



Revisjonsrapport

Rapport

Rapporttittel

Tilsyn med Premier Oil – Prosjektstyring, risikostyring og tekniske barrierer i forprosjekteringen av Bream-utbyggingen

Aktivitetsnummer

040407005

Gradering

☒ Offentlig

☐ Begrenset

☐ Strengt fortrolig

☐ Unntatt offentlighet

☐ Fortrolig

Involverte

Hovedgruppe

T-2

Oppgaveleder

Liv Ranveig Nilsen Rundell

Deltakere i revisjonslaget

Bjørnar Heide, Odd Thomassen, Bård Johnsen, Jorun Bjørvik og Liv Ranveig Nilsen Rundell

Dato

1 Innledning

Petroleumstilsynet (Ptil) gjennomførte første del av planlagt tilsyn med utbyggingsprosjektet Bream i Premier Oil Norge AS (PONAS) sine lokaler i Stavanger 29.4.2014.

Denne tilsynsaktiviteten gjennomføres som en møteserie og vil foregå i perioden frem til innlevering av plan for utbygging og drift (PUD).

Vi planlegger en samlet oppfølging i løpet av 2014 med 2-3 møter der tema blir kommunisert i forkant av hvert møte. Delaktiviteter vil bli planlagt i forhold til viktige milepæler i prosjektet og vil bli dokumentert fortløpende med delrapporter.

Første møte satte søkelyset på PONAS sin styring av utbyggingsprosjektet, utbyggingsløsning, risiko og tekniske barrierer knyttet til fagområdet prosessintegritet.

Bream-feltet ligger om lag 110 kilometer fra land sørvest for Stavanger, om lag 50 km nordvest for Yme-feltet. Den foreliggende plan for utbyggingen vil i tillegg til Bream (PL-407), også omfatte feltene Mackerel og Herring (PL-406). Partnere i lisensene er:

- PONAS 50 % (operatør)
- KUFPEC 30 %
- Tullow 20 %

Det har vært vurdert flere alternative utbyggingsløsninger. Den foreslåtte utbyggingsløsningen består av en undervannsutbygging med en flytende produksjonsenhet (FPSO). Vanddypet på feltet varierer mellom 105 og 120 m. Bream-feltet planlegges utvunnet over en periode på 6 til 8 år avhengig av oljepris og driftskostnader. I tillegg vil eventuelle nye funn i området kunne forlenge levetiden. I henhold til PONAS sine planer er levetiden for FPSO, havbunnsanlegg og rørledninger satt til 15 år.

2 Bakgrunn

Ptil skal legge premisser for og følge opp at aktørene i petroleumsvirksomheten holder et høyt nivå for helse, miljø og sikkerhet og gjennom dette bidra til å skape størst mulig verdier for samfunnet.

Oppfølgingen skal være systemorientert og risikobasert og komme i tillegg til næringens egen oppfølging. Vår tilsynsmetodikk er i hovedsak basert på verifikasjon av utvalgte anlegg, systemer og utstyr, og våre observasjoner kan av den grunn være like relevant for andre anlegg, systemer og utstyr.

Barrierer er også i år en av Ptil sine fire hovedprioriteringer. Erfaring viser at aktørene i varierende grad har implementert regelverkets krav til barrierestyring. Arbeidsprosesser for etablering og robustgjøring av barrierer i de ulike faser av en innretnings livsløp har utviklet seg i forskjellig retning og har forskjellig modenhet. Svikt og svekkelser i et eller flere barriereelementers ytelse er en gjennomgående årsaksfaktor ved hendelser. Dette krever større oppmerksomhet og tettere oppfølging både fra aktørene og myndighetene for å sikre kontinuerlig forbedring. Et grundig arbeid fra aktørene i tidlig fase danner grunnlag for viktige beslutninger ikke bare i utbyggingsfasen, men for hele feltets levetid. Vi anser dette som en sentral bidragsyter med potensiale til å redusere storulykkesrisiko i næringen.

