

# Granskingsrapport

Rapport	
Rapporttittel <b>Revidert rapport etter gransking av Neptune Energy produksjonsboring med fastkjørt borestreng og påfølgende blokkert BOP på Deepsea Yantai på Gjøafeltet</b>	Aktivitetsnummer 027153050 405008005

Gradering		
<input checked="" type="checkbox"/> Offentlig	<input type="checkbox"/> Begrenset	<input type="checkbox"/> Strengt fortrolig
<input type="checkbox"/> Unntatt offentlighet	<input type="checkbox"/> Fortrolig	

Involverte	
Lag T-2 T-F	Godkjent av / dato 28.5.2021
Deltakere i granskingsgruppen Roar Sognnes Øyvind Tuntland Vebjørn Nygaard	Granskingsleder Eigil Sørensen

## Innhold

1	Sammendrag .....	5
2	Bakgrunnsinformasjon .....	6
2.1	Beskrivelse av organisasjon og innretning .....	6
2.1.1	Neptune .....	6
2.1.2	Odfjell .....	8
2.2	Involvert utstyr .....	9
2.2.1	Continuous Circulation System (CCS) .....	9
2.2.2	Borerør .....	10
2.2.3	Sikkerhetventilen (BOP) .....	11
2.3	Situasjon før hendelsen .....	12
2.3.1	Brønnplanlegging og brønndesign .....	13
2.3.2	Alternative planer .....	17
3	Ptils gransking .....	19
4	Hendelsesforløp og normalisering .....	19
4.1	Hendelsesforløp .....	19
4.2	Normalisering etter hendelsen .....	22
5	Hendelsens potensial .....	26
5.1	Faktisk konsekvens .....	26
5.2	Potensiell konsekvens .....	26
6	Direkte og bakenforliggende årsaker .....	27
6.1	Direkte årsaker .....	27
6.1.1	Slamvekt lavere enn formasjoners estimerte kollapstrykk .....	27
6.1.2	Borestrengen over BOP sammensatt av koblinger med ulikt moment .....	28
6.1.3	Moment på koblinger ble overskredet .....	28
6.2	Bakenforliggende årsaker .....	29
6.2.1	Erfaringsoverføring fra tidligere brønner på Gjøa feltet .....	29
6.2.2	Brønndesign .....	29
6.2.3	Tidspress .....	30
7	Observasjoner .....	30
7.1	Avvik .....	30
7.1.1	Manglende bruk av endringsstyring (Neptune) .....	30
7.1.2	Manglende robusthet i brønnplanlegging (Neptune) .....	31
7.1.3	<i>Mangelfulle prosesser for erfaringsoverføring (Neptune og Odfjell)</i> .....	31
7.1.4	CCS system ble ikke kvalifisert etter gjeldene krav (Neptune og Odfjell) .....	32
7.2	Forbedringspunkter .....	32
8	Barrierer som har fungert .....	33
9	Diskusjon omkring usikkerheter .....	33
10	Vurdering av aktørens granskingsrapport .....	33
11	Vedlegg .....	34

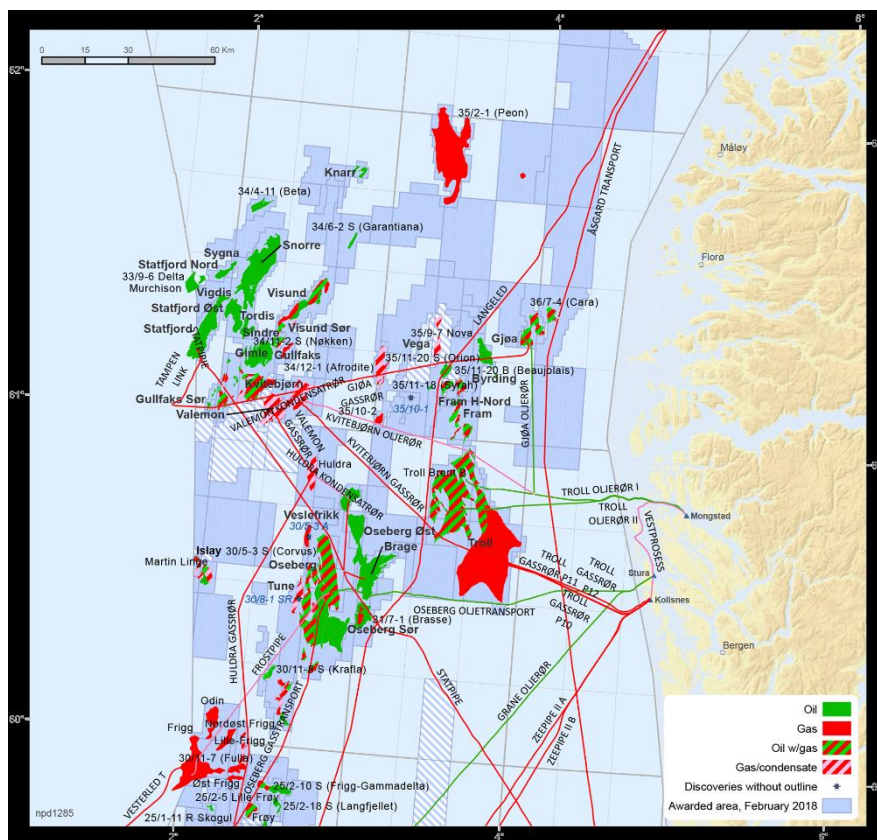
## Figurliste

Figur 1 Kart over Gjøa, Kilde: Norskpetroleum.no.....	5
Figur 2 Redigert figur av Gjøa P1 prosjektorganisasjon for boring, brønn og «subsurface». Kilde: Neptune Activity Program Gjøa P1 35/9-G-4 H.....	7
Figur 3 Deepsea Yantai. Kilde: od fjell drilling.com .....	8
Figur 4 CCS sub påmontert borestrengen med klemme for sirkulering klar til montering.....	10
Figur 5 BOP configuration Kilde: BOP Configuration Risk Analysis- Deepsea Yantai...	11
Figur 6 Gjøa P1 Lokasjonskart Kilde: Neptune – Activity Program Gjøa P1 35/9-G-4 H .....	12
Figur 7 Lokasjon av Gjøa feltet og Gjøa P1 segmentet, Kilde: Neptune – Gjøa P1 Concept selction report rev. 2.....	13
Figur 8 Brønn skisse Kilde: Neptune Energy – Hole section guidelines Gjøa P1 35/9-G-4 H.....	15
Figur 9 Åsgard Inklinasjon vs. MW Offset Experience Plot Kilde: Neptune Energy – Activity Program Gjøa P1 35/9-G-4 H.....	16
Figur 10 Alternativt foringsrørdesign Kilde: Neptune Energy – Activity Program Gjøa P1 35/9-G-4 H.....	17
Figur 12: Tavle i borers kontrollrom som gir oversikt over kapasitet på borestrengens komponenter Kilde: Neptune Energy.....	18
Figur 11 Redigert figur som viser bl. a. pore- og kollaps-trykk i aktuell del av brønnen. Kilde: Neptune Energy – Activity Program Gjøa P1 35/9-G-4 H.....	20
Figur 13: Brønn status 22.09.20, der oppfatningen var at fisk #2 stoppet i topp brønnhode. Dette medførte at en trodde det var 3 stykk fisker. Kilde Neptune Energy .....	23
Figur 14 3-D Wellcad over interval 387m - 392m showing casing deformation Kilde: Neptune Energy .....	24
Figur 15 Viser nedre kopling på fisk #2 som falt inn under brønnhode. Viser merker etter å ha passert koblingsstykker på vei ned langs fisk nr. 1. Kilde : Odfjell Drilling/ Deepsea Yantai.....	25
Figur 16 Viser skisse av «fisker» gjennom BOP. Kilde : Neptune Energy .....	25

**Liste over forkortelser**

CCS	Continuous Circulation System - kontinuerlig sirkulasjons system
DP	Drill Pipe - borerør
DLS	dogleg severity Skifte i brønnens retning over 30 meter
ECD	Equivalent Circulating Density - ekvivalent sirkulasjonstetthet
ESD	Equivalent Static Density
BOP	Blow Out Preventer Utblåsningssikringsventilen
Fish / fisk	Betegnelse på utstyr mistet i brønn
MTO	Menneske, teknologi og organisasjon
mMD	Meter målt dyp
mTVD	Meter vertikalt dyp
OWS	Odfjell Well Service
sg	Specific Gravity: Relativ densitet, Slamdensitet oppgitt i kg/l
Sub / Subber	Engelsk for korte komponenter i borestreng
TVDRT	True Vertical Depth from Rotary Table Vertikal dybde målt fra boredekk
TD	Total depth Total dybde
LMRP	Lower Marine Riser Package Nedre del av stigerør
LCM	Lost Circulation Material Slamtapsmaterialer
Rams	Sikkerhetsventil i BOP
RSS	Roterbart styrbart system

## 1 Sammendrag



Figur 1 Kart over Gjøa, Kilde: Norskpetroleum.no

Neptune Energy (Neptune) var i ferd med å bore produksjonsbrønn 35/9-G-4 H i P1-segmentet av Gjøa feltet, med Odfjell Drilling (Odfjell) sin flyttbare boreinretning Deepsea Yantai, den 20.09.2020 da brønnehendelsen oppstod. Produksjonsbrønnen var på hendelsestidspunkt boret til totalt dyp (TD) i 12 ¼" seksjonen, noen meter inn i topp reservoar. Ved uttrekking av borestrengen, ble denne sittende fast i formasjonen på 2582 m dyp. Da en prøvde å frigjøre borestrengen, delte den seg, der en seksjon av borerør på 150 meter falt inn i brønnen ved siden av gjenstående nedre del av borestrengen. Det resulterte i at det sto to borerørs- seksjoner igjennom utblåsningssikringsventilen (BOP) og blokkerte dens sikkerhetsventiler. Dette medførte at primær- og sekundær-barriere funksjonene var uavklart i en lengre periode, frem til brønn var sikret med sementering 30 dager etter hendelsen inntreff.

Petroleumstilsynet (Ptil) besluttet å granske hendelsen og varselbrev ble sendt til Neptune og Odfjell 13.10.2020.

Gransking avdekket 4 avvik.

## **2 Bakgrunnsinformasjon**

### **2.1 Beskrivelse av organisasjon og innretning**

#### **2.1.1 Neptune**

Neptune er privat og uavhengig internasjonalt selskap for leting og produksjon av olje og gass med regionalt fokus på Nordsjøen, Nord-Afrika og Stillehavs-Asia. Selskapet ble etablert i 2015 og har hovedkontor i London, Storbritannia.

