

Rapport etter tilsyn

Rapport	
Rapporttittel	Aktivitetsnummer
Tilsyn med Equinor sin oppfølging av brønnintegritet på Statfjord C og tilhørende satellitter - Aktivitet 001037088	001037088
	Saksnummer
	2025/1883

Gradering	
☒ Offentlig	☐ Unntatt offentlighet

Involverte	
Hovedgruppe	Oppgaveleder
A-1	
Deltakere i revisjonslaget	Dato
	19.3.2026

1 Innledning

Vi førte tilsyn i form av revisjon med Equinor sin oppfølging av brønnintegritet på Statfjord C og tilhørende satellitter, i perioden fra 16. til 22. januar 2026. Tilsynet ble gjennomført i Equinor sine lokaler i Stavanger.

2 Bakgrunn

Statfjord er et olje- og gassfelt lokalisert i Tampen-området i Nordsjøen. Feltet er bygget ut med tre betongunderstellplattformer som står på om lag 150 meters havdyp. Statfjord C ble installert i 1984, mens satellittfeltene Statfjord Nord og Statfjord Øst ble satt i drift i 1994/95, og Sygna og Statfjord Nordflanken i 2000. Statfjord-satellittene består av havbunnsinstallasjoner som er tilknyttet Statfjord C-plattformen.

I 2013 ble det gitt samtykke til forlenget drift av Statfjord C med satellitter frem til utløpet av lisensperioden i 2026. I juni 2025 mottok Havtil en søknad om ytterligere levetidsforlengelse for Statfjord C og Statfjord-satellittene, med foreslått drift frem til 31.12.2040. I søknaden fremgår det at det er identifisert flere svekkelser knyttet til brønnintegritet på feltet. En forsvarlig styring av brønnintegritet i et brønnlivssyklusperspektiv forutsetter systematisk monitorering, vurdering og vedlikehold av brønnbarrierer for å forhindre lekkasjer og sikre at brønnene fungerer som tiltenkt gjennom hele produksjonslivssyklusen.

3 Mål

Målet med tilsynet var å føre tilsyn med at brønnintegritet på Statfjord C er i samsvar med myndighetskrav og egne interne krav, slik at sannsynligheten for feil, fare og ulykker reduseres.

4 Resultat

4.1 Generelt

Resultatet i rapporten bygger på vår vurdering av Equinor sine presentasjoner gitt i tilsynet, informasjon fra intervjuer og i møter med utvalgt personell, samt gjennomgang av mottatt dokumentasjon.

Under tilsynet ble det påvist følgende avvik:

- 5.1.1 Manglende formidling av informasjon om hvilke brønnbarriereelementer som er svekket
- 5.1.2 Manglende trening på identifiserte fare- og ulykkessituasjoner
- 5.1.3 Manglende identifikasjon og risikovurdering av barriereelementer i tidligere brønnløp
- 5.1.4 Manglende program for midlertidig forlatte/ pluggede brønner
- 5.1.5 Mangler i oppfølging og dokumentering av brønnbarriereskisser
- 5.1.6 Mangelfulle krav til kvalifisering av krypende formasjon som brønnbarriereelement
- 5.1.7 Manglende varsling av brønnhendelser til tilsynsmyndighet

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 formidling av informasjon om hvilke brønnbarriereelementer som er svekket

Avvik

Equinor hadde ikke sikret at informasjon om svekkede brønnbarriereelementer var dokumentert og fremgikk i brønnbarriereskissene.

Krav

*Styringsforskriften § 15 om informasjon, andre ledd, jamfør
Styringsforskriften § 5 om barrierer, femte ledd*

Begrunnelse

Statfjord C har historisk feilrate på DHSV (Down Hole Safety Valve) over bransjekravet på 2 %. Dette, inkludert feilrate på ASV (Annulus Safety Valve) over bransjekravet på 2 %, gjør at egenvurdering av brønnintegritet for brønner i drift (PS17A) på Statfjord C er gitt en karakter D, som beskrives som «significant deficiencies» eller betydelige mangler. Dette er registrert

og håndtert i selskapets verktøy for å identifisere og følge opp svekkelser i teknisk tilstand, Technical Integrity Management Program (TIMP). TTS-rapport (Teknisk Tilstand Sikkerhet) fra januar 2024 anbefaler også å beholde karakter D for PS17A brønnintegritet.

