelse med piggmottak på SFC er det registrert benzennivåer over grenseverdi.
- For samtlige innretninger er det identifisert arbeidsoperasjoner med høy og middels risiko. Det er uklart for Ptil hvordan dette er fulgt opp med tiltak.
- For alle innretningene er det et begrenset antall målinger som ligger til grunn for risikovurderingene, dette gjelder særlig SFA og SFB.
- I følge informasjon gitt i tilsynsaktivitet med Statoil UPN 23.11.2016, skal det ha blitt gjennomført såkalt KMB-kartlegging på SFC og SFB i 2016, mens SFA var på plan for første kvartal 2016. Informasjon som ble lagt fram for Statfjordinnretningene 26.1.2017 er ikke i samsvar med det nivået for kartlegging og risikovurdering som ble beskrevet av Statoil 23.11.2016.
- Tiltak beskrevet i søknad om levetidsforlengelse om å lukke prøvetakingspunkter på SFC er kansellert, jf. søknad om levetidsutvidelse kapittel 9.5.5, tabell 9-7, punkt 4. Bakgrunnen for dette er målinger gjennomført i 2016. Fra målerapporten (udatert) framkommer at det er et lavt antall målinger som ligger til grunn og at det er benyttet ulike metodikk i forhold til tidligere kartlegging som gjør det vanskelig å sammenligne resultater. Rapporten har begrenset informasjon om arbeidsoperasjonenes varighet, hyppighet, kontekstinformasjon, representativitet og usikkerhet. Grunnlaget for kansellering synes å være svakt. Kansellering av dette tiltaket synes ikke å være i samsvar med praksis i industrien og erfaringer fra andre Statfjordinnretninger. Det er heller ikke i samsvar med Norsk Olje og Gass sin anbefalte retningslinje nr. 131 for identifisering, vurdering, kontroll og oppfølging av benzeneksponering kapittel 4.1.
- Det er uklart for Ptil hva som er status for besluttede tiltak som gjelder benzeneksponering på SFC, jf. søknad om levetidsutvidelse kapittel 9.5.5, tabell 9-7 punkt 3,5 og 7.

Krav:

Styringsforskriften § 18 om analyse av arbeidsmiljøet
Aktivitetsforskriften § 36 om kjemisk helsefare

5.2 Forbedringspunkter

5.2.1 Barrierer

Forbedringspunkt

Mangelfull kjennskap til hvilke barrierer som er etablert, og hvilken funksjon de skal ivareta.

Begrunnelse

Under tilsynet ble vi informert om sikkerhetsstrategiene for Statfjordfeltet og hvilke målgrupper disse gjelder for.

Statoils ansvarlige for oppfølging av boreanlegget vurderer jevnlig barrierenes funksjon og ytelse i Statoils system TIMP (Technical Integrity Management Program). De var imidlertid ikke blitt gjort kjent med sikkerhetsstrategiene for Statfjordfeltet.

Krav

Styringsforskriften § 15 om informasjon

5.2.2 Høy støyeksponering – risiko for støyrelatert helseskade**Forbedringspunkt**

Statoil kunne ikke i tilstrekkelig grad dokumentere de vurderinger og de tiltak som er gjennomført for å redusere støyeksponering for personell om bord på Statfjordinnretningene.

