



Revisjonsrapport

Rapport	
Rapporttittel Rapport etter tverrfaglig driftstilsyn Snorre B	Aktivitetsnummer 001000181

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

Involverte	
Hovedgruppe T-1, Statoil	Oppgaveleder Kristi Wiger
Deltakere i revisjonslaget Eivind Jåsund, Reidar Hamre, Reidar Sune, Sigvart Zachariassen og Kristi Wiger	Dato 2.1.2017

1 Innledning

Petroleumstilsynet (Ptil) gjennomførte i perioden 24.10-07.11.2016 tilsyn med Statoil Petroleum AS (Statoil) sin håndtering av storulykke- og arbeidsmiljørisiko på Snorre B. Tilsynsaktiviteten hadde en flerfaglig tilnærming, hvor vi adresserte forhold innen prosessintegritet, arbeidsmiljø, materialhåndtering, vedlikehold og boring og brønn. Tilsynet ble gjennomført med totalt tre dager på land og to dager offshore.

2 Bakgrunn

Snorre B er en halvt nedsenkbar bore-, bolig- og produksjonsinnretning som ligger i den nordlige delen av Snorre feltet. Produksjonen på Snorre B startet i 2001, og innretningen har designlevetid fram til 2021. Statoil planlegger å søke om forlenget levetid for Snorre B. Tilsynsaktiviteten var rettet mot ledelsens arbeid med håndtering av storulykke- og arbeidsmiljørisiko på Snorre B. Aktuelle tema var forhold knyttet til overordnede planer og risikovurderinger for bruk av innretningen i gjenværende levetid, vurdering av teknisk tilstand/anleggsintegritet, barrierestyring, vedlikehold/modifikasjoner samt operasjonelle og organisatoriske tiltak. Tilsynet er en del av Ptils arbeid med å følge opp innretninger i senfase.

Tilsynsaktiviteten er knyttet til Ptil sine hovedprioriteringer om ledelsesansvar og sikker senfase.

3 Mål

Vurdere hvordan selskapsledelsen involverer seg i, tar stilling til og følger opp beslutningsgrunnlaget for prioritering, planlegging og gjennomføring av driften i gjenværende levetid. Dette inkluderer også vurdering av teknisk tilstand, anleggsintegritet, barrierestyring, vedlikehold og modifikasjoner.

4 Resultat

Statoil informerte om gjennomførte, pågående og planlagte prosjekter og modifikasjoner på Snorre B. Den planlagte bruken av Snorre B strekker seg utover designlevetiden og Snorre B organisasjonen arbeider derfor med å initiere og etablere et levetidsprogram for innretningen. I tillegg har Snorre Expansion Project (SEP) en driftshorisont til 2040 og forutsetter tilsvarende levetid for Snorre B.

Innen logistikk, materialhåndtering, løfteutstyr teknisk og operasjonelt var det Ptils inntrykk at dette var godt ivaretatt. Representanter for Snorre B organisasjonen og intervjuet personell opplyste at det over lang tid hadde vært fokus på kontinuerlige forbedringer, inntrykket var at utstyr var godt vedlikeholdt og utskiftninger gjennomført når nødvendig. Dette gjaldt både innen drift og boring. Det ble imidlertid avdekket et avvik i forhold til sikt fra rørhåndteringskranen sin operatørkabin. Forholdet var kjent for Statoil, men det var på tidspunktet for tilsynet ikke tilstrekkelig håndtert eller besluttet utbedringer.

Denne tilsynsaktiviteten har avdekket to avvik knyttet til arbeidsmiljø og materialhåndtering. Vi har videre påpekt et forbedringspunkt som omhandler seksjoneringen av brannområdene på innretningen.

Tilsynslaget var tverrfaglig sammensatt for å kunne få et mer helhetlig situasjonsbilde av Snorre B og om Statoil sin ledelse har nødvendig fokus på styring av storulykkerisiko. Observasjonene er basert på Statoil sine presentasjoner, dokumentasjon og Ptil sine observasjoner.