Neptune har eierskap i syv produserende felt fra Snøhvit i Barentshavet til Gudrun i den sørlige delen av Nordsjøen. Blant disse er Gjøa feltet, hvor Neptune er operatør.

Omtrent halvparten av konsernets totale produksjon samt reserver er i Norge. Basert på produksjon er Neptune den 5. største produsenten på norsk sokkel.

Gjøa er et gass- og oljefelt i den nordlige delen av Nordsjøen, som ble oppdaget i 1989. Statoil var operatør under utviklingen av feltet, mens operatørskapet for produksjonen ble overført til Neptune, da denne startet opp.

Gjenværende reserver på Gjøa feltet er beregnet til 297 mmboe per 01.01.2021. Gass står for over 65% av totale reserver.

For å redusere nedgangen i Gjøas egen produksjon pågår det flere nye utviklingsprosjekter som vil bruke prosesseringskapasiteten. Utviklingsprosjektet Gjøa P1 er en utvidelse av et eksisterende reservoar i den nordlige delen av feltet. Brønn 35/9-G-4 H er en del av dette utviklingsprosjektet.

Gjøa P1 prosjektorganisasjon for boring, brønn og «subsurface» er presentert i figur 2 under.

# Norway Wells Organisation, Neptune Energy – RE-ORG 04.20, 2 rigs 77 FTE

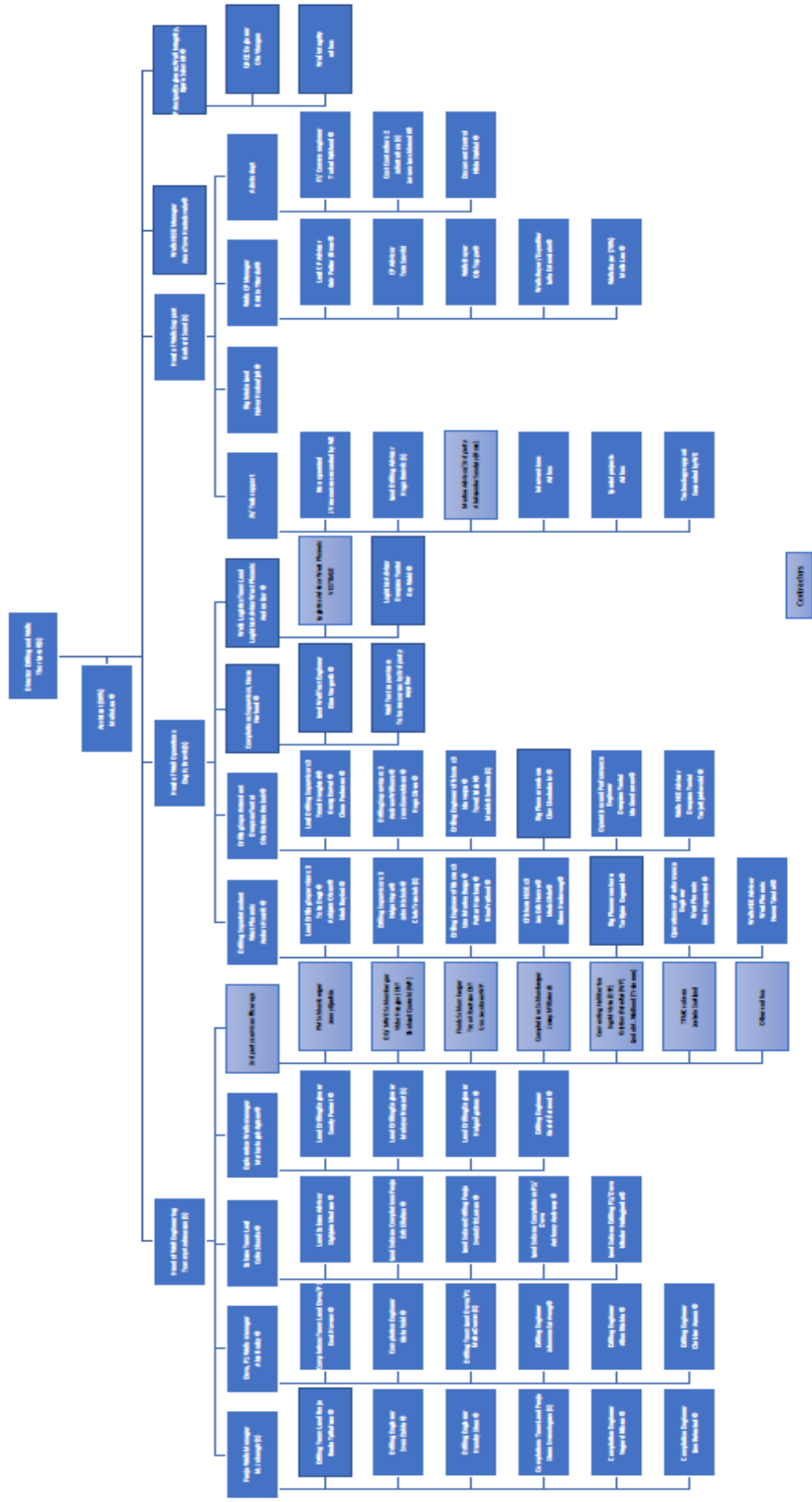


Fig. 4.6 Drilling & Wells Organization Chart

Figur 2 Gjøa P1 organisasjon. Kilde: Neptune Activity Program Gjøa P1 35/9-G-4 H

## 2.1.2 Odfjell



Figur 3 Deepsea Yantai. Kilde: [odfjelldrilling.com](http://odfjelldrilling.com)

Odfjell er et norsk boreselskap med hovedkontor i Bergen. Deepsea Yantai er en av de nyeste flyttbare boreinnretninger av en flåte på fem. I tillegg har OD boring på faste innretninger og avdeling med tjenester som kjøring av foringsrør i Odfjell Well Service (OWS).

Deepsea Yantai er 6. generasjon GM4D design og er Odfjell sin første flyttbare innretning av dette designet. Innretningen er bygget i 2014 på Yantai CIMC Raffles. Enheten er designet for operasjoner på vandyp på inntil 1200 m.

Innretningen er designet til å holde posisjonen med DP 3 og har full fortøyningsspredning for operasjoner i vandyp på 70 til 500 meter. Lastekapasiteten er 4000 mtT under alle driftsforhold, og innretningen er vinterisert for arktisk miljø.

Innretningen har moderne boresystem, som inkluderer et 1 ½ boretårn for å muliggjøre en rekke samtidige operasjoner. Borepakken har heisespill med innebygget hivkompensator.

Samsvarsuttalelse (SUT) for Deepsea Yantai ble gitt 31.10.2019  
Deepsea Yanta startet borekampanjen for Neptune i oktober 2019



## **2.2 Involvert utstyr**

### **2.2.1 Continuous Circulation System (CCS)**

CCS eller kontinuerlig sirkulasjonssystem som det kalles på norsk.

I industrien anvendes det ulike kontinuerlige sirkulasjonssystemer som omfatter ulike utstyr og metoder. Med bruk av kontinuerlige sirkulasjons-systemer oppnås et jevnt dynamisk trykk fra boreslammet ned i brønnen.

Ved tradisjonell boring utgjør arbeidsstrengen en sammenkopling av mange enkeltrør. Når borerør blir koplet inn i borestrengen, må en stanse slampumpene. Derved reduseres det trykket i brønnen ved at det dynamisk trykket blir tatt bort og da er det gjenværende statiske trykket fra slamsøylen som opprettholder trykket i brønnen.

Det er spesielt viktig å kunne holde et jevnt bunnhullstrykk i brønnen ved utboring av brønnseksjoner hvor det er små marginer mellom tap av boreslam, innstrømning fra formasjonen eller kollaps av styrken i formasjonen. I denne seksjonen av brønnen var det små marginer mellom tap av boreslam og kollaps av formasjonen.

Schlumberger var eier av CCS systemet som var i bruk på Deepsea Yantai. Dette ble leid inn via OWS og Odfjell. Dette var et nyutviklet system som hadde vært brukt en gang i utlandet før det ble brukt i denne brønnen.

Systemet besto i hovedsak av korte sirkulasjons rør med ventiler, såkalte CCS subber, en CCS klemme på boredekk som lukkes over CCS subbene for å pumpe borevæske ved påkobling av ny seksjon med borerør, samt en CCS manifold knyttet opp til stand pipe manifold for tilgang til borevæskesystemet.

CCS subbene ble, etter innmontering mellom borerørene, en del av borestrengen og hadde samme ytre diameter som borerørene. Innvendig hadde rørene en bevegelig hylse som ble skjøvet over åpningene i rørene for å åpne eller tette og en indre klaffeventil for å hindre tilbakestrømming av borevæske. CCS subber hadde koplinger med 50 API NC gjenger som ble gjort opp til et moment på 38 kNm.



*Figur 4 CCS sub påmontert borestrengen med klemme for sirkulering klar til montering*

*Kilde: Odfjell Drilling/ Deepsea Yantai*

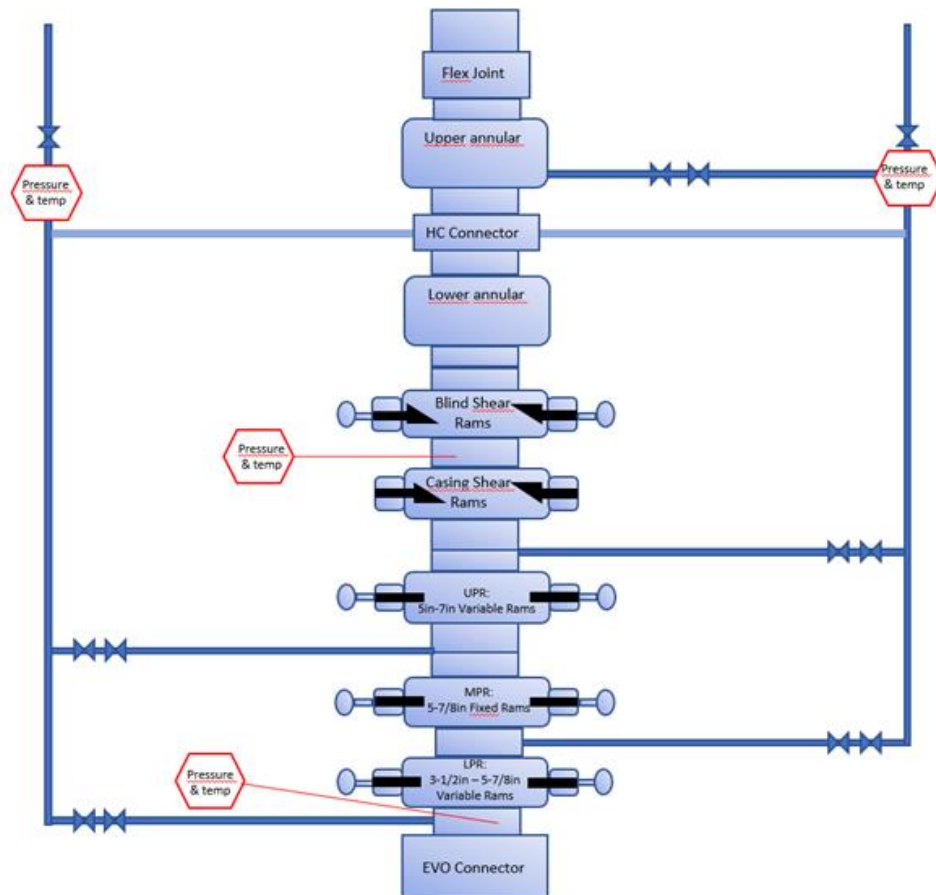
### **2.2.2 Borerør**

Borerør som ble brukt var 5", S-135 med NC-50 DSTJ koblinger som ble gjort opp til 62 kNm. Opprinnelig var 12 ¼" seksjonen planlagt boret med 5 7/8" borestreng, men dette ble omgjort da bruk av CCS systemet ble aktuelt.