Begrunnelse

- Dokumentasjon fra Statoil viser at flere grupper på innretningene har støyeksponering over regelverkets grenseverdi. Egenprodusert støy inngår ikke i Statoils tall og for noen grupper representerer dette store bidrag til støyeksponering.
- Risikotimer for støy har vært vedvarende høyt og er i praksis ikke blitt redusert de siste fem årene.
- På hver av innretningene er det støygrupper med forankring i plattformledelsen. Støygruppene har arbeidet med organisatoriske og tekniske tiltak. Noen tiltak er avsluttet og noen pågår. Det er ikke en forpliktende tidsplan for gjennomføring av disse.
- Under tilsynet ble det opplyst at det ikke var åpne myndighetsavvik for støy. Ptil er forelagt oversikt over tidligere avvik (disper) og begrunnelsen for å lukke disse. Avvikene er primært knyttet til områder og i mindre grad til eksponering for personellgrupper. Myndighetskravet er primært et eksponeringskrav. Flere av avvikene er lukket med bruk av administrative tiltak og personlig verneutstyr. På SFC er de fleste disper begrenset til ISO-aktiviteter og områder der slik aktivitet har vært aktuell. Dette samsvarer ikke fullt ut med grupper som har høy støyeksponering.
- Det synes å være manglende sammenheng mellom utvikling i risikotimer for støy og effekt av tiltak som Statoil beskriver. Det er uklart om risikotimetall brukes aktivt som beslutningsstøtte for tiltak.
- På SFC er det en forpliktelse til å gjennomføre støyreduserende tiltak, jf. søknad om levetidsutvidelse kapittel 9.5.5, tabell 9-7 punkt 10. Det er uklart med utgangspunkt i foreliggende dokumentasjon (håndtering av disper og oversikt over støygruppens arbeid) om disse er gjennomført og i tilfelle hvilke resultater dette har gitt.

Krav:

Styringsforskriften § 18 om analyse av arbeidsmiljøet

Aktivitetsforskriften § 38 om støy

6 Andre kommentarer**6.1 Medvirkning, kursing av verneombud**

Under tilsynet kom det fram at tilbudet til hovedverneombud/verneombud om å gjennomføre HMS-lederskolen i tredje valgperiode, er endret. Fra å være en generell ordning, er dette nå omgjort til en individuell ordning som skal avtales i medarbeidersamtaler i hvert enkelt tilfelle. Det er også en endring at HMS-lederskolen skal gjennomføres på fritiden.

6.2 Kompetanse

Under tilsynet ba vi Statoil stadfeste om Archer-personell som arbeider på «trykksatt system», hadde fått opplæring i Statoils krav. Den oversendte kompetanseoversikten bekreftet dette.

Tilsvarende ba vi om kompetansekravene til mekanikere som jobber med brønnhoder og ventiltrær på Statfjordinnretningene. Den oversendte kompetanseoversikten viser at det er samme krav til kompetanse for mekanikere og prosessteknikere på dette området.

6.3 Sikkerhetskritiske systemer og utstyr

Under tilsynet ble vi fortalt at det er få gjentakende og systematiske feil på sikkerhetskritiske systemer og utstyr. Statoil vurderte tilstanden til denne typen systemer og utstyr som god, generelt sett.

Til årets rapport om risikonivået i norsk petroleumsvirksomhet (RNNP) er innrapportering av feil ved testing av sikkerhetsventiler begrenset til hydrokarbonførende systemer.

6.4 Verste prosessbrann og sårbarhet av sikkerhetssystemer

Under flere tilsyn de senere årene har vi spurt etter vurderinger som er relatert til verste prosessbrann og sårbarhet av sikkerhetssystemer/barrierer. Vi har sett at disse vurderingene ikke er utført for flere av innretningene på sokkelen, men alle tre Statfjordinnretninger hadde gjort denne typen analyser og vurderinger.

6.5 Organisasjon – robusthet

Vi fant at Statoil hadde høy bevissthet om utfordringer knyttet til bemanning i senfase, og dette at behovet for tilstrekkelig innretningsspesifikk kompetanse er viktig i denne fasen. Statoil arbeider med et program for spesialisering av personell for senfaseoppgaver og ønsker å gjøre dette til en attraktiv karrierevei.

6.6 Teknisk levetidsplan

I Statoils krav til etablering og oppdatering av teknisk levetidsplan (OM104.109) sies det i formålet at denne arbeidsprosessen beskriver «en metode for å ivareta et teknisk ansvar over den definerte levetiden for et anlegg» og at «Metoden er en kartlegging og strukturering av tekniske utfordringer med tilhørende tiltak som må håndteres for å oppnå en akseptabel teknisk integritet over anlegges levetid.» I mottatte dokumenter (utdrag av teknisk levetidsplan) vises det kun til tiltak i en kortere periode (2017 og 2018), og i liten grad til hele levetiden.

