

Rapport etter tilsyn

Rapport	
Rapporttittel	Aktivitetsnummer
Tilsyn med Aker BP - Alvheim – Prosessikkerhet	054203026
	Saksnummer
	2025/619

Gradering
☒ Offentlig ☐ Unntatt offentlighet

Involverte	
Hovedgruppe	Oppgaveleder
A-2	
Deltakere i revisjonslaget	Dato
	26.11.2025

1 Innledning

Vi har ført tilsyn med Aker BPs arbeid for å sikre god styring av forhold knyttet til drift og vedlikehold av prosessanlegget på Alvheim.

Tilsynet ble gjennomført i form av møter og samtaler med personell i landorganisasjonen 1. – 2.9.2025 og med befaring og samtaler med operativt personell på Alvheim i perioden 9. – 12.9.2025.

Tilsynet ble tilrettelagt på en god måte fra operatørens side.

2 Bakgrunn og omfang

Tilsynet var forankret i regelverkskrav innenfor styringsforskriften, innretningsforskriften og aktivitetsforskriften, med vektlegging av funksjoner som er relevante for ivaretagelse av barrierestyring og prosessikkerhet.

Aktiviteten var rettet mot Alvheim sin driftsorganisasjon på land og til havs, og inkluderte undersøkelser rundt hvordan Aker BP sikrer og følger opp relevante prosesser for drift og vedlikehold av prosessanlegg og teknisk tilstand i sikkerhetssystemer og hvordan de etablerer kompenserende tiltak og plan for å korrigere svekkelser.

Tiltak for å sikre læring av og forbedring etter hendelser og tilstrekkelig kompetanse og kapasitet til å kunne arbeide forsvarlig ble også berørt.

Tilsynet ble gjennomført med følgende hovedaktiviteter:

- Oppstartsmøte på land 1.9.2025
- Oppstartsmøte offshore 9.9.2025
- Oppsummeringsmøte 12.9.2025
- Intervjuer
- Befaring
- Gjennomgang i forskjellige systemer
- Møte med vernetjenesten

Tilsynet var rettet mot Alvheim sin driftsorganisasjon på land og til havs, med funksjoner som er relevante for ivaretagelse av prosessikkerhet. Tema var sentrert rundt hvordan Aker BP sikrer og følger opp:

- relevante prosesser for drift og vedlikehold av prosessanlegg
- teknisk tilstand i sikkerhetssystemer
- etablering av kompenserende tiltak og plan for å korrigere svekkelser
- planlegging og gjennomføring av aktiviteter på hydrokarbonførende systemer (inkl. isolering, utkobling og tilbakestilling av sikkerhetssystemer)
- tiltak for å sikre læring av og forbedring etter hendelser og
- tilstrekkelig kompetanse og kapasitet til å kunne arbeide forsvarlig.

Vår metode er å vurdere dette basert på Aker BPs presentasjon av hvordan disse forholdene ivaretas, gjennomgang av et utvalg av dokumenter og samtaler med relevant personell.

3 Mål

Målet med tilsynet var å vurdere hvordan Aker BP sikrer etterlevelse av myndighetskrav, med særlig vekt på å undersøke hvordan operatøren sikrer god styring av forhold knyttet til drift og vedlikehold av prosessanlegget på Alvheim.

Dette inkluderte vurdering av operasjonelle barrierer som er sentrale for å bidra til forsvarlig drift, herunder styring av storulykkerisiko. Vi vurderte også Aker BP sitt arbeid med å identifisere og iverksette forbedringstiltak etter hendelser.

4 Resultat

Tilsynet møtte en åpen og engasjert Alvheim-organisasjon, både på land og offshore. Vi fikk et inntrykk av dedikert arbeid for å ta læring av hendelser og styrke kommunikasjon og samarbeid mellom land og offshore. Vårt generelle inntrykk fra samtalene er at offshore organisasjonen opplever å ha tilstrekkelig bemanning, mens organisasjonen på land er mer presset mtp. tid til å gjennomføre evalueringer og dokumentere beslutninger.

Anlegget er gammelt og preget av korrosjon, men det fremsto som ryddig. Det er vårt inntrykk at organisasjonen har tatt inn viktig læring etter hendelsen med brannspjeld.

