

Rapport etter tilsyn

Rapport	
Rapporttittel Tilsyn med Eirin - planlegging og gjennomføring av produksjonsbrønner med COSL Promoter	Aktivitetsnummer 001048303
	Saksnummer 2024/207

Gradering
☒ Offentlig ☐ Unntatt offentlighet

Involverte	
Hovedgruppe A-1	Oppgaveleder [REDACTED]
Deltakere i revisjonslaget [REDACTED]	Dato 4.11.2024

1 Innledning

Vi førte tilsyn i form av en revisjon med planlegging og gjennomføring av produksjonsbrønner på Eirin med COSL Promoter i perioden 30. september til 17. oktober 2024. Equinor Energy (Equinor) og COSL Drilling Europe AS (COSL) var tilsynsobjekter.

Det ble gjennomført møter med vernetjenesten på land og om bord på COSL Promoter.

Tilsynet var godt tilrettelagt.

2 Bakgrunn

Havtil skal følge opp at virksomhetene ivaretar sitt ansvar for identifisering og håndtering av sikkerhetskritiske forhold som påvirker storulykkesrisiko.

Risiko for storulykke i petroleumsvirksomheten skal reduseres og forebygging av storulykker er en forutsetning for å kunne drive forsvarlig.

Vi ser at mange brønnskrollhendelser inntreffer når informasjon om usikkerhet og risiko ikke kommuniseres effektivt i organisasjonene fra planlegging til gjennomføring.

3 Mål

Målet med tilsynet var å verifisere at Equinor og COSL etterlever myndighetskravene og interne krav knyttet til planlegging og gjennomføring av operasjoner. Dette inkluderer risikovurderinger- og analyser, dokumentasjon, samt kommunikasjon av risiko.

4 Resultat

4.1 Generelt

Eirin-feltet er et gassfelt som ligger i den midtre delen av Nordsjøen, om lag 9 km nordvest for Gina Krog-feltet og 250 km vest for Stavanger. Feltet bygges ut med to produksjonsbrønner på en havbunnsramme tilknyttet Gina Krog-plattformen. Havdypet i området er om lag 120 meter.

Planlagt produksjonsstart for Eirin-feltet er 4. kvartal 2025 med en forventet produksjon frem til 2036. Utbyggingen vil ta i bruk ledig kapasitet på Gina Krog-plattformen og bidra til å forlenge produksjonsperioden til vertsfeltet.

Prosjektet er organisert innenfor enheten FLX (Field Life Extension) i Equinor sammen med driftsenheten til Gina Krog.

Reservoartrykket på Eirin er høyt, men faller ikke inn under definisjonen for en høy trykk- og temperaturbrønn (HPHT). Det er likevel et betydelig trykk, så det tas forholdsregler og tilnærming som for HPHT- brønner. For å redusere risikoen for brønnsparke og brønnkontrollsituasjoner er det utarbeidet en egen operasjonsmanual med prosedyrer for brønnkontroll.

Det generelle inntrykket av planleggingsprosessen var at den i all hovedsak fulgte Equinors etablerte prosesser for arbeidsfordeling. Boring av høytrykkseksjonene var planlagt støttet med dedikerte HPHT-resurser, både fra operatør, borekontraktør og «Main Service Provider». Informasjon om risiko og usikkerhet ble kommunisert offshore gjennom ukentlige brønnkontroll-forum, daglige risikomøter og bruk av HPHT sjekklister.

Tilsynet avdekket fire avvik og ett forbedringspunkt. Tre avvik er rettet mot Equinor, mens ett avvik og ett forbedringspunkt er rettet mot COSL.

5 Observasjoner

Vi har to hovedkategorier av observasjoner:

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

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

5.1 Avvik

5.1.1 Poretrykksprognose og usikkerhet (Equinor)

Avvik

Equinor framstilte ikke poretrykksprognosen for 15/5 -C-1H på en slik at måte at utførende offshore organisasjon fikk en nyansert og helhetlig framstilling av usikkerheten i poretrykksanalysen.

Begrunnelse

Det framgikk i hovedboreprogrammet at det var høy grad av usikkerhet knyttet til poretrykksprognosen i Viking formasjonene. Denne usikkerheten var ikke gjenspeilt i poretrykksplottet, risikoregister eller i detaljert operasjonsprosedyre (DOP).

Poretrykksprognosen for bunnen av 12 1/4" seksjonen framstilt i poretrykksplottet var i området 1,28 - 1,3 sg, angitt som P99. Det faktiske poretrykket viste seg å være høyere enn P99-estimatet.

Planlagt slamvekt for 12 1/4" seksjonen var 1,52 sg. Etter å ha nådd totalt dyp (TD) og før uttrekking av strengen, ble det foretatt tester som viste at slamvekten måtte økes. Dette skjedde i flere steg og endelig slamvekt før uttrekking var 1,58 sg.

Krav

Styringsforskriften § 16 om generelle krav til analyser, 3. ledd jf. aktivitetsforskriften §29 om planlegging

5.1.2 Kapasitet på slamtanker ved boring av reservoar (Equinor)

Avvik

Equinor kunne ikke dokumentere at borevæskelanlegget var utformet slik at det kunne blande og lagre tilstrekkelig volum av borevæske med nødvendige egenskaper for å ivareta borevæskens bore- og barrierefunksjoner før boring av 8 1/2" reservoarseksjon.

Begrunnelse

Offshoredelen av tilsynet sammenfalt med ferdigstilling av boring av 12 ¼" seksjonen. Seksjonen ble boret med 1,52 sg slam. Planlagt slamvekt for 8 ½" seksjonen var 1,92 sg. Det ble stilt spørsmål om innretningens slamtankkapasitet var tilstrekkelig i forhold til brønnens volum og slamvekt i 8 ½" seksjonen. På revisjonstidspunktet kunne ikke Equinor dokumentere at det forelå en overordnet plan for lagring, miksing og fordeling av boreslam mellom passivt og aktivt slamsystem. Det kunne heller ikke fremlegges dokumentasjon for vektkapasitet for slamtankene.

Krav

Rammeforskriften §23 om generelle krav til materialer og opplysninger jf. innretningsforskriften §51 om borevæskelanlegg første ledd

5.1.3 Manglende dispensasjon ved avvik fra operasjonsprosedyre (Equinor)

Avvik

Equinor har ikke registrert og fulgt opp avvik fra interne krav i «Operations Manual Eirin Field» som var av betydning for å oppfylle krav i helse-, miljø- og sikkerhetslovgivningen.

Begrunnelse

I henhold til «Operations Manual Eirin Field» skulle ringromsventilen stenges og retur fra brønnen sluses til overflate via strupelinje og strupemanifold til mud-gass separator før bunn-opp volumet passerte 1000 m under BOP under utsirkulering etter at brønnen hadde vært stengt inn.

I den detaljerte operasjonsprosedyren (DOP) var kravet derimot at stenging av ringromsventilen skulle evalueres, uten at det framgikk at det var tatt stilling til avvikets betydning for sikkerheten. I operasjonen ble begge metoder brukt, men uten at avvik fra «Operations Manual Eirin Field» var dokumentert.

Krav

Styringsforskriften §22 om avviksbehandling første ledd, jf. aktivitetsforskriften § 81 om brønnprogram første ledd

5.1.4 Manglende brønnkontrollsertifisering (COSL)

Avvik

COSL hadde ikke sikret at alt personell innen bore- og brønnaktivitetene til enhver tid hadde den nødvendige kompetansen innen brønnkontroll for å kunne utføre aktivitetene i henhold til helse-, miljø- og sikkerhetslovgivningen.

Begrunnelse

Det kom frem at ledende personell ombord på innretningen ikke hadde fullført brønnkontrollopplæring i henhold til regelverkets krav til, jamfør IOGP retningslinje 476 eller tilvarende. Retningslinje IOGP 476 beskriver krav til nivå av brønnkontrollopplæring mot ulike roller.

Krav

Aktivitetsforskriften §21 om kompetanse første ledd med veiledning som viser til IOGP retningslinje 476 om brønnkontrollkompetanse, jfr. rammeforskriften §24 om bruk av anerkjente normer

5.2 Forbedringspunkt**5.2.1 Arbeid på trykksatt system (COSL)**

Det synes som at COSL ikke har gitt arbeidstakere nødvendig opplæring i sikkerhet og helsemessige forhold ved inspeksjon av høytrykkspumper.

Begrunnelse

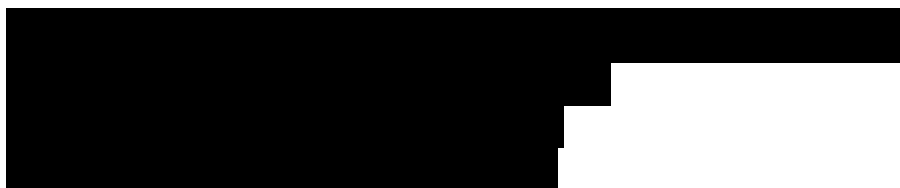
I pumperommet under boredekk er det montert mikrofoner på høytrykkspumpene som kan avleses på panel i sikkert område.

Under revisjonen fikk vi opplyst at personell, i tillegg til avlesning, lyttet etter lekkasje på fluid-end av slampumpene i drift ved å plassere metallgjenstand inntil godset og legge øret inntil. Formålet var å lytte etter endret vibrasjonsmønster. Dette ble praktisert i situasjoner der trykket i pumpen var inntil 150 bar, mens det var tilgang til pumperommet.

Metoden med å lytte manuelt på pumpene vil kunne utgjøre en fare ved eventuell svikt, eller bevegelser, i materialet.

Krav

Aktivitetsforskriften 22 om opplæring i sikkerhet og arbeidsmiljø etter arbeidsmiljøloven, fjerde jf. femte ledd

6 Deltakere fra oss

7 Dokumenter

15_5-C-01 H Drill 12 1_4_ section to TD (2).pdf
 Risk register Eirin DG3 Field development.PDF
 C-1H Risk MWP.PDF
 C-2H Risk MWP.PDF
 C-2AH Risk MWP.PDF
 C-1H Risk Execution.PDF
 U-1 Risk MWP.PDF
 Dispensations.PDF
 Management of change, MOC.PDF
 Barrier mapping Eirin.PDF
 Bridging_document_Well_Control_Equinor_-_COSL.PDF
 L2-DRL-34038 (7) Well Control Manual.pdf.PDF
 Eirin D&W operations manual.PDF
 DP WSOG Eirin 15-5 U-01 Pilot Hole Signed.PDF.PDF
 WSOG Eirin 15-5-C1 and C2 BOP Connected.PDF.PDF
 Crew drills and competence matrix.PDF
 Well Control Forums Cosl Promoter.PDF
 HPHT Theory and Simulator Training at Maersk.PDF
 Activity Program Eirin C-1 H_Signed - Plan For Development Well 155-C-1 H.pdf
 Bridging_document_Well_Control_Equinor_-_COSL_2024 - signed.PDF
 Dokumentliste - COSL Promoter - Eirin - Tilsyn.PDF
 Etterspurt dokumentasjon vedr tilsyn med planlegging og gjennomføring av produksjonsbrønner på Eirin m COSL Promoter - Aktivitet.PDF
 Meeting - Eirin C2H Orange well contr. risk.pdf
 MOC Orange risk C-1H.pptx
 QHSE COSL Promoter 04.10.2024.pptx
 RE MOC - endring i risk klassifisering Eirin brønn C-1H.msg
 RE_ Mud tanks Capacity COSLPromoter.msg
 TD criteria 12.25 section.pdf
 TR3507 Well+Integrity+Manual+--+offshore+operations.pdf
 TR3535 - BOP SYSTEM CHECKLIST - Eirin project Cosl Promoter Signed.pdf

Vedlegg A

Oversikt over intervjuet personell