### 2.2.3 Sikkerhetsventilen (BOP)

Sikkerhetsventilen er en NOV Shaffer NXT, Class 7, 15K

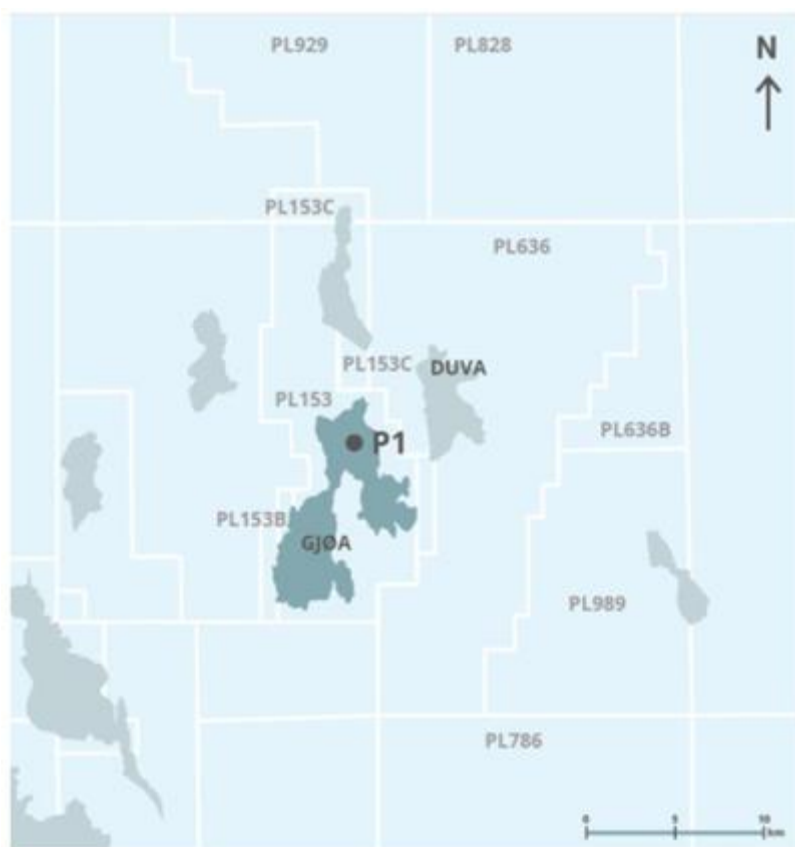
Med to ringromsventiler og 5 "ram"- ventiler der den ene var 5 7/8" fixed



Figur 5 BOP configuration Kilde: BOP Configuration Risk Analysis- Deepsea Yantai

## 2.3 Situasjon før hendelsen

Brønn 35/9-G-4 H var planlagt som den første oljeproduserende brønnen i utviklingen av P1 segmentet på GjØa feltet, produksjonslisens 153, se kartet i figuren under. Tidligere, i årene 2009-2012, var segmentene P2, P3 og P4 sør på GjØa feltet, i produksjonslisens 153B, boret og komplettert for produksjon.



Figur 6 GjØa P1 Lokasjonskart Kilde: Neptune – Activity Program GjØa P1 35/9-G-4 H

Det ble i løpet av våren og sommeren 2020 boret to avgrensingsbrønner i det aktuelle P1-segment på GjØa feltet med Deepsea Yantai. Man hadde der opplevd betydelige utfordringer med bore-problemer knyttet til formasjoner over reservoaret. Disse problemene førte til ønske om å gjøre endringer i boreplanene for G4-brønnen.

Etter at boreoperasjonene på G4-brønnen startet medio august 2020 var progresjonen i hovedsak som planlagt frem til de første bore problemene oppsto i 12 ¼" seksjonen med store slamtap den 05.09.2020.

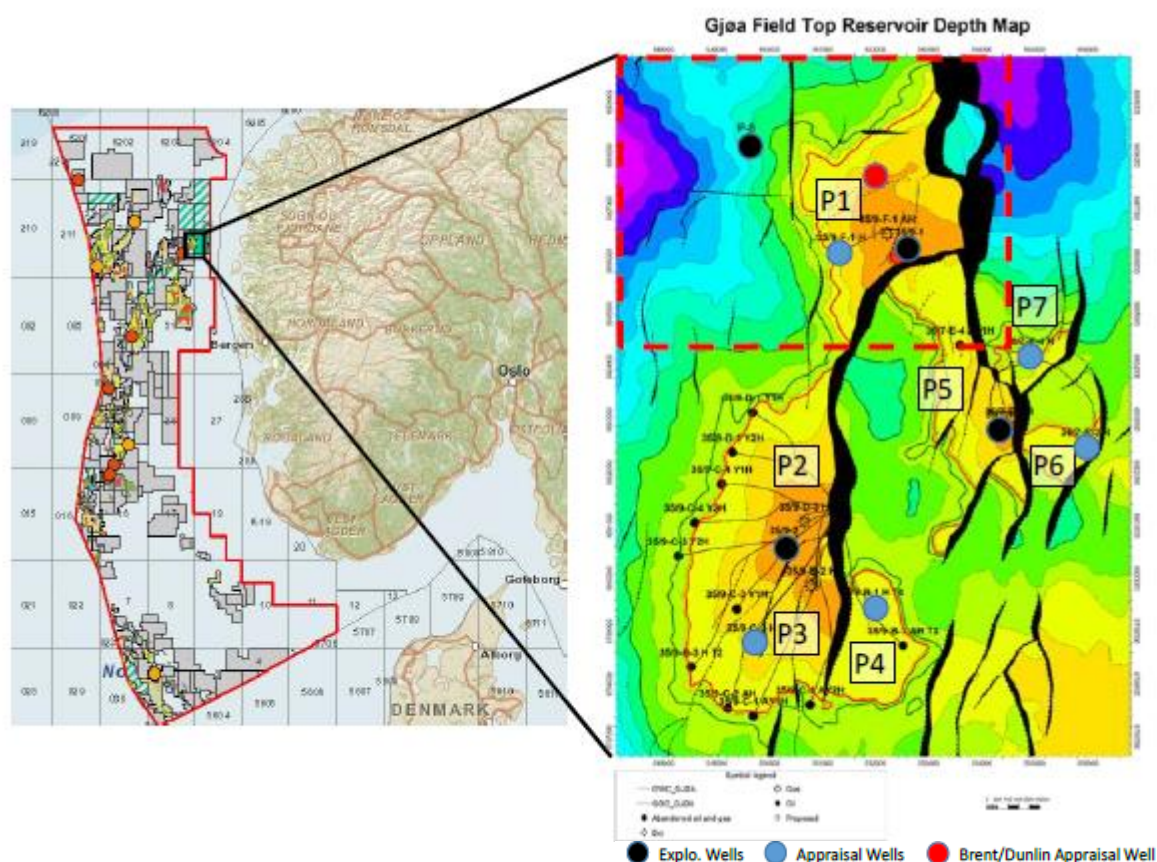
Det hadde vært nødvendig å vente av været en kort periode i starten av september, men etter det var værforholdene gunstige i mange uker. Det syntes å ha vært gode operasjonelle værforhold i området helt frem til ut i november måned (kilde: www.Yr.no).

## 2.3.1 Brønnplanlegging og brønndesign

### 2.3.1.1 Konseptrapporten

Konsept rapporten (ref. «Gjøa P1 concept selection report») for utviklingen av P1 strukturen på Gjøa feltet ble signert og godkjent av Neptune i juli 2018.

Ifølge dokumentet var overordnet strategi for P1 brønn design at Gjøa P1 brønnene skulle ha enkle, pålitelige, robuste og velprøvde løsninger. Disse skulle bygge på erfaringer, læringer og etablerte standarder fra eksisterende Gjøa brønner (ref. «D&W report for Gate 1» og «Gjøa Main Drilling and Completion Programme»).



Figur 7 Lokasjon av Gjøa feltet og Gjøa P1 segmentet, Kilde: Neptune – Gjøa P1 Concept selction report rev. 2

For brønndesign ble følgende føringer gitt i konseptrapporten:

- 13 3/8" foringsrør skulle settes over den svake sonen i Kyrre formasjonen i intervallet 1800-2000 mTVDRT
  - Foringsrør og foringsrørsko skulle tåle gassløft trykk og reservoartrykket
- 9 5/8" x 10 3/4" produksjonsforingsrør skulle settes i toppen av Fensfjord reservoaret på 2120 mTVDRT
- 9 5/8" x 10 3/4" produksjonsforingsrør sement skulle ikke gå helt opp til 13 3/8" foringsrørsko, for å unngå et innesteng B-ringroms volum mellom 9 5/8" x 10 3/4" produksjonsforingsrør og 13 3/8" foringsrør
- Brønnens B-ringrom skulle monitoreres

Videre ble det oppgitt at anbefalt praksis for brønnbanens seilingsvinkel i overlageringen var maksimum 55° inklinasjon.

Ustabile formasjoner ble flagget som geologisk risiko for 12 1/4" seksjonen, med konsekvenser som hull kollaps, bom fast borestreng og teknisk sidesteg. Anbefalte tiltak var å bore med tilstrekkelig slamvekt og bruke beste praksis boreprosedyrer.

