



Vedleggsrapport

Vedlegg til rapport SINTEF A19148, mai 2011:

Deepwater Horizon-ulykken:

Årsaker, lærepunkter og forbedringstiltak for norsk sokkel

Vedlegg 3 – 6:

Vedlegg 3: Metode – tilnæringsmåte

Vedlegg 4: STEP-diagram – Deepwater Horizon

Vedlegg 5: Skjematisk beskrivelse av enkelthendelser

Vedlegg 6: Eksempel på sammenstillingstabell (Del I og II)

Vedlegg 1 og 2 ligger i hovedrapporten.



**Vedlegg til rapport SINTEF A19148, mai 2011:
Deepwater Horizon-ulykken: Årsaker, lærepunkter og forbedringstiltak for norsk sokkel**

Vedlegg 3: Metode - tilnæringsmåte

Dette vedlegget illustrerer i en figur vår tilnæringsmåte i prosjektet.

Fremskaffe

- Diskusjon/avklaring med Ptil
- Litteratursøk m.m.
- Prioritering av hendelser

Gjennomgå

- Tverrfaglig

Systematisere

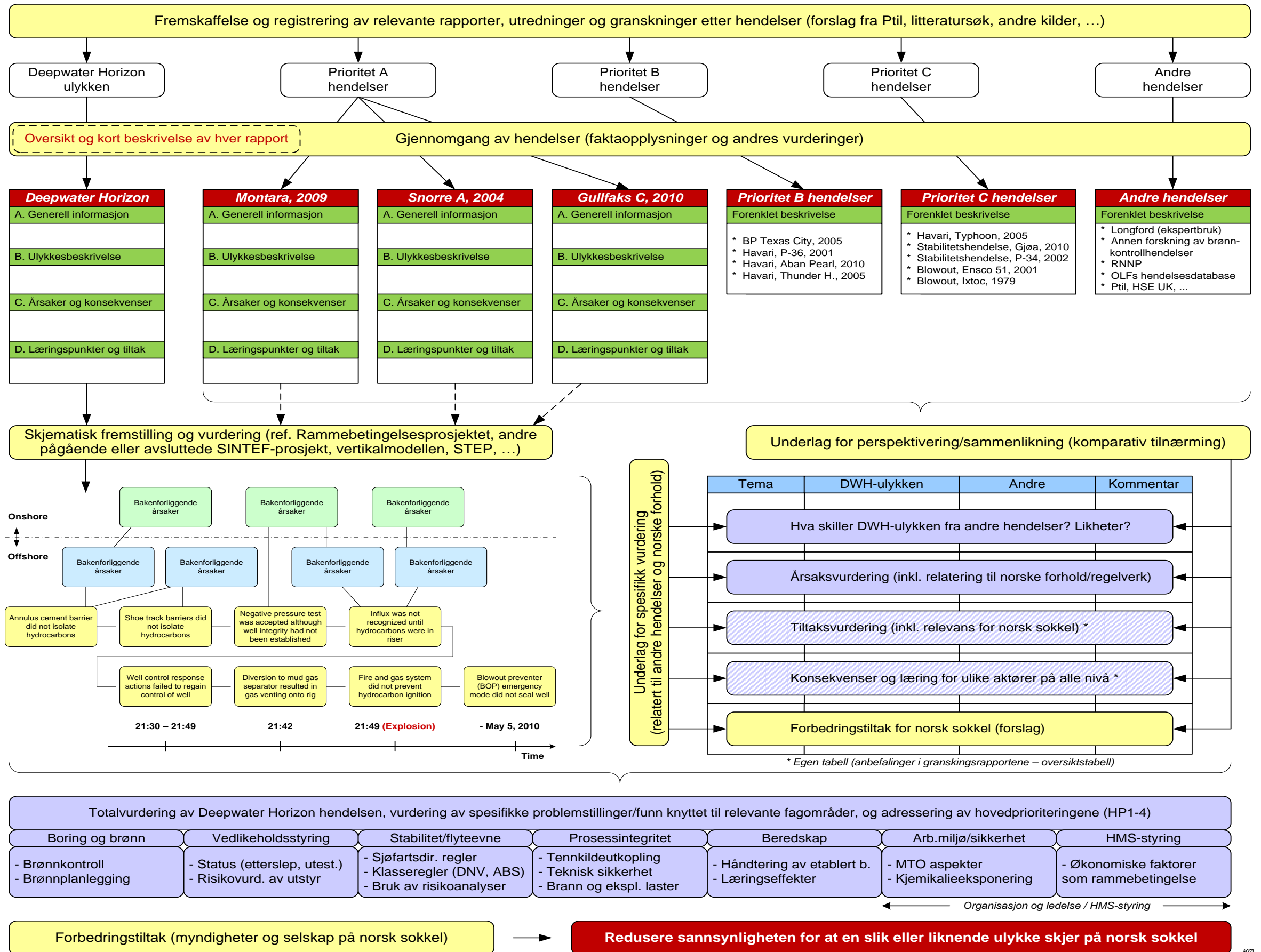
- Felles mal
- Skjematisert fremstilling
- Sammenstillings-/likningstabell

Vurdere

- Perspektivering (sammenlikning med andre hendelser)
- Skjematisert fremstilling med aktører og rammebetingelser strukturert vertikalt
- Sammenstillings-/likningstabell (inklusive vurderinger)
- Metodeperspektivering (seks perspektiver på robuste organisasjoner)
- Strukturering ihht. relevante fagområder, HP1-4 og relevante tema

Foreslå forbedringstiltak

- Arbeidsmøter internt/ekstern





**Vedlegg til rapport SINTEF A19148, mai 2011:
Deepwater Horizon-ulykken: Årsaker, lærepunkter og forbedringstiltak for norsk sokkel**

Vedlegg 4: STEP-diagram – Deepwater Horizon

Første del av dette vedlegget gir en oversikt over historikken til Macondo-brønnen, fra og med tidspunktet BP kjøpte rettighetene til å bore Macondo i 2008, til og med ulykken med Deepwater Horizon [DWH-5].

Andre del er et STEP-diagram over tre sider som tar for seg selve hendelsen med Deepwater Horizon. STEP-diagrammet viser samspillet mellom sentrale aktører i et tidsrom fra 10. april til og med ulykkesdagen 20. april 2010. Det er anmerket med røde trekkanter i diagrammet hvor det forekommer sikkerhetsproblemer og sikkerhetskritiske beslutninger. Disse er forklart på siste side, sammen med en del fotnoter til teksten.

Referanser for STEP-diagram:

- [DWH-2] BP: Deepwater Horizon. Accident Investigation Report (08.09.10).
- [DWH-5] DHS: Progress Report 2. Deepwater Horizon Study Group (15.07.10).
- [DWH-7] National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling: Deepwater. The Gulf Oil Disaster and the Future of Offshore Drilling. Report to the President ("Presidentkommisjonens rapport"; 11.01.11)
- [DWH-8] Chief Counsel's Report 2011 (tilleggsrapport til "Presidentkommisjonens rapport") (17.02.11).
- [DWH-11] U.S. Coast Guard: Report of Investigation into the Circumstances Surrounding the Explosion, Fire, Sinking and Loss of Eleven Crew Members Aboard the Mobile Offshore Drilling Unit Deepwater Horizon in the Gulf of Mexico, April 20 – 22, 2010 (offentliggjort 22.04.11)

Historikken til Macondo frem til ulykken med Deepwater Horizon [DWH-5, Appendix B]

Mars 2008

I New Orleans kjøper BP rettighetene til å bore etter olje på Macondo av Minerals Management Services (MMS). Dette er lisens nr. 206. Brønnen ligger i Mississippi Canyon Block 252 i USA delen av Gulf of Mexico, ca. 66 km utenfor Louisiana kysten.

Februar 2009

I samarbeid med MMS utarbeider BP en 52 siders lete- og miljøkonsekvens plan for Macondobrønnen. Planen uttalte at det var "lite sannsynlig at oljeutslipp fra en overflate- eller undergrunnsutblåsning skulle skje pga av den foreslåtte aktiviteten". I tilfelle en ulykke fant sted uttalte planen at, det ut fra avstanden til land (77 km) og tilgjengelige beredskapsressurser i området, ikke ville forventes vesentlige negative effekter av et utslipp.

6. april 2009

Innenriksdepartementet unntok BP fra å utarbeide en detaljert miljøpåvirkningsstudie for deres planlagte aktivitet i Mexicogulfen etter å ha konkludert med lav sannsynlighet for oljesøl.

22 juni 2009

En senior boreingeniør i BP advarer om sannsynligheten for at BOP huset kunne kollapse av det høye trykket.

7 oktober 2009

Transoceans halvt nedsenkbare rigg "Marianas" starter boring av Macondobrønnen.

18. november 2009

Riggen "Marianas" skades av orkanen Ida. Som et resultat erstatter BP og Transocean Marianas med "Deepwater Horizon".

15 februar 2010

Deepwater Horizon starter boring på Macondo. Den planlagte brønnen skulle bores til 18.000 fot (5500 m) under havnivå for deretter å bli plugget og sikret før en etterfølgende komplettering som produksjonsbrønn.

8. mars 2010

Dette var planlagt dato for ferdigstillelse av brønnen som var budsjettert til å koste \$ 96.000.000.

10. mars 2010

Brønntap til formasjonen på 13.305 fot. Tap av sirkulasjon og "stuck" borestreng.

17. mars 2010

Får ikke "fisket" ut verktøy med borestreng. Plugger igjen og lager sidesteg forbi området.

Mars 2010

Interne dokumenter fra BP viser at det var alvorlige problemer og sikkerhetsmessige bekymringer med brønndesign (casingprogram) og BOP. Etter flere uker med problemer på riggen slet også BP med stadige brønnskrollhendelser.

1. april 2010

Marvin Volek, en Halliburton ansatt, advarer om at BPs bruk av sement "var mot vår beste praksis"

6. April 2010

MMS gir tillatelse til BP men anmerker: "Vær forsiktig ved boring grunnet indikasjoner på grunn gass og mulig vannsoner.

9 april 2010

BP borer siste seksjon av brønnbanen til 18.360 fot (5.600 m) under havnivå. Finner ut at de siste 1.192 fot (363 m) trenger foringsrør. BP velger å sette en enkel liner med færre barrierer, men som er raskere å installere og billigere (\$ 7 - \$ 10 millioner). Dette mot Halliburtons anbefaling om heller å bruke en liner/ tieback casing som ville kunne gi redundante barrierer.

14. april 2010

BP boreingeniør, Brian Morel sender en e-post til en kollega: "Dette har vært en marerittbrønn som krever alle over alt".

15. april 2010

BPs boreingeniør Brian Morel informerer Jesse Gagliano fra Halliburton om at de planlegger å bruke 6 sentreringsverktøy for produksjons casing. Gaglianos modellering viste at det ville kreve 21 stk. sentreringsverktøy for å oppnå bare "mindre" gasstrømming. Morel svarte via e-post at: "Det er for sent å få nye ut på riggen. Vår eneste mulighet er å omorganisere plasseringen av de sentreringsverktøy vi har". Gagliano anbefaler også å sirkulere boreslammet fra bunnen av brønnen helt opp til overflaten for å fjerne luftbobler og rusk som kunne forurense sementen. Han sier i en e-post, "sirkuler minst en gang fra bunn og opp før du gjør sementjobben". Til tross for denne anbefalingen velger BP å sirkulere kun 261 fat (41,5 m³) mud, noe som bare var en brøkdel av det totale volum av brønnen.

15. april 2010

BP valgte å installere en enkel produksjons casing i stedet for en liner og tieback. BP søker om tillatelse for endringen den 15. april. MMS godkjenner samme dag endringen, og gir tillatelse til å bruke en enkelt liner (casing?) med færre barrierer.

17 april 2010

Deepwater Horizon fullfører boringen av Macondo, og forbereder til sementering av produksjons casing. BOP testes og blir funnet å være i orden. Gagliano rapporterer nå at det å bruke bare 6 sentreringsverktøy trolig vil gi åpne kanaler og sviktende sementeringskvalitet.

18. april 2010

Gaglianos (Halliburton) rapport sier at brønnen vurderes til å ha et alvorlig barriereproblem med mulighet for å strøkke gass. Schlumberger flyr ut et mannskap for å gjennomføre en sementlogg som vil vise om sement har festet til casing og omkringliggende formasjon.

19. april 2010

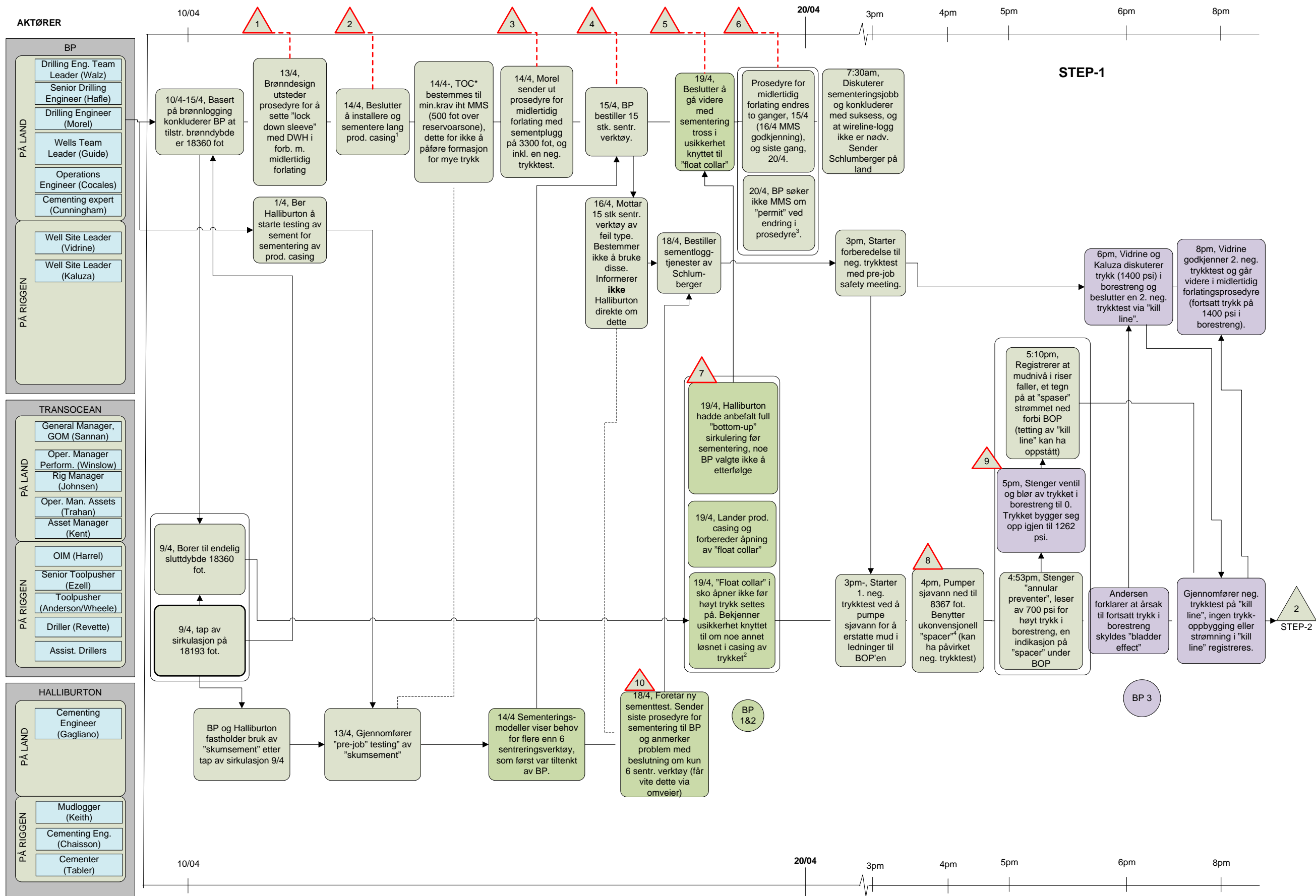
Halliburton fullfører sementeringsjobben.

20. april 2010

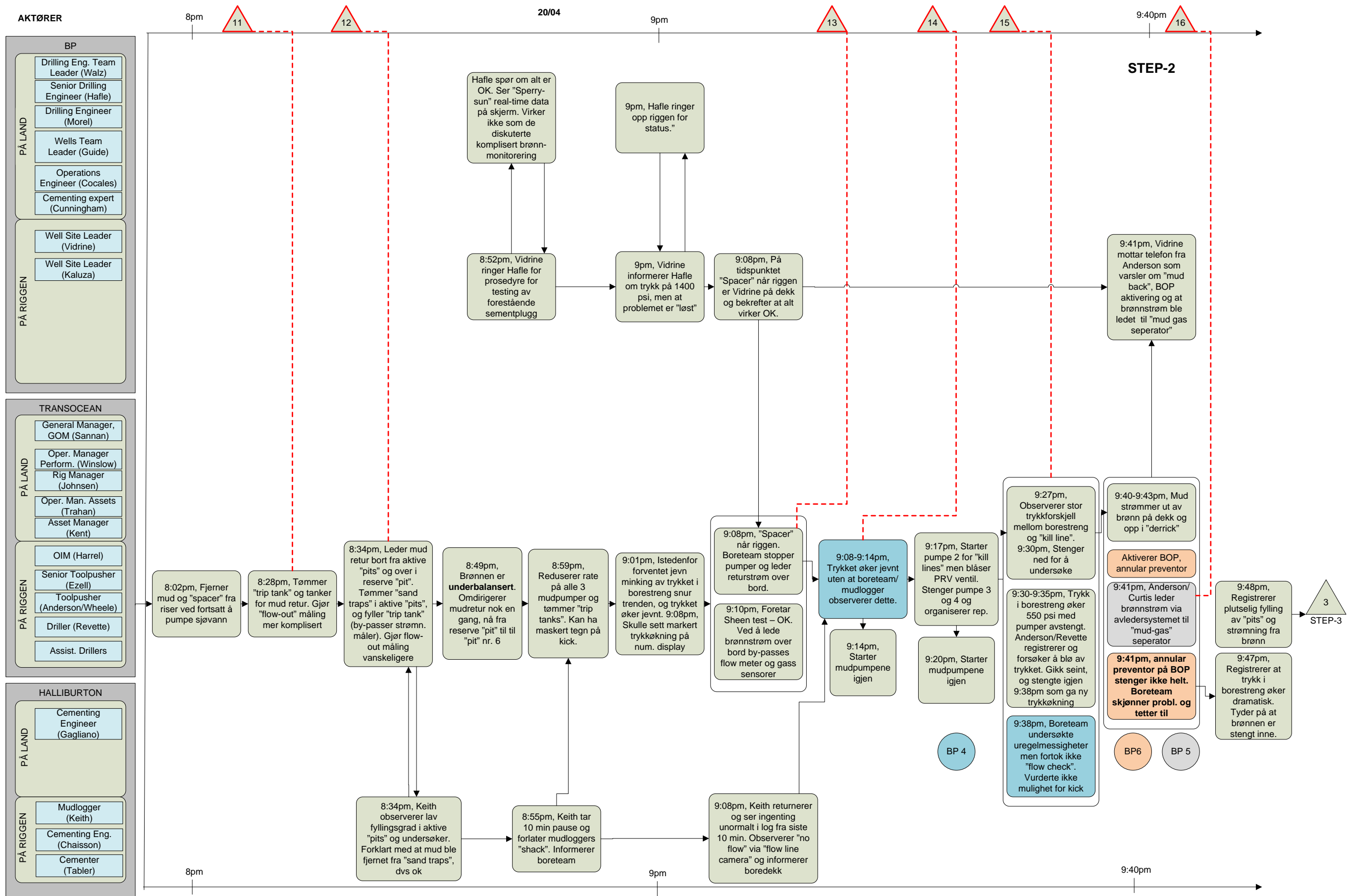
BP kansellerer den anbefalte sementloggtesten. Mannskapet til Schlumberger forlater riggen kl 11:15. Samtidig ankommer 11 BP tjenestemenn på plattformen for å feire syv år uten hendelser med fraværskader. Kl 21:45: Gass, olje og boreslam strømmer opp brønnbanen og ut på dekk og tar fyr. 126 personer var på Deepwater Horizon boreinnretningen da hendelsen inntraff. Den førte til 11 døde og 17 skadde, tre av dem alvorlig.

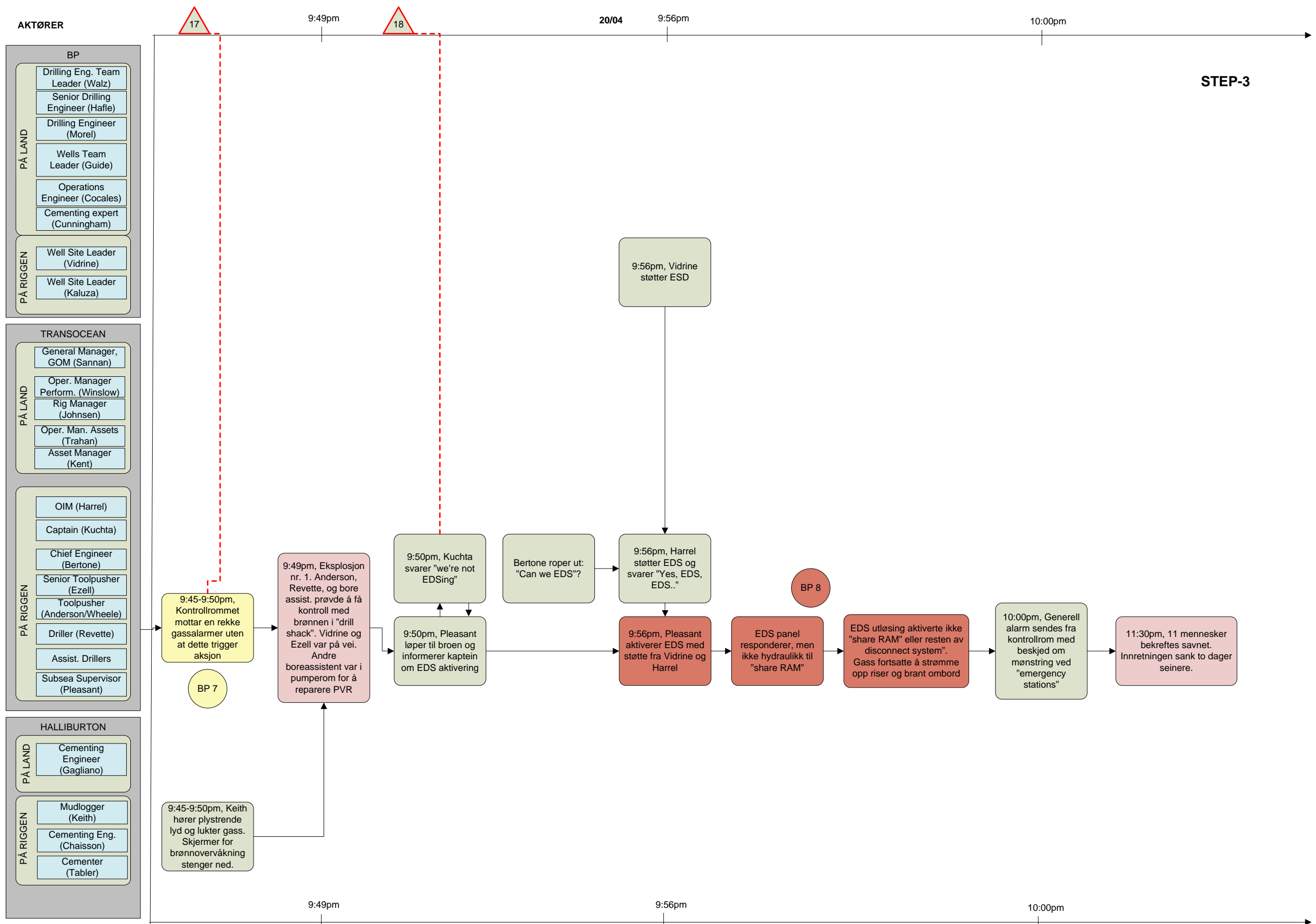
22. april

Deepwater Horizon synker.



* For forklaring av symboler, se siste side i vedlegget.





Fotnoter (Beskrivelser hentet fra DWH-8)

1) DWH-8, s.61: Several factors appear to have motivated the decision to install and cement a long string production casing: a desire to stick with the original design basis of the well, a desire to mitigate future annular pressure build-up by avoiding a trapped annulus, a desire to eliminate an extra mechanical seal that could leak during production, and a desire to save \$7 million to \$10 million in future completion costs. The team made the decision official in a management of change (MOC) document—part of BP's process for documenting changes in well design. According to the MOC, the long string provided the best "well integrity case for future completion operations," "the best economic case" for the well, and could be cemented successfully with careful cement job design. The document also discussed the risk that the primary bottom-hole cement would not act as a barrier (as discussed in Chapter 4.3). Senior BP managers including Sims, Walz, Guide, Sprague, and others reviewed the management of change document and approved.

2) DWH-8, s.89: The crew ran into a problem. They could not establish circulation (and hence had a zero flowrate), suggesting that the float collar or shoe track was somehow plugged. The crew increased pump pressure nine times before finally establishing mud circulation. They increased pump pressure to 1,800 psi, then to 1,900 psi, but could not establish circulation. Rig personnel then pressured up to 2,000 psi four times but still could not circulate. The crew then pressured up to 2,250 and then 2,500 psi and again failed to establish circulation. The crew then made a ninth attempt to establish circulation, pressuring up to 2,750 psi, then 3,000 psi. At 3,142 psi, the pressure finally dropped and mud began circulating down through the float collar assembly. Significantly, however, the crew never thereafter achieved sustained flow rates of 6 bpm, which were required for conversion of the float valves based on calculations using Weatherford specifications.

Questions remained after establishing circulation. At 5:30 p.m. on April 19, Clawson of Weatherford emailed BP's Morel inquiring about progress. Morel responded, "We blew it at 3,140 psi., still not sure what we blew yet," indicating the rig crew did not know what they had dislodged with the amount of pressure applied. Kaluza said, "I'm afraid we've blown something higher up in the casing string. Haffle said, "Shifted" at 3,140 psi. or we hope so. Despite these uncertainties, the rig crew proceeded onward.

3) DWH-8, s.134: The Macondo team apparently recognized that conducting a negative pressure test midway through displacement (rather than before displacement) was different from the procedure MMS had approved. But BP decided not to notify MMS of the change or seek further MMS approval. According to members of the Macondo team, such notification and further approval were unnecessary because conducting the negative pressure test during displacement would be a more rigorous test than conducting it beforehand. This explanation is called into question by the fact that BP did seek MMS approval before making a similar change in a negative pressure test procedure during temporary abandonment operations in 2006.

4) DWH-8, s.150: BP chose to use a somewhat unusual type of spacer fluid at Macondo. BP chose to use a fluid composed of leftover lost circulation materials stored on the rig. As previously discussed, BP engineers had been concerned about the risk of further lost returns since the lost circulation event in early April. BP had asked M-I SWACO to make up at least two different batches, or pills," of lost circulation material for that contingency one commercially known as Form-A-Set and the other as Form- A-Squeeze. BP decided to combine these materials for use as a spacer during displacement. The combined spacer material that BP chose thus had two unusual characteristics. First, the material was denser than the drilling mud in the well and, at 16 pounds per gallon (ppg), much denser than 8.6 ppg seawater. While using such a dense spacer would arguably assist in displacing mud down and out of the drill pipe, it could prove problematic as well. BP's plan called for the spacer to be pushed up through the wellbore and into the riser by the seawater flowing behind it. By using a spacer that was so much denser than the seawater, BP increased the risk that the spacer would instead flow downward through the seawater, potentially ending up beneath the BOP and confounding the negative pressure test.







Faguttrykk

Spacer:	Egen væske som benyttet for å skille/hindre innblanding av vann i mud.
Pit:	Tank for å lagre mudretur fra brønnen på riggen
Trip tank:	Tank for å oppbevare/supplere mud under trekking av utstyr fra brønnen
Lock Down Sleeve:	Anordning på brønnehodet for å hindre foringsrør å bli presset opp av trykket i brønnen
Float Collar:	Enhet som sikrer at mud kan strømme inn i casing ved setting av produksjons casing
Sand traps:	Sandfeller i mudtanker
Kick:	Innstrømning i brønn som følge av at trykket i reservoaret overgår brønntrykket
Sheen test:	Materialtest av retur fra brønnen
Flow-out signature:	Normal strømningsforløp ved nedstenging av mudpumpene på riggen.

Forkortelser

MMS	– Mineral Management Services
TOC	– Top of Cement (m)
MOC	– Management of Change
BOP	– Blowout Preventor
DWH	– Deepwater Horizon
EDS	– Emergency Disconnect System
PRV	– Pressure Relieve Valve
HC	– Hydrocarboner

Symbolforklaring

	Aksjon
	Sikkerhetsproblem
	Overføringsymbol
	Mangelfull kommunikasjon
	Kommunikasjon eller sekvens av hendelser
	Konsekvens

[] Sikkerhetsproblemer og sikkerhetskritiske beslutninger

1) Beslutning om å sette "lock down sleeve" som siste del av prosedyren for midlertidig forlating ble tatt veldig seint, og nært opptil tidspunktet for operasjonen. Dette innebar en økt risiko. Gevinsten ved å bruke Deepwater Horizon til denne operasjonen istedenfor kompletteringsriggen (som er mindre/lettere utrustet) var å spare 5,5 dager i riggid og mer enn \$2 mill.

2) Sementering av lang produksjons casing er mye vanskeligere enn liner med tie-back og krever pumping av sement med høyere trykk. BP valgte å sette de langsiktige fordelene ved lang casing (færre mulige lekkasjepunkter) foran den kortsiktige risikoen knyttet til utfordringene med selve sementeringsjobben.

3) Beslutning om å sette sementplugg på 3300 fot og i sjøvann innebar risiko ved at brønnen ville måtte gjøres underbalansert og man måtte stole på at sementen i bunnen av brønnen holdt. Hensikten var å bruke 3000 fot med borestreng som monteringsvekt.

4) Halliburtons sementeringsmodeller viste at det var behov for flere enn 6 sentraliseringsverktøy for å unngå skjev sementering og mulighet for gjennomslag. Dette utgjorde en vesentlig utfordring, men på tross av denne informasjonen valgte BP å bruke kun 6 sentraliseringsverktøy.

5) Det var ingen verifikasjon på at "float collar" hadde åpnet og oppnådd tilstrekkelig gjennomstrømning etter å ha påført 5-7 ganger høyere trykk enn tiltenkt. Det var muligheter for at det påførte trykket kunne ha påført skade på andre elementer i brønnen.

6) Prosedyre for midlertidig forlating var enda ikke klar 07:30 den 20. april. Boreteam etterlyste denne ovenfor BP på land (Guide), de lurte på hvordan de skulle kunne gå i gang med en negativ trykktest uten at endelig prosedyre forelå. Tre timer senere forelå den endelig prosedyren. Boreteamet fikk denne første gang forelagt i møtet 11:00 ("pre-tour meeting").

7) Halliburton anbefalte å sirkulere minst et volum tilsvarende volumet av casing før sementering for å hindre at mulig borekaks, tung mud og annet kunne forurense sementen.

8) Ukonvensjonell "Spacer" kan ha tettet "kill-line" ved gjennomføring av 2. negative trykktest. Som "Spacer" ble det benyttet en tung mud som opprinnelig ble brukt for å tette formasjon under hendelsene med tapt sirkulasjon. Denne mudden har høy densitet og er designet for å tette formasjonen ved en mulig oppsprekking.

9) Boreteam unnlater å måle volumstrøm fra brønnen under forsøket på å blø av trykket i borestrengen. Registrerer trykkoppbygging, men velger allikevel å fortsette med en trykktest nr. 2 via "kill line".

10) Halliburton kan ha unnlatt å undersøke grundig nok resultatene fra sementtesting, foretatt 13/4 og 18/4.

11) Ved å tømme "trip tank" og å lede returstrøm til andre tanker kompliserte dette registrering/måling av volumstrømmen ut fra brønnen.

12) Under pumping av sjøvann for å fjerne mud i riser informerer ikke boreteam mudlogger om at det byttes mellom ulike mudtanker ("pits") for mottak av mud fra brønnen.

13) Flow-out fortsetter over Deepwater Horizon's typiske "flow-out signature" ett minutt etter at pumpene ble stoppet. Dette var tydelig tegn på kick. Borer forholder seg imidlertid til mudloggers observasjon rett i etterkant av at pumpene ble stanset, og han så da ingenting unormalt.

14) Borer observerer ikke den jevne trykkøkingen i borestrengen ut fra trendkurven på skjerm, noe som kan ligge i grensesnittet. Man får ikke med seg slik informasjonen uten å sitte ved skjermen konstant over tid.

15) Riggmannskapet var fortsatt konsentrert om trykkmålingene og lite tyder på at vurdering av returstrømning fra brønn ble gjort. Kick var fortsatt ikke på dette tidspunktet vurdert som forklaring.

16) Mud-gass separator hadde ikke kapasitet til å ta unna mengden det her var snakk om, og gass spredde seg raskt på dekk og i tekniske rom. Skulle heller ha ledet brønnstrømmen direkte over bord, noe som kunne ha forsinket en mulig antennelse av gassen.

17) Transocean hadde ikke gjennomført øvelser i hvordan en skulle respondere på gassalarmer. Når en fikk gassalarm fra luftinntak til generatorrom medførte ikke dette automatisk nedstegning, eller at mannskapet stengte ned ventilasjonen eller stoppet hovedmaskineriet manuelt.

18) Kapteinens avventende holdning til EDS kan ha påvirket muligheten til å lykkes med EDS (frakopling fra brønn før eksplosjon/brann). Dette er også interessant i sammenheng med ansvar/rolledeling mellom kaptein og leder på innretningen under operasjon (OIM), gitt en akutt beredskapssituasjon.

[] Barrierebrudd anmerket av BP [DWH-2]

- 1) Sement i ringrom mellom produksjons casing og formasjon sviktet
- 2) Sementsko nederst i brønn sviktet
- 3) Den negative trykktesten ble akseptert uten at brønnintegritet var etablert
- 4) Innstrømning av HC i brønn ble ikke avdekket før HC var i riser
- 5) Forsøk på stenge inne brønnen med pipe-ram i BOP mislyktes (brønnkontroll)
- 6) Leding av brønnstrøm via mud-gass separator resulterte i at gass spredde seg på riggen og antente
- 7) Brann- og gass-systemet forhindret ikke antennelse av hydrokarboner
- 8) BOP nødavstengingsystem (EDS) forseglest ikke brønnen

(Fargekode angir barrierebrudd nr.)