I tilsynet har vi identifisert fire avvik og tre forbedringspunkt:

- Avvik:
 - Manglende vurdering av forsvarlighet i etablert løsning for prosessikring av kompressortogene
 - Mangler ved overtrykksikring av 1. trinnet på rekompresjonstogene
 - Avvikshåndtering av sikkerhetskritiske forhold
 - Mangelfull overvåking av ytelse
- Forbedringspunkt:
 - Manglende oppfølging av ytelseskrav
 - Mangler ved implementering av operasjonelle barrierer
 - Bemanning

Relevante funn etter tilsyn med overtrykksikring av innløpsarrangement på Alvheim, rapport fra 30.6.2022, har blitt fulgt opp i dette tilsynet. Det vises til avvik 5.1.3 når det gjelder hydrattbeskyttelse og forbedringspunkt 5.2.2 om operasjonelle barrierer i denne rapporten.

Alle funnene er nærmere omtalt i kapittel 5 i rapporten.

5 Revisjonsfunn

Vi har to hovedkategorier av revisjonsfunn:

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

Forbedringspunkt: Revisjonsfunn 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 vurdering av forsvarlighet i etablert løsning for prosessikring av kompressortogene

Avvik

Aker BP har ikke sørget for at vurderinger og analyser knyttet til overtrykkssikring av kompressortogene er gjennomført slik at det nødvendige beslutningsgrunnlaget for å ivareta helse, miljø og sikkerhet er etablert, og forsvarlig virksomhet sikret.

Krav

Innretningsforskriften §82 om ikrafttredelse, jf. forskrift om utforming og utrustning av innretninger med mer i petroleumsvirksomheten (innretningsforskriften) fra 2001; § 33 om prosessikringssystem

Styringsforskriften § 6 om styring av helse, miljø og sikkerhet

Styringsforskriften § 16 om generelle krav til analyser

Begrunnelse

Bakgrunn:

Plan for utbygging og drift (PUD) for Alvheim ble godkjent i 2004. Prosessanlegget på Alvheim er derfor utformet iht. datidens definerte krav, deriblant forskrift om utforming og utrustning av innretninger med mer i petroleumsvirksomheten (innretningsforskriften) fra 2001, med henviste standarder. For å imøtekomme regelverkskravene for prosessikring har Aker BP blant annet lagt NORSOK P-100 versjon 2 fra 2001 til grunn.

I forbindelse med regelverksreformen i 2011 ble forskriftene revidert og publisert i den formen de har i dag. Aktørene som omfattes av forskriftene har etter dette anledning til å fortsette å legge de tekniske kravene som gjaldt ved tidspunktet for godkjenning av PUD til grunn for de eksisterende delene av innretningen sin, jf. veiledningen til innretningsforskriften av 2011 § 82 om ikrafttredelse. Dette forutsetter imidlertid at kravet til *forsvarlig virksomhet* blir ivaretatt samtidig.

Hva som anses å være et akseptabelt forsvarlighetsnivå vil utvikle seg over tid, basert på ny viten, endrede oppfatninger i bransjen og utøvd praksis. Ut ifra et rettslig perspektiv vil den til enhver tid gjeldende versjonen av innretningsforskriften med tilviste standarder anses å representere tekniske krav som utgjør et akseptabelt forsvarlighetsnivå. Det funksjonelle regelverket utelukker imidlertid ikke bruken av alternative løsninger, så lenge det kan dokumenteres at valgt løsning gir et tilsvarende godt sikkerhetsnivå.

Avviket begrunnes med følgende:

Endret bransjepraksis har ledet til at prosessanlegget på Alvheim har forhold som ikke lenger oppfyller dagens krav til prosessikring. Det er ikke foretatt vurderinger av løsningen som kunne legges til grunn etter eldre regelverk, om denne i tilstrekkelig grad sikrer en forsvarlig virksomhet av prosessanlegget i lys av ny viten og endret bransjepraksis.

NORSOK P-100:2001 anbefalte å beregne maksimalt utløpstrykk fra kompressorer, som dermed la grunnlaget for vurdering av behov for overtrykkssikring nedstrøms av kompressorene, basert på kombinasjonen av kompressorens mekaniske begrensninger, samt maksimalt oppnåelig trykk på innløpet til kompressoren. På denne tiden var sistnevnte vurdert til å være lik høytrykkstrippen (PAHH) i PAS.

Basert på denne metoden var det ikke ansett som nødvendig å installere PSV-er på utløpet fra 1. trinnet på kompressortogene. Argumentasjonen for dette er at, gitt datidens praksis med å bruke høytrykkstrippen på sugesiden av kompressoren for å bestemme maksimalt leveringstrykk, vil ikke overtrykking av utløpet kunne skje. Prosessikringen er dermed utformet med en høytrykkstripp på utløpet av kompressoren som primærbarriere, mens sekundærbarrieren i praksis vil være høytrykkstrippen på innløpet til kompressoren. Begge disse er PAS-funksjoner.

I forbindelse med revideringen av NORSOK P-100 versjon 2 til 3 i 2010, ble det gjort en endring i hvordan maksimalt utløpstrykk fra kompressorer beregnes. Endringen innebar at man ikke lenger kunne kreditere høytrykkstrippen på sugesiden av kompressoren, og at man i stedet skulle bruke designtrykk/PSV-settrykk oppstrøms av kompressoren som utgangspunkt for beregningen. Denne nye viten og endrede praksisen innebærer at overtrykking av utløpet nå anses som et reelt scenario.

Vår vurdering er at Alvheim er i en avvikssituasjon mot gjeldende regelverk siden anlegget ikke er utrustet med to uavhengige barrierer for beskyttelse mot dette scenarioet, samt fordi det er ikke utført vurderinger knyttet til hvorvidt dagens løsning har nødvendig robusthet og funksjonalitet som allikevel imøtekommer regelverkets krav. Vi anser dette som et særlig aktuelt forhold på Alvheim, tatt i betraktning den store forskjellen mellom PAHH og designtrykk på sugesiden av 1. trinns rekompresorer, som kan føre til at potensielt utløpstrykk ved beregninger iht.

dagens standard når området for brudd, som altså da vil kunne gi alvorlige konsekvenser.

5.1.2 Mangler ved overtrykkssikring av 1. trinnet på rekompresjonstogene

Avvik

Det er mangler ved dagens løsning i prosessikringssystemet ved overtrykkssikring av utløpet fra 1. trinnet på rekompessorene, da denne ikke gir tilstrekkelig beskyttelse mot overtrykk.

Krav

Innretningsforskriften §82 om ikraftttredelse, jf. forskrift om utforming og utrustning av innretninger med mer i petroleumsvirksomheten (innretningsforskriften) fra 2001 § 33 om prosessikringssystem

Begrunnelse

I forlengelsen av avvik 5.1.1, hvor det ble påpekt mangler ved vurderinger av forsvarlighet ved å legge «gamle» forskrifter med standardhenvisninger til grunn for designet sitt, har vi også identifisert at Alvheim – for noen av de samme forholdene; overtrykkssikring av utløpet fra 1. trinnet på rekompessorene – heller ikke oppfyller datidens krav til overtrykkssikring.

På sugesiden av 1. trinns rekompresorer er det stor forskjell mellom PAHH og designtrykk, samt liten margin mellom normalt driftstrykk og PAHH. Ifølge «process safety time»-rapporten, vil 1. trinns rekompresor kunne generere et trykk som overstiger maks tillatt akkumulert trykk, selv ved bruk av den «gamle» metoden som benytter PAHH som referanse for maksimalt sugetrykk. Designløsningen er drøftet i den fremlagte SAT-tabellen (ref. API RP 14C). Gapet mot dagens NORSOK er beskrevet, men det er eksplisitt skrevet at PAHH-en på sugesiden av kompressoren forhindrer trykk over designtrykk på utløpet. Dette står dermed i direkte motstrid til «process safety time»-rapporten, uten at dette er diskutert.

For 1. trinnet på *eksportkompressoertoget*, har det tidligere vært avdekket at kompressoren som følge av en rebundling ville kunne overtrykke utløpssegmentet. Dette forholdet ble risikovurdert, og da ble det besluttet å håndtere forholdet gjennom å redusere PAHH-en på sugesiden av eksportkompressoren til et nivå hvor kompressoren ikke kan overtrykke utløpet. Denne endringen førte altså til at prosessikringen for dette scenarioet igjen var i tråd med datidens NORSOK P-100. Dette forholdet var, før endring i PAHH, nøyaktig den samme situasjonen som 1. trinns rekompresor opereres med i dag, ref. avsnittet over. Aker BP har ikke kunnet redegjøre for hvorfor disse forholdene er behandlet forskjellig, og har heller ikke fremlagt tilsvarende dokumentasjon på vurderinger for rekompessorene som for

eksportkompressorene. På bakgrunn av disse forholdene kan vi ikke se at det er dokumentert at forskriftskravene til prosessikring er ivaretatt for rekompressorene.

5.1.3 Avvikshåndtering av sikkerhetskritiske forhold

Avvik

Aker BP har ikke dokumentert at nødvendige kompenserende tiltak er iverksatt for å opprettholde et forsvarlig sikkerhetsnivå frem til at avvik er korrigert.

Krav

Styringsforskriften § 22 om avviksbehandling 3. ledd, jf. rammeforskriften § 23 generelle krav til materiale og opplysninger

Begrunnelse

Aker BP har, hovedsakelig som følge av eget arbeid, vært kjent med flere avvik mot regelverkskrav med tilviste standarder over lang tid uten at vi har fått fremlagt en dokumentert risikovurdering eller kompenserende tiltak. Dette gjelder for følgende forhold:

Hydratbeskyttelse

- Manglende hydratbeskyttelse av sikkerhetskritisk utstyr har vært et tema over mange år; påpekt blant annet i Ptils tilsyn på Alvheim i 2019, og i barrierekartleggingen gjennomført av operatøren i 2021. Forholdet ble også aktualisert gjennom en hendelse i januar 2024 hvor det oppstod trykkoppbygging i R100 systemet som kan ha vært forårsaket av hydratoppbygging oppstrøms PSV. Risiko knyttet til dette forholdet er relatert til mulighet for at ventiler eller rørføring blokkeres av hydrater slik at nødvendige prosessikringsfunksjoner ikke blir tilgjengelige, jf. NORSOK P-002.

Operatøren har iverksatt arbeid for å kartlegge behov og definere nødvendige utbedringer, inkludert Synergi #179767 fra 2019 og #226802 fra 2021.

Gjennom en studie gjort i 2023 er det anbefalt å installere heat tracing på en omfattende mengde rørføring og utstyr i anlegget.

Under tilsynet vårt ble det beskrevet et arbeid gjort for å revurdere dette anbefalte omfanget, inkludert en erfaringsoverføringsworkshop med Equinor i Q1 2025.

Ifølge fremlagt rapport fra 2025 (A6303 – Alvheim HT Blowdown & PSV Lines) er arbeidsomfanget per i dag definert til å være begrenset til installasjon av varmekonservering oppstrøms 4 sett med PSV-er i 20 og 27-systemene, planlagt installert i 2026.

Omfanget er med dette kraftig redusert i forhold til anbefalingen fra 2023. Fremlagt resultat fra gjennomført workshop henviser til ikke definert videre arbeid for å vurdere ytterligere korrigerende eller kompenserende tiltak for de anbefalingene som ikke er prioritert.

- Det ble i 2021 bestemt at en årlig gjennomgang av hydratrisiko i prosessanlegget skal gjennomføres (Synergi-sak #202279). Slike gjennomganger er ikke gjennomført, med begrunnelsen at det ikke har vært opplevd hendelser som dokumenterer behov.

Innestengte hydrokarbonførende segmenter

NORSOK S-001 kapittel 12, tilvist fra innretningsforskriften § 34 fra 2001, krever at rør og utstyr som, når anlegget stenges ned, inneholder mer enn 1000 kg hydrokarboner er utstyrt med et trykkavlastningssystem.

Under en barrierekartlegging av PS13 i 2021; identifiserte Aker BP segmenter som mangler avlastningsmulighet, til tross for at de inneholder hydrokarboner som i betydelig grad overstiger grensen på 1000 kg. Det er per i dag ikke planlagt å installere slik trykkavlastning på noen av disse segmentene. Aker BP kunne ikke redegjøre for hvordan en kompenserer for manglende avlastningsmulighet på disse i mellomtiden, eller begrunnelse for å ikke gjennomføre dette for alle de identifiserte seksjonene.

Operatøren redegjorde for denne mangelen under tilsynet, og for sitt pågående arbeid med å finne en løsning. Vi ser imidlertid ikke at det er dokumentert at valgt løsning gir et tilsvarende sikkerhetsnivå som løsningen beskrevet i tilvist standard.

Sikkerhetskritiske tilbakeslagsventiler

Barrierekartlegging utført av operatøren i 2022 (OPS-BM-14-PS14-T03-0004) identifiserte mangler knyttet til tilbakeslagsventiler i anlegget på Alvheim.

Disse manglene inkluderte at det finnes kritiske sjekkventiler som ikke er identifisert som barriereelement, at det mangler kriterier for å definere hvilke tilbakeslagsventiler som har barrierefunksjon, og at identifiseringen av slike ventiler ikke er konsistent i driftsdokumentasjonen. Forholdet ble da kategorisert som å være av Lav sikkerhetsmessig konsekvens («Barrier impact: Low»), og aksjonen med å klarere ut forholdet har frist i mars 2026.

Under tilsynet kunne det ikke legges frem en oversikt over tilbakeslagsventiler med barrierefunksjon. Tilbakeslagsventiler har en svært sentral rolle knyttet overtrykksbeskyttelsen i prosessanlegget (ref. tilviste standarder NORSOK S-001 og P-002). Det å mangle oversikt over disse kan medføre at sentrale ventiler ikke får tilstrekkelig vedlikehold og testing for å sikre at tilbakestrømming gjennom dem ikke

overskrider forutsatte rater. Det er vår vurdering at dette forholdet dermed kan ha betydelige sikkerhetsmessige konsekvenser.

Verifikasjoner av noen utvalgte tilbakeslagsventiler i anlegget ble gjort under tilsynet. Disse var ikke merket i felt, men de var imidlertid registrert i SAP som barriereelementer og hadde dokumentert gjennomført vedlikehold.

Brannspjeld som ikke lukker fullstendig

Brannspjeld som under testing ikke lukker fullstendig håndteres i Synergi som et «avvik». I Synergi-saken 288143 ble dette omtalt som et avvik mot kravet i NORSOK S-001, men ikke krysset av som avvik mot regelverkskrav, mens forholdet i operatørens granskingsrapport ble omtalt som et avvik mot § 5 om barrierer i styringsforskriften. Vi ble vist Synergi-sak #287132 og møtereferat knyttet til Synergi-sak #287459 etter såkalt filtermøte. Fremvist referat hadde ingen vurdering / referanse til diskusjon av forholdet.

5.1.4 Mangelfull overvåkning av ytelse

Avvik

Aker BP har ikke sikret overvåking av ytelse for sikkerhetskritiske avstengingsventiler som i tilstrekkelig grad ivaretar behov spesifisert i designløsningen.

Krav

Aktivitetsforskriften § 47 om vedlikeholdsprogram, 3. ledd

Begrunnelse

I tilsynet ble vi gjort oppmerksom på at gangtidskrav for ventiler er implementert i SAS og at hver gang ventilene blir aktuert, blir gangtiden automatisk målt, sammenlignet med kravet – og dersom det inntreffer et avvik, gis det en alarm.

Vi så på kravene til losseventil 21EV0153, som var gitt krav til både maksimal åpne- og lukketid. Dokumentasjon viser at denne ventilen også skal oppfylle krav til *minimum åpnetid* for å forhindre trykkslag/vannhammer-effekt som potensielt kan forårsake overtrykking. Maksimal åpne- og lukketid var implementert i SAS, og ytelsen med hensyn til disse kravene kan derfor bli fulgt opp i henhold til regelverkets krav. Når det kommer til *minimum åpnetid*, var denne ikke tilgjengelig i SAS, og Aker BP kunne heller ikke vise til at de har innført andre aktiviteter som kan verifisere at dette kravet er ivaretatt.

I en avklaring etter tilsynet, kom det frem at dette ikke er et tilfelle av en enkeltglipp, men at det er systematisk og gjelder generelt for sikkerhetskritiske avstengningsventiler som har disse *ekstra* gangtidskravene.

5.2 Forbedringspunkt

5.2.1 Manglende oppfølging av ytelseskrav

Aker BP synes ikke å sikre at ytelsen til etablerte barrierer systematisk blir fulgt opp, for å bekrefte barrierens effektivitet.

Krav

Styringsforskriften § 5 om barrierer, 4. ledd

Styringsforskriften § 8 om interne krav

Begrunnelse

Bakgrunn

Når det gjelder ivaretagelse av ytelsen til de etablerte barrierene er det av operatøren definert et grensesnitt som ble beskrevet under oppstartsmøtet. Dette inkluderer at:

- Teknisk Autoritet (TA) har ansvar for å etablere og vedlikeholde ytelseskrav for de tekniske barrierene, og skal involveres i avvikshåndtering.
- PS-ansvarlige på Alvheim er ansvarlig for å kjenne til behov for, rolle og utforming av barrierene, og at ytelsen opprettholdes.
- Teknisk fagansvarlige (TFA) i Alvheim-organisasjonen har ansvar for kommunikasjon av status og avvik fra ytelseskrav for tekniske barrierer, inklusive evaluering av data fra funksjonstester.
- For de prosess-relaterte barrieresystemene PS13 Emergency Depressurisation and Flare and Vent system og PS14 Process safety er det Alvheim Asset Engineering – Prosess som er definert som PS Technical Owner / PS ansvarlig.

Forbedringspunktet begrunnes med følgende:

Det ble under tilsynet lagt frem dokumentasjon på at det for disse PS-ene er evaluert om/hvordan de etablerte barrieresystemene på Alvheim samsvarer med de generelle ytelseskravene til disse barrierene. Faktisk ytelse for barrieresystemene er imidlertid ikke en del av disse evalueringene.

For prosessikring var det ikke spesifisert en TFA, ref. ansvarsbeskrivelse over. Det kunne ikke vises til at verken PS-ansvarlige eller prosessingeniør i Asset Production gjennomfører en systematisk evaluering av hvorvidt faktisk ytelse for disse barrierene er i tråd med interne krav, og det kunne ikke redegjøres for hvorvidt det er andre instanser som gjennomfører slike evalueringer.

Det fremstår med dette som at det mangler en systematisk evaluering på systemnivå av den ytelsen som disse barrieresystemene i praksis har.

5.2.2 Mangler ved implementering av operasjonelle barrierer

Aker BP synes ikke å ha sikret at informasjon om sikkerhetskritiske tiltak definert som operasjonelle barriere-elementer blir formidlet til personell ansvarlig for å utøve dem. Det er heller ikke etablert ytelseskrav til alle disse barriereelementene.

Krav

Styringsforskriften § 5 om barrierer, 4. ledd.

Styringsforskriften § 15 om informasjon, 2. ledd

Begrunnelse

Bakgrunn:

Gjennom dokumentet 3203-T-ABP-S-SA-00-0120-00 («PS20») er operasjonelle barrierer (OBE) for Alvheim definert. Dokumentet ble under samtalene referert som et brodokument som viser etablerte operasjonelle tiltak/barriereelement, koblet mot tekniske barrierer, med referanse til ytelsespåvirkende faktorer som etablerte prosedyrer og treningsopplegg, og til eventuelle ytelseskrav og verifikasjonselementer der slike er identifisert.

Noen av elementene definert som OBE omhandler situasjoner der definerte roller, for eksempel kontrollromsoperatørene (PKRO) sin inngripen er gitt en spesifikk rolle i å hindre at en faresituasjon oppstår eller utvikler seg – de har altså en sikkerhetskritisk barrierefunksjon. Hvilken inngripen som praktisk sett forventes angis ikke alltid, men det henvises til relevante prosedyrer, kompetanse og trening. Det er i liten grad satt ytelseskrav eller krav til verifisering av disse elementene.

Forbedringspunktet begrunnes med følgende:

- a) Følgende definerte operasjonelle barriererelementer ble under tilsynet drøftet med personell som har en definert rolle knyttet til å utføre tiltak:
 - BF02-01-01-30 som setter krav til at PKRO ved singel brann og gass deteksjon umiddelbart skal fjerne inhibiteringer på brann, gass og ESD – for på den måten å gjøre de tekniske barrierene tilgjengelige og sikre riktig ESD nedstenging.
 - BF02-01-01-50 der PKRO ved gassdeteksjon i CCR/LER/LQ må vurdere å manuelt overstyre nedstengingstimer og øyeblikkelig initiere UPS.

Gjennom samtaler kom det frem at det ikke finnes en entydig oversikt/beskrivelse tilgjengelig for operatørene som angir hvilke faktiske tiltak/inngripen som er ventet av dem i situasjoner der de har en direkte sikkerhetskritisk rolle (utgjør et barriereelement), og hvilke tiltak som var knyttet til disse eksemplene vi drøftet var ikke kjent.

Vår vurdering er at dette kan indikere at sentralt personell ikke får informasjon om viktige operasjonelle barriereelementer/sikkerhetskritiske aksjoner som tilligger deres roller og er forventet av dem.

Det er heller ikke etablert ytelseskrav knyttet til disse barriereelementene.

- b) Vi viser videre til Havtils tidligere tilsyn med overtrykkssikring av innløpsarrangementet på Alvheim (2022/555). Her påviste vi at identifiserte operasjonelle tiltak som inngikk i løsningen ikke var etablert i noen ytelsesstandard. Videre var driftsprosedyrer ikke utformet slik at de ivaretok alle elementer knyttet til den valgte løsningen. Dette avviket ble besvart med henvisning til at driftsprosedyrer skulle oppdateres for å inkludere forholdet, og at det ville etableres operasjonelle barrierer med tilhørende ytelseskrav.

Forholdet som ble undersøkt den gangen var knyttet til barrierer mot overtrykking av innløpsarrangementet på Alvheim. Det ble da beskrevet en forventet verifisering fra kontrollrommet av at trykket oppstrøms choke på topside er under 50 barg før oppstart initieres.

I tillegg har Valve Interlock System for Overpressure Protection (VISOP)-systemet en rolle gjennom både å sikre gjennom forriglinger at involverte ventiler åpnes i en sikker rekkefølge, og å hindre at choke åpner dersom oppstrøms trykk er uakseptabelt.

Disse forholdene ble også redegjort for under vårt oppstartsmøte 1.9.25, beskrevet som iverksatte «uavhengige beskyttelsesnivåer» for overtrykksikring av innløpsarrangementet, henholdsvis nivå B og C.

Vi ser at BF01-02-03-10 i PS20 «Ved overtrykk i brønn skal PKRO overvåke VISOP» kan være koblet mot dette forholdet. Beskrivelsen er at PKRO skal «overvåke VISOP ved overtrykk» og «ved overtrykk i brønn ... sikre at systemet fungerer som tiltenkt».

Det at operatørene, som en operasjonell barriere, i tillegg til og uavhengig av VISOP, før oppstart iverksettes skal sjekke at trykket oppstrøms choke er under 50 bar og eventuelt trykkavlaste segmentet, («nivå B» i overtrykksikring av innløpsarrangementet) kommer slik vi ser det ikke tydelig frem i PS20 slik det er beskrevet i dag.

Det er ikke definert ytelseskrav eller verifikasjoner knyttet til dette barriereelementet.

Vi anser at dette kan være et eksempel på mangelfull implementering av et definert operasjonelt barriere-element.

Vi vil presisere at vi gjennom oppfølging etter tilsynet fra 2022 har fått bekreftet at forholdet er blitt inkludert i oppstartsproseduren for system 20. Vi har ikke under dette tilsynet undersøkt hvordan forventede tiltak («nivå B») gjennomgås i simulatorentreningen som det henvises til i PS20 som ytelsespåvirkende faktorer, eller hvorvidt disse var gjort kjent for operatørene i kontrollrommet.

5.2.3 Bemanning

Aker BP synes ikke å ha sikret tilstrekkelig bemanning til støttefunksjonene på land.

Krav

Styringsforskriften § 14 om bemanning og kompetanse

Begrunnelse

Operatøren har gjennom sine kartlegginger identifisert en rekke mangler/svekkelser i sikkerhetssystemer på Alvheim, jf. avvik 5.1.2. Vi har sett at utredning og eventuell utbedring av forholdene tar lang tid, uten at effektiv kompensering er iverksatt. Dette kan medføre svekking av sikkerheten på Alvheim, og indikerer etter vår vurdering mangler ved kapasiteten til de faglige støttefunksjonene.

6 Andre kommentarer

6.1 Teknisk tilstand i et levetidsperspektiv

Det har over tid vært lagt ned arbeid i å få kontroll på utestående vedlikehold på Alvheim. Fremdeles uttrykkes det hos relevant personell bekymring rundt en utvikling i senfasen der teknisk degradering er ventet å akselerere. Det ble påpekt at levetidsprosjektet har i seg omfang knyttet til å utføre oppgraderinger for å motvirke dette; for eksempel er det i gang korrektivt arbeid for å redusere mengden korrosjon i anlegget.

7 Deltakere fra oss



8 Dokumenter

Følgende dokumenter ble benyttet under planleggingen og utføringen av tilsynet:

- #94331 Aksjoner fra RA på gas eksport kompressor.pdf
- #94331 Vedlegg_ Aksjoner RA Alvheim gas export compressors (003).pdf
- #94331 Vedlegg_20160318 RA of Alvheim gas export compressors_FIN.xlsx
- Synergi #277739 • Alvheim KB7 (24_6-B-7 Y2H) - periodic communication between tubing and A-annulus.pdf
- Synergi #286297 • Risk Assessment for Alvheim KA5 (25_4-K-6).pdf
- Synergi #100532 Deviation from NORSOK D-010 failed annulus pressure transmitter on KA5.pdf
- Synergi #288143 • Flere brannspjeld lukker ikke fullstendig.pdf
- Synergi #290215 • Brannspjeld i bysseavtrekk lukker ikke.pdf
- Synergi 284285 - RA - risiko for hydratblokkering i system 23.pdf
- Synergi 202279 - Aktivitetsoppfølging.pdf
- 18_Synergi 226802 - Oppfølging av hydratrisiko.pdf
- ALV-ABP-P-RA-0001 - Alvheim inlet separators overpressure protection report.pdf
- 3203-T-DEN-P-RA-27-0001-00 - Oppgradering av Alvheim eksportkompressor - Trykk og temperatur design betingelser.pdf
- ALV-ORP-P-RA-0001 - Alvheim Process Safety Time Report.pdf
- A6303 - Alvheim HT Blowdown & PSV Lines - Final report.PDF
- REGULATORY BASIS BASED ON SYSTEMS LISTED IN NORSOK Z-DP-002 COMPLIANCE MATRIX- 3203-M-MPC-Z-KA-00-0002-00.pdf
- 2025-05-08-ALV-Simple Process PFD.pdf
- 274916 SV Ventilstatus • Synergi Life.PDF
- 275704 Selfverifikasjon uke 6. • Synergi Life.PDF
- 275968 Selv-verifikasjon uke 8 - Barrieresvekkelser og un • Synergi Life.PDF
- 276460 Verifikasjon ventilstatus • Synergi Life.PDF
- 276477 Selv-verifikasjon uke 10 ventil status • Synergi Life.PDF
- 276516 Uke 10 Selv-verifikasjon_ Læring etter uønskede he • Synergi Life.PDF
- 277003 Selv-verifikasjon ventilstatus uke 13 • Synergi Life.PDF
- 277257 Selv-verifikasjon på ventilstatus uke 14 • Synergi Life.PDF
- 277498 Selv verifikasjon uke 16 - ventilstatus • Synergi Life.PDF
- 277997 Self verifikasjon uke 18 ventilstatus • Synergi Life.PDF

- 278242 Gjennomføre selv-verifikasjon av læring etter uøns • Synergi Life.PDF
- 278368 Selv verifikasjon ventilstatus uke 20 • Synergi Life.PDF
- 278688 Selv verifikasjon uke 22 • Synergi Life.PDF
- 278880 Selv-verifikasjon Uke 23 _ventil status_ • Synergi Life.PDF
- 279573 Selv-verifikasjon uke 26 Arbeid på trykksatte syst • Synergi Life.PDF
- 279855 Selv verifikasjon- Uke 27 • Synergi Life.PDF
- 280425 Selvverifikasjon uke 31, læring etter uønskede hen • Synergi Life.PDF
- 281044 Selv-verifikasjon uke 34 • Synergi Life.PDF
- 283162 • Selvverifikasjon - Unngå hydrokarbonlekkasjer uke • Synergi Life.PDF
- 283172 Selv verifikasjon Ventilstatus uke 44 • Synergi Life.PDF
- 284887 Selv-verifikasjon uke 52 - læring etter uønskede h • Synergi Life.PDF
- 3203-O-MPC-P-XA-00-0001-01_PFD.pdf
- 3203-T-ABP-S-SA-0001-00 Alvheim Safety Strategy_04.pdf
- 3203-T-ORP-P-RA-43-0002-00.pdf
- 3203-T-VAB-P-RA-00-0002-00 SAFETY ANALYSIS TABLES.pdf
- 5913856442733812_6431199804416744_3203-O-ALV-P-KA-33-0001-00.pdf
- ALV-001318 - Attachment - Alvheim Valve Leak Test Pressure Log Forms.xlsx
- Alvheim Årsplan for Selvverifikasjon 2020.pdf
- Alvheim Årsplan for Selvverifikasjon 2021.pdf
- Alvheim Critical Valves Leak Test Procedure (1).pdf
- Årsplan for selvverifikasjon 2022.pdf
- Årsplan for selv-verifikasjon 2023.pdf
- Årsplan for selvverifikasjon 2024.pdf
- Årsplan for selv-verifikasjon 2025.pdf
- Barrier mapping Findings OPS-BM-14-PS14-T03-0004.pdf
- Driftsprosedyre for system 64_ Nitrogen og nøytralgass (3).pdf
- Hydratrisiko PST og PSVer 2020.pptx
- LABH207,LALH213 APV.docx
- Landorganisasjon_Alvheim.jpg
- Offshore organisasjon_Alvheim.pdf
- Oversikt over internrevisjoner relevant for tema for tilsynet gjennomført siden 2020.pdf
- Oversikt over registrerte avvik relevante for tilsynet.pdf
- PS 20 -3203-T-ABP-S-SA-00-0120-00.pdf
- PS13 - 3203-T-ABP-S-SA-00-0113-00.pdf
- PS14 - 3203-T-ABP-S-SA-00-0114-00.xlsx
- PS4 - 3203-T-ABP-S-SA-00-0104-00.pdf
- Samhandlingsmøter.pdf
- Synergi 179767 - Hydratbeskyttelse av prosessikringssystemet.pdf
- Tidslinje - Tid til brudd.xlsx
- WF-0289_en-US_Perform Barrier Mapping_Rev8.docx

Vedlegg A**Deltakerliste**