I kravet R-104533 står det også at «for hvert system skal kartleggingen koordineres på tvers av fagdisipliner og ansvarlige for ytelsesstandarder (PS)». Boring og brønn er ansvarlig for ytelsesstandarder, se forbedringspunkt 5.2.1 ovenfor, men vi ser ikke at tekniske utfordringer på dette området er inkludert i planen.

I kravet R-104549 står det at «Innholdet i teknisk levetidsplan skal gjennomgås med vernetjenesten og HMS-representant». Dette for å gi «innspill om ev. operasjonelle eller HMS-messige forhold som ikke er ivaretatt i teknisk levetidsplan». I mottatte dokumenter finner vi ikke at utfordringer relatert til arbeidsmiljø, er inkludert i planen.

6.7 Alarmsystem

Under tilsynet ble vi fortalt at alarmbelastningen i kontrollrommene på innretningene ble fulgt opp. Ettersendte dokumenter viser at innretningene i hovedsak oppfyller egne krav til alarmbelastning, jf. dokument TR1494.

Vi fikk opplyst at personell i kontrollrommet daglig sjekket mengden av stående alarmer i forhold til egne krav. Oversendte dokumenter viser stående alarmer på innretningene den 8.2.2017 og at dette er innenfor krav i TR1494.

Under tilsynet spurte vi også om alarmprioriteten for null spenning (svikt av hovedkraft og start av nødkraft). Det ble bekreftet at denne alarmen hadde høy prioritet på alle Statfjord-innretningene.

7 Deltagere fra Petroleumstilsynet

Sven Arve Askedal, boring og brønn
 Anne Mette Eide, arbeidsmiljø
 Reidar Hamre, boring og brønn
 Eivind Jåsund, HMS-styring, vedlikehold
 Eivind Sande, prosessintegritet, elektro
 Kristi Wiger, prosessintegritet
 Sigvart Zachariassen, arbeidsmiljø
 Odd Tjelta, prosessintegritet (oppgaveleder)

8 Dokumenter

Følgende dokumenter ble benyttet under planlegging og gjennomføringen av tilsynet:

1. Statoils presentasjoner 25-26.1.2017
2. TIMP-status per PS og hvert område 11.1.2017
3. Søknader om samtykke til forlenget drift av Statfjord A, B og C
4. Teknisk plan Statfjord, sammendrag
5. Statfjord modifikasjonsplan, 20.1.2017
6. Støyeksponering – Statfjord Utvikling eksponering og risikotimer
7. Oversikt over arbeidsoppgaver med risiko for benzeneksponering fordelt på stillingskategori Statfjord
8. Teknisk tilstand, årsrapport Statfjord A 2015, Archer
9. Teknisk tilstand, årsrapport Statfjord B 2015, Archer
10. Teknisk tilstand, årsrapport Statfjord C 2015, Archer
11. Sjekkliste Borekontraktør Statfjord C 2013
12. OM104.109 Etablere og oppdatere teknisk levetidsplan, rev. 2.0, 8.2.2016
13. Kompetanseoversikt og krav til Archer-personell som arbeid på trykksatt system, oversendt per e-post 13.2.2017
14. Kompetansekrav til mekanikere som jobber med brønnhoder og ventiltrær på Statfjord, oversendt per e-post 16.2.2017
15. Oversikt over alarmbelastningen og stående alarmer i kontrollrommene på Statfjord, oversendt per e-post 28.2.2017
16. Resultat etter benzenmålinger april 2016 SFC – udatert
17. Informasjon om korrigerende avvik knyttet til støyeksponering
18. Oversikter over støygruppenes planer/aktiviteter
19. TR1494 Alarmsystem, versjon 2.01

Vedlegg A

Oversikt over personell som deltok under tilsynet.