Følgende bore- og brønn-relaterte risikoer ble fremhevet som de viktigste for konseptvalget:

- Overvåkning / avblødning av B-ringrom
- Boring i depletet reservoar
- Lange reservoarseksjoner i oljeproduksjonsbrønner

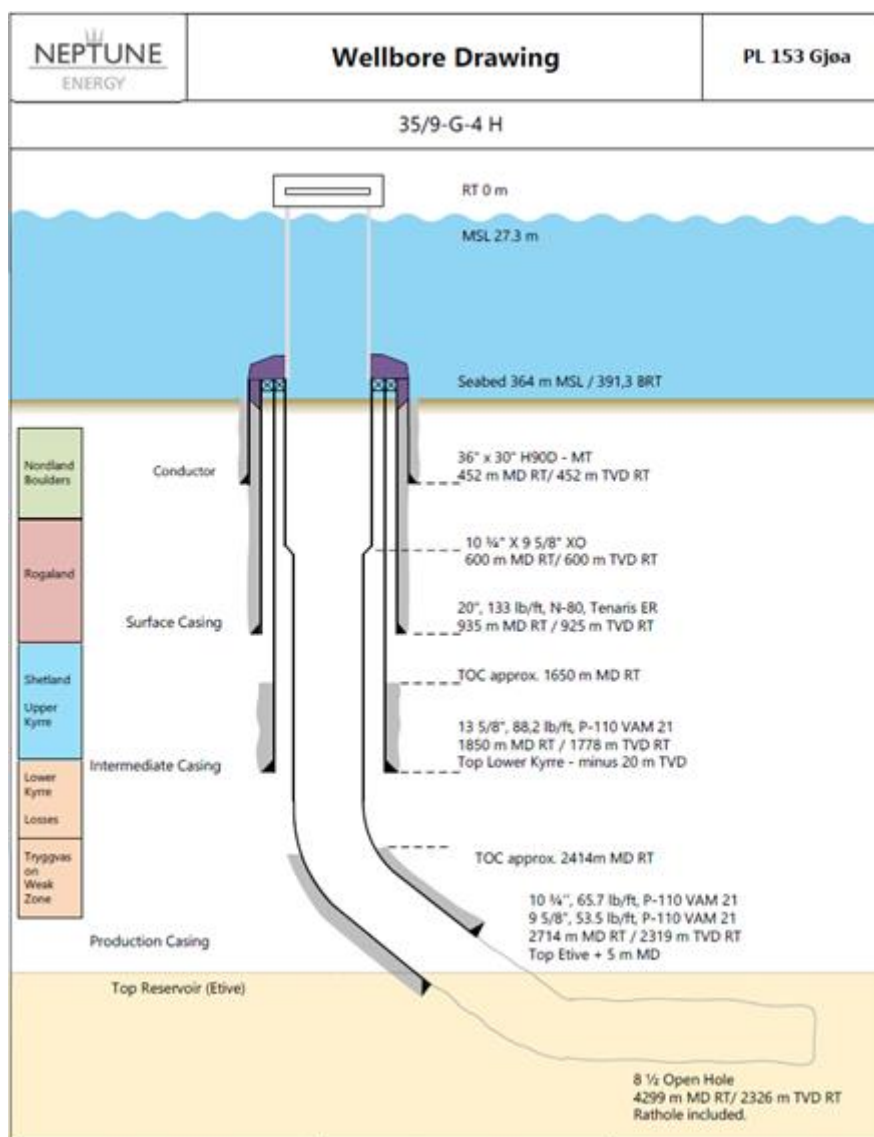
Videre fremhevet rapporten også risiko for å utvikle en prosjektkultur der endringer ble gjennomført uten en formell endringsstyringsprosess (Management of Change – MOC), med konsekvenser som HMS-hendelser, forsinkelser og/eller økte kostnader.

### **2.3.1.2 Boreprogrammet**

Første operasjonelle fase i utvikling av GjØa P1 strukturen ble gjort våren og sommeren 2020 hvor avgrensingsbrønnene 35/9-15 S/ 15 A og 35/9-15 BT2 ble boret. Erfaringene fra disse brønnene og andre nærliggende brønner var sentrale i detaljplanleggingen av G-4 H brønnen.

Bore programmet til brønnen ble godkjent i starten av juli 2020. Dette ble komplementert med påfølgende «hole section guidelines» og «mud weight selection report», som ble signert senere samme måned.

G-4 H brønnen var planlagt med et standard 4 strengs foringsrørdesign til topp reservoar. I tillegg skulle det bores en reservoarseksjon, se skisse av brønndesignet i figuren 8 under. Brønnen var planlagt komplettert med 6-5/8" sandskjermer installert i åpent hull i 8 1/2" reservoar seksjonen.



Figur 8 Brønn skisse Kilde: Neptune Energy – Hole section guidelines Gjøa P1 35/9-G-4 H

Som brønn skissen viser så var følgende seksjoner og planlagte settedyp for foringsrør ned til topp reservoar:

- 36" seksjon og 30" lederør til 452 mTVD/ 452 mMD
- 26" seksjon og 20" foringsrør til 925 mTVD/ 935 mMD
- 17 1/2" seksjon og 13 3/8" x 13 5/8" foringsrør til 1850 mTVD/ 1878 mMD

- 12 1/4" seksjon og 9 5/8" x 10 3/4" produksjonsforingsrør til 2319 mTVD/ 2714 mMD

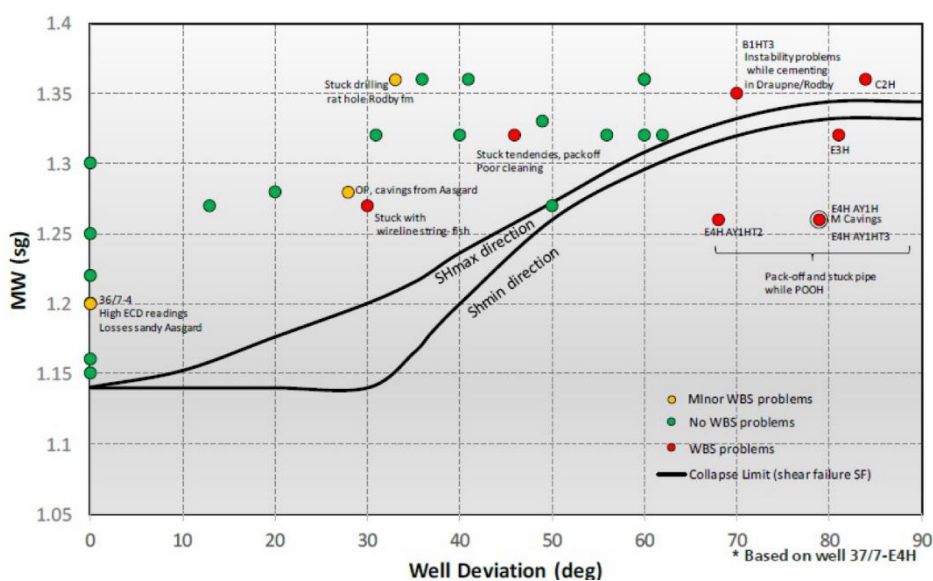
13 3/8" x 13 5/8" foringsrør var planlagt installert i toppen av nedre Kyrre formasjonen, hvor det skulle sementeres med en gastett sement til 200m over foringsrørskoene.

Det var planlagt å bore en omtrent 860 m lang 12 1/4" seksjon med 5 7/8" DP fra 1858 mMD til 5 m inn i topp reservoar på 2714 mMD totalt dyp (TD). Det var prognosert en +/- 450 m lang sone med svak formasjon i den øvre delen av seksjonen og en +/- 60 m sone like over reservoaret med betydelig kollapstrykk.

Maksimum poretrykk for seksjonen var prognosert til 1.03 sg, minimum fraktureringstrykk på 1.27 sg var forventet i sonen med den svake formasjonen og maksimalt formasjonskollapstrykk på 1.24 sg var forventet i sonen like over topp reservoar.

Schlumberger sin døgnkontinuerlig 3D geomekaniske sanntidstjeneste skulle etter planen benyttes under boring for å optimaliser estimatene for pore-, kollaps- og fraktureringstrykkene.

Seksjonen skulle bores med standard roterbart styrbart system (RSS) og med en oljebasert borevæske på 1.12 sg ESD (Equivalent Static Density) i starten, som skulle økes til 1.15 sg ESD før boring av formasjonen med høyere kollaps trykk. Brønnbanen var planlagt bygget fra 20° til 81° inklinasjon, med maksimalt 3.0° «dogleg severity» (DLS).



Figur 9 Åsgard Inklinasjon vs. MW Offset Experience Plot Kilde: Neptune Energy – Activity Program Gjøa P1 35/9-G-4 H



To av hoved-risikoene som var identifisert for boring av seksjonen var tap av boreslam i den svake sonen, og kollaps av formasjon med påfølgende fastkjørt borestreng i sonen like over reservoaret.

Tiltak som var planlagt for å redusere risiko for tap:

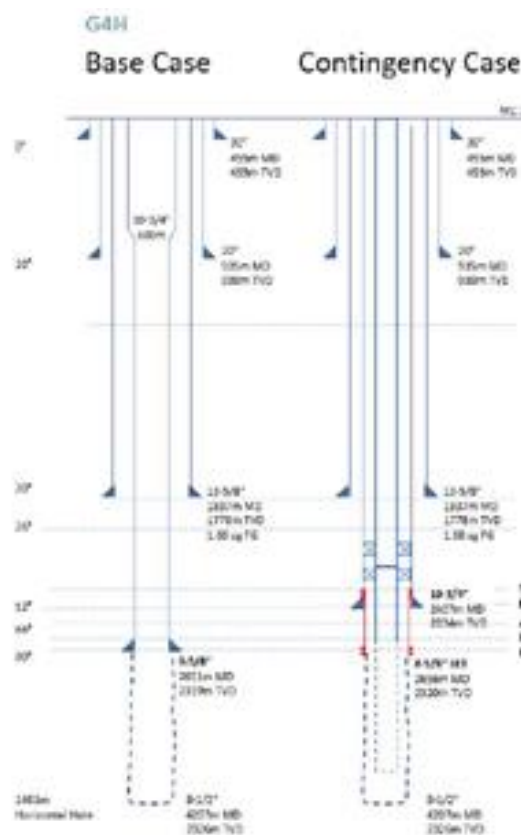
- LCM i boreslammet før innboring i den svake sonen
- Begrense ECD under boring til maksimum 1.21 sg

Tiltak som var planlagt for å redusere risiko for formasjonskollaps:

- Akseptere maksimum 5% formasjonskollaps, estimert med 1,135 sg ESD.
- Bore seksjonen med høyere kollapsetrykk med minimum 1,15 sg ESD

### 2.3.2 Alternative planer

Dersom utfordringene med tap eller formasjonskollaps ble betydelige var en alternativ plan å sette TD grunt, men under den svake sonen. 12 ¼" seksjonen ville deretter bli åpnet til 14" for setting av 10 ¾" produksjonsforingsrør. Følgelig var planen å bore 9 5/8" x 12 ¼" hull seksjon fra 10 ¾" sko til TD 5 m inn i topp reservoar, for deretter å installere et 8 5/8" ekspanderende foringsrør (liner).