Våre hovedprioriteringer for 2014 om ledelse og storulykkesrisiko (HP-L) og barrierestyring (HP-B) fremhever blant annet at Ptil skal:

- undersøke hvordan aktørene sørger for hensiktsmessige rammebetingelser
- vektlegge innsats på utbyggingsprosjekter i tidlig fase
- følge opp usikkerhets- og kunnskapsdimensjonen i risikovurderingene
- følge opp selskapets etablering av system for styring av risiko og barrierer i et livsløpsperspektiv

Sentrale regelverksreferanser i denne tilsynsaktiviteten er blant annet:

- Rammeforskriften § 11 om prinsipper for risikoreduksjon og § 26 om dokumentasjon i tidlig fase
- Styringsforskriften § 4 om risikoreduksjon og § 5 om barrierer
- Styringsforskriften § 21 om oppfølging og § 23 om kontinuerlig forbedring

3 Mål

Formålet med tilsynsaktiviteten er å følge opp hvordan PONAS sikrer etterlevelse av regelverkets krav til risikostyring innenfor HMS-området før innlevering av PUD for utbyggingsprosjektet Bream. Vi vil legge spesiell vekt på hvordan selskapet planlegger formålstjenlige risikorelaterte analyser samt tidsriktig utarbeidelse og implementering av ytelseskraav til barrierefunksjoner og – elementer. Vi vil gjennom denne tilsynsaktiviteten følge opp i hvilken grad operatørens planer og beslutninger i tidlig fase blir tilstrekkelig belyst gjennom å:

- stille spørsmål som bidrar til vurderingsprosesser som kan bidra til redusert risiko for storulykker for valgt utbyggingskonsept
- se til at operatøren har prosesser som sikrer at løsninger er vurdert i forhold til regelverket, herunder prinsipper for risikoreduksjon, barrierer og kontinuerlig forbedring.

I første møte 29.4.2014 ble PONAS bedt om å presentere følgende:

- 1) Kort om Premier Oil og Bream-utbyggingen, organisering (Premier Oil/FEED-entreprenør/underleverandører), kontraktsformer, grenseflater, kompetanse, ansvar og roller for oppfølging av Bream-prosjektet.
- 2) Prosjektstyring, planer, framdrift og milepæler
- 3) Orientering om grunnlag for beslutning av konseptvalg og valgt teknologi.
- 4) Premier Oils egen oppfølging og kvalitetssikring
- 5) Rammebetingelser – kontrakt, regelverk, standarder og egne krav
- 6) Erfaringsoverføring fra operatørselskaper/driftsmiljøer og videreføring av innhentet erfaring til FEED-entreprenører
- 7) Prosesser for risikostyring og risikoreduksjon, analysemetoder for risiko og bruk av risikoanalyser som beslutningsstøtte og utviklingsverktøy.
- 8) Prosesser for identifisering og robustgjøring av barrierer, barrierestrategier, ytelseskrav, og design av barrierer innenfor:
 - Utforming av innretning
 - Brann- og eksplosjonssikring
 - Prosessikkerhet
 - Elektrisk hoved- og nødkraftgenerering og distribusjon
 - Brannvann
- 9) Styring av risikobidrag og ytelseskrav knyttet til utstyr med lang leveringstid.
- 10) Håndtering av utfordringer knyttet til valgt konsept, herunder anvendelse av ny teknologi.

4 Resultat

Tilsynet omfattet utvalgte tema innenfor fagdisiplinene teknisk sikkerhet, prosessikkerhet og elektriske anlegg. Tilsynet ble gjennomført i form av presentasjoner, dokument gjennomgang og samtaler med nøkkelpersonell.

Aktiviteten var godt planlagt og tilrettelagt fra PONAS sin side. Presentasjonene var informative, godt dekkende og dialogen var åpen og konstruktiv.

PONAS sitt system for styring av barrierer for Bream-prosjektet er under utvikling og sentrale styrende dokumenter så som kvantitativ risikoanalyse, barrierestrategi (sikkerhetsstrategi), områdestrategi og ytelseskrav vil bli videreutviklet og oppdatert i forprosjektering (FEED) fasen.

Vårt inntrykk er at PONAS har egnede prosesser for styring av risiko og barrierer som legger til rette for gjennomføring av nødvendige og tidsriktige analyser som beslutningsgrunnlag for valg av robuste og effektive barrierer i et livsløpsperspektiv.

Det ble under tilsynet identifisert observasjoner knyttet til:

- Rettighetshavernes påse-plikt
- Akseptkriterier for storulykkesrisiko og miljørisiko
- Prinsipper for risikoreduksjon
- System for styring av barrierer
- Erfaringsoverføring

- Passiv brannbeskyttelse

Disse er ytterligere beskrevet i kapittel 5.