I perioden mellom oktober 2023 til og med oktober 2025, er det ifølge mottatt testoversikt totalt 11 av plattformbrønnene som har feilet på første DHSV test. Seks av disse har registrert mer enn en feilet test gjennom perioden. Den SFC-spesifikke operasjonsprosedyren "SO01028-Opr, Final Ver. 4 - System DB - Brønntesting og brønnrengjøring" beskriver "hvis ventilen feiler på første forsøk, skal en følge anbefalinger gitt i flytskjema FØR DHSV opereres (for å unngå OKFOF). FAK Brønnintegritet informeres pr. e-post".

Beskrivelse av lekkasjetesting av DHSV i flytskjema "Vedlegg SO01028-Opr-Flytskjema for håndtering av lekkasjetesting av DHSV.pdf":

1. Dersom det er problemer med å få god test på første forsøk skal en blø ned trykket over DHSV, uten å åpne ventilen, for å koke ut evt. gass i væskefase. Videre gjennomføres en ny test ved å blø ned til maksimalt tilgjengelig differansetrykk. Dersom ny test er godkjent, skal en vurderer å øke testfrekvens og lekkasjetest anses som OK og godkjent.
2. Dersom ny test ikke godkjennes skal man gjøre tiltak på stedet, og en vil gjennomføre ny test for hvert tiltak:
 - a. Operer ventil flere ganger for å eventuelt fjerne avleiringer fra flowtube området.
 - b. Pumpe væske/ diesel for å fjerne sand/ avleiring/ asfaltener.
 - c. Slamre ventil ihht. til godkjent prosedyre fra leverandør. Ventil skal opereres før ny lekkasjetest.

Dersom test godkjennes etter et eller flere av disse tiltakene vil testen registres som "OK, failed on first" (OKFOF), en M3 notifikasjon (teknisk tilbakemelding) skal fylles ut og en M5 notifikasjon for endring av testintervall/ forebyggende vedlikehold (FV) etableres. Det beskrives videre at faglig anleggskontakt (FAK) vurderer:

- Endring av status i Intetech Well Integrity Toolkit (iWIT)/ TIMP og Well Barrier Schematic (WBS).
 - Risikovurdering/ kompenserende tiltak.
 - Antall feilede tester før ok test og historikk, bestemmer videre tiltak og vurdering av påliteligheten til ventilen.
3. Dersom tiltak ikke hjelper vil en anse test som feilet. M2 notifikasjon genereres, brønnen stenges og sekundærbarriere testes. IWIT, TIMP og WBS oppdateres med risikostatus oransje (brønnintegritetskategorisering i henhold til Offshore Norge, 117-Recommended guidelines for well integrity, Rev.6) og en feilet primærbarriere.

En gjennomgang av relevante brønnbarriereskitser (mottatt 17.11.2025) viser ikke til historikk (unntak, notat eller lignende) for feilede (OKFOF) brønnbarriereelementer (DHSV). I følge Equinor sitt krav R-19679 – Well barrier condition i DW1100.06 – Testing of well barrier elements skal "The condition of the well barriers and each well barrier element shall be known at all times. The well barrier schematic shall provide the status of the barrier elements. Failed or weakened WBEs shall be documented in the well barrier schematic".

Av de 11 plattformbrønnene med feilet test i perioden, er fem kategorisert som lysegrønne, seks som gule og en som oransje i henhold til brønnintegritetskategorisering (ref. Offshore Norge, 117- Recommended guidelines for well integrity, Rev.6). Denne kategoriseringen er basert på andre barrieresvekkelser (f.eks. manglende gasstette gjenger på 13 3/8" casing, lekkasje i GLV over API krav, PWV lekkasje over API krav, utilstrekkelig kollapsstyrke osv.) og inkluderer ikke feilede (OKFOF) brønnbarrierelementer.

Manglende samordning av relevante brønnbarrieresvekkelser i brønnbarriereskisser medfører at driftsorganisasjonen ikke har et helhetlig og oppdatert bilde av brønnenes barrierestatus. Dette kan medføre beslutninger som ikke er basert på faktiske forhold og kan svekke selskapets evne til å styre risiko knyttet til brønnintegritet.

5.1.2 Manglende trening på identifisert fare- og ulykkessituasjoner

Equinor hadde ikke sikret at det var gjennomført øvelser for å sikre at personellet til enhver tid var i stand til å håndtere fare- og ulykkessituasjoner.

Avvik

Equinor hadde ikke gjennomført øvelser knyttet til tap av brønnintegritet for brønner i drift, med utgangspunkt i de operasjonelle tiltakene driftsorganisasjonen ville kunne ivareta. Øvelser på tap av brønnkontroll, DFU 4, ble gjennomført med tilstedeværelse av bore- og brønnpersonell, og gjenspeilet ikke situasjoner der man ikke hadde umiddelbar tilgang på kompetanse/personell fra bore- og brønnorganisasjonen.

Krav

*Aktivitetsforskriften §23 om trening og øvelser, første ledd, jamfør
Styringsforskriften §8 om interne krav, første ledd, jamfør
Styringsforskriften §5 om barrierer, første ledd punkt b og c*

Begrunnelse

Det kom frem gjennom dokumentgjennomgang og intervjuer at Equinor på tidspunkt for tilsynet ikke hadde spesifisert en fare- og ulykkessituasjon for tap av brønnintegritet for brønner i drift (DFU 4A), og derfor heller ikke øvd på slike situasjoner. Dette til tross for at selskapets krav *TR3506 Blowout contingency plan* også var gjort gjeldene for driftsorganisasjonen.

Tap av brønnkontroll kan oppstå både i forbindelse med bore- og brønnoperasjoner, men også som følge av svikt i brønnbarrierer på produserende brønner eller i brønner som av ulike årsaker står innestengt. På tidspunkt for tilsynet var det tre brønner i oransje status knyttet opp mot SFC, herav to plattformbrønner og en subseabrønn på G-templatene. Oransje status innebærer at man allerede har bortfall av en barriere og at ytterligere svekkelser vil kunne lede til tap av brønnintegritet.

Dokumentasjon fra TTS 2024 viser at Equinor vurderte mangel på prosedyrer som beskriver operasjonelle tiltak driftsorganisasjonen kunne utføre i tilfelle tap av brønnintegritet, som et brudd med selskapets krav. Det ble videre anbefalt at man opprettet en egen DFU4A for tap

av brønnkontroll for brønner i drift. På tidspunkt for TTS 2024 var PS17A på Statfjord C TIMP'et til karakteren D, tilsvarende som på tidspunkt for tilsynet.

5.1.3 Manglende identifikasjon og risikovurdering av barriereelementer i tidligere brønnløp

Avvik

Equinor hadde ikke sikret at det var kjent hvilke barrierer som er etablert i tidligere brønnløp.

Krav

Styringsforskriften § 5 Barrierer, fjerde ledd

Styringsforskriften § 17 om risikoanalyser og beredskapsanalyser, første og fjerde ledd

Begrunnelse

I forbindelse med TTS gjennomgang av PS17A i 2024 ble det identifisert et punkt på manglende informasjon i forhold til brønnbarrierer i tidligere brønnløp på SFC. Ref. TTS funn PS17A F1.6 - *Mange brønner mangler informasjon i forhold til brønnbarrierer i tidligere brønnløp*. Forslag til tiltak fra TTS var at det bør etableres et systematisk arbeid som bekrefter at tidligere brønnløp har blitt plugget og forlatt på forsvarlig vis.

Arbeid med å lukke TTS funn ble i første steg gjennomført ved å kartlegge hvor mange av brønnløpene på SFC som manglet en WBS. Videre ble det gjennomført en risikovurdering, «*Risk Register - SFC - Missing well barrier status of old wellbores.pdf*», med deltakere fra subsurface- og B&B-avdeling. Risikovurderingen identifiserte 4 generelle «Hazards», men ingen spesifikke risikoer basert på faktisk barrieresituasjon i aktuelle brønnløp. Det ble videre beskrevet i dokumentasjonen at det er identifisert manglende etablerte barrierer mot formasjoner i overlageringen, samt at enkelte brønnløp kan ha svekkede barrierer mot reservoaret. Risikovurderingen beskriver krypende leire i Shetland og Hordaland, B- og C-annulus monitorering, samt mottakskapasitet i sandlagene i Rogaland, Hordaland og Utsira som «existing safeguards» og «mitigating measures». Videre ble det iverksatt tiltak med å systematisk etablere WBS for samtlige relevante brønnløp når det planlegges en P&A eller sidesteg av en brønnsliste.