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 Avvik

5.1.1 Oppfølging av arbeidsmiljøforhold

Avvik:

Områder og utstyr for boreslamsbehandling har mangelfull utforming og arbeidsmiljørisiko er ikke tilstrekkelig vurdert.

Begrunnelse:

- Siktemaskinen (shale shaker) var plassert relativt høyt opp mot taket. Dette kan medføre redusert ventilasjonseffektivitet
- Shakerområdet var utformet uten fjernstyringsfunksjoner og operatørene har i perioder høy oppholdstid
- Shakere har ikke vært skiftet ut. De er betydelige bidragsytere til eksponering for oljedamp/oljetåke og støy. Planlagt oppgradering var lagt på is
- Prøvetaking av boreslam samt rengjøring og reparasjon av sikter (screens) foregikk inne i shakerrommet. Vaskemaskin for sikter var ikke i bruk

- Målinger av oljedamp/oljetåke som var gjennomført har svakheter, de fanger ikke i tilstrekkelig grad opp forhold med høy boreslamtemperatur. Siste måling er gjennomført ved temperaturer på 30 grader Celsius, mens temperaturen erfaringsmessig kan overstige 50 grader
- Det var tatt i bruk baseolje med senket kokepunkt. Dette kan medføre høyere avdamping og høyere konsentrasjoner av oljedamp/oljetåke i arbeidsatmosfæren
- Opphold i shakerområdet var basert på bruk av personlig verneutstyr både når det gjaldt støy og kjemisk eksponering. Dette er en individuell og svak barriere. Det var ikke systemer på plass som kunne sikre tilfredsstillende barriereytelse

Krav:

Styringsforskriften §5 om barrierer og §18 om analyse av arbeidsmiljøet

Innretningsforskriften § 15 om kjemikalier og kjemisk påvirkning og § 23 om støy og akustikk

Aktivitetsforskriften § 23 om støy og akustikk og §38 om støy

Forskrift om utføring av arbeid § 14-10 om krav om hørselsvern

5.1.2 Operatørkabin for rørhånderingskran

Avvik:

- Begrenset sikt fra operatørkabin for rørhånderingskran til rørdekk.
- Mangelfull sikt fra operatørkabin til «mudbucket»
- Mangelfull utforming av operatørkabin for å ivareta ergonomi.

Begrunnelse:

- Kranen på rørdekket er en traverskran som opereres fra en operatørkabin lokalisert i derrick. Plassering av operatørkabin og utformingen av vindusflater, samt plasseringen av «pipechute» på rørdekket gav begrenset sikt til deler av dekket. Dette medførte delvis blindsoner i forhold til deler av rørdekket og til å operere kranens rør-gripeanordning. Vindusflatene i operatørkabinen var forholdsvis små med tillegg av hindringer (rammer/struktur) som ved naturlig sittestilling gav redusert sikt til arbeidsområdene.
- «Borerør som tas ned fra boredekk plasseres på pipechute med tilhørende «mudbucket» som har som funksjon å samle opp boreslam som er igjen i rørene. Det er begrenset eller tilnærmet ingen sikt fra operatørkabin ned til «mudbucket», hvilke vanskeliggjør at enden av røret treffer «mudbucket» med resultat at boreslammet går rett til sjø.
- For å få tilstrekkelig sikt til arbeidsområdene måtte operatøren av kranen hele tiden skifte posisjon/sittestilling for å få best mulig sikt til arbeidsområdene. Dette betydde at operatøren enkelte ganger måtte sitte i fremoverbøyd og/eller ytterst på stolen for å muliggjøre best mulig sikt. Dette medførte igjen at posisjonen ble gal i forhold til operasjonshendler, instrumenter og kameraskjerm. Operatøren oppholder seg i lange perioder i kabinen.

Ptils vurdering er at utforming av operatørkabinen ift. vindusflater for tilstrekkelig sikt til rørdekket og pipechute med «mudbucket», plassering av operatørhendler og instrumenter for å ivareta sikre operasjoner og ergonomi, ikke er ivaretatt.

Krav:

- *Innretningsforskriften (IF) §20 om ergonomisk utforming, jf NORSOK S-002, rev 4, vedlegg C, kap. C.3 om kontrollkabiner*

- Innretningsforskriften (IF) §10 om anlegg, systemer og utstyr.