Ref. [DWH-2, DWH-5 (appendiks B), DWH-7, DWH-8, DWH-11]



**Vedlegg til rapport SINTEF A19148, mai 2011:
Deepwater Horizon-ulykken: Årsaker, lærepunkter og forbedringstiltak for norsk sokkel**

Vedlegg 5: Skjematisk beskrivelse av enkelthendelser

Dette vedlegget gir en skjematisk beskrivelse av Deepwater Horizon- ulykken og følgende referansehendelser:

Utblåsning, Deepwater Horizon, 2010 (side 3)

Prioritet A:

- a) Utblåsning, Montarafeltet med West Atlas, 2009 (side 15)
- b) Utblåsning, Snorre A, 2004 (side 29)
- c) Brønnkontrollhendelse, Gullfaks C, 2010 (side 41)

Prioritet B:

- d) Eksplosjon, Texas City, 2005 (side 59)
- e) Havari, Petrobras P-36 i Brasil, 2001 (side 71)
- f) Havari, Aban Pearl i Venezuela, 2010 (side 75)
- g) Delvis havari, Thunder Horse, 2005 (side 79)

Prioritet C:

- h) Havari, Typhoon TLP, 2005 (side 83)
- i) Stabilitetshendelse, Gjøa, 2010 (side 87)
- j) Stabilitetshendelse, Petrobras P-34, 2002 (side 91)
- k) Blowout, Ensco 51, 2001 (side 95)
- l) Blowout, Ixtoc, Mexico, 1979 (side 103)

Deepwater Horizon Accident

PART A: GENERAL ACCIDENT AND SYSTEM CHARACTERISTICS (GENERELL INFORMASJON)

A1. Date (Tidspunkt)

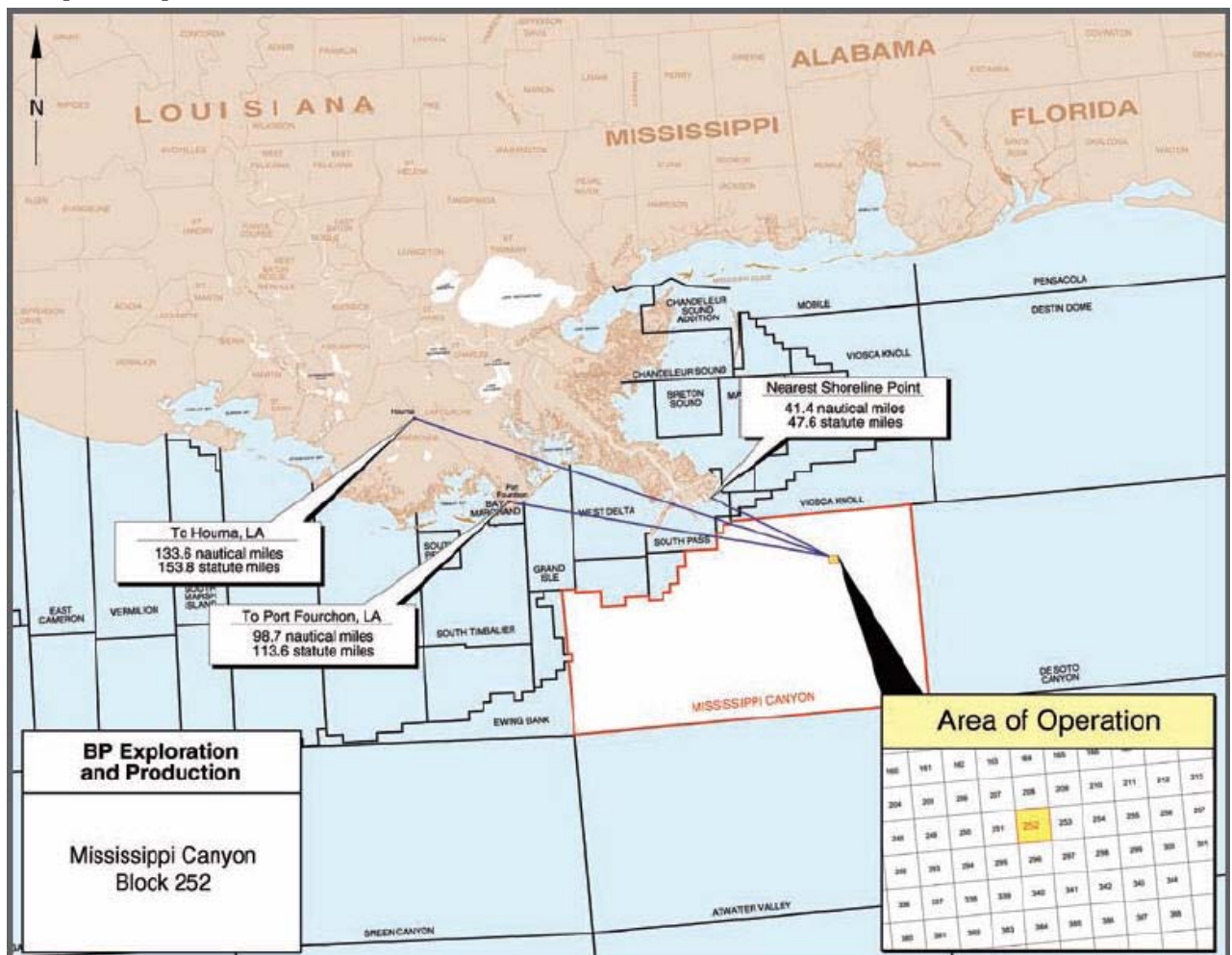
20. april 20, 2010.

A2. Accident type and severity (Ulykkestype og alvorlighet)

It was a blowout from the deep water well Macondo that resulted in explosions and fire on the drilling rig Deepwater Horizon. 11 people were killed and 17 injured. The accident led to immediate loss of the rig, and further on, a major oil spill to sea lasting for a period of three months.

A3. Accident location (Sted)

The Macondo well is located approximately 48 miles from the nearest shoreline; 114 miles from the shipping supply point of port Fourchon, Louisiana, and 154 miles from the Houma, Louisiana, helicopter base [DWH-2].



A4. Short description of system involved (Systembeskrivelse, inklusive relevant historikk)

Deep Water Horizon, which was built in 2001, was a fifth generation, dynamically-positioned semi-submersible drilling unit. The unit employed an automated drilling system and a 15.000 psi-rated BOP system and had operated in water depths (WD) greater than 9.000 feet. The rig had drilled wells up to 35.055 feet.

The Macondo well is located in Mississippi Canyon Block 252, which on March 19, 2008; BP acquired the lease to at the Minerals Management Services (MMS) lease sale 206. The 10-year lease started on June 1, 2008. BP (65 %), Anadarko Petroleum (25 %) and MOEX Offshore (10 %) shared ownership in the lease, with BP as the lease operator. The MMS approved the exploration plan for the lease on April 6, 2009. MMS approved a revised exploration plan on April 16, 2009.

An *Application for Permit to Drill* the Macondo well was approved by MMS on May 22, 2009. In line with normal practice, several *Applications for Permit to Modify* were submitted by BP and approved by MMS throughout the drilling program. These reflected necessary changes to the *Application for Permit to Drill* because of the well conditions encountered. Initial drilling of the Macondo well began with Transocean's semi-submersible Marianas on October 6, 2009, and continued until November 8, 2009, when Marianas was secured and evacuated for Hurricane Ida. Marianas was subsequently de-moored and removed due to hurricane damage that required dock repairs. After the repairs, the rig went off contract.

Deepwater Horizon was owned and operated by Transocean and had been under contract to BP in the GoM for approximately 9 years. During this time, it had drilled approximately 30 wells, two-thirds of which were exploration wells. The rig was chosen to finish the Macondo well after completing its previous project (the Kodiak appraisal well).

The MMS approved an *Application for Revised New Well* on January 14, 2010, and the Macondo well plan was updated to reflect the replacement of Marianas with Deepwater Horizon. On January 31, 2010, Deepwater Horizon arrived on site. Drilling activities recommenced on February 6, 2010 [DWH-2].

A5. Description of activity/operation and parties/stakeholders involved (Aktiviteter og involverte parter)

The Macondo well was an exploration well in Mississippi Canyon Block 252 in 4, 992 feet. WD. The well had been drilled to 18.360 feet. From its last casing point at 17.168 feet. The well penetrated a hydrocarbon-bearing Miocene reservoir and was deemed a commercial discovery. The decision was made to temporarily abandon the Macondo well and complete it as a production well in the future [DWH-2].

At the time of the accident, the final string of casing had been run into the well, and the cement barrier had been put in place to isolate the hydrocarbon zones. Integrity tests had been conducted, and the top 8,367 feet of mud was being circulated out using seawater in preparation for temporary abandonment of the well. The remaining steps were to set a cement plug in the casing and to install a lockdown sleeve on the casing hanger seal assembly prior to disconnecting the BOP and suspending the well [DWH-2].

The *BP Macondo well team* refers to BPs Houston-based wells team that worked on the Macondo well, excluding BP's *cementing services provider (Halliburton)* and also excluding the *BP well site leaders* aboard Deepwater Horizon. The rig crew describes *Transocean's rig crew leaders* who were aboard Deepwater Horizon (senior toolpusher, toolpushers, drillers and assistant drillers).

The *Halliburton Sperry-Sun mudloggers* were onboard together with *M-I SWACO mud engineers* [DWH-2].

A6. Context of accident (Ytre forhold og omstendigheter)

BP defined the primary geologic objectives at Macondo as mid-Miocene age turbidite sands buried 13.000 to 15.000 feet beneath the seafloor – 18.000 to 20.000 feet below sea level. These sands were deposited on the ancient seabed some 12 million to 15 million years ago. BP's plan called for drilling the well to a total depth of 20.600 feet to penetrate this primary objective interval. From the beginning, BP planned to use the well as a long-term production well if it penetrated the objective sands [DWH-8].

Even before it began drilling Macondo, BP believed that the well might encounter a substantial hydrocarbon reservoir. But BP also recognized that it might also encounter a number of hazards, including shallow gas sands, overpressures, and depleted reservoir zones, as well as the expected oil and gas in the mid-Miocene objective reservoir. BP chose the particular drilling location for Macondo to penetrate the objective section while avoiding shallow gas sands that it had identified. BP identified potential minor drilling hazards beneath 8,000 feet below sea level: thin gas-charged sands and depleted (low-pressure) zones [DWH-8].

It was a clear day April 20, but the calm wind conditions then unfortunately limited the rate at which gas dispersed away from the rig when mud started spewing from the rig floor. The wind speed was low, about 2 to 4 knots. [DWH-8].

PART B: ACCIDENT DESCRIPTION (ULYKKESBESKRIVELSE)

B1. Main scenario and hazardous phenomena (Scenario)

The Macondo well blew out because the cement that BP and Halliburton pumped down to the bottom of the production casing on April 19 failed to seal off, or isolate hydrocarbons in the formation. As rig personnel replaced heavy drilling mud in the well and riser with seawater on April 20, they steadily reduced the pressure inside the well. At approximately 8:50 p.m. on April 20, the drilling fluid pressure no longer balanced the pressure of hydrocarbons in the pay zone at the bottom of the well. At this point, the well became underbalanced.¶

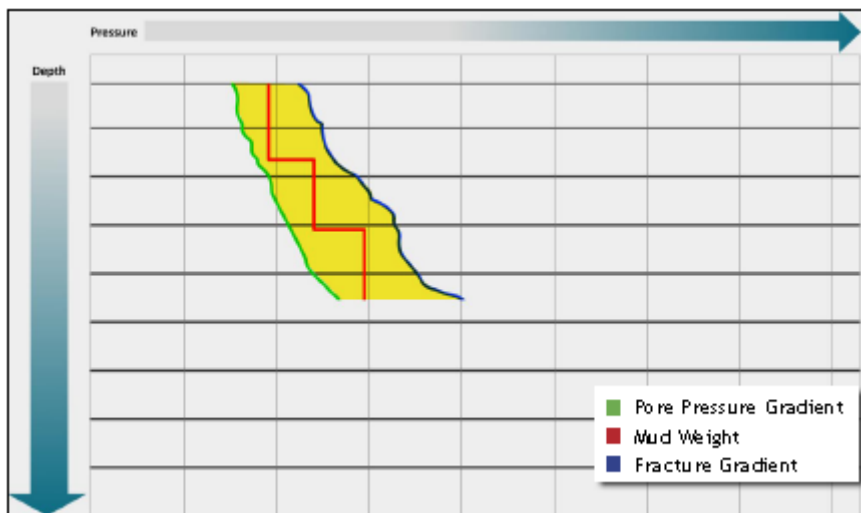
Once the well was underbalanced, hydrocarbons began to flow into the annular space around the production casing. In oil field terms, the Macondo well was taking a kick. Those hydrocarbons flowed down through the annular space to the bottom of the well, into the production casing through the shoe track, then up the well and into the riser. As they traveled up the well, the hydrocarbons expanded at an ever-increasing rate and the kick escalated into a full-scale blowout. Transocean's rig crew did not respond to the kick before hydrocarbons had entered the riser, and perhaps not until mud began flowing out of the riser onto the rig floor. Within 10 minutes of the rig crew's first response, hydrocarbon gas from the well ignited, triggering the first explosion [DWH-8].

The rig crew attempted to close elements of the BOP and to activate the emergency disconnect system (EDS) in response to the Macondo blowout. Automatic and emergency activation systems should have also closed the BOP's blind shear ram and shut in the well. Though preliminary evidence suggests one of these systems may have activated and closed the blind shear ram, the blind shear ram never sealed the well.

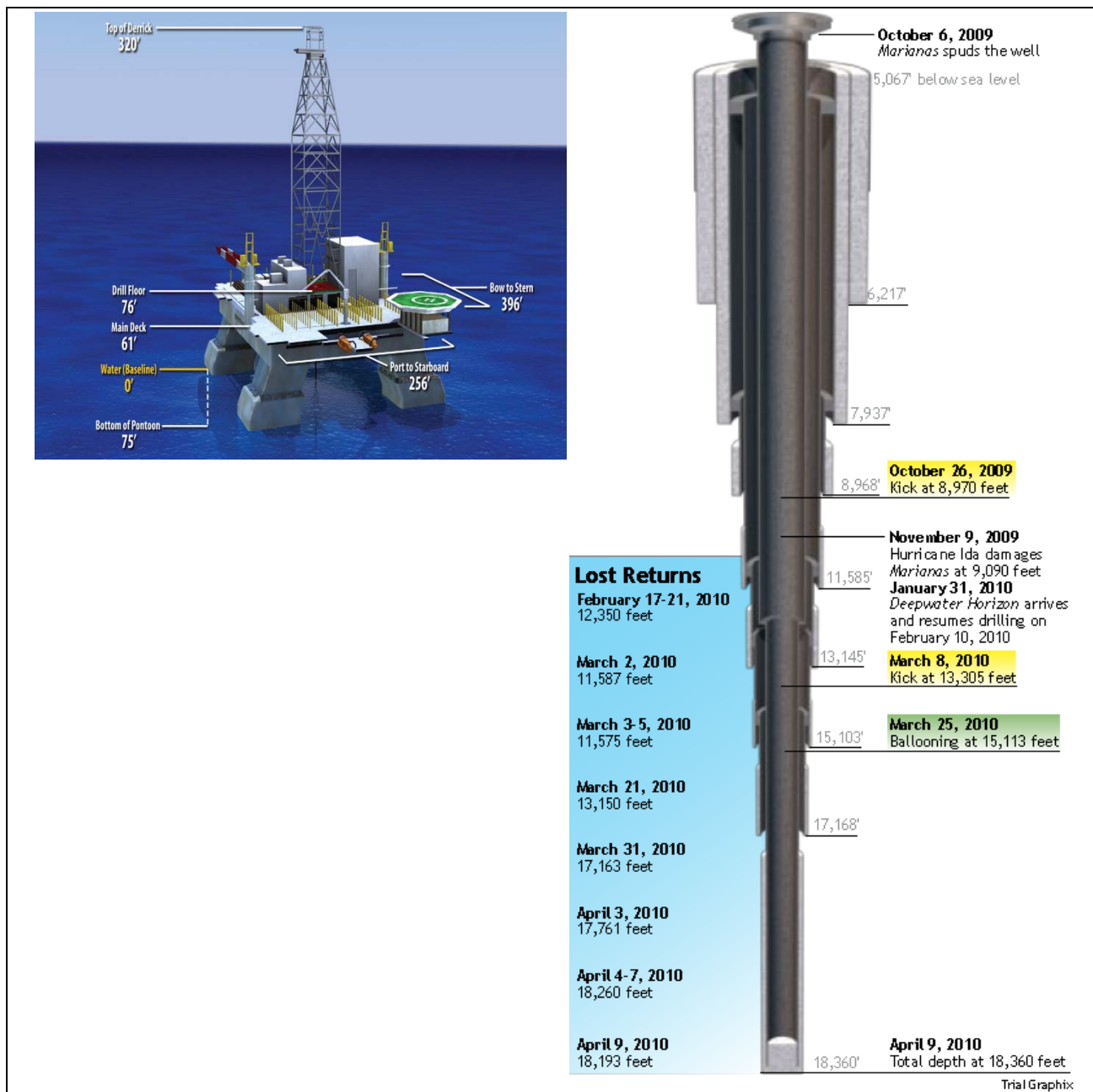
B2. Detailed description of systems, processes, hazards, substances and materials involved (Detaljert beskrivelse av systemer, operasjoner, prosesser, materialer, etc.)

Drilling engineers must design wells to manage intrinsic risks. Specifically, they must develop drilling programs that will manage and reflect the pore pressure and fracture gradients at a given drilling location. The design team must specify the kinds of drilling fluids that will be used and the number and type of casing strings that will extend from the seafloor to the total depth of the well. The drilling fluids and casing strings must work together to balance and contain pore pressures in the rock formation without fracturing the rock. Creating this plan can be difficult if engineers have limited information about subsurface geology and if actual pore pressures vary significantly from predictions. This is often the case in exploration wells or in the first well in a new field. The problem frequently crops up in the Gulf of Mexico, which is prone to having a narrow window between the pore pressure and fracture gradients (see figure below) as well as zones of pore pressure repression (where the pore pressure gradient suddenly reverses and decreases with depth. Because drilling conditions often differ significantly from predictions, engineers often design and redesign a deepwater well as the well progresses. They work constantly to keep two factors within tolerable

limits: equivalent static density (ESD) and equivalent circulating density (ECD). ESD refers to the pressure that a column of fluid in the wellbore exerts when it is static (that is, not circulating). ECD refers to the total pressure that the same fluid column exerts when it is circulating. When drillers circulate fluids through a well, ECD exceeds ESD because the force required to circulate the fluids exerts additional pressure on the wellbore. In planning the well, engineers will design a mud program to keep both ESD and ECD below the rock's fracture gradient. Drillers monitor these parameters carefully as they work [DWH-8].



BP encountered a series of complications while drilling the Macondo well. This included two previous kicks, a ballooning event, lost circulation events, and trouble determining pore pressures. Together, these issues made Macondo a difficult well (see figure below). The kicks, ballooning, and lost circulation events occurred in part because Macondo was a “well with limited offset well information, and preplanning pressure data were different than the expected case.” Given BP’s initial uncertainty about the pore pressures of the rock, the company had to adjust its well design as it drilled the well and gained better pore pressure information. This was particularly the situation after the March 8 kick. According to communications among BP engineers, the kick and change in pore pressure completely changed the forward casing design, and did it “rapidly”. Due to well pressure uncertainty, it was unknown how many liners BP would need to set before getting to TD. Accordingly, the Macondo team decided to proceed more conservatively and set casing strings shallower in the well than originally planned [DWH-8].



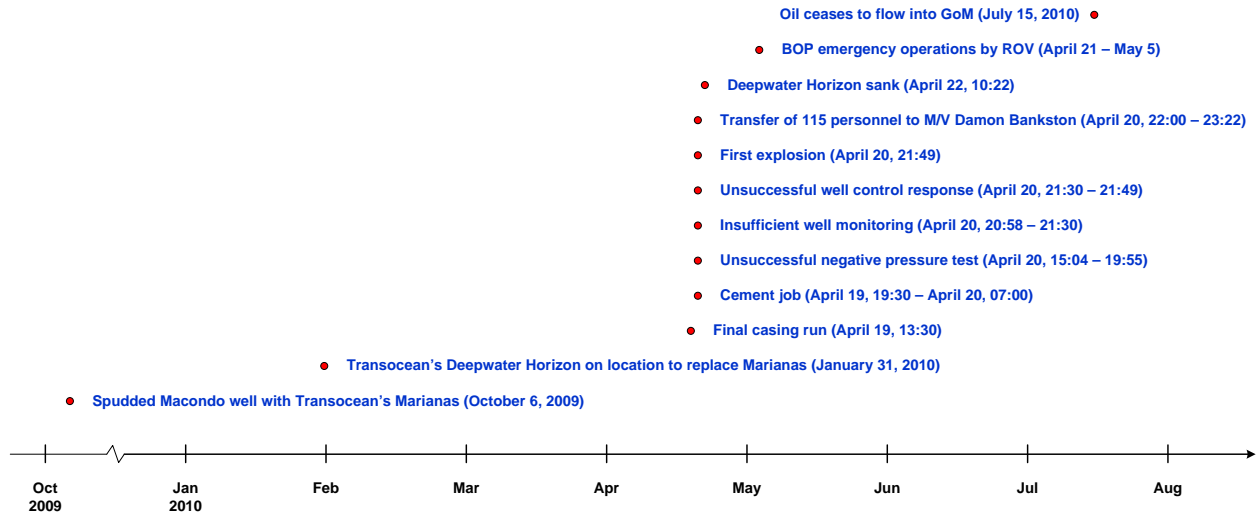
(Kilde: [DWH-8])

B3. Description of accident and circumstances (Beskrivelse av ulykken og omstendigheter)

During a well control event hydrocarbons were allowed to escape from the Macondo well, passing the subsea BOP and up the riser, spreading onto *Deep Water Horizon*, and resulted in explosions and fire on the rig. Eleven people lost their lives, and 17 others were seriously injured. The fire, which was fed by hydrocarbons from the well, continued for 36 hours until the rig sank. Hydrocarbons thereafter continued to flow from the reservoir through the wellbore and the blowout preventer (BOP) for 87 days [DWH-2]. The total volume of the oil spill was estimated to more than four million barrels which was a spill of national significance.

B4. Timeline of events (Tidslinje av viktige hendelser)

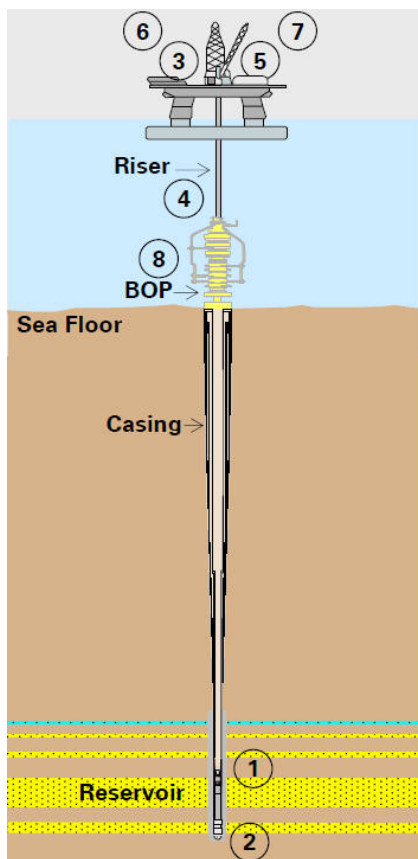
The most important events close to the time of accident is shown below.



PART C: CAUSES AND CONSEQUENCES (ÅRSAKER OG KONSEKVENSER)

C1. Initiating event and direct causes (Initierende hendelse og direkteårsaker)

The accident on April 20, 2010, involved a well integrity failure, followed by a loss of hydrostatic control of the well. This was followed by a failure to control the flow from the well with the BOP equipment, which allowed the release and subsequent ignition of hydrocarbons. Ultimately, the BOP emergency functions failed to seal the well after the initial explosions [DWH-2].



Eight barriers were breached [DWH-2]:

Well integrity was not established or failed

1. Annulus cement barrier did not isolate hydrocarbons
2. Shoe track barriers did not isolate hydrocarbons

Hydrocarbons entered the well undetected and well control was lost

3. Negative pressure test was accepted although well integrity had not been established
4. Influx was not recognized until hydrocarbons were in riser
5. Well control response actions failed to regain control of well

Hydrocarbons ignited on the Deepwater Horizon

6. Diversion to mud gas separator resulted in gas venting onto rig
7. Fire and gas system did not prevent hydrocarbon ignition

Blowout preventer did not seal the well

8. Blowout preventer (BOP) emergency mode did not seal well

C2. Root causes (Bakenforliggende årsaker - MTO)

In general (generelt)

The accident is a complex and interlinked series of mechanical failures, human judgments, engineering design and operational implementation. Team interactions came together to allow the initiation and escalation of the Deepwater Horizon accident. Multiple companies, work teams and circumstances were involved over time [DWH-2].

Specific causal factors (Spesifikke forklaringsfaktorer):

C2.1 Drilling/well (Boring/brønn):

- The cement that BP and Halliburton pumped to the bottom of the well did not seal off hydrocarbons in the formation. Although the choosing of a long production casing made the primary cement job at Macondo more difficult, we may never know for certain the exact reason why the cement failed. Several factors increased the risk of cement failure at Macondo. They include the following: First, drilling complications forced engineers to plan a finesse cement job that called for, among other things, a low overall volume of cement. Second, the cement slurry itself was poorly designed. Some of Halliburton's own internal tests showed that the design was unstable [DWH-8].
- The BP's temporary abandonment procedures finalized only at the last minute called for rig personnel to severely underbalance the well before installing any additional barriers to back up the cement job. BP missed a key opportunity to recognize the cement failure during the negative pressure test that its well site leaders and Transocean personnel conducted on April 20. The test clearly showed that hydrocarbons were leaking into the well, but BP's well site leaders misinterpreted the result. It appears they did so in part because they accepted a facially implausible theory suggested by certain experienced members of the Transocean rig crew. Transocean and Sperry Drilling rig personnel then missed a number of further signals that hydrocarbons had entered the well and were rising to the surface during the final hour before the blowout actually occurred [DWH-8].
- By the time the rig crew recognized a blowout was occurring and activated the BOP, it was too late for that device to prevent an explosion. By that time, hydrocarbons had already flowed past the BOP and were rushing upward through the riser pipe to the rig floor [DWH-8].

C2.2 Maintenance (Vedlikeholdsstyring):

- A September 2009 BP safety audit did produce a 30-page list of 390 items that gave a backlog of rig maintenance requiring 3,545 man-hours of work [DWH-2, DWH-7]. This audit was performed at the end of the rig out-of-service period of 10-year maintenance and included the maintenance management system for the BOP [DWH-2]. 31 findings were related to the well-control system maintenance. Of these, six findings were related to BOP maintenance in specific [DWH-2]. Examples are: 1) The lower, middle and upper BOP ram bonnets had not been recertified since year 2000. The equipment manufacturers' (OEM) and API-recommended recertification period is 5 years. 2) The maintenance records did not substantiate that Transocean was in conformance with its 5-year replacement policy for the replacement of high-pressure hoses.
- The BOP's automatic mode function (the "deadman" system) should have triggered the blind shear ram after the power, communication, and hydraulics connections between the rig and the BOP were cut, but it failed. Post-incident testing of the two redundant "pods", that control the deadman system, revealed low battery charges in one pod and defective solenoid valves in the other. If those problems existed at the time of the blowout, they would have prevented the deadman system from working. Although it is too early to tell, but this failure may have been due to poor maintenance [DWH-7].
- Through a review of rig audit findings and maintenance records provided by Transocean, the investigation team of BP found indications of potential weaknesses in the testing regime and maintenance management system for the BOP [DWH-2]. Examples were: 1) In December 2007, the batteries in the blue pod were fully depleted when the BOP was brought to surface. 2) There

were no indications that the AMF and ROV intervention systems were tested at the surface, as required by Transocean testing policy, prior to subsea deployment on the Macondo well. 3). Cameron reported that non-original equipment manufacturer (non-OEM) part was found on solenoid valve 103 during the yellow pod examination. Solenoid valve coil faults and hydraulic system leaks probably existed on the BOP prior to the accident [DWH-2].

- The BOP maintenance records were not accurately reported in the maintenance management system [DWH-2].
- Available maintenance records from 2001-2010 indicate that during this period, the AMF batteries were charged at a frequency less than the manufacturer recommendation [DWH-2].
- The BP analysis indicated that there were conditions of the BOP system that could have impaired its performance prior to and after the accident. The BP investigation team concluded that most of these conditions should have been detected by the BOP diagnostic capability that was available to the rig crew and subsea personnel by the routine BOP testing and maintenance program [DWH-2].

Inspections, audit programs, and statements by rig- and shore-based leadership indicate that BP, Transocean, and government regulators believed the Deepwater Horizon was in safe operating order at the time of the blowout. With the exception of potential BOP maintenance issues, the Chief Counsel's team found no reason to believe that maintenance problems may have contributed to the blowout. However, the Chief Counsel's team believes the following issues may have compromised the rig's maintenance regime [DWH-8]:

- Transocean's RMS system may have complicated routine maintenance and monitoring. The rig crew appears to have been confused about the system, and the system issued duplicate and erroneous maintenance instructions; and
- The fact that the Deepwater Horizon had never been in dry dock may have delayed or prevented certain repairs that could only have been done onshore.

C2.3 Stability (Stabilitet/flyteevne):

- No information at this point.

C2.4 Process integrity (Prosessintegritet):

The rig crew should have diverted the well flow overboard when mud started spewing from the rig floor. The flow of mud at this point was tremendous it shot 200 feet up to the crown of the derrick. That should have prompted the crew to take immediate emergency measures [DWH-8].

The Chief Counsel's team identified some possible reasons why the BOP's emergency systems failed to activate [DWH-8].

- Explosions on the rig may have damaged connections to the BOP and thereby prevented the rig crew from using the emergency disconnect system to successfully activate the blind shear ram
- ROV hot stab activation may have been ineffective because ROVs could not pump at a fast enough rate to generate the pressure needed to activate the relevant rams; and
- BOP control pods may have been unable to activate the blind shear ram after power, communication, and hydraulic lines were severed; low battery levels in the blue control pod and solenoid faults in the yellow control pod may have prevented pod function.

Even if activated, the blind shear ram did not seal in the well on April 20 or in subsequent response efforts. Possible reasons for failing to seal include:

- The high flow rate of hydrocarbons may have eroded the BOP and created a flow path around the ram
- The BOP's blind shear ram may have been mechanically unable to shear drill pipe and shut in the well because it was not designed to operate under conditions that existed at the time. For instance, the ram may have been blocked by tool joints or other material that it was not designed to cut
- Subsea accumulators may have had insufficient hydraulic power; and

- Leaks in BOP control systems may have delayed closing the BOP, though it is unlikely that they prevented the BOP from sealing. Leaks may have existed on the BOP control system but not been identified. Identified leaks were not reported to MMS and may have been inconsistently monitored.

Some other contributing causes are presented in the recent BOP investigation report of DNV [DWH-10]. The failure cause analysis here was conducted around a single top event defined as the failure of the blind shear rams (BSRs) to close and seal the well. The primary cause of failure was a portion of drill pipe trapped between the blocks. Contributing causes to the primary cause included:

- The BSRs were not able to move the entire cross section into the shearing surfaces of the blades.
- Drill pipe in process of shearing was deformed outside the shearing blade surfaces.
- The drill pipe elastically buckled within the wellbore due to forces induced on the drill pipe during loss of well control.
- The position of the tool joint at or below the closed Upper Annular prevented upward movement of the drill pipe.
- The Upper VBRs were closed and sealed on the drill pipe.
- The flow of well fluids was uncontrolled from downhole of the Upper VBRs.

C2.5 Emergency handling (Beredskapshåndtering):

On the night of April 20, as the Deepwater Horizon burned and the rig's survivors huddled on the Bankston, the response began. Coast Guard helicopters from the Marine Safety Unit in Morgan City, Louisiana searched for missing crew members. The first Coast Guard cutter to join the search was the Pompano, with others to follow. An offshore supply vessel found two burned life rafts. Coast Guard responders knew that approximately 700,000 gallons of diesel fuel were on the rig and could spill into the Gulf. By 10:00 the next morning, planes involved in the search for survivors reported a variably-colored sheen, two miles long by half a mile wide, on the water [DWH-7].

At 10:22 a.m. on April 22, the rig sank, taking with it the diesel fuel still on board. By that time, the Coast Guard had established an Incident Command Post in a BP facility in Houma, Louisiana. BP had formed a command post in its corporate headquarters in Houston Texas shortly after the explosion, and the Coast Guard established an Incident Command Post there as well [DWH-7].

Even before the rig sank, BP and Transocean directed their attention to the 53-foot-tall blowout preventer (BOP) stack sitting atop the Macondo well. At about 6:00 p.m. on April 21, BP and Transocean began using remotely operated vehicles to try to close the BOP and stop the flow of oil and gas fueling the fire. These early operations primarily attempted to activate the BOP's blind shear ram and seal off the well. During the attempts, MMS officials were embedded, as observers, in the operations centers at Transocean and BP headquarters in Houston. Because of the emergency, on-scene personnel from BP, Transocean, and Cameron (the company that manufactured the BOP) made decisions without the need for government approvals. Beginning on April 21 and continuing throughout the effort to control the well, Secretary Salazar received daily updates through conference calls with BP's technical teams [DWH-7]. Several attempts to close the BOP or capture the well followed.

As BP realized that the early efforts to stop the flow of oil had failed, it considered ways to control the well other than by triggering the BOP. A primary option was to drill a relief well to intersect the Macondo well at its source and enable a drilling rig to pump in cement to stop the flow of oil. While it could take more than three months to drill, a relief well was the only source-control option mentioned by name in BP's Initial Exploration Plan. Industry and government experts characterized a relief well as the only likely and accepted solution to a subsea blowout. BP had begun looking for available drilling rigs on the morning of April 21; it secured two, and began drilling a primary relief well on May 2 and a back-up well on May 17.

C2.6 Safety management/organisation (Organisasjon og ledelse/HMS-styring):

The technical failures at Macondo can be traced back to management errors by the companies involved in the incident. BP did not fully appreciate all of the risks that Macondo presented. It did not adequately supervise the work of its contractors, who in turn did not deliver to BP all of the benefits of their expertise. BP personnel on the rig were not properly trained and supported, and all three companies failed to communicate key information to people who could have made a difference [DWH-8].

- BP did not adequately identify or address risks created by last-minute changes to well design and procedures. BP changed its plans repeatedly and up to the very last minute sometimes causing confusion and frustration among BP employees and rig personnel.
- When BP did send instructions and procedures to rig personnel, it often provided inadequate detail and guidance.
- It is common in the offshore oil industry to focus on increasing efficiency to save rig time and associated costs. But management processes must ensure that measures taken to save time and reduce costs do not adversely affect overall risk. BP's management processes did not do so.
- Halliburton appears to have done little to supervise the work of its key cementing personnel and does not appear to have meaningfully reviewed data that should have prompted it to redesign the Macondo cement slurry.
- Transocean did not adequately train its employees in emergency procedures and kick detection, and did not inform them of crucial lessons learned from a similar and recent near-miss drilling incident.