5 Observasjoner

5.1 Rettighetshavernes påse-plikt

Med henvisning til rammeforskriften § 7 skal operatøren blant annet påse at alle som utfører arbeid for seg, enten personlig, ved ansatte, ved entreprenører eller underentreprenører, etterlever krav som er gitt i helse-, miljø- og sikkerhetslovgivningen.

I tillegg til de pliktene som rettighetshaverne har etter rammeforskriften, er disse også ansvarlige for å påse at operatøren etterlever krav som er gitt i helse-, miljø- og sikkerhetslovgivningen.

Operatøren PONAS demonstrerte kjennskap til og forståelse av påse-plikten. Selskapet har også informert de andre rettighetshaverne om denne og andre plikter. Vi ble imidlertid informert om at rettighetshaverne så langt ikke har forberedt planer eller aktiviteter for systematisk oppfølging/revisjon av PONAS sitt styringssystem.

Krav:

Rammeforskriften § 7 om ansvar etter denne forskriften

5.2 Akseptkriterier for storulykkesrisiko og miljørisiko

PONAS dokument "*Risk Acceptance Criteria Premier Oil Norge AS*", beskriver selskapets interne akseptkriterier for risiko. Vi merker oss imidlertid at hverken disse eller regelverkets krav til akseptkriterier er anvendt i risikoanalysen "*Bream FPSO Concept QRA Study*" og det er derfor uklart for oss hvilke akseptkriterier for storulykkesrisiko og miljørisiko som er styrende for utbyggingsprosjektet.

Krav:

Styringsforskriften § 8 om interne krav, og § 9 om akseptkriterier for storulykkesrisiko og miljørisiko.

5.3 Prinsipper for risikoreduksjon

I henhold til Rammeforskriften § 11 om prinsipper for risikoreduksjon skal den ansvarlige velge de tekniske, operasjonelle eller organisatoriske løsningene som etter en enkeltvis og samlet vurdering av skadepotensialet og nåværende og framtidig bruk gir de beste resultater, så sant kostnadene ikke står i et vesentlig misforhold til den risikoreduksjonen som oppnås. Dersom man mangler tilstrekkelig kunnskap om hvilke virkninger bruk av de tekniske, operasjonelle eller organisatoriske løsningene kan ha for helse, miljø eller sikkerhet, skal det velges løsninger som reduserer usikkerheten om virkningen av løsningene.

Det er vår vurdering at mottatte styrende dokumenter ikke i tilstrekkelig grad og på en systematisk måte inkluderer kunnskapsdimensjonen som en viktig faktor for å redusere usikkerhet.

Kravene vedrørende usikkerhetsbeskrivelser utdypes i Styringsforskriften §§16 og 17, samt NORSOK Z-013 kapittel 5.6.2 og Appendix F.8.

Krav:

Rammeforskriften § 11 om prinsipper for risikoreduksjon

Styringsforskriften § 16 om generelle krav til analyser

Styringsforskriften § 17 om risikoanalyser og beredskapsanalyser

5.4 System for styring av barrierer

I regelverket fremkommer det en rekke krav relatert til barrierer. En entydig definisjon av de begreper som er viktige i denne forbindelsen vil være et fundament for å sikre en felles forståelse av kravene.

For at risikoen forbundet med petroleumsvirksomhet skal kunne håndteres på en forsvarlig måte, må det etableres et risikobilde knyttet til den enkelte innretning/område. Basert på dette risikobildet skal det identifiseres nødvendige barrierefunksjoner og barriereelementer. Personell, utstyr og systemer er ikke omtalt eller beskrevet som barrierer, men som barriereelementer. Videre må det etableres ytelseskrav, slik at barrierefunksjonen kan realiseres på tiltenkt måte.

Vi ble under tilsynet informert om at det er lagt opp til en styrt arbeidsprosess i tråd med PONAS egne retningslinjer for videreutvikling av system for styring av barrierer, herunder identifisering og robustgjøring av barrierer gjennom de ulike utbyggingsfasene. Vårt inntrykk er at denne arbeidsprosessen i stor grad baserer seg på de definerte storulykkeshendelser som fremkommer av den kvantitative risikoanalysen og de storulykkeshendelsene som beskrives i PONAS sin retningslinje for brann- og eksplosjonsstrategi (FES).

Vi finner det imidlertid riktig å påpeke at barrierer skal identifiseres og implementeres for alle risikoforhold (jamfør risikobildet), og ikke utelukkende for de risikoforhold som inngår i storulykkeshendelser.