5.2 Forbedringsområder

5.2.1 Bruk av prosessnedstengningsventiler som nødavstengningsventiler

Forbedringspunkt:

Mangler ved seksjonaliseringen av brannområdene på innretningen.

Begrunnelse:

Basert på informasjon og dokumenter mottatt i forbindelse med tilsynet er det uklart om det er installert tilstrekkelig antall nødavstengningsventiler i prosessanlegget for å begrense brannbelastningen, slik at prosessbranner ikke kan eskalere ut av området. I tilsynet ble det bekreftet at prosessnedstengningsventiler (XV/PSD ventiler) var tatt hensyn til i risikoanalysen som ble utført i 2010. Det er imidlertid ikke utført beregninger av verste prosessbrann på Snorre B, og det er derfor ikke kjent om den verste prosessbrannen kan eskalere ut av området.

I følge regelverket er det kun nødavstengningsventiler som skal krediteres ved beregning av verste prosessbrann. Dersom en intern eskalering i området kan oppstå, må dette volumet også medregnes i den totale brannbelastningen som området skal designes for. Statoil guideline, GL0282 rev.2, beskriver verste brann på følgende måte ; *“The worst credible process fire (see reference TR1055) is defined as a fire from a leak in the segment that will give the worst exposure of structures and fire divisions with regards to duration, and heat load distribution. ESD valves and emergency depressurization valves can be assumed to function (PSD valves can not be credited). If the fire can lead to internal escalation to other process segments, this escalation must be taken into account”*

Regelverket krever at hovedområdene på innretningen skal kunne motstå at hydrokarbonene fra segmentene avgrenset av nødavstengningsventiler (ESD-ventiler) lekker ut med mest ugunstig lekkasjerate og brenner opp uten at det resulterer i eskalering ut av området. Dersom brann fra en lekkasje i et segment kan resultere i spredning innenfor området, det vil si lekkasje fra ytterligere segment i prosessanlegget, må dette tas hensyn til. De valgte designlastene må reflektere disse scenarioene.

Krav:

Innretningsforskriften § 5 om utforming av innretninger

Innretningsforskriften § 33 om nødavstengningssystem jf. innretningsforskriften § 82(2) om ikrafttredelse jf. forskrift om sikkerhets- og kommunikasjonssystemer på innretninger i petroleumsvirksomheten § 18. (fastsatt 7.februar 1992).

5.3 Andre kommentarer

Risikokommunikasjon.

Når det gjelder overvåking og kartlegging av teknisk tilstand på Snorre B benyttes verktøyet TIMP (Technical Integrity Management Programme). TIMP og arbeidet med risikoreduksjon har prioritet i Snorre B organisasjonen. Det sees gjennom et målretta arbeid med å styrke tilstanden på svekkede barrierer. Imidlertid registrerer Ptil at verktøyet i hovedsak er et ledelsesverktøy og at det er den enkelte leders ansvar å kommunisere risikoen innenfor et system eller et område til den enkelte uteoperatør eller fagarbeider. Verktøyene som er

tilgjengelig, i form av områderisikokart og oversikt over barrieresvekkelser, er lite kjent hos de som skal planlegge og gjennomføre vedlikehold og hos de som skal ivareta daglig drift av anlegget.

Forenklet vedlikehold

Styrende dokument om forenklet vedlikehold åpner for en enklere behandling av korrigerende vedlikehold hvor oppgaven har begrenset kompleksitet, kort gjennomføringstid og ikke trenger involvering på tvers av fag. I kriteriene for hvilke oppgaver som kan utføres som forenklet vedlikehold åpnes det også opp for at oppgaver kan gjennomføres uten notifikasjon og tilhørende historikk dersom dette ikke vurderes som nødvendig. Kriteriene for forenklet vedlikehold forutsettes videre at enhetene etablerer enkle kontrollrutiner som skal sikre at viktig rapportering ikke går tapt. I intervjuer i tilsynsaktiviteten på Snorre B fikk vi eksempler på oppgaver som blir gjennomført som forenklet vedlikehold. Det kom videre frem at status og omfang av dette arbeidet følges opp for å sikre at kriteriene for forenklet vedlikehold brukes riktig, overholdes og at viktig rapportering ikke går tapt.