Figur 10 Alternativt foringsrørdesign Kilde: Neptune Energy – Activity Program Gjøa P1 35/9-G-4 H

En annen alternativ plan var bruk av Schlumberger sitt «Continuous Circulation System» (CCS) for boring av de siste 300-400 m til TD, om det ble tilgjengelig gjennom Odfjell. Et tiltak for å redusere risiko for formasjonskollaps.

CCS systemet ble senere besluttet tatt i bruk.

Dagene før hendelsen hadde mannskapet erfart store slamtap i 12 1/4" seksjon og utført hele 3 sementjobber for å styrke brønnen. Det var stort oppmerksomhet på å unngå nye slamtap, og med bruk av CCS systemet under sammenkobling av nye borerør kunne en holde konstant ECD.

14 dager før hendelsen inntraff ble 5 tommers borerør med CCS subber gjort opp og satt klart i boretårn. CCS subber hadde koplinger med 50 API NC gjenger som ble gjort opp til et moment på 38 kNm. Med dette tilførte en et svakere ledd i øvre del av borestreng som bestod av 5 tommers borerør, med NC-50 DSTJ koplinger, som hadde et moment på 62 kNm.

Tavle i borers kontrollrom, som gir oversikt over kapasitet på borestrengens komponenter, ble ikke oppdatert med de svakere koplingene på CCS subber.

Tubular	Sgt. Depth	Sgt. Class	Total	Comments	191020
5" DP	5				8.11 12.11
5 1/2" DP	6				8.11 13.30
5 1/2" DP	17	23			8.15 20.43
5 1/2" DP	243				32 18.58
5 1/2" DP	91	9	252	4415 kg/m	1250 5.51
5 1/2" LS	42			62.50 kg/m	65 18.02
5 1/2" LS	14	0	42		10.18 3.95
					80 12.13
					8.97 4.33
					26.5 13.3
6" DP	1	7		62.50 kg/m	10.18 7.95
6" DP	3	9	12	7.4m x 3.7m	80 18.13
6" DC	1				4 15.39
8 1/2" DC	10	14	24	2 DC + 2DP	35 19.40
8 1/2" DC	2			2 DC + 2DP	4 27.53
9 1/2" DC	1	2	3	1 STK I BHA	59 31.54
5" DP	0	35	35	342 kg/m	4.55 35.77
3 1/2" DP	0				105 40.33
3 1/2" DP	36				2.87 1.20
					08 1.85
					3.7 1.30

Figur 11: Tavle i borers kontrollrom som gir oversikt over kapasitet på borestrengens komponenter Kilde: Neptune Energy

### **3 Ptils gransking**

Granskingsgruppen:

Eigil Sørensen, Boring & Brønn (granskningsleder)

Roar Sognnes, Boring & Brønn

Øyvind Tuntland, Boring & Brønn

Vebjørn Nygaard, Boring & Brønn (landdel)

Petroleumstilsynet (Ptil) besluttet gransking av hendelsen og brev om gransking ble sendt til begge selskaper (Neptune og Odfjell) den 13.10.2020.

En valgte å vente til arbeidet med normalisering var utført, og til involvert mannskap hadde returnert til innretningen etter friperiode, før gransking startet med utreise til innretning.

Vi mottok dokumenter som var relevante i forkant av utreise til Deepsea Yantai.

Tre medlemmer av Ptil sin granskingsgruppe reiste offshore 23.10.2020 til 26.10.2020.

Om bord på Yantai ble det utført intervjuer med relevant personell.

Det var også befaring i boreområdet. I tillegg ble noe bildemateriale samlet inn.

Videre intervjuer med landbasert personell ble foretatt i ukene 45 til 48. Covid 19 situasjonen krevde tilrettelegging, og Neptune organiserte intervjuer av landbasert personell i egnede lokaler på Quality Hotel Pond på Forus.

## **4 Hendelsesforløp og normalisering**

### **4.1 Hendelsesforløp**

Deepsea Yantai ankom den aktuelle brønnlokasjonen på Gjøa feltet medio august og startet boring av brønn 35/9-G-4 H 16.8.2020. De første tre seksjonene ble boret uten vesentlige problemer.

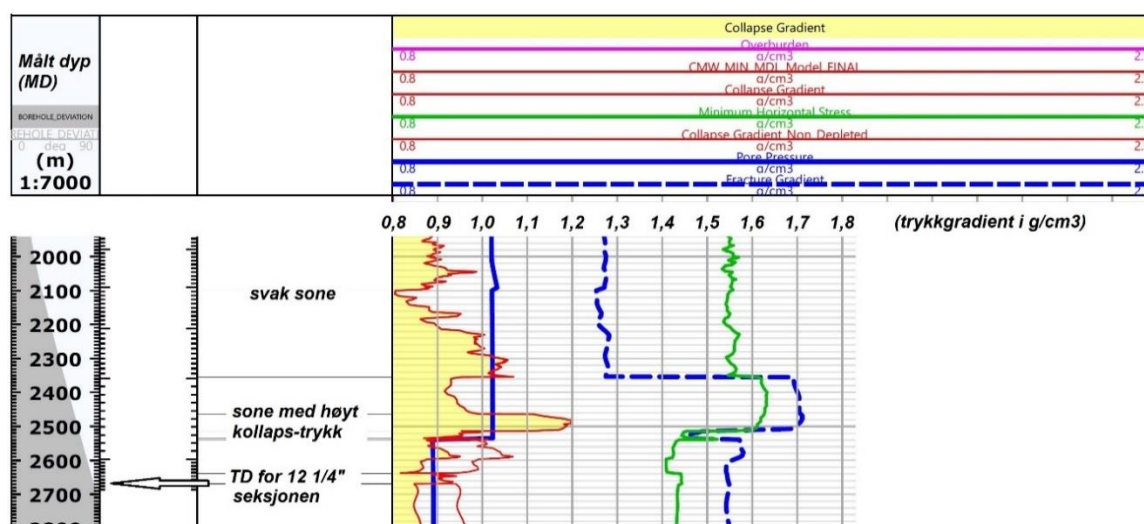
Kort tid etter utboring av 13 5/8" foringsrør på 1848 m MD og ca. 250 meter inn i nye formasjoner, oppsto det 05.09.2020 betydelige slamtap i brønnen. Man var forberedt på å treffe en svak sone og kompensierende tiltak ble iverksatt med miksing og pumping av slamtapsmaterialer (LCM) i flere omganger. Det ble boret videre, men slamtapene vedvarte med opptil 50 m<sup>3</sup> i timen. Etter en verifikasjon av svak

formasjonsstyrke ble det besluttet å sementere igjen den svake seksjonen for å tette sprekker i områdene rundt hullveggen og forbedre formasjonsstyrken.

Deretter ble sementen boret ut av hullet og det ble boret videre. Det oppsto på nytt problemer med store slamtap og man besluttet å gjøre en ny sementeringsoperasjon i hullet. På nytt ble sementen boret ut og tapssituasjonen var vesentlig bedre. Formasjonsstyrken som ble oppnådd var likevel ikke tilfredsstillende og etter hvert ble en tredje sementeringsoperasjon utført før det ble bore videre mot 12 ¼" seksjonens totale dybde (TD) på 2670m MD.

Det var forventet at det i de nedre formasjonene i seksjonen ville være soner med høyere kollapsstrykk slik at borevinduet ville være begrenset (se fig 9). Boreoperasjonene ble derfor tidvis stoppet og hullet sirkulert i flere omganger under boring av de siste meterne av seksjonen.

CCS ble tatt i bruk fra før innboring i sonen med høyt kollaps-trykk.



Figur 12 Redigert figur som viser bl. a. pore- og kollaps-trykk i aktuell del av brønnen. Kilde: Neptune Energy – Activity Program Gjøa P1 35/9-G-4 H

Seksjonens TD på 2670m ble nådd kl. 19:00 den 19.09.2020. Hullvinkel var på da på ca. 77 grader inklinasjon. Her ble hullet igjen sirkulert rent, samtidig skulle slamvekten økes til minimum 1,15 sg ifølge retningslinjen for 12 ¼" seksjonen, for å unngå hullkollaps på mer enn 5%. Dette ville kompensere for at man under uttrekking av borestrengen ikke ville pumpe og derfor ikke få det ekstra bunnhullstrykket CCS-systemet hadde skapt under boreoperasjonen. Boreslammet ble veid opp fra 1,10 sg til 1,11 sg før man startet å trekke ut borestrengen. Uttrekkingen ble assistert av svak etterfylling, såkalt lubrisering.

Det ble etter kort tid klart at borestrengen i noen grad ble holdt tilbake av formasjonene eller ansamlinger av borekaks. Etter å ha trukket ut 88 meter av

borestengen var det ikke mulig å trekke den lenger ut, og det ble bestemt å gå inn igjen mot bunn samtidig som man pumpet og forsøkte å redusere hullproblemene. Det viste seg imidlertid at det var tilsvarende problemer med å komme ned mot bunnen.

Gjennom natten ble det jobbet med å bevege borestrengen og pumpe borevæske i forsøk på å forbedre situasjonen i hullet. I perioder var det mulig å oppnå en viss sirkulasjon og slamvekten ble økt til 1,13 sg. Imidlertid var hullproblemene vedvarende og tidvis var det vanskelig å få god sirkulasjon. Det var også tidvis stor rotasjonsmotstand.

På morgenen 20.09.2020 forverret hullproblemene seg og borestrengen synes å sitte mer eller mindre fast samtidig som mulighetene til å sirkulere var variable, tidvis var brønnen mer eller mindre pakket av (pack-off). Det ble ca. kl 08:30 besluttet å øke rotasjonsmomentet i borestrengen stegvis, for å få den fri og ut av hullet. Klokken 09:05 ble det plutselig klart at borestrengen hadde delt seg. Da den frie delen av borestrengen ble trukket opp til boredekk ble det klart at borestrengen var blitt delt kun 35 meter under boredekk. Den var gått av i en av CCS rør-koblingene.

