

Granskingsrapport

Granskingsrapport	
Gransking av brønnkontrollhendelse i brønn 31/3-Q-21 BY1H T5 \BY2H T2 på Trollfeltet med boreinretningen Deepsea Bollsta	Aktivetsnummer 001085040-Equinor 405010009-Odfjell Drilling 350000009-Baker Hughes

Gradering

Offentlig

Involverte	
Lag A-1 A-3	Godkient av / dato [redacted] (A-1) [redacted] (A-3) 12.5.2026
Deltakere i granskinggruppen [redacted]	Granskingsleder [redacted]



Bilde 1 Deepsea Bollsta (kilde: Odfjell Drilling)

Innhold

1	Sammendrag	4
2	Bakgrunnsinformasjon.....	6
	2.1 Involverte leverandører	6
	2.2 Brønnen 31/3-Q-21 BY1H T5 \BY2H T2 (Q-21).....	7
	2.3 Beskrivelse av innretning og organisasjon.....	8
	2.4 Situasjon før hendelsen	8
	2.5 Forkortelser og uttrykk	9
3	Havtils gransking	10
	3.1 Granskingsgruppens mandat.....	11
4	Beskrivelse av tekniske systemer og interne krav.....	11
	4.1 Internt teknisk krav i Equinor TR3507.....	11
	4.2 Loggeverktøy	12
	4.3 Foringsrørskutter	12
	4.4 Avledningssystemet (diverter).....	13
	4.5 Slips PS-30.....	14
	4.6 Shakerrom og shakere	14
	4.7 Gassdeteksjon.....	15
	4.7.1 Gassdeteksjon under hendelsen.....	15
	4.8 Nødavstengning (ESD)	24
	4.8.1 Nødavstengning under hendelsen	24
	4.9 HVAC og tennkildekontroll.....	24
	4.9.1 HVAC og tennkildekontroll under hendelsen.....	27
	4.9.2 Vedlikehold av differensialtrykkmålere	32
	4.10 CCTV kamera.....	33
	4.10.1 CCTV kamera under hendelsen.....	33
	4.11 Risikovurdering av shakerrommet.....	33
5	Hendelsesforløp.....	35
	5.1 Forutgående aktivitet.....	35
	5.2 Hendelsen.....	36
	5.3 Hendelsens potensial.....	42
	5.3.1 Faktisk konsekvens.....	42
	5.3.2 Potensiell konsekvens	43
6	Direkte og bakenforliggende årsaker.....	43
	6.1 Direkte årsak.....	43
	6.2 Bakenforliggende årsaker	43
	6.2.1 Gass bak foringsrør som følge av manglende barrierer mot reservoar	43
	6.2.2 Kalibrering av loggeverktøy.....	44
	6.2.3 Bruk av teknologi og metode som ikke var kvalifisert for formålet	44
	6.2.4 Planlegging av kutteoperasjon.....	45

	6.2.5 Endring over tid av operasjonell praksis relatert til kutting av foringsrør med åpen BOP.....	45
	6.2.6 Fragmentert kommunikasjon og distribuert situasjonsforståelse.....	46
7	Beredskap.....	47
8	Observasjoner.....	48
	8.1 Avvik.....	48
	8.1.1 Mangelfull utforming av brønnbarrierer.....	48
	8.1.2 Mangelfull kvalitetssikring ved kalibrering av utstyr for logging av 13 3/8" foringsrør.....	48
	8.1.3 Bruk av teknologi som ikke var kvalifisert for identifisering av gass 49	
	8.1.4 Mangelfull utforming av krav (SR-126590) i brønnintegritetsmanual (TR3507).....	50
	8.1.5 Manglende brønnbarrierer under kutteoperasjon.....	50
	8.1.6 Støynivå i borekabinen ved håndtering av brønnkontrollsituasjon.....	51
	8.1.7 Mangelfull deling av informasjon om barrierer og barrieresvekkelser.....	51
	8.1.8 Atskillelse av HVAC 1 og HVAC 2 rom.....	52
	8.1.9 Manglende bruk av data over differensialtrykk.....	53
	8.1.10 Manglende vedlikehold av differensialtrykkmålere.....	54
	8.1.11 Mangelfull utforming av krav i brønnkontrollmanual.....	54
	8.1.12 Mangelfull oppdatering av teknisk dokumentasjon.....	55
	8.2 Forbedringspunkter.....	55
	8.2.1 Håndtering av fare- og ulykkessituasjoner.....	55
9	Barrierer som har fungert.....	56
10	Diskusjon omkring usikkerheter.....	56
11	Vurdering av aktørens granskingsrapport.....	57
12	Bilder.....	59
13	Figurer.....	59
14	Tabeller.....	60
15	Vedlegg.....	60

1 Sammendrag

Den 23.09.2025 inntraff det en brønnkontrollhendelse under permanent plugging og forlating (PP&A) av brønn 31/3-Q-21 BY1H T5 \BY2H T2 på Trollfeltet. Hendelsen skjedde i forbindelse med kutting av 13 3/8" foringsrør på 510 m RKB, 160 m under havbunn. Arbeidet ble utført fra den halvt nedsenkbare boreinnretningen Deepsea Bollsta, operert av Odfjell Drilling. Equinor er operatør på feltet. På tidspunkt for hendelsen var det 114 personer ombord på innretningen.

I forkant av kutteoperasjonen var det gjennomført wireline-logging for å vurdere kvaliteten på sement og muligheten for tilstedeværelse av gass bak 13 3/8" foringsrør. Loggen ble tolket som at sementen hadde tilstrekkelig barriere kvalitet, og at det ikke forelå fri gass i ringrommet bak 13 3/8" foringsrøret. På bakgrunn av denne tolkningen ble kutteoperasjonen planlagt og gjennomført uten at annular preventer (ringromsventil) på BOP var stengt.

Kutteoperasjonen ble igangsatt ca. kl. 03:50 ved aktivering av kutteknivene i strengen. Om lag kl. 03:58 ble det registrert en bevegelse i innretningen som ble tolket som et vellykket kutt. Som følge av at borevæske med høyere egenvekt enn væsken i brønnen stod bak foringsrøret, oppstod det en trykkforskjell. Denne trykkforskjellen medførte at det etter kuttingen var forventet en svak tilbakestrømming.

Kort tid etter kuttingen blåste imidlertid vann og gass ukontrollert opp gjennom rotasjonsbordet på boredekk og inn i shakerrommet. Utstrømningen førte til rask spredning av gass til flere områder på innretningen. Utslag på flere gassdetektorer medførte aktivering av generell alarm, nødavstengning (ESD 1) og tennkildeutkobling.



Bilde 2 Stillbilde fra video som viser utstrømming på boredekk sett ovenfra (kilde: Odfjell Drilling)

På tidspunktet for hendelsen befant det seg seks personer i borekabinen på boredekk og to personer i rommet bak borekabinen. Boremannskapet iverksatte brønnkontrolltiltak ved å aktivere avledningssystemet og ringromsventilen på BOP kort tid etter observasjon av utstrømningen. Brønnen ble dermed stengt inn. Én person som befant seg i shakerrommet pådro seg lettere personskade. Det oppstod også materielle skader i shakerrommet, blant annet på dører og deler av HVAC-systemet.

Den direkte årsaken til hendelsen var at gass fra reservoaret, som hadde akkumulert bak 13 3/8" foringsrør, ble frigjort i forbindelse med kutting av foringsrøret. Granskingen viser at dette skyldtes svikt i brønnens ytre barriere.

Granskingen avdekket flere avvik knyttet til:

- Mangelfull utforming av brønnbarrierer
- Mangelfull kvalitetssikring ved kalibrering av utstyr for logging av 13 3/8" foringsrør
- Bruk av teknologi som ikke var kvalifisert for identifisering av gass
- Mangelfull utforming av krav (SR-126590) i brønnintegritetsmanual (TR3507)
- Manglende brønnbarrierer under kutteoperasjon
- Støynivå i borekabin ved håndtering av brønnkontrollsituasjon
- Mangelfull deling av informasjon om barrierer og barrieresvekkelser
- Atskillelse av HVAC 1 og HVAC 2 rom
- Manglende bruk av data over differensialtrykk
- Manglende vedlikehold av differensialtrykkmålere
- Mangelfull utforming av krav i brønnkontrollmanual
- Mangelfull oppdatering av teknisk dokumentasjon

I tillegg ble det identifisert et forbedringspunkt:

- Håndtering av fare- og ulykkesituasjoner

Hendelsen hadde storulykkepotensiale. Under ubetydelige endrende omstendigheter kunne gassen antent, noe som kunne medført alvorlige personskader eller tap av liv, samt betydelige skader på innretning.

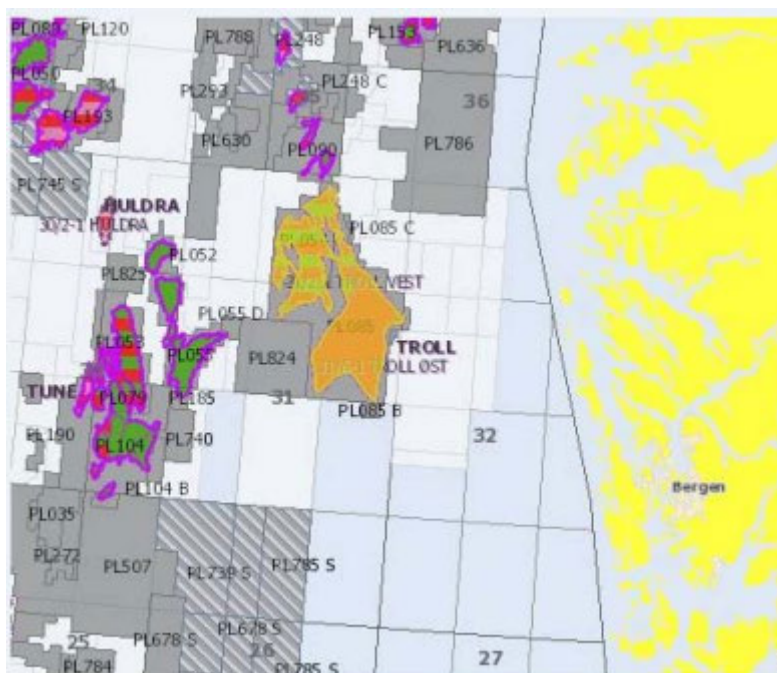
Sentrale læringspunkter:

- Usikkerhet i brønnbarriereelementer skal håndteres med konservative operasjonelle valg.
- Teknologi brukt til identifisering av gass bak foringsrør må være kvalifisert for formålet.
- Endringer i operasjonell praksis må risikovurderes og forankres i styringssystemet.
- Barrierer må vurderes ut fra funksjon i den aktuelle situasjonen.

- Felles risikoforståelse forutsetter tydelig kommunikasjon av usikkerhet.
- Sikre at undertrykk i shakerrommet er i henhold til krav, men ikke så lavt at det forhindrer rask og effektiv evakuering.
- Sikre tilstrekkelig atskillelse av klassifiserte og ikke-klassifiserte områder på en slik måte at spredning av gass i scenarioer der utslipp av store mengder gass kan medføre trykkoppbygging i rom.

2 Bakgrunnsinformasjon

Trollfeltet er et gass- og oljefelt i den nordlige delen av Nordsjøen, omtrent 65 kilometer vest for Kollsnes ved Bergen. Troll har to hovedstrukturer; Troll Øst og Troll Vest. Feltet strekker seg over et område på 750 kvadratkilometer i blokkene 31/2, 31/3, 31/5 og 31/6 i Nordsjøen. Havdybden i området er rundt 350 meter. Trollfeltet ble funnet i 1979 og inneholder svært store gassressurser, i tillegg til at det er et av de største oljeproduiserende felt på norsk sokkel. Den opprinnelige planen for utbygging og drift (PUD) ble godkjent i 1986. Feltet kom i produksjon i 1995 (kilde: www.norskpetroleum.no).



Bilde 3 Lokasjon av Trollfeltet (kilde: Sodir)

2.1 Involverte leverandører

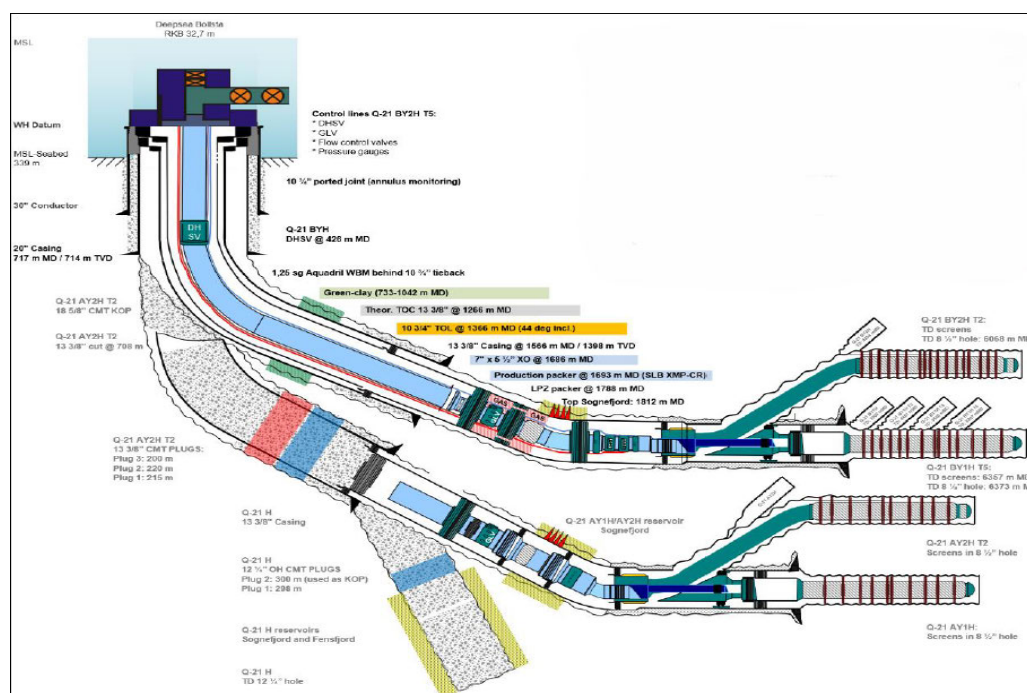
Baker Hughes er Equinor sin hovedleverandør (MSP) av bore- og brønnleveranser på Troll. Arbeidsomfanget omfatter nedihulls boreverktøy, sementering, kompletteringsløsninger, bore- og kompletteringsvæsker, logging under boring, kabellogging, pumping, samt brønnvaskingsarbeid. Hovedleverandøren har i utgangspunktet fått tildelt alt av arbeid innenfor nevnte kategorier, men i de tilfellene der tekniske behov ikke fullt ut kan ivaretas, eller der operatør mener det er betydelige

effektiviseringsmuligheter ved å velge utstyr og tjenester fra andre leverandører enn MSP, vil de gjøre det. Disse andre leverandørene omtales gjerne som «Preferred supplier».

For tjenester relatert til kutting og trekking av foringsrør på den aktuelle brønnen var Archer valgt som «Preferred supplier».

2.2 Brønnen 31/3-Q-21 BY1H T5 \BY2H T2 (Q-21)

Brønn Q-21 ble boret i tre ulike faser i 2001, 2004 og 2007/2008. Den opprinnelige letebrønnen, Q-21 H, ble boret i 2001 med Scarabeo 6, og reservoarsonene ble permanent plagget og forlatt før brønnen ble klargjort for et fremtidig sidesteg. I 2004 ble det boret en MLT-produksjonsbrønn, Q-21 AY1H/AY2H T2, fra 13 3/8" foringsrørsko, denne gang med West Venture. Brønnløpene AY1/AY2 ble plagget tilbake i 2007 med West Venture. Det ble da satt to sementplugger på innsiden av 13 3/8" foringsrør før foringsrør ble kuttet og trukket ut av brønnen. Et nytt sidesteg, med to forgreininger, ble boret ut fra sementplugg rett under 20" foringsrør og det ble boret to multilaterale oljeproducenter, Q-21 BY1H T5 og BY2H T2, i reservoaret. Denne boreoperasjonen ble gjennomført med Deepsea Trym. Installasjon av øvre komplettering ble gjort med Songa Dee. Brønnløpet BY1H inkluderte fire tekniske sidesteg i Fensfjord-reservoaret, mens brønnløpet BY2H inkluderte ett teknisk sidesteg i Sognefjord-reservoaret. Alle sidesteg ble gjennomført for å verifisere væskekontakter og stratigrafi. Brønnen var i produksjon fram til 2011 og har deretter vært innestengt.



Figur 1 Skisse over brønnen før pluggeoperasjon (kilde: Equinor)

2.3 Beskrivelse av innretning og organisasjon

Deepsea Bollsta er en halvt nedsenkbar boreinnretning (semi-submersible rig) konstruert for petroleumsvirksomhet til havs i krevende klimatiske og maritime forhold. Innretningen er designet av Moss Maritime basert på CS60E-konseptet og ble ferdigstilt i 2019 ved Hyundai Heavy Industries i Sør-Korea. Den har vært operert av Odfjell Drilling siden 1.9.2022 og fikk samsvarsuttalelse fra Havtil 9.5.2025. Tidligere var Deepsea Bollsta operert av Seadrill. Innretningen er spesielt tilpasset boreoperasjoner på den norske kontinentalsokkelen.

Deepsea Bollsta ble omdøpt til Deepsea Bergen i mars -26.

På tidspunktet for den aktuelle hendelsen var innretningen på kontrakt med Equinor for å utføre permanent plugging (PP&A) på to havbunnsbrønner, 31/3-Q-21 BY1H og 31/2-X-23 Y1H, på Troll-feltet.



Bilde 4 Boreinnretningen Deepsea Bollsta (kilde: Odfjell Drilling)

2.4 Situasjon før hendelsen

Noen dager før hendelsen var det gjennomført wireline-logging for å verifisere sementen bak 13 3/8" foringsrøret. Ifølge mottatte dokumenter hadde loggingen som formål å:

- 1) verifisere at det fantes tilstrekkelig sement av barriere kvalitet i ringrommet,

- 2) evaluere eventuell korrosjon, og
- 3) avdekke om det var gass bak foringsrøret.

Operasjonen umiddelbart før hendelsen besto i å verifisere sementpluggen som var satt inne i 13 3/8" foringsrøret og samtidig gjennomføre kuttet på 510 m RKB. Det ble benyttet en bunnhullstreng utstyrt med både borekrone og kuttekniver for å gjennomføre tagging og dressing av sementpluggen, samt til kutting av foringsrøret. Selve kuttingen av foringsrøret var planlagt som siste del av denne operasjonen.

2.5 Forkortelser og uttrykk

Tabell 1 Forkortelser og beskrivelser

Forkortelser/uttrykk	Forklaring
Annular preventer	Ringromsventil på BOP
AoC	Acknowledgement of Compliance - SUT
APS	Automatic Protection System
barg	Normal enhet for trykk er bar. Når trykket oppgis som overtrykk i forhold til utvendig atmosfære, oppgis det barg
BOP	Blowout Preventer (utblåsningssikringsventilen)
BHA	Bottom Hole Assembly (bunnhullstreng)
BY1H / BY2H	Brønnløp (sidesteg) i brønn Q-21
CBL	Cement Bond Log (logging av sementbinding)
C1	Metan
C5	Pentan
CC	Cement channel
CCL	Casing Collar Locator
CCTV	Closed-Circuit Television - Overvåkings kamera
C&E	Cause and Effect diagram
CORA	Consequence and Risk Analysis
DAL	Design Accidental Load
DCR	Driller's Control Room (borekontrollrom)
DF	Drill Floor (boredekk)
DFU	Definert fare- og ulykkeshendelse
Diverter	Avledningsrør, brukt for å lede gass i stigerør til friluft bort fra innretningen.
DOP	Detaljert operasjonsplan
DP	Dynamic Positioning (dynamisk posisjonering)
Dressing	Boring med lav vekt for å verifisere hardheten til sementen
EDS	Emergency Disconnect System (nødfrakoblingssystem)
ESD	Emergency Shutdown (nøddavstengning). ESD1 A og ESD1 B vil si tennkildeutkopling av ulike grupper ikke-kritisk utstyr.
F&G	Fire & Gas system
FiFi	Brannslukking (Fire Fighting) på standby-fartøy

Flow paddle	Strømmingsmåler utformet med hengslet blad
FPP	Free Pipe Pass (kalibreringsseksjon i logging)
HC	Hydrokarbon
HVAC	Heating, Ventilation and Air Conditioning (ventilasjon- /klimaanlegg)
HXT	Horizontal Xmas Tree (horisontalt ventiltre på havbunn)
ICMS	Integrated Control and Monitoring System
IMR	Inspection, Maintenance and Repair (fartøy)
LEL	Lower Explosive Limit (nedre eksplosjonsgrense)
MD	Measured Depth (målt dyp)
Moonpool	Området under boredekk på en halvnedsenkbar boreinnretning
MSP	Main Service Provider (hovedleverandør bore- /brønnservice)
OC-P&A	Operations Centre – Plug & Abandonment (operasjonssenter land)
P&A / PP&A	Plug and Abandon / Permanent Plug and Abandonment
PAGA	Public Address & General Alarm (talebeskjed- og alarmanlegg)
POB	Persons On Board (personer om bord)
PS-30 slips	Hydraulisk operert mekanisk rørgrep som sikrer og støtter borerør i rotasjonsbordet under håndtering
RKB	Rotary Kelly Bushing (referanse for dypmåling)
SIMOPS	Simultaneous Operations- samtidige operasjoner
SUT	Samsvarsuttalelse fra Havtil
Tagging	Vektlegging med borestrengen
Tie-back (eng.)	Tilbakekoblingsrør fra forlengelsesrør (eng. liner)
Triptank	Væskebeholder som brukes til å overvåke nivå av små væskemengder i brønnen under kjøring av rør inn og ut av brønnen
TVD	True Vertical Depth (vertikalt dyp)
UEL	Upper Explosive Limit (øvre eksplosjonsnivå)
ULTeX	Ultrasonisk loggeverktøy for evaluering av sement (akustisk impedans)
WBS	Well Barrier Schematics

3 Havtils gransking

Havtil ble varslet av Equinor kl. 09:11, den 23.9.2025.

Havindustritilsynet besluttet å iverksette gransking av hendelsen den 24.9.2025.