What the men and women who worked on Macondo lacked and what every drilling operation requires was a culture of leadership responsibility. In remote offshore environments, individuals must take personal ownership of safety issues with a single-minded determination to ask questions and pursue advice until they are certain they get it right [DWH-8].

C3. Consequences (Konsekvenser)

See A2, B1 and B3.

PART D: LESSONS LEARNED AND CORRECTIVE ACTIONS (LÆRINGSPUNKTER OG TILTAK)

D1. Main official lessons (Hovedlæringspunkter)

In general (Generelt)

D2. Main official recommendations (Viktige anbefalinger) (Generelt)

(Proposed)

The President Commission's recommendations for addressing the causes and consequences of the Deepwater Horizon accident with focusing on the government's role were as follows [DWH-7]:

- Improving the Safety of Offshore Operations
- Safeguarding the Environment
- Strengthening Oil Spill Response, Planning, and Capacity
- Advancing Well-Containment Capabilities
- Overcoming the Impacts of the Deepwater Horizon Spill and Restoring the Gulf
- Ensuring Financial Responsibility
- Promoting Congressional Engagement to Ensure Responsible Offshore Drilling

D2.1 Drilling/well (Boring/brønn):

Recommendations from the Department of Interior are grouped in three categories: I. Blowout Preventor Equipment and Emergency Systems, II. Procedures to Ensure Adequate Physical Barriers and Well Control Systems are in Place to Prevent Oil and Gas from Escaping into the Environment. III. Organizational and Safety Management [DWH-1].

BPs internal investigation grouped their recommendations in eight categories [DWH-2]:

- 1: Procedures and Engineering Technical Practices
- 2: Capability and Competence
- 3: Audit and Verification
- 4: Process Safety Performance Management
- 5: Cementing Services Assurance
- 6: Well Control Practices
- 7: Rig Process Safety
- 8: BOP Design and Assurance

D2.2 Maintenance (Vedlikeholdsstyring):

- The International Association of Drilling Contractors should review and consider the need for a program for subsea engineering certification of personnel who are responsible for the maintenance and modification of deepwater BOPs and control system [DWH-2].
- The BP's minimum requirements for drilling contractors' BOP maintenance management systems should be strengthened. It should require drilling contractors to: Demonstrate that their maintenance management systems meet or exceed BP's minimum requirements. Perform self-audits and report results to confirm conformance with their own management systems [DWH-2].
- Prior to spudding any new well from a floating vessel, the operator will be required to obtain a written and signed certification from an independent third party attesting that, on or after the date of this report, a detailed physical inspection and design review of the BOP has been conducted in accordance with the Original Equipment Manufacturer specifications and that: (i) the BOP will operate as originally designed, and (ii) any modifications or upgrades to the BOP stack conducted after delivery have not compromised the design or operation of the BOP [DWH-1].
- The Department of Interior will investigate new certification requirements for BOP equipment and other components of the BOP stack such as control panels, communication pods, accumulator systems, and choke and kill lines. In addition, the Department will develop a system to make BOP certifications publicly available in order to increase transparency and accountability [DWH-1].
- The Department of Interior will develop surface and subsea testing of ROV and BOP stack capabilities. These will include: 1) Surface and subsea function and pressure testing requirements to ensure full operability of all functions (emergency disconnect of the LMRP and loss of communication with the surface control pods (e.g., electric and hydraulic power)). 2) Third party verification that blind-shear rams will function and are capable of shearing the drill pipe that is in use on the rig. 3) ROV performance standards, including surface and subsea function testing of ROV intervention ports and ROV pumps, to ensure that the ROV can close all shear- and pipe rams, close the choke and kill valves, and unlatch the LMRP. Protocols for function testing autoshear, deadman, emergency disconnect systems, and acoustic activation systems. 5) Mandatory inspection and testing of BOP stack if any components are used in an emergency (e.g., use of pipe or casing shear rams or circulating out a well kick). [DWH-1].

D2.3 Stability ([Stabilitet/flyteevne](#)):

- See details in Chapter 7 of main report

D2.4 Process integrity ([Prosessintegritet](#)):

- See details in Chapter 6 of main report

D2.5 Emergency handling ([Beredskapshåndtering](#)):

- See details in Chapter 9 of main report

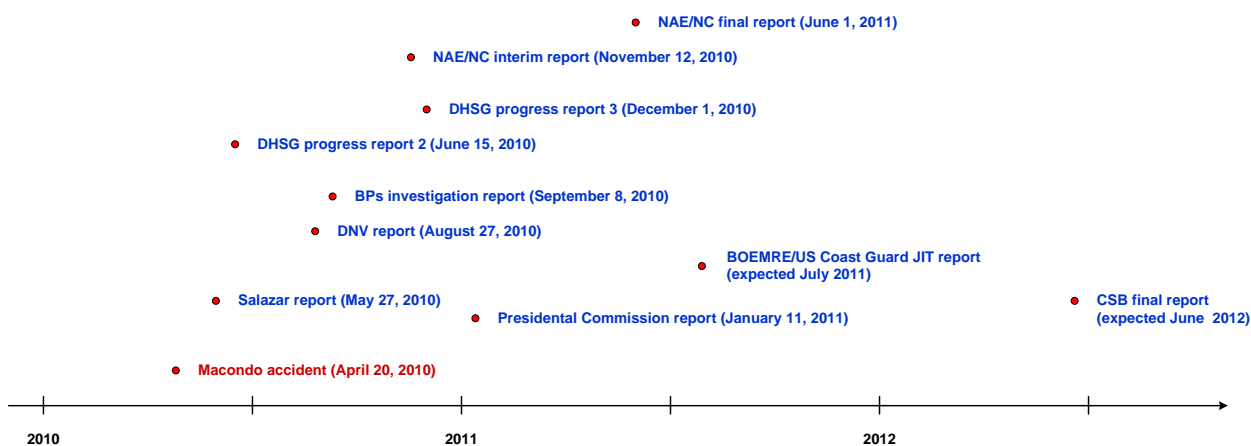
D2.6 Safety management/organisation ([Organisasjon og ledelse/HMS-styring](#)):

- See details in Chapter 10 of main report

D3. Feedback on corrective action implementation ([Tiltaksoppfølging – effekt av tiltak](#))

PART E: SOURCES OF INFORMATION AND REFERENCES ([REFERANSER](#))

E1. Official reports ([Offisielle rapporter](#))



[DWH-1] Department of the Interior: Increased Safety Measures for Energy Development on the Outer Continental Shelf (“Salazar-rapporten”; 27.05.10).

[DWH-2] BP: Deepwater Horizon. Accident Investigation Report (08.09.10).

[DWH-7] National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling: Deepwater. The Gulf Oil Disaster and the Future of Offshore Drilling. Report to the President; 11.01.11.

[DWH-8] Chief Counsel’s Report 2011 (addition to the Report to the President); 17.02.11.

E2. Other relevant references ([Andre relevante kilder](#))

APPENDIX ([VEDLEGG](#))

Montara

PART A: GENERAL ACCIDENT AND SYSTEM CHARACTERISTICS (GENERELL INFORMASJON)

A1. Date (Tidspunkt)

Utblåsningen startet den 21. august 2009, kl. 07:30 og plattformen tok fyr den 1. november 2009 kl 12:10. Den ukontrollerte strømmen av olje og gass ble stoppet og brannen slukket den 3. november kl 15:48.

A2. Accident type and severity (Ulykkestype og alvorlighet)

Ukontrollert utblåsning av olje og gass på en brønnhodeplattform på ca. 77 meters vandyp og som det tok 10 uker å stoppe gjennom boring av en drepebrønn. Utblåsningen skjedde under forberedelse til å ferdigstille en brønn for produksjon. Brønnen hadde vært midlertidig forlatt i ca. 5 måneder etter avslutning av selve boreoperasjonen nede i oljereservoaret.

Det var ingen umiddelbar eksplosjon eller brann som følge av utblåsningen, men en antennelse skjedde etter at drepebrønnen hadde penetrert utblåsningsbrønnen nede i undergrunnen og etter at man startet pumping av tungt slam i denne. Brønnen ble endelig drept og brannen stoppet etter to dager.

Ingen liv gikk tapt under denne ulykken. På ulike tidspunkt dekket oljen eller oljefilm et areal på 90.000 km². Det er uklart hvor mye olje som slapp ut, men et anslag på 29.600 fat i løpet av de 74 dagene er gjort.



(Kilde: PTTEPAA)



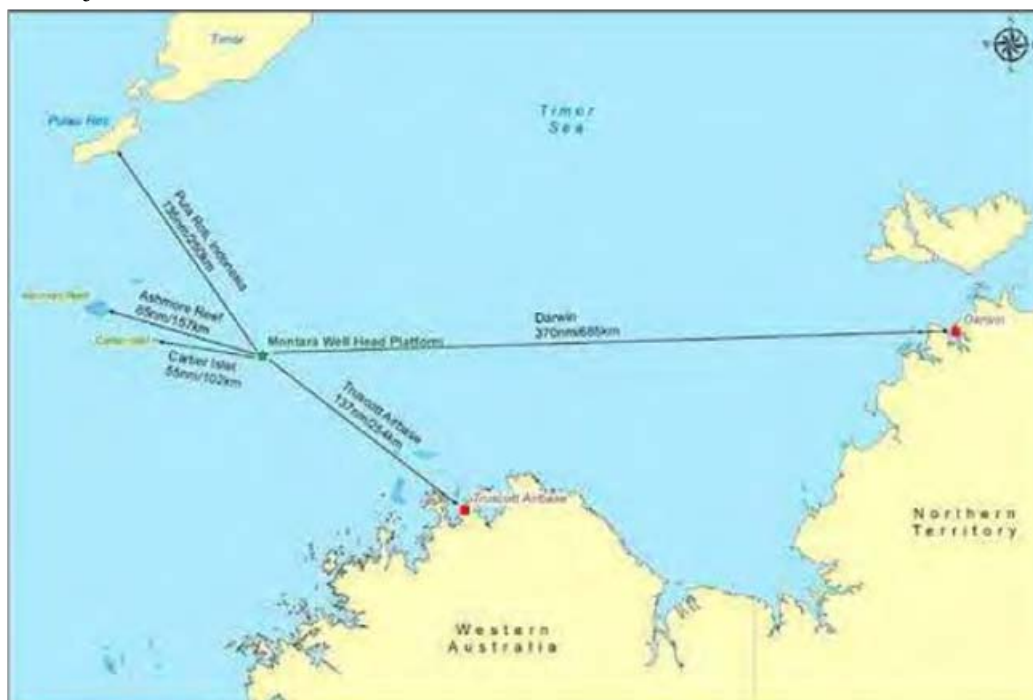
(Kilde: NOPSA, ukjent org. kilde)



(Kilde: PTTEPAA)

A3. Accident location (Sted)

Timorsjøen, ca 250 km nordvest av Vest Australia.

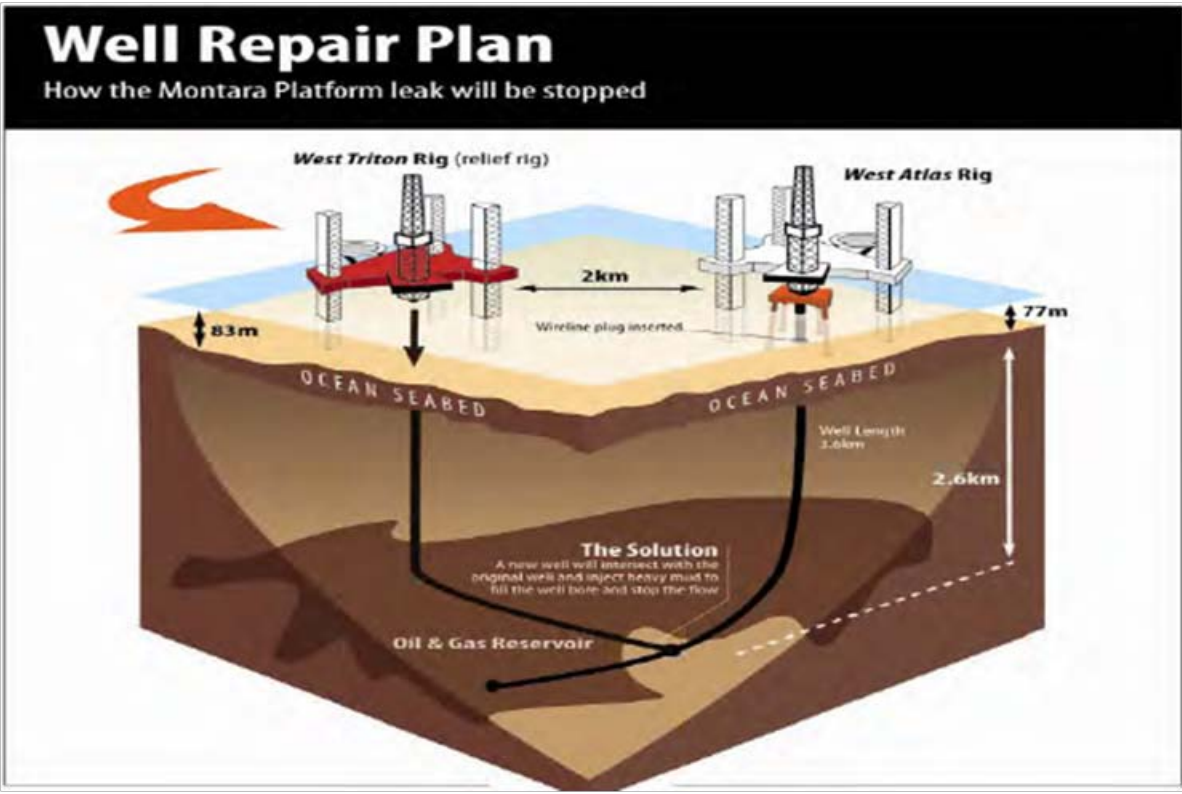
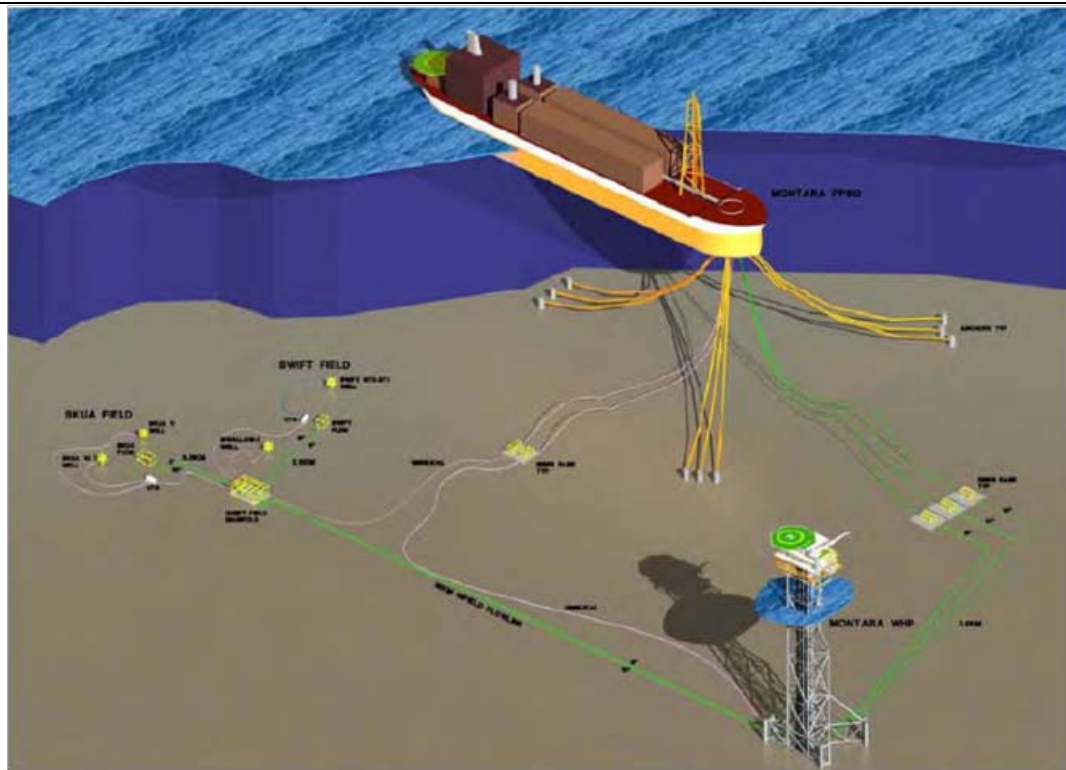


A4. Short description of system involved (Systembeskrivelse, inklusive relevant historikk)

The Montara Development Project is owned and operated by PTTEPAA, a subsidiary of the Thai company PTT Exploration and Production Public Company Limited (PTTEP). The Montara Oilfield includes four production wells (H1, H2, H3 and H4) and a gas injection (GI) well. In addition, there are two production wells in the Skua Oilfield and three production wells in the Swift/Swallow Oilfield. Facilities include a WHP at the Montara Oilfield, and are intended to include a Floating Production, Storage and Offloading (FPSO) facility for processing, as illustrated below.

Bore og brønnoperasjoner skjer ved at den oppjekkbare boreriggen West Atlas legger seg inntil brønnhodeplattformen og sliser et boretårn over plattformen for tilgang til de enkelte brønnsliissene. Begge innretningene er altså bunnfaste under operasjon og produksjon.

Produksjonsbrønnene forbores i serie ned til reservoaret. Etter å ha ferdigboret brønn H1 ble den midlertidig plagget og boreriggen forlot feltet. Etter noen måneder kom den tilbake for å komplettere brønnen og klargjøre til produksjon. Under forberedelse til å gå inn i brønnen fikk man en ukontrollert utblåsning og som også tok fyr under boring av en avlastningsbrønn. Avlastningsbrønnen ble boret fra den oppjekkable borerigg West Triton som vist under. Det var en avstand på 2 kilometer mellom West Triton og West Atlas.





(Kilde: Add Energy,[1]).

A5. Description of activity/operation and parties/stakeholders involved (Aktiviteter og involverte parter)

Ansvarlig myndighet; NT DoR (Northern Territory Department of Resources).

Operatør; Det Thailand-baserte oljeselskapet PTT Exploration and Production Company Ltd (PTTEP) sitt datterselskap i Australia, PTTEP Australia Ashmore-Cartier Pty Ltd (PTTEP AA).

Borekontraktør produksjonsbrønner; Atlas med den oppjekkbare boreriggen West Atlas.

Sementeringsjenester; Halliburton

Borekontraktør avlastningsbrønn; SeaDrill med den oppjekkbare boreriggen West Triton.

A6. Context of accident (Ytre forhold og omstendigheter)

Det er ikke rapportert om noe ytre forhold vanskelige værforhold eller lignende som kan ha påvirket hendelsesforløpet. De operasjonelle betingelsene var heller ikke spesielt vanskelige og i sum så kan omstendighetene rundt ulykken beskrives som dårlig håndverk fra alle de involverte parter.

PART B: ACCIDENT DESCRIPTION (ULYKKESBESKRIVELSE)

B1. Main scenario and hazardous phenomena (Scenario)

Hendelsesbeskrivelse, ref. granskningsrapporten [MON-1]:

On 21 August 2009 at about 5.30am (CST) the H1 Well kicked and discharged approximately 40 barrels of fluid and gas. At the time of the kick, the derrick and cantilever (and BOP) of the West Atlas were positioned over the H4 Well. The unexpected discharge of 40 barrels of fluid and gas caused the West Atlas' gas alarms to activate and personnel on board the West Atlas were instructed to assemble at their muster locations in accordance with West Atlas' emergency response procedures. Shortly after the initial kick, the discharge from the H1 Well subsided and personnel were stood down from their muster stations and directed to return to normal duties. Preparations commenced to skid the cantilever of the West Atlas over to the H1 Well to enable installation of an RTTS packer in the H1 Well so as to secure it and prevent further unexpected discharge of fluid and gas.

At approximately 7.30 am (CST) as the skidding of the cantilever was about to begin, the H1 Well kicked again, this time discharging a large quantity of fluid and gas from the wellbore. A column of fluid was expelled and continued to flow from the H1 Well, hitting the underside of the West Atlas and cascading

from the Montara WHP into the Timor Sea. Once again the West Atlas gas alarm sounded and all personnel assembled at their muster locations in accordance with West Atlas' emergency response procedures. Calls were placed to the PTTEPAA Drilling Superintendent and to the West Atlas Rig Manager in Perth to notify them of the Blowout and of the decision to evacuate the West Atlas.

Between about 7.35am and 7.45am on 21 August 2009, all non-essential personnel were evacuated from the West Atlas using lifeboats #1 and #2 and the West Atlas' main engines were shut down. At about 8.10am all remaining personnel were evacuated from the West Atlas using lifeboat #3. The three lifeboats conveyed all 69 personnel from the West Atlas.

B2. Detailed description of systems, processes, hazards, substances and materials involved (Detaljert beskrivelse av systemer, operasjoner, prosesser, materialer, etc.)

(Elaborating on A4. E.g., particular challenges such as deep water/HPHT. Provide illustrations/pictures if suitable/useful).

B3. Description of accident and circumstances (Beskrivelse av ulykken og omstendigheter)

Mellom januar og april 2009 var den oppjekkbare boreriggen West Atlas posisjonert over Montara's brønnhodeplattform for å utføre boreoperasjoner med Atlas som borekontraktør. Halliburton var leverandør av sementtjenester.

Underveis i boreprosessen for brønn H1 ble det søkt og innvilget en endring i boreprogrammet for å gjøre et sidesteg i brønnen for å bedre penetrere reservoaret. Mellom 2 og 7. mars 2009 ble brønnen boret til en total lengde på 3.796 meter og til et sant vertikalt dyp på 2.654 meter målt fra boredekket. Ca. 700 meter av brønnen i reservoaret var nær horisontal.

6. og 12. mars 2009 ble det søkt og innvilget en løsning for midlertidig plugging av brønnen med bruk av blant annet "pressure containing anti-corrosion caps" (PCCCs). Disse ble planlagt brukt både for både 9 5/8" (produksjonsforingsrør) og 13 3/8" (overflateforingsrør). Dette erstattet bruk av en øvre sementplugg satt inne i 9 5/8" røret mens den nedre sementpluggen ble planlagt sementert på vanlig måte i reservoaret. Lokket for 13 3/8" ble imidlertid aldri installert. Leverandøren av PCCC "lokkene", GE Oil&Gas, forklarte senere under undersøkelsen at disse ikke er ment brukt som trykkbarrierer og hadde heller ikke kjennskap til tester for dette formålet. Da heller ikke brønnen ble komplettert med bruk av tungt slam for å oppnå hydrostatisk kontroll ved en eventuell svikt i primærbarrieren hadde man i prinsippet ingen trykkbarriere i brønnen i en slik situasjon.

Det oppsto problemer med sementering av bunnhullsrøret for å etablere en mekanisk primærbarriere. Det var sannsynlig svikt i en nedihulls ventil som skulle hindre tilbakestrømming av sement og man fikk dermed retur av sement i brønnen. Dette ble rapportert fra riggen og det ble gitt beskjed fra land om å pumpe denne ned igjen og så stenge igjen brønnen for å holde trykket oppe til sementen herdet. Det å pumpe sementen ned igjen er ikke en anbefalt industripraksis på grunn av stor fare for forurensning av sementen og medførte sannsynligvis en såkalt "wet shoe". Integritet av den sementerte brønnskoen er dermed ikke oppnådd som en brønnbarriere. Den sementerte skoen ble heller ikke forskriftsmessig testet eller logget før boreriggen forlot feltet i april 2009 for å utføre operasjoner på andre oljefelter.

Boreriggen kom tilbake 19. august for å slutføre brønnoperasjonene på Montaro-feltet. Etter tilkobling til produksjonsplattformen ble det oppdaget rust på gjengene av 13 3/8" foringsrøret da dette hadde stått ubeskyttet. Lokket på 9 5/8" røret måtte også fjernes for å kunne komme til med rensutstyr. Boretårnet ble dermed slisket over til et par av de andre brønnene for annet arbeid i påvente av rengjøringen. H1 brønnen hadde ingen BOP påkoblet i mellomtiden. Beskyttelseslokket var heller ikke blitt satt tilbake på plass før ulykken skjedde.

Etter et brønnsparke noen timer før selve utblåsningen ble evakuering av plattformen forberedt og var et forvarsel på hva som var i ferd med å skje. Boretårnet ble slisket over H1 for å sette en mekanisk plugg i brønnen for å forhindre ytterligere utstrømning. En ukontrollert utblåsning skjedde så og riggen ble evakuert med alt personell på 69 mennesker. Dette medførte imidlertid ingen antennelse på riggen. Det ble ikke gjort forsøk på å drepe brønnen fra toppen, men en drepebrønn fra riggen West Triton eid og operert av SeaDrill Ltd ble i stedet forberedt og boret. Antennelse og eksplosjon skjedde så under ferdigstilling av denne innpumping av tungt slam nede i brønnen. Eksplosjonen skyldtes sannsynligvis at gass og sement ble trengt ut av borehullet og antent av en gnist da sementfragmenter traff noe metall på riggen. Brannen pågikk i to dager før brønnen endelig ble drept og brannen slukket.

B4. Timeline of events (Tidslinje av viktige hendelser)

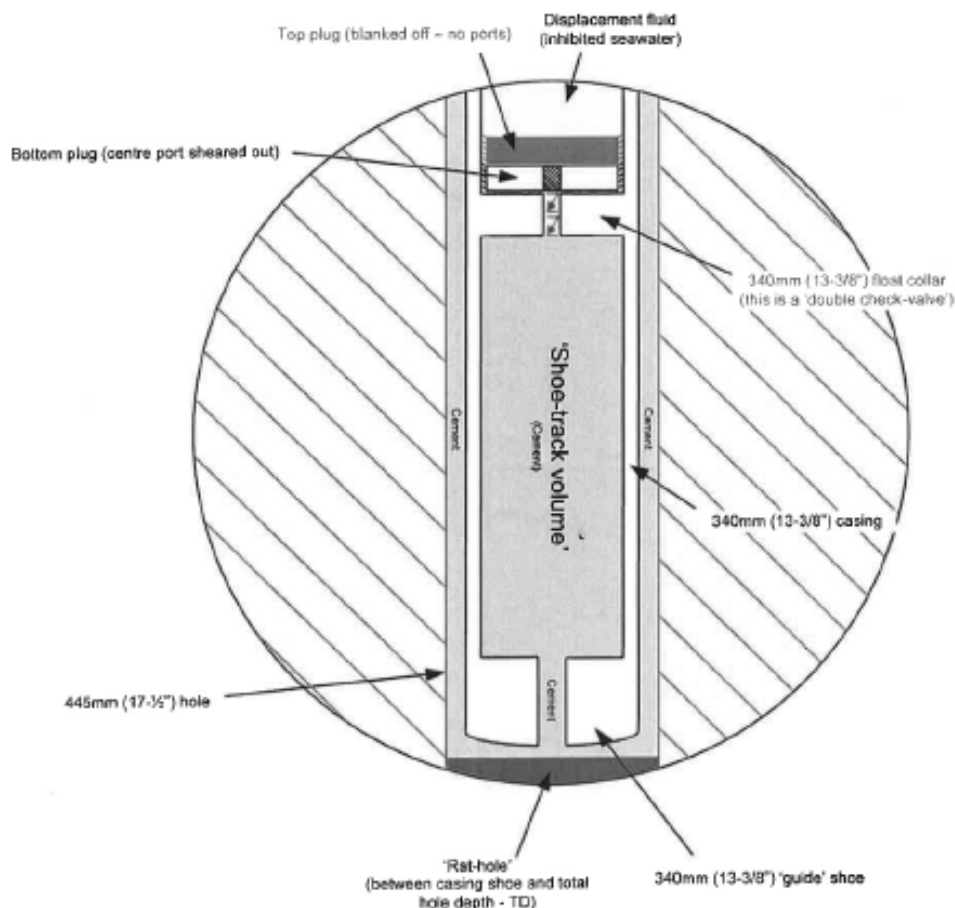
Beskrevet i B3.

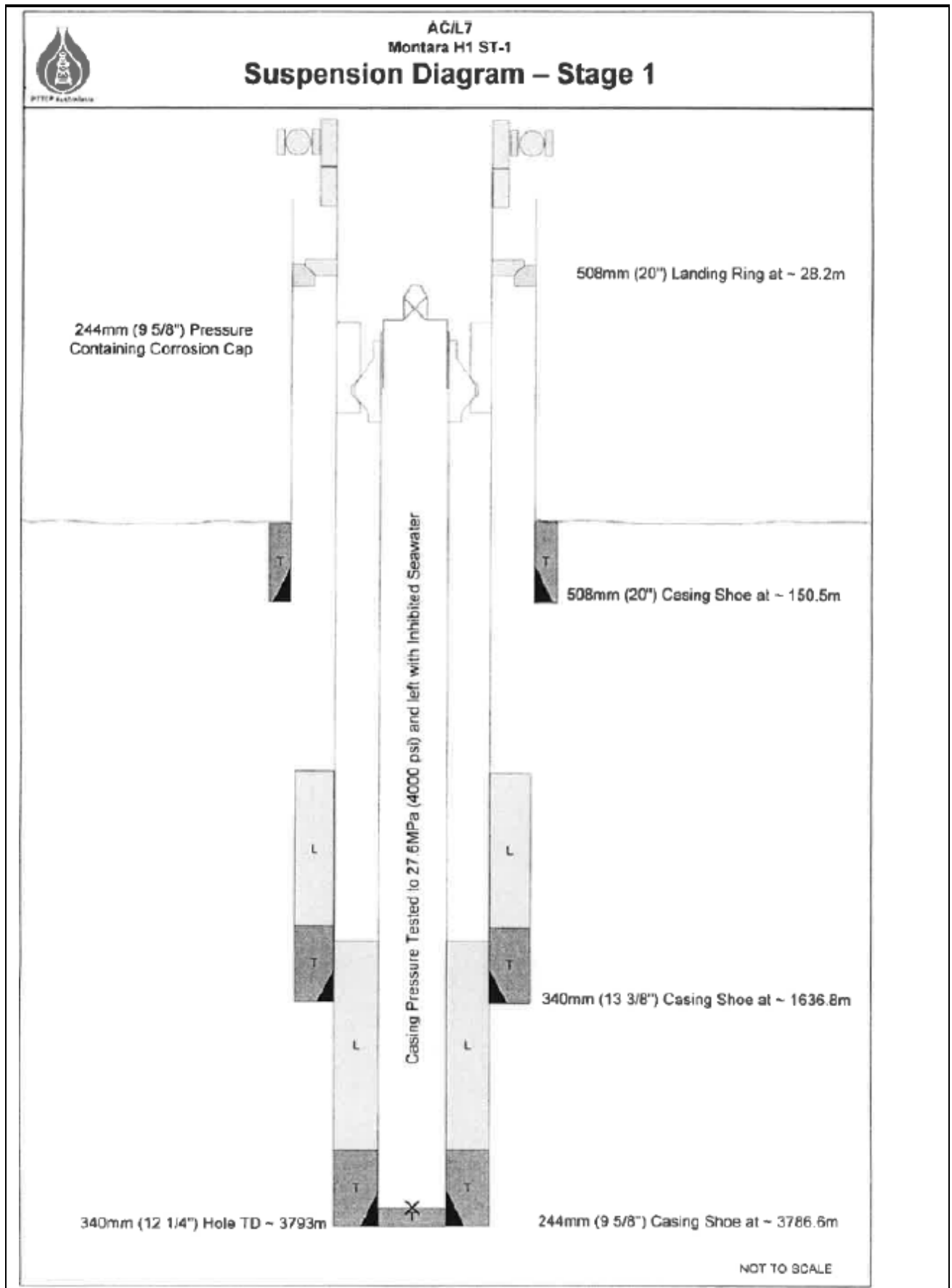
PART C: CAUSES AND CONSEQUENCES (ÅRSAKER OG KONSEKVENSER)

C1. Initiating event and direct causes (Initierende hendelse og direkteårsaker)

The absence of tested barriers was a proximate cause of the Blowout, [MON-1].

Sentralt i ulykkesforløpet sto sementering og etablering av integritet av bunnhullspluggen som del av primærbarrieren.





C2. Root causes (Bakenforliggende årsaker - MTO)

Generelt

Yet this [i.e. no tested barriers] itself reflected systemic errors of a more deep seated kind within PTTEPAA. In that sense, the Inquiry considers the following systemic and interrelated factors indirectly contributed to the Blowout: [MON-1] (forkortet):

- a. PTTEPAA's Well Operations Management Plan (WOMP) for the H1 Well and Well Construction Standards (which form part of the WOMP) were themselves inadequate.
- b. Senior PTTEPAA personnel had only limited experience of batch drilling and batch tieback operations and did not fully comprehend the implications of such operations.
- c. A number of aspects of PTTEPAA's Well Construction Standards were at best ambiguous and open to different interpretations.
- d. Irrespective of the adequacy of PTTEPAA's Well Construction Standards, the company's personnel on the rig demonstrated a manifestly inadequate understanding of their contents and knowledge of what they required (for example, the requirement that all barriers be tested and verified in situ).
- e. PTTEPAA's senior personnel on the rig and onshore were also deficient in their decision -making and judgments in relation to a number of important matters. The associated failure of West Atlas personnel (the rig operator hereafter referred to as Atlas) to subsequently recognise the problems in the cementing job also reflects poorly on them.
- f. PTTEPAA's records and communication management were defective, particularly the exchange of information between rig and shore, between night and day shifts, between offline and online operations and in relation to milestones such as the installation of secondary barriers
- g. There was systemic failure of communication between PTTEPAA and Atlas Personnel, particularly with the Offshore Installation Manager (the OIM) and between rig and onshore personnel of both companies.
- h. A further systemic issue concerns the relationship between PTTEPAA and the rig operator, Atlas. The relationship between PTTEPAA and Atlas needed to be more formalised, with mutual explicit sign off on important decisions affecting safety, well integrity and the environment.
- i. A contributing factor to PTTEPAA's systemic errors extends to its onshore management and governance structure. There was insufficient attention paid to putting in place mechanisms to assess and manage project risks, the competence of key personnel, the adequacy of WOMPs, and the interaction with contractors.
- j. PTTEPAA's actions appears to have been to get the job done without delay. For example, PTTEPAA took a decision that it would be convenient from time to time to park the Blowout Preventer (BOP) on the H1 Well rather than to install the 13 3/8" PCCC as required by the regulator; and when things went wrong, such as the difficulty with the cementing and the corrosion of the 13 3/8" casing threads on the H1 Well leading to the removal of the 9 5/8" PCCC, PTTEPAA pursued an expeditious but flawed response.
- k. The manifest failures within PTTEPAA extended to the interactions that the company had with the regulator, the NT DoR which, in the Inquiry's view, had become far too comfortable. The Inquiry is of the view that PTTEPAA engaged with the regulator as if it were a 'soft touch'.

In essence, the way that PTTEPAA operated the Montara Oilfield did not come within a ‘bull’s roar’ of sensible oilfield practice. The Blowout was not a reflection of one unfortunate incident, or of bad luck. What happened with the H1 Well was an accident waiting to happen; the company’s systems and processes were so deficient and its key personnel so lacking in basic competence, that the Blowout can properly be said to have been an event waiting to occur [MON-1].