Krav:

Styringsforskriften § 5 om barrierer

5.5 Erfaringsoverføring

Vi ble informert om at det er lagt opp til utstrakt erfaringsinnhenting og -overføring både fra PONAS egne og andre selskapers sammenlignbare utbyggingsprosjekter. Det er ansatt erfarent driftspersonell tilknyttet prosjektet, men det er så langt ikke lagt opp til en systematisk innhenting og overføring av erfaringer fra sammenlignbare installasjoner i drift på norsk sokkel, eksempelvis fra Teekay eller andre operatørselskap. Erfaring viser at en systematisk erfaringsinnhenting fra sammenlignbare installasjoner i drift på norsk sokkel, er et viktig beslutningsgrunnlag for å oppnå robuste, effektive og driftsvennlige løsninger.

Krav:

Styringsforskriften § 23 om kontinuerlig forbedring

5.6 Arrangement av toppdekket (topside layout)

Vi ble informert om at det ikke er utført ventilasjonsstudier som viser at plassering og høyde av brannvegger i forhold til plattform orientering og arrangement er optimale med hensyn til dominerende vindretning, naturlig ventilasjon og reduksjon av brann- og eksplosjonsrisiko. Vi anser det som viktig at slike studier gjennomføres tidsriktig og som beslutningsgrunnlag for

endelig valg av plattform orientering, utstyrsarrangement og plassering av brannvegger for å redusere brann- og eksplosjonsrisiko.

Krav:

Styringsforskriften § 4 om risikoreduksjon

Innretningsforskriften § 5 om utforming av innretninger

5.7 Passiv brannbeskyttelse

Vi ble gjort kjent med at krav, forutsetninger og leveranse for FEED-fasen blant annet er definert i, *"Scope of Services for Topside Process Systems, Exhibit A"*.

I *Exhibit A*, kapittel 7.5.12 som omhandler krav til risikovurderinger knyttet til det å hindre brudd i rør og tanker i en brannsituasjon, står følgende: *"Taking credit for possible cooling effect from firefighting equipment shall be justified. Reference is made to Norsok S-001."*

Vi vil i denne sammenheng påpeke at innretningsforskriften § 29 om passiv brannbeskyttelse presiserer at det ikke skal tas hensyn til kjøleeffekten fra brannbekjempelsesutstyr ved vurdering av behov for passiv brannbeskyttelse for å redusere faren for brudd i rør og tanker. I møtet bekreftet imidlertid PONAS at det ikke er intensjonen å ta kredit for kjøleeffekten til brannvann i denne sammenheng. Vi mener likevel at beskrivelsen i ovennevnte dokument bør utformes mer presist for å sikre samsvar med regelverket på dette punktet.

Krav:

Innretningsforskriften § 29 om passiv brannbeskyttelse

Styringsforskriften § 8 om interne krav

6 Andre kommentarer

6.1 Regelverksreferanser

Vi har mottatt flere dokumenter som sammen med «*Scope of Services for Topside Process Systems, Exhibit A*» legger forutsetninger for FEED-fasen. I disse dokumentene refereres det til krav i regelverket. Det ser imidlertid ut til at paragrafreferansene ikke er basert på gjeldende regelverk, men en eldre versjon.

6.2 Risikomatriser

Risikobildet og resultatene av risikoanalyser presenteres ofte ved bruk av risikomatriser der scenarioene/hendelsene er sammenstilt og visualisert i forhold til sannsynlighet og konsekvens. Vårt inntrykk er at dette også gjelder for Bream-prosjektet. For eksempel inkluderer risikomatrisen i begrenset grad sensitivitet, usikkerhet og kunnskapsstyrke som vurderingene baseres på. Følgelig kan risikomatrissene bidra til å illustrere et forenklet bilde av risiko, der forenklingen kan bli for stor i forhold til intensjonen i regelverket om etablering av et nyansert og helhetlig risikobilde der sensitivitet og usikkerhet tas hensyn til. Vi ber derfor om en tilbakemelding på eventuelle tiltak som iverksettes for å kompensere for nevnte svakheter med bruk av risikomatriser i Bream prosjektet.

6.3 Innkjøp og anskaffelser – Risikofaktorer og ytelseskrav til systemer og utstyr

I forbindelse med innkjøp av systemer og utstyr med lang leveringstid ("long lead items"), er det viktig at anbudspakker inneholder tilstrekkelig spesifikke designlaster og -krav. I tilsynet påpekte vi også viktigheten av tidsriktig utarbeidelse og implementering av ytelseskrav til barrierefunksjoner og -elementer i prosjektfasen.

Analysene som utarbeides må være formålstjenlige i forhold til å gi beslutningstøtte relatert til den eller de prosesser, operasjoner eller faser en står ovenfor. For at analysene skal kunne anvendes enkeltvis eller samlet som beslutningsunderlag, er det en forutsetning at disse beskriver et tidsriktig risikobilde, at det er samsvar mellom de forskjellige analysene og at disse baseres på riktige versjoner.

7 Deltagere fra Petroleumstilsynet

Bjørnar Heide
Odd Thomassen
Jorun Bjørvik
Bård Johnsen
Liv Ranveig Nilsen Rundell (oppgaveleder)

Alle fra fagområdet prosessintegritet.

8 Forkortelser

FES Fire and Explosion Strategy
FEED Front End Engineering Design

9 Dokumenter

Følgende dokumenter ble benyttet under planlegging og gjennomføringen av aktiviteten:

1. BR01.PONAS-P-FH-0001, rev. 03, FPSO Front End Engineering Design Services Topside Process System Exhibit A: Scope of service
2. The Contractor's technical offer dated 24th February 2014 HMS-relatert del:
 - 006514, rev. 0, Bream-Mackerel FPSO Topside FEED, Attachment 8.1 Aibel - EMS
 - 006514, rev. 0, Bream-Mackerel FPSO Topside FEED, Attachment 8.2 Aibel - OHSAS
 - 006514, rev. 0, Bream-Mackerel FPSO Topside FEED, Attachment 8.2 Aibel - HSE Management System
 - 006514, rev. 0, Bream-Mackerel FPSO Topside FEED, Part 8 Questionnaire
 - Bream-Mackerel Development Project, Proposal to Premier Oil for the successful delivery of FEED
3. BR00-PONAS-Z-FD-0002, rev. 05, Bream Area Development Basis of Design
4. BR01-PONAS-Z-FR-0001, rev. 02, Bream Area Development Functional Requirements for a FPSO
5. 0232824, rev 2, Bream FPSO Concept QRA Study
6. 70185-KA-001-A-RA-000501, rev. 02, Scope of Work for Bream Pre-FEED
7. 70185-KA-001-P-XA-430501-01, rev. 01, Utility Flow Diagram System 43 - HP/LP Flare
8. 70185-KA-001-P-XA-560501-01, rev. 01, Utility Flow Diagram System 56 - Hazardous Open Drain
9. 70185-KA-001-P-RA-000501, rev. 02, Process Design Concept Study Report
10. BR00-PONAS-S-SA-0001, rev. 02, Bream Area Development - Additional Requirements to NORSOK S-001
11. BR00-PONAS-S-KB-0002, rev. 02, Layers of Protection Analysis (LOPA) Guideline

12. BR00-PONAS-S-KB-0005, rev. 02, Layers of Protection Analysis (LOPA) Terms of Reference - Guideline
13. BR00-PONAS-S-KB-0003, rev. 02, Bream Area Development HAZID Terms of Reference - Guideline
14. BR00-PONAS-S-KB-0004, rev. 02, Bream Area Development - HAZOP Terms of Reference - Guideline
15. BR00-PONAS-S-KB-0006, rev. 02, Bream Area Development - HAZID Guideline
16. BR00-PONAS-S-KB-0007, rev. 02, Bream Area Development Fire and Explosions Strategy Guideline
17. BR00-PONAS-S-KB-0008, rev. 02, Bream Area Development QRA Guideline
18. BR00-PONAS-S-KB-0009, rev. 02, Escape, Evacuation and Rescue Strategy Guideline
19. BR00-PONAS-S-KB-0010, rev. 02, Bream Area Development - Safety Studies Guideline
20. BR00-PONAS-S-TA-0001, rev. 02, Bream Area Development Define Stage HSES Management Plan
21. BR00-PONAS-S-KA-0001, rev. 02, Bream Area Development - HSE Actions Tracking Procedure
22. BR00-PONAS-S-KA-0002, rev. 02, Bream Area Development - Hazard Management Procedure
23. NO-SA-PC-0003, rev. B1, Risk Acceptance Criteria for Premier Oil Norge AS
24. BR01-PONAS-Z-TA-0001, rev. 02, Regulatory Compliance Plan
25. BR00-PONAS-Q-KA-0001, rev. 02, Management of Change Procedure
26. Topside integrated deck layout

Vedlegg A

Oversikt over deltakere i tilsynet.