I forsøk på å lokalisere den enden som skulle stå igjen i hullet fant man at den ikke sto på det dyp som var forventet. Det viste seg at toppen av borestrengen som var igjen i brønnen sto på 187 meter. Det ble da klart at borestrengen hadde delt seg på flere steder og det var sannsynlig at en eller flere seksjoner med borestreng hadde falt ned mot BOP. Vurderinger av geometrier i BOP, brønnehode og øvre del av foringsrør ga stor sannsynlighet for at to eller flere seksjoner av borerør sto gjennom BOP. Det ble etter hvert klart at minst en av koblingene som hadde delt seg lengre nede i borestrengen var delt mellom borerør, i tillegg til at den øverste hadde delt seg mot en CCS rør-kobling.

På dette tidspunktet var barrieresituasjonen i brønnen uavklart. Man antok at borevæsken i brønnen ga tilfredsstillende overbalanse som primærbarriere, men den var ikke lenger mulig å kontrollere.

Muligheten til å aktivere ventiler i BOP for å sikre brønnen med sekundærbarrieren var uavklart. Ved to eller flere borerør gjennom BOP ville ikke borerørsventiler eller ringromsventiler kunne tette rundt borestrengen. Det var også uavklart om skjærventilene ville kunne kutte og stenge dersom det sto to eller flere borerør gjennom BOP.

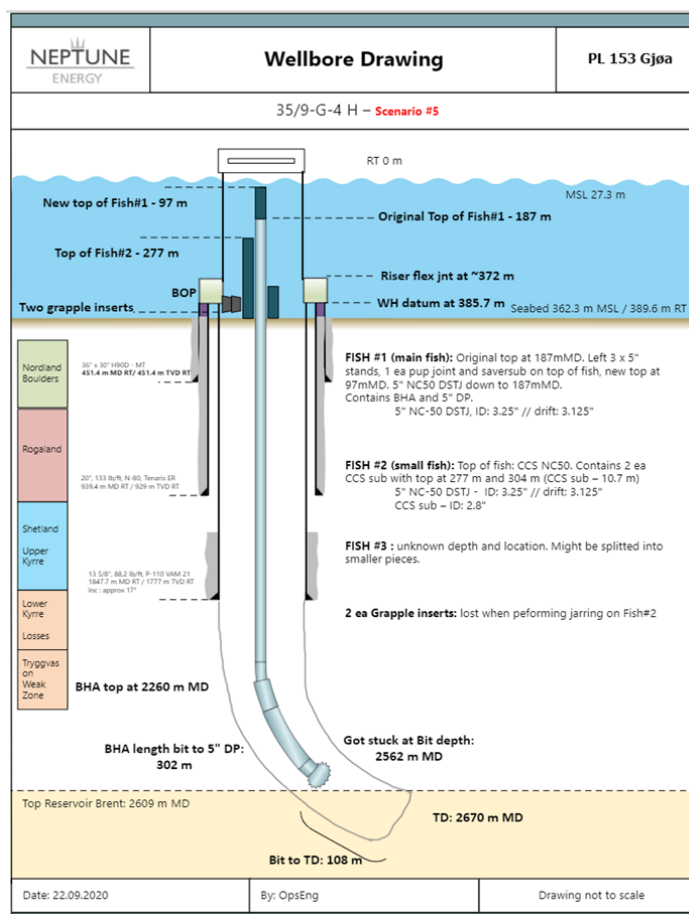
Om været skulle forverre seg og fordre en frakopling av stigerøret (LMRP), ville brønnen derfor kunne stå åpen til havbunn gjennom BOP, med kun en ikke-verifiserbar primærbarriere.

## 4.2 Normalisering etter hendelsen

Hendelsen oppstod den 20.09.2020 og operasjon var tilbake på ny plan den 20.10.2020 da siste sementpugg var satt, opp og inn i 13 5/8" foringsrør, og brønn fremsto sikret.

Situasjonen var uoversiktlig i tiden etter hendelsen. Barrieresituasjonen var uklar med minst en ytterligere seksjon av 5" borerør igjennom BOP, såkalt "fisk" som er utstyr som har falt ned eller kommet løs i brønnen. Brønnen stod delvis åpen ned til reservoaret.

Siden det var en seksjon på 35 meter som ble trukket ut etter borestrengen delte seg, og toppen på fisk nr.1 var på 187m, måtte resterende seksjon av borerør (fisk nr. 2) som falt ned i brønnen være 153 m lang, eller ytterligere delt i flere seksjoner. En antok at seksjonene av borerør som falt ned inne i stigerøret ville ha stoppet på toppen av brønnehodet / 13 5/8" foringsrør på 385 m. Videre fant en topp på fisk nr. 2 på 277 m under boredekk. Dette skulle da tilsi at en måtte ha minimum tre fisker stående i stigerør og gjennom BOP.



Figur 13: Brønn status 22.09.20, der oppfatningen var at fisk #2 stoppet i topp brønnhode. Dette medførte at en trodde det var 3 stykk fisker. Kilde Neptune Energy

Med denne forståelsen av situasjonen ble det igangsatt en kutte-test av tre borerør i en tilsvarende kutteventil. Denne kutte testen ble utført i Houston av NOV med suksess den 25.09.2020.

Samtidig var det usikkerhet rundt primærbarrieren og om det var avpakking til reservoaret. Neptune fikk laget en «overshot» med ekstra pakning for å kunne koble seg på fisk nr. 1 og ha integritet ved kjøring av kabel og ved pumping ned borestreng, gjennom fisk nr. 1.

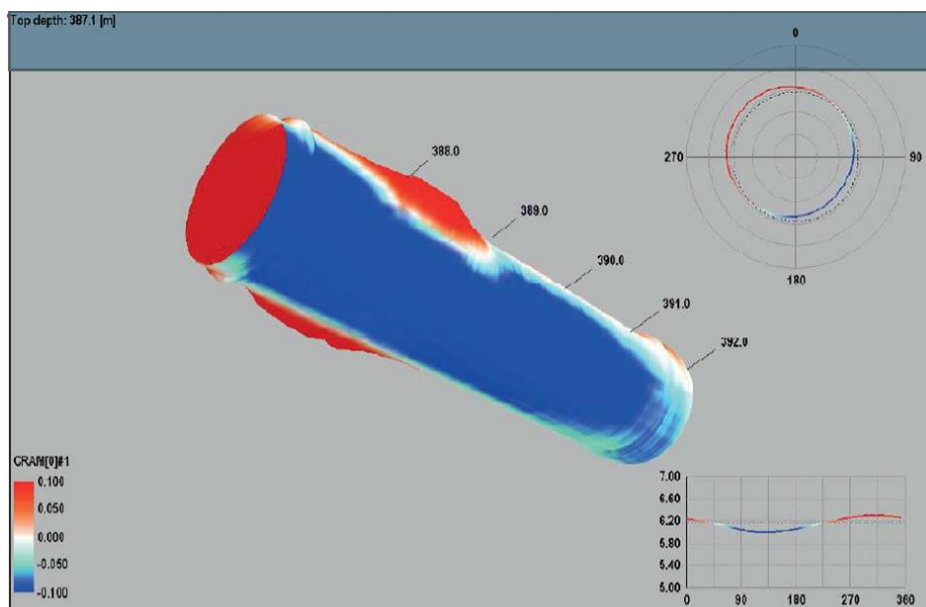
Det ble brukt kabeloperasjon til å skyte hull i borestrengen over der den satt fast nede i brønnen, og deretter sementere ut i ringrommet og oppover i 12 1/4" hullet, helt inn i 13 5/8" foringsrør, ville faren for utstrømning være betydelig redusert. Dette ble derfor gjort under normaliseringen og etter 30 dager var brønnen støpt igjen opp i 13 5/8" foringsrør.

Fullverdige barrieretester av sementpluggene var ikke mulig, men de ble trykktestet så langt det lot seg gjøre. De testene som kunne utføres ga tilfredsstillende resultater og det ble foretatt planlagt frakopling av BOP på et senere tidspunkt i operasjonene på brønnen.

Den 04.10.2020 ble det kjørt Ultrasonic tool og en bekreftet to fisker.

Den 06.10.2020 ble fisk nr. 2 trukket til overflaten. Den hadde truffet inn i 13 3/8 foringsrør og presset seg med stor kraft ned forbi 5 borerørskoplinger på fisk nr.1. For hver kopling på fisk nr. 1 som nederste koplingestykke på fisk nr. 2 passerte, ble 13 5/8 foringsrør utvidet og valset ovalt. Det ble identifisert at fisk nr. 2 hadde presset seg 45 meter ned under brønnhodet, inne i 13 5/8 foringsrør.

Et 5 toms borerør har koplingsstykker med ca. 16,5 cm i ytre diameter (to stykker koplinger er ca 33 cm) og indre diameter på 13 5/8 foringsrør er 31,5 cm. Se figur 14 av foringsrør som er deformert, valset ut.



Figur 14 3-D Wellcad over interval 387m - 392m showing casing deformation Kilde: Neptune Energy

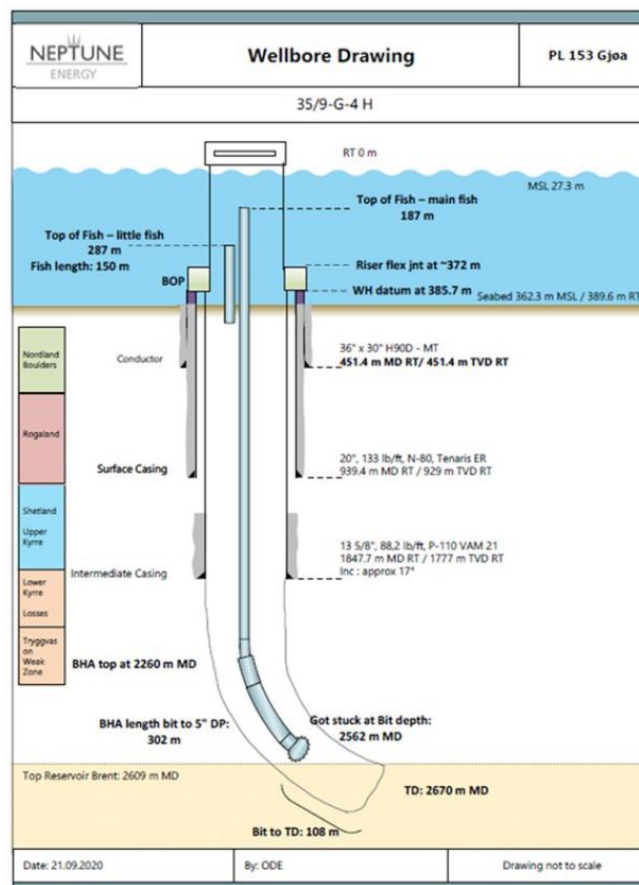
I tiden normalisering pågikk ble det kjørt 22 turer i hullet med fiskeutstyr og 18 turer med kabeloperasjoner.

Etter normalisering av hendelsen ble 13 5/8" foringsrør trukket, forut for et sidesteg i brønnen under 20" foringsrør.





Figur 15 Viser nedre koping på fisk #2 som falt inn under brønnhode. Viser merker etter å ha passert koblingsstykker på vei ned langs fisk nr. 1. Kilde : Odfjell Drilling/ Deepsea Yantai



Figur 16 Viser skisse av «fisker» gjennom BOP. Kilde : Neptune Energy

## 5 Hendelsens potensial

### 5.1 Faktisk konsekvens

Slamsøylen fra bunn av brønnen og opp til innretningen (primærbarrieren) hadde en overbalanse med en viss margin da hendelsen inntraff. Etter hendelsen med brudd i borestrengen var det likevel ikke lenger mulig å vedlikeholde og verifisere godhet av primærbarrieren gjennom sirkulasjon og målinger av borevæskens tetthet.

Etter bruddet i borestrengen og fall av en eller flere seksjoner med borerør (fisk nr. 2) ned i sekundærbarrieren BOP, ved siden av en seksjon med borerør som sto igjen fra bunn og opp gjennom BOP (fisk nr. 1), var det usikkert om noen av ventilene i BOP kunne stenge brønnen. Det var ikke klart om de to skjærventilene kunne kutte og evt. forsegle, og det var åpenbart at borerørsventiler og ringromsventiler ikke kunne påregnes å tette rundt to eller flere strenger med borerør gjennom BOP.

Brønnen fremstod som stabil, men barrieresituasjonen i brønnen var uavklart i en lang periode etter at hendelsen inntraff. Normaliseringsoperasjonene hadde oppmerksomhet på å avklare og re-etablere barrierer. Værforholdene var gunstige slik at disse operasjonene kunne gjennomføres etter hvert som de ble planlagt.

Normaliseringen og de endringer i planer som fulgte av hendelsen medførte et betydelig tap av tid og i noen grad utsatt produksjon. Kostnader relatert til hendelsen ble estimert til flere hundre millioner kroner og den førte til mer enn 30 dager tapt fremdrift.

### 5.2 Potensiell konsekvens

Den del av borestrengen, fisk nr. 2, som spant av og falt ned, ved siden av strengen som stod fast i hullet, hadde inn-montert flere CCS subber. Ved endrede omstendigheter kunne en av CCS subbene ha stoppet i høyde med en kutteventil og hindret skjæring av borestreng.

I en vær-situasjon med høye bølger kunne det blitt nødvendig å koble av stigerøret fra BOP for å unngå skade på stigerørssystem og innretning. Brønnen kunne blitt stående åpen til havbunn gjennom BOP. Selve frakoplingen kunne blitt en utfordrende operasjon i og med at det sto borerør opp av BOP som kanskje ikke kunne kuttet. Det ville i ettertid også bli nødvendig å bruke fjernoperert undervannsfarkost med utstyr for å kutte og renske borerør fra toppen av BOP før man kunne koblet seg på brønnen igjen med stigerøret og LMRP. Dette kunne blitt en langvarig operasjon. Værforholdene var imidlertid gunstige i flere uker etter hendelsen slik at frakopling ikke ble nødvendig før brønnen var ytterligere sikret med sement.

Ved en langvarig hendelse kunne det statiske boreslammet i brønnen blitt påvirket slik at egenskapene endret seg. Dersom hydrokarboner skulle stige i åpen brønn kunne det medført at primærbarrieren ikke lenger ga overbalanse.

Etablert prosedyre for arbeid i rød sone medførte potensiell konsekvens for personskade ved eventuell lekkasje i CCS sub'er. Prosedyren beskrev at boredekksmannskap skulle benytte slegge for å operere CCS sub for å lukke denne ved lekkasje. Dette ga økt risiko for personskade da personell kunne bli nødt til å jobbe på trykksatt system i rød sone på boredekk.

## **6 Direkte og bakenforliggende årsaker**

### **6.1 Direkte årsaker**

#### **6.1.1 Slamvekt lavere enn formasjoners estimerte kollapstrykk**

Slamvekt ble ikke veid opp tilstrekkelig til å hindre formasjonen fra kollaps før frakopling av CCS systemet ved uttrekking av borestreng. Det kom frem av geologiske prognoser og de siste planer for boring av 12 ¼ seksjon at det skulle ha vært sirkulert inn en høyere slamvekt enn den som var i hullet da man startet uttrekkingen av borestrengen etter å ha nådd seksjonens TD.

Det kom frem av intervjuer om bord på innretningen og av operativt personell på land at det hadde oppstått misforståelse omkring krav til omfang av oppveiningen av borevæsken før uttrekking.

Det ble utarbeidet flere versjoner av «Detailed Operational Procedure» (DOP) for 12 ¼ seksjonen fordi det oppsto flere problemer underveis. Først tapt sirkulasjon med påfølgende kjøring av sementstrenger og sementering for å tette og styrke formasjonen, deretter behov for korrigerende hullretning, før siste operasjonelle plan ble utarbeidet kun dager før man boret seg til seksjonens TD. De operasjonelle planene beskrev risiko for hullkollaps i nedre del av seksjonen, i samsvar med «Concept Select Report» av 24.07.2018, aktivitetsprogrammet for brønnen av 01.07.2020, og retningslinjen for detaljplanlegging (DOP), basert på retningslinjen for 12 ¼" seksjonen (Hole Section Guidelines - Gjøa P1 35/9 - G-4 H - 12 1/4"). Dette var en risiko som var beskrevet å fordre minimum slamvekt på 1,15 sg. Ved bruk av

denne slamvekten lå det allerede inne en fare for 5% hullkollaps, uten at det var beskrevet mekanismer for hvordan man tenkte at hullkollaps kunne begrenses til 5%. Denne slamvekten ble oppnådd under boring ved bruk av CCS systemet, men før uttrekking på TD ble CCS-systemet koblet fra og slamvekten skulle ha vært veid opp til minst 1,15 sg som beskrevet i retningslinjen for 12 ¼" seksjonen.

I realiteten var det vesentlig større oppmerksomhet på å unngå tap i de høyereliggende formasjonene enn å holde en høy nok slamvekt til å unngå hullkollaps i nedre deler av seksjonen. Dette kom frem i flere intervjuer som en åpenbar årsak til at hensikten med å benytte CCS-systemet under boring i noen grad syntes glemt og slamvekten ikke ble veid opp til den verdi som var beskrevet i boreprogrammet og retningslinjen for hullseksjonen. Det var også flere som hevdet at det var misforståelser rundt det konkrete krav til slamvekt før uttrekking av borestrengen på TD.

### **6.1.2 Borestrengen over BOP sammensatt av koblinger med ulikt moment**

Borestreng delte seg og en del av borestreng falt ned og hindret stenging av ventiler i BOP og mulighet for å vedlikeholde slammet som primærbarriere.

Borestrengens sammensetning av koblinger med ulikt oppgjort moment, høyt oppe i borestrengen, har med stor sannsynlighet bidratt til at borestrengen delte seg på flere steder over BOP og dermed skapte mer enn en fisk i hullet. Dette førte til at sekundærbarrierens (BOP) funksjonsmulighet til å kunne stenge brønnen ble uavklart.

Det var introduksjon av CCS systemet som medførte bruk av enkelte svakere borerørskoblinger høyt oppe i borestrengen. De svakere koblingene ble ikke notert på borer sin oversiktstavle eller i prosedyren for CCS systemet. Prosedyren var begrenset til boreoperasjon med CCS etter at borestreng var montert og satt i tårn.

### **6.1.3 Moment på koblinger ble overskredet**

Fastkjørt borestreng ble forsøkt frigjort ved å påføre høyere rotasjonsmoment enn det koblingene var gjort opp til og beregnet for. Borestrengen delte seg den 20.09.2020 under trinnvis økning av rotasjonsmomentet til maksimalt moment borerørene var gjort opp med. Det svakere momentet som var brukt på CCS-subbene ble glemt under denne operasjonen da det ikke var notert på borers tavle.

## 6.2 Bakenforliggende årsaker

### 6.2.1 Erfaringsoverføring fra tidligere brønner på Gjøa feltet

Erfaringer fra boring av samme formasjoner i flere tidligere brønner på Gjøa feltet er beskrevet på en overordnet måte i en «Concept Select Report» av 24.7.2018, som del av forberedelsene til bl.a. å lage boreprogram for G4 brønnen. Hendelsen viser at sentrale risiker som kom frem i denne rapporten ikke ble tilstrekkelig hensyntatt i planlegging av brønndesignet for denne brønnen. De risikovurderinger og forutsetninger som lå til grunn for valg av foringsrørprogram og resulterende borevindu i 12 ¼" seksjonen ivaretok ikke de ulike utfordringer som var erfart fra tidligere boreoperasjoner i de samme formasjonene.

Valgte brønndesign ga et svært smalt borevindu mellom forventede kollapsestrykk i de dypere formasjonene og mulige tapssoner høyere opp i samme seksjon. CCS systemet ble introdusert i løpet av sommeren for å forsøke i noen grad å kompensere for det smale borevinduet. Den alternative planen i brønndesignet, med en ekspanderende liner for å kunne forsegle den svake sonen fra mulig kollaps-soner dypere i samme seksjon, var trolig ikke så klar til å mobiliseres som den fremsto i planen. De operasjonelle kriteriene for å iverksette denne planen syntes også noe uklare.

Det var få av de sentrale rollene i boreoperasjonene som hadde erfaring fra de tidligere borede brønnene på Gjøa-feltet i 2009/2012. «Concept Select Report» av 24.07.2018, identifiserte faren for kollaps i hullseksjonen som en av hoved-risikoene. Denne hoved-risikoen var omtalt i både programmet for G4 brønnen og retningslinjen for 12 ¼ (Hole Section Guidelines - Gjøa P1 35/9 - G-4 H - 12 1/4"), og inkludert i de detaljerte operasjonelle planene for seksjonen. Den var likevel ikke fremtredende i beskrivelsene av de planlagte operasjonelle stegene for denne delen av brønnen. Tvert imot var det stadig beskrivelser og påminnelser av øvre begrensninger på slamvekt for å unngå tap i høyereliggende soner. Spesifikke beskrivelser av minimum krav til slamvekt for å unngå hullkollaps i forbindelse med frakopling av CCS systemet og uttrekking på TD fremkom ikke klart av de siste operasjonelle prosedyrene. I intervjuer fremkom det at beslutninger om krav til oppveining av slamvekten i operasjonelle møter like før uttrekking syntes misforstått.