Specific causal factors (Spesifikke forklaringsfaktorer):

C2.1 Drilling/well (Boring/brønn):

- Svikt i primærbarriere og manglende sekundærbarriere
- Dårlig sementjobb og manglende testing
- Fulgte ikke god industripraksis
- Dårlig ledelsesoppfølging og manglende risikoforståelse

C2.2 Maintenance (Vedlikeholdsstyring):

- The 13^{3/8}” PCCC was never installed. If the 13^{3/8}” PCCC had been installed it would have operated as a secondary barrier against a blowout. The absence of the 13^{3/8}” PCCC resulted in corrosion of the threads of the 13^{3/8}” casing [MON-1]. This, in turn, led to the removal of the 9^{5/8}” PCCC in August 2009 in order to clean the threads, thereby leaving the H1 Well without any secondary barriers against a blowout (both PCCC were gone). The Blowout occurred approximately 15 hours after removal of the 9^{5/8}” PCCC. If the 9^{5/8}” PCCC had remained in place, or been re installed, the Blowout would not have occurred [MON-1].

C2.3 Stability (Stabilitet/flyteevne):

- Ikke aktuelt (bunnfast installasjon)

C2.4 Process integrity (Prosessintegritet):

BOP var ikke tilgjengelig pga lokalisert over annen brønn (“batch drilling”). Ellers er det lite i rapporten som peker på problemer med systemer oppe på plattformen. En fikk gass deteksjon i begge tilfeller (tidlig “burp” og ved selve utblåsinga). En fikk ingen umiddelbar antennelse på Montara. Brønnen antente senere i forbindelse med boring av avlastningsbrønn trolig fordi ekstra gas ble blåst inn i brønnen.

C2.5 Emergency handling (Beredskapshåndtering):

- The Inquiry is of the view that the actions of Atlas and PTTEPAA personnel on board the *West Atlas* on 21 August 2009 in the immediate aftermath of the Blowout are to be commended. The safe evacuation of 69 personnel from a highly flammable environment without notable incident is testament to the effective emergency response procedures developed by Atlas for use on board the *West Atlas* and to their smooth execution.
- In the hours following the Blowout, PTTEPAA contacted and engaged ALERT Disaster Control – well control engineering and management, to provide specialist advice and well control services in relation to the Blowout. The Inquiry has no reason to question the expertise of ALERT. All of the indicators suggest that it carried out its role effectively. It is notable, however, that ALERT has not made any effort to engage with the Inquiry and provide it with information that may be of assistance to the petroleum industry and to regulators in Australia and around the world.
- First exploration of options to stop the blowout: deluge the *West Atlas* with seawater to reduce the risk of ignition and simultaneously prepare 1) board the WHP/*West Atlas* and undertake surface capping of the H1 well and 2) drill a relief well
- Abandonment of water deluge proposal: The Inquiry heard that while PTTEPAA believed, based on advice from well control specialists such as ALERT, that the risk to personnel on vessels located in the vicinity of the WHP/*West Atlas* was an acceptable risk, its failure to convince NOPSA of this was a deciding factor in PTTEPAA’s abandonment of the proposed water deluge operations. Additionally, PTTEPAA was under the impression that NOPSA would prioritize the safety of

personnel above environmental and property damage. The Inquiry notes that PTTEPAA's efforts may have benefited from greater identification and inclusion of ALERT in its engagement strategy, especially given the novel situation that faced both PTTEPAA and NOPSA.

- Surface capping was not performed, mainly due to significant risk to human life. The Inquiry finds that while surface capping of the H1 Well clearly carried with it significant risk to the safety of personnel involved in such operations, there may have been some room for further consideration of the option in light of ALERT's recommendations to PTTEPAA. It appears that there was little in the way of consultation between PTTEPAA and NOPSA in relation to the surface capping option, in particular in relation to ALERT's involvement in assessing the risks involved
- Subsea well control was considered, but was not proceeded because of the risk of divers in the water in the vicinity of the WHP/West Atlas and practical issues related to the ROV and maneuvering a 15 t mackinaw required to crush the casing
- The Inquiry has some concerns in relation to the apparent lack of collaboration between PTTEPAA and NOPSA insofar as considering all available well control options was concerned. The Inquiry observed a reluctance on the part of PTTEPAA to commit ongoing resources to engaging in a more collaborative response, and a similar reluctance on the part of NOPSA to reach outside the boundaries of its current operator engagement policy.⁴¹⁷ This was an emergency situation and one that clearly required NOPSA and PTTEPAA to work more closely together than they ultimately did.
- On 23 August PTTEPPA had decided to drill the Relief Well whilst simultaneously continuing to consider alternative well control options.
- On 13 September 2009, just over 3 weeks after the start of the Blowout, the West Triton commenced Relief Well drilling operations. PTTEPAA contacted ENI Australia (ENI) 431 to enquire as to the availability of the Ocean Shield jack-up rig, it was advised that the rig could be available in six to nine days. This was because the Ocean Shield was at a critical point in its drilling program from which it was unable to withdraw safely and quickly. PTTEPAA was further advised that it would need to provide indemnities against any contractual penalties incurred by ENI if the Ocean Shield rig was unable to meet its existing commitment in the Blacktip field as a consequence of engagement by PTTEPAA for the purposes of relief well drilling.
- After 4 unsuccessful attempts and approximately 10 weeks after the Blowout, the Relief Well successfully intercepted the H1 Well on the morning of 1 November 2009.
- PTTEPAA had engaged with industry experts in order to peer review the drilling of the Relief Well and to advise industry of other options under consideration. In this regard, the Inquiry heard from PTTEPAA that representatives of Woodside, Inpex, Chevron, Apache, Total, AGR Drilling, Seadrill, SPD, Schlumberger, Vermilion Oil and Gas, Boots & Coots and PTTEPAA's parent company met with PTTEPAA on 26 October 2009 just prior to the fifth attempt to intersect the H1 Well, and 'consensus was reached (...) that the approach preferred by PTTEPAA with respect to the Relief Well was the most appropriate approach in the circumstances'.
- The Inquiry has received no further evidence as to the cause of the fire that broke out on the WHP on 1 November 2009. The Inquiry does not consider that the cause of the fire is a matter of contention and as such does not address this aspect of the Blowout further While a number of issues arose for PTTEPAA in responding to the Blowout, ultimately the Inquiry finds that PTTEPAA carried out its response effort diligently and with vigour and a due sense of urgency. The Inquiry finds that while securing the H1 Well appears to have taken a not insignificant amount of time, the exigencies of the particular situation and location of the Montara Oilfield contributed significantly to the response's extended timeframe, and PTTEPAA acted appropriately in the circumstances in undertaking to drill the Relief Well.
- The Inquiry commends the offshore petroleum industry for what appears to the Inquiry to have been a cohesive and responsive approach to the difficulties faced by PTTEPAA in responding to the Blowout, through regular contribution as subscribers to AMOSC, the peer review process, and through direct support and advice offered and provided, upon request, to PTTEPAA.

C2.6 Safety management/organisation (Arbeidsmiljø/HMS-styring):

- Mangelfull risikoforståelse Mannskapet hadde feil oppfattelse av barrieresystemet – de trodde at væsken i casingen var overbalansert pga. poretrykk og derfor fungerte som en barriere. Ingen testing og verifikasjon av noen barrierer før avslutning av operasjon. Tilsvarende; riggpersonalet så ikke problemene rundt sementering av 9 5/8” casingsko. Dermed hadde de feil bilde av risiko etter at operasjonen var avsluttet.
- Mangelfull risikostyring
 - Risiko var ikke identifisert i de tilfeller de skulle vært det, og ikke vurdert godt nok når de var identifisert.
 - Ingen plan for hvordan PTTEPAA skulle adressere risiko som påvirket brønnintegritet under boring, 'suspension' og 're-entry' av Montara-brønnen.
 - Ingen formell identifikasjon av farer og vurdering av risiko i forbindelse med endring i installasjonen av PCCC, som skulle fungere som sekundærbarrierer.
- Ansvar og roller
 - Forholdet mellom PTTEPAA og Atlas burde vært mer formalisert med gjensidig godkjenning av viktige beslutninger om sikkerhet, brønnintegritet og miljø.
 - For de to kritiske prosedyrene, sementeringsarbeidet og fjerning av 9 5/8” PCCC, ble beslutningene tatt av nøkkelpersoner i PTTEPAA. Atlas-personell var ikke involvert i beslutningene. Granskningsrapporten tydeliggjør at Atlas-personell likevel burde ha oppdaget disse manglene, spesielt ift. sementeringsjobben.
- Informasjonsflyt, kommunikasjon og samhandling mellom aktører
 - Systematisk svikt i kommunikasjonen mellom PTTEPAA og Atlas-personell, spesielt på plattform, men også mellom rigg og landorganisasjon i begge selskaper.
 - Informasjonsflyt mellom rigg og landorganisasjon, mellom natt- og dagskift, mellom ”offline” og ”online operations” og i forbindelse med milepæler var mangelfull.
 - Samme selskap (Halliburton) var ansvarlig for sementeringsjobben både på Montara og Macondo. Svikt i sementeringen var en viktig årsaksfaktor ved begge ulykkene.
- Produksjon versus sikkerhet (målkonflikter) PTTEPAAs rådende filosofi synes å ha vært å få ”utført jobben uten forsinkelse”. F.eks. var det mer beleilig å sette BOP på H1- brønnen i stedet for å installere 13 3/8 PCCC som var myndighetskrav.
- Beslutningstaking Som en følge av at PTTEPAAs system og prosesser var mangelfulle og at nøkkelpersoner ikke hadde riktig kompetanse for denne type operasjoner, hevder granskningsrapporten at ulykken ”ventet på å skje”.
- Prosedyrer, standarder og styringssystemer PTTEPAAs brønnkonstruksjonsstandarder var tvetydige og åpnet for forskjellige fortolkninger. Både PTTEPAA-ansatte og kontraktører tolket aspekter i brønnkonstruksjonsstandardene forskjellig.
- Kompetanse, erfaring og kunnskap
 - Nøkkelpersonell både fra PTTEPAA og Atlas hadde ikke tilfredsstillende kunnskap og ekspertise relatert til sementeringsoperasjoner.
 - Seniorpersonell hadde liten erfaring i 'batch'-operasjoner. Dermed var det ingen forståelse for implikasjonene av slike operasjoner.
 - Uavhengig av svakheter i PTTEPAAs brønnkonstruksjonsstandarder (se rad over), viste personellet på riggen utilfredsstillende forståelse av innholdet, samt utilstrekkelig kunnskap om hva standardene krevde (f.eks. at alle barrierer må testes).
- Selskapsstyring og toppledelse
 - Det var direkte linje fra PTTEPAA til adm. dir. i moderselskapet i Thailand. Denne strukturen har skapt en lite tilfredsstillende oppmerksomhet rundt risikostyring, kompetanse, kvalitet av boreplaner og samhandling med kontraktører. Toppledelsens styring relatert til sikkerhet har vært mangelfull.
 - Granskingen viser at måten PTTEPAA har opptrådt på i forhold til granskningskommisjonen og NOPSA i etterkant av ulykken, understreker en dårlig selskapsstyring i forhold til sikkerhet.

<p>C3. Consequences (Konsekvenser) Not elaborated.</p>
<p>PART D: LESSONS LEARNED AND CORRECTIVE ACTIONS (LÆRINGSPUNKTER OG TILTAK)</p>
<p>D1. Main official lessons (Hovedlæringspunkter)</p>
<p>D2. Main official recommendations (Viktige anbefalinger) The investigation report provides mainly technical recommendations</p>
<p><u>D2.1 Drilling/well (Boring/brønn):</u></p> <ul style="list-style-type: none"> •
<p><u>D2.2 Maintenance (Vedlikeholdsstyring):</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • PCCCs should be installed in a timely manner for the current well design (for example, to prevent corrosion in the MLS apparatus). Non-installation in order to park a BOP is not acceptable [MON-1].
<p><u>D2.3 Stability (Stabilitet/flyteevne):</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Ikke aktuelt.
<p><u>D2.4 Process integrity (Prosessintegritet):</u> Ingen spesifikk tiltak knyttet til prosessintegritet i [MON-1].</p>
<p><u>D2.5 Emergency handling (Beredskapshåndtering):</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Collaboration between the regulator and the operator:</i> In the future, and in the interests of ensuring that all possible well control options are comprehensively pursued to exhaustion, decisions as to well control response options should be the result of collaboration between the regulator and the operator rather than leaving one party to make unilateral judgments as to the appropriateness of various well control operations • <i>Regulator's power to direct operator to use particular rigs for well control operations.</i> The regulator, rather than the responsible Minister, should be given the power to direct an operator to use a particular rig for the purpose of well control operations, if appropriate in the circumstances, and the power should be used in the future if that rig is the best option available. This would necessarily involve the operator fully compensating for the use of the rig and any other associated costs. The Inquiry suggests that this power could be invoked and given effect as a condition of an operator's licence. • <i>Relief well rigs.</i> The regulatory regime should also impose an obligation on an operator to ascertain the availability, and provide details to the regulator, of any potential relief well rigs, prior to the commencement of drilling operations • <i>Experts.</i> NOPSA develop a policy of engagement with operators so as to enable experts (including safety experts) to canvas all available options for well control in the event of a blowout.
<p><u>D2.6 Safety management/organisation (Arbeidsmiljø/HMS-styring):</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Risk assessment:</i> Pre-drilling assessments should include a risk assessment of the worst-case blowout scenario, p. 352. • The use/type of barriers (including any change requests relating thereto) must be the subject of consultation between licensees and rig operators prior to installation. <i>A proper risk assessment should be carried out, agreed upon, and documented in writing before installation.</i> Joint written certification as to the appropriateness of the use of particular barriers should take place before installation. Senior onshore representatives of stakeholder entities should be involved in that certification process, p.353.

- Removal of a barrier must be the subject of consultation between licensees and rig operators prior to removal. *A proper risk assessment should be carried out and agreed upon, and documented in writing before removal.* Joint written certification as to the appropriateness of removal should take place before removal. Senior onshore representatives of stakeholder entities should be involved in that certification process, p. 353.
- *Perceived time and cost savings* relating to any matters impacting upon well control should be subjected to rigorous safety assessment, p. 353.
- *Information to regulators:* Licensees should be subject to an express obligation to inform regulators of the proposed removal of a barrier, even if they consider that well integrity is not thereby compromised. Also inform regulators for problems related to installing barriers, p. 352/3.
- *Collaboration licensees and rig operators.* Relevant personnel from licensees and rig operators should meet face to face to agree on, and document, well control issues/arrangements prior to commencement of drilling operations, p. 358.
- *Sharing information between actors.* Information relevant to well control must be captured and communicated within and between licensees and rig operators (and relevant third party contractors), in a manner which ensures it comes to the attention of relevant personnel, p. 358.
- All communications between on-rig and onshore personnel relating to well control should be documented in a timely manner, p. 358.
- Decision-making about well control issues should be professionalised. Industry participants must recognise that decision-makers owe independent duties to the public, not just their employer or principal, in relation to well control. Risk management in the context of well control needs to be understood as an ethical/professional duty. Self-regulation contemplates self-regulation by the industry, not just by individual licensees and operators, p. 359.
- A specific focus on well control training should be mandatory for key personnel involved in well control operations (including both on-rig personnel and onshore personnel in supervisory capacities). Existing well control training programs should be reviewed by the industry, regulators and training providers, with a focus on well control accidents that have occurred (in Australia and overseas), p. 359.
- *Training/competency:* Licensees and rig operators (and third party contractors involved in well control operations) should specifically assess, and document, the nature and extent of knowledge-/skills of relevant personnel in relation to well control (including familiarity of personnel with agency-specific requirements and procedures). Training needs and opportunities should be identified. This process should take place on engagement and at appropriate intervals. Licensees, rig operators, and relevant third party contractors should develop well control competency standards for their key personnel. Wherever possible, the competencies of key personnel should be benchmarked against their roles and responsibilities, p. 359.
- *Reporting.* Licensees and rig operators should be astute in ensuring that corporate systems and culture encourage rather than discourage raising of well control issues. For instance, do performance bonuses or rewards actually encourage or discourage reporting of issues? Is there a system in place to enable anonymous reporting of well control concerns? What whistleblower protections are in place? p. 360.

D3. Feedback on corrective action implementation (Tiltaksoppfølging – effekt av tiltak)

PART E: SOURCES OF INFORMATION AND REFERENCES (REFERANSER)

E1. Official reports (Offisielle rapporter)

[MON-1] Report of the Montara Commission of Inquiry (2010)

E2. Other relevant references (Andre relevante kilder)

[1] Presentasjon til NPF 19. oktober 2010 av Dr. Ole B. Rygg, Add Energy.

Snorre A

PART A: GENERAL ACCIDENT AND SYSTEM CHARACTERISTICS (GENERELL INFORMASJON)

A1. Date (Tidspunkt)

28. november, 2004.

A2. Accident type and severity (Ulykkestype og alvorlighet)

Ukontrollert gassutblåsning. Konsekvensen av hendelsen ble kostnader relatert til utsatt produksjon, omfattende og tidkrevende arbeid i forbindelse med sikring av brønnen, normalisering og oppstart av innretningen. Undersøkelser av sjøbunnen etter hendelsen avdekket flere store krater ved brønnrammen og ved ett av festeankrene for Snorre A plattformen. Produksjon av olje og injeksjon av gass/vann var tre måneder etter hendelsen fremdeles ikke på normalt nivå. Personer kom ikke fysisk til skade under hendelsen. Hendelsen hadde storulykkespotensial (potensial for brann, havari og langvarig utblåsning fra flere brønner). Innsatsen fra gjenværende personell på SNA var avgjørende for at hendelsen ikke ble mer omfattende. [SNA-1]

A3. Accident location (Sted)

Brønn P-31A på Snorre A (SNA). Snorre ligger 150 km vest for Florø og var en av ni plattformer i Tampen-området [SNA-2].

A4. Short description of system involved (Systembeskrivelse, inklusive relevant historikk)

SNA er en integrert bolig-, bore- og produksjonsinnretning som ble satt i drift i 1992. Innretningen er forankret til havbunnen med strekkstag. To undervanns produksjonsanlegg (UPA) er knyttet inn til innretningen. Snorre UPA er plassert på havbunnen 6 km nord øst fra innretningen, og Vigdis UPA er plassert på havbunnen 7 km sørvest fra innretningen. Vandypet i området er 300-350 meter. [SNA-1]

Snorre A hadde en samlet produksjon på 200 000 fat per dag i 2004 og var blant de største oljeproducentene på norsk sokkel. [SNA-2]. Saga Petroleum ASA var opprinnelig operatør for SNA. Norsk Hydro AS overtok operatøransvaret 1.1.2000 fram til Statoils overtakelse 1.1.2003.

Brønn P-31 ble boret som observasjonsbrønn i 1994. Hensikten var å samle geologiske data for å optimalisere brønnbanen til brønnens horisontalseksjon. Sidesteget P-31A ble boret og komplettert første halvåret av 1995. Brønnen var opprinnelig planlagt som en produksjonsbrønn, men ble tidlig i 1996 konvertert til injeksjonsbrønn for vekselvis injeksjon av gass eller vann (WAG). Brønnen ble imidlertid fortrinnsvis brukt som gassinjektor frem til innstengingen i desember 2003. Under boring av brønnen P-31 i 1994 oppsto det problemer ved kjøring av 13 3/8" fôringsrør i 16" brønnseksjon. Fôringsrøret måtte kuttes og et nytt brønnspor ble sidestegboret før observasjonsbrønnen ble ferdigstilt. 30" lederør, 18 5/8" fôringsrør og ovenfor nevnte 13 3/8" fôringsrør fra operasjonen i 1994 er de samme som er i bruk i ny brønn P-31A.

Under sementering av 5 1/2" forlengelsesrør i sidesteget P-31A i 1995, satte borestrengen seg fast. Dette førte til en langvarig fiske- og utfresingsoperasjon som igjen resulterte i omfattende fôringsrørslitasje i 9 5/8" fôringsrør. Etter påfølgende opprensning viste logging/trykktesting at det var spylt 2-3 hull med høytrykkvaskeverktøy på 1561 mMD (meter measured depth) (se figur, s. 32).

En scab-liner med ukonvensjonell diameter (7 5/8") og en lengde på 2578 m ble installert for å tette hullene i 9 5/8" fôringsrør samt for å styrke integriteten på store deler av røret. Brønnen ble deretter trykktestet til 255 bar. Dette var en nedgradering av trykkspesifikasjonen til denne brønnseksjonen fra opprinnelig 345 bar. Etter trykktesten ble brønnen komplettert med 5 1/2" produksjonsrør. Brønnen ble startet opp i mai 1995.

I forbindelse med en brønnkampanje, i regi av Norsk Hydro, i juni 2001 ble det målt omfattende korrosjon i produksjonsrøret. I tillegg ble det konstatert lekkasje mellom produksjonsrør og -ringrom. For å styrke integriteten ble det derfor satt en ny overlappsforing, en 4" "straddle", i nederste del av produksjonsrøret. I desember 2003 ble det igjen observert lekkasje mellom produksjonsrør og -ringrom. Påfølgende trykktesting medførte oppsprekking av 9 5/8" føringsrør, "casing burst". Dette ble konstatert etter at trykket gikk til 194 bar og deretter falt til 94 bar. Statoil besluttet derfor å stenge inn brønnen. Lekkaspunkt og alvorlighet av lekkasjen har ikke blitt analysert. Under innstengningen ble brønnbarrierer etablert med bl.a. en plugg rett ovenfor reservoarseksjonen og brønnen ble fylt med saltlake. [SNA-1]

A5. Description of activity/operation and parties/stakeholders involved (Aktiviteter og involverte parter)

Brønnoperasjonen som skulle utføres på brønn P-31 A kalles slissegjenvinning ("slot recovery"). Dette er en forberedende operasjon som skal klargjøre for boring av et senere sidesteg, i dette tilfelle P-31 B. Operasjonen ble i hovedsak planlagt 2. halvår 2004. Programmet ble forelagt SNA RESU ledelsen for verifisering, anbefaling og godkjenning.

Følgende deloperasjoner var planlagt og godkjent i slissegjenvinningsprogram:

1. Punktering av halerør.
2. Utskiftning av saltlake med oljebasert slam.
3. Kutting og trekking av 5 1/2" produksjonsrør.
4. Kutting og trekking av 7 5/8" scab-liner.
5. Sementering av brønnens reservoarseksjoner.
6. Kutting og trekking av 9 5/8" føringsrør.

Den 16.11.2004 ble det avholdt utreisemøte med boreledelsen for dagskiftet. På dette infomøtet ble brønnprogrammet presentert ved hjelp av en powerpoint-presentasjon. På møtet deltok fra Statoil: Boreoperasjonsleder, programingeniør, boreleder dag og fra Odfjell Drilling deltok: Boreoperasjonssjef, boresjef natt (boresjef dag var ikke på utreisemøte p.g.a. flyproblemer), borer og assisterende borer. Slissegjenvinningsoperasjonen startet 19.11.2004. En planlagt risikogjennomgang (peer assist/kollegagjennomgang) av brønnprogrammet ble først utsatt og senere kansellert. [SNA-1]

Under trekking av 7 5/8" scab-liner (trinn 4 ovenfor) ble det trukket gass inn i brønnen. Dette utløste den ukontrollerte utblåsningen. [SNA-2]

A6. Context of accident (Ytre forhold og omstendigheter)

Brønnen ble betraktet som "kompleks". Dette var relatert til:

- Forhold som gir brønnen redusert integritet (korrosjon, lekkasjer).
- Ukonvensjonell brønnkomplettering med svært mange små kompletteringselementer.
- Ytterligere kompletteringselementer som ble installert i brønnen i forbindelse med reparasjoner (Scab-liner og straddle)
- Nedihullsbrønnstyringsventiler [SNA-1]

Den tekniske tilstanden på Snorre A var preget av slitasje og lite redundans i form av backup-systemer. Aktivitetsnivået har vært høyt, og arbeidsformen preget av brannslukking og manglende evne til å jobbe systematisk og langsiktig. Det var stort press på lederne og vanskelig for dem å finne tid til å ivareta alle de funksjoner de er pålagt. [SNA-2]

Snorre A hadde skiftet operatør to ganger i løpet av kort tid (1.1.2000 og 1.1.2003). Da Statoil overtok i 2003, ønsket de ansatte å "få være i fred", og organisasjonen ble i liten grad sosialt og kulturelt integrert i Statoil. Det var derfor lite faglig samarbeid med andre fagmiljøer i Statoil, og under planleggingen av arbeidet med P-31A benyttet en seg i liten grad av kompetanse og erfaring utenfor egen enhet. [SNA-2]

Snorre A skiftet boreentreprenør sommeren 2004, fra Prosafe til Odfjell. P-31A var den første jobben som Odfjell hadde ansvar for. De fleste som jobbet for Prosafe gikk over til Odfjell og ble i stillingene sine, men stillingen som riggleder ble tatt bort, slik at flere oppgaver ble tillagt boresjefen. Forholdene internt på Snorre A var preget av personellmessig stabilitet og gode kollegiale relasjoner, noe som ble avgjørende i håndteringen av beredskapssituasjonen. Den lokale kunnskapen i forhold til bore- og produksjonsanlegget var svært høy. Offshoreorganisasjonen var i liten grad involvert i planleggingen av brønnoperasjoner. Kommunikasjonen mellom hav og land har tidvis vært lite tilfredsstillende. Den hektiske og skiftende arbeidssituasjonen ombord på innretningen har, sammen med personellmessig stabilitet, bidratt til høyt utviklet evne til mikrokoordinering. [SNA-2].

PART B: ACCIDENT DESCRIPTION (ULYKKESBESKRIVELSE)

B1. Main scenario and hazardous phenomena (Scenario)

Gassutblåsning på havbunnen med påfølgende gass under innretningen. Gassutstrømningsraten ble i ettertid estimert til 20-30 kg/s, av Statoil. Ved ugunstig vær ville det ha dannet seg en gassky. Denne ville sannsynligvis ha kommet i kontakt med en tennkilde på innretningen. Dette kunne ha ført til:

- Antennelse av gass.
- En vedvarende brann.
- Eskalering av til brann til stigerør.

En utblåsning på boredekk ville ha økt muligheten for antennelse som følge av nærhet til flammebom. En antennelse av gass kunne videre ha medført:

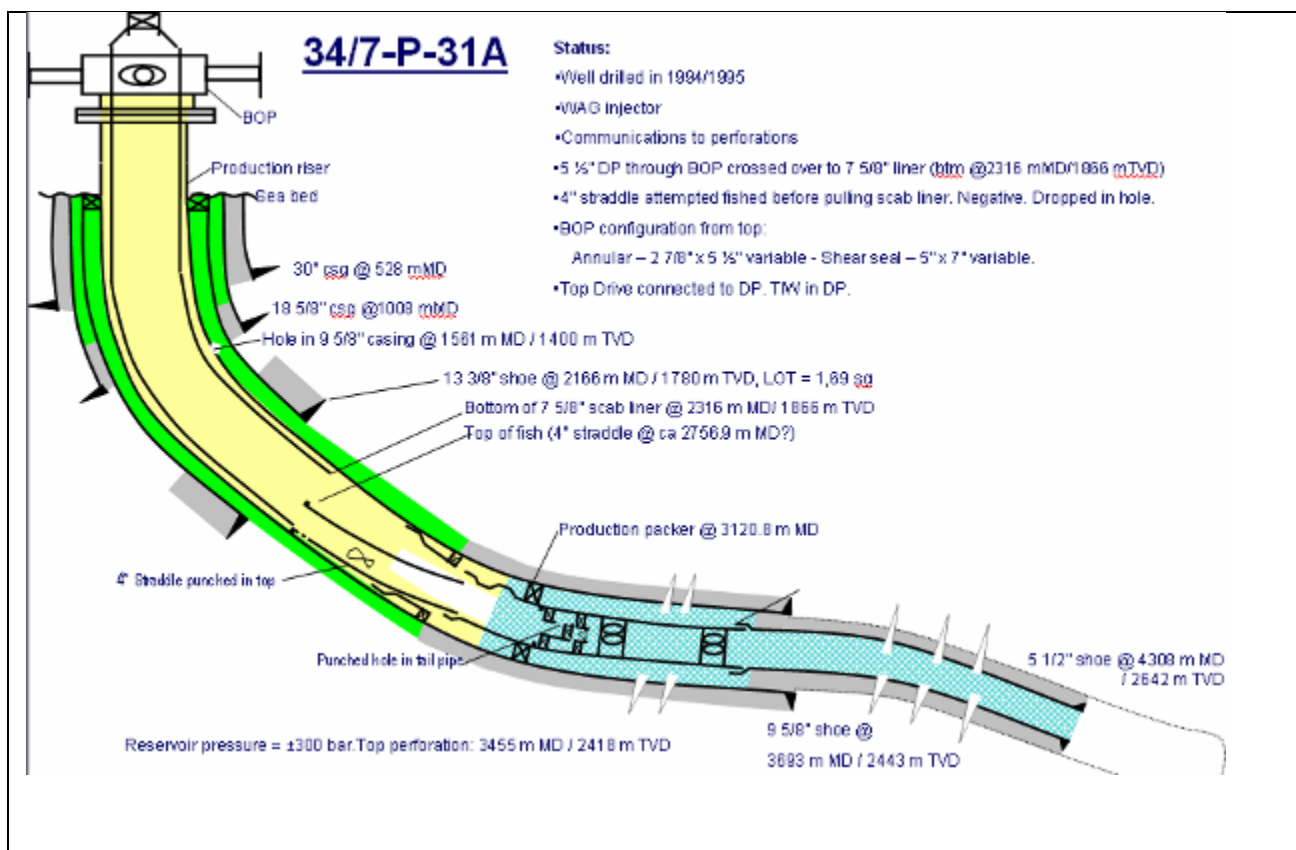
- Tap av menneskeliv. Vanskelig/risikofull evakuering av gjenværende personell.
- Svekkelse av innretningens struktur og i verste fall tap av innretningen.
- Mulige skade påført underliggende bunnramme av havarert/synkende innretning.

Bunnrammen inneholder 42 brønnhoder. Ved skade på denne kunne en ha fått utstrømning av gass og olje fra reservoaret. Dette ville ha ført til en alvorlig miljøforurensning. To andre scenarier er bare kort omtalt i [SNA-1]:

1. Tap av strekkstag-funksjonen i ett eller to hjørner som følge av gassutstrømning under eller ved ankrene kunne føre til plattformen kantret. [3, også nevnt i foredrag av plattformsjefen]
2. Tap av oppdrift av skroget ved oppstrømning av gass. (Vurdert som mindre sannsynlig enn tap av strekkstag-funksjon).

B2. Detailed description of systems, processes, hazards, substances and materials involved (Detaljert beskrivelse av systemer, operasjoner, prosesser, materialer, etc.)

Brønnskissen nedenfor gjenspeiler status med hensyn til brønnintegritet før oppstart av brønnoperasjonen. [SNA-1]. Se forøvring beskrivelse i A4 over.

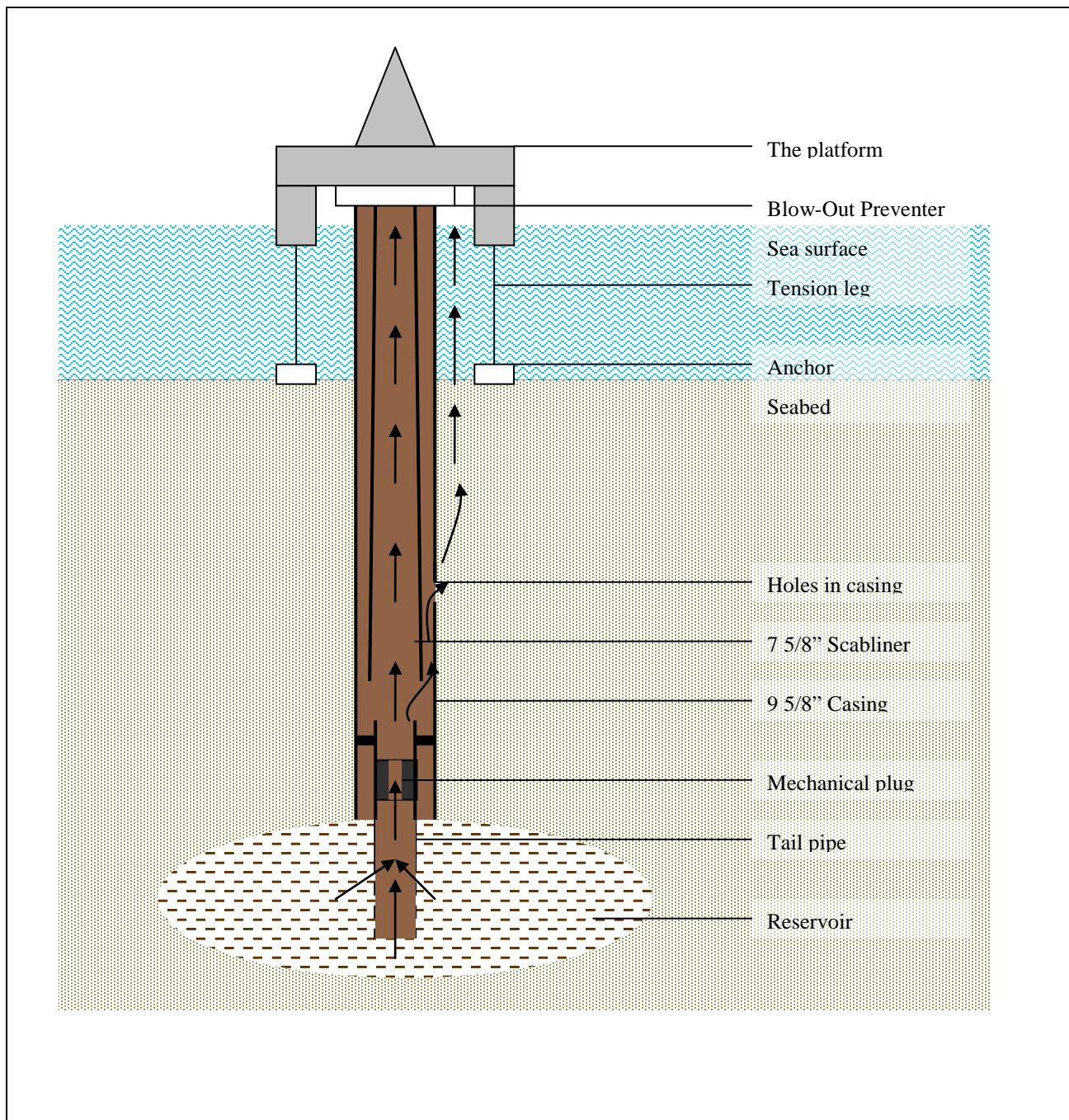


B3. Description of accident and circumstances (Beskrivelse av ulykken og omstendigheter)

Under trekking av 7 5/8" scab-liner (deloperasjon 4, ref. A5 ovenfor) ble det trukket gass inn i brønnen. Dette utløste den ukontrollerte utblåsningen. Gassen trengte gjennom skader i 9 5/8" fôringsrør i 1.561 m dybde og gjennom en skade i 13 3/8" fôringsrør i 510 m dybde målt fra boredekk, og strømmet opp fra havbunnen. (Illustrasjon i [SNA-2]).