Levetid for offshorekraner

Offshorekranene på Snorre B er fra 2001, oppgradert iht. EN 13852-1 i 2007. Med en planlagt levetidsutvidelse til 2040 vil det bli nødvendig med en levetids vurdering og eventuell utskifting av disse. Dette er forhold som bør omhandles i vurderingen av levetidsutvidelse for Snorre B.

Benzeneksponering

I tilsynsaktiviteten gjennomgikk vi informasjon om benzeneksponering på Snorre B og noterte oss at det ikke er gjennomført spesifikk kartlegging av benzeneksponering ved noen arbeidsoperasjoner, slik det ble anbefalt i en rapport fra 2011. (Snorre B Målinger av BTX, n-heksan og diesel i PV samt D og V, mars 2011). Vi fikk opplysninger om at det på UPN nivå var sammenstilt data som kunne oppveie for denne mangelen.

Ptil gjennomfører en egen tilsynsaktivitet om benzeneksponering i Statoil UPN, vi ser det som hensiktsmessig å eventuelt følge denne saken videre som en del av denne tilsynsaktiviteten.

5.4 Deltakere fra Petroleumsilsynet

Reidar Hamre, sjefingeniør, F-Boring og brønnteologi*

Sigvart Zachariassen, sjefingeniør, F-arbeidsmiljø

Eivind Jåsund, sjefingeniør, F-HMS styring*

Reidar Sune, sjefingeniør, F-Logistikk og beredskap

Kristi Wiger, sjefingeniør, F-prosessintegritet

*) Deltok på møtene på land den 24 oktober, 3. og 7. november.

6 Dokumenter

Følgende dokumenter ble benyttet under planlegging og gjennomføring av tilsynet:

1. Organisasjonskart Snorre
2. Snorre B process overview
3. Status prosessanlegget
4. Snorre B TIMP status

5. Oversikt over revisjoner og verifikasjoner SNB 2015-2016
6. Kort sammendrag av totalrisikoanalysen for Snorre B
7. Snorre B – Identifiserte prosjekter og oppgraderinger
8. Levetid
9. Oversikt over etterslep og utestående vedlikehold SnB
10. Årsrapport for vedlikehold SNB 2015
11. Sakkyndig kontroll boring 2015
12. Sakkyndig kontroll boring 2015 – funnliste
13. Sakkyndig kontroll boring 2016
14. Sakkyndig kontroll boring 2016 – funnliste
15. Sakkyndig kontroll løfteinnretninger og utsettingsarrangement 2015
16. Sakkyndig kontroll løfteinnretninger og utsettingsarrangement 2016
17. Sakkyndig kontroll offshorekraner 2016
18. Sakkyndig kontroll taljer, løpekatter og bjelker 2016
19. Sakkyndig kontroll taljer, løpekatter og bjelker 2015
20. Sakkyndig kontroll offshorekraner 2015
21. Unntak SNB per 30. september 2016
22. Styrende dokument OM103.207.03 Gjennomfør forenklet vedlikehold
23. Rapport-Bestemmelse av oljetåke og oljedamp eksponering i shaker rom om bord på Snorre B, Mai 2002
24. SNB – Oljetåke/oljedamp i Hydraulikkrom, kaksemølleområde og Vibrasjonssikterom Oktober 2005
25. SNB Stekeos i bysse 2015
26. Oversikt – oppsummering av arbeidsmiljøkartlegginger (2011-2016)
27. Snorre B Tiltaksvurdering og prediksjon av støy- og risikoreduksjon
28. Liste over støyreducerende tiltak utførte på Snorre B
29. A10 rapport 2016 (januar-oktober)
30. Presentasjon – aktiv risikobasert styring av KV portefølje SNB
31. Sertifikater for offshorekraner

Vedlegg A: Deltakerliste for tilsynet på Snorre B