### 6.2.2 Brønndesign

Flere av produksjonsbrønnene boret i andre deler av Gjøa feltet i 2009-2011 opplevde problemer med stor grad av likhet til situasjonen i borehullet før borestrengen delte seg på G4 brønnen den 20.09.2020.

Problemstillinger knyttet til smalt borevindu mellom en tapssone som fordret lav slamvekt i motsetning til dypere formasjoner med kollapsestrykk som fordret høyere

slamvekt fremgår av borerapporter fra tidligere brønner på Gjølå feltet. Vi oppfattet at dette også i noen grad ble erfart på den såkalte P1 brønnen våren 2020 i samme område.

Det valgte brønn designet for G-4 brønnen viste liten grad av læring sammenlignet med brønn design fra tidligere brønner på Gjølå feltet.

### 6.2.3 Tidspress

Problemene som ble erfart på P1-avgrensingsbrønnen oppsto samtidig som planene for G4 brønnen var i sluttfasen. Dette førte til en nødvendig revurdering av planene for G4 brønnen som det ble knapt med tid til å gjennomføre. Forhåndsbestilt utstyr og tjenester ga åpenbare begrensninger for mulige endringer i brønn designet for G4 brønnen. Det ble laget en alternativ løsning (Contingency plan) om problemene i den forventede svake sonen ikke lot seg løse slik at det ville være tilstrekkelig borevindu til å nå TD for 12 ¼ seksjonen. Det syntes likevel som det var begrensede reelle muligheter til å iverksette den alternative planen. Aktiverting av den alternative løsningen ble diskutert og det ble satt kriterier for iverksettelse. Med de planlagte operasjonelle tiltakene, sementjobber og CCS, ble det vurdert at den alternative løsningen ikke var påkrevd å iverksette.

## 7 Observasjoner

Ptils observasjoner deles generelt i to kategorier:

- Avvik: I denne kategorien finnes observasjoner hvor Ptil har konstatert brudd på regelverket.
- Forbedringspunkt: Knyttet til observasjoner hvor vi ser mangler, men ikke har nok opplysninger til å kunne påvise brudd på regelverket.

### 7.1 Avvik

#### 7.1.1 Manglende bruk av endringsstyring (Neptune)

##### **Avvik:**

Det var ikke sikret at prosedyre for endringsstyring (MOC) ble brukt slik at den oppfylte sin tiltenkte funksjon, og slik at problemstillinger som angår helse, miljø og sikkerhet ble allsidig og tilstrekkelig belyst.

##### **Begrunnelse:**

- Det kom frem i dokumentgjennomgang og intervjuer at boreutfordringer i avgrensingsbrønnene til P1 segmentet førte til endringer i brønn programmet for G-4 som ikke ble bearbeidet i en MOC prosess.
- Det ble valgt å bruke CCS system uten å initiere en MOC prosess med tilhørende risikovurdering av de begrensninger dette medførte.

- Konsekvens med svake koblinger høyt oppe i borestreng var ikke risikovurdert
- Konsekvens av mulig fast-kjøring av borestreng med bruk av CCS systemet var ikke risikovurdert
- Det ble ikke gjennomført en MOC prosess knyttet til endring av slamvekt fra brønnprogrammet for G-4 H brønnen, for nedre del av 12 ¼" seksjonen.

**Krav:**

*Aktivitetsforskriften § 24 Prosedyrer, andre ledd*

*Styringsforskriften § 11 Beslutningsgrunnlag og beslutningskriterier, første ledd*

**7.1.2 Manglende robusthet i brønnplanlegging (Neptune)****Avvik:**

Det ble i brønnplanleggingen valgt løsninger som ikke hadde tilstrekkelig risikoreducerende effekt, og det var ikke i tilstrekkelig grad utført risikoanalyser som beslutningsgrunnlag for fastsettelse av operasjonelle betingelser og begrensninger

**Begrunnelse:**

- Brønnen var planlagt med marginalt boreoperasjonsvindu. Det kom frem i granskingen at boreoperasjonsvinduet ble snevrere enn betingelsene i opprinnelig plan, uten at disse begrensningene førte til vesentlige operasjonelle tilpasninger, slik som aktualisering av alternativt foringsrør-design
- Det kom frem i intervjuer at alternativt foringsrør-design med ekspanderende 8 5/8" liner ville være krevende og lite realistisk å gjennomføre grunnet covid-19 situasjonen. Det var ikke utført risikovurdering knyttet til disse forholdene.
- Det kom frem i intervjuer og detaljprosedyrer at risiko for slamtap ble prioritert over fare for kollaps av formasjon. Risiko for kollaps av formasjon ble ikke tilstrekkelig hensyntatt i brønnplanleggingen.
- Erfaring fra tidligere brønner, ref. Figur 9 viser at valgt slamvekt ikke kunne påregnes å være tilstrekkelig for å unngå borehull kollaps.
- Erfaring fra tidligere brønn-design vedrørende valg av settedyp for foringsrør ble ikke tilstrekkelig hensyntatt.

**Krav:**

*Styringsforskrift § 4 om risikoreduksjon, første ledd*

*Styringsforskriften § 17 om Risikoanalyser og beredskapsanalyser, fjerde ledd f)*

**7.1.3 Mangelfulle prosesser for erfaringsoverføring (Neptune og Odfjell)****Avvik:**

Innhentet informasjon ble ikke bearbeidet og formidlet til relevante brukere til rett tid.

**Begrunnelse:**

- Det ble ikke sikret tilstrekkelig formidling av felt-spesifikk informasjon i operasjonalisering av brønnplanene. Operatøren hadde få medarbeidere i boreorganisasjonen med erfaring fra lignende boreutfordringer på Gjøa feltet.
- Det kom frem av intervjuer at betydelige utfordringer i foregående brønn medførte begrenset tid til bearbeiding av erfaringer fra den operasjonen og overføring av disse til detaljplaner for G-4 brønnen.
- Oppgjøringsmomentet til CCS subbene var ikke bearbeidet og inkludert i operasjonsprosedyrer eller ført opp på borer sin tavle over borestrengens kapasiteter og begrensinger.

**Krav:**

*Styringsforskrift § 15 om informasjon, andre ledd*

**7.1.4 CCS system ble ikke kvalifisert etter gjeldene krav (Neptune og Odfjell)****Avvik:**

Det ble tatt i bruk ny teknologi uten at kriterier for bruk var tilstrekkelig utarbeidet for å ivareta kravene til helse, miljø og sikkerhet

**Begrunnelse:**

- CCS systemet tilførte flere svake ledd høyt i borestrengen som ikke ble tilstrekkelig vurdert.
- Moment på CCS subbene var ikke opplyst i operasjonelle prosedyrer.
- CCS systemet medførte behov for merarbeid i «rød sone» på boredekk som ikke var tilstrekkelig vurdert
  - Eksempelvis var det ved lekkasje i CCS sub beskrevet behov for å slå forsiktig med slegge på CCS sub til dens ventil lukket seg. «Det er viktig å ikke stå foran ventil åpning når en slår med slegge», ref. prosedyre RIG – UP CCS & OPERATION OF CCS (L4-MODU-DSY-B-WI-378N)
- Risiko knyttet til bruk av CCS systemet var i liten grad vurdert ift. hull problemer som fast kjøring av borestreng.

**Krav:**

*Innretningsforskriften §9 om Kvalifisering og bruk av ny teknologi og nye metoder, jfr. aktivitetsforskriften § 89 om Fjernoperering av rør og arbeidsstrenger, andre ledd*

**7.2 Forbedringspunkter:**

Ingen forbedringspunkt avdekket i granskingen.



## **8 Barrierer som har fungert:**

Da hendelsen inntraff ble det klart at primærbarrieren (borevæsken) ikke lenger var verifiserbar og sekundærbarrieren var påvirket av de gjennomgående borerørene (fiskene), og kanskje ikke ville kunne fungere.

Det ble umiddelbart igangsatt arbeid med å avklare barrieresvekkelsen. Neptune bestilte en ny kuttetest av borerør for å verifisere om skjærventiler i den typen BOP, som var i bruk på Deepsea Yantai, kunne kutte flere borerør gjennom BOP. Etter 5 dager ble det bekreftet av BOP leverandøren at det ville være mulig å kutte 3 borerør ved aktivering av den kraftigste skjær-ventilen i BOP. Dette ble dermed verifisert som en mulighet for å sikre brønnen dersom været skulle komme opp og en frakobling av stigerør skulle bli nødvendig, før normalisering av situasjonen var ferdig.

Godt vær gjorde imidlertid at det ikke ble nødvendig å koble fra stigerør før normaliseringsoperasjonene var fullført etter 30 dager.

## **9 Diskusjon omkring usikkerheter**

Neptune og Odfjell iverksatte inngående undersøkelser av mulige årsaksforhold for de brudd som oppsto i borestrengen og førte til at en seksjon kom løs og falt ned i brønnen slik at den ble stående gjennom BOP, sammen med gjenstående del av hovedstrengen.

Det var kan ha vært en dobbel «spin-off» eller kombinasjon av «spin-off» og «twist-off» som forårsaket at to koplinger feilet og 150 m borestreng falt ned i BOP. Men de eksakte mekanismene som førte til to brudd i borestrengen oppe i stigerøret synes vanskelige å konkludere. Vår granskning har ikke lagt vekt på hvordan borestrengen kunnen dele seg slik den gjorde.

Selv om CCS subbene var involvert i et av bruddene i borestrengen er det klart at CCS systemet fungerte etter sin hensikt under selve boreoperasjonen.

Det er ikke vanlig praksis å innføre svakt ledd/ kopling høyt i borestreng. Som oftest er dette tilfelle lenger nede i strengen slik som i bunnhulls-streng og ved «tapered» streng.

## **10 Vurdering av aktørens granskingsrapport**

Vi mottok 03.03.2021 Neptune og Odfjell sin rapport "Deepsea Yantai – Parted Drillsrting Incident Investigation ". Rapporten synes grundig og velfundert. De fleste funn omkring årsaksforhold samsvarer i stor grad med våre funn, samtidig som rapporten går inn i bruddmekanismene for borestrengen gjennom flere ulike

undersøkelser basert på inngående analyser av de to koblingene som sviktet og mulige feilmodi som utløste bruddene.

## **11 Vedlegg**

A: Følgende dokumenter er lagt til grunn i granskingen

B: Oversikt over intervjuet personell