Nedenfor vises en sterkt forenklet fremstilling av utblåsningen. Pilene viser de ukontrollerte gassstrømmene. [5]

The following are some of the simplifications: There is not one, but many wells with corresponding risers attached to the Snorre A platform. Only a part of well P-31A is vertical; the major part is oblique. The upper part of the well is enclosed by several layers of casing with different diameters. There are several control valves in the tail pipe, which allow different parts of the reservoir to be accessed for production of oil and gas or injection of gas or liquids into the reservoir. We have also omitted a section of 5 1/2" production tubing and a 4" straddle, which had been dropped in the well. The figure (next page) is, of course, grossly out of proportion.



B4. Timeline of events (**Tidslinje av viktige hendelser**)

Tidslinje for aktiviteter nært opp til ulykken:

19.11:	Oppstart av slissegjenvinning P31-A.
27.11, 00:30-22:45:	Punktering, kutting og trekking av scab-liner
27.11, 21:15:	Observerer swabbing, beslutter å trekke scab-liner sakte og observere jevnlig
28.11, 05:00:	Går med toppen av scab-liner gjennom BOP.
10:00-12:30:	Sirkulerer og taper til sammen ca 31 m ³ boreslam
15:30-20:00:	Observerer innstrømming og stenger ringromsikringventil på BOP
19:14:	Gass i vann i Vigdis-kompressorene
19:30:	Iverksetter manuell PAS og generell alarm med mønstring av personell om bord.

19:43:	Forsøker samtidig brønn dreping gjennom bullheading. Arbeidet pågår om natten
19:35:	Gass på innretningen
20:58-22:05:	141 personer evakueres med helikopter
Ca. 21:20:	Gass observeres under innretningen, manuell NAS 2 iverksettes, hovedkraft stopper og nødkraft starter. Forsøk på brønn dreping gjennom bullheading fortsetter. Etterhvert blir det lageret av regulært boreslam brukt opp.
29.11, 01:25:	Ytterligere 40 personer evakueres med helikopter.
09:00:	Starter bullheading basert på improvisert nødslam og med en improvisert hovedstrømforsyning til slampumpene.
10:22:	Brønnkontroll er gjenvunnet (0 bar på ringromsiden og i borestreng)

En detaljert og omfattende tidslinje foreligger som vedlegg til [SNA-1].

PART C: CAUSES AND CONSEQUENCES (ÅRSAKER OG KONSEKVENSER)

C1. Initiating event and direct causes (Initierende hendelse og direkteårsaker)

Under trekking av 7 5/8" scab-liner (deloperasjon 4, ref. A5 ovenfor) ble det trukket gass inn i brønnen. Dette utløste den ukontrollerte utblåsningen. Gassen trengte gjennom skader i 9 5/8" føringsrør i 1561 m dybde og gjennom en skade i 13 3/8" føringsrør i 510 m dybde målt fra boredekk, og strømmet opp fra havbunnen. (Illustrasjon i [SNA-2]).

BOP sin funksjonalitet var sterkt redusert pga trekking av "scab-liner" gjennom BOP. Dette blokkerte for det første funksjonen til øvre og nedre rørsikringsventil og sekundært funksjonen til kutteventilen. Det er ingen mulighet for å kutte eller holde scab-liner. Dessuten var drivrørventilen blokkert av skjørtene rundt tårnboremaskinen og kunne derfor ikke stenges. Sikringsventilen fungerer som kompensere tiltak ved blokkering av andre funksjoner i utblåsningssikringen. [SNA-1].

Sentrale barrierer var ikke trykktestet. Blant annet ble det ikke gjennomført trykktest av ny sekundærbarriere når valgte å trekke "scab-liner" gjennom BOP. Det var fra tidligere kjent at sekundærbarriere etter testing i desember 2003, kun var spesifisert til et trykk på 94 bar. Ved punktering av halerøret ville brønnen bli åpnet for kommunikasjon med reservoartrykk på maksimalt 325 bar.

C2. Root causes (Bakenforliggende årsaker - MTO)

Generelt

Petroleumstilsynets vurdering [SNA-1]:

Regelverket krever at det skal være tekniske, operasjonelle og organisatoriske barrierer som både forhindrer at alvorlige hendelser oppstår og at de eskalerer. Det er avdekket alvorlig svikt og mangler i alle ledd ved Statoils planlegging og gjennomføring av brønn P-31A. Disse kan relateres til:

- Manglende etterlevelse av styrende dokumenter.
- Manglende forståelse for og gjennomføring av risikovurderinger.
- Mangelfull ledelsesinvolvering.
- Brudd på krav til brønnbarrierer.

Avvikene kan relateres både til svikt hos enkeltpersoner og grupper i Statoil og hos boreentreprenøren. Avvikene forekommer på flere nivåer i organisasjonen på land og på innretningen. Granskningen viser at rekken av avvik og forbedringspunkter er omfattende. Det er derfor ikke noe som tyder på at hendelsen skyldes en tilfeldighet. De avvikene som ble funnet gjennom granskningen ville alle ha vært fanget opp og korrigert underveis dersom barrierene hadde fungert. Det forekommer at enkeltbarrierer svikter, men det er ytterst sjeldent at så mange barrierer i ulike faser av en operasjon svikter. Petroleumstilsynet er kritisk til at en slik omfattende svikt i de etablerte systemene ikke ble avdekket. Vi stiller spørsmål ved hvorfor dette ikke ble fanget opp og korrigert på et tidligere tidspunkt.

Petroleumstilsynet beskriver følgende konkrete avvik, dvs. observasjoner som Petroleumstilsynet mener er brudd på regelverket [SNA-1]:

Avvik 1. Anvendt metode i internrevisjon avdekker ikke mangelfull etterlevelse av styrende dokument

Avvik 2. Milepæler i planleggingen er ikke gjennomført i hht styrende dokumenter

Avvik 3. Planlegging med mangelfulle brønnbarrierer ved punktering av halerør

Avvik 4. Konsekvens av endring i planleggingen ikke tilstrekkelig analysert

Avvik 5. Mangelfull erfaringsoverføring i fm. brønnintegritet

Avvik 6. Planlegging med endret brønnbarriere ved kutting av scab-liner

Avvik 7. Risiko vurdering i fm planlegging av trekking av scab-liner

Avvik 8. Planlegging med trekking gjennom BOP

Avvik 9. Manglende ledelsesinvolvering i fm prioritering av kollegagjennomgang

Avvik 10. Mangelfulle godkjenningsrutiner

Avvik 11. Signaturside ikke i henhold til styrende dokument

Avvik 12. I planleggingen kanselleres møte for vurdering av samlet risiko

Avvik 13. Manglende erfaringsoverføring etter tidligere hendelser

Avvik 14. Gjennomføring av punktering av halerør

Avvik 15. Utførende ledd stopper ikke operasjonen før punktering av halerør

Avvik 16. Mangelfull avviksbehandling

Avvik 17. Uklar prosedyre for bore- og kompletteringsoperasjoner

Avvik 18. Mangelfull godkjenning av HAZOPer

Avvik 19. HAZOPer er ikke formidlet til utførende ledd

Avvik 20. Fagekspertisen vurderer ikke samlet risiko

Avvik 21. Risikobidrag fjernes fra detaljprogrammet

Avvik 22. Scab-liner punkteres, kuttes og trekkes

Avvik 23. Manglende forberedelse for brønnkontrollsituasjon

Avvik 24. Mangelfulle brønnbarrierer ved trekking av scab-liner gjennom BOP

Avvik 25. Manglende risikovurdering i fm

Avvik 26. Drivrørventil var blokkert

Avvik 27. Sen kontroll med personelloversikt

Avvik 28. Mangelfull loggføring

NB – så vidt vi forstår hevder ikke Petroleumstilsynet at alle avvikene var av vesentlig betydning for hendelsesforløpet og utfallet av hendelsen – et avvik er altså ikke nødvendigvis en rotårsak.

Specific causal factors (Spesifikke forklaringsfaktorer):

C2.1 Drilling/well (Boring/brønn):

- Skader i to føringsrør [SNA-2]
- Ved punktering av 2 7/8" halerør ble brønnen åpnet for kommunikasjon med et reservoartrykk på inntil 325 bar, mens sekundærbarrierene kun var spesifisert til et trykk på 94 bar. [SNA-1]
- Trekking av scab-liner kan ha ført til swabbing som følge av liten klaring mellom scab-liner og 9 5/8" føringsrør og som følge av "gelling" [SNA-1]
- Trekking av scab-liner med ukonvensjonell diameter gjennom BOP førte til at BOP ikke var funksjonsdyktig da man mistet kontroll over brønnen. [SNA-1]
- Drivrørventilen var blokkert av skjørtene rundt tårnboremaskinen og kunne derfor ikke stenges. Sikringsventilen fungerer som kompenserende tiltak ved blokkering av andre funksjoner i utblåsningssikringen (BOP). [SNA-1]

C2.2 Maintenance (Vedlikeholdsstyring):

Under sementering av 5 ½" forlengelsesrør i sidesteget P-31A i 1995, satte borestrengen seg fast. Dette førte til en langvarig fiske- og utfresingsoperasjon som igjen resulterte i omfattende fôringsrørslitasje i 9 5/8" fôringsrør. Etter påfølgende opprensning viste logging/trykktesting at det var spylt 2-3 hull med høytrykkvaskeverktøy på 1.561 mMD. En scab-liner med ukonvensjonell diameter (7 5/8") og en lengde på 2.578 m ble installert for å tette hullene i 9 5/8" fôringsrør samt for å styrke integriteten på store deler av røret. I forbindelse med en brønnkampanje, i regi av Norsk Hydro, i juni 2001 ble det målt omfattende korrosjon i produksjonsrøret. I tillegg ble det konstatert lekkasje mellom produksjonsrør og -ringrom. For å styrke integriteten ble det derfor satt en ny overlappsforing, en 4" "straddle", i nederste del av produksjonsrøret. I desember 2003 ble det igjen observert lekkasje mellom produksjonsrør og -ringrom. Påfølgende trykktesting medførte oppsprekking av 9 5/8" fôringsrør, "casing burst". Statoil besluttet derfor å stenge inn brønnen. Brønnen ble betraktet som kompleks.

Planlegging av slissegjenvinning ble informert om våren 2004. Brønnstatus ved oppstart av planleggingen viste til de mange utfordringene vedrørende brønnintegriteten i P-31A og dette ble tatt hensyn til i den første planen. Denne planen ble imidlertid forandret som følge av nye krav fra SNA RESU. Risikogjennomgang av de nye planene ble imidlertid utsatt pga. møtekollisjoner og påfølgende nedprioritering hos deltakerne. Planen ble allikevel senere godkjent [SNA-1]. Følgelig er mangelfull risikostyring og bruk av informasjon om brønnintegritet utløsende årsaker.

C2.3 Stability (Stabilitet/flyteevne):

- Se B1.

C2.4 Process integrity (Prosessintegritet):

En generell konklusjon i granskningsrapport til Studio Apertura / Statoil [SNA-2], er at teknisk tilstand hadde forvitret over lengre tid "fordi en gjennom hele installasjonens histori har prioritert kortsiktige produksjonsmål fremfor å investere i langsiktig robustgjøring av anlegget". Det siste forklares i stor grad med stadige operatørskifter (Saga til Hydro til Statoil) som kan ha påvirket viljen til langsiktige investeringer.

Av andre punkter kan nevnes redusert BOP-funksjonalitet, se punkt C.1 over.

C2.5 Emergency handling (Beredskapshåndtering):

Generelt: Det ble i etterkant av hendelsen konkludert med at bemanning av beredskapssentral og mønstring ombord foregikk iht. plan. Ivaretagelse av situasjonen med de vurderinger som ble gjort i løpet av natten syntes å ha avverget en negativ utvikling av situasjonen.

Noen andre punkter som i stor grad overlapper med teknisk sikkerhet / prosessintegritet (C2.4):

- Brønndreping ble vanskelig gjort fordi hovedkraft var stanset i forbindelse med NAS 2 og fordi skip med tilleggsforsyning av boreslam ikke kunne legges til pga antennelsesfaren.
- En hadde problemer med å starte to av livbåtene (som riktignok aldri ble brukt pga evakuering med helikopter). For den ene livbåten ser dette ut til å være forårsaket av luft i dieselsystemet. For den andre var dette forårsaket av at prosedyren sier at kontakt til ladekabel skal fjernes ved ombordstigning. Dette medførte at når personell satt i livbåten ble batteriet tappet. Når en skiftet over til reservebatteri startet livbåten.

C2.6 Safety management/organisation (Arbeidsmiljø/HMS-styring):

Programmet for slissegjenvinningsoperasjonen ble endret på kritiske punkter uten at samlet risiko ble vurdert. En valgte en fremgangsmåte som ikke tilfredstilte forskriftskravet om to uavhengige, testede brønnbarrierer. [SNA-1]

Se A6 over for forhold som ble trukket frem i Studio Aperturas årsaksvurdering [SNA-2].

C3. Consequences (Konsekvenser)

Se punkt A2. Fra [SNA-1]: Hendelsens faktiske konsekvenser er relatert til økonomisk tap. Hoveddelen av tapet er relatert til utsatt produksjon på Snorre-feltet. SNA og Vigdis produserer til sammen ca. 200.000 fat olje per dag. Produksjonen var stanset fra hendelsen 28.11.2004 og var etter tre måneder enda ikke kommet tilbake på normalt nivå. Årsaken var at det måtte gjennomføres omfattende og kostbare normaliseringstiltak før produksjonen kunne starte opp igjen.

No individuals were prosecuted after the event, but the state attorney of Rogaland served Statoil (as a company) with Penalty notice (fine) of NOK 80 million. Statoil accepted the fine, and there will be no further scrutiny of the event in a court of law. [3], [5].

PART D: LESSONS LEARNED AND CORRECTIVE ACTIONS (LÆRINGSPUNKTER OG TILTAK)

D1. Main official lessons (Hovedlæringspunkter)

Generelt

Generelt foreslår ikke Petroleumstilsynet spesifikke forbedringstiltak, men påviser avvik og påpeker forbedringspunkter. I tillegg til avvikene som er listet i punkt C2 nevner Petroleumstilsynet følgende *forbedringspunkt* [SNA-1]:

- Klassifisering av hendelser
- Kommunikasjon
- Røykdeteksjon i ROV konteiner
- Eksponering av personell
- Registreringssystem for POB
- Problemer med start av livbåter
- Stillingsbeskrivelser, krav til stillinger

Statoil published conclusions from their own investigation on their home pages in November 2005 [5]:

The principal conclusions in the causal analysis relate to the following areas:

- *The Snorre organisation was gradually and cautiously phased into the Statoil system after the group took over as operator for the field from Norsk Hydro on 1 January 2003, but this integration should have been faster and stronger*
- *The Snorre organisation's mode of working has not been systematic, planned and long-term*
- *Changes made to the organisation were not sufficiently understood and created lack of clarity about responsibilities – at the same time as the level of activity on the field was high*
- *Professional objections and critical questions have not been sufficiently welcomed, which in turn weakened safety barriers*
- *Expertise on and understanding of risky operations was not good enough in the Snorre organisation.*

Kommentar: Petroleumstilsynets granskningsrapport [SNA-1] går ikke inn på hva man kan lære av den vellykkede gjenvinningen. I rapporten fra Studio Apertura [SNA-2] berøres dette bare i forbifarten.

D2. Main official recommendations (Viktige anbefalinger)

Petroleumstilsynets granskningsgruppe hadde ikke som mandat å foreslå tiltak for å forebygge lignende hendelser.

Statoil lists some of the measures taken by the company in response to the blow-out [5]: These measures include:

- *Wells on Snorre have been planned and drilled in line with Statoil's best practice since the incident*
- *The Snorre organisation has been strengthened both on land and offshore*

- *Snorre personnel have received better training in Statoil's governing documents*
- *A special project has been established to improve and simplify in-house procedures in Statoil*
- *The quality of planning and risk assessment on Snorre A has been improved*
- *The Snorre management is more strongly involved in all operations.*

D2.1 Drilling/well (Boring/brønn):

Følgende punkter er trukket frem som avvik [SNA-1]. Det er ikke foreslått hvordan man skal forbedre seg:

- Ikke fulgt styrende dokumenter. Manglende forståelse.
- Mangelfull forståelse/planlegging av brønnbarrierer
- Konsekvenser av endring av plan ikke vurdert
- Mangelfull erfaringsoverføring i fm. brønnintegritet
- Planlegging med endret brønnbarriere ved kutting av scab-liner
- Risiko vurdering i fm planlegging av trekking av scab-liner
- Planlegging med trekking gjennom BOP
- Manglende ledelsesinvolvering i fm prioritering av kollegagjennomgang
- I planleggingen kanselleres møte for vurdering av samlet risiko
- Manglende erfaringsoverføring etter tidligere hendelser
- Gjennomføring av punktering av halerør
- Utførende ledd stopper ikke operasjonen før punktering av halerør
- Mangelfull avviksbehandling
- Uklar prosedyre for bore- og kompletteringsoperasjoner
- Fagekspertisen vurderer ikke samlet risiko
- Mangelfull godkjenning av HAZOPer
- HAZOPer er ikke formidlet til utførende ledd
- Risikobidrag fjernes fra detaljprogrammet
- Scab-liner punkteres, kuttes og trekkes
- Manglende forberedelse for brønnkontrollsituasjon
- Mangelfulle brønnbarrierer ved trekking av scab-liner gjennom BOP
- Manglende risikovurdering i fm swabbing
- Drivrørventil var blokkert

D2.2 Maintenance (Vedlikeholdsstyring):

Endelig boreprogram gjenspeiler ikke kunnskap om brønnens mangelfulle integritet. Prosjektlagets diskusjon viser at de var kjent med hullene i 9 5/8" foringsrøret, dvs. det var mangelfull bearbeiding og bruk av eksisterende tilstandsdata.

D2.3 Stability (Stabilitet/flyteevne):

-

D2.4 Process integrity (Prosessintegritet):

Forbedringspunkter diskutert i Petroleumstilsynets granskningsrapport [SNA-1] som kan knyttes til hvordan situasjonen ble håndtert i forhold til prosessintegritet:

- Det ble detektert røyk i ROV container samtidig med NAS 2 aktivering. I etterkant er det blitt opplyst at dette skjer hver gang hovedkraften faller ut, med andre ord: Falsk alarm. Årsaker er at containeren er koblet opp som midlertidig utstyr selv om den har stått ombord på SNA i mange år
- En hadde problemer med å starte to av livbåtene (se punkt C2.5 over). Prosedyre for klargjøring av livbåt bør vurderes i lys av dette.
- Det kom også opp fellesalarm for tre brannpumper og alarm om lavt trykk i ringledning. Årsaken til dette var trolig at inntaket for brannvann langt under plattformen samlet opp gass fra havbunns-

utblåsningen og dette gjorde at en fikk gass inn i vannet. Dette *kan* medføre overspeed på pumper med påfølgende alarm. Kan videre medføre lavt trykk i ringledning ("gassen vil føre til at løftepumpen kaviterer, boosterpumpen mister fødetrykket og trykket på ringlinjen faller").

- Fakkelen ble under hendelsen ansett som en mulig tennkilde for gass som kom opp under innretningen. Siden en har brennende pilotflamme men ikke hadde tilstrekkelig nitrogen (pga at hovedkraft ble stengt ned) til å kjøle fakkeltipp dersom en skulle stenge den, forble fakkelen tent.
- En har i etterkant også diskutert filosofien rundt hva som ble "lagt dødt" når en kuttet hovedkraften (NAS 2). En hadde da blant annet ikke samme mulighet til å mikse mud og drepe brønnen. Dessuten problemet med nitrogen (se forrige punkt). Hovedkraften ble senere startet opp igjen.
- Luftinntak for sementeringspumpe har også vært en sak i ettertid. Sementpumpene er drevet av dieselmotorer og er uavhengig av hovedkraft. Luftinntaket til motor for sementeringspumper og luftinntaket til sementeringsrom er plassert under innretningen. I denne situasjonen med gass på/fra sjøen, utgjorde dette en fare med hensyn på innsuging av gass, og pumpene kunne ikke benyttes. Mulighet for (også) å kunne hente forbrenningsluft inni rommet bør derfor vurderes.

D2.5 Emergency handling (Beredskapshåndtering):

To avvik i forhold til beredskap ble påpekt av Petroleumstilsynet [SNA-1]:

- 1) Personell om bord (POB) oversikten var klar først etter 72 minutter. En av årsakene til sen personelloversikt var at borepersonell var opptatt i forbindelse med aktiviteter på boredekk og at noen få personer ikke hadde fått med seg evakueringsalarmen (en øvelse tidligere på dagen ble avlyst noe som kan ha ført til misforståelser). Registreringssystemet ombord foregår med telling av lugarnummer ved ombordstigning i livbåt. På land (2. linje) registreres og telles personell med navnelister.
- 2) Mangelfull loggføring; Statoil hadde ikke krav til loggføring med tidsangivelse for aksjonsliste/logg fra beredskapsrom. Innhentning av nøyaktige tidsangivelser på informasjon fra hendelsen ble dermed vanskeliggjort.

En del andre forbedringspunkter som vil kunne påvirke beredskapen i en slik situasjon er diskutert i [SNA-1]. Disse forholdene er knyttet til teknisk sikkerhet og er derfor diskutert i punktet over (D2.4).

D2.6 Safety management/organisation (Arbeidsmiljø/HMS-styring):

I SNA-1, foreslås følgende som 'items for improvement':

- **Klassifisering av hendelser.** Utsagn fra intervjuer og rapport etter hendelse på samme brønn den 21.11.2004 " Utilisitet utstrømning av gass/diesel RUH 28 3229 " viser at denne hendelsen klassifiseres som rød, men klassifisering utfordres av ledelsen på land. Hendelsen ble først nedgradert men likevel gransket som rød og senere anbefalt oppgradert av Statoils egen granskningsgruppe. Land ledelsens utfordring av klassifisering av hendelser, kan gi uheldige utslag, s. 37.
- **Stillingsbeskrivelser, krav.** Relatert til styrende dokumentasjon er det uklart hvordan Statoil belyser ansvar og plasserer krav til kompetanse hos personell i forskjellig stillinger. Statoil skal ha et system som klart nok viser kobling mellom stipulerte krav til stillinger og ansvaret som styrende dokumentasjon definerer for stillingen. Statoil skal sikre at personell bestandig er klar over sitt ansvar og har nødvendig kompetanse for å utføre sikre arbeidsoperasjoner.

D3. Feedback on corrective action implementation (Tiltaksoppfølging – effekt av tiltak)

PART E: SOURCES OF INFORMATION AND REFERENCES (REFERANSER)

E1. Official reports (Offisielle rapporter)

[SNA-1] Petroleumstilsynet (2005). *Gransking av gassutblåsning på Snorre A, brønn 34/7-P31A, 28.11.2004*. Stavanger: Petroleumstilsynet. Finnes også i engelsk oversettelse: *Investigation of gas blowout on Snorre A, Well 34/7-P31A, 28 November 2004*.

[SNA-2] Schiefloe, P.M., Vikland, K.M., Ytredal, E.B., Torsteinbø, A., Moldskred, I.O., Heggen, S., Sleire, D.H., Førund, S.A., Syversen, J.E. (2005). *Årsaksanalyse etter Snorre A hendelsen 28.11.2004*. Stavanger:

Statoil.

E2. Other relevant references (Andre relevante kilder)

[3] Wackers, G. (2006). *Vulnerability and robustness in a complex technological system: Loss of control and recovery in the 2004 Snorre A gas blow-out*. Working paper no. 42/2006. Oslo: Center of Technology, Innovation and Culture, University of Oslo.

[4] Cockelberg, M. and Wackers, G. (2007). Imagination, distributed responsibility and vulnerable technological systems: the case of Snorre A. *Sci Eng Ethics* (2007) 13:235-248.

[5] Rosness, R., Grøtan, T.O., Guttormsen, G., Herrera, I.A., Steiro, T., Størseth, F., Tinmannsvik, R.K., Wærø, I. (2010). *Organisational Accidents and Resiliency Organisations: Six Perspectives. Revision 2*. Report SINTEF A17034. Trondheim: SINTEF Technology and Society.

Gullfaks C

PART A: GENERAL ACCIDENT AND SYSTEM CHARACTERISTICS (**GENERELL INFORMASJON**)

A1. Date and time (**Tidspunkt**)

19. mai, 2010.

A2. Accident type and severity (**Ulykkestype og alvorlighet**)

Tap av brønnkontroll med potensial til undergrunnsutblåsning [GFC-1]. Hendelsen medførte gassutslipp på plattformen, svekkelse av barrierer og tapt omdømme. Normaliseringsarbeidet pågikk i nesten to måneder før brønnbarrierene var gjenopprettet [GFC-2].

A3. Accident location (**Sted**)

Brønn C-06 AT5 på Gullfaks C [GFC-2]

Gullfaksfeltet ligger i blokk 34/10 i den nordlige delen av Nordsjøen. Gullfaks C er en av tre store produksjonsplattformer med betongunderstell på feltet [4].

A4. Short description of system involved (**Systembeskrivelse, inklusive relevant historikk**)

Gullfaks er hovedsaklig et plattformoperert felt. Havdypet varierer mellom 130-220m. Reservoartrykket er ~ 120-150 bar. utfordringene på Gullfaks er en kompleks geologi og varierende trykkforhold i undergrunnen. Dette skyldes delvis depletering av formasjon, samt at soner har blitt trykket opp ved vanninjeksjon. Forholdene gjør boreoperasjoner krevende med et lite vindu mellom oppsprekkingstrykk og poretrykk. Trykkbalansert boring (MPD) er da en alternativ boremetode som kan benyttes, og dette ble anvendt på Gullfaks C i dette tilfellet.

A5. Description of activity/operation and parties/stakeholders involved (**Aktiviteter og involverte parter**)

I forbindelse med trykkbalansert boring (MPD) vil man ha felles barrierelementer om den statiske slamvekten er lavere enn poretrykket. Det vil si, man har ikke lenger to uavhengige barrierer, primær og sekundær, men en barriere. Det er derfor krav om at man skal ha gjennomført risikovurdering av dette, samt funnet kompensierende tiltak for å ha en sikkerhet like god som ved to uavhengige barrierer. Bruk av felles barrierelementer øker den operasjonelle risikoen, og det er derfor krav til blant annet å dokumentere / overvåke tilstanden under operasjon.

Borekontraktør (Drilling contractor) på Gullfaks C er Seawell. Halliburton er leverandørselskap (Service company) av MPD-tjenester. Halliburtons MPD-personell rapporterer direkte til Statoil boreleder (Drilling Supervisor) under MPD-operasjoner [GFC-2].

A6. Context of accident (**Ytre forhold og omstendigheter**)

(E.g., general environment description, topology/reservoir conditions, weather conditions, other relevant conditions – e.g. 'safety focus', authority focus, production pressure, ...)

Gullfaks feltet har små marginer mellom poretrykk og fraktureringstrykk, noe som vanskeliggjør boring på feltet. Utsiktet injeksjon av vann i øvre Shetland kalk og lekkasje fra reservoaret via dårlig sementerte foringsrør og sprekkesystemer utenfor brønner har økt borekompleksiteten ytterligere. Det er utført få målinger av minste horisontalspenning over reservoaret på Gullfaksfeltet noe som medfører usikkerhet relatert til å beregne sikker slamvekt og sikkert dybde for setting av foringsrør [GFC-2].

PART B: ACCIDENT DESCRIPTION (ULYKKESBESKRIVELSE)**B1. Main scenario and hazardous phenomena (Scenario)**

19.05, kl 11:39 mistes sugetrykk på baktrykkspumpen og alle andre pumper.

Kl 12:32 faller MPD-choke trykket fra 45 – 33 bar (underbalanse i brønnen i 8 min), men er deretter tilbake på 43 bar ifm. skifte av PCD pakningselement har man trukket ut fra TD og står med bunnhullstrengen i en skifersone.

Kl 12:34 – 13:14 stenges brønnen inne med rig-annular, mens baktrykkspumpe repareres.

Kl 13:32 pumpes det med 800 l/min og det kommer 800 l/min i retur. Det pumpes nå med sementpumper.

Kl 13:46 faller baktrykket fra 45 til 13 bar over MPD-choke og det er ikke lenger mulig å opprettholde baktrykket. Dette skjer ifm trekking av PCD pakningselement. Man pumper med 800 l/min, uten å få retur gjennom MPD-choke, noe som bekrefter at det er tap til formasjon. På dette tidspunkt er et av brønnens felles barriereelementer tapt.

Kl 13:46 mister 20" sko sin integritet og væske injiseres i formasjonen. 13 bar + 1,52 SG statisk. Sammenfaller med LOT på 20" sko.

Kl 13:46 stabiliserer baktrykket seg på 13 bar, etter at 20" sko har røket. Brønnen taper slam, tar influx fra reservoaret og borestrengen er muligens avpakket. Slamvekten (1,52 SG) + 13 bar er lavere enn poretrykk i Lista-formasjon og Shetland-gruppen.

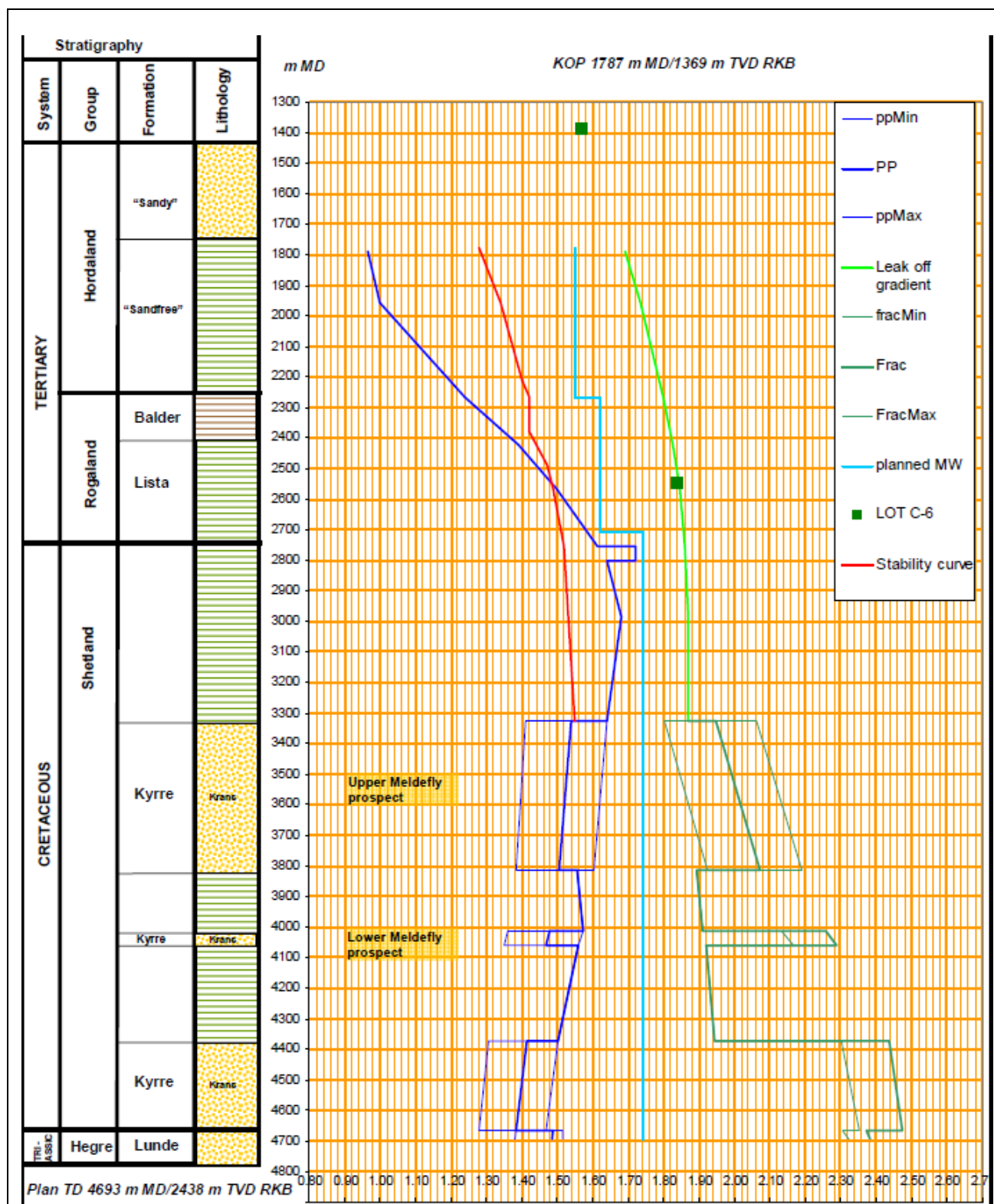
Kl 13:46 har man en hendelse, med potensial til undergrunnsutblåsning, som mannskapet og landorganisasjonen har problemer med å forstå.

Fra kl 13:57 stenges riggens BOP med annular preventer og det jobbes med en krevende brønnkontrollsituasjon (tap av felles barriereelement, influx og tap av slam), med underbalansert slamvekt i hullet, som mannskapet ikke er forberedt på å håndtere.

B2. Detailed description of systems, processes, hazards, substances and materials involved (Detaljert beskrivelse av systemer, operasjoner, prosesser, materialer, etc.)

Gullfaks-feltet har små marginer mellom poretrykk og fraktureringstrykk, noe som vanskeliggjør boring på feltet. Utsiktet injeksjon av vann i øvre Shetland kalk og lekkasje fra reservoaret via dårlig sementerte foringsrør og sprekkesystemer utenfor brønner har økt borekompleksiteten ytterligere. Det er utført få målinger av minste horisontalspenning over reservoaret på Gullfaksfeltet, noe som medfører usikkerhet relatert til å beregne sikker slamvekt og sikkert settedyp for foringsrør. I dag brukes LOT som anslag for høyeste tillatte ECD. Trykkprognose for 34/10-C-06 A [GFC-2].

Trykkbalansert boring (MPD) er en boremetode som benyttes til å bore brønner det ikke er ønskelig å bore konvensjonelt, som for eksempel brønner i depleterte reservoar og oppsprukne bergarter. I trykkbalansert boring styres bunnhullstrykket dynamisk ved hjelp av baktrykk. Vekten av boreslammet er som regel lavere enn poretrykket, men overbalanse mot reservoaret sikres til enhver tid ved å styre baktrykket i en lukket returlinje ved hjelp av en chokeventil. Dette betyr at kontinuerlig sirkulasjon over chokeventil er viktig for trykkkontroll i MPD. Et lukket system og god volumkontroll gir raskere tilbakemeldinger fra brønnen, for eksempel med hensyn til tap eller influx. Teknologien gjør det mulig å bore seksjoner med små marginer og respondere raskt hvis pore- eller fraktureringstrykk avviker fra prognoser. Statoils styringssystem inneholder egne krav for MPD-operasjoner.