Granskingsgruppen sammensetning:

[redacted] fagområde boring og brønnteknologi (granskingsleder)
 [redacted] fagområde boring og brønnteknologi
 [redacted] fagområde prosessintegritet
 [redacted] fagområde boring og brønnteknologi

Granskingsgruppen ble etablert onsdag den 24. september og reiste ut til Deepsea Bollsta torsdag den 25. september. Det ble foretatt to befaringer som innbefattet shakerrom med tilstøtende områder, boredekk, HVAC rom og moonpool-området. Det ble gjennomført 20 intervjuer av personell fra Equinor, Odfjell Drilling, Baker Hughes og Archer offshore.

I etterkant av befaring ombord ble det gjennomført ytterligere 23 intervjuer. Det ble også avholdt et møte med Odfjell Drilling for å få belyst alarmutslag på ulike gassdetektorer og differensialtrykkmålere på innretningen.

Granskingsgruppen har brukt STEP-metodikk for hendelseskartelegging.

3.1 Granskingsgruppens mandat

Følgende mandat ble besluttet for Havtils granskingsgruppe:

- a. Klarlegge hendelsens omfang og forløp (ved hjelp av en systematisk gjennomgang som typisk beskriver tidslinje og hendelser)
- b. Vurdere faktiske og potensielle konsekvenser
 1. Påført skade på menneske, materiell og miljø.
 2. Hendelsens potensial for skade på menneske, materiell og miljø.
- c. Vurdere direkte og bakenforliggende årsaker
- d. Identifisere avvik og forbedringspunkter relatert til regelverk (og interne krav)
- e. Diskutere og beskrive eventuelle usikkerheter/uklarheter.
- f. Drøfte barrierer som har fungert. (Det vil si barrierer som har bidratt til å hindre en faresituasjon i å utvikle seg til en ulykke, eller barrierer som har redusert konsekvensene av en ulykke.)
- g. Vurdere aktørens egen granskingsrapport
- h. Utarbeide rapport og oversendelsesbrev (eventuelt med forslag til bruk av reaksjonsmidler) i henhold til mal.
- i. Anbefale - og normalt bidra i - videre oppfølging

4 Beskrivelse av tekniske systemer og interne krav

4.1 Internt teknisk krav i Equinor TR3507

TR (Technical requirement) 3507 er Equinors interne tekniske kravdokument som fastsetter minimumskrav til brønnintegritet for offshore brønnoperasjoner gjennom hele brønnens livsløp.

Ifølge selskapet er formålet med dette dokumentet å definere minimumskrav til brønnintegritet for offshorebrønner i Equinor. Målgruppen for dette dokumentet er alt personell og/eller alle organisasjoner som er involvert i planlegging og gjennomføring av offshore bore-, kompletterings- og brønnintervensjonsaktiviteter.

TR 3507 er hjemlet i FR03 Drilling and Well.

FR-dokumenter (Functional requirement) beskriver overordnede krav og prinsipper som virksomheten skal oppfylle, og de danner grunnlaget for mer detaljerte tekniske krav og retningslinjer (som for eksempel TR-dokumenter).

I dokumentet var det på tidspunkt for hendelsen beskrevet følgende krav for operasjoner som var planlagt utført, *"For operations with a risk of exposure of HC in combination with insufficient BOP activation time, the BOP shall be closed upfront the operation"*.

4.2 Loggeverktøy

Ifølge mottatte dokumenter fra Baker Hughes er ULTeX™ loggeverktøy et ultralydbasert wireline loggeverktøy som kombinerer evaluering av sementkvalitet og integriteten til foringsrør i samme loggeoperasjon. Verktøyet bruker et roterende målelement som sender og mottar ultralydsignaler for å kartlegge tilstanden 360° rundt foringsrøret. Teknologien gjør det mulig å avdekke kanaler, mangelfull sementbinding, samt slitasje, ovalitet og korrosjon på foringsrøret, og gir høyoppløselige data som støtter vurdering av brønnens barriereintegritet og sonetetning.

4.3 Foringsrørskutter

Ifølge Archer, er Samurai® et hydraulisk, ball-aktivert kutteverktøy for store foringsrør (fra 9 5/8" og oppover). Verktøyet gjør det mulig å sirkulere og pumpe gjennom strengen, uten at kutteknivene aktiveres før ballen plasseres, noe som gir fleksibilitet til å kombinere kutting med andre operasjoner som sementering eller etablering av permanente barrierer.

Samurai® har stort indre tverrsnitt som tillater høye sirkulasjonsrater, og kan brukes til å gjennomføre flere kutt i samme operasjon.



Bilde 5 Samurai kutteverktøy for foringsrør (kilde: Archer Oiltools)

4.4 Avledningssystemet (diverter)

Avledningssystemet utgjør en integrert del av stigerørsystemet og inngår som et element i brønnkontrollsystemet. Systemet består normalt av flere ventiler og overbordlinjer, som muliggjør rask omdirigering av brønnstrømmen ved uforutsett innstrømning (kick), normalt til en forhåndsdefinert utslippslinje over bord. Ved aktivering av avledningssystemet åpnes en forhåndsvalgt ventil mot overbordlinje, samtidig som ventiler mot triptank og/eller returstrømningslinje til shakerrom stenges. Pakningselementer etableres rundt borerøret, og en ekstra hydraulisk pakning aktiveres i «slip joint» for å sikre kontrollert avledning. Avledningssystemet er ikke dimensjonert for å motstå høye brønntrykk slik som en BOP. Den brukes kun for å lede brønnstrømmen bort fra innretningen i en brønnkontrollsituasjon der man har fått hydrokarboner i stigerør over BOP.

Formålet med avledningssystemet er å beskytte personell og innretning, ved å lede hydrokarboner bort fra boreområdet og mulige antennelseskilder og dermed redusere sannsynligheten for dannelse av eksplosiv atmosfære.



Bilde 6 Avledningssystemet på Deepsea Bollsta (kilde: Havtil)

4.5 Slips PS-30

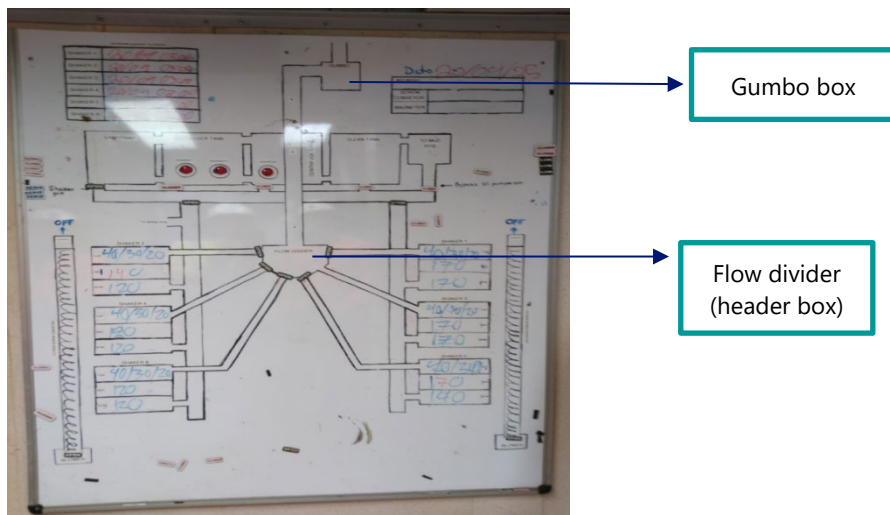
PS-30 slips er et hydraulisk operert mekanisk rørgrep som benyttes på boredekket for å holde og støtte borerøret i rotasjonsbordet når røret ikke er i strekk eller når det skal avlastes. Gripeelementene i slips består av kileformede segmenter med tenner som griper rundt røret og overfører vekten til rotasjonsbordet, slik at røret står fast under operasjoner som tilkobling, frakobling eller håndtering av bunnhullstrengen (BHA) og borerør. Utstyret utgjør en viktig del av løfte- og rørsikringsystemet i boreoperasjoner. Slipset som var i bruk på Deepsea Bollsta hadde en vekt på 5 tonn.



Bilde 7 PS-30 slips montert i rotasjonsbordet (kilde: Havtil)

4.6 Shakerrom og shakere

Shakerrommet er området på boreanlegget der boreslam som kommer i retur fra brønnen blir rensed for faste partikler ved hjelp av vibrerende sikter (shakers). Borevæsken returneres normalt fra brønnen gjennom returstrømningslinje via gumbo- og headerboksen, og passerer shakerne før den samles i tanker for videre behandling og resirkulering.



Bilde 8 Oversiktsskisse for "Gumbo og Flowdivider" (kilde: Havtil)

Rommet er klassifisert som et mulig eksplosjonsfarlig område, ettersom gass kan følge returstrømmen fra brønnen.

4.7 Gassdeteksjon

I shakerområdene og på boredekk er det installert punkt-gassdetektorer basert på infrarødt måleprinsipp. Detektorer er plassert ved strategiske lokasjoner i nærheten av utstyr der det er sannsynlig at lekkasjer kan oppstå. I tillegg er det plassert detektorer i avtrekkskanaler. Detektorer detekterer gass på det punktet detektoren er montert, noe som betyr at gassen fysisk må komme i kontakt med detektoren for å kunne måles.

Ifølge dokumentet «Deepsea Bollsta - HSE CASE FOR AoC» har gassdeteksjonssystemet følgende alarmnivåer:

- Høy alarm (AlarmH):
 - HVAC deteksjon: 8% LEL,
 - Deteksjon i områder: 20% LEL
- Høy-Høy alarm (AlarmHH):
 - HVAC deteksjon: 16% LEL,
 - Deteksjon i områder: 40% LEL

Ved deteksjon av gass er det følgende filosofi for bekreftet gassdeteksjon:

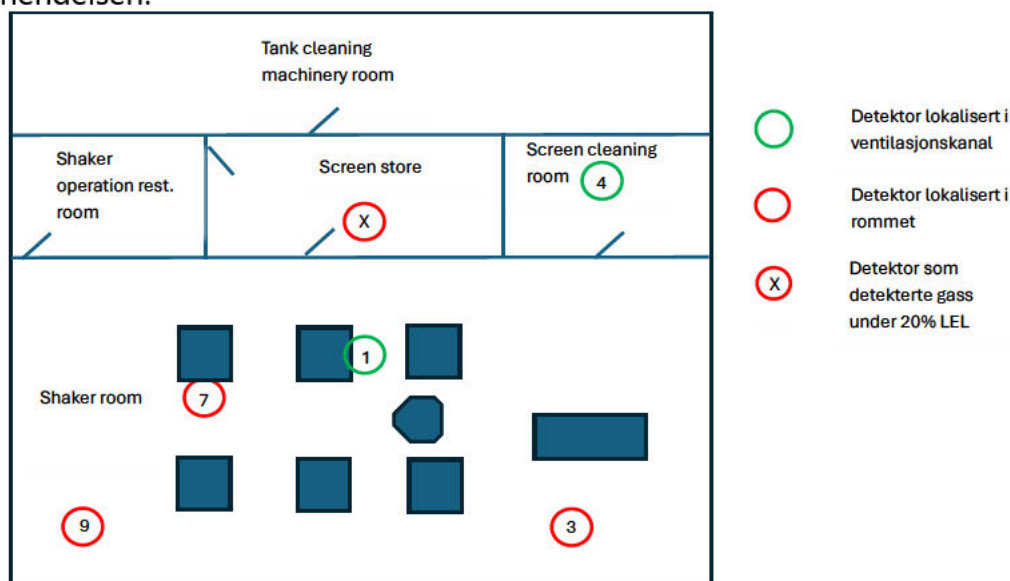
- For soner der det er installert mer enn en gassdetektor:
 - To detektorer \geq 20% LEL (for HVAC deteksjon: 8% LEL)
 - En detektor \geq 20% LEL (for HVAC deteksjon: 8% LEL) og en detektor i feil (i områder der det er installert to detektorer).
 - En detektor \geq 20% (HVAC 8%), ikke sjekket ut innen to minutter.
 - 1 detektor \geq 40% LEL (for HVAC deteksjon: 16% LEL)
- For soner der det kun er installert en gassdetektor:
 - 1 detektor \geq 40% LEL (for HVAC deteksjon: 16% LEL)
 - 1 detektor \geq feil + 2 minutter for PAGA aktivering

Bekreftet gassdeteksjon i shakerområdene gir blant annet visuell og hørbar alarm i kontrollrom, samt generell alarm i anlegget (PAGA). Bekreftet gassdeteksjon på boredekk (naturlig ventilert område) gir i tillegg ESD1 (i alarmloggen og C&E brukes beskrivelsen ESD1 A og ESD1 B) med tennkildeutkobling av ikke-kritisk utstyr.

4.7.1 Gassdeteksjon under hendelsen

I shakerrommet på A-dekk er det installert tre gassdetektorer, i tillegg til én gassdetektor i avtrekkskanalen (ventilasjonen). Det er også installert en gassdetektor i naborommet «Screen store» og én gassdetektor i avtrekkskanal i naborommet «Screen cleaning room». Figur 2 viser oversikt over gassdetektorene, hvilke

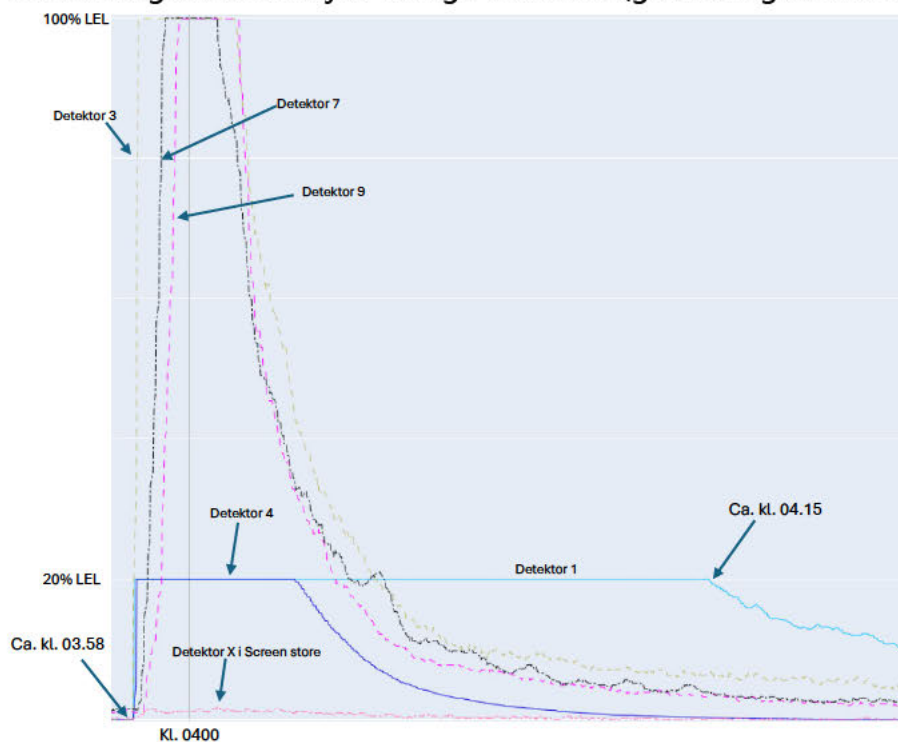
detektorer som fikk utslag, og rekkefølgen for når detektorene fikk alarm H/HH under hendelsen.



Figur 2 Oversikt over gassdetektorer i shakerrommet og tilstøtende rom på A-dekk. Detektorene er nummerert iht. rekkefølgen når detektorene fikk alarm H/HH (ref. tabell 2) (kilde: Odfjell Drilling)

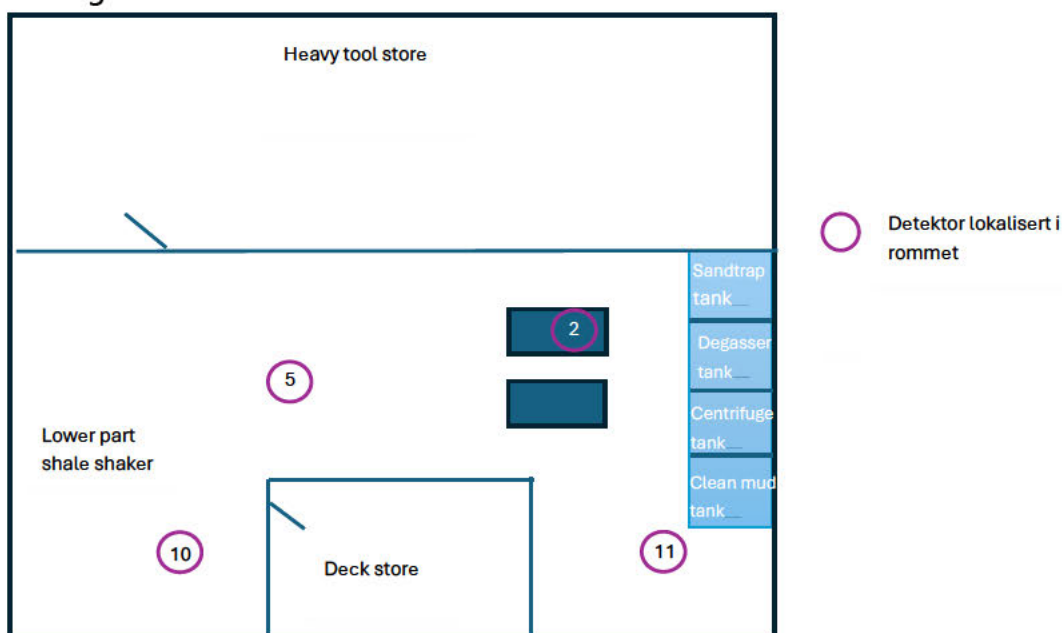
Figur 3 viser trend over målt utslag på gassdetektorene i shakerrommet og tilstøtende områder.

Det er ikke installert noen gassdetektorer på B-dekk (ett nivå over shakerne, men i samme området). Kl. 03:58:20 fikk den første detektoren alarm H/HH (detektor 1 lokalisert i avtrekkskanal i shakerrommet). Flere av detektorene fikk utslag over 100% LEL. Gassdetektoren i «Screen store» (detektor X) fikk utslag på gass, men ikke i tilstrekkelig konsentrasjon til å gå i alarm H (gassutslag mindre enn 20% LEL).



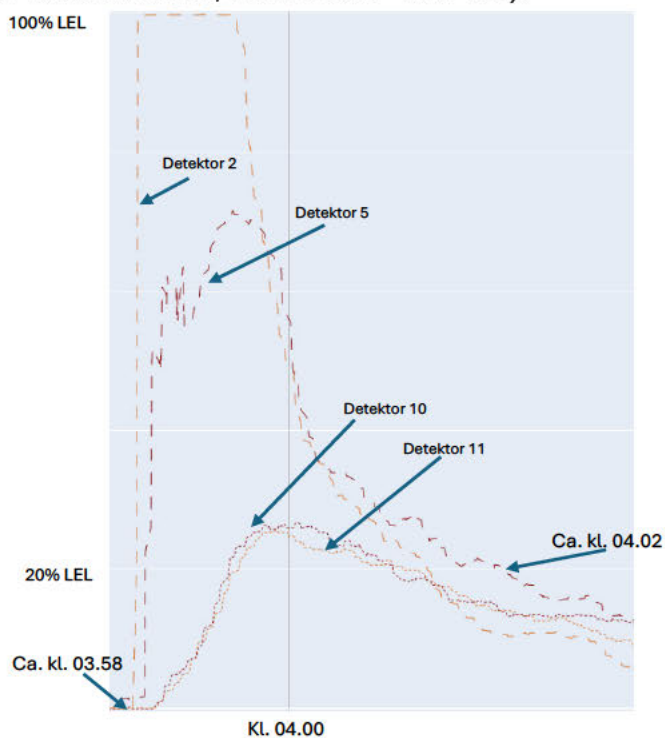
Figur 3 Utslag på gassdetektorer i shakerrommet og i tilstøtende områder (kilde: Odfjell Drilling)

Under shakerrommet ligger «Lower part shale shaker». Mellom shakerrommet og «Lower part shale shaker» er det et ståldekk. I «Lower part shale shaker» er det installert fire gassdetektorer, som vist i Figur 4, der rekkefølgen detektorene gikk i alarm er angitt.



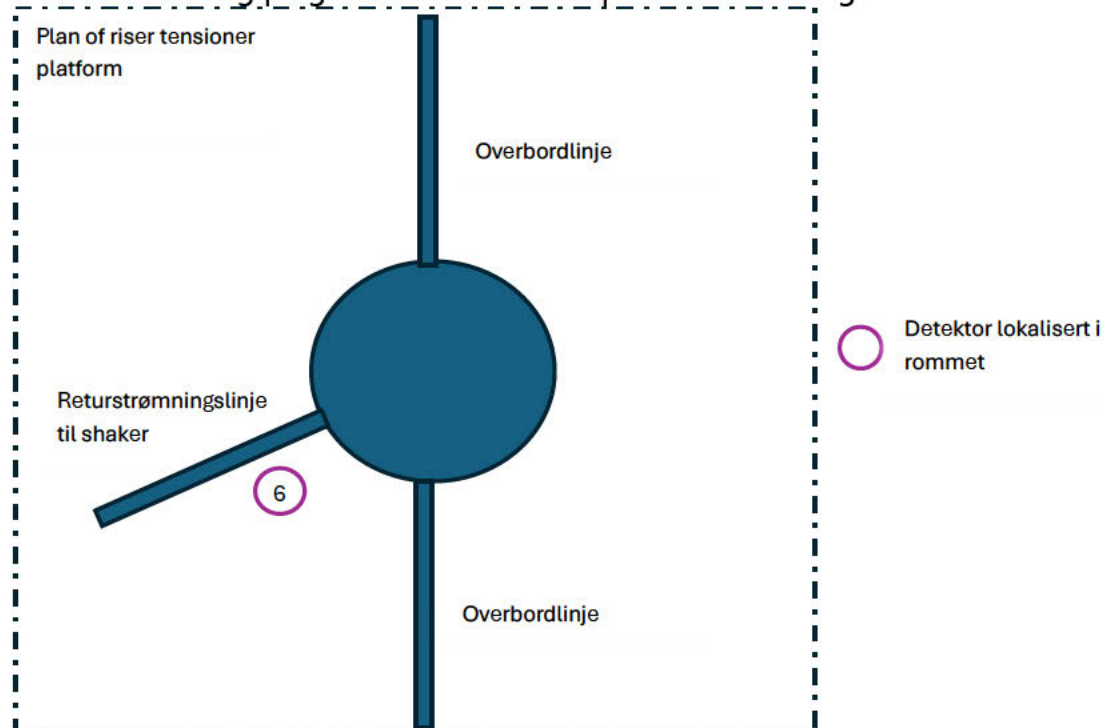
Figur 4 Oversikt over gassdetektorer i "Lower part shale shaker". Detektorene er nummerert iht. til rekkefølgen når detektorene fikk alarm H/HH (ref. Tabell 2) (kilde: Odfjell Drilling)

Figur 5 viser trend over målt utslag på gassdetektorene i «Lower part shale shaker». Detektor 2 fikk utslag over 100% LEL under hendelsen. Detektor 10 og 11 fikk kun alarm H (utslaget var over 20% LEL, men under 40% LEL).

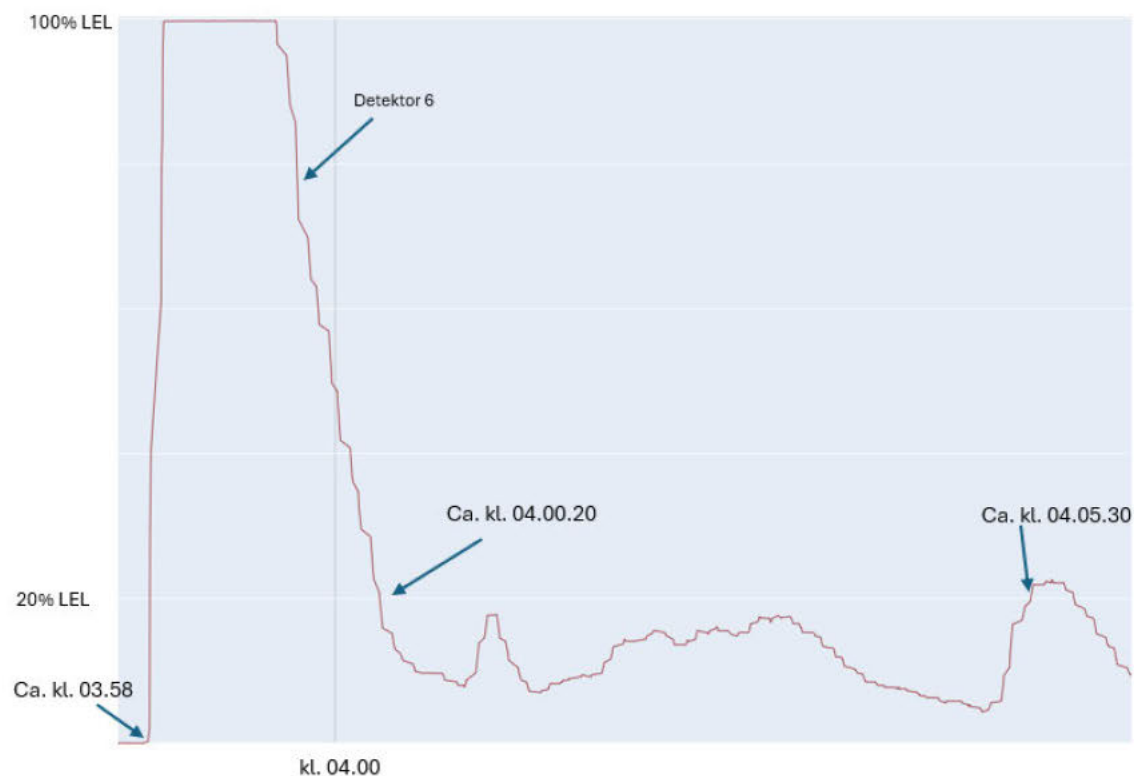


Figur 5 Utslag på gassdetektorer i "Lower part shale shaker room". (kilde: Odfjell Drilling)

Under boredekk i nærheten av overbordlinjene og returstrømningslinje til shakerrommet er det en gassdetektor (Figur 6). Detektoren var nr. 6 i rekkefølgen til å detektere gass, og fikk bekreftet gassdeteksjon (alarm HH) kl. 03.58.29 som førte til ESD 1 (A/B) med tennkildeutkobling av ikke-kritisk utstyr kl. 03.58.30. Figur 7 viser trend over målt utslag på gassdetektoren. I en periode var utslaget over 100% LEL.



Figur 6 Oversikt over gassdetektor i området under boredekk (kilde: Odfjell Drilling)



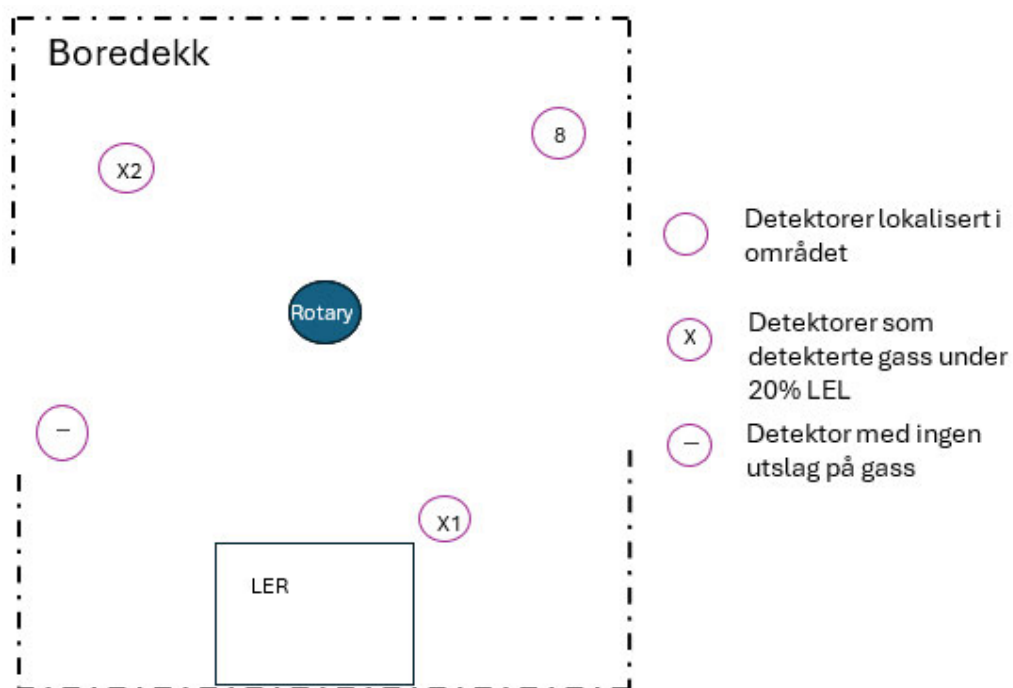
Figur 7 Utslag på gassdetektor under boredekk under hendelsesforløpet. (kilde: Odfjell Drilling)

Instrumentet i Bilde 9 viser en tilbakeslagsventil («flapper valve»), som er montert på returstrømningslinjen til shakerrommet. Under hendelsen løsnet instrumentet, noe som resulterte i et åpent hull i returstrømningslinjen som befinner seg i området under boredekk.



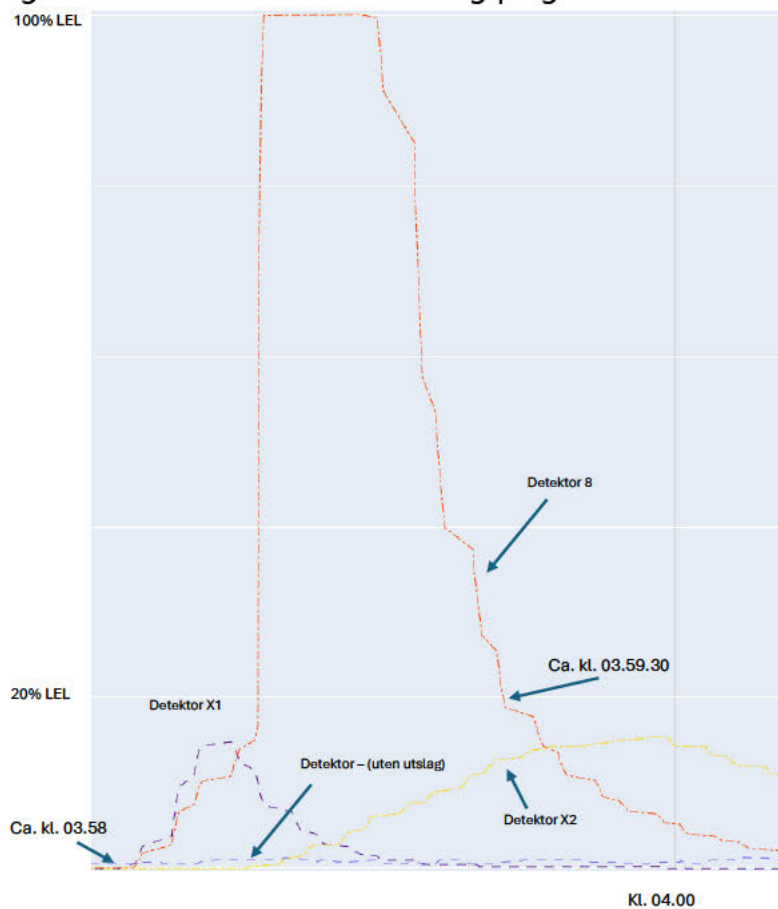
Bilde 9 Tilbakeslagsventil på returstrømningslinjen til shakere (kilde: Havtil)

På boredekk er det installert fire gassdetektorer i området nærliggende rotasjonsbordet (rotary), vist i Figur 8. En detektor (detektor 8) gikk i alarm H/HH kl. 03.58.47. Denne detektoren hadde utslag over 100% LEL. To andre detektorene i området fikk utslag på gass, men ikke tilstrekkelig til at detektoren gikk i alarm (altså under 20% LEL).



Figur 8 Oversikt over gassdetektorer på boredekk. Detektorene er nummerert iht rekkefølgen når detektorene fikk alarm H/HH (ref. tabell 2) (kilde: Odfjell Drilling)

Figur 9 viser trend over målt utslag på gassdetektorene på boredekk.



Figur 9 Utslag på gassdetektorer på boredekk under hendelsesforløpet. (kilde: Odfjell Drilling)

Tabell 2 viser rekkefølgen og tidspunkt for når gassdetektorene utløste alarmnivå H og HH under hendelsen. Denne informasjonen er hentet fra alarmloggen.

Tabell 2 Rekkefølgen og tidspunkt for gassdeteksjon alarmnivå H og HH

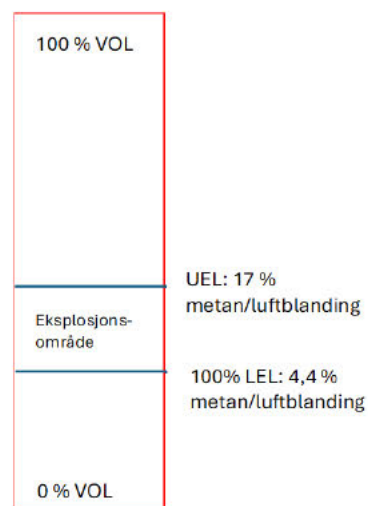
Detektor nr.	Lokasjon	Deteksjon	Tidspunkt første gang detektor i alarm iht. alarmlogg
1	Shale Shaker Room Exhaust Duct	Alarm H	03:58:20
		Alarm HH	03:58:20
2	Lower Part Shale Shaker	Alarm H	03:58:21
		Alarm HH	03:58:22
3	Shale Shaker Room Stbd	Alarm H	03:58:22
		Alarm HH	03:58:25
4	In Screen Cleaning Room Exhaust Duct	Alarm H	03:58:23
		Alarm HH	03:58:23
5		Alarm H	03:58:28

	Lower Part Shale Shaker	Alarm HH	03:58:31
6	Underneath Drill Floor	Alarm H	03:58:28
		Alarm HH	03:58:29
7	Shale Shaker Room	Alarm H	03:58:54
		Alarm HH	03:58:54
8	Drill Floor Port	Alarm H	03:58:47
		Alarm HH	03:58:47
9	Shale Shaker Room Stbd	Alarm H	03:59:08
		Alarm HH	03:59:16
10	Lower Part Shale Shaker	Alarm H	03:59:18
		Alarm HH	
11	Lower Part Shale Shaker	Alarm H	03:59:23
		Alarm HH	

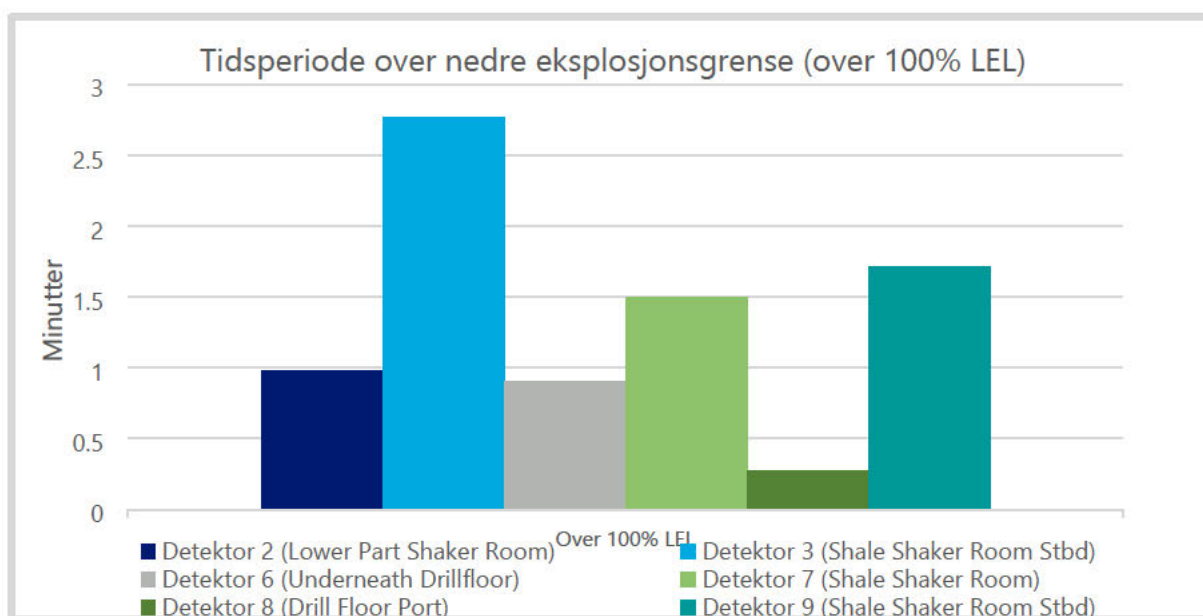
Beskrivelsen av detektorutslag i de ulike områdene gir kun en framstilling av gass/luftblandingen ved det aktuelle området der punkt gassdetektoren er installert (som nevnt tidligere må gassen fysisk komme i kontakt med detektoren for å kunne måles). Det har vært gasblanding i andre deler av shakerområdene, boredekk og undersiden av boredekk der det ikke er installert gassdetektorer. I tillegg til nevnte gassdetektorer, var det også flere detektorer på innretningen som detekterte gass, men ikke tilstrekkelig til å gå i alarm (under 20% LEL/8% LEL HVAC).

For at en brennbar gass skal kunne antenne, må blandingen av brennbar gass og luft ligge mellom nedre- og øvre eksplosjonsgrense (mellom 100% LEL og UEL). Hvis blandingen av brennbar gass og luft er lavere enn LEL eller høyere enn UEL, vil den ikke kunne antenne. Flere av detektorene som gikk i alarm under hendelsen fikk utslag over nedre eksplosjonsgrense (altså over 100% LEL). I granskingen har vi fått opplyst at det var gass fra reservoaret (blant annet C1, ref. 5.3.1) som ble frigjort under hendelsen. For metan (C1) er det fare for antenne og eksplosjon mellom ca. 4,4 vol% og 17,0 vol% (se Figur 10).

Vi har mottatt trender som viser utslaget til de forskjellige gassdetektorene på innretningen (som vist i Figur 3, Figur 5, Figur 7 og Figur 9). Trendene viser kun detektert gass opp til 100% LEL for detektorer plassert i de ulike områdene, og for enkelte gassdetektorer i avtrekkskanaler opp til 20% LEL. Det er totalt seks gassdetektorer lokalisert i områdene shakerrom, «Lower part shaker room», «Drill floor» og «Underneath drill floor» som i en tidsperiode har detektert gass over 100% LEL (se Figur 11). Figur 11 viser kun ca. tidsperiode de ulike detektorene var over nedre eksplosjonsgrense (over 100% LEL→). Tiden gassblandingen var innenfor 100% LEL og UEL vil være noe kortere, da gasskonsentrasjonen over øvre eksplosjonsgrense er inkludert i beregning av tid. Som tidligere nevnt er gass-/luftblandingen kun antenbar mellom nedre- og øvre eksplosjonsgrense (mellom 100% LEL og UEL). Trenden viser at de tre detektorene lokalisert i shakerrommet (detektor 3, 7 og 9 på A-dekk) har i overkant av ett minutt samtidig utslag over 100% LEL. Basert på lokasjon og utslag til de tre detektorene, anslås det at gasskyen har dekket store deler av rommet.



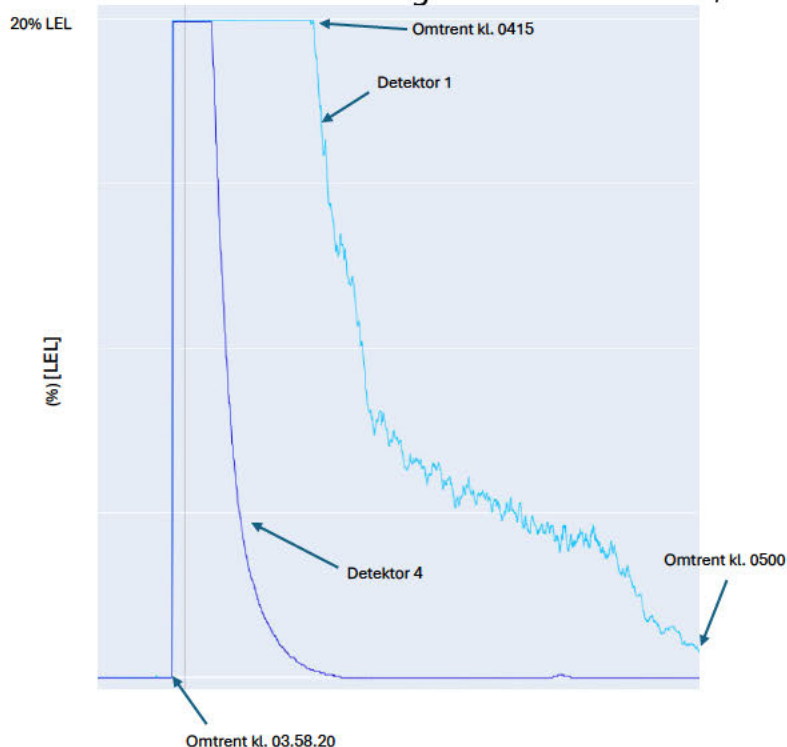
Figur 10 Skisse som illustrerer nedre- og øvre eksplosjonsgrense, og eksplosjonsområdet for metan (C1) (Kilde: Havtil)



Figur 11 Oversikt over tidsperiode de ulike detektorene som detekterte gass over 100% LEL lå over nedre eksplosjonsgrense (over 100% LEL). (kilde: Odfjell Drilling)

Detektor 1 lokalisert i avtrekkskanal i shakerrommet, og detektor 4 lokalisert i avtrekkskanal i «Screen Cleaning Room», detekterte gass ved 20% LEL over lengre tid (maksimalt målområde til disse detektorene var innstilt til 20% LEL), se Figur 12. Dersom detektorene hadde vært konfigurert til å måle over 20% LEL, ville de mest sannsynlig registrert konsentrasjoner over nedre eksplosjonsgrense (100% LEL) i en

lengre periode. Detektor 1 var den detektoren som fikk utslag på gass i lengst tidsrom sammenliknet med de øvrige detektorene. Utslag på gass var over 20% LEL i ca. 16,5 minutter. Detektor 4 hadde utslag over 20% LEL i ca. 4,5 minutter.



Figur 12 Detektor 1 lokalisert i avtrekkskanal i shakerrommet og detektor 4 lokalisert i avtrekkskanal i «Screen Cleaning Room» detekterte gass over 20% LEL i lengre tid. (kilde: trender Odfjell Drilling)

Under hendelsen var det i en tidsperiode (som vist i Figur 11) eksplosjonsfarlig blanding (over 100% LEL) i shakerrommet, «Lower Part Shaker Room», «Underneath drill floor» og boredekk som kunne antent ved kontakt med en tennkilde. I granskingen har vi ikke utført en analyse av hvordan gassblandingen mest sannsynlig spredte seg på innretningen og hvilken konsentrasjon (luft/gass) blandingen hadde under hendelsesforløpet. Det har vært gass i andre deler av shakerområdene, boredekk og undersiden av boredekk der det ikke er installert gassdetektorer. Vi har ikke en oversikt over mengden gass eller konsentrasjonen til gassblandingen i disse områdene. Det er derfor usikkerhet knyttet til omfang av gassky i shakerområdet og andre områder, og tidsperioden gasskyen i disse områdene eventuelt var tennbar. Under hendelsen kan det ha vært eksplosiv gassblanding, over lengre tid og i en helt annen tidsperiode, i områder der det ikke er dekning med gassdetektorer.

Flere av nevnte områder er innelukkede områder med redusert ventilasjon. Innelukking fører til at gassblandingen ikke vil bli ventilert bort like fort (sammenliknet med områder som har naturlig ventilasjon), og det kan dannes store gasskyer. Større gasskyer vil resultere i høyere eksplosjonstrykk. I tillegg vil også store skyer eksponere flere potensielle tennkilder, noe som resulterer i høyere tennsannsynlighet av brennbar gassblanding. Figur 9 viser at detektor 8, som er plassert i et naturlig ventilert område på boredekk, overstiger 100 % LEL i en kort

periode, mens detektorene som er plassert i innelukkede områder viser forhøyede gasskonsentrasjoner over lengre tid.

4.8 Nødavstengning (ESD)

Nødavstengningsystemet på innretningen skal forhindre at fare- og ulykkessituasjoner utvikler seg, samt begrense konsekvensene dersom en ulykke oppstår. Systemet består av ulike nedstengningsnivåer, blant annet APS, ESD 2, ESD 1. ESD 1 er det laveste nedstengningsnivået og aktiveres automatisk ved bekreftet brann- eller gassdeteksjon i naturlig ventilert område, manuelt ved å aktivere ESD trykknapper eller som en kaskadefølge av at høyere ESD nivå er aktivert. ESD 1 fører til aksjoner som blant annet isolering av ikke-kritisk utstyr i naturlig ventilerte områder (sveisestikk, temporært utstyr osv.). I Odfjell Drilling sin alarmlogg og C&E brukes begrepene ESD1 A og ESD1 B.

4.8.1 Nødavstengning under hendelsen

Detektor 6, lokalisert på undersiden av boredekket, fikk alarm HH (bekreftet gassdeteksjon) kl. 03:58:29, som videre førte til signal om aktivering av ESD 1. Ifølge alarmloggen ble signal om aktivering av ESD 1 (Inter Trip to ESD 1A/1B Non-Critical Equipment) aktivert kl. 03:58:30.

4.9 HVAC og tennkildekontroll

Differensialtrykk og områdeklassifisering

Ventilasjonsystemet (mekanisk) skal bidra til å etablere og opprettholde differensialtrykk mellom definerte klassifiserte områder der eksplosjonsfarlig atmosfære kan forekomme (sone 0*, sone 1* og sone 2*) og ikke-klassifiserte områder. Hensikten er å hindre uønsket gasspredning mellom områder med ulik sannsynlighet for forekomst av brennbar atmosfære.

I henhold til ytelsesstandard for tennkildekontroll kan etablering av differensialtrykk mellom områder ha følgende hensikter:

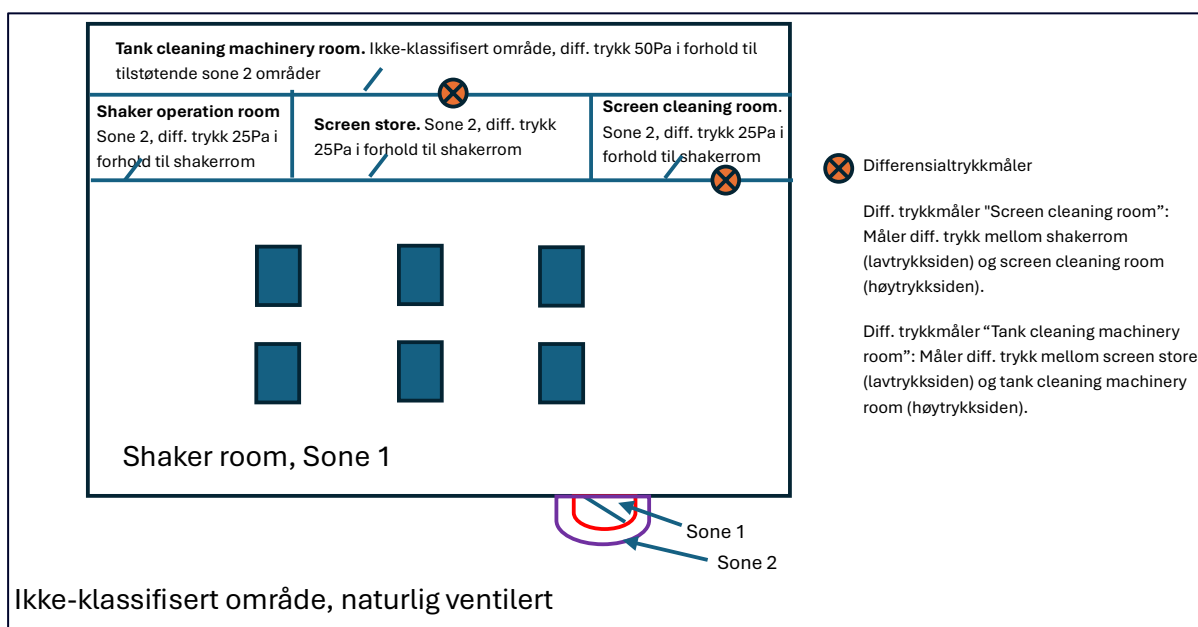
- Overtrykk i område med lavere risiko:
Hindre luftstrømning fra områder med høyere sannsynlighet for brennbar atmosfære (f.eks. sone 1) til tilstøtende områder med lavere sannsynlighet (f.eks. sone 2 eller ikke-klassifiserte områder). Dette oppnås ved å etablere og opprettholde et definert overtrykk i området med lavest sannsynlighet for brennbar atmosfære, slik at luftstrømningen alltid går fra lavere til høyere risikonivå.
- Undertrykk i område med høyere risiko:
Hindre at luft fra klassifiserte områder (f.eks. sone 1) trenger inn i tilstøtende områder med lavere klassifisering (f.eks. sone 2) ved å etablere og opprettholde et definert undertrykk i området med høyere sannsynlighet for brennbar atmosfære.

For å overvåke og verifisere at krav til differensialtrykk opprettholdes, er det installert differensialtrykkmålere mellom de aktuelle områdene.

- * Sone 0: Områder hvor det forekommer eksplosjonsfarlig atmosfære uavbrutt eller i lange perioder.
- Sone 1: Områder hvor det er sannsynlig at det oppstår eksplosjonsfarlig atmosfære under normale driftsforhold.
- Sone 2: Områder hvor det forekommer eksplosjonsfarlig atmosfære bare unntaksvis og kortvarig.

I ytelsesstandard for tennkildeutkobling er det krav om at tap av differensialtrykk mot tilstøtende ikke-klassifisert område/område med lavere klassifisering skal overvåkes, og alarm skal gis etter 30 sekunder.

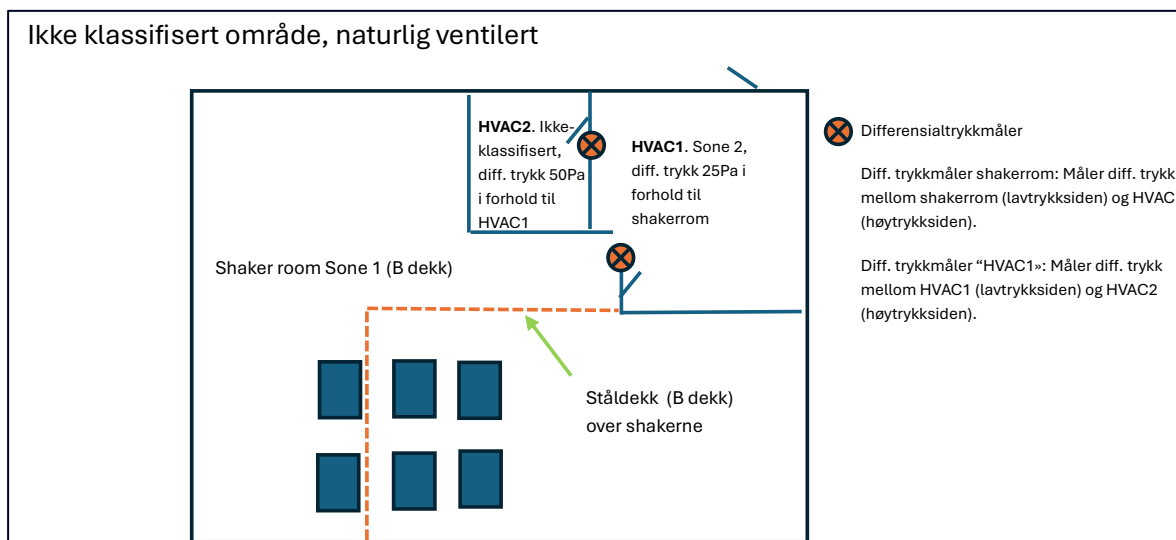
Shakerrommet er et eksplosjonsfarlig område (klassifisert område) definert som Sone 1. Shakerrommet skal ha et undertrykk mot tilstøtende områder. Det er installert en differensialtrykkmåler i «Screen cleaning room» som har målepunkt i «Tank cleaning machinery room», og en differensialtrykkmåler i «Screen Store» som har målepunkt i shakerrommet. I Figur 13, som viser A-dekk, er filosofi for differensialtrykk og områdeklassifisering i shakerrom og tilstøtende områder skissert. Oppgitte differensialtrykk er hentet fra tegningen «HVAC D&ID Machinery Area Hazardous System – Shale Shaker and Mud Pits».



Figur 13 Oversikt over områdeklassifisering og definerte differensialtrykk for shakerrommet og tilstøtende rom på A dekk. (kilde: Odfjell Drilling)

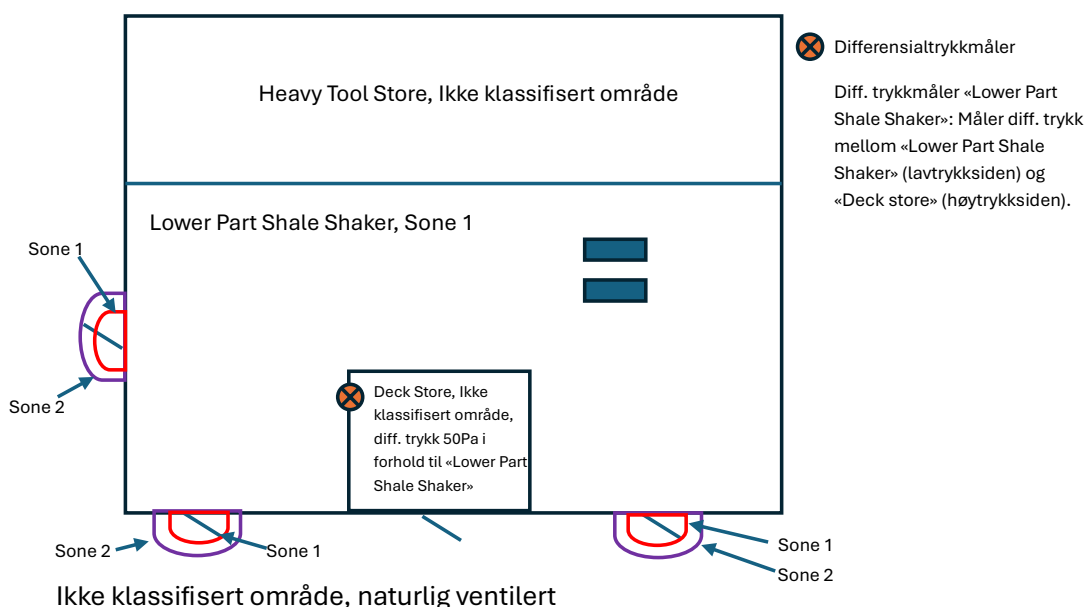
På B-dekk (som er samme modul som shakerrommet) ligger HVAC1-rommet og HVAC2-rommet. Det er installert én differensialtrykkmåler i shakerrommet som har målepunkt i HVAC1 rommet, og én differensialtrykkmåler i HVAC1 som har målepunkt i HVAC2. Filosofi for differensialtrykk og områdeklassifisering på B dekk er

vist i Figur 14. Oppgitte differensialtrykk er hentet fra tegningen «HVAC D&ID Machinery Area Hazardous System – Shale Shaker and Mud Pits».



Figur 14 Oversikt over områdeklassifisering og definerte differensialtrykk for shakerrommet og tilstøtende rom på B dekk. (kilde: Odfjell Drilling)

På dekket under («Upper deck») ligger «Lower Part Shale Shaker», se Figur 15. Det er installert én differensialtrykkmåler i «Lower Part Shale shaker» som har målepunkt i «Deck Store». Oppgitte differensialtrykk er hentet fra tegningen «HVAC D&ID Machinery Area Hazardous System – Shale Shaker and Mud Pits». Som nevnt tidligere er der et ståldekk mellom «Shaker room» og «Lower Part Shale Shaker».



Figur 15 Oversikt over områdeklassifisering og definerte differensialtrykk for "Lower Part Shale Shaker" og tilstøtende rom på «Upper deck». (kilde: Odfjell Drilling).

I slutfasen av granskningen ble vi informert om at oppgitte verdier for undertrykk i shakerrommet og «Lower Part Shale Shaker» ikke var riktige i henhold til gjeldende filosofi (e-post datert 16.01.26). Granskingsrapporten vår inkluderer de verdier for

differensialtrykk angitt i tegningen «HVAC D&ID Machinery Area Hazardous System – Shale Shaker and Mud Pits» som var gjeldende på hendelsestidspunktet (altså -25Pa undertrykk i shakerrom i forhold til tilstøtende sone 2 rom) og -50Pa undertrykk i «Lower Part Shale Shaker».

Filosofi for ventilasjonsvifter i shakerrom

Ventilasjonsystemet skal blant annet bidra til å redusere sannsynligheten for at det oppstår antennbar gassblanding om bord på innretningen, ved å tilføre tilstrekkelig luft slik at gassblandingen tynnes ut eller gassen ventileres bort. I forskrift om bygging av flyttbare innretninger er det krav om at mekanisk ventilasjon i eksplosjonsfarlig område skal sikre minimum 12 luftvekslinger pr. time.

Ifølge mottatte dokumenter (HSE Case for AoC) er shakerrommet utstyrt med to ventilasjonsvifter (2 x 100% kapasitet), der en vifte er i drift og tilfører tilstrekkelig ventilasjon til blant annet «Shaker room», «Shaker monitoring room» og sluser i områdene. I tillegg er det et avtrekkssystem som består av to avtrekksvifter. En av avtrekksviftene er normalt i drift, mens den andre skal starte opp enten ved feil på vifte eller ved gassdeteksjon i shakerrommet for å ventilere vekk gassen.

Filosofi for tennkildeutkobling

Bekreftet gassdeteksjon på boredekk (naturlig ventilert område) ESD1 (A/B) medfører tennkildeutkobling av ikke-kritisk utstyr. Elektrisk utstyr i shakerrommet (sone 1) og tilstøtende områder (sone 2) er sertifisert for bruk i klassifisert område (sone1, sone2) og koples ikke ut ved gassdeteksjon i disse områdene.

HVAC 2 rommet er ikke-klassifisert område. I normal drift er rommet beskyttet av overtrykk og gasspjeld som lukker ved bekreftet gassdeteksjon i luftinntak. Utstyr i dette rommet koples ikke ut ved ESD 1 A/B.

4.9.1 HVAC og tennkildekontroll under hendelsen

Vi har mottatt trender som viser differensialtrykket i de berørte områdene før og under hendelsen, se Tabell 3

Tabell 3 Oversikt over krav til differensialtrykk (hentet fra HVAC D&ID for Shale Shaker and Mud Pits») og differensialtrykk målt før og under hendelsen.

Trend differensialtrykk	Krav	Før hendelsen (periode på ca. 30 min før hendelsen inntraff)	Omtrentlig tidsperiode og tilhørende differensialtrykk under hendelsesforløpet hentet fra trender		Kommentarer
Måler diff. trykk mellom shakerrommet (lavtrykksiden) mot HVAC1 (høytrykksiden)	-25 Pa undertrykk i shakerrommet i forhold til HVAC 1	≤ -210 Pa*	03.58.25 - 03.58.26	Fra ≤ -210 Pa* til +1,2 Pa	Undertrykket ligger vesentlig lavere enn krav både før og under hendelsen.
			03.58.26 - 03.58.45	Ca. +1,2 Pa (differensialtrykk måles ikke over dette nivået)	
			03.58.45 -	Varierer mellom ca. +1,2 Pa og -4/-5 Pa	Hendelsen: Differensialtrykket mellom shakerrommet

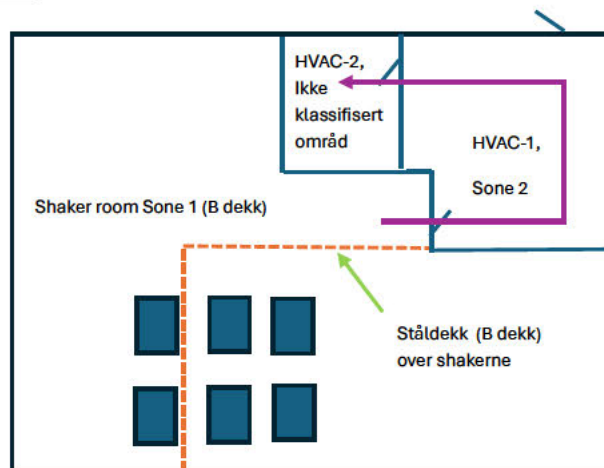
					<p>og HVAC 1 er tilnærmet null. Dette indikerer at dør inn til HVAC 1 rommet har blitt slått opp i åpen posisjon.</p> <p>* Maks måleområde til diff. trykkmåler er -210 Pa</p> <p>Fikk alarm i kontrollrom for tap av undertrykk under hendelsen (dvs. barrieren ikke intakt).</p>
<p>Screen store</p> <p>Måler diff. trykk mellom screen store (lavtrykksiden) og tank cleaning machinery room (høytrykksiden)</p>	<p>-50 Pa undertrykk i Screen store (sone 2) i forhold til tank cleaning machinery room som er ikke-klassifisert område)</p>	<p>Variere mellom ca. -67 Pa og -88 Pa</p>	03.58.24 – 03.58.25	Fra ≤ -210 Pa* til +1,2 Pa	<p>Under hendelsen går undertrykket ned til -210 Pa og forblir lavt ut hendelsesforløpet.</p> <p>*Maks måleområde til diff. trykkmåler er -210 Pa</p> <p>Fikk ikke alarm for tap av undertrykk under hendelsen (da det er en tidsforsinkelse på 30 sekunder før alarm går)</p>
			03.58.25 – 03.58.34	Ca. +1,2 Pa	
			03.58.34 – 03.58.43	Fra +1.2 Pa til ≤ -210 Pa	
			03.58.43 -	≤ -210 Pa*	
<p>Screen cleaning room</p> <p>Måler diff. trykk mellom shakerrom (lavtrykksiden) og screen cleaning room (høytrykksiden)</p>	<p>- 25 Pa undertrykk i shakerrommet i forhold til screen cleaning room</p>	<p>≤ -210 Pa*</p>	03.58.23 - 03.58.25	≤ -210 Pa*	<p>Undertrykket ligger vesentlig under oppgitt krav både før og under hendelsen.</p> <p>*Maks måleområde til diff. trykkmåler er -210 Pa</p> <p>Fikk ikke alarm for tap av undertrykk under hendelsen (da det er en tidsforsinkelse på 30 sekunder før alarm går)</p>
			03.58.25 - 03.58.34	Ca. +1,2 Pa	
			03.58.34 - 03.58.43	Fra +1.2 Pa til -210 Pa*	
			03.58.43 -	≤ -210 Pa*	
<p>B Deck HVAC room</p> <p>Måler diff. trykk mellom HVAC 1 (lavtrykksiden) og HVAC 2 (høytrykksiden)</p>	<p>-50 Pa undertrykk i HVAC 1 i forhold til HVAC 2</p>	<p>Variere mellom ca. -65 Pa og -80 Pa</p>	03.58.25- 03.58.27	Fra -81Pa til ca. +1,3Pa	<p>Under hendelsen: Differensialtrykket mellom HVAC 1 og HVAC 2 er tilnærmet null. Dette indikerer at det har vært mye luftgjennomstrømning mellom rommene (gjennom dør), eventuelt har dør åpnet seg,</p> <p>Fikk alarm for tap av undertrykk under hendelsen (dvs. barriere ikke intakt).</p>
			03.58.27 - 03.58.38	Ca. +1,3 Pa	
			03.58.38 -	Variere mellom ca. 0 Pa og -6/7 Pa	
<p>Lower part of shale shaker</p> <p>Måler diff. trykk mellom «Lower part shale shaker» (lavtrykksiden) og «Deck store» (høytrykksiden)</p>	<p>-50 Pa undertrykk i «Lower part shale shaker» i forhold til «Deck store»</p>	<p>Variere mye mellom ca. -100 Pa og -160 Pa</p>	03.58.21 - 03.58.30	Fra -151 Pa til +1,3 Pa	<p>Undertrykk ligger en god del lavere enn det som er oppgitt som krav.</p> <p>Under hendelsen går undertrykket ned til -210 Pa* og forblir lavt ut hendelsesforløpet.</p> <p>*Maks måleområde til diff. trykkmåler er -210 Pa</p>
			03.58.30 - 03.58.39	Ca. +1,3 Pa	
			03.58.39 - 03.58.42	Fra +1.2 Pa til ≤ -210 Pa*	
			03.58.42 -	≤ -210 Pa*	

Tap av differensialtrykk (undertrykk) mellom rom

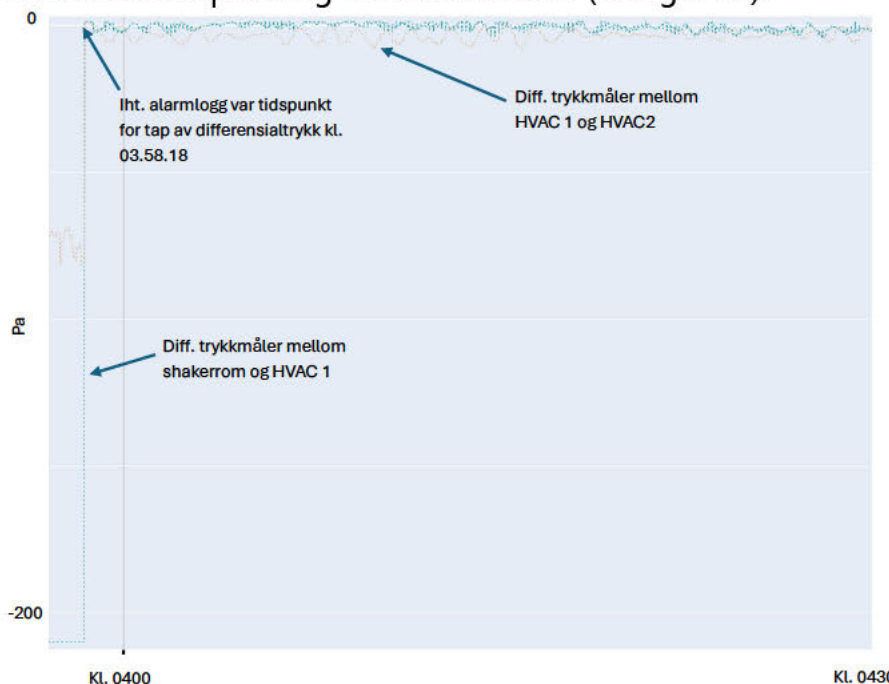
Differensialtrykkmåler mellom

shakerrommet og HVAC 1 ga alarm om tap av differensialtrykk (undertrykk) kl. 03:58:48, og differensialtrykkmåler mellom HVAC 1 og HVAC 2 ga alarm kl. 03:58:48. Hvis en trekker fra 30 sekunder (30 sekunder tidsforsinkelse før alarm går), fikk en tap av differensialtrykk mellom shakerrommet og HVAC 1 og mellom HVAC 1 og HVAC 2 kl. 03:58:18. Ved likt lufttrykk mellom rommene er det en mulighet for at luften kan bevege seg til tilstøtende rom. Figur 17 og Tabell 3 viser at differensialtrykk mellom shakerrom (sone 1) og HVAC 1 (sone 2) var tilnærmet lik null under hendelsen (før hendelsen var undertrykk i shakerrommet ≤ -210 Pa* i

forhold til HVAC1). Tap av undertrykk indikerer at det kan ha vært luftstrøm gjennom døren mellom disse to rommene, og døren inn til HVAC 1-rommet kan ha åpnet seg under hendelsen (ref. Bilde 10). Ved siden av HVAC 1 (sone 2) ligger HVAC 2-rommet (ikke-klassifisert område). Før hendelsen hadde HVAC 1 et undertrykk på mellom ca. -65 Pa og -80 Pa i forhold til HVAC 2. Trykkforskjellen mellom rommene var tilnærmet lik null under hendelsen (se Figur 17). Tap av undertrykk indikerer at det kan ha vært luftstrøm gjennom døren (ref. Bilde 10) mellom disse to rommene, og at døren inn til HVAC 2-rommet kan ha åpnet seg under hendelsen (se Figur 16).



Figur 16 Differensialtrykkmålinger under hendelsen viser at det kan ha vært luftstrøm/åpning (angitt i figur med lilla pil) i dør mellom shakerrommet og HVAC 1, men også videre i dør mellom HVAC 1 og HVAC 2. (Kilde: Odfjell Drilling)



Figur 17 Trend over differensialtrykkmålinger mellom shakerrommet og HVAC 1 og HVAC1 og HVAC 2. (Kilde: Odfjell Drilling)

Som beskrevet kan det ha vært luftstrøm fra shakerrommet til HVAC 1-rommet og videre til HVAC 2-rommet som er et ikke-klassifisert område (se Figur 16). Utstyr i HVAC 2-rommet koples ikke ut ved ESD 1 A/B og er ikke Ex-utstyr. Det kan ha vært mulige tennekilder i HVAC 2-rommet som kunne ha antent en brennbar gassblanding i rommet. Det er ikke installert gassdetektorer i HVAC 1 eller HVAC 2, så det er usikkert hva gass-/luftblandingen var i dette området.

Lavt undertrykk i shakerrommet

Tabell 3 viser at det før hendelsen var stor forskjell i krav til differensialtrykk (-25Pa undertrykk i shakerrommet) og målt differensialtrykk mellom shakerrommet og «Screen Room», og mellom shakerrom og HVAC1 før hendelsen. Før hendelsen var undertrykket i shakerrommet lavere eller lik -210Pa (trend fra diff. trykkmåleren viser ikke lavere diff. trykk enn -210Pa, så det er usikkert hvor lavt differensialtrykket var).

Det er krav om at dører skal slå ut fra rom med undertrykk. For lavt undertrykk i et rom kan hindre/vanskeliggjøre rømning fra rommet, ettersom dørene suges inn mot undertrykksrommet og dermed blir vanskelige å åpne. I granskingen fikk vi informasjon om at det under hendelsen var vanskelig å åpne dør fra shakerrommet og inn til «Shaker operation restroom». Differensialtrykket mellom «Shaker operation restroom» og shakerroom tilsvarer diff. trykk mellom shakerrom og «Screen Cleaning Room, altså ≤ -210 Pa undertrykk i shakerrommet. Personen som befant seg i shakerrommet da hendelsen oppstod, sprang tilbake til «Shaker operation restroom» da det begynte å strømme store mengder væske fra shakerne og «headerboksen». I henhold til CCTV kamera i shakerrommet var dette ca. kl. 03:58:10. Personen strevde med å åpne døren som vender inn i «Shaker operation rest room». Han fikk åpnet den med å «springe opp» døren. Da døren åpnet, falt han inn i «Shaker operation rest room» og pådro seg lettere skader. På samme tidspunkt som døren åpnet seg, falt en plate ned fra taket i rommet. Som nevnt tidligere viser alarmloggen tap av differensialtrykk mellom shakerrommet og HVAC 1 og mellom HVAC 1 og HVAC 2 kl. 03:58:18 (noe som indikerer at dørene inn til HVAC 1 og HVAC 1 her åpnet seg). Dette skjedde mest sannsynlig pga trykkbølgen som oppstod under hendelsen. Denne trykkbølgen kan ha bidratt til at personen klarte å åpne døren inn til «Shaker operation rest room».

Ifølge alarmloggen startet standby-avtrekksviften fra «mud pits» og shakerrommet opp kl. 03:58:28, som følge av bekreftet detektert gass i shakerrommet. Dette var i henhold til HVAC-filosofien beskrevet tidligere. En tilførselsvifte og to avtrekksvifter var fra dette tidspunktet i drift. Den ekstra avtrekksviften medførte at undertrykket i shakerrommet ble ytterligere redusert sammenlignet med nivået før hendelsen (≤ -210 Pa).

Skader på branndører i shakerrom og tilstøtende rom

Det ble skader på flere brannører der dørblad har blitt skjevt/buler. Dørlåsen har holdt dørene igjen, men for dør til HVAC 1 og HVAC 2, kan det basert på differensialtrykkmålinger, se ut som dørlås ikke holdt dør i lukket posisjon under hendelsen. Bilde 10 Eksempler på skader på dører i shakerrommet og tilstøtende områder der dørblad er skjevt/buler (kilde: Havtil) Bilde 10 viser noen av skadene på brannører: Bildet til venstre er av dør inn til «Shaker operation rest room» fra «Screen Store». Bilde nr. 2 fra venstre viser dør inn til «Screen store» fra shakerrommet. Bilde nr. 3 og 4 fra venstre viser dør inn til HVAC 1 fra shakerrommet. Bilde til høyre viser dør fra HVAC 1 inn til HVAC 2.



Bilde 10 Eksempler på skader på dører i shakerrommet og tilstøtende områder der dørblad er skjevt/buler (kilde: Havtil)

Skader på ventilasjonskanaler i shakerrommet

Det var flere ventilasjonskanaler som ble skadet, men kun avtrekkskanalene fikk synlige skader. Kanalene består av stålmaterialer og er ikke dimensjonert for å tåle høyt trykk. To av de skadde avtrekkskanalene var lokalisert i nærheten av «headerboksen» og «gumboboksen». Under hendelsen ble systemene belastet utover sitt design og dette førte til at væske under trykk strømmet ut av «headerboksen» og «gumboboksen» (se Bilde 11) noe som kan ha forårsaket skadene på de to tilhørende avtrekkskanalene (se Bilde 12). En alternativ forklaring kan være trykkforskjellen i avtrekkskanalene og shakerrommet. I normaldrift er det et undertrykk i avtrekkskanalene. Under hendelsen økte trykket i shakerrommet betydelig, og trykkforskjellen i kanalene og rommet kan ha medført at kanalene imploderte.



Bilde 11 Øverst på bilde er "gumboboksen" og nederst på bilde er "headerboksen" (kilde: Havtil)



Bilde 12 Avtrekkskanaler i shakerrommet som har blitt skadet under hendelsen (kilde: Havtil)

Bilde 13 viser avtrekkskanal fra «Shale shaker house & Lower Part Shale Shaker» lokalisert i HVAC 1 (tilstøtende rom til shakerrom) på B deck. Trend over differensialtrykk mellom HVAC 1 rommet og shakerrommet sannsynliggjør at dør inn til HVAC 1 rom har åpnet seg under hendelsen (differensialtrykk tilnærmet null mellom shakerrom og HVAC 1). Avtrekkskanalen vist på bildet er implodert/trykket inn, noe som sannsynligvis skyldes den store trykkforskjellen mellom rommet og kanalen under hendelsen

4.9.2 Vedlikehold av differensialtrykkmålere

Det er etablert en kvartalsvis funksjonstest for å verifisere barrieren overtrykk/undertrykk mellom overtrykksbeskyttet rom («TBAMI test - Function test of HVAC transmitters»).

Bilde 13 Implodert avtrekkskanal fra «Shale shaker house & Lower Part Shale Shaker» lokalisert i HVAC 1 (kilde: Havtil)



I granskningen ble vi informert om at tre målere for differensialtrykk manglet vedlikeholdsprogram for å verifisere barrieren, og inngikk derfor ikke i denne funksjonstesten. Dette gjaldt differensialtrykkmåler mellom:

- shakerrom og «Screen cleaning room»
- «Screen store» og «Tank Cleaning Room»
- HVAC1 og HVAC2

Differensialtrykkmålerne ble sist verifisert 30.04.2025 i forbindelse med SUT-prosessen for Deepsea Bollsta.

4.10 CCTV kamera

På innretningen er det installert CCTV kamera for overvåking i ulike områder. Det var blant annet plassert flere CCTV kameraer i shakerrommet, på boredekk og et kamera i nærheten av relevant overbordlinje.

4.10.1 CCTV kamera under hendelsen

Under hendelsen var det flere kameraer som ikke var innstilt med opptaksfunksjon. Kun to av kameraene i shakerrommet tok opptak.

Klokke på de ulike CCTV kameraene viste ikke reel tid (tidspunkt var ikke justert slik at det samsvarte med øvrige sikkerhetssystemer).

4.11 Risikovurdering av shakerrommet

Dokumentet "Design Accidental Load Appendix A – The Detail Analysis and Strength Assessment under Gas Explosion for the Shale Shaker Room" inneholder en vurdering

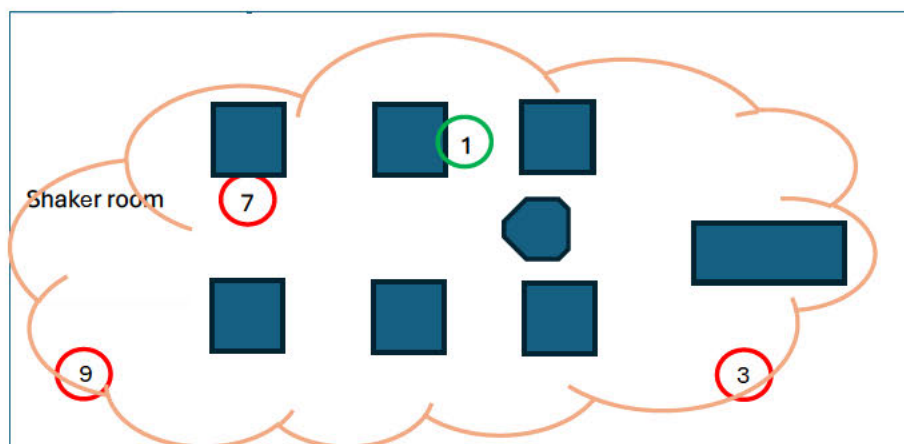
av strukturintegritet til shakerrommet i et eksplosjonsscenario. Totalt åtte scenarier med ulik grad av gassfylling (fra 9,5% til 99,4%) er utført for å beregne eksplosjonslaster (se Tabell 4). Ved å ta høyde for HVAC systemet i shakerrommet (avtrekksvifter over shakerne som skal sørge for at gass i slammene ikke kommer ut i rommet), betraktes 50% gassfylling som et konservativt gasslekkasjescenario.

Tabell 4 Oversikt over gassfylling av shakerrommet og overtrykk som oppstår ved antennelse av gassky (kilde: Odfjell Drilling)

Gas cloud size [m ³]	Gas filling ratio of the shale shaker room [%]	Pick overpressure [barg]	Duration time [sec]
166	9.5	0.28	2.0
338	19.3	0.44	2.0
542	31.0	0.55	2.0
726	41.5	0.68	2.5
864	49.4	0.79	2.5
1014	57.9	0.91	2.5
1262	72.1	1.55	2.5
1740	99.4	2.78	2.5

For strukturintegritet er det utført vurdering ved 41,5%, 57,9% og 72,1% gassfylling. Scenarier med 41,5% og 57,9% gassfylling er innenfor akseptkriteriene relatert til styrken til strukturen. For 72,1% gassfylling vil en få både lokale sprekker og global bukling i strukturen, noe som kan medføre total kollaps av shakerrommet.

Trenden over utslag til gassdetektorer i shakerrommet viser at alle de tre detektorene lokalisert i shakerrommet (detektor 3, 7 og 9 på A dekk) har i overkant av ett minutt samtidig utslag over 100% LEL (ref. 4.7.1). Basert på lokasjon og utslag til de tre detektorene kan gasskyen ha dekket store deler av rommet, se Figur 18 Skisse over mulig størrelse på gassky (over 100% LEL) i shakerområdet under hendelsen (kilde: Havtil)Figur 18.



Figur 18 Skisse over mulig størrelse på gassky (over 100% LEL) i shakerområdet under hendelsen (kilde: Havtil)

Basert på utslag på gassdetektorene (indikasjoner på gassfylling/gassky under hendelsen), samt vurdering av eksplosjonslaster/strukturintegritet for et scenario med 72,1% gassfylling, vurderes det som plausibelt at shakerrommet kunne ha utviklet både sprekkdannelser og global bukling - som igjen kunne ha resultert i en total kollaps av shakerrommet dersom gasskyen hadde antent. Fra "Design Accidental Load (DAL) Specification (FOR 2620) vurderes shakerrommet å kunne motstå en intern eksplosjon med overtrykk på 0,7 barg. Mest sannsynlig ville overtrykket fra antent gassky som oppstod i shakerrommet under hendelsen, vært høyere enn dette trykket (ref.

Tabell 4 der gassfylling på 72,1% gir et overtrykk på 1,55 barg). Dette er ikke en hendelse som shakerrommet på Deepsea Bollsta er designet for å tåle.

I dokumentet "Main Report Operational CORA for Deepsea Bollsta» står det at hele shakerområdet er lokalisert over hoveddekk som en frittstående modul. Dette innebærer at shakerrommet ikke inngår som en del av strukturintegriteten til innretningen. En hendelse med eksplosjon i shakerområdet vil derfor ikke medføre til skade på total strukturintegritet til innretningen.

5 Hendelsesforløp

5.1 Forutgående aktivitet

For informasjon om brønndesign og situasjon før hendelsen se kap. 2.2 og kap. 2.4.

Overordnet plan for plugging av brønnene var å sette to barriereplugg mot reservoarene Sognefjord og Fensfjord, samt én barriereplugg mot Shetland (ref. kap. 10). De to planlagte barrierepluggene mot Sognefjord og Fensfjord var planlagt plassert mellom 1150 m og 1300 mMD, og skulle også dekke Shetland som ligger mellom 1668 m og 1674 mMD (1456 m TVD).

Før operasjonene startet med Deepsea Bollsta, ble brønnen sikret med en dyp plugg i 10 ¾" liner like over produksjonspakning, og en grunnere plugg i tubing hanger.

Etter Deepsea Bollstas første ankomst til feltet og gjennomført oppkobling av BOP/riser på HXT, ble den øvre kompletteringen trukket ut av brønnen. Deretter ble 10 ¾" liner/tie-back relogget på grunn av usikkerhet rundt kvaliteten fra tidligere vurderinger. Det ble deretter satt en timelockplugg på 1400m, samt en grunnere (390m) plugg i 10 ¾" tieback.

HXT ble deretter plukket opp med IMR fartøy.

5.2 Hendelsen

Ved andre ankomst Deepsea Bollsta (18.09.2025) ble BOP installert på brønnehodet. Den grunt satte pluggen ble deretter trukket, før 10 ¾" tie-back ble kuttet på 1353mMD og trukket ut av brønnen. Etter uttrekking ble 13 ⅜" foringsrørsement logget med Baker Hughes ULTeX™/CBL fra 1348m og opp til brønnehode.

Logging av 13 ⅜" foringsrør sement ble utført i tidsrommet fra kl. 18:15 den 21. september til kl. 01:45 den 22. september. Såkalt "Free Pipe Pass" (FPP) ble utført i intervallet fra 500m til 600m. FPP er en kalibrering av loggeutstyret med utgangspunkt i et intervall der foringsrøret ikke er i berøring med sement eller formasjon. En slik kalibrering skal sikre at man kan skille soner med sement/formasjon bak foringsrør, fra soner med væske eller gass. Kalibreringsintervall blir valgt basert på informasjon om teoretisk topp av sement utenfor foringsrør, og det blir gjort justeringer for eventuelt utfelling av vektmateriale fra borevæske. Kalibreringsmetoden er ikke utviklet for å skille soner som inneholder væske fra soner som inneholder gass.

Første forsøk på å kalibrere utstyret resulterte i et markant avvik mot kvalitetsparameterne. På bakgrunn av dialog mellom Baker Hughes loggepersonell og Equinor representant ble korreksjonsfaktor knyttet til foringsrørøvalitet endret. Til tross for denne justeringen var målingene fortsatt så vidt utenfor kvalitetsintervallet. Equinor konkluderte likevel med at målingene kunne aksepteres og brukes i videre tolkning av sementens barriere kvalitet og mulig gass i ringrom.

Den videre tolkningen konkluderte med god sement i intervallene 1317 m-1333 m og 1205-1233m ref. rapport fra Equinor « (Troll 31/3-Q-21 BY1HT5 Deepsea Bollsta ULTeX-CBL-GR-CCL 13 3/8" Casing September 2025 Annular Bond and Casing Conditions Interpretation Report).»

Det ble også konkludert med at det var et væskefylt intervall bak foringsrør fra 372 m til 647 m, men at det ikke var gass bak 13 ⅜" foringsrør.

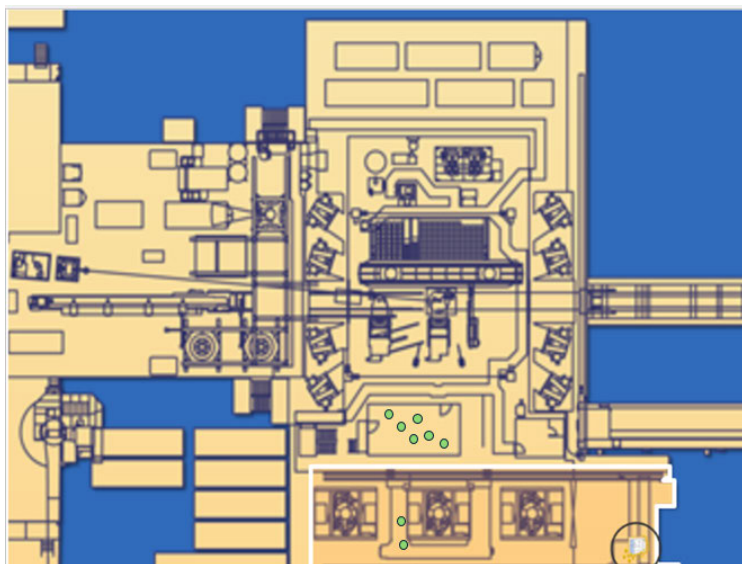
Det ble på bakgrunn av dette besluttet å plassere dobbel sementplugg inne i 13 ⅜" foringsrøret, for på den måten etablere to barrierekonvolutter mot både reservoarene

Sognefjord/Fensfjord og Shetlandformasjon. Kl. 18:15 den 22. september var sementeringsutstyret ute av hullet. Man ventet omtrent åtte timer på at sementen skulle herdes, og var tilbake i brønnen med utstyr for tagging/dressing av sementen, samt kutting av foringsrør, kl. 02:15 den 23. september.

Sementen på innsiden av 13 3/8" foringsrør ble påtruffet på 1172,4 m og boret av ned til 1173,8 m med 60 rpm og 3000 lpm. Pluggen ble deretter tagget og verifisert med 10 tonn på 1173,8 m. Utstyrsstrengen ble deretter trukket opp slik at knivene på Archer kutteutstyr stod på 510 m. Referansetrykk ble avlest for 1500 lpm og 2000 lpm før man slapp stålkule for aktivering av kutteutstyr ned i strengen kl. 03:30.

Kutteoperasjonen ble igangsatt ca. kl. 03:50 og ca. kl. 03:58 ble det registrert en bevegelse i innretningen som ble tolket som et vellykket kutt. Kort tid etter ble det observert utstrømning av borevann og gass opp gjennom rotasjonsbordet på boredekk. Det strømmet også borevann og gass inn i shakerrommet.

På tidspunktet for hendelsen befant det seg seks personer i borekabinen for å observere og assistere under kutteoperasjonen. I tillegg var det to personer i rommet bak borekabinen. I shakerrommet var det én person fysisk tilsted for å observere den forventede økningen i retur fra brønnen, og om nødvendig starte shakerne. Personen løp tilbake til «Shaker operation restroom» da det begynte å strømme store mengder væske fra shakerne ut fra «headerboksen» (ca. kl. 03:58:10. ref. kap. 4.9.1). Personen strevde med å åpne døren som vender inn i «Shaker operation rest room». Han fikk åpnet den med å «springe opp» døren, og pådro seg lettere skader under denne manøveren.



Figur 19 Planskisse av boredekk viser personellens plassering under hendelsen.

Planskisse i Figur 19 viser personellens plassering under hendelsen. Grønne punkter markerer hvor personell befant seg på hendelsestidspunktet på boredekk.

Kl. 03:58:18 oppstod samtidig tap av differensialtrykk mellom shakerrom og HVAC1 og mellom HVAC1 og HVAC2 mest sannsynlig på grunn av trykkbølgen som oppstod under hendelsen.

Kl. 03:58:20 utløses den første av flere alarmer om gassdeteksjon i shakerområdene og vises i kontrollrommet. Generell alarm ble aktivert automatisk kl. 03:58:22. Det ble raskt avklart at alarmen skyldtes en reell hendelse med gass på innretningen, og det ble gitt melding om «We have a gas alarm....» på PA anlegget.

Kl. 03:58:29 mottas en alarm om bekreftet gassdeteksjon i naturlig ventilert området (undersiden av boredekk), som videre fører til signal om automatisk aktivering av ESD 1 A/B kl. 03:58:30.

Intervjuer med personell i borekabin viser at det under hendelsen ble utløst flere alarmer samtidig, herunder gassalarmer, generell alarm, alarm for dynamisk posisjonering (DP-alarm) og øvrige systemalarmer. Alarmene medførte høy støybelastning i borekabin, og reduserte muligheten for effektiv muntlig kommunikasjon mellom personellet. Videre fremgår det av intervjuene at alarmstøy og samtidig bruk av radiokanal medførte utfordringer for radiokommunikasjon mellom personell i borekabin og øvrig personell om bord (blant annet personen i shakerrommet). Dette gjorde det krevende å oppfatte og formidle meldinger i den innledende fasen av hendelsen.

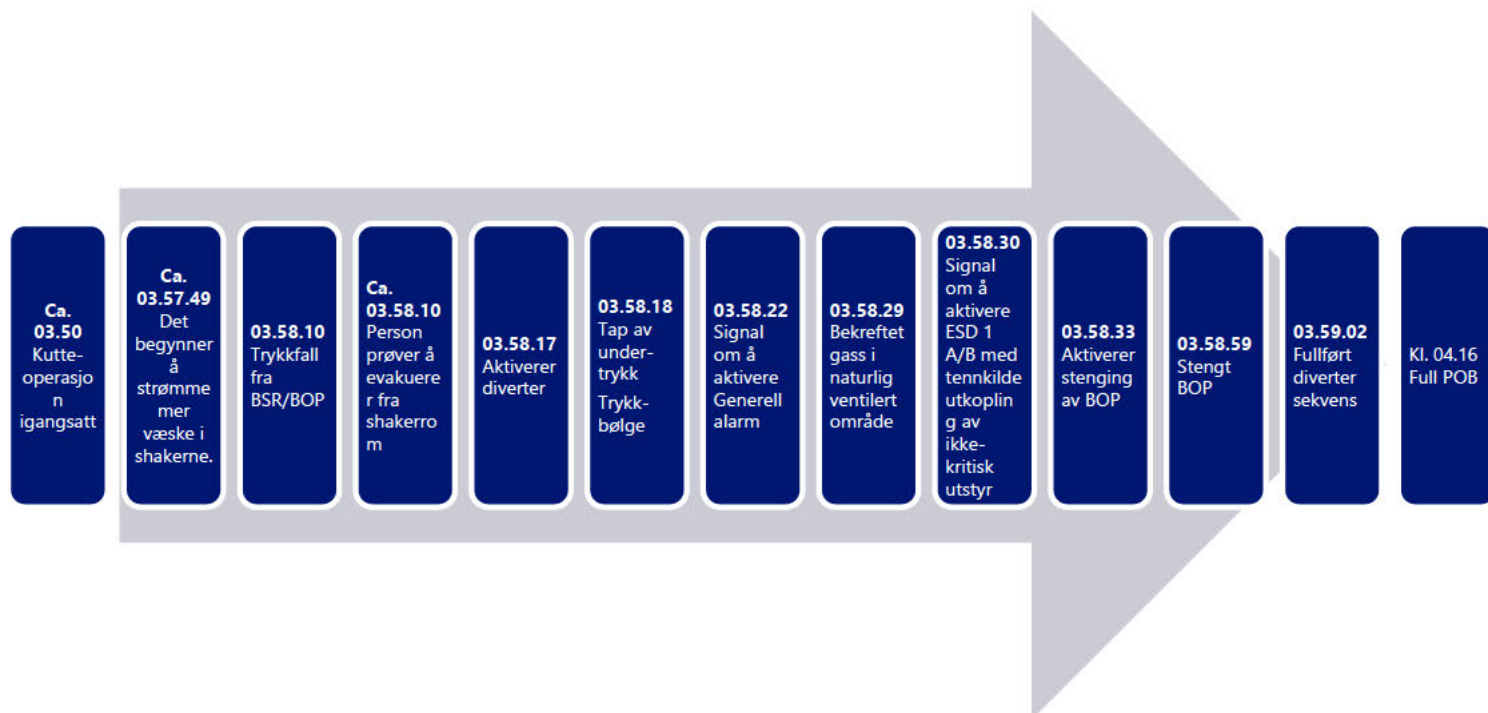
Intervjuer og tilgjengelig dokumentasjon viser videre at personell, kort tid etter observasjon av borevann på boredekk (rotasjonsbordet), iverksatte aktivering av avledningssystemet, og at ringromsventilen på BOP ble aktivert for stenging få sekunder senere.

Avledningssystemet ble aktivert seks sekunder før ringromsventilen på BOP. Stengetiden for disse er henholdsvis 26 og 45 sekund. Det er på bakgrunn av dette estimert at ringromsventilen ble stengt 19 sekunder (45-26+6 sek.) etter pakningselementet i avledningssystemet. Avledningssystemet stengesekvens starter med åpning av en forhåndsvalgt ventil mot utslippslinjen over bord. Deretter iverksettes stenging av ventil mot returstrømningslinje (til shakerrom) og til slutt aktiveres pakningselementer som stenger rundt strengen (ref. kapittel 0).

Det ble rapportert om at slipset (PS-30) som stod i rotasjonsbordet rundt borestrengen ble løftet opp fra rotasjonsbordet som følge av trykket i væskestrømmet mot boredekk. Trykkendringene som oppstod da væskestrømmen gikk både mot boredekk og shakerrom førte til at slipset beveget seg opp/ned og litt i rotasjonsplanet rundt arbeidsstrengen.

CCTV bilder viser at det strømnet væske og gass gjennom avledningsrøret mot sjø. Opptakene viser også at væske- og gasstrømmen nådde over fingerbord nivå av boretårnet. Videoopptak fra shakerrommet, sammen med skadeomfanget i området, vitner om frigjøring av betydelig mengde energi i dette området.

I henhold til «Emergency Board» ble det rapportert om «Full POB+1» kl. 04:10 og kl. 04:16 ble det rapportert «Full POB».



Figur 20 Oversikt over situasjoner/aksjoner under hendelsesforløpet inkludert tidspunkt (kilde: Odfjell Drilling)

23.09.2025	Hendelseelement	Tilleggsinformasjon
Ca. 03:57:49	Det begynner å strømme mer væske enn forventet i shakerne.	Informasjon hentet fra CCTV kamera i shakerrommet. Tidspunkt er noe usikkert da klokke på kamera ikke var riktig innstilt.
03:58:10	Registrerer trykkfall fra 37,5 bar til -3,71 bar på trykktransmitter fra BSR/BOP	Cameron event logger. Det ble registrert en betydelig endring i hydrostatisk trykk, trolig som følge av gass som fortrenget borevæske i stigerøret og deler av brønnen.

23.09.2025	Hendelseelement	Tilleggsinformasjon
Ca. 03:58:10	Væske oversvømmer/sprenger «headerboksen» i shakerrommet. Person i shakerrommet prøver å evakuere til «Shaker operation rest room»	Informasjon hentet fra CCTV kamera i shakerrommet. Tidspunkt er noe usikkert da klokke på kamera ikke var riktig innstilt.
03:58:17	Aktiverer diverter stengesekvens fra borekabin.	Cameron event logger Manuell aksjon
03:58:18	Tap av differensialtrykk mellom Shakerrommet (sone 1) og HVAC 1 (sone 2).	Alarmliste Alarmen kom kl. 03.58.48, pga 30 sekunders tidsforsinkelse.
03:58:18	Tap av differensialtrykk mellom HVAC 1 (sone 2) og HVAC 2 (ikke-klassifisert).	Alarmlogg Alarmen kom kl. 03.58.48, pga 30 sekunders tidsforsinkelse.
03:58:20	Første gassdetektor i H/HH alarm i «Shale Shaker Room Exhaust Duct».	Alarmlogg Bekreftet gassdeteksjon i shakerrommet gir signal om aktivering av Gas Alarm PAGA
03:58:21	Ny gassdetektor i H alarm i «Lower Part Shale Shaker». Ett sekund senere gikk detektor i HH alarm.	Alarmlogg Bekreftet gassdeteksjon i «Lower Part Shale Shaker».
03:58:22	Signal om å aktivere Generell alarm på innretningen (Gas Alarm to PAGA A)	Alarmlogg Bekreftet gassdeteksjon medfører signal om å aktivere Generell alarm på innretningen.
03:58:22	Ny gassdetektor i H alarm i shakerrommet. Tre sekunder senere gikk detektor i HH alarm.	Alarmlogg
03:58:23	Ny gassdetektor i H/HH alarm i «Screen Cleaning Room Exhaust Duct».	Alarmlogg Bekreftet gassdeteksjon i «Screen Cleaning Room Exhaust Duct».

23.09.2025	Hendelseelement	Tilleggsinformasjon
03:58:24	Signal om å stenge ventil på returstrømningslinjen til shaker	Cameron event logger
03:58:28	Standby avtrekksvifte fra «mud pits og shale shaker room» starter opp.	Alarmlogg
03:58:28	Ny gassdetektor i H alarm i «Lower Part Shale Shaker». Tre sekunder senere gikk detektor i HH alarm (bekreftet gassdeteksjon).	Alarmlogg
03:58:28	Ny gassdetektor i H alarm ved undersiden av boredekk. Ett sekund senere gikk detektor i HH alarm (bekreftet gassdeteksjon).	Alarmlogg Bekreftet gassdeteksjon i naturlig ventilert område («Underneath Drill Floor») gir signal om aktivering av ESD 1 A/B og dermed tennkildeutkobling av ikke-kritisk utstyr i naturlig ventilerte områder
03:58:30	Signal om å aktivere ESD 1A med tennkildeutkopling av ikke-kritisk utstyr i naturlig ventilerte områder	Alarmlogg
03:58:31	Signal om å aktivere ESD 1B med tennkildeutkobling av ikke-kritisk utstyr i naturlig ventilerte områder.	Alarmlogg
03:58:33	Aktiverer stenging av BOP Ringromsventil	Cameron event logger Manuell aksjon
03:58:45	Ny gassdetektor i H alarm i shakerrommet. Ni sekunder senere gikk detektor i HH alarm.	Alarmlogg
03:58:46	Registrerer trykkfall fra 11,0 bar til -30,2 bar på LPR/BOP	Cameron event logger

23.09.2025	Hendelseelement	Tilleggsinformasjon
03:58:47	Ny gassdetektor i H/HH alarm i «Drill floor Port».	Bekreftet gassdeteksjon på boredekk.
03:58:59	Antatt tidspunkt for stengt Ringromsventil ventil i BOP	Cameron event logger Basert på siste BOP test
03:59:02	Antatt tidspunkt for fullført diverter stengesekvens	Cameron event logger Basert på siste utførte test
03:59:08	Ny gassdetektor i H alarm i shakerrommet. Åtte sekunder senere gikk detektor i HH alarm.	Alarmlogg
03:59:18	Ny gassdetektor i H alarm i «Lower Part Shale Shaker».	Alarmlogg
03:59:23	Ny gassdetektor i H alarm i «Lower Part Shale Shaker».	Alarmlogg
04:10	Full POB + 1	Informasjon fra tavle i beredskapsrom.
04:16	Full POB	Informasjon fra tavle i beredskapsrom.

Tabell 5 Hendelsesforløp CCTV kamera, alarmer og sensorer (kilde: Odfjell Drilling)

5.3 Hendelsens potensial

5.3.1 Faktisk konsekvens

Den faktiske konsekvensen av hendelsen var at én person som oppholdt seg i shakerrommet ble lettere skadet.

Det oppstod i tillegg utslipp av gass og vann til boredekk, shakerrom og til ytre miljø. Basert på informasjon fra riggen anslår man at 22 kubikkmeter ferskvann ble sluppet ut til sjø.

Minimum 930 kg termogen gass ble sluppet ut til luft. Analyser som er gjennomført av Equinor indikerer at gassen består av en blanding av metan (85%), etan (10%) og propan (5%). Det er usikkerhet knyttet til gassens opphav og derfor også til mengde (ref. kap.10).

Hendelsen førte i tillegg til materielle skader på boredekk og i shakerrommet, hvor blant annet dører ble deformert og HVAC-kanaler ble ødelagt.

5.3.2 Potensiell konsekvens

Hendelsen hadde storulykkepotensial. Ukontrollert frigjøring av gass bak 13 3/8" foringsrøret, med påfølgende utslipp til boredekk og shakerrom kunne - under ubetydelig endrende omstendigheter - ha resultert i antennelse og eksplosjon. Et slik forløp ville medført høy risiko for alvorlig personskade eller tap av liv, samt omfattende skade på innretning.

Trender fra differensialtrykkmålere indikerer mulig luftstrøm fra shakerrommet til HVAC 1-rommet og videre til HVAC 2-rommet, som er et ikke-klassifisert område (se kap. 4.9.1 og Figur 17). Utstyr i HVAC 2-rommet koples ikke ut ved ESD 1 A/B og er ikke Ex-utstyr. Det kan ha vært potensielle tennkilder i HVAC 2-rommet som kunne ha antent en brennbar gassblanding i rommet. Det er ikke installert gassdetektorer i HVAC 1 eller HVAC 2, så det er usikkert hva gass-/luftblandingen var i dette området.

Dersom en brennbar gassblanding i shakerområdene hadde antent, kunne dette medført sprekkdannelse og global bukling, som videre kunne ha medført total kollaps av shakerrommet. Hele shakerområdet er imidlertid lokalisert over hoveddekk som en frittstående modul og inngår dermed ikke som del av strukturintegriteten til innretningen. En hendelse med eksplosjon i shakerområdet ville derfor ikke medført skade på den totale strukturintegritet til innretningen (ref. kap. 4.11).

6 Direkte og bakenforliggende årsaker

6.1 Direkte årsak

Den direkte årsaken til hendelsen var tilstedeværelse av gass bak foringsrør, som ble frigjort i forbindelse med kutting. I tillegg var det ikke etablert tilstrekkelige barrierer som kunne hindre utstrømming av store mengder (930 kg, kilde Equinor, se også kap. 10) gass til overflaten.

6.2 Bakenforliggende årsaker

Granskingen viser at hendelsen hadde flere bakenforliggende årsaker knyttet til både tekniske, operasjonelle og organisatoriske forhold.

6.2.1 Gass bak foringsrør som følge av manglende barrierer mot reservoar

I etterkant av hendelse, ble det gjennomført perforering og sirkulering under seal assembly, før dette ble trukket ut av brønnen. Tiltaket ble iverksatt for å redusere risikoen for ukontrollert frigjøring av resterende gass under seal assembly.

Under samtaler ombord kom det frem at kromatografanalyser av gass som ble sirkulert ut etter perforering under seal assembly til 13 3/8" foringsrør, viste innhold av tyngre hydrokarbonkomponenter med opprinnelse fra reservoaret. Dette indikerer at

at gass har migrert opp fra reservoaret, gjennom ringromsementen, og at de utvendige brønnbarrierene dermed ikke har oppfylt etablerte funksjonskrav.

Gransking og tilgjengelig dokumentasjon viser at sement bak 10 ¾" liner ikke var av barriere kvalitet, og dermed ikke kunne ivareta funksjonen som barriereelement mot reservoartrykk.

13 ¾" foringsrør ble satt og sementert i 2007. I henhold til krav ble det besluttet å gjennomføre logging av sementen bak 13 ¾" foringsrør ved bruk av ULTeX™/DAL for å verifisere barriere kvalitet. Over sementen utenfor 13 ¾" foringsrør ble det også identifisert et lag med grønnleire, som ble antatt å ha krøpet inn og lagt seg rundt foringsrøret.

Påvist tilstedeværelse av reservoargass bak 13 ¾" foringsrør indikerte mulige lekkasjeveier fra reservoaret og opp gjennom sementen bak 13 ¾" foringsrør, enten mellom sement og foringsrør, eller mellom sement og formasjon.

6.2.2 Kalibrering av loggeverktøy

I forkant av logging for sement og gass ble det foretatt en såkalt «Free Pipe Pass» (FPP). Hensikten med kalibrering i fri rørsesjon (FPP) er å etablere en mest mulig korrekt akustisk impedans for tilstedeværende væske til bruk i loggingen, ved å kalibrere mot en kjent ringromsimpedans i fri rørsesjon. Dette skal legge til rette for en logg som kan brukes til tolkning, uten behov for etter-prosessering, og dermed redusere tiden for å ferdigstille tolkningen. Videre skal kalibreringen bidra til å se forskjell på soner med sement eller krypende formasjon, og væske bak foringsrøret. Kalibreringsintervall blir valgt basert på informasjon om teoretisk topp av sement bak foringsrør, og det blir gjort justeringer for eventuell utfelling av vektmateriale fra borevæske.

I brønn Q-21 stod det gass, ikke væske, fra brønnehodet og ned til ca. 648m. Resultatet var at man kalibrerte verktøyet mot et medium som ikke var til stede. Dermed ble påfølgende loggeresultat feil, som igjen medvirket til at kutting av foringsrør ble gjennomført uten stengt BOP.

6.2.3 Bruk av teknologi og metode som ikke var kvalifisert for formålet

Equinor benyttet akustisk impedans wirelinelogg for å vurdere mulig tilstedeværelse av hydrokarboner bak 13 ¾" foringsrøret. Granskingen viste at bruk av denne metoden for identifisering av hydrokarboner ikke var kvalifisert av Equinor. Videre kom det under intervjuene frem at bruken av loggen, i den hensikt å kutte foringsrør med åpen BOP ikke var i samsvar med Equinors interne krav (TR3507), om stenging av BOP i forkant av operasjoner der det foreligger risiko for tilstedeværelse

av hydrokarboner i kombinasjon med utilstrekkelig aktiveringstid for BOP. Bruddet på det nevnte krav hadde sammenheng med ulike tolkninger av kravets ordlyd.

Kutting av foringsrør kan gjennomføres ved å rotere verktøystreng fra overflaten eller ved å ta i bruk en motor nede i borestrengen, under BOP. Rotasjon fra overflaten i kombinasjon med stengt BOP vil kunne føre til skade på BOP pakningselement. Dette kan unngås ved bruk av såkalt "annular swivel" som fungerer som et rullelager mellom verktøystrengen og BOP. Det hadde altså vært fullt mulig å gjennomføre kutt av foringsrør med stengt BOP, men det ville medført behov for flere elementer i verktøystrengen.

6.2.4 Planlegging av kutteoperasjon

Granskingen avdekket at verken primær- og sekundærbarriereelementene i brønnen kunne ivareta sin tiltenkte funksjon. Væske i brønnen (borevann) var definert som primærbarriereelement, mens BOP var definert som sekundærbarriereelement.

Væsken i brønnen hadde en egenvekt på 1,0 sg, mens den antatte væsken i ringrommet bak 13 3/8" foringsrør hadde en egenvekt på 1,3 sg. Dette innebar at primærbarrieren ikke kunne utøve sin funksjon.

Avstand fra planlagt kutt på 510 m RKB til BOP var på om lag 160 m. Normal lukketid for ringromsventilen i BOP (annular preventer) er ca. 45 sekunder, noe som medførte at det i realiteten ikke var mulig å stenge denne før strømmen av væske og gass var passert BOP og nådde overflaten. Dette innebar at heller ikke sekundærbarrieren kunne ivareta sin tiltenkte funksjon.

Under intervjuene kom det frem at planleggingsorganisasjonen i Equinor ikke var kjent med erfaring fra tidligere observasjoner av gass bak 13 3/8" foringsrør på Trollfeltet. Planleggingen av kutteoperasjonen var derfor i stor grad basert på en forutsetning om at det ikke var gass bak foringsrøret. Denne forutsetningen medførte at utstyr for å kunne gjennomføre kutting med bruk av brønnskrollutstyr, herunder kutting med stengt BOP, ikke ble planlagt for i planleggingsfasen.

6.2.5 Endring over tid av operasjonell praksis relatert til kutting av foringsrør med åpen BOP

Rundt årtusenskiftet var det en etablert praksis å ha ringrommet stengt rundt borestrengen ved kutting av foringsrør. Dette ble blant annet oppnådd ved bruk av ringromsventil swivel, som muliggjør stenging av ringromsventilens gummielement rundt borestrengen under selve kutteoperasjonen. På flytende innretninger kunne dette gjennomføres i kombinasjon med marin swivel.

Videre kunne motor i bunnhullstreng benyttes for å rotere kutteverktøyet, samtidig som borestrengen ble holdt i ro uten rotasjon, med stengt ringromsventilelement.

De nevnte metodene krever imidlertid økt tilrettelegging og medførte økt tidsforbruk knyttet til kjøring av verktøy i brønn. I tillegg var løsningene ikke alltid kompatible med kombinerte operasjoner (kombirun).

Økt vektlegging av effektiv gjennomføring og tidsbesparelse i operasjoner hos Equinor kan ha bidratt til endringer i praksis, blant annet gjennom redusert bruk av stengt BOP under kutting av foringsrør.

6.2.6 Fragmentert kommunikasjon og distribuert situasjonsforståelse

Til tross for at gass bak foringsrør ble identifisert som en mulig risiko i planleggingen av aktiviteten, kan beskrivelsene i aktivitetsprogrammet, risikoanalyser og DOP-er, sammenstilt med informasjon granskingsgruppen har mottatt i intervjuer, tyde på at det har vært en felles oppfatning fra tidlig i planleggingen om at risiko for gass bak 13 3/8" foringsrør var lav (ref. 6.2.4).

Følgende momenter kan ha formet denne felles situasjonsforståelsen:

- Risikomatriksen som var vedlagt aktivitetsprogrammet inkluderte kun én risiko knyttet til logging og kutting av 13 3/8" foringsrør. Den identifiserte risikoen var knyttet til muligheten for å ikke å kunne identifisere sement med barriere kvalitet bak foringsrør, med den konsekvensen dette ville kunne ha med tanke på re-etablering av sementbarriere. Risiko for gass bak foringsrør var ikke tatt med i matriksen. Det fremgår videre at man planla å trekke 13 3/8" seal assembly med lukket BOP, i tilfelle gass under seal assembly. Til tross for at risikoen her var identifisert, klarte man ikke å fange opp implikasjoner for selve kuttet som ble utført på 510 m, med kort avstand for migrasjon av gass til overflate/innretning.
- Videre inkluderte ikke aktivitetsprogrammet WBS som viste status ved ankomst DS Bollsta. Den aktuelle brønnen hadde oransje barrierestatus, noe som innebærer at brønnen kun hadde en barriere. De operasjonelle barriereskissene var heller ikke vedlagt aktivitetsprogrammet, men kun tilgjengelig via lenke. Mer utfyllende informasjon om brønnens tilstand kunne ha istandsatt personell fra borekontraktør og andre entreprenører i planleggingsfasen, til å fullt ut forstå risikobildet.
- Det er knyttet usikkerhet til hvilken forståelse personellet hadde av kritikaliteten til logging av gass i ringrom. Det er uklart om det sekundære formålet med loggingen var kjent for alle involverte. Det kan også stilles spørsmål ved om betydningen og konsekvensene av loggen var tilstrekkelig kommunisert, og om personell fra Baker Hughes med utførende roller i loggeoperasjonen fullt ut forstod at logg/loggtolkning ville diktere hvorvidt kutteoperasjonene skulle utføres med eller uten aktivert BOP-ringromsventil.

Videre er det uklart om alle var innforstått med at det ville være for sent å stenge ringromsventil ved innstrømming, gitt den korte avstanden fra kuttet til BOP på havbunnen.

- Dokumentgjennomgang og intervjuer viser at operasjonene på Bollsta i forkant av hendelsen gikk bedre og raskere enn planlagt. Dette medførte at man kom på etterskudd med detaljplanlegging av kommende operasjoner. Aktivitetens kompleksitet, kombinert med flere mulige utfall basert på logging av både 10 3/4" tilbakeknytningsrør (tie-back) og 13 3/8" foringsrør, førte til at det forelå et stort antall alternative planer. Dette kan ha bidratt til at antall DOP'er i omløp var høyt, og at ansvarlig personell ikke hadde tilstrekkelig tid og kapasitet til å vurdere hver enkelt DOP med nødvendig kritisk blikk. Under intervjuene kom det frem at Equinors stiller krav om at DOP skal være ferdigstilt og klart for gjennomgang med offshoreorganisasjonen senest to dager før planlagt aktivitet. Dokumentgjennomgang og intervjuer viser imidlertid at det ble gjennomgått og signert minst fire ulike DOP-er mellom offshoreorganisasjon og offshorepersonell på DS Bollsta, i løpet av mandagen før hendelsen. Flere av disse omhandlet de nært forestående operasjonene.
- Da DOP-en som omhandlet tagging av sement og kutting av foringsrør ble gjennomgått, hadde man - i tråd med forventningene - konkludert med at ringrommet var gassfritt basert på loggingen. Da problemstillingen rundt kutting uten stengt BOP ble reist i denne gjennomgangen, var derfor den distribuerte situasjonsforståelsen at ringrommet var gassfritt. Risiko knyttet til mulige feilkilder i loggen og behovet for ytterligere barrierer ble derfor ikke nærmere diskutert.

Det har vært en felles oppfatning om gassfritt ringrom. Fremdrift i operasjon, kombinert med behovet for å holde tritt med planleggingen, kan ha medvirket til at risikoelementer som kunne vært avdekket og håndtert, ble oversett av ledende personell om bord.

7 Beredskap

Beredskapen ble iverksatt umiddelbart etter at gassdeteksjonene ga utslag, og generell alarm ble aktivert i tråd med etablerte prosedyrer. Samhandlingen mellom boremannskapet og øvrig beredskapsorganisasjon fremstod koordinert, og brønnen ble stengt inn kort tid etter at utstrømningen ble observert på boredekk. Gitt den korte avstanden mellom kuttepunktet og BOP, i kombinasjon med aktiveringstiden for BOP, var det imidlertid ingen tidsmargin for å aktivere BOP før væske og gass nådde innretningen.

Det er identifisert følgende forhold hvor etablerte beredskapskrav ikke ble fullt ut etterlevd:

- Standby-/FF-fartøy ble ikke mobilisert i henhold til gjeldende beredskapsplan.
- POB-kontroll ble ikke gjennomført innen 12 minutter, slik det er angitt i internt krav i beredskapsplan for Deepsea Bollsta.

8 Observasjoner

Havtils observasjoner deles generelt i to kategorier:

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

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

8.1 Avvik

8.1.1 Mangelfull utforming av brønnbarrierer

Avvik:

Equinor hadde ikke sikret at brønnbarriereelementet i ringrommet mellom 13 3/8" foringsrør og formasjonen (sementbarrieren) hindret ukontrollert strømning av hydrokarboner til ringrommet i brønnen.

Begrunnelse:

Påvist tilstedeværelse av gass bak 13 3/8" foringsrør viser at brønnens ytre barriereelement ikke fungerte etter sin tiltenkte funksjon. Sementbarrieren i ringrommet forhindret ikke migrering av hydrokarboner fra reservoaret. Under intervjuene kom det frem at kromatografanalyser av gass som ble sirkulert ut etter perforering under brønnhode før trekking av seal assembly til 13 3/8" foringsrør, viste innhold av tyngre hydrokarbonkomponenter med opprinnelse fra reservoaret. Dette innebærer lekkasje gjennom ringromsbarrieren og at barriereelementet ikke oppfylte kravene til barrierefunksjon.

Krav:

Innretningsforskriften § 48 om brønnbarrierer andre ledd jf. første ledd.

8.1.2 Mangelfull kvalitetssikring ved kalibrering av utstyr for logging av 13 3/8" foringsrør

Avvik:

Equinor hadde ikke sikret at prosedyren for kalibreringen av loggeverktøyet som ble brukt for logging av sement bak 13 3/8" foringsrør var utformet og brukt slik at den oppfylte sin tiltenkte funksjon.

Begrunnelse

Kalibrering av loggeverktøyet var underlagt en generisk standard operasjonsprosedyre (SOP) som var utarbeidet av Baker Hughes i samarbeid med Equinor, samt Baker Hughes operasjonsveileder for ULTeX.

I henhold til prosedyren skal kalibrering utføres i en sone med væske bak foringsrør, for å sikre korrekt skille mellom sement, formasjon og væske. Kalibrering av loggeverktøyet ble imidlertid gjennomført i et intervall der det var gass bak foringsrør.

Kalibreringsprosessen i prosedyren legger premisser for hvordan ulike nivåer av akustisk impedans tolkes. Dersom en gassone feilaktig defineres som en væskesone under kalibrering, vil dette kunne medføre feilaktig tolkning av påfølgende loggdata.

På bakgrunn av informasjon fra Equinor i planleggingsfasen ble det feilaktig lagt til grunn en forventning om væske bak foringsrør i intervallet 500m og 600m, der FPP ble gjennomført. I programmet til ULTeX – loggeverktøy ble det lagt inn en forventet akustisk impedansverdi på 1,6 MRayls. De faktisk målte verdiene for akustisk impedans var lavere enn forventet.

I prosedyren var det definert kvalitetsintervaller for målinger av akustisk impedans for å avdekke feil knyttet til utstyr, forutsetninger eller kalibrering. Selv om målingene av akustisk impedans i kalibreringsprosessen falt utenfor disse kvalitetsintervallene ved to anledninger (ref. 5.2) ble dette ikke fulgt opp. Målingene ble likevel akseptert og brukt av operatøren som grunnlag for videre tolkning av loggdata.

Krav:

Aktivitetsforskriften § 24 om prosedyrer andre ledd

8.1.3 Bruk av teknologi som ikke var kvalifisert for identifisering av gass

Avvik:

Equinor hadde ikke kvalifisert bruk av akustisk impedans wireline logging for vurdering av tilstedeværelse av gass i ringrom på Trollfeltet.

Begrunnelse:

Equinor benyttet akustisk impedans-wirelinelogging som beslutningsgrunnlag for å vurdere tilstedeværelse eller fravær av gass bak 13 3/8" foringsrøret. Granskingen viser at teknologien ikke var kvalifisert eller validert av selskapet for å påvise gass i ringrom. Til tross for dette inngikk teknologien likevel som et sentralt premiss for planlegging og gjennomføring av kutting av foringsrør uten stengt BOP ringromsventil. Det var ikke etablert nødvendige kriterier og prosesser for kvalifisering, testing og verifikasjon av teknologien før bruk. Selskapet kunne dermed ikke dokumentere at teknologien oppfylte kravene til helse, miljø og sikkerhet.

Krav:

Innretningsforskriften § 9 om kvalifisering og bruk av ny teknologi og nye metoder.

8.1.4 Mangelfull utforming av krav (SR-126590) i brønnintegritetsmanual (TR3507)**Avvik:**

Equinor hadde ikke sikret at krav SR-126590 var utformet og brukt slik at den oppfylte sine tiltenkte funksjoner i forbindelse med planlegging og utførelse av kutteoperasjoner.

Begrunnelse:

TR3507 er Equinors interne tekniske kravdokument for brønnintegritet og er hjemlet i FR03 Drilling and Well (ref. kap. 4.1). Dokumentet fastsetter bindende minimumskrav for planlegging og gjennomføring av offshore brønnoperasjoner.

I TR3507 fremgår det at ved operasjoner med risiko for eksponering av hydrokarboner, kombinert med utilstrekkelig aktiveringstid for BOP, skal BOP-ringromsventil være lukket i forkant av operasjonen. Ordlyden i TR3507 - SR-126590 er *"For operations with a risk of exposure of HC in combination with insufficient BOP activation time, the BOP shall be closed upfront the operation"*.

I intervju med personell som var delaktig i utforming og kvalitetssikring av TR3507 kom det frem at intensjonen i kravet var at BOP alltid skulle være lukket i forkant av grunne kutteoperasjoner.

I intervju med brukere av kravet kom det frem at SR-126590 ble tolket slik at dersom sementbindingsloggen ikke viste gass bak foringsrøret, ble risikoen for tilstedeværelse av hydrokarboner ansett som eliminert. Involvert personell la dermed til grunn at eksisterende barrierer var tilstrekkelige.

Under intervjuene kom det frem at det historisk ikke hadde vært observert gass bak 13 3/8" foringsrør på tidligere brønner på Trollfeltet, og at det derfor under planlegging ikke ble bestilt utstyr for å kutte foringsrør med stengt BOP. Dette medførte at kravet om stengt BOP-ringromsventil i SR-126590 ikke ble ivaretatt i planleggingen eller gjennomføringen av operasjonen.

Krav:

Aktivitetsforskriften § 24 om prosedyrer andre ledd.

8.1.5 Manglende brønnbarrierer under kutteoperasjon**Avvik:**

Equinor hadde ikke sikret at det var brønnbarrierer ved utføring av kutteoperasjonen.

Begrunnelse:

Basert på mottatte dokumentasjon var det kjent at væsken som stod i brønnen (primærbarrieren) ikke var tilstrekkelig tung til å kunne balansere selv det forventede trykket på utsiden av foringsrøret. I realiteten var trykket på utsiden av foringsrøret betydelig høyere enn forventet.

Kuttet av foringsrøret ble gjort på 510 m RKB. BOP stod på havbunn, ca. 160 m over kuttet. Ved innstrømming av gass i brønnen var det, på grunn av den korte avstanden, ikke mulig å stenge BOP tidsnok til å forhindre gass til overflaten på innretningen.

Som følge av denne situasjonen ble kutteaktiviteten dermed utført uten barrierer.

Krav:

Aktivitetsforskriften §85 om brønnbarrierer første ledd.

8.1.6 Støynivå i borekabinen ved håndtering av brønnkontrollsituasjon**Avvik:**

Odfjell Drilling hadde ikke sikret at nødvendig intern og ekstern kommunikasjon ble ivarettatt ved utløsning av alarmer i borekabinen ved håndtering av brønnkontrollsituasjon.

Begrunnelse:

Intervjuer med personell i borekabin viser at det under hendelsen ble utløst flere alarmer samtidig, herunder gassalarmer, generell alarm, alarm for dynamisk posisjonering (DP-alarm) og øvrige systemalarmer. Alarmene medførte høy støybelastning i borekabin, og reduserte muligheten for effektiv muntlig kommunikasjon mellom personell. Videre fremgår det av intervjuene at alarmstøy og samtidig bruk av en og samme radiokanal medførte utfordringer for radiokommunikasjon mellom personell i borekabin og øvrig personell om bord (blant annet personen i shakerrommet). Dette gjorde det krevende å oppfatte og formidle meldinger i den innledende fasen av hendelsen.

Krav:

Aktivitetsforskriften §80 om kommunikasjon, første ledd, jf. aktivitetsforskriften §77 om håndtering av fare- og ulykkessituasjoner

8.1.7 Mangelfull deling av informasjon om barrierer og barrieresvekkelser**Avvik:**

Equinor hadde ikke sikret at nødvendig informasjon om barrierestatus i brønnen var formidlet til relevante brukere ifm. planlegging og utførelse av kutteoperasjonen.

Begrunnelse:

- På grunn av mangel på konklusiv logg fra 10 3/4" sementlogging i 2008, var brønnen kategorisert som oransje (én barriere intakt og én svekket eller ikke verifisert). Informasjon om brønnens barrierestatus var ikke nevnt i aktivitetsprogrammet.
- Brønnbarriereskissene (WBS) som var vedlagt DOP-ene signert av operasjonelt ansvarlige på innretningen, fremstilte væskesøylen i brønnen som primærbarriere mot utsiden. Dette står i konflikt med opplysninger i DOP om at man forventet tilbakestrømming på grunn av usikkerhet knyttet til egenvekt til slammet bak foringsrøret. Videre var BSR (Blind Shear Ram) på BOP tegnet inn som sekundærbarriere, til tross for at denne ikke kunne stenges tidsnok til å ivareta sin tiltenkte funksjon ref. 8.1.5

Informasjon knyttet til barrieresituasjon og svekkelser var ikke fremstilt og formidlet på en entydig måte til brukerne av informasjonen.

Krav:

Styringsforskriften §15 om informasjon, andre ledd

8.1.8 Atskillelse av HVAC 1 og HVAC 2 rom**Avvik:**

Odfjell Drilling hadde ikke sikret at shakerområdet, som inkluderer borevæske som kan avgi gass, var atskilt fra HVAC 1 og HVAC 2 på en måte som forhindret spredning av gass.

Begrunnelse:

Shakerrommet er et eksplosjonsfarlig område (klassifisert område) definert som Sone 1. Shakerrommet skal ha et undertrykk mot tilstøtende områder (ref. kap. 4.9 og figur 22). Tilstøtende shakerrommet ligger HVAC 1 rommet som er et eksplosjonsfarlig område definert som Sone 2. I normaldrift er rommet beskyttet med et overtrykk sammenliknet med shakerrommet. Tilstøtende HVAC 1 rommet er HVAC 2 rommet som er et ikke-klassifisert område. I normal drift er rommet beskyttet av overtrykk og gasspjeld som lukker ved bekreftet gassdeteksjon i luftinntak. Utstyr i dette rommet koples ikke ut ved ESD 1 A/B. Det er ikke Ex-utsyrt i rommet.

Under hendelsen viser trender fra differensialtrykkmålere at det oppstod samtidig tap av differensialtrykk mellom:

- HVAC 1 rommet og shakerrommet. Iht. Odfjell Drilling sin filosofi er det krav om 25Pa overtrykk i HVAC 1 i forhold til shakerrommet (ref. tabell 3). Shakerrommet er sone 1 område og har en dør som vender inn til HVAC 1 rommet som er sone 2 område.
- HVAC 2 rommet og HVAC 1 rommet. Iht. Odfjell Drilling sin filosofi er det krav om 50Pa overtrykk i HVAC2 i forhold til HVAC1 (ref. tabell 3). HVAC 1 rommet

er sone 2 område og har en dør som vender inn til HVAC 2 rommet som er ikke-klassifisert område.

Samtidig tap av differensialtrykk mellom shakerrom og HVAC 1 og mellom HVAC 1 og HVAC 2 muliggjorde at gass/luftblandingen kunne trenge inn i ubeskyttet område (HVAC 2 uten overtrykk), som inneholdt tennkilder (ikke Ex-utstyr) og som ikke stengte ned ved gassdeteksjon i shakerområdet.

Krav:

Rammeforskriften § 3 om bruk av maritimt regelverk i petroleumsvirksomheten til havs, jf. Sjøfartsdirektoratets forskrift om sikringstiltak mot brann og eksplosjon på flyttbare innretninger § 24 om gassrisiko/arrangement pkt. 1

8.1.9 Manglende bruk av data over differensialtrykk

Avvik:

Odfjell Drilling hadde ikke sikret at data over differensialtrykk i shakerrommet ble brukt til å kontrollere tekniske og operasjonelle forhold.

Begrunnelse:

Data over differensialtrykk (undertrykk) i shakerrommet i forhold til tilstøtende rom er tilgjengelig for å overvåke nødvendig undertrykk i shakerrommet. I henhold til Odfjell Drilling sin filosofi (ref. Tabell 3) er det krav om at shakerrommet, som er klassifisert som sone 1, skal ha et undertrykk på -25Pa i forhold til tilstøtende områder som har lavere områdeklassifisering enn sone 1 (sone 2 og ikke-klassifiserte områder).

Dataene var ikke blitt brukt til å kontrollere om undertrykket var for lavt. For lavt undertrykk kan føre til:

- at dører blir vanskelige å åpne, noe som kan hindre rask og sikker rømning fra området,
- at røykspredning mellom områder, dørsikkerhet og muligheten for effektiv manuell innsats påvirkes negativt.

Trender over differensialtrykk viser at undertrykket i shakerrommet var lavere enn -210Pa (differensialtrykket måles ikke lavere enn -210Pa) både før og under hendelsen (ref. Tabell 3).

I intervju kom det fram at det var vanskelig å åpne dør fra shakerrommet og inn til «shaker operation restroom» under hendelsen. Personen som befant seg i shakerrommet da hendelsen oppsto strevde med å åpne døren og rømme til tilstøtende område.

Krav:

Styringsforskriften § 19 om innsamling, bearbeiding og bruk av data bokstav a).

8.1.10 Manglende vedlikehold av differensialtrykkmålere

Avvik:

Odfjell Drilling hadde ikke etablert vedlikeholdsprogram som systematisk forebygget sviktmodi som kunne utgjøre en sikkerhetsrisiko for tre differensialtrykkmålere som overvåker overtrykk/undertrykk mellom rom.

Begrunnelse:

I granskingen ble det informert om at tre målere for differensialtrykk manglet vedlikeholdsprogram for å verifisere barrieren. De tre målerne for differensialtrykk inngikk ikke i funksjonstesten («TBAMI test - Function test of HVAC transmitters»). Dette gjaldt differensialtrykkmåler mellom:

- Shakerrom og «Screen cleaning room»
- «Screen store» og «Tank Cleaning Room»
- HVAC1 og HVAC2

Krav:

Aktivitetsforskriften § 47 om vedlikeholdsprogram første ledd.

8.1.11 Mangelfull utforming av krav i brønnkontrollmanual

Avvik:

Odfjell Drilling hadde ikke sikret at krav (5-20 Retrieve seal assembly & cut casing) i brønnkontrollmanualen ((L3-MODU-ALL-DO-MA-005-WELL CONTROL MANUAL) var utformet slik at den oppfylte sine tiltenkte funksjoner i forbindelse med planlegging og utførelse av kutteoperasjoner.

Begrunnelse:

Utformingen av Odfjell Drilling sitt krav til kutting av foringsrør (5-20 Retrieve seal assembly & cut casing) var uklart.

Det fremgikk av kravet at:

"Cutting casing with open BOP can be done with a risk assessment, if some of the compensating measures below are in place:

- *Cement is logged and proven hydraulic bonding or annulus*
- *logged and verified free of gas.*
- *Seal assembly retrieved prior of cut casing.*
- *Deep cut"*

Kravet kunne tolkes på ulike måter, da det ikke var spesifisert hvor mange av kriteriene som skulle ivaretas.

Det kom frem fra intervjuer at Odfjell Drilling over tid hadde tilnærmet seg operatørens krav relatert til brønnskontroll.

Da DOP for kutting av foringsrør ble gjennomgått, i forkant av signering av ledende personell offshore, ble det stilt spørsmål ved fremgangsmåten. I diskusjonen som fulgte ble logging og påfølgende tolkning (gassfritt ringrom) løftet frem som verifikasjonsmetode og konklusjonen var dermed at også Odfjells krav ble etterlevd.

Dersom Odfjell Drilling hadde hatt et entydig krav til grunne kutt av foringsrør, kunne dette bidratt til en reell refleksjon om fremgangsmåten, noe som i sin tur kunne hindret hendelsen i å få utvikle seg.

Krav:

Aktivitetsforskriften §85 om brønnbarrierer første ledd.

8.1.12 Mangelfull oppdatering av teknisk dokumentasjon

Avvik:

Odfjell Drilling hadde ikke sikret at teknisk driftsdokumentasjon knyttet til HVAC og differensialtrykk var oppdatert.

Begrunnelse:

I granskingen så vi følgende feil og manglende samsvar i teknisk driftsdokumentasjon relatert til HVAC og differensialtrykk:

- a) Tegningen "HVAC D&ID Machinery Area Hazardous System – Shale Shaker and Mud Pits" manglet informasjon som markerte brannskille mellom "Screen store (Zone 2)" og "Tank Cleaning Machinery Room (Non-Haz area)".
- b) Tegningen "HVAC D&ID Machinery Area Hazardous System – Shale Shaker and Mud Pits" og "Hazardous Area Plan A Deck" har feil verdi for differensialtrykk mellom "Shale Shaker Room (Zone 1)" og "Screen Cleaning Room (Zone 2)". Differensialtrykket er 25Pa iht. tegningene som ikke samsvarer med det Odfjell Drilling oppgir som gjeldende differensialtrykk i mottatt e-post datert 16.01.26
- c) Tegningen "Hazardous Area Plan Upper Deck" inkluderer feil verdi for undertrykk i "Lower Part Shale Shaker (Zone 1)". Undertrykket er -50Pa iht. tegningen som ikke samsvarer med det Odfjell Drilling oppgir som gjeldende undertrykk i mottatt e-post datert 16.01.26

Krav:

Aktivitetsforskriften § 20 om oppstart og drift av innretninger bokstav b)

8.2 Forbedringspunkter

8.2.1 Håndtering av fare- og ulykkessituasjoner

Forbedringspunkt:

Odfjell Drilling synes ikke å ha sikret at nødvendige tiltak i form av mobilisering av brannbekjempelsesfartøy og POB-kontroll på Deepsea Bollsta ble satt i verk så raskt som mulig ved brønnkontrollhendelsen 23.9.2025.

Begrunnelse:

Gjennom intervjuer kom det frem at umiddelbart etter bekreftelse av gassdeteksjonene, ble generell alarm aktivert i tråd med prosedyrer, men standby-/FF-fartøy ble ikke mobilisert i henhold til gjeldende beredskapsplan.

Gjennom intervjuer og dokumentgjennomgang (beredskapstavla) kom det frem at det tok 21 minutter før personell ble gjort rede for i forbindelse med mønstring etter generell/gass alarm i forbindelse med brønnkontrollhendelsen 23.9.2025. Ytelseskravet i Deepsea Bollstas styrende dokument var 12 minutter.

Krav:

Aktivitetsforskriften § 77 om håndtering av fare- og ulykkessituasjoner, bokstav b og c

9 Barrierer som har fungert

- Avledningssystemet ble aktivert og fungerte, men først etter at en del av væske- og gassutstrømningen allerede hadde strømmet ut gjennom rotasjonsborde
- Boremanskapet stengte inn brønnen med avledningsventilen og ringromsventilen på BOP.
- Rød sone, som barriere, ble overholdt da ingen var ute på boredekk innenfor det avgrensede området.
- Tennkildek kontroll: Systemet for nedstenging av utstyr ved deteksjon av gass ser i denne hendelsen ut til å ha fungert som forutsatt og redusert sannsynligheten for antennelse.
- Avtrekksvifte startet i shakerrommet
- Deteksjon av gass fungerte
- ESD fungerte etter hensikten
- PAGA

10 Diskusjon omkring usikkerheter

- Det er knyttet usikkerhet til strupeeffekten PS-30 slipset på 5 tonn har hatt på væskestrømmen. Væske og gass vil strømme minste motstandsvei. Vekten av PS-30 slipset og innsnevringen det representerer kan innebære at strømmen gikk i retning av shakerrom.
En annen mulig forklaring på at væsken strømmet mot shakerrom kan være rekkefølgen på aktivering av ulike element i avledningssystemet. Dersom

pakningselement mot boredekk har blitt aktivert før stenging av flowline mot shakerrom vil dette ha hatt betydning.

Det kan derfor ikke fastslås om returstrømmen av vann og gass til shakerrommet skyldtes effekten av PS-30-slipset, aktiveringssekvens for avledningssystemet, eller en kombinasjon av disse.

- Det foreligger usikkerhet knyttet til omfanget av gassblanding i de ulike områdene, samt hvor lenge blandingen var innenfor eksplosivt område. Det har vært gassblanding i andre deler av shakerområdene, boredekk og undersiden av boredekk der det ikke er installert gassdetektorer. Under hendelsen kan det ha vært eksplosiv gassblanding over lengre tid/i annen tidsperiode i områder der det ikke er dekning av gassdetektorer.
- Differensialtrykkmålinger viser at det kan ha vært luftstrøm fra shakerrom til HVAC1 rom og fra HVAC1 rom til HVAC 2 rom (ikke klassifisert område der utstyr ikke koples ut ved ESD1). Det er ikke gassdetektorer i HVAC 1 og HVAC 2 rommene, dermed er det usikkert hvilken gass-/luftblanding områdene ble eksponert for.
- Klokkene på de ulike CCTV kameraene viste ikke reel tid (tidspunkt var ikke justert slik at det samsvarte med øvrige sikkerhetssystemer). I tillegg er ikke tider i mottatte trender over gassdeteksjon og differensialtrykk tilstrekkelig presise. Angitte tidspunkt i rapporten (basert på denne informasjonen) er derfor ikke helt nøyaktige sammenliknet med reel tid.

11 Vurdering av aktørens granskingsrapport

Equinor besluttet å igangsette en gransking på nivå 3 den 25.9.2025 for å forstå årsakene til hendelsen og forhindre gjentakelse. Equinor har lagt DW 901 («Handling of quality deviations») til grunn for valg av metodikk. Det er vår vurdering at hendelsen skulle vært forankret og gransket på et høyere nivå hos Equinor.

Havtil mottok rapporten 2.3.2026.

Dybdestudien, utført av Equinor med deltakere fra Odfjell Drilling og Baker Hughes, har identifisert både direkte og bakenforliggende årsaker til hendelsen. Rapporten er presentert på en grundig og ryddig måte.

Rapporten belyser i liten grad hvorfor det har vært så mange brudd på selskapets styrende dokumenter, og hvorfor ledelsen ikke har sikret at prosedyrer blir etterlevd.

Equinor vurderer faren for videre eskalering til brann og eksplosjon som usannsynlig. Vurderingene er basert på selskapets retningslinje for vurdering av alvorlighetsgrad

relatert til brann og eksplosjon (GL0604) og definisjon av begrepet «ubetydelig endrede omstendigheter». Det er slik Equinor beskriver det knyttet usikkerhet til flere elementer, blant annet til gasskyens utbredelse, tilstedeværelse av gass i HVAC 2, samt tilstedeværelse av mulige tennkilder. Vår gransking indikerer at det kan ha vært luftstrøm fra shakerrommet til HVAC 1-rommet og videre til HVAC 2-rommet. Det er ikke installert gassdetektorer i HVAC 1 eller HVAC 2, så det er usikkert hva gass-/luftblandingen var i dette området. Det er Havtils vurdering at det kan ha vært potensielle tennkilder i HVAC 2-rommet som kunne ha antent en brennbar gassblanding i rommet.

Equinors granskingsrapport beskriver at gassdeteksjon i shakerområdet (mekanisk ventilert/lukket område) aktiverer ESD 1 med tennkildeutkobling av ikke-kritisk utstyr. Vår rapport er basert på en filosofi om at ESD 1 med tennkildeutkobling aktiveres ved bekreftet gassdeteksjon i naturlig ventilert område (for denne hendelsen vil det si bekreftet gassdeteksjon ved undersiden av boredekk). Dette er i henhold til innretningens C&E (diagram som viser ulike årsaker/hendelser med påfølgende aksjoner/effekter) for de aktuelle områdene.

12 Bilder

Bilde 1 Deepsea Bollsta (kilde: Odfjell Drilling).....	1
Bilde 2 Stillbilde fra video som viser utstrømming på boredekk sett ovenfra (kilde: Odfjell Drilling)	4
Bilde 3 Lokasjon av Trollfeltet (kilde: Sodir)	6
Bilde 4 Boreinnretningen Deepsea Bollsta (kilde: Odfjell Drilling)	8
Bilde 5 Samurai kutteverktøy for foringsrør (kilde: Archer Oiltools).....	12
Bilde 6 Avledningssystemet på Deepsea Bollsta (kilde: Havtil).....	13
Bilde 7 PS-30 slips montert i rotasjonsbordet (kilde: Havtil)	14
Bilde 8 Oversiktsskisse for "Gumbo og Flowdivider" (kilde: Havtil)	14
Bilde 9 Tilbakeslagsventil på returstrømningslinjen til shakere (kilde: Havtil)	19
Bilde 10 Eksempler på skader på dører i shakerrommet og tilstøtende områder der dørblad er skjevt/buler (kilde: Havtil).....	31
Bilde 11 Øverst på bilde er "gumboboksen" og nederst på bilde er "headerboksen" (kilde: Havtil)	32
Bilde 12 Avtrekkskanaler i shakerrommet som har blitt skadet under hendelsen (kilde: Havtil).....	32
Bilde 13 Implodert avtrekkskanal fra «Shale shaker house & Lower Part Shale Shaker» lokalisert i HVAC 1 (kilde: Havtil)	32

13 Figurer

Figur 1 Skisse over brønnen før pluggeoperasjon (kilde: Equinor).....	7
Figur 2 Oversikt over gassdetektorer i shakerrommet og tilstøtende rom på A-dekk. Detektorene er nummerert iht. rekkefølgen når detektorene fikk alarm H/HH (ref. tabell 2) (kilde: Odfjell Drilling).....	16
Figur 3 Utslag på gassdetektorer i shakerrommet og i tilstøtende områder (kilde: Odfjell Drilling).....	16
Figur 4 Oversikt over gassdetektorer i "Lower part shale shaker". Detektorene er nummerert iht. til rekkefølgen når detektorene fikk alarm H/HH (ref. Tabell 2) (kilde: Odfjell Drilling).....	17
Figur 5 Utslag på gassdetektorer i "Lower part shale shaker room". (kilde: Odfjell Drilling).....	17
Figur 6 Oversikt over gassdetektor i området under boredekk (kilde: Odfjell Drilling)	18
Figur 7 Utslag på gassdetektor under boredekk under hendelsesforløpet. (kilde: Odfjell Drilling).....	18
Figur 8 Oversikt over gassdetektorer på boredekk. Detektorene er nummerert iht rekkefølgen når detektorene fikk alarm H/HH (ref. tabell 2) (kilde: Odfjell Drilling).....	19
Figur 9 Utslag på gassdetektorer på boredekk under hendelsesforløpet. (kilde: Odfjell Drilling).....	20

Figur 10 Skisse som illustrerer nedre- og øvre eksplosjonsgrense, og eksplosjonsområdet for metan (C1) (Kilde: Havtil)	22
Figur 11 Oversikt over tidsperiode de ulike detektorene som detekterte gass over 100% LEL lå over nedre eksplosjonsgrense (over100% LEL). (kilde: Odfjell Drilling).....	22
Figur 12 Detektor 1 lokalisert i avtrekkskanal i shakerrommet og detektor 4 lokalisert i avtrekkskanal i «Screen Cleaning Room» detekterte gass over 20% LEL i lengre tid. (kilde: trender Odfjell Drilling)	23
Figur 13 Oversikt over områdeklassifisering og definerte differensialtrykk for shakerrommet og tilstøtende rom på A dekk. (kilde: Odfjell Drilling)	25
Figur 14 Oversikt over områdeklassifisering og definerte differensialtrykk for shakerrommet og tilstøtende rom på B dekk. (kilde: Odfjell Drilling).....	26
Figur 15 Oversikt over områdeklassifisering og definerte differensialtrykk for "Lower Part Shale Shaker" og tilstøtende rom på «Upper deck». (kilde: Odfjell Drilling).	26
Figur 16 Differensialtrykkmålinger under hendelsen viser at det kan ha vært luftstrøm/åpning (angitt i figur med lilla pil) i dør mellom shakerrommet og HVAC 1, men også videre i dør mellom HVAC 1 og HVAC 2. (Kilde: Odfjell Drilling)	29
Figur 17 Trend over differensialtrykkmålinger mellom shakerrommet og HVAC 1 og HVAC1 og HVAC 2. (Kilde: Odfjell Drilling).....	29
Figur 18 Skisse over mulig størrelse på gassky (over 100% LEL) i shakerområdet under hendelsen (kilde: Havtil)	35
Figur 19 Planskisse av boredekk viser personellens plassering under hendelsen.....	37
Figur 20 Oversikt over situasjoner/aksjoner under hendelsesforløpet inkludert tidspunkt (kilde: Odfjell Drilling)	39

14 Tabeller

Tabell 1 Forkortelser og beskrivelser	9
Tabell 2 Rekkefølgen og tidspunkt for gassdeteksjon alarmnivå H og HH	20
Tabell 3 Oversikt over krav til differensialtrykk (hentet fra HVAC D&ID for Shale Shaker and Mud Pits») og differensialtrykk målt før og under hendelsen.....	27
Tabell 4 Oversikt over gassfylling av shakerrommet og overtrykk som oppstår ved antennelse av gassky (kilde: Odfjell Drilling).....	34
Tabell 5 Hendelsesforløp CCTV kamera, alarmer og sensorer (kilde: Odfjell Drilling)..	42

15 Vedlegg

- A: Dokumenter som er lagt til grunn for granskingen
- B: Oversikt over intervjuet personell

Vedlegg A Dokumenter som er lagt til grunn for granskingen

1	Riskregister for aktivitet kutting av 13 3/8 casing
2	Bha tegning av Samurai kutter.pdf
3	ULTEX CALIBRATIONS MAIN 13 38 JA-514942 - Instrument configuration
4	24615459 M150 - (DOP15) - Log 13 3 8 casing bond log (WL) (1)
5	NO 31 3-Q-21 BY1H M160 - DOP16 - Set 13 3 8 PP A cement plug w 4" stinger
6	NO 31 3-Q-21 BY1H M165 - (DOP16A) - RIH 13 3 8" Dress-tag BHA w 13 3 8 casing cutter.pdf
7	ULTEX CALIBRATIONS MAIN 13 38 JA-514942 - Instrument configuration
8	VEDLEGG NR 01 - DBO - PICTURES POST EVENT 23.09.2025 - DOCS-2686036
9	VEDLEGG NR 29 - DBO - 3S-7102-001 - GENERAL ARRANGEMENT FOR CCTV SYSTEM - SHT 1 - REV. Z1 - DATO 17.02.2017 - DOCS-2686065
10	VEDLEGG NR 30 - DBO - 3S-7102-001 - GENERAL ARRANGEMENT FOR CCTV SYSTEM - SHT 3 - REV. Z1 - DATO 17.02.2017 - DOCS-2686066
11	VEDLEGG NR 31 - DBO - 3S-7102-001 - GENERAL ARRANGEMENT FOR CCTV SYSTEM - SHT 4 - REV. Z1 - DATO 17.02.2017 - DOCS-2686067
12	VEDLEGG NR 32 - DBO - 3S-7102-001 - GENERAL ARRANGEMENT FOR CCTV SYSTEM - SHT 5 - REV. Z1 - DATO 17.02.2017 - DOCS-2686068
13	VEDLEGG NR 33 - DBO - 3S-7102-001 - GENERAL ARRANGEMENT FOR CCTV SYSTEM - SHT 6 - REV. Z1 - DATO 17.02.2017 - DOCS-2686069
14	VEDLEGG NR 34 - DBO - 102-55 550-102-S-XD-001 - GENERAL ARRANGEMENT FOR CCTV SYSTEM - REV. Z1 - DATO 02.17.2017 - DOCS-2686070
15	VEDLEGG NR 02 - DBO - EVENT LOG FROM KONGSBERG ICMS - DOCS-2686037
16	VEDLEGG NR 03 - DBO - LAYOUT TEGNING FOR GAS DETEKTORER - DOCS-2686038
17	VEDLEGG NR 04 - DBO - 550-811-S-XD-001 - GENERAL ARRANGEMENT OF FIRE & GAS SYSTEM - REV. Z2 - DATO 02.17.2017 - DOCS-2686039
18	VEDLEGG NR 05 - DBO - INHIBITATION LOG - DOCS2686040
19	VEDLEGG NR 07 - DBO - GAS DETECTOR ALARM HISTORY - DOCS-2686042
20	VEDLEGG NR 06 - DBO - 850-811250-EN-R - OPERATING MANUAL GD10
21	VEDLEGG NR 22 - DBO - D&ID WITH RED LINE DBO - REV. 23.09.25 - DOCS-2686057
22	Confirmation that standby fan(s) started to reduce potential explosion pressure, and which action lead to start of fans
23	VEDLEGG NR 08 - DBO - FANS RUNNING 23.09.2025 - DOCS-2686043
24	VEDLEGG NR 09 - DBO - 550-812-S-XR-001 - DBO FIRE AND GAS CAUSE AND EFFECT CHART - REV. 15 - DATO 14.05.2025 - DOCS-2686044
25	VEDLEGG NR 10 - DBO - 550-812-S-XR-001 - DBO ESD CAUSE AND EFFECT CHART - REV. 15 - DATO 14.05.2025 - DOCS-2686045
26	VEDLEGG NR 11 - DBO - DIFFERENTIAL PRESSURE RECORDINGS - REV. 2 - DOCS-2686046
27	VEDLEGG NR 12 - DBO - 00813-0100-4001 - ROSEMOUNT 3051 PRESSURE TRANSMITTER - REV. WC - DATO OCTOBER 2022 - DOCS-2686047

28	VEDLEGG NR 23 - DBO - 550-105-C-LA-525 - LIST OF CERTIFICATES FOR FIRE CLASS DOOR - REV. 0 - DATO 23.02.2015 - DOCS-2686058
29	VEDLEGG NR 24 - DBO - 550-105-C-VB-526 - TYPE CERTIFICATES FOR FIRE CLASS DOOR - REV. 0 - DATO 27.02.2015 - DOCS-2686059
30	VEDLEGG NR 25 - DBO - 7C-8105-031 - CLASS DOOR LIST - REV. Z1 - DATO 12.02.2014 - DOCS-2686060
31	VEDLEGG NR 26 - DBO - MEDB00000TY - A60 DOUBLE LEAF HINGED DOOR TYPE HB-HH - REV 2 - DATO 11.03.2021 - DOCS-2686061
32	VEDLEGG NR 27 - DBO - HB-H A-60 - ETO DATASHEET - DATO 30.04.2025 - DOCS-2686062
33	VEDLEGG NR 28 - DBO - MEDB000069F - DRAFT A60 HINGED DOORTY
34	VEDLEGG NR 13 - DBO - WEATHER OBSERVATIONS AND RIG HEADING 22-230925 - DOCS-2686048
35	VEDLEGG NR 14 - DBO - STORMGEO TROLL Q-21 2025092215 - DOCS-2686049
36	VEDLEGG NR 35 - DBO - 7S-7142-057 - DESIGN ACCIDENTAL LOAD (DAL) VERIFICATION - REV. Z1 - DATO 17.02.2017 - DOCS-2686144
37	VEDLEGG NR 36 - DBO - 7S-7142-036 - DESIGN ACCIDENTAL LOAD (DAL) SPECIFICATION - REV. Z1 - DATO 17.02.2017 - DOCS-2686182
38	VEDLEGG NR 15 - DBO - TIME CALCULATIONS FOR CCTV RECORDINGS - DOCS-2686050
39	VEDLEGG NR 16 - DBO - CMS-22587 - DBO OFFSHORE ORG CHART - DOCS-2686051
40	VEDLEGG NR 17 - DBO - L4-MODU-DBO-B-PR-314 - HANDLING OF GAS IN RISER DEEP WATER - REV. 3 - DATO 30.09.2024 - DOCS-2686052
41	VEDLEGG NR 18 - DBO - WSOG - TROLL Q-21 - DOCS2686053
42	VEDLEGG NR 19 - DBO - EMERGENCY BOARD - DOCS268605
43	VEDLEGG NR 20 - DBO - 6H0096-09.1-H-JC-0001-01-4 - DAGSRAPPORT - DOCS-2686055
44	VEDLEGG NR 21 - DBO - DOOR INSPECTION - JOB CLOSE REPORT - DOCS-2686056
45	VEDLEGG NR 39 - DBO - 550-326-P-XB-001 - TRIP TANK SYSTEM - REV. A - DATO 22.12.2021 - DOCS-2686286
46	VEDLEGG NR 40 - DBO - X-262123-126-01 - SOFTWARE FUNCTIONAL DESIGN SPECIFICATION - REV 07 - DATO 19.05.2021 - DOCS-2686292
47	VEDLEGG NR 41 - DBO - 501075-U-XE-0003-001 - NO 313- Q-21 - BOP OPERATIONAL STACK UP DRAWING - REV 03 - DATO 03.06.2025 - DOCS-2686294
48	VEDLEGG NR 42 - DBO - X-262123-126-01 - EDS ONLY - REV 08 - DATO 07.08.2025 - DOCS-2686299
49	TEAMS korrespondanse mellom Baker Hughes wireline logging og vaktingeniør for Cased hole logging grop
50	Standard Operating Procedures gjeldende for Wirelinetjenester fra Baker Hughes til Equinor
51	24615459 M150 - (DOP15) - Log 13 3 8 casing bond log (WL).pdf
52	CHIL (Cased Hole Integrity Logging) Submit Request Confirmation Section ID: 5842

52	Daily Report - 24615149 - 2025-09-18.pdf
53	Daily Report - 24615149 - 2025-09-19.pdf
54	Daily Report - 25311671 - 2025-09-20.pdf
55	Daily Report - 25311671 - 2025-09-21.pdf
56	Daily Report - 25311671 - 2025-09-22.pdf
57	Daily Report - 25311671 - 2025-09-23.pdf
58	Daily Report - 25311671 - 2025-09-24.pdf
59	Daily Report - 25311671 - 2025-09-25.pdf
60	Daily Report - 25311671 - 2025-09-26.pdf
61	FINAL Well control bridging document DS Bollsta - 2025 Signed.pdf
62	NO 31 3-Q-21 BY1H M70 - (DOP07) - Log 10 3 4 liner tieback bond log (WL) (1).pdf
63	Equinor etterspurt dokumentasjon (002) S.docx
64	Troll PP&A Q-21 - Info til Havtil - 2025.10.10
65	DW200 - DW200 - Workover and PP&A offshore
66	DW201 - Assess feasibility of workover and permanent P A
67	DW202 - Develop and select concept
68	DW203 - Plan well in detail
69	Annular Bond and Casing Conditions Interpretation Report - 31/3-Q-21 BY1HT5 Troll
70	Troll PP A - Summary of log requests to CHLG - Vedr Deepsea Bollsta - Brønnkontrollhendelse
71	DBO - Deepsea Bollsta - Brønnhendelse på Deepsea Bollsta - Havtil - Tilsvar - Versjon 1 - dato 03.10.2025 - Doc
72	Etterspurt informasjon - Equinor Troll Deepsea Bollsta - Gransking - Brønnkontrollhendelse 23092025- Vurderer Equinor noen umiddelbare endringer i gjennomføring av tilsvarende operasjoner, basert på det som en har avdekket til nå? Hvilke vurderinger er gjort ift videre arbeid på brønnen?
73	Etterspurt informasjon fra Odfell Drilling - Spørsmål vedr hendelse brønnhendelse - Equinor Troll Deepsea Bollsta - Gransking - Brønnkontrollhendels-Vurderer Odfjell Drilling noen umiddelbare endringer i gjennomføring av tilsvarende operasjoner, basert på det som en har avdekket til nå? Hvilke vurderinger er gjort ift videre arbeid på brønnen
74	Etterspurt informasjon fra Baker Hughes - Spørsmål vedr hendelse brønnhendelse - Equinor Troll Deepsea Bollsta - Gransking - Brønnkontrollhendels-Vurderer Baker Hughes noen umiddelbare endringer i gjennomføring av tilsvarende operasjoner, basert på det som en har avdekket til nå? Hvilke vurderinger er gjort ift videre arbeid på brønnen?
75	Annular Bond and Casing Conditions Interpretation Report - 31/3-Q-21 BY1HT5 Troll
76	Troll PP A - Summary of log requests to CHLG - Bestilling av loggetjeneste