

Revidert rapport etter tilsyn

Rapport	
Rapporttittel	Oppgavenummer
Revidert rapport etter tilsyn med Shell Norge sin planlegging av gjennomføring av permanent plugging av Knarr (Gaupe) - feltet med Deepsea Yantai	005000021
	Saksnummer
	2024/308

Gradering	
☒ Offentlig	☐ Unntatt offentlighet

Involverte	
Hovedgruppe	Oppgaveleder
A-4	
Deltakere i revisjonslaget	Dato
	26.06.2024

1 Innledning

Havtil har ført tilsyn med A/S Norske Shell sin planlegging av permanent plugging av Knarr (Gaupe) feltet i utvinningslisens 373 med Deepsea Yantai. Tilsynet ble gjennomført som et heldagsmøte med presentasjoner og spørsmål, og deretter påfølgende intervjuer med nøkkel personell med ansvar for planleggings- og gjennomføringsfasen fra 16. - 17. april 2024 i selskapets lokaler i Stavanger.

Tilsynet var godt tilrettelagt av A/S Norske Shell (Shell).

2 Bakgrunn

Havindustritilsynet setter premisser for, og følger opp at aktørene i industrien holder et høyt nivå med hensyn til arbeidsmiljø, sikkerhet, beredskap og sikring.

Tilsynsaktiviteten er forankret i Energidepartementets tildelingsbrev til Havindustritilsynet om at risikoen for storulykker i petroleumssektoren skal reduseres. Vår erfaring med prosesser for arbeidsmiljø, risiko- og barrierestyring har vist at det er behov for vedvarende oppmerksomhet om hvordan disse temaene henger sammen for å forebygge brønnkontrollhendelser og hydrokarbonlekkasjer, og dermed ivareta sikkerhet for mennesker, miljø og materielle verdier.

Under tilsynet fokuserte vi på Shell sin planlegging av gjennomføring av permanent plugging og forlating (PP&A) av Knarr-feltet, med fokus på sikring av brønnene, slik at det ikke vil lekke hydrokarboner til sjø i et evighetsperspektiv.

3 Mål

Målet med tilsynet var å påse at Shell etterlever regelverkskrav og egne interne krav med hensyn til permanent plugging og forlating av de midlertidig plugget og forlatte brønnene på Knarr-feltet. Ivaretagelse av brønnintegritet under re-entring av de midlertidig forlatte brønnene inngikk i vår aktivitet. Brønnene på Knarr-feltet har vært midlertidig forlatt siden juli 2023 uten kontinuerlig overvåking av brønnintegriteten.

Risiko i planleggings- og gjennomføringsfasen ble etterprøvd for å sikre at denne var tilstrekkelig identifisert, kommunisert og dokumentert, slik at usikkerheten ved re-entring av de midlertidig forlatte brønnene var tilstrekkelig kjent og dokumentert ved at aksjonsplaner var etablert i forkant av oppstart av pluggeaktiviteten.

Vi ønsket å sikre at brønnintegriteten er ivaretatt ved re-entring av brønnene, i tillegg til at det var etablert robuste planer for permanent plugging av brønnene.

4 Resultat

4.1 Generelt

Shell planlegger gjennomføring av permanent plugging av Knarr-feltet med en egen bore-og brønnorganisasjon i Norge. Under planleggingsfasen ble det i tillegg benyttet ressurser fra «engineering pool» ved avdelingskontoret i Aberdeen, og støtte fra kontoret i Amsterdam.

Under tilsynet ble det observert at fagområdet som inkluderer permanent plugging av brønner har en teknisk myndighets rolle som kalles «TPA» (Technical Principal Authority) ved kontoret i Amsterdam, slik at alle globale styrende dokumenter er utarbeidet ved dette kontoret. Det ble under tilsynet påvist at det ikke var oppdaterte interne styrende dokumenter i styringssystemet i Norge, tilpasset det norske regelverket, men det fremkom under tilsynet at intensjon var å følge den anbefalte normen i veiledningen til det norske regelverket, ref. NORSOK D-010 Rev.5/2021. Den permanente pluggekampanjen og de planlagte etablerte brønnbarrierene var ifølge Shell planlagt iht. industristandarden NORSOK D-010 Rev.5/2021, uten at det var foretatt en oppdatert GAP-analyse mellom det norske regelverket med tilhørende veiledning og Shell sine globale styrende dokumenter.

Under tilsynet fremkom det at det ikke var dokumenterte interne krav til kvalifisering eller bruk av kortere kumulative sement lengder som permanent isolasjon bak foringsrør. Det ble kommunisert muntlig under tilsynet at det var en mulig løsning å benytte kumulative lengder av sement som isolasjon bak foringsrør under gjennomføringsfasen, hvis det ble behov for dette, uten at spesifikke kriterier for bruk var utarbeidet. Det var mangelfull dokumentasjon på risikovurderinger ved bruk av kortere kumulative sement lengder med hensyn til det opprinnelig høye trykket i Knarr-reservoaret.

Under intervjuer fremkom det at enkelte ressurser fra «global engineering pool» ikke hadde fått dokumentert formell opplæring i det norske regelverket og tilhørende normer, som det henvises til i veiledningen til det norske regelverket og i eget internt styrende dokument fra 2018.

Brønnene på Knarr-feltet har vært midlertidig plugget og forlatt uten kontinuerlig overvåkning siden juli 2023. Ved midlertidig forlating av havbunnskompletterte brønner skal brønnintegriteten overvåkes dersom brønnene planlegges forlatt i mer enn tolv måneder. Det var ikke sikret kontinuerlig overvåkning av trykket i produksjonsrør eller på ringromssiden. Det kom ikke frem at det var planer om å lese av trykket i brønnen før re-entring med Deepsea Yantai og påkobling av BOP (Blow-out preventer) og ROV (Remote Operating Vehicle) under planlagt oppstart av pluggekampanjen.

Knarr var opprinnelig et felt med relativt høyt trykk og høy temperatur (nær HPHT), og identifisert risiko ved re-entring ved potensiell svikt i de dype primærbarrierene over reservoaret vil kunne være høyt trykk under den grunne mekaniske pluggen og på ringrom A. Ved potensielt høyt trykk under den grunne pluggen (mekanisk plugg) var det ikke utarbeidet konkrete beslutningskriterier for hvordan brønnbarrieren skulle gjenopprettes ved re-entring av brønnene.

Styring av risiko i det globale styrende dokument for risikostyring «Wells Risk Management Framework» referer til ALARP-prinsippet. Med ALARP menes «As Low As reasonable practical» og det impliserer at det er tatt høyde for en resterende risiko virksomheten er villig til å akseptere. I det norske regelverket er det krav til at risiko skal reduseres, og det skal være tilgjengelige vurderinger av tekniske, operasjonelle og organisatoriske barrierer for å forebygge hendelser og ulykker. Forankring av de norske regelverkskravene forelå imidlertid ikke i det styrende dokumentet eller i styringssystemet til Shell for planlagte pluggeaktiviteter.

Under tilsynet ble det påvist to avvik:

- Manglende oppfølging og videreutvikling av styringssystemet i Norge
- Manglende registrering av avvik

Under tilsynet ble det observert to forbedringspunkt:

- Mangelfulle beslutningskriterier ved re-entring av midlertidig forlatte brønner
- Mangelfull oppfølging av interne krav til regelverkskompetanse

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 Manglende oppfølging og videreutvikling av styringssystemet i Norge

Avvik

Shell har tidligere etablert, men har ikke fulgt opp og videreutviklet et styringssystem innenfor fagområdet boring- og brønnplugging i Norge for å sikre etterlevelse av krav som er gitt i helse-, miljø- og sikkerhetslovgivningen.

Begrunnelse

Det var manglende oppdatering av interne krav som konkretiserer krav i det norske regelverket, og de interne krav er ikke videreutviklet og fulgt opp i senere år.

Dette er vist ved:

- Det var manglende dokumentasjon i det norske styringssystemet på utført Gap-analyse mellom globale styrende dokumenter og den anbefalte normen i veiledningen til det norske regelverket, ref. NORSOK D-010 Rev.5/2021. Dermed var det ikke sikret at krav som er gitt i helse-, miljø- og sikkerhetslovgivningen for operasjoner på norsk sokkel var konkretisert og fulgt opp.
- Eget internt krav i «Wells Management System» fra 2018 som viser til en GAP-analyse mellom globale styrende dokumenter og siste revisjon av NORSOK D-010 Rev.5/2021 er ikke gjennomført.
 - Siste versjon av «Norway GAP Analysis TO THE WELL ABANDONMENT MANUAL» er fra desember 2014 og var basert på en tidligere versjon av NORSOK D-010 enn den nåværende gjeldende norm fra 2021.
 - Den permanente pluggeaktiviteten for Knarr-feltet er iht. intensjonen planlagt med globale styrende dokumenter i tillegg til NORSOK D-010 Rev.5/2021, uten at dette er dokumentert med en GAP-analyse som viser hvilke konkrete krav til brønnbarrierer og permanent plugging som skal benyttes.
- Det utdaterte styrende dokumentet for Norge kalt «Wells Management System», ref. Doc. No.: NSEP63MA03, med utkast til en brønnleveringsprosess, ble siste gang oppdatert i 2018, og er ikke videreutviklet med de siste års regelverksoppdateringer eller oppdateringer i industri standarden NORSOK D-010 Rev.5/2021.
- I det globale styrende dokumentet for risikostyring «Wells Risk Management Framework», var ikke konkretisering av krav i det norske regelverket forankret i interne krav, og det var manglende vurderinger av tekniske, operasjonelle og organisatoriske barrierer som skal redusere risiko for hendelser og ulykker.

- Det globale styrende dokumentet spesifiserer krav til bruk av Bowtie-metoden eller tilsvarende beslutningsgrunnlag når risiko vurderes på et spesifikt nivå (rød eller gul 5A/B), ref. også forbedringspunkt 5.2.1, uten at dette var fulgt opp og dokumentert i det norske styringssystemet eller i prosjektets brønnkontroll bro-dokument.
- Det fremkom i Shell sitt globale styrende dokument Well Abandonment Guide Kap. 4.4.3, og under intervjuer, at Shell globalt tillater å bruke kortere kumulative lengder av sement bak foringsrør under globale permanente pluggekampanjer, uten at det var dokumentert hvilke kriterier eller krav som vil være gjeldende for Shell sin pluggekampanje i Norge. Intensjonen var imidlertid å følge anbefalingen i NOROSK D-010 Rev.5/2021 om 2 x 30 meter sammenhengende isolasjon for doble brønnbarrierer.
 - Under tilsynet var det ikke tatt en avgjørelse angående mulig fremtidig bruk av kortere kumulative sement intervaller bak foringsrør som permanent isolasjon.
- Etter vår gjennomgang av det globale dokumentet Well Abandonment Guide Kap 4.5.1. kom det frem at det interne kravet om å sette egne akseptkriterier til verifikasjon av permanente brønnbarrierer ikke var fulgt for den planlagte pluggekampanjen.
 - Det kom frem under intervjuer at det kun var satt muntlige kriterier og krav for hva som er en god sementbindingslogg bak foringsrør som del av de permanente brønnbarrierene.

Krav

Rammeforskriften § 17 om etablering, oppfølging og videreutvikling av styringssystemet første ledd, jamfør styringsforskriften § 8 om interne krav, første ledd.

5.1.2 Manglende registrering av avvik

Avvik

Shell har ikke registrert og fulgt opp avvik fra interne krav for å demonstrere at eget styringssystem fungerer etter hensikten.

Begrunnelse

Shell's styrende dokument «Wells Management System» viser til at NORSOK D-010 Rev.5/2021 skal følges for den planlagte plugge aktiviteten.

Shell har som en forberedelse til permanent plugging av brønnene på Knarr-feltet planlagt å trekke produksjonsrør i underbalanse (sjøvann), med dypsatte mekaniske plugg og BOP (Blow-out preventer) uten at dette var registrert med et internt avvik mot Norsok D-010 Rev.5/2021 seksjon 10.5.5, som viser til sirkulering til drepevæske (kill fluid) med sikkerhets marginer før produksjonsrør trekkes.

Krav

Styringsforskriften § 22 om avviksbehandling, første ledd, jamfør § 21 om oppfølging, første ledd.

Aktivitetsforskriften § 88 om sikring av brønner første ledd, med veiledning som viser til NORSOK D-010 Rev.5/2021 Kap. 10.5.5.

5.2 Forbedringspunkt

5.2.1 Mangelfulle beslutningskriterier ved re-entring av midlertidig forlatte brønner

Forbedringspunkt

Det synes som om det var mangelfulle beslutningskriterier for risikoen som beskriver svikt i en av brønnbarrierene ved re-entring av de midlertidig plugget og forlatte brønnene.

Begrunnelse

Knarr brønnene har vært midlertidig forlatt uten kontinuerlig overvåkning av brønnintegriteten siden juli 2023. Beslutningskriteriene for identifisert risiko ved svikt i primærbarrierene som først vil påvises ved re-entring av brønnene, var mangelfullt dokumentert og forelå dermed ikke under tilsynet.

- Under tilsynet kom det frem at den identifiserte storulykkes risikoen «*Loss of well control*» som beskriver risiko ved re-entring av de midlertidig forlatte brønnene, ikke var analysert og dokumentert med videre beslutningskriterier ved hjelp av Bowtie-metoden, eller tilsvarende metode. Dette er et internt krav beskrevet i det styrende dokumentet «*Wells Risk Management Framework*» der kravet inntreffer ved risiko vurdert som 5A eller høyere etter risikoreduserende tiltak, ref. avvik 5.1.1.
- For planlagt re-entring av de midlertidig plugget og forlatte brønnene var det ikke dokumentert alternative konkrete beslutningskriterier for å gjenopprette en mulig svikt i primærbarrieren, ref. risk #1 «Tap av brønnkontroll» i «Knarr & Gaupe Well Abandonment Risk Register», med referanse til NORSOK D-010 Rev.5/2021 avsnitt 10.3.4 «Well control action plan».
 - Knarr er opprinnelig et nær HPHT-felt, og identifisert risiko er at det ved svikt i de midlertidig etablerte dypsatte mekaniske pluggene vil kunne være høyt trykk under den grunne mekaniske pluggen på +/- 530 meter TVD og på ringrom A.
 - Det var nevnt i brønnkontroll bro-dokumentet at Knarr brønnene ved svikt i primærbarrieren vil være i underbalanse i dette scenariet, uten at det er redegjort for beslutningskriterier med tilhørende planer som da må iverksettes for å re-etablere brønnbarrieren, eller en alternativ brønnbarriere.
- Industristandarden Norsok D-010 Rev.5/2021 seksjon 5.2.8.1 «Well barrier contingency» viser til krav om beskrivelse av aksjonsplaner for å gjenopprette brønnbarrieren for identifiserte risikoer, i dette tilfellet identifisert av Shell som tap av primærbarrieren, og disse beslutningskriteriene eller planene forelå ikke under tilsynet.

Krav

Styringsforskriften 11 om beslutningsgrunnlag og beslutningskriterier, jamfør aktivitetsforskriften § 85 om brønnbarrierer, første og andre ledd.

Aktivitetsforskriften § 88 om sikring av brønner, første og tredje ledd med veiledning som viser til NORSOK D-010 Rev.5/2021 seksjon 10.3.4.

5.2.2 Mangelfull oppfølging av interne krav til regelverkskompetanse

Forbedringspunkt

Det synes som at det var mangelfull sikring av at alle ansatte har fått oppdatert regelverkskompetanse i det norske HMS-regelverket.

Begrunnelse

Under tilsynet kom det frem at Shell, i forhold til enkelte prosjektstillinger, ikke hadde fulgt opp formelle krav til dokumentert regelverkskompetanse i det norske HMS-regelverket.

Vi viser til Shell Norge sitt eget interne krav dokumentert i «Wells Management System» fra 2018. Det fremkom også under intervjuer at enkelte prosjektstillinger ikke hadde fått dokumentert formell opplæring i det norske regelverket eller tilhørende normative referanse i veiledningen ihht egne interne krav.

Krav

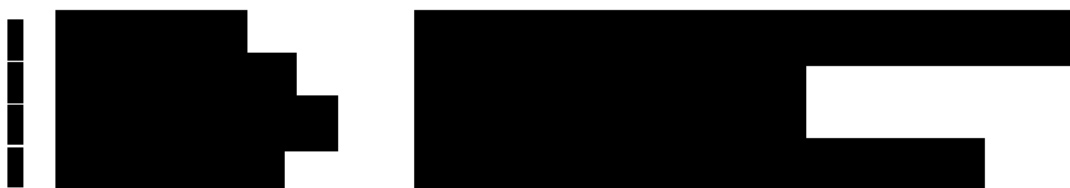
Styringsforskriften § 8 om interne krav, første ledd, jamfør § 21 om oppfølging, første ledd.

6 Andre kommentarer

Shell jobber for øyeblikket med å sette egne krav til bruk og kvalifisering av kortere sementlengder bak foringsrør i den norske delen av organisasjonen. Det må i den forbindelse fremlegges dokumentasjon på at kortere intervaller er like gode eller bedre som permanent isolasjon i et evighetsperspektiv, sammenlignet med dagens normative krav på 30 meter sammenhengende isolerende lengde.

For bruk utenfor norsk sokkel ble det fremhevet at kortere kumulative lengder er akseptert. Bruk av kumulative kortere intervaller av sement som permanent isolasjon bak foringsrør er under utvikling og prøving på norsk sokkel.

7 Deltakere fra oss



Dokumenter

Følgende dokumenter ble benyttet under planleggingen og utføringen av tilsynet:

- [Barrier Drawings for Knarr and Gaupe.pdf](#)
- [Cementing Manual.pdf](#)
- [Gaupe Knarr Deviations 1.pdf](#)
- [Knarr & Gaupe Concept Select Report.pdf](#)
- [MOC Manual.pdf](#)
- [Potential interview list.pdf](#)
- [Shell Wells Onshore Organisation - Norway - Functional decomposition \(19\).pdf](#)
- [Well Abandonment Manual.pdf](#)
- [Well Control Plan - Deepsea Yantai Rev 0.pdf](#)
- [Wells Abandonment Guide Oct 2022.pdf.pdf](#)
- EP202102200178 - WAFS_Knarr A-1H
- Integrated Havtil Presentation
- Knarr and Gaupe Subsea P&A Risk Register
- Knarr Subsurface Isolation Strategy_Rev01_Nov2019
- Risk Assessment - pull completion in underbalance
- Risk Management Framework October 2023.pdf
- NSEP63MA03_05_1_publication (002).pdf
- WAM vs NORSOK D010.pdf

Vedlegg A

Deltagere