Nødvendig tilleggsutstyr for å kunne gjennomføre MPD-operasjoner er:

- *PCD (pressure control device)*: Dette er et "BOP-element" som monteres på toppen av bore-BOP for å isolere baktrykket. En modell fra SiemWis ble brukt på C-06 AT5.
- *Baktrykkpumpe (BPP)*: Denne føder ringrommet med nødvendig væske for å opprettholde forhåndsbestemt baktrykk.

- *MPD-choke*: På Gullfaks C brukes det nå en automatisk choke, som styrer ringromstrykket ved hjelp av en avansert hydraulisk modell, utviklet av SINTEF. Trykket i brønnen endres fortløpende ved hjelp av MPD-choke, basert på data fra brønnen og overflateutstyret.
- *Strømningsmåler*: Denne måler strømming ut av brønnen samt rate fra riggpumper, muliggjør bedre volum kontroll samt tidlig indikasjon på innstrømming.

B3. Description of accident and circumstances (Beskrivelse av ulykken og omstendigheter)

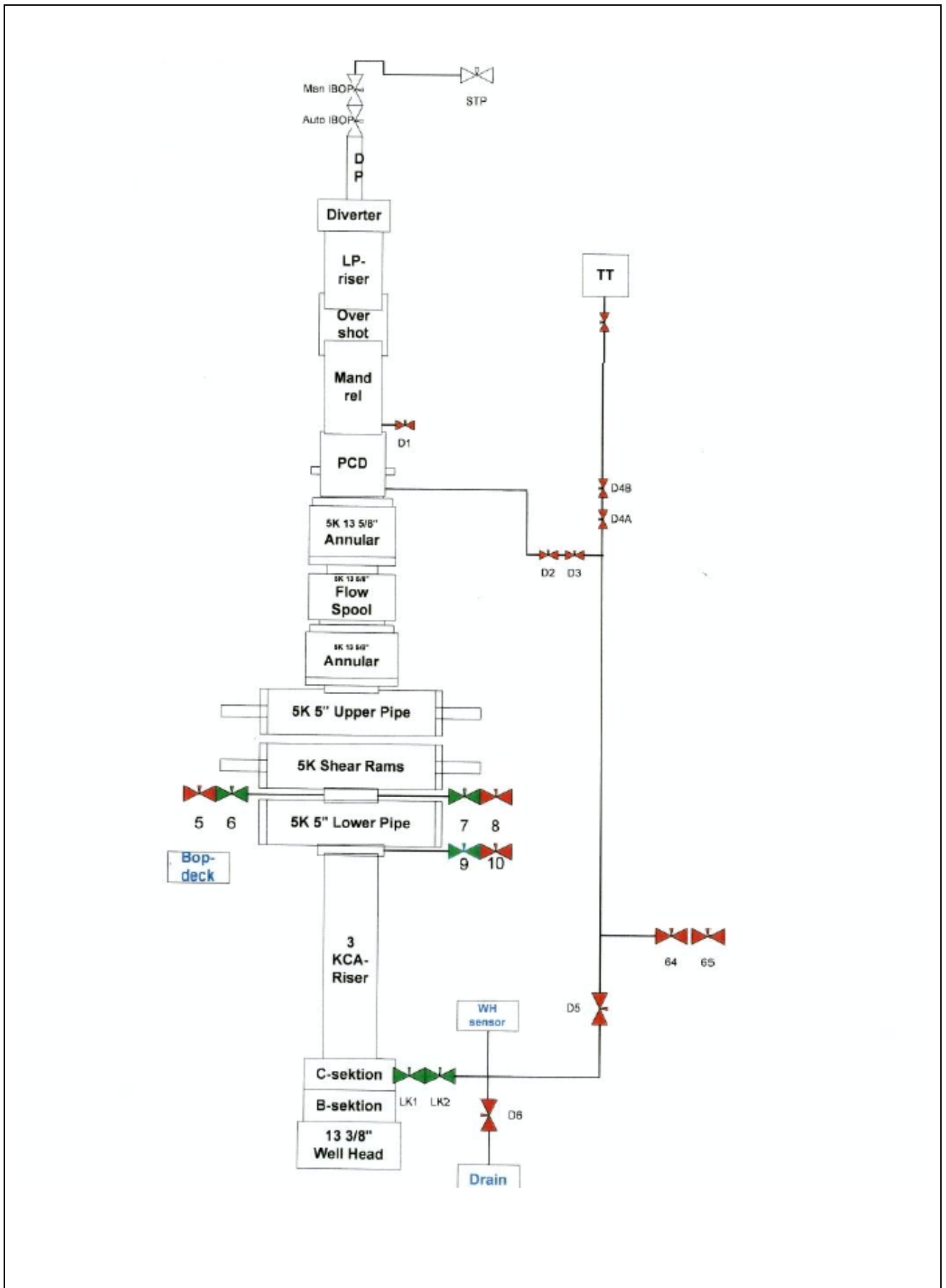
Brønn C-06 AT5 på Gullfaks C ble boret i MPD-modus (trykbalansert boring) til totalt dyp (TD) på 4.800 meter. I forbindelse med den avsluttende sirkulering og opprensning av hullseksjonen oppsto det den 19.05.2010 hull i 13 3/8" foringsrør, med påfølgende tap av borevæske (slam) til formasjon. Foringsrøret var et felles barriereelement, og hullet medførte derfor at begge brønnbarrierer var brutt. Tap av baktrykk medførte innstrømming fra eksponerte reservoar inn i brønnen, inntil det oppsto en avpakking av løsmasser eller borekaks som tettet brønnen ved 9 5/8" sko. Denne avpakkingen begrenset videre innstrømming av hydrokarboner til brønnen. Både mannskapet på plattformen og landorganisasjonen hadde problemer med å forstå og håndtere den komplekse hendelsen det første døgnet. Normaliseringsarbeidet pågikk i nesten to måneder før brønnbarrierene var gjenopprettet.

Brønnkontroll – MPD-operasjoner

MPD-systemet på Gullfaks C var ikke tiltenkt å håndtere brønnsparke, dvs. at ved bekreftet innstrømming over 1 m³ skulle brønnen stenges inn med rigg-BOP og standard brønnkontroll prosedyrer benyttes.

MPD-operasjonen på 34/10-C-06 A

MPD-operasjonen på brønn C-06 A ble besluttet gjennomført med en maks tillatt variasjon i brønntrykk på +/- 2,5 bar, ca. 42 bar baktrykk og en slamvekt på 1,52 SG. Boreslammet av typen "WARP" ble valgt for å gi minst mulig ECD bidrag. Operasjonene trekking av borestreng ut av hullet, kjøring av borestreng inn i hullet og kjøring av forlengelsesrør, var planlagt gjennomført i konvensjonell modus, med overbalansert slamvekt.



B4. Timeline of events (Tidslinje av viktige hendelser)

Planlegging av brønn C-06A på Gullfaks A begynte i 2008. Det opprinnelige brønnløpet ble plagget tilbake sent på høsten 2009 og boreaktiviteten i sidesteget ble påbegynt i desember 2009. På bakgrunn av målt styrke i formasjonen valgte Statoil å bore siste del av brønnen ved hjelp av trykkbalansert boreteknologi. Statoil opplevde flere hendelser med ustabilitet under boring av brønnen, og fikk til slutt en hendelse med tap av brønnkontroll den 19.5.2010.

30.09.2009 er boreprogram for konvensjonell boring av C-06 A godkjent [2]. Identifiserte hovedrisiki i boreprogrammet er:

- Bore inn i høytrykksone
- Ikke få 9 5/8" x 10 3/4" forlengelsesrør til planlagt dyp
- Smalt vindu mellom pore- og fraktureringstrykk
- Uventede poretrykk, uborbar brønn og uplanlagt mobilisering av MPD
- Vanskelig å få til god sementjobb på 7" forlengelsesrør

21.11 er brønn C-06 plagget tilbake (P&A). Under P&A blir det målt poretrykk på 1,72 SG i toppen av Shetlandgruppen.

24.11 gjennomføres det USIT-logg av 13 3/8" foringsrør og sement, for å verifisere integritet. Testen gjennomføres bl.a. for å undersøke tidligere påviste obstruksjoner i foringsrøret mellom 1420 og 1430 m MD. Rapporten /3/ fra dette arbeidet viser 14 % generell slitasje i hele foringsrøret, variabel sementkvalitet bak 13 3/8" foringsrør, dislokasjon av loggeverktøy mellom 1.420 og 1.430 m MD og mulig større slitasje i dette området.

15.12 begynner boring av 12 1/4" x 13 1/2" seksjon i brønn C-06 A. Det er planlagt å stanse boring og sette 9 5/8" foringsrør i god avstand fra påvist høytrykksone i Shetlandgruppen.

23.12 oppstår det en hendelse med brønnsparke og slamtap til formasjon under boring av 12 1/4" seksjon i C-06 A. Brønnsparket kommer fra Listaformasjonen, som hadde poretrykk over 1,70 SG. Formasjonen ved 13 3/8" foringsrør lekker av ved 1,68 SG, mens det prognoserte fraktureringstrykket var på 1,85 SG. Et tiltak etter denne hendelsen er å gjennomføre XLOT for å finne minste horisontalspenning.

28.12 blir hendelsen klassifisert til alvorlighetsgrad Rød nivå 1 (Faktisk), men blir likevel ikke gransket iht gjeldende krav til granskning. Hendelsen klassifiseres som kvalitetsmessig rød og HMS-messig gul. Det gjennomføres dybdestudie av hendelsen /4/.

22.01.2010 sikres brønnen, ved å sette sement og mekanisk plugg inne i 9 5/8" forlengelsesrør. Som følge av hendelsen ble 10 3/4" x 9 5/8" forlengelsesrør satt på 2427 m MD, mens 2704 m MD var opprinnelig planlagt dyp. Planlegging av videre arbeid med brønnen påbegynnes.

01.03 starter konvensjonell boring av C-06 A opp igjen, men med smalere borevindu enn tidligere antatt. Etter hendelsen 23.12.2009 har maks poretrykk økt fra 1,72 SG i Shetlandgruppen til 1,73 SG i Listaformasjon. Estimert fraktureringstrykk er nå 1,83 SG ved 9 5/8" sko, som ble satt grunnere enn planlagt (pga hendelsen 23.12).

09.03 avsluttes boring av C-06 A, mens boring av C-06 AT2 påbegynnes.

12.03 blir C-06 AT2 plagget tilbake som følge av tap ved utboring av sko. Totalt tap er 85 m³ slam, med slamvekt 1,72 SG, ved 9 5/8" sko.

13.03 utføres det XLOT som viser 1,79 SG i gjenåpningstrykk, noe som er lavere enn prognosert formasjonsstyrke (1,83 SG). XLOT utføres ved 2420 m MD RKB iht. til anbefalinger i dybdestudie fra hendelsen 23.12.2009 /4/.

13.03 starter boring av C-06 AT3, med 8 1/2" x 9 1/2" bunnhullsstreng.

19.03 avsluttes boring av C-06 AT3. Sprekker etter gjennomført XLOT sementeres igjen.

13.03 – 20.03 vurderes det, som følge av ny trykkprognose, alternative løsninger for det videre arbeidet med brønnen. Det besluttet å bore videre med MPD, uten at endringene dette innebærer ift boreprogram og risikoregister blir dokumentert og formelt godkjent.

20.03 begynner man å bore C-06 AT4, hvor man taper 8 m³ slam og får 440 liter influx på en time.

24.03 gjennomføres det vellykket trykktest av 13 3/8" og 10 3/4" x 9 5/8" til 83 bar i 10 minutter

28.03 rigges MPD-utstyret opp av Halliburton.

31.03 godkjennes unntakssøknad med de risikovurderinger som er lagt til grunn for denne. Foringsrør og sement som en del av felles barriereelementet blir imidlertid ikke inkludert i disse vurderingene.

05.04 gjennomføres det ny vellykket trykktest av 13 3/8" foringsrør og 9 5/8" x 10 3/4" forlengelsesrør til 83 bar i 10 minutter (se figuren nedenfor), samt vellykket innstrømningstest i MPD modus med 1,52 SG WARP slam.

19.05, kl 11:39 mistes sugetrykk på baktrykkspumpen og alle andre pumper. Kl 13:46 mister 20" sko sin integritet og væske injiseres i formasjonen. 13 bar + 1,52 SG statisk sammenfaller med LOT på 20" sko. Fra kl 15:47 er det gassdeteksjon i slamprosesseringsområde, med påfølgende automatisk generell alarm og mønstring. POB er OK etter 23 min, noe som tilfredsstillt kravet på 25 min.

20.05 blir organisasjonen klar over at trykket i C-ringrommet har økt. Dette har blitt lest av kl 05:00 og er på 38 bar. Fra kl 18:13 – 21:03 blir produksjonen stengt ned og personell uten beredskapsoppgaver blir demobilisert. B&B etablerer beredskapsorganisasjon på land.

31.05 blir sementplugg nr 1 satt for å isolere reservoaret fra Shetlandgruppen. Sementplugg nr. 1 er satt fra 3290 - 4573 m MD.

07.06 blir sementplugg nr. 2 satt for å stanse innstrømning fra Listaformasjon og Shetlandgruppen til brønnen. Sementplugg nr. 2 er satt i sko til 9 5/8" forlengelsesrør på 2427 m MD.

10.07 lokaliseres det hull i 13 3/8" foringsrør fra ca 1408 – 1420 m MD.

10.07 blir sementplugg nr. 3 satt på toppen av den mekaniske pluggen, som er satt på 2043 m MD. Sementplugg nr. 3 er satt fra 1848 – 2043 m MD.

14.07 blir det installert 10 3/4" "tie-back", som forsegler hull i 13 3/8" foringsrør mot brønnen. Barrierer i brønnen er re-etablert og normaliseringsfasen er avsluttet.

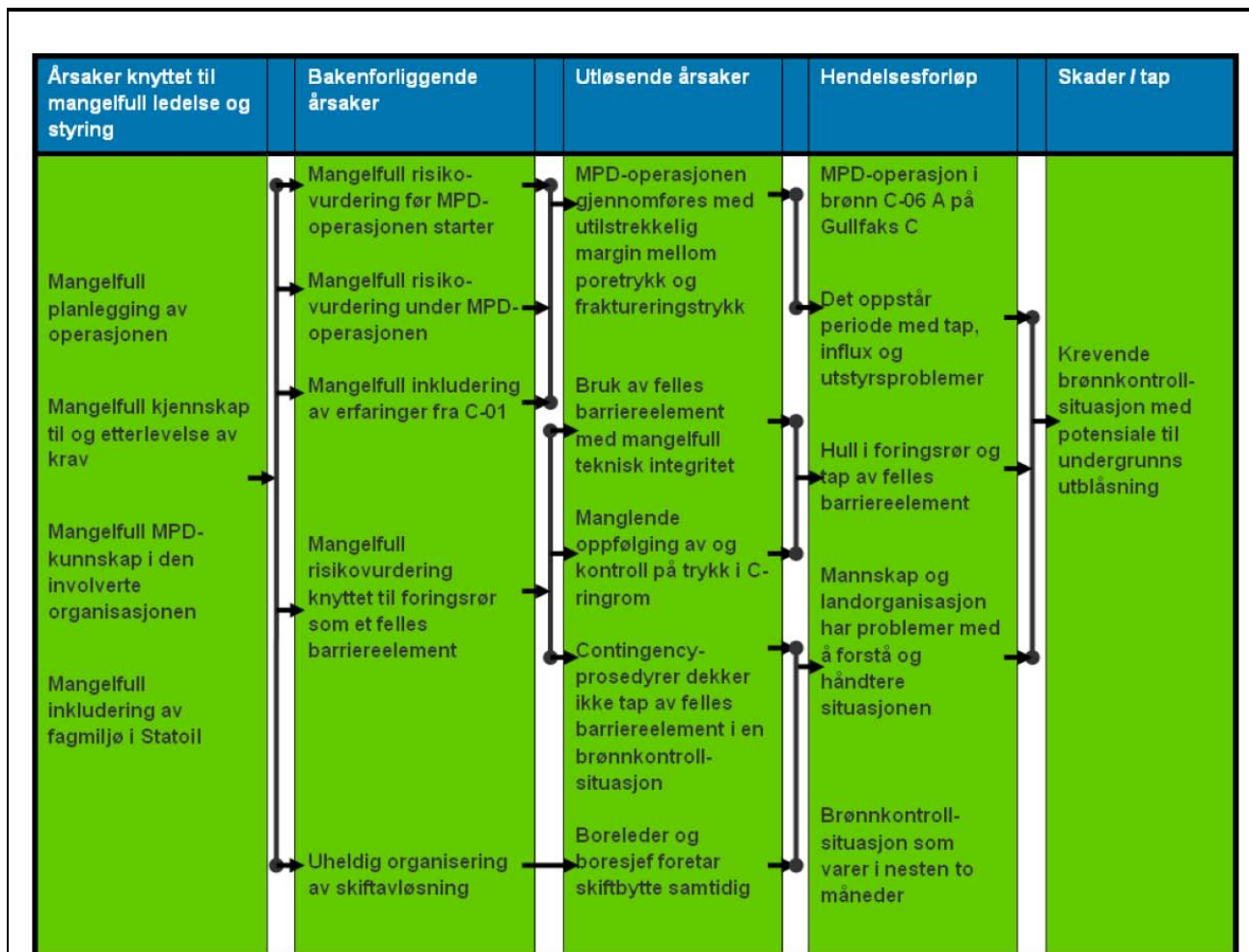
PART C: CAUSES AND CONSEQUENCES (ÅRSAKER OG KONSEKVENSER)

C1. Initiating event and direct causes (Initierende hendelse og direkteårsaker)

Statoils egen granskningsrapport [GFC-2] identifiserer direkte og bakenforliggende årsaker som vist i figur under.

Statoils granskningsrapport [GFC-2] er i et brev fra Petroleumstilsynet [GFC-3] kritisert for å ikke drøfte bakenforliggende årsaker knyttet til styring, ledelse og andre organisatoriske forhold i særlig grad. Dette kan føre til at forhold som kan ha vært gjeldende, eksempelvis manglende ressurser, tidspress, endringer/omorganisering, stor utskifting av personell og mangelfull opplæring ikke blir drøftet, og at viktige forbedringstiltak ikke blir identifisert. Eksempler på forhold som ikke er vurdert nærmere [GFC-3]:

- o hvorfor gjennomføres ikke risikovurderinger i henhold til krav
- o hvorfor brukes ikke sentral fagkompetanse som skal være tilgjengelig (MPD)
- o hvorfor er det ikke kjennskap til sentrale arbeidsprosesser blant personell som er ansvarlige for aktiviteten
- o hvorfor fanger ikke interne kontrollsystemer, inkludert ansvarlig ledelse, opp de uheldige forholdene.



Figur: Tapsårsaksmodell [GFC-2].

C2. Root causes (Bakenforliggende årsaker - MTO)

Avvik [GFC-1]:

1. Mangelfull risikostyring i selskapets bore- og brønnoperasjoner på Gullfaks C.
2. Det er påvist mangelfull erfaringsoverføring og bruk av relevant kompetanse
3. Mangelfull planlegging av og mangelfull bruk av kompetanse ved den trykbalanserte operasjonen (MPO) i 8 1/2" seksjonen.
4. Manglende kjennskap til- og etterlevelse av styrende dokumenter og mangelfull avviksbehandling.
5. Mangler ved dokumentering av beslutningsprosess.
6. Manglende oppfølging fra ledelsen ved planleggingen av brønnen.

Specific causal factors (Spesifikke forklaringsfaktorer):

C2.1 Drilling/well (Boring/brønn):

- Logging av 13 3/8" ble gjort før operasjon startet. Svakheter påvist. Ikke gasstette gjenger.
- Det tas i bruk 13 3/8" foringsrør med mangelfull teknisk integritet.
- At det er manglende oppfølging og kontroll på trykket i C-ringrommet.
- At contingency-prosedyrer ikke dekker tap av felles barriereelement i en brønnsituasjon.
- Under arbeidet i brønnen måtte trykkprognosene oppdateres flere ganger da de fikk problemer pga tap eller brønnsparke.
- MPD valgt pga. lite borevindu.

- MPD-operasjon ble gjennomført med 1,52 SG slam som statistisk er lavere enn formasjonskollaps på 1.55 SG
- Margin er +/- 0,85 bar mellom tap og innfluks i brønnen
- Gjentatte tap av slam/inntak fra formasjon.
- Trykk i C-annulus observert, men ikke forstått. 13 3/8" barrier ikke tett.
- Pga. hull i 13 3/8" (senere påvist ved 1408-1420m MD) oppstod oppsprekking ved 20" skoen (manglende styrke mot brønntrykket)

C2.2 Maintenance (Vedlikeholdsstyring):

- I 2008 planlegges boring av sidesteget C-06 A. Brønn C-06 ble boret første gang i 1991, før produksjonen ble stanset i 2008 og brønnen ble plagget tilbake i 2009. C-06 var en brønn uten gasstette gjenger i 13 3/8" foringsrør, og hadde også dårlig sement mot 20" foringsrør (mangelfull integritet). Det var tidligere også påvist hydrokarboner i B-ringrom (145 bar) og C-ringrom. Mangelfull hensyn til denne informasjonen og risikovurderinger knyttet til videre bruk av 13 3/8" foringsrøret som et felles barriereelement ved boring med MPD bidro til hendelsen [GFC-2].

C2.3 Stability (Stabilitet/flyteevne):

-

C2.4 Process integrity (Prosessintegritet):

BOP fungerte tilsynelatende tilfredsstillende, men det er trukket fram i Statoil sin granskning at den ikke var sertifisert for å kunne kutte borestrengen, [GFC-2]. Statoils granskningsrapport er i et brev fra Petroleumstilsynet [GFC-3] kritisert for ikke å ha vurdert hvilke barrierer som faktisk fungerte, og som dermed bidro til å hindre eller begrense faresituasjonen.

Av Statoils granskningsrapport [GFC-2] synes det derfor som at de tekniske systemene "oppe på innretningen" slik som gassdeteksjon (som en fikk flere ganger), tennkildeisolering osv. fungerte tilfredsstillende – siden verken selve systemene eller feil på disse systemene er diskutert eksplisitt i granskningen.

C2.5 Emergency handling (Beredskapshåndtering):

Contingency-prosedyrer dekker ikke tap av felles barriereelement i en brønnkontrollsituasjon. En årsak til at mannskapet og landorganisasjonen hadde problemer med å forstå og håndtere den komplekse hendelsen den 19. mai, er at contingency-prosedyrene ikke dekker den situasjonen de befinner seg i, med tap av felles barriereelement i en brønnkontrollsituasjon. [GFC-2].

Mønstring av 2. linje. Etter at det ble sendt varsel om hendelsen fra plattformen til Vaktentralen, ble det opprettet kontakt mellom beredskapsleder på Gullfaks C og vakthavende stabsleder 2. linje. I løpet av denne samtalen ble det gitt en kort status på situasjonen om bord på plattformen, som på dette tidspunkt var uoversiktlig. Når samtalen var avsluttet hadde de to ulike oppfatninger av om 2. linje skulle mønstre. Beredskapsleder Gullfaks C var av den oppfatning at 2. linje skulle mønstre, mens vakthavende stabsleder 2. linje oppfattet at det ikke var behov for dette. Granskningsgruppen er av den oppfatning at det er to forhold som forklarer hvorfor 2. linje ikke mønstret [GFC-2]:

- Til tross for en uoversiktlig situasjon om bord på plattformen, var likevel situasjonen slik at man hadde en brønnhendelse, gassutslipp i boreområdet, mønstring av plattformens beredskapsorganisasjon og øvrig personell i livbåter. Granskningsgruppen er av den oppfatning at alvorligheten i situasjonen ble undervurdert.
- Det er krav til at beredskapsleder på plattformen skal kontaktes av vakthavende stabsleder 2. linje etter det har skjedd en hendelse. Etter det granskningsgruppen kjenner til er det imidlertid ikke tildelt noen av disse to et ansvar om å få en entydig avklaring på om 2. linje skal mønstre. Utfallet av dette under denne hendelsen var at det ble opprettet kontakt mellom disse to, men uten at det ble entydig avklart hvorvidt 2. linje skulle mønstre.

Ingen plan for avlastningsbrønn [GFC-2]. I de tilfeller det oppstår en brønnhendelse som resulterer i en ukontrollert utblåsning, vil det å bore en avlastningsbrønn være et konsekvensreducerende tiltak. Til tross for at det er etablerte krav i APOS (K- 21339) til dette, ble det ikke utarbeidet beredskapsplaner for boring av en slik avlastningsbrønn for C-06 A.

Normaliseringsfase og bruk av onshore ressurser [GFC-2] Normaliseringsarbeidet pågikk frem til 14.07, dvs. i underkant av to måneder. Gjennom granskningsarbeidet og de samtaler granskningsgruppen har hatt med involvert personell, er hovedinntrykket at dette ble gjennomført på en kontrollert og sikker måte, hvor planlegging, involvering av fagmiljø og gjennomføring av risikovurderinger ble utført iht. gjeldende krav. Granskningsgruppen vil trekke frem følgende forhold:

- Tett samarbeid mellom normaliseringsgruppen i Gullfaks, SSC (subsurface support centre), det operasjonelle "B&B-skyggelaget" på Forus Vest og øvrige fagressurser.
- Aktiv bruk av fagmiljøet og B&B-nettverket ifm kvalitetssikring av planlagte aktiviteter.
- Planer risikovurderes og godkjennes før arbeid gjennomføres i brønnen.
- God kontinuitet og involvering på ledersiden bidro til å effektivisere beslutningsprosessene.

En utfordring knyttet til normaliseringsarbeidet er knyttet til landorganisasjonens evne til å håndtere langvarige situasjoner av den typen. Det å etablere, organisere og drive en organisasjon som skal håndtere en langvarig normaliseringsfase er krevende, bl.a. i forhold til nattarbeid og kontorfasiliteter. Granskningsgruppen har oppfattet det slik at landorganisasjonen har liten erfaring med dette og at dette av den grunn blir en unødvendig tilleggsbelastning.

BOP shear-ram kunne ikke kutte borerøret. Under normaliseringsarbeidet ble det avdekket at det ikke var dokumentert at shear-ram kunne kutte borerøret.

C2.6 Safety management/organisation ([Arbeidsmiljø/HMS-styring](#)):

- *Mangelfulle risikovurderinger.* [GFC-2]:
 - Betingelser, forutsetninger og avgrensinger som er lagt til grunn og oppdatering av analyse ved endringer i disse er manglende [GFC-1]
 - Risikostryking ikke utført i henhold til egne krav [GFC-1]
 - Mangelfull risikovurdering knyttet til bruk av foringsrøret som felles barriereelement som fører til at: 1) det tas i bruk 13 3/8" foringsrør med mangelfull teknisk integritet; 2) det er manglende oppfølging og kontroll på trykket i C-ringrommet; 3) contingency-prosedyrer ikke dekker tap av felles barriereelement i en brønnkontrollsituasjon. forbindelse med bruk av felles barriereelement under MPD-operasjonen, blir det søkt om unntak fra krav om to uavhengige brønnbarrierer. Unntakssøknaden og risikovurderingene som er lagt til grunn for denne godkjennes den 31. mars uten at 13 3/8" foringsrør og sement, som også er et felles barriereelement, er inkludert i denne. Granskningsgruppen er av den oppfatning at en grundigere og brønnsesifikk risikoanalyse kunne forhindre at foringsrør og sement ble utelatt fra disse vurderingene [GFC-2]
 - Mangelfull risikovurdering før det besluttes å gjennomføre MPD-operasjon. Mangler ift. systematikk og kvalitet i risikovurderinger gjennomført før MPD-operasjon, [GFC-2]:
 - Vurdering av hvorvidt teknologien kan operere innenfor trykkmarginene.
 - Vurdering av teknisk tilstand knyttet til felles barriereelementer.
 - Vurdering av overganger mellom MPD og konvensjonelle operasjonsfaser, samt operasjonsbegrensningene i den konvensjonelle operasjonsfasen.
 - Vurdering av ulike utstyrskomponenters kritikalitet for trykkkontroll.
 - Planer for å bore avlastningsbrønn for denne brønnen
 - Sammenstilling av risikobidragene til et samlet risikobilde som egner seg som beslutningsunderlag.

- Mangelfulle risikovurderinger under gjennomføringen av MPD-operasjonen. Mens operasjonen pågår er det flere episoder med tap til formasjonen og influx, noe som kunne medført en revurdering av hvorvidt det var forsvarlig å fortsette operasjonen. [GFC-2].
- Risikoanalyser av MPD-operasjonen er ikke formelt godkjent iht. krav. Et eksempel på dette er risikoanalysen av "Drilling of 8 ½" x 9 ½" section" /6/. I denne analysen er det flere gule og røde risikoelementer, som iht kravet ovenfor skulle vært formelt godkjent av leder B&B Bergen. Denne analysen har ikke blitt formelt godkjent på verken dette nivået eller lavere nivå. [GFC-2].
- Personell med opplæring og kompetanse i risikoanalyse er ikke tilstrekkelig involvert inn i risikostyringsarbeidet. [GFC-1] [GFC-2], f.eks. ikke deltakelse fra personell fra MPD-miljøet.
- Det er ikke benyttet sjekklister eller ledeord under gjennomføring av risikoanalyser. Årsak og konsekvens for identifiserte risiki er mangelfullt beskrevet. Viktige risiki knyttet til blant annet trykkkontroll og til felles barriereelement er ikke tilstrekkelig adressert. Analyser er mangelfullt dokumentert når det gjelder dato for gjennomføring, deltakere, ansvarlige for og status på tiltak [GFC-2].
- Planleggingsprosessen, med gjennomførte risikovurderinger/-analyser, gjenspeilet ikke brønnens vanskelighetsgrad og risikokategori [GFC-1, GFC-2].
- Ikke gjort vurderinger av behov for ulike typer analyser [GFC-1] En bore- og brønnspesifikk risikogjennomgang (Drilling and well operation risk assessment), som beskrevet i DW-T06-02, var ikke gjennomført selv om brønnen oppfylte flere av kriteriene som er satt for en slik gjennomgang [GFC-1].
- Manglende dokumentasjon av risikovurderinger og –håndteringer [GFC-1].
- Det framkom i intervjuene at det ikke var en klar systematikk med hensyn til hvordan risikoanalyser ble gjennomført. I tillegg var det uklart hvilke krav som var gjeldende mht. hvem som skulle delta/involveres i risikovurderingene [GFC-1].
- I intervjuer med sentralt personell ble det gitt uttrykk for at det ikke var tilstrekkelig kapasitet i organisasjonen til å planlegge både MPD og konvensjonell boring av 8 ½" seksjonen samtidig i forkant av operasjonen [GFC-1].
- **Mangelfull erfaringsoverføring.** En annen årsak til at MPD-operasjonen ble gjennomført med utilstrekkelig margin mot poretrykk og fraktureringstrykk, var at det var mangelfull erfaringsoverføring knyttet til trykkkontroll fra MPD-operasjonen som ble gjennomført i brønn C-01 [GFC-2]. I tillegg: Mangelfulle vurderinger av erfaringer fra tidligere brønner på Gullfaksfeltet, både med hensyn til mulighet for høyere trykk i formasjonene over Shetland og fra tidligere hendelser med brønnspråk i brønner som B-30 og A-36. Erfaringene fra trykkbalanserte operasjoner i forrige MPO brønn (C-01) var heller ikke i tilstrekkelig grad ivarettatt. Det ble hevdet i intervju at det ikke var lett å få fram data da de var spredd på ulike steder. Erfaringer med dårlig sement i tidligere brønner ble heller ikke tilstrekkelig vektlagt ved vurdering av eksisterende brønn før sidesteg, [GFC-1]:
 - Etter hendelsen med tap av brønnkontroll i den samme brønnen i *desember 2009* ble det gjennomført en dybdestudie for å undersøke årsakene til hendelsen. Bare et fåtall av personene som ble intervjuet og som hadde ansvar knyttet til operasjonell planlegging av brønnen, hadde lest rapporten etter studiet og var kjent med konklusjonene og anbefalingene (Statoil dok ref. 43). [GFC-1]. Hendelsen 23.12.2009 ble av Statoil vurdert å være en alvorlig hendelse og ble kategorisert som rød nivå 2. Selskapet besluttet å gjennomføre en dybdestudie av hendelsen. Etter Petroleumstilsynets mening, burde denne hendelsen ha blitt gransket. Det framkom også i intervjuene at flere i Statoil ikke var fornøyd med innholdet i dybdestudien, flere mente at studien burde gått dypere på enkelte områder og enkelte mente også at hendelsen burde vært gransket. Det framkom videre gjennom intervjuene at sentrale personer med ansvar for planlegging og gjennomføring av boreoperasjonene ikke var kjent med innhold og konklusjoner i dybdestudien. [GFC-1]

- I et møte mellom Petroleumstilsynet og Statoil B&B i mars 2010 kom det fram at Statoil hadde identifisert flere utfordringer relatert til oppfølging av hendelser og læring etter disse. Utfordringene var relatert til kvalitet i planleggingen, kvalitet og presisjon i arbeidsutførelse, risikoforståelse, etterlevelse og lederskap. Dette ble framlagt som generelle utfordringer for hele UPN. Dette samsvarer godt med de avvik som er identifisert i denne tilsynsaktiviteten og samsvarer også godt med det som Petroleumstilsynet har sett i forbindelse med oppfølging av andre hendelser i Statoil, både fra hendelsen på Snorre A i 2004, oljelekkasjen i skaftet på Statfjord A i 2008 og hendelsene med kaksinjektorene i 2007-2010. Petroleumstilsynet registrerer også at det er en stor utfordring for selskapet å involvere nødvendig fagpersonell i planleggingsarbeid og risikovurderinger og at denne utfordringen også er til stede selv om selskapet etter pålegget på Snorre A i 2004 gjennomførte et større arbeid for å korrigere dette, [GFC-1].
- Uheldig *organisering av skiftavløsning* er årsaken til at både boreleder og boresjef foretar skiftbytte på samme tidspunkt, [GFC-1].
- *Endringsledelse*. På det tidspunkt (mars 2010) det ble besluttet å gå fra en konvensjonell boreoperasjon til en MPDoperasjon, var både antall endringer og omfanget av disse av en slik karakter at dette burde resultert i et signert tillegg til boreprogrammet, samt oppdatert og signert risikoregister [GFC-2]. Selv om MPD var angitt som metodevalg i forbindelse med DG2 i januar 2009, ble brønnen planlagt konvensjonelt i tiden etterpå. Vurdering av endring i boremetode (fra MPD til konvensjonell boring), beslutning og involvering av personell var mangelfullt dokumentert og var ikke avviksbehandlet i endringsloggen (Change Log). Intervjuede uttalte at MPD aldri var annet enn en opsjon til konvensjonell boring. Imidlertid spesifiserte alle anbefalinger til ledelsen (Approval of Documentation to the EPN Management) mht budsjett/økonomi MPD som den valgte metoden, (Statoil dok. ref. 4 og 5), [GFC-1]:
 - Endringsloggen (Change Log) var ikke oppdatert mht hvilke endringer som var gjort for kjøring av 10 3/4" Tie Back og endring fra konvensjonell boring til trykkbalansert boring i 8 1/2" seksjonen. Det var ikke mulig å lese ut fra loggen om endringer var implementert eller ikke. Loggen var heller ikke signert i henhold til interne krav. Under intervju kom det fram at endringslogg ikke ble brukt etter januar 2010 uten at det kunne begrunnes hvorfor (Statoil dok ref. 10), [GFC-1].
- *Mangelfull etterlevelse av og kjennskap til krav*. Etterlevelse kunne forhindret mangelfull risikovurdering og erfaringsoverføring i punkt 1 og 2 over. [GFC-2]. Manglende/liten kjennskap til styrende dokumenter og sentrale begreper, [GFC-1].
- *Kompetanse*. Den involverte organisasjonen har samlet sett hatt mangelfull kunnskap knyttet til MPD. [GFC-2]. Lite operasjonell erfaring med trykkbalanserte operasjoner i planleggingsgruppen og generelt kort erfaring fra Gullfaks hos de involverte for denne brønnen. Det kom fram i intervjuene at flere sentrale personer med operasjonell erfaring fra Gullfaks og trykkbalansert boring ikke lenger var tilknyttet Gullfaks og at mange av de nye hadde begrenset erfaring. Flere personer med operasjonell erfaring fra MPD/MPO operasjoner offshore på Gullfaks var ikke med i planlegging av brønn C-06, [GFC-1].
- *Involvering av fagmiljø i Statoil*. Til tross for at MPD teknologien er relativt ny i selskapet, har etablerte fagmiljø i Statoil i liten grad vært inkludert i planlegging og operasjonell oppfølging av MPD-operasjonen på Gullfaks C. Bl.a. ble det ikke gjennomført Peer review [også i GFC-1] før MPD operasjonen startet, slik det er krav til (ref krav K-12168). Overfor granskningsgruppen har det blitt antydnet at samarbeidsklimaet mellom fagmiljøet i Statoil og B&B organisasjonen i Gullfaks ikke har vært bra. [GFC-2]. Mangelfull involvering av fagmiljøer i risikovurderinger, [GFC-1]:
 - Flere miljøer i Statoil hadde tilbudt sin ekspertise, eksempelvis TNE brønnintegritet og TNE MPD, men Gullfaks valgte å ikke trekke på kompetanse utenfor egen organisasjon. Det ble heller ikke trukket på kompetanse fra Kvitebjørn i forbindelse med de planlagte operasjonene, [GFC-1].
 - MPD miljøet ble i liten grad involvert i planlegging av brønnen før det i siste fase ble

besluttet å benytte trykbalansert boring. Under store deler av planleggingen var dette miljøet plassert i en annen del av bygningen enn resten av planleggingsgruppen, [GFC-1].