I følge Equinor sitt krav *R-100105 - Well barrier schematics* skal brønnbarriereskjema som et minimum etableres for (bl.a.) tidligere pluggede sidesteg og krav *SR-4095* i *TR1055* skal brønnbarrieresystemet gjennomgå tverrfaglige risikostudier i tilfeller med potensielt svake barriereelementer.

Manglende kartlegging og risikovurdering av de konkrete brønnløpene innebærer at mulige svake barriereelementer og potensielle lekkasjeveier mellom eksisterende og fremtidige brønnløp eller ringrom ikke er identifisert. Med dagens tilnærming risikerer selskapet at flere brønnløp først blir vurdert i forbindelse med permanent plugging av brønnslistene nær 2040, noe som gir manglende oversikt over faktisk barrierestatus i en lang del av driftsperioden.

5.1.4 Manglende program for midlertidig forlatte/ pluggede brønner

Avvik

Equinor hadde ikke sikret utarbeidelse av program og oppdatering av dette for brønner som midlertidig forlates.

Krav

Aktivitetsforskriften § 81 om brønnprogram, første og andre ledd

Begrunnelse

I mottatt søknad om samtykke til levetidsforlengelse fra 2013/ 2014, «*Søknad til Petroleumstilsynet om samtykke til forlenget drift av Statfjord C og Statfjord Satellitter.pdf*», beskrives følgende: «*Statfjord Nordflanken rørledningen er permanent stengt og brønnene er innestengt, men ikke plugget. En strategi for permanent plugging og fjerning (PP&A) er under utarbeidelse*».

Uttalelse fra vernetjenesten og tillitsvalgte vedlagt samtykkesøknad fra 2025 lyder: «*Nordflanken er en del av satellitt produksjonen som ble stoppet i 2008. Riseren er underkjent og mesteparten av utstyret topside er fjernet. Utstyret subsea ble installert rundt årtusenskiftet. Etter vår mening må det snarest gjennomføres en plugging av brønnene ute på templaten slik at disse er i sikker modus.*»

Begge brønnene ble komplettert i 1999 som oljeprodusenter, har foringsrør og produksjonsrør fra installasjons år (27 år gamle) og ble innestengt i 2008 da det ble oppdaget svekkelse/ skade på flowline/ produksjonsriser. Designlevetid er referert til i «*Søknad om samtykke til forlenget drift av Statfjord C og Statfjord Satellitter.pdf*» til å være 25 år på Statfjord satellitter.

I henhold til brønnintegritetskategorisering (ref. Offshore Norge, 117- Recommended guidelines for well integrity, Rev.6) er brønn 33/9-G-4 H kategorisert som grønn, mens brønn 33/9-G-3 AH er oransje pga. en feilet DHSV og en lekkasje i dypsatt mekanisk plugg. På tidspunkt for tilsynet ventet brønnen på utbedring med LWI fartøy.

I forbindelse med tilsynsaktivitet kom det frem i møter og intervjuer at det ikke er, eller har vært, en plan for videre bruk av det to havbunnsproduksjonsbrønnene. Det ble uttrykt i oppsummeringsmøte at det evalueres videre bruk av slissene på Nordflanken basert på undersøkelsesbrønn som ble boret i fjor, men at dette arbeidet ikke er fullført.

5.1.5 Mangler i oppfølging og dokumentering av brønnbarriereskisser

Avvik

Equinor hadde ikke sikret tilstrekkelig oppfølging og dokumentering av brønnbarriereskisser.

Krav

Aktivitetsforskriften § 85 om brønnbarrierer, første ledd, jamfør Styringsforskriften § 21 om oppfølging, første og andre ledd, jamfør

Styringsforskriften § 15 om informasjon, andre ledd

Begrunnelse

Det ble under tilsynet ved intervjuer, gjennomgang av tilsendt dokumentasjon og stikkprøver avdekket mangler i brønnbarriereskisser tilhørende Statfjord C og tilhørende Satellitter.

Noen eksempler;

- Flere av WBS'ene har opplysninger om hvem som har forberedt/ oppdatert tegningene, men ingen referanse til verifikasjon av oppdateringen (eks. 33/9 M-3 H, G-4 AH). Ref. Equinor sitt krav *R-19944 – Oppdaterer barrierediagram* i DW1100.
- Flere av tegningene har feil referanser til tegning når det gjelder «note» og flere refererer til «notes» som ikke er inkludert i tekstboks/ WBS.
- Flere av tegningene har ikke informasjon om «well status» (eks. 33/9- N-3 HT, N-2 AH, M-4 BH, M-2 CHT2, M-1 BH, L-2 AH, L-1 AH)
- Det ble gjennom intervjuer kommunisert at flere av de midlertidige pluggene i midlertidig forlatte brønner har overgått sin levetid. Det er evaluert som mer forholdsmessig å beholde disse pluggene enn å sette nye, men det kommer ikke frem i brønnbarriereskisse(ne) at pluggen(e) hadde overgått sin levetid for installasjon i brønn.
- Manglende oppretting og referanse i brønnbarriereskisse til unntak når brønn er i avvikssituasjon (ref. G-3 H Lekkasje i dypsatt ME plugg, installert 6.9.2022).

5.1.6 Mangelfulle krav til kvalifisering av krypende formasjon som brønnbarriereelement

Avvik

Equinor hadde ikke sikret tilstrekkelige interne krav, til kvalifisering av krypende formasjon, som konkretiserer krav i regelverket.

Krav

Styringsforskriften § 8 om interne krav, første ledd, jamfør

Innretningsforskriften § 48 om brønnbarrierer, første ledd, jamfør

Innretningsforskriften § 9 om kvalifisering og bruk av ny teknologi og nye metoder, andre ledd

Begrunnelse

Equinor benytter krypende formasjon som et brønnbarriereelement i formasjonene Hordaland Gp.1 og Mid Shetland på Statfjord C. Gjennom tilsynet har selskapet ikke dokumentert at formasjonen er kvalifisert i tråd med kravene i NORSOK D-010 Rev. 5 (2021), EAC tabell 52.

Equinor sine egne krav i *TR3507 Well Integrity Manual – offshore operations* og *GL3592 Formation as annular barrier* ivaretar ikke regelverkets krav for kvalifisering av krypende formasjon i henhold til *EAC tabell 52 Creeping formation* i *NORSOK D-010 Rev.5/ 2021*. EAC Tabell 52 stiller krav til at en spesifikk formasjon må være kvalifisert ved logging og FIT for at logging alene skal kunne vurderes tilstrekkelig i andre brønner. For at en formasjon skal kunne betegnes som kvalifisert forutsetter NORSOK D-010 en kvalifiseringsmatrise med en

tilhørende kvalifisert «*track record*». En kvalifisert «*track record*» er definert i NORSOK D-010 som minimum tre (3) godkjente operasjoner, ved å benytte de samme forhold/parametersett. I henhold til GL3592 og TR3507 kreves det lekkasjetest av krypene formasjon i én (1) brønn.

For kvalifisering av krypene formasjon i Hordaland 1 brukes logg og test i brønn 33/9 C-30 fra 2013. *"Pressure test 33/9 C-30 A The Hordaland Gp. 1 shale barrier is laterally extensive and is also used as barrier for PP&A on other fields (Huldra Field, Brent Field and others)"*. Mens for kvalifisering av krypene formasjon i Mid Shetland brukes logg og test i brønn 33/9 A-23 B fra 2016. I tillegg refereres det til tester utført i brønnene 33/9 K-2 H (Stafjord Øst) and 33/7 P-7 (Snorre feltet) for Mid Shetland formasjon.

På Stafjord C anses krypene formasjon som et kvalifisert brønnbarriereelement for formasjonene Hordaland Gp.1 og Mid Shetland. Det kreves i dag kun å utføre en formasjonsbondlogg for å bekrefte at brønnbarrieren er etablert i fremtidige brønner.

Denne praksisen gir ikke tilstrekkelig grunnlag for å dokumentere at krypene formasjon fungerer som en robust barriere under varierende brønnforhold. Å basere kvalifiseringen av krypene formasjonsleire på én lekkasjetest, for en spesifikk formasjon, gir et svekket beslutningsgrunnlag og reduserer ikke den tilhørende usikkerheten i tråd med kravene i NORSOK D010 og innretningsforskriften § 9. Manglende normbasert kvalifisering innebærer at brønnbarrierens ytelse ikke er verifisert, og at potensielle svakheter ved formasjonen ikke er identifisert eller vurdert. Dette medfører økt risiko for at barrieren ikke vil fungere etter hensikten gjennom brønnens levetid.

5.1.7 Manglende varsling av brønnhendelser til tilsynsmyndighet

Avvik

Equinor hadde ikke sikret varsling til Havindustritilsynet (Havtil) ved fare- og ulykkessituasjoner.

Krav

Styringsforskriften § 29 om varsling og melding til tilsynsmyndighetene av fare- og ulykkessituasjoner, første og fjerde ledd

Begrunnelse

I forbindelse med dokumentgjennomgang ble det avdekket manglende varsling/ melding til Havtil for følgende hendelser:

- Synergi 2203540 – SFC C-16 Midlertidig forlatt uten overvåkning ut over 3 år
- Synergi 4279675 – BHA fast over både XMT og WL BOP
- Synergi 3275125 - Lekkasje i stuffingboks
- Synergi 3667106 - Leak in connection between XMT and WL riser on well C-36

6 Deltakere fra oss



7 Dokumenter

Følgende dokumenter ble benyttet under planleggingen og utføringen av tilsynet:

Navn på dokument
02 TIMP PS17A Statfjord C.PDF
03 App B - Sikkerhetsstrategi - Statfjord C markert ElinV.pdf
04 FLX 02-24 TTS Statfjord C - Funn og aksjoner relatert til PS17 (2026-01-05).PDF
04 TTS sluttrapport Statfjord C 2024 final.PDF
05 Oversikt over unntak relevant for tilsynets tema.PDF
06 Hendelsestrær - utblåsninger og brønnlekkasjer - Safetec.PDF
06 Studiebasis - Safetec.PDF
06 Totalrisikoanalyse Statfjord C.PDF
06 Utblåsninger og brønnlekkasjer - Safetec.PDF
07 Brønnhendelser SFC siden 1.1.2022.PDF
07 HC lekkasjer brønnreleatert SFC siden 1.1.22.PDF
08 Status vedlikehold relatert til brønn og barriereelementer.PDF
09 Sustained Casing Pressure Statfjord C.PDF
1.0 Organisasjonskart Statfjord C.PDF
10 Siste gjennomførte øvelser med DFU 04A - Tap av brønnkontroll relatert til brønner i drift.PDF
2911686 • Brønn A30 har lekkasje i barriereventiler • Synergi Life.PDF
Bilde av aksjonstavle til øvelse 15.06.2025.jpg.JPG
C-10 B - Well Barrier Schematic As Built Monitoring_Rev.18.PDF
DFU 04 fra WR1156 Addendum to WR1156 Beredskap på norsk sokkel Statfjord C.PDF
DW1100.06 - Testing of well barrier elements – Upstream offshore.pdf.PDF
EVALUATION OF BONDING FORMATION HORDALAND GP 1 28 APRIL 2015.PDF.PDF
GL3587 Well integrity management for life extension project.PDF
GL3592 Formation as Annular Barrier.PDF
Kopi av Brønntest oversikt copy.xlsx.PDF
Lifetime Extension Study.pdf.PDF
Oppdatert - Tilsyn med oppfølging av brønnintegritet på Statfjord C og tilhørende satellitter.pdf.PDF
PIV oversikt SFC 2026.png.PDF
Presentasjon -Tilsyn med oppfølging av brønnintegritet på Statfjord C og tilhørende satellitter.pdf.PDF
QUALIFICATION OF SHETLAND CLAY FORMATION AS BARRIERE- PRESSURE TEST STATFJORD A-23B FINAL SIGNATURES.PDF.PDF
Risk Register - SFC - Missing well barrier status of old wellbores.PDF
Situasjonsplot øvelse 15.06.2025.jpg.JPG

SO01028 System DB - Brønntesting og brønnrengjøring - Systembeskrivelse.PDF
SO01028-Opr System DB - Brønntesting og brønnrengjøring - Operasjonsprosedyrer.PDF
Tavle til førstemøte øvelse 15.06.2025.jpg.JPG
TR3506 Well control and major accident preparedness and response for offshore operations (1).PDF
Vedlegg SO01028-Opr Flytskjema for håndtering av lekkasjetesting av DHSV.PDF
Øvelse og tabletop DFU 04 Tap av brønnkontroll 150625.pdf.PDF

Vedlegg A Deltakerliste