- *Mangler ved dokumentering av beslutningsprosess*, f.eks. ufullstendig utfylte risikogjennomganger/vurderinger uten sentral informasjon som tidsfrister, ansvarlig person og tiltak, og forelå kun som utkast (draft), [GFC-1].
- *Manglende oppfølging fra ledelsen ved planleggingen av brønnen*, [GFC-1.]
- *Fortsatt operasjon til tross for utstyrsproblemer*. I forbindelse med skifte av PCD pakningselement den 22. og 24. april oppstår det underbalanse i brønnen. Til tross for at det er krav om overbalanse i brønnen til enhver tid, fortsetter MPD-operasjonen uten at det innføres tilstrekkelige kompenserende tiltak, [GFC-2].
- *Fortsatt operasjon til tross for hendelse med brønnsparke* Den 30. april oppstår det brønnsparke når borestrengen trekkes ut av hullet. Brønnsparket etterfølges av en brønnkontrollsituasjon som varer frem til neste dag. Boreoperasjonen fortsetter når brønnkontrollsituasjonen er håndtert, men uten at det blir innført tilstrekkelige kompenserende tiltak, [GFC-2].
- *Manglende evne til å forstå hva som foregår*. I perioden 22. – 29. april og 10. – 18. mai oppstår det trykkøkning i C-ringrom. Trykket har før og mellom disse tidsperiodene ligget stabilt på ca 12 bar, men stiger i disse periodene opp til hhv 18 og 20 bar, uten at dette blir fanget opp av de involverte. Dersom denne trykkøkningen hadde blitt fanget opp, kunne dette medført at man hadde fått klarhet i at det var en begynnende lekkasje i 13 3/8" foringsrør og at et felles barriereelement var i ferd med å bli svekket, [GFC-2].

C3. Consequences (Konsekvenser)

Ingen konsekvenser ift personskade, utslipp eller brann/eksplosjon [GFC-2]

Gassen som ble detektert 19.05 kl.17:51 hadde en lekkasjerate på 0,15 kg/s (alvorlighetsgrad gul), [3].

Statoils granskningsgruppe har vurdert potensielle konsekvenser som kunne skjedd under ubetydelige endrede omstendigheter. "Med dette menes at det er bare tilfeldigheter som har gjort at de potensielle utfallene av hendelsen ikke inntraff"[GFC-2]:

- Det anses som tilfeldig at ringrommet rundt borestrengen tettet seg ved 9 5/8" sko. Dersom ringrommet ikke hadde tettet seg, kunne dette medført undergrunnsutblåsning.
- En alvorlig kontamineringshendelse inntraff under normaliseringsfasen og truet brønnkontroll-operasjonen. Med langvarig tap av sirkulasjonsmulighet vurderes potensialet for eskalering til undergrunnsutblåsning for å være tilstede. Granskningsgruppen vurderer det som sannsynlig at kontaminering av slam kunne medført en undergrunnsutblåsning, en er usikker på om dette faller innenfor begrepet "ubetydelig endrede omstendigheter" (Kontaminering av slam kan skje på grunn av reaksjon mellom slam i bruk og annet slam i slamanlegget, vannlekkasje eller reaksjon med væsker i brønnen). Kontaminering kan føre til at slammets egenskaper totalt skifter karakter, for eksempel at det klumper seg. Dette kan medføre problemer med sirkulasjon eller avbrutt sirkulasjon i flere timer, fordi hele eller at deler av sirkulasjonssystemet plugges seg.)
- Disse utfallene antas som utenfor definisjonen av "ubetydelig endrede omstendigheter": antent gassutslipp; svikt i BOP; mangelfull forsyning av slam fra båt/bruk av sjøvann som brønnvæske;

Som angitt ovenfor er det undergrunnsutblåsning som vurderes som en potensiell konsekvens som granskningsgruppen mener faller innenfor "ubetydelig endrede omstendigheter", dvs. 50/50 scenario.

Granskningsgruppen mener videre at en undergrunnsutblåsning, med påfølgende utslipp på havbunnen, vil falle utenfor denne definisjonen. Bakgrunnen for denne vurderingen er at et slikt utfall vil være avhengig av at to uavhengige tilfeldige utfall må inntreffe: 1) Den ene tilfeldigheten er at man først måtte fått en undergrunnsutblåsning. 2) Den andre tilfeldigheten er at en undergrunnsutblåsning ikke hadde blitt tatt opp av sander i Hordalandgruppen og/eller Utsiraformasjonen, men fulgt brønnbanen opp og sluppet ut på havbunnen.

PART D: LESSONS LEARNED AND CORRECTIVE ACTIONS (LÆRINGSPUNKTER OG TILTAK)**D1. Main official lessons (Hovedlæringspunkter)***In general/Generelt***D2. Main official recommendations (Viktige anbefalinger)****D2.1 Drilling/well (Boring/brønn):**

Fra [GFC-2]:

Utarbeide nye akseptkriterier for MPD-boring på Gullfaks:

MPD-operasjonen på brønn C-06 AT5 og erfaringene fra brønn C-01, viser at det ikke har vært mulig å operere innenfor en trykkvariasjon på +/- 2,5 bar. Det anbefales derfor at organisasjonen utarbeider nye akseptkriterier for tillatt trykkvariasjon.

Gjennomgang av forutsetninger ifm MPD-operasjoner på Gullfaks:

Hendelsen på brønn C-06 AT5 viser at MPD-operasjonen er mer kritisk enn en konvensjonell boreoperasjon fordi det opereres med felles barriereelement, hydrostatisk slamvekt under poretrykk og regulering av baktrykk ved hjelp av dataprogramvare. Gjennomførte risikogjennomganger er mangelfulle mht å ta høyde for den totale risikoen, samt å inkludere felles barriereelementer som står under BOP'en. Basert på dette anbefales det å utføre ny risikostudie for Gullfaks MPD-operasjoner, slik at det er mulig å vurdere bruksområdet for MPD på Gullfaks.

Samordne krav og beste praksis for MPD-operasjoner på Gullfaks:

Krav i APOS og beste praksis for Gullfaks sine MPD-operasjoner kan være vanskelig å finne frem i, bl.a. hva som er gjeldende for Gullfaks MPD og hva som er gyldig fra UBO prosjektet. Det anbefales derfor å ta en kvalitetsjekk på hva som er gjeldende krav og beste praksis og så samle disse dokumentene, gjerne i form av et temadokument.

Oppdatere trykkprognoser:

Det anbefales å utarbeide trykkprognoser for Gullfaks i henhold til krav i APOS, dvs. å oppgi dyp i m TVD RKB, samt beregne kollapstrykk.

Utføre verifikasjon av APOS krav relatert til MPD-operasjoner og implementere nødvendige endringer:

MPD er en relativt ny teknologi og boreoperasjonen på C-06 AT5 har avdekket svakheter i APOS relatert til denne typen boreoperasjon. Det er derfor behov for å ta en grundig gjennomgang av MPD-kravene i APOS og samle kravene, slik at det blir enklere for brukerne å finne frem. Følgende bør som et minimum gjennomgås:

- a) Klargjøre krav knyttet til felles barriereelementer under BOP ved MPD-operasjoner, etablere krav til gasstette gjenger i foringsrør, samt utarbeide sjekklister for akseptkriterier relatert til felles barriereelementer.
- b) Etablere minimumskrav til hvilke contingency-prosedyrer som skal utarbeides før oppstart av MPD-operasjoner. I C-06 AT5 manglet bl.a. contingency-prosedyrer for tap av felles barriereelement.
- c) Tydeliggjøre at krav til 4 m3 kickmargin gjelder for de konvensjonelle deler av MPD-operasjonen.
- d) Klargjøre krav til CBL/USIT-logging av sement bak felles barriereelement og utarbeide akseptkriterier.
- e) Implementere krav til at trykkmarginer inklusiv gjeldende sikkerhetsmarginer skal være presentert og akseptert før oppstart av MPD-operasjoner.
- f) Etablere krav til at statisk slamvekt under MPD-operasjoner skal ligge over beregnet kollapstrykk.
- g) Styrke krav til overvåking av ringrom ifm. MPD-operasjoner.

- h) Oppdatere krav til opplæring relatert til MPD.
- i) Etablere spesifikke krav for avlastningsbrønn.
- j) Tydeliggjøre krav til bruk av draw-down tester, slik at dette ikke gjennomføres på trykk som er lavere enn det kjente poretrykket i brønnen.

Tydeliggjøring av krav til risikostyring i Brønntilvirkningsprosessen:

Gjennom denne granskningen er det avdekket at flere krav knyttet til risikostyring ikke har blitt etterlevd. Granskningsgruppen er av den oppfatning at det til dels kan være utfordrende å finne frem til og forstå alle relevante krav. Det anbefales av den grunn å foreta en gjennomgang av disse kravene, slik at det legges bedre til rette for etterlevelse.

Tydeliggjøre krav til involvering av Statoils fagmiljø:

I forbindelse med planlegging og gjennomføring av operasjonene på C-06 AT5 var det mangelfull involvering av fagmiljø i TNE inklusive SSC. Disse fagmiljøene ivaretar en viktig funksjon relatert til å ivareta QA/QC funksjonen i Statoil sine bore og brønn operasjoner, og det anbefales derfor å tydeliggjøre krav til involvering av disse miljøene.

Forbedre levetid på PCD pakningselement:

Skifte av PCD pakningselementet forårsaket gjentatte problemer i brønn C-06 AT5 og det anbefales derfor å sette i gang arbeid for å forbedre levetiden på pakningselementet.

Forbedre kjøreverktøy for PCD pakningselement:

Under skifte av PCD pakningselementet kom brønnen gjentatte ganger i underbalanse fordi det oppstod lekkasje gjennom stripper annular da koblingen på trekkeverktøyet ble dratt gjennom stripper annular. Lekkasken skyldes uheldig "space out" på trekkeverktøyet og bør derfor utbedres.

Finne en teknisk løsning som ikke utsetter baktrykkspumpen for skadelige trykkslag:

Det ble observert til dels kraftige vibrasjoner på baktrykkspumpen under MPD-boringen på brønn C-06 AT5. Pumpen er kritisk for å kunne gjennomføre operasjonen innenfor gjeldene krav og det anbefales derfor å sette i gang tekniske tiltak for å unngå dette.

Oppgradere slambehandlingssystemet på Gullfaks C:

Under MPD-boringen og normaliseringsarbeidet på brønn C-06 AT5 ble det avdekket lekkasjer i slamsystemet, samt problemer med å skjære slam. Problemene med slambehandlingssystemet reduserer sikkerheten i boreoperasjonen og tilstanden på utstyret bør derfor utbedres.

Oppdatere plan for avlastningsbrønner på Gullfaks:

Granskningen av MPD-operasjonen på brønn C-06 AT5 viser at det ikke var identifisert og vurdert hvordan en avlastningsbrønn skulle bores. Det anbefales derfor å utarbeide en teknisk løsning for avlastningsbrønn før det iverksettes nye boreoperasjoner som eksponerer Shetland og Lista.

Gjennomgå praksis for klassifisering av hendelser:

Med bakgrunn i klassifisering av alvorlighet og oppfølging av hendelsen på Gullfaks C den 23.12.2009 og hendelsen på Gullfaks B den 30.09.2007, er granskningsgruppen av den oppfatning at disse hendelsene ikke ble klassifisert og fulgt opp riktig. Det anbefales derfor å gjennomgå rutiner og praksis for klassifisering av hendelser relatert til B&B virksomheten, slik at disse hendelsene får riktig fokus og oppfølging.

D2.2 Maintenance (Vedlikeholdsstyring):

- Klargjøre krav knyttet til felles barriereelementer under BOP ved MPD-operasjoner, og etablere krav til gassette gjenger i foringsrør, samt utarbeide sjekklister for akseptkriterier relatert til felles barriereelementer [GFC-2].
- Skifte av PCD pakningselementet forårsaket gjentatte problemer i brønn C-06 AT5 og det anbefales derfor å sette i gang arbeid for å forbedre levetiden på pakningselementet [GFC-2].

D2.3 Stability (Stabilitet/flyteevne):

- Ikke relevant.

D2.4 Process integrity (Prosessintegritet):

- Dokumentere at BOP shear-ram kan kutte borestreng. Under normaliseringsarbeidet ble det avdekket at det ikke var dokumentert at shear-ram kunne kutte borerøret. Det anbefales at dette

dokumenteres, iht til gjeldende krav, for fremtidige boreoperasjoner på Gullfaks [GFC-2].

- Utføre verifikasjon av APOS krav relatert til MPD-operasjoner og implementere nødvendige endringer MPD er en relativt ny teknologi og boreoperasjonen på C-06 AT5 har avdekket svakheter i APOS relatert til denne typen boreoperasjon. Det er derfor behov for å ta en grundig gjennomgang av MPD-kravene i APOS og samle kravene, slik at det blir enklere for brukerne å finne frem. Følgende bør som et minimum gjennomgås:
 - a) Klargjøre krav knyttet til felles barriereelementer under BOP ved MPD-operasjoner, etablere krav til gasstette gjenger i foringsrør, samt utarbeide sjekkliste for akseptkriterier relatert til felles barriereelementer [GFC-2]

D2.5 Emergency handling (Beredskapshåndtering):

- Gjennomgå prosedyre for kommunikasjon og mønstringsinstruks med 2. linje beredskap. Under brønnsk kontroll hendelsen på brønn C-06 AT5 mønstret ikke 2. linje, selv om beredskapsleder på Gullfaks C trodde de hadde mønstret. Det anbefales derfor at prosedyre for kommunikasjon og mønstringsinstruks mellom beredskapsleder og stabsleder 2. linje gjennomgås og at det vurderes endring av prosedyren [GFC-2]
- Oppdatere plan for avlastningsbrønner på Gullfaks Granskningen av MPD-operasjonen på brønn C-06 AT5 viser at det ikke var identifisert og vurdert hvordan avlastningsbrønn skulle bores. [GFC-2]
- Gjennomgå og oppdatere rutiner for etablering av døgnkontinuerlige vaktlag I forbindelse med oppstart av normaliseringsarbeidet var personellet i organisasjonen usikker på hvordan dette arbeidet skulle organiseres, og at det tok noe lang tid før arbeidet kom godt i gang. Granskingsgruppen anbefaler derfor at det utarbeides en beste praksis for hvordan døgnkontinuerlige vaktlag skal settes opp og organiseres. [GFC-2]

D2.6 Safety management/organisation (Arbeidsmiljø/HMS-styring):

- Samordne krav og beste praksis for MPD-operasjoner på Gullfaks Krav i APOS og beste praksis for Gullfaks sine MPD-operasjoner kan være vanskelig å finne frem i, bl.a. hva som er gjeldende for Gullfaks MPD og hva som er gyldig fra UBO prosjektet. [GFC-2]
- Endre skiftplan til boreleder og boresjef på Gullfaks C Samtidig som brønnsk kontroll hendelsen på C-06 AT5 oppsto, hadde både boreleder og boresjef skiftbytte. Dette er en uheldig praksis og det anbefales derfor å endre skiftplan for boreleder og boresjef slik at de ikke har skiftbytte på samme dag. [GFC-2]
- Tydeliggjøring av krav til risikostyring i Brønntilvirkningsprosessen Gjennom denne granskningen er det avdekket at flere krav knyttet til risikostyring ikke har blitt etterlevd. Granskingsgruppen er av den oppfatning at det til dels kan være utfordrende å finne frem til og forstå alle relevante krav. Det anbefales av den grunn å foreta en gjennomgang av disse kravene, slik at det legges bedre til rette for etterlevelse [GFC-2].
- Tydeliggjøre krav til involvering av Statoils fagmiljø I forbindelse med planlegging og gjennomføring av operasjonene på C-06 AT5 var det mangelfull involvering av fagmiljø i TNE inklusive SSC. Disse fagmiljøene ivaretar en viktig funksjon relatert til å ivareta QA/QC funksjonen i Statoil sine bore og brønn operasjoner, og det anbefales derfor å tydeliggjøre krav til involvering av disse miljøene. [GFC-2]
- Gjennomgå praksis for klassifisering av hendelser Med bakgrunn i klassifisering av alvorlighet og oppfølging av hendelsen på Gullfaks C den 23.12.2009 og hendelsen på Gullfaks B den 30.09.2007, er granskingsgruppen av den oppfatning at disse hendelsene ikke ble klassifisert og fulgt opp riktig. Det anbefales derfor å gjennomgå rutiner og praksis for klassifisering av hendelser relatert til B&B virksomheten, slik at disse hendelsene får riktig fokus og oppfølging. [GFC-2]

D3. Feedback on corrective action implementation (Tiltaksoppfølging – effekt av tiltak)

PART E: SOURCES OF INFORMATION AND REFERENCES (REFERANSER)**E1. Official reports (Offisielle rapporter)**

[GFC-1] Petroleumstilsynet, 2010, *Revisjonsrapport. Tilsynsaktivitet med Statoils planlegging av brønn 34/10-C-06A*. Aktivitetsnummer 001050012.

[GFC-2] Statoil, 2010. *Granskningsrapport Brønnehendelse på Gullfaks C*. Rapportnr. A EPN L1 2010-2, 04.11.2010.

[GFC-3] Petroleumstilsynet, 2010, Kommentarer til Statoils granskningsrapport etter hendelse med tap av brønnkontroll på Gullfaks C 19.5.2010. [Brev av 19.11.2010](#).

[4] Statoils hjemmeside, www.statoil.com

E2. Other relevant references (Andre relevante kilder)

Texas City

PART A: GENERAL ACCIDENT AND SYSTEM CHARACTERISTICS (GENERELL INFORMASJON)

A1. Date and time (Tidspunkt)

23. mars, 2005.

A2. Accident type and severity (Ulykkestype og alvorlighet)

Refinery explosion and fire. BP Texas City Refinery suffered one of the worst industrial disasters in recent U.S. history. Explosions and fires killed 15 people and injured another 180, and resulted in financial losses exceeding \$ 1.5 billion. A shelter-in-place order was issued that required 43,000 people to remain indoors. Houses were damaged as far away as three-quarters of a mile from the refinery. [1]

A3. Accident location (Sted)

Texas City, US.

A4. Short description of system involved (Systembeskrivelse, inklusive relevant historikk)

The BP Texas City Refinery was the third-largest oil refinery in the United States. Prior to 1999, Amoco owned the refinery. BP merged with Amoco in 1999 and BP subsequently took over operation of the plant. The system involved in the initial phase of the accident was the isomerization (ISOM) unit of the refinery, see Figure 1.

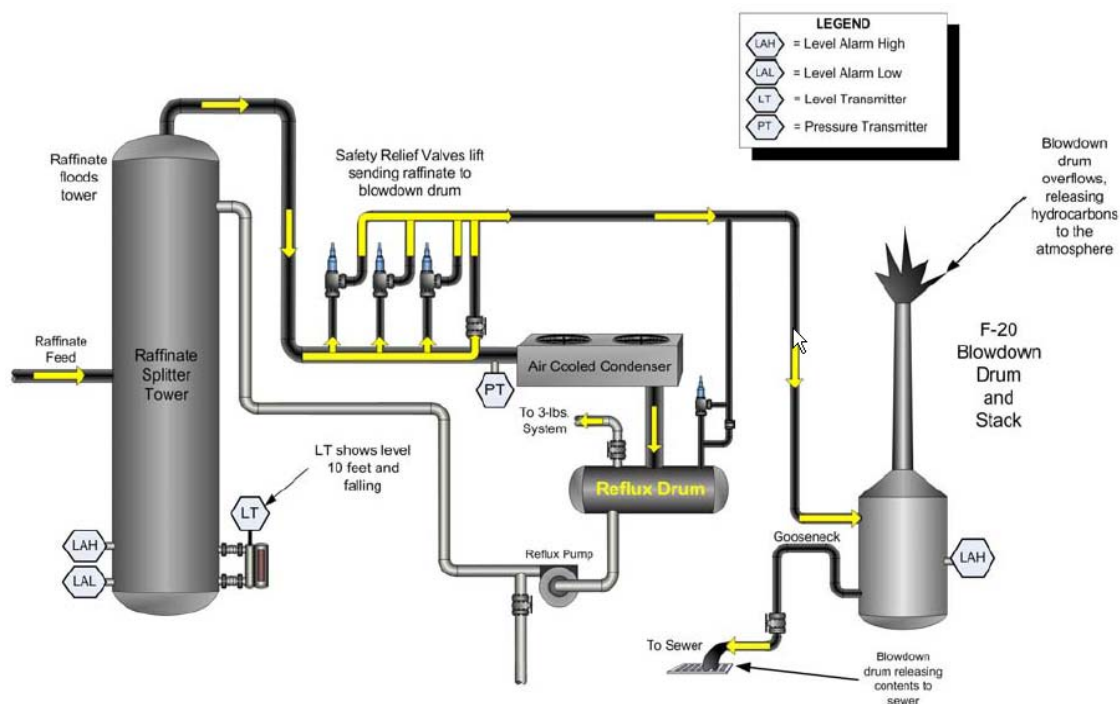


Figure 1. The raffinate section of the ISOM unit. [1]

A5. Description of activity/operation and parties/stakeholders involved (Aktiviteter og involverte parter)

The accident occurred during the startup of an isomerization (ISOM) unit after a maintenance outage. Only BP Texas City personnel were involved in the startup procedure, while contractor employees were engaged in turnaround activities. All of the 15 fatalities and many of the serious injured were contractor workers [1].

A6. Context of accident (Ytre forhold og omstendigheter)

Texas City had been exposed to years of cost cutting. A review for BP in 2002 had expressed that the integrity and reliability issues at Texas City Refinery were clearly linked to the reduction in maintenance spend of the last decade¹ [3]. The Chemical Safety and Hazard Investigation Board (CSB) claimed that cost cutting, failure to invest and production pressures from BP Group executive managers impaired process safety performance at Texas City. [1]

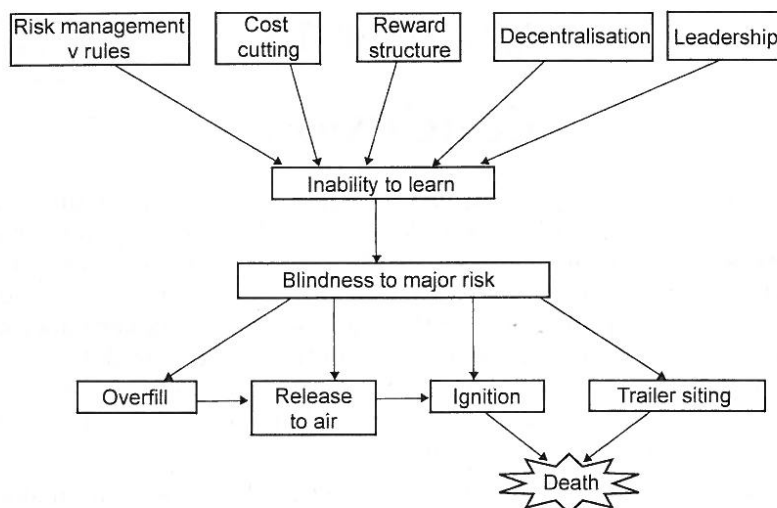


Figure 2. The context of the Texas City accident. [3], p. 158.

PART B: ACCIDENT DESCRIPTION (ULYKKEBESKRIVELSE)

B1. Main scenario and hazardous phenomena (Scenario)

The accident occurred when a raffinate tower (a distillation tower) was overfilled; pressure relief devices opened, resulting in a flammable liquid geyser from a blowdown stack² that was not equipped with a flare. The release of flammables led to an explosion and fire. All of the fatalities occurred in or near office trailers located close to the blowdown drum.

B2. Description of accident and circumstances (Beskrivelse av ulykken og omstendigheter)

On the morning of March 23 in 2005, the raffinate splitter tower in the refinery's ISOM unit was restarted after a maintenance outage. During the startup, operations personnel pumped flammable liquid hydrocarbons into the tower for over three hours without any liquid being removed, which was contrary to startup procedure instructions. Critical alarms and control instrumentation provided false indications that failed to alert the operators of the high level in the tower. Consequently, unknown to the operations crew, the 170-foot (52 m) tall tower was overfilled and liquid overflowed into the overhead pipe at the top of the tower, as illustrated in Figure 1.

The overhead pipe ran down the side of the tower to pressure relief valves located 148 feet (45 m) below. As the pipe filled with liquid, the pressure at the bottom rose rapidly from about 21 pounds per square inch (psi) to about 64 psi. The three pressure valves opened for six minutes, discharging a large quantity of flammable liquid to a blowdown drum with a vent stack open to the atmosphere. The blowdown drum and stack overflowed with flammable liquid, which led to a geyser-like release out the 113-foot (34 m) tall stack. This blowdown system was an antiquated and unsafe design; it was originally installed in the 1950s, and had never been connected to a flare system to safely contain liquids and combust flammable vapors released from the process.

¹ Texas City Refinery retrospective analysis, October 2002, p. 11, see [3], p. 73.

² Venting equipment that can release build-ups of dangerous liquid or vapour in an emergency.

The released volatile liquid evaporated as it fell to the ground and formed a flammable vapor cloud. The most likely source of ignition for the vapor cloud was backfire from an idling diesel pickup truck located about 25 feet (7,6 m) from the blowdown drum. The 15 employees killed in the explosion were contractors working in and around temporary trailers that had been previously sited by BP as close as 121 feet (37 m) from the blowdown drum. [1]

B3. Timeline of main events (Tidslinje av viktige hendelser), ref. [1], p. 43.

Date	Time	Events
21 Febr. 2005		Raffinate splitter section of the ISOM unit is shut down; the 12-hour consecutive day shift schedule begins.
26 Febr.		Operators try to open/close the pressure control (3-pound) valve from the control board; valve is unresponsive.
10 March		A revised work order to replace leaking isolation valves is added to the list of turnaround work so that the level transmitter can be fixed.
22 March		Operators again try to open/close the 3-pound valve from the control board, but valve is unresponsive.
22 March		Supervisor A tells instrument technicians to stop checking the critical alarms because the unit is starting up and there is not enough time to complete the checks.
23 March	2:15 a.m.	The Night Lead Operator begins filling the tower with raffinate feed from the satellite control room.
23 March	3:09 a.m.	The tower high level alarm sounds when the level in the tower reaches 7.6 ft in the tower (72% on the transmitter).
23 March		The redundant high level alarm switch does not sound when the tower level reaches 7.9 ft (78% on transmitter).
		The Night Lead Operator fills the tower, stopping when the transmitter reads 99%, which should have been 8.95 ft (2.7 m) in the tower, but is actually 13.3 ft (4 m).
23 March	5:00 a.m.	The Night Lead Operator leaves the refinery a little over an hour before his scheduled shift leave time.
23 March	6:06 a.m.	The Day Board Operator arrives at the refinery.
23 March	6:23 a.m.	The Night Board Operator leaves the refinery.
23 March	7:15 a.m.	Supervisor A arrives for his shift.
23 March	9:27 a.m.	Operators open 8-inch NPS chain valve to remove nitrogen; the pressure in the tower drops to near 0 psig (0 kPa).
23 March		A verbal miscommunication occurs between operations personnel regarding feed-routing instructions.
23 March	9:40 a.m.	The Day Board Operator opens the tower level control valve to 70% output for 3 minutes, then closes the valve.
23 March	9:51 a.m.	Startup of the raffinate unit recommences and the tower begins receiving more feed from the ARU.
23 March		The Day Board Operator observes a 97% transmitter reading (which should have been an 8.85 ft, or 2.7 m, tower level) when he starts circulation.
23 March	9:55 a.m.	Two burners are lit in the raffinate furnace.
23 March	10:47 a.m.	Supervisor A leaves the refinery due to a family emergency; no supervisor or technically trained personnel replaces him.
Date	Time	Events, cont.
23 March	11:16 a.m.	Two additional burners in the furnace are lit; the level transmitter reads 93%, which should have been a tower level of 8.65 ft (2.6 m); but is actually 67 ft. (20 m).
23 March	11:50 a.m.	Fuel to the furnace is increased; the actual tower level is 98 ft, but the transmitter reads 88% (8.4 ft.; 2.6 m).
23 March	12:41	The tower's pressure rises to 33 psig (228 kPa); operators reduce pressure by opening the 8-inch NPS chain valve.
23 March	12:42 p.m.	Fuel gas to the furnace is reduced; the actual tower level is 140 ft (43 m), but transmitter reads 80% (8 ft; 2.4 m).
23 March	12:42 p.m.	The Day Board Operator opens the tower level control valve to 15% output, then tries several times to increase output over the next 15 min.
23 March	12:45 p.m.	Approximately 25 people attend a safety meeting in the main control room until ~1:10 p.m.
23 March	12:59 p.m.	Heavy raffinate flow out of the unit finally begins.
23 March	1:02 p.m.	Heavy raffinate flow out of the tower matches the flow of raffinate into the unit.
23 March	1:04 p.m.	The actual level in the tower is 158 ft (48 m) but transmitter reading has declined to 78% (a level of 7.9 ft; 2.4 m).

	1:11 p.m.	Supervisor A and Lead Operator talk; Supervisor suggests opening a bypass valve to relieve tower pressure.
23 March	1:14 p.m.	Hydrocarbon flows out of the tower into overhead piping; tower pressure spikes to 63 psig (434 kPa); all three relief valves open.
23 March		The Board Operator begins troubleshooting the pressure spike; he notices the drum alarm had not sounded, so he resumes moves to reduce pressure believing there is a residual buildup of noncombustibles in the tower.
23 March	1:15 p.m.	Fuel gas to the furnace is reduced.
23 March	1:16 p.m.	The Board Operator fully opens the heavy raffinate level control valve.
23 March	1:17 p.m.	The overhead reflux pump is started by outside operators.
23 March	1:19:59 p.m.	The Day Lead Operator shuts off fuel gas to the furnace from the satellite control room.
23 March 2005	1:20:04 p.m.	Vapor cloud ignites and explodes.

PART C: CAUSES (ÅRSAKER)

C1. Initiating event and direct causes (*Initierende hendelse og direkteårsaker*)

Some of the important direct causes were [4]:

1. Operators did not follow procedures
2. Control board gave no indication of amount of liquid in the tower
3. Functional failures in instrumentation
4. Inadequate design of pressure relief and disposal system equipment

1. Operators did not follow procedures

The board operator placed the tower level control valve in manual mode and closed it. Figure 3 shows a simplified illustration of the raffinate splitter tower (left part of the figure). At the bottom of the tower there are two level alarm indications (LAH = Level Alarm High and LAL = Level Alarm Low). The liquid level in the tower shall be kept in between these two levels. If the liquid level rises above LAH (which gives a high alarm), liquid has to be removed from the tower through the piping at the bottom and sent to storage. Further downstream on this piping (not shown in the figure) is the tower level control valve located. This valve will, if placed in automatic mode, automatically open and release liquid from the tower if the level is too high. However, this valve was taken out of automatic mode and placed in manual mode, and then closed. Liquid was sent into the tower, but nothing was taken out. Thus, the liquid level in the tower raised above the allowed 10 feet.

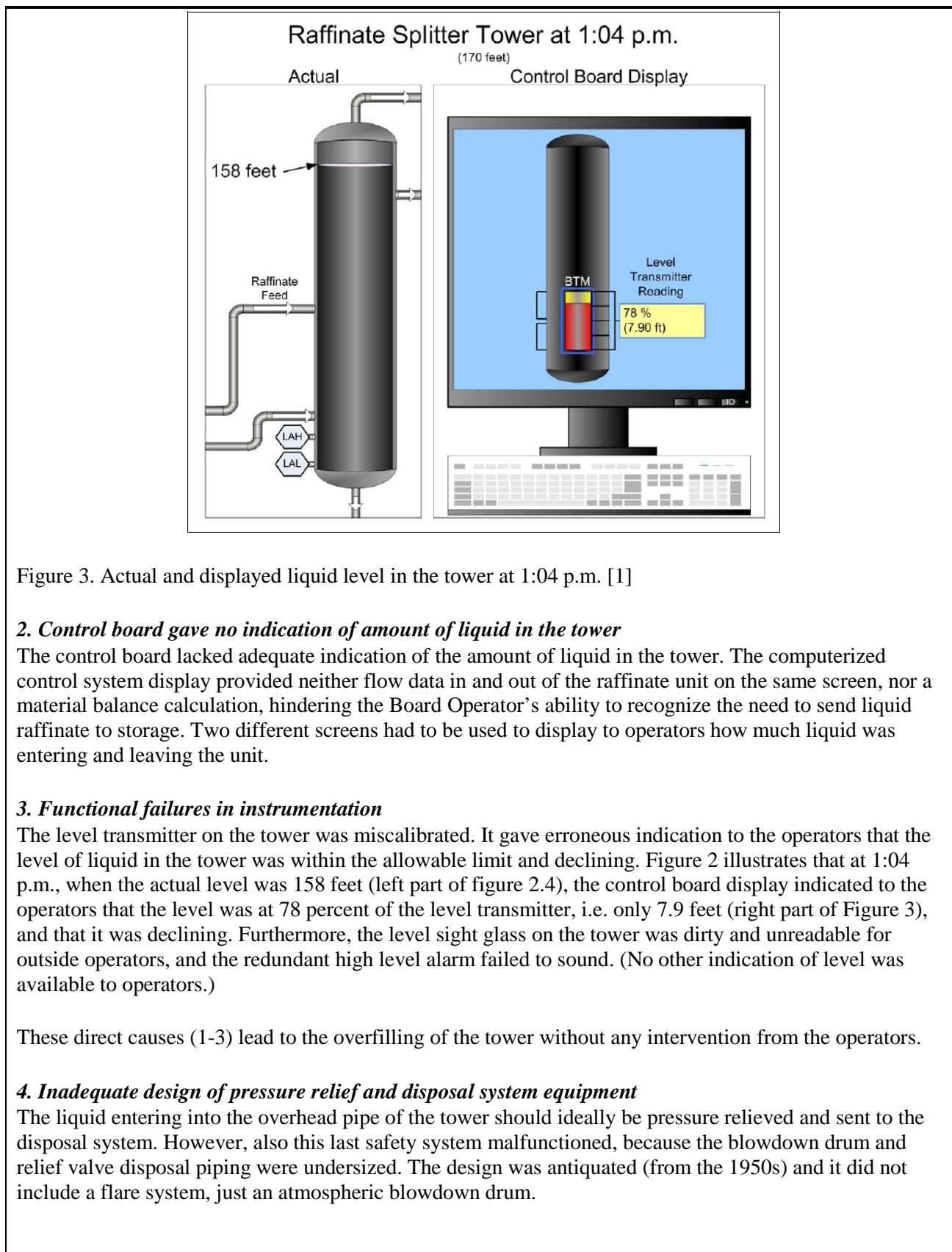


Figure 3. Actual and displayed liquid level in the tower at 1:04 p.m. [1]

2. Control board gave no indication of amount of liquid in the tower

The control board lacked adequate indication of the amount of liquid in the tower. The computerized control system display provided neither flow data in and out of the raffinate unit on the same screen, nor a material balance calculation, hindering the Board Operator’s ability to recognize the need to send liquid raffinate to storage. Two different screens had to be used to display to operators how much liquid was entering and leaving the unit.

3. Functional failures in instrumentation

The level transmitter on the tower was miscalibrated. It gave erroneous indication to the operators that the level of liquid in the tower was within the allowable limit and declining. Figure 2 illustrates that at 1:04 p.m., when the actual level was 158 feet (left part of figure 2.4), the control board display indicated to the operators that the level was at 78 percent of the level transmitter, i.e. only 7.9 feet (right part of Figure 3), and that it was declining. Furthermore, the level sight glass on the tower was dirty and unreadable for outside operators, and the redundant high level alarm failed to sound. (No other indication of level was available to operators.)

These direct causes (1-3) lead to the overfilling of the tower without any intervention from the operators.

4. Inadequate design of pressure relief and disposal system equipment

The liquid entering into the overhead pipe of the tower should ideally be pressure relieved and sent to the disposal system. However, also this last safety system malfunctioned, because the blowdown drum and relief valve disposal piping were undersized. The design was antiquated (from the 1950s) and it did not include a flare system, just an atmospheric blowdown drum.

C2. Root causes (**Bakenforliggende årsaker – Menneske-Teknologi-Organisasjon, MTO**)

In Figure 4 we have included some of the most important direct causes, contributing causes and root causes in a simplified causal chain.

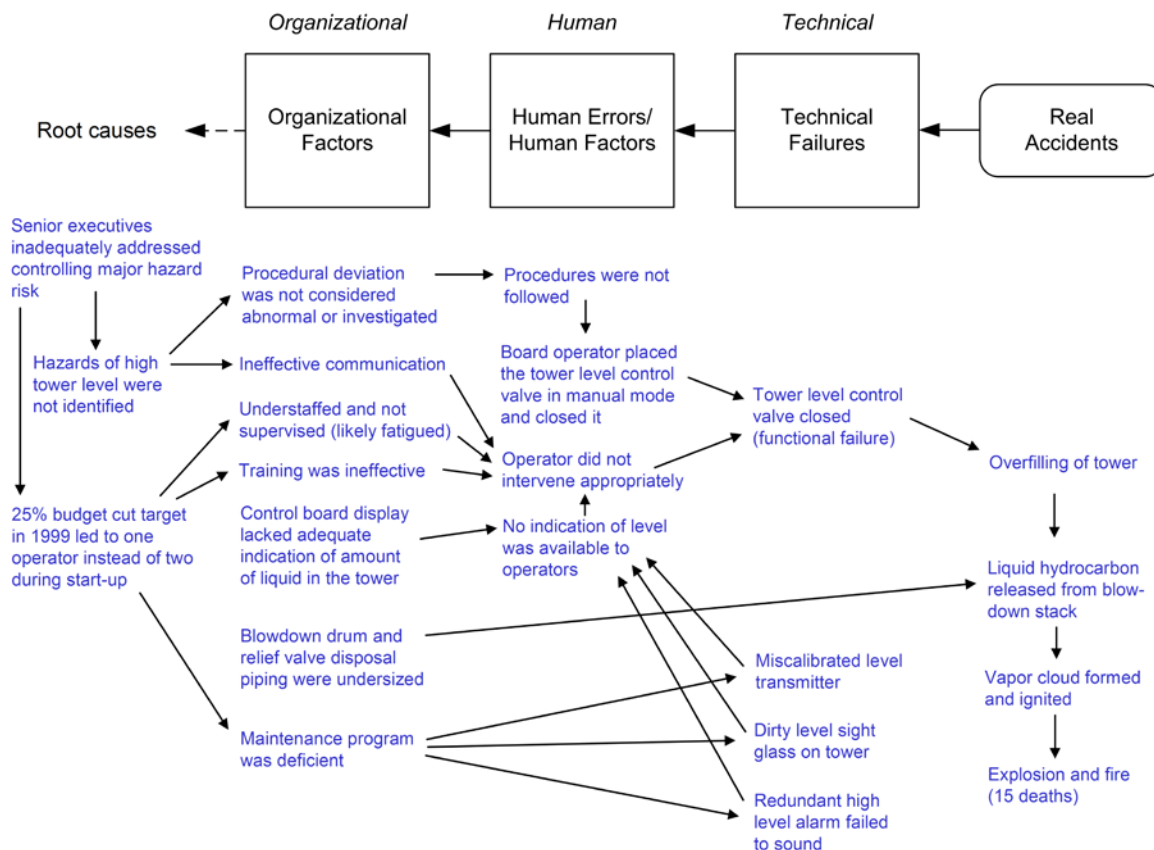


Figure 4. Important direct causes, contributing causes and root causes to the accident. [4]

Specific causal factors (Spesifikke forklaringsfaktorer):

C2.1 Drilling/well (Boring/brønn):

- Not relevant.

C2.2 Maintenance (Vedlikeholdsstyring):

- Control board gave no indication of amount of liquid in the tower
- Functional failures in instrumentation. Several instruments in the ISOM raffinate splitter section failed, likely due to inadequate maintenance and testing, contributing to the incident.
- Inadequate design of pressure relief and disposal system equipment. [1]

C2.3 Stability (Stabilitet/flyteevne):

- Not relevant.

C2.4 Process integrity (Prosessintegritet):

- BP Texas Managers lacked an effective *mechanical integrity program* to maintain instruments and process equipment.
- The mechanical integrity program did not incorporate the necessary *training, tools, and oversight*. The equipment data sheets were not kept up-to-date so that incorrect data, such as a wrong specific gravity value for the process hydrocarbons, resulted in miscalibration of critical instruments.

Instruments with a history of problems, such as the tower high level alarm, were not tracked to ensure proper corrective action and avoid breakdown maintenance. Site practices did not ensure that instruments were tested and/or repaired before unit startup. Appropriate methods and procedures were not used for testing instrument functionality as with the blowdown drum high level alarm.

- Mechanical integrity deficiencies resulted in the raffinate splitter tower being started up *without a properly calibrated* tower level transmitter, functioning tower high level alarm, level sight glass, manual vent valve, and high level alarm on the blowdown drum.
- Senior executives did *not provide adequate resources* to prevent major accidents; budget cuts impaired process safety performance at the Texas City refinery. [1]

C2.5 Emergency handling (Beredskapshåndtering):

- The emergency response teams made a *rapid and effective effort* to help the injured and recover the victims. Texas City Industrial Mutual Aid System member companies responded and assisted with fire hose lines and search-and-rescue. None of the emergency response personnel were injured during rescue efforts.
- The blast produced a large *debris field of damaged trailers and vehicles*. To recover victims from the area, the site was necessarily disturbed by the emergency responders. Debris, vehicles, and equipment were moved to initiate search-and-rescue and recover the fatally injured. As operators and emergency responders entered the ISOM unit to isolate the plant, some valve positions were changed, but no records were kept to document these changes. Therefore, there was no record of the actual state of some of the valves at the time of the incident, information that is important when trying to reconstruct the incident and determine its causes. [1]

C2.6 Safety management/organisation (Organisasjon og ledelse/HMS-styring):

- BP Group Board did not provide effective *oversight* of the company's *safety culture* and *major accident prevention programs*.
- Senior executives inadequately addressed controlling *major hazard risk*. Personal safety was measured, rewarded, and the primary focus, but the same emphasis was not put on improving process safety performance.
- Senior executives did not provide effective *safety culture leadership* and *oversight* to prevent catastrophic accidents.
- Senior executives ineffectively ensured that the *safety implications* of major organizational, personnel, and policy *changes* were evaluated.
- Senior executives did not provide adequate *resources* to prevent major accidents; *budget cuts impaired process safety performance* at the Texas City refinery.
- BP Texas Managers did not create an effective *reporting and learning culture*; reporting bad news was not encouraged. Incidents were often ineffectively investigated and appropriate corrective actions not taken.
- BP Texas Managers did not ensure that supervisors and management modeled and enforced use of *up-to-date plant policies and procedures*.
- BP Texas Managers did not incorporate *good practice design* in the operation of the ISOM unit.
- BP Texas Managers did not ensure that *operators* were *supervised and supported* by experienced, technically trained personnel during unit startup, an especially hazardous phase of operation.
- BP Texas Managers did not effectively incorporate *human factor considerations* in training, staffing, and work schedule for operations personnel.
- BP Texas Managers did not have an effective *vehicle traffic policy* to control vehicle traffic into hazardous process areas or to establish safe distances from process unit boundaries.
- BP Texas Managers ineffectively implemented their *PSSR policy (Pre-Startup Safety Review)*; nonessential personnel were not removed from areas in and around process units during the hazardous unit startup.
- BP Texas Managers lacked a *policy for siting trailers* that was sufficiently protective of trailer occupants. [1]

PART D: LESSONS LEARNED AND CORRECTIVE ACTIONS (LÆRINGSPUNKTER OG TILTAK)
D1. Main official lessons and recommendations (Hovedlæringspunkter og anbefalinger)
D1.1 Drilling/well (Boring/brønn):

- Not relevant.

D1.2 Maintenance (Vedlikeholdsstyring):

- Ensure that instrumentation and process equipment necessary for safe operation is *properly maintained and tested*. At a minimum:
 - Establish an equipment database that captures the history of testing, inspections, repair, and successful work order completion.
 - Analyze repair trends and adjust maintenance and testing intervals to prevent breakdowns.
 - Require repair of malfunctioning process equipment prior to unit startups. [1]

D1.3 Stability (Stabilitet/flyteevne):

- Not relevant.

D1.4 Process integrity (Prosessintegritet):

- Ensure that distillation towers have *effective instrumentation and control systems* to prevent overfilling such as multiple level indicators and appropriate automatic controls.
- *Configure control board displays* to clearly indicate material balance for distillation towers. [1]

D1.5 Emergency handling (Beredskapshåndtering):

- No information.

D1.6 Safety management/organisation (Organisasjon og ledelse/HMS-styring):
American Petroleum Institute (API) and United Steelworkers International Union (USW), [1]:

- Develop two new consensus American National Standards Institute (ANSI) standards:
 1. Create performance indicators for process safety in the refinery and petrochemical industries. Ensure that the standard identifies leading and lagging indicators for nationwide public reporting as well as indicators for use at individual facilities. Include methods for the development and use of the performance indicators.
 2. Develop fatigue prevention guidelines for the refining and petrochemical industries that, at a minimum, limit hours and days of work and address shift work.

Occupational Safety and Health Administration (OSHA), [1]:

- Strengthen the planned comprehensive *enforcement of the OSHA Process Safety Management (PSM) standard*. At a minimum:
 - Identify those facilities at greatest risk of a catastrophic accident by using available indicators of process safety performance and information gathered by the Environmental Protection Agency (EPA) under its Risk Management Program (RMP).
 - Conduct or cause to be conducted, comprehensive inspections, such as those under your Program Quality Verification (PQV) program at facilities identified as presenting the greatest risk.
 - Establish the capacity to conduct more comprehensive PSM inspections by hiring or developing a sufficient cadre of highly trained and experienced inspectors.
 - Expand the PSM training offered to inspectors at the OSHA National Training Institute.

- Amend the OSHA PSM standard to require that a *management of change (MOC)* review be conducted for organizational changes that may impact process safety including:
 - Major organizational changes such as mergers, acquisitions, or reorganizations.
 - Personnel changes, including changes in staffing levels or staff experience.
 - Policy changes such as budget cutting.

Center for Chemical Process Safety (CCPS), [1]:

- Issue *management of change guidelines* that address the safe control of the following:
 - Major organizational changes including mergers, acquisitions, and reorganizations
 - Changes in policies and budgets
 - Personnel changes
 - Staffing during process startups, shutdowns and other abnormal conditions.

BP Board of Directors, [1]:

- Appoint an additional *non-executive member of the Board of Directors* with specific professional expertise and experience in refinery operations and process safety. Appoint this person to be a member of the Board Ethics and Environmental Assurance Committee.
- *Ensure and monitor* that senior executives *implement an incident reporting program* throughout your refinery organization that:
 - Encourages the reporting of incidents without fear of retaliation.
 - Requires prompt corrective actions based on incident reports and recommendations, and tracks closure of action items at the refinery where the incident occurred and other affected facilities.
 - Requires communication of key lessons learned to management and hourly employees as well as to the industry.
- *Ensure and monitor* that senior executives *use leading and lagging process safety indicators* to measure and strengthen safety performance in your refineries.

Texas City Refinery, [1]:

- *Evaluate your refinery process units* to ensure that critical process equipment is safely designed.
- Work with the United Steelworkers Union and Local 13-1 to establish a *joint program that promotes the reporting, investigation, and analysis of incidents, near-misses, process upsets, and major plant hazards without fear of retaliation*. Ensure that the program tracks recommendations to completion and shares lessons learned with the workforce.
- Improve the operator training program. At a minimum, require:
 - Face-to-face training conducted by personnel with process-specific knowledge and experience who can assess trainee competency, and
 - Training on recognizing and handling abnormal situations including the use of simulators or similar training tools.
- Require *additional board operator staffing* during the startup of process units. Ensure that *hazard reviews* address staffing levels during abnormal conditions such as startups, shutdowns, and unit upsets.
- Require *knowledgeable supervisors* or technically trained personnel to be present during especially hazardous operation phases such as unit startup.
- Ensure that process *startup procedures are updated* to reflect actual process conditions.

United Steelworkers International Union and Local 13-1, [1]:

- Work with BP to establish a *joint program that promotes reporting, investigating, and analyzing incidents, near-misses, process upsets, and major plant hazards without fear of retaliation*. Ensure that the program tracks recommendations to completion and shares lessons learned with the workforce.

Recommendations from the Baker Panel [2]:

1. **Process Safety Leadership:** BP's corporate management must provide effective leadership on and establish appropriate goals for process safety. Those individuals must demonstrate their commitment to process safety by articulating a clear message on the importance of process safety and matching that message both with the policies they adopt and the actions they take.
2. **Integrated and Comprehensive Process Safety Management:** BP should establish and implement an integrated and comprehensive process safety management system that systematically and continuously identifies, reduces, and manages process safety risks at its U.S. refineries.
3. **Process Safety Knowledge and Expertise:** BP should develop and implement a system to ensure that its executive management, its refining line management above the refinery level, and all U.S. refining personnel, including managers, supervisors, workers, and contractors, possess an appropriate level of process safety knowledge and expertise.
4. **Process Safety Culture:** BP should involve the relevant stakeholders to develop a positive, trusting, and open process safety culture within each U.S. refinery.
5. **Clearly Defined Expectations and Accountability for Process Safety:** BP should clearly define expectations and strengthen accountability for process safety performance at all levels in executive management and in the refining managerial and supervisory reporting line.
6. **Support for Line Management:** BP should provide more effective and better coordinated process safety support for the U.S. refining line organization.
7. **Leading and Lagging Performance Indicators for Process Safety:** BP should develop, implement, maintain, and periodically update an integrated set of leading and lagging performance indicators for more effectively monitoring the process safety performance of the U.S. refineries by BP's refining line management, executive management (including the Group Chief Executive), and Board of Directors. In addition, BP should work with the U.S. Chemical Safety and Hazard Investigation Board and with industry, labor organizations, other governmental agencies, and other organizations to develop a consensus set of leading and lagging indicators for process safety performance for use in the refining and chemical processing industries.
8. **Process Safety Auditing:** BP should establish and implement an effective system to audit process safety performance at its U.S. refineries.
9. **Board Monitoring:** BP's Board should monitor the implementation of the recommendations of the Panel (including the related commentary) and the ongoing process safety performance of BP's U.S. refineries. The Board should, for a period of at least five calendar years, engage an independent monitor to report annually to the Board on BP's progress in implementing the Panel's recommendations (including the related commentary). The Board should also report publicly on the progress of such implementation and on BP's ongoing process safety performance.
10. **Industry Leader:** BP should use the lessons learned from the Texas City tragedy and from the Panel's report to transform the company into a recognized industry leader in process safety management. The Panel believes that these recommendations (...) can help bring about sustainable improvements in process safety performance at all BP U.S. refineries.

PART E: SOURCES OF INFORMATION AND REFERENCES (REFERANSER)

E1. Official reports (Offisielle rapporter)

[1] CSB, 2007a. U.S. Chemical Safety and Hazard Investigation Board. Investigation Report, Refinery Explosion and Fire (15 Killed, 180 Injured), BP Texas City, Texas, March 23, 2005. Report No. 2005-04-I-TX, March 2007. http://www.csb.gov/completed_investigations/docs/CSBFinalReportBP.pdf

[2] Baker Panel Report, 2007. The report of the BP U.S. Refineries independent safety review panel. January 2007. http://www.csb.gov/completed_investigations/docs/Baker_panel_report.pdf

E2. Other relevant references (Andre relevante kilder)

[3] Hopkins, A., 2008. Failure to Learn. The BP Texas City Refinery disaster. CCH Australia Ltd.

[4] Øien, K., Tinmannsvik, R.K., 2008. Building Safety WP1: Human and Organizational Contributions to Resilience. Task 1.2. Case description – Version 1. SINTEF project memo, 12.01.08.

Petrobras P-36

PART A: GENERAL ACCIDENT AND SYSTEM CHARACTERISTICS (GENERELL INFORMASJON)

A1. Date and time (Tidspunkt)

15. mars, 2001. Plattformen sank 20. mars.

A2. Accident type and severity (Ulykkestype og alvorlighet)

Plattformen veltet og sank.

A3. Accident location (Sted)

Roncador Field, Campos Basin

A4. Short description of system involved (Systembeskrivelse, inklusive relevant historikk)

Halvt nedsenkbar produksjonsplattform forankret på 1360m dyp. Oljeeksport til FPSO; gasseksport via rør til land. Plattformen hadde italiensk flagg. Ombygd (påsett ekstra stabilitetsbokser, en på hver søyle). Feil ved pumper og ventiler påvirket tømning av dreneringstank. Skade eskalert ved ventilfeil, isolert eksplosjon/brann og feiloperasjon.

A5. Description of activity/operation and parties/stakeholders involved (Aktiviteter og involverte parter)

Normal produksjon.

A6. Context of accident (Ytre forhold og omstendigheter)

Uproblematiske værforhold. Mangelfull og/eller ikke oppdatert dokumentasjon av status i land

PART B: ACCIDENT DESCRIPTION (ULYKKESBESKRIVELSE)

B1. Main scenario and hazardous phenomena (Scenario)

Luker i vanntette skiller åpnet for vedlikehold, ventilasjonsrør avstengt.

B2. Description of accident and circumstances (Beskrivelse av ulykken og omstendigheter)

Vann på avveie. Mangelfull lekkasjesikring. Ingen ytre skader.

B3. Timeline of main events (Tidslinje av viktige hendelser) [1,Annex 3]

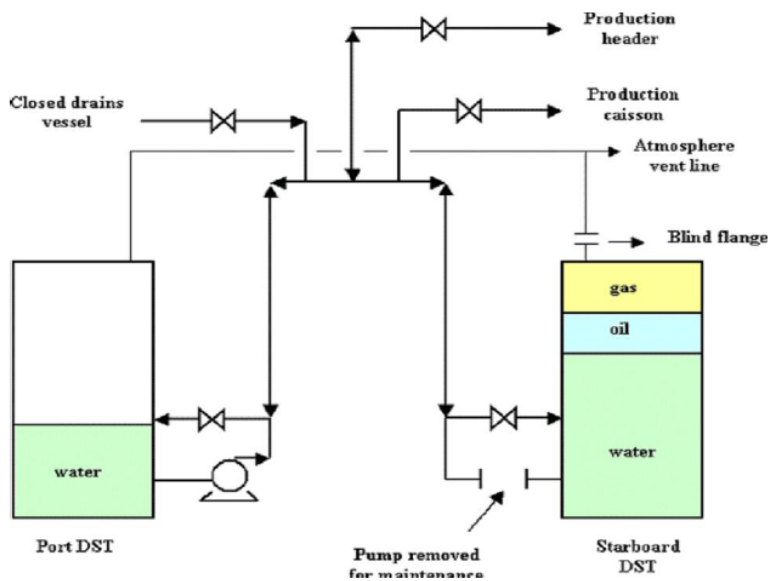
Natt til 15. mars: Feil ved tømning av BB dreneringstank akter, væske til SB tank akter.

15 mars kl 0:22: Første eksplosjon etter brudd i SB tank akter.

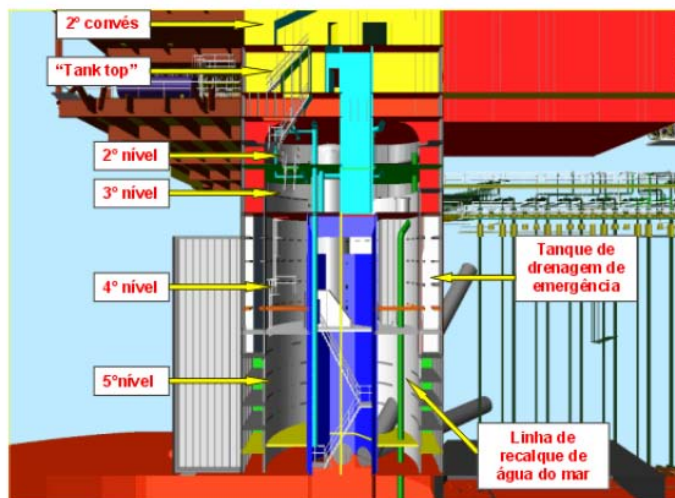
Brannmannskap åpner tilkomst ned til området, gass sprer seg opp i nye områder.

ca. kl 0:45: Andre eksplosjon, 11 brannmannskap drept.

Annex 4.b
Process Flow Diagram of the Drains storage tanks
at the Time of the First Explosion



Annex 6
Aft Starboard Column



Convés = Deck
 Nível = Level
 Tanque de drenagem de emergência = drains storage tank
 Linha de recalque de água do mar = seawater pumping line

Tankfylling i BB baug søyle (for å motvirke SB fylling) ga øket nedsynking.

kl 1:44 - 4:15: Evakuering av 138 personer

kl 6:05: Det siste beredskapsmannskapet ble evakuert

kl 8:05: Krenkning 20grader, vannet når åpning til aktre SB kjettingkasse, fylling [1,p15]

Forsøk ble gjort på å motvirke slagside (injisering av nitrogen og trykkluft)

20. mars, kl 11:41: Plattformen sank

PART C: CAUSES (ÅRSAKER)

C1. Initiating event and direct causes (**Initierende hendelse og direkteårsaker**)[1,Annex 4b]

Vansker med å starte lensepumpe i BB dreneringstank. Ved start gikk oljeblandet vann feil veg gjennom halvåpen eller defekt ventil til SB dreneringstank, der lensepumpen var demontert for vedlikehold og der ventilasjonsrør var blendet av (uten at tilførsel var avstengt). Etter en tids pumping sprengtes SB dreneringstank pga overtrykk, som også ga brudd i en 18" sjøvannsrør. To påfølgende eksplosjoner. Flere mannhull i vannrette skott til aktre ballasttank og ekstra stabilitetsboks sto åpen pga. tilkomst for vedlikehold, førte til fylling av større volum i SB søyle [1].

C2. Root causes (**Bakenforliggende årsaker – Menneske-Teknologi-Organisasjon, MTO**)

Hyppig ifylling og over forventet mengde av oljeblandet vann i BB dreneringstank, ikke i samsvar med manual. Systematiske feil i nivåmålinger [1,p7]

Specific causal factors (Spesifikke forklaringsfaktorer):

C2.1 Drilling/well (Boring/brønn):

- Ikke relevant.

C2.2 Maintenance (Vedlikeholdsstyring):

Manglende system i land for oppdatert dokumentasjon av utstyr og vedlikehold ombord (pers. meddel.)

C2.3 Stability (Stabilitet/flyteevne):

Aksjoner i strid med instruks (vannrette skiller sto åpne, for vedlikehold)

C2.4 Process integrity (Prosessintegritet):

Brudd i 8" sjøvannsrør pga eksplosjon

C2.5 Emergency handling (Beredskapshåndtering):

Manglende koordinering og opplæring av personell i beredskapshåndtering og stabilitetskontroll

C2.6 Safety management/organisation (Arbeidsmiljø/HMS-styring):

Omfattende virksomhet i strid med manual.

PART D: LESSONS LEARNED AND CORRECTIVE ACTIONS (**LÆRINGSPUNKTER OG TILTAK**)

D1. Main official lessons and recommendations (**Hovedlæringspunkter og anbefalinger**)

The investigation performed on the accident with the platform P-36 led to the identification of non conformities with respect to standard operational, maintenance and engineering design procedures. The operations carried out in disagreement with the platform manuals were: frequent movements of water contaminated with oily residues in the drains storage tanks; isolation of the vent line of the aft starboard drains storage tank; operation to drain the aft starboard drains storage tank via the production header; and man holes to the aft starboard ballast tank and adjacent stability box remaining open.

D1.1 Drilling/well (Boring/brønn):

- Ikke relevant.

D1.2 Maintenance (Vedlikeholdsstyring):

Regarding maintenance procedures, the failure in closing the dampers of the ventilation system of the aft starboard column was characterized as a critical nonconformity because it drastically affected the isolation of the watertight areas, allowing them to be flooded.

Oppdatert system for dokumentasjon av systemstatus og vedlikehold

D1.3 Stability (Stabilitet/flyteevne):

Innskjerping av manual, opplæring av personell. FOR 1991-12-20 nr 878, FOR 1991-12-20 nr 879, For 1993-12-22 nr 1239, FOR 2008-03-14 nr 306 DNV-OS-C301, DNV-RP-C103.

D1.4 Process integrity (Prosessintegritet):

The analysis of the engineering documentation available enabled the Commission to characterize as critical the classification inadequacy of the risk area around the drains storage tanks.

The ineffectiveness of actions taken to contain the flooding or to dewater the aft starboard column after the rupture of the emergency drainage tank demonstrated failures in the operation control system to stabilize a floating unit in a damaged condition.

D1.5 Emergency handling (Beredskapshåndtering):

Evaluate the convenience of anticipating adoption of the International Safety Management Code approved by Resolution A 741(18) of the International Maritime Organization (IMO) for offshore units. High-risk emergency response. Prepare an emergency plan and implement a response scheme for situations involving high risks in saving human lives, shipping safety, environmental and asset protection.

D1.6 Safety management/organisation (Arbeidsmiljø/HMS-styring):

Bearing in mind the conclusions presented, the ANP/DPC Commission of Investigation recommends that the following procedures should be adopted:

a) Improvement to the operational management system.

Review and application of a management system to ensure a strict compliance with standard procedures, including reviewing the definition of responsibilities with respect to maintenance, operation and safety.

b) Review of project design criteria.

Review rules and procedures applicable to project design in order to ensure intrinsic protection of critical systems and components of offshore units.

c) Classification of risk areas.

Establish additional criteria for the simultaneous application of standards related with the classification of risk zones.

d) Simultaneous commissioning, maintenance and operation actions.

Establish criteria to identify the limits for commissioning activities in parallel with the operation and maintenance of offshore units.

e) Staff dimensioning and capabilities.

Re-evaluate the dimensioning and qualification of operating and maintenance teams for offshore units, and also those responsible for high-risk emergency response.

f) Management of unit conversion projects.

Implement rules and procedures for compatibilizing original systems and projects alterations to ensure operational safety and environmental protection.

g) International Safety Management Code.

PART E: SOURCES OF INFORMATION AND REFERENCES (REFERANSER)

E1. Official reports (Offisielle rapporter)

[1] 'Casualty of Platform "P-36" - 20 March 2001 - Investigation Report' to Brazilian Navy, Directorate of Ports and Coasts, by Platform P-36 Explosion and Sinking ANP/DPC Investigation Commission.

E2. Other relevant references (Andre relevante kilder)

Aban Pearl

PART A: GENERAL ACCIDENT AND SYSTEM CHARACTERISTICS (GENERELL INFORMASJON)

A1. Date and time (Tidspunkt)

13. mai, 2010.

A2. Accident type and severity (Ulykkestype og alvorlighet)

Semisubmersible gas production platform sank.

A3. Accident location (Sted)

Venezuela, The rig was operating in waters about 525 feet (160 meters) deep off eastern Sucre state.

A4. Short description of system involved (Systembeskrivelse, inklusive relevant historikk)

In 1977–1996, she was named *Transocean Seeker*, in 1996 *Treasure Seeker* and in 1996–2000 *Transocean Discoverer*. All this time she was owned by [Transocean](#). In 2000–2007, she was named *Bulford Dolphin* and operated under the Bahamas flag. The *Bulford Dolphin* was purchased for US\$43.27 million by [Bonheur ASA](#) and [Ganger Rolf ASA](#). The rig was operated by Dolphin Drilling, a subsidiary of [Fred. Olsen Energy](#).

The rig was purchased by the Indian drilling company Aban Offshore for US\$211 million.[6] The 32-year old vessel was recently refurbished and was working on its maiden contract, post refurbishment. [1]



(Kilde: <http://economictimes.indiatimes.com> [2])



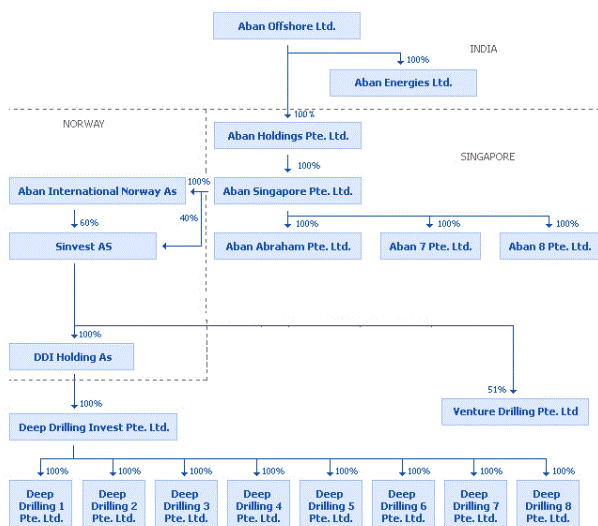
(Kilde: <http://economictimes.indiatimes.com> [2])

The figure above shows Aban Pearl, tilting during transit, off Trinidad and Tobago, August 2009 [2]. During the route from [Trinidad and Tobago](#) to Venezuela its flotation devices took on water in heavy seas about 2 nautical miles (3.7 km; 2.3 mi) south-west of Point Baline, [Gaspar Grande, Trinidad and Tobago](#) and there was a call to evacuate the platform.^[9]

According to Public Relations Officer at the T&T Coast Guard Lt Kirk Jean Baptiste, the T&T Coast Guard received a distress call from the rig around 2.45 pm. “The Coast Guard received a call that one of the flotation devices on the rig was taking in water which caused the rig to lean on one side”.

A5. Description of activity/operation and parties/stakeholders involved (**Aktiviteter og involverte parter**)

In 2009, the rig was contracted under a five-year contract for PDVSA (Petroleos de Venezuela SA) for drilling natural gas wells on the Mariscal Sucre complex off the coast of northeastern Venezuela in the [Caribbean Sea](#).^{[7][8]} Rig owner : Aban Offshore



Flag state: Singapore

Class society: Det norske Veritas

Insurance: ICICI Lombard (75 %), United India, and New India.

A6. Context of accident (Ytre forhold og omstendigheter) Calm weather.
PART B: ACCIDENT DESCRIPTION (ULYKKESBESKRIVELSE)
B1. Main scenario and hazardous phenomena (Scenario) Uncontrolled water intake. More than ballast pumps could handle. Loss of stability. Sinking
B2. Description of accident and circumstances (Beskrivelse av ulykken og omstendigheter) On 13 May 2010 at 2:20 a.m. (0650 GMT), when drilling at the Dragon 6 gas field, scheduled to come on stream by 2012, the rig sank at about 160 m depth after water entered a subsea pontoon.[2][7][10] All 95 crew members were evacuated from the rig to the nearby drilling ship Neptune Discoverer.[7][8][9] According to the Venezuelan Energy Minister Rafael Ramirez, the well being explored by the Aban Pearl had been safely sealed.[2] There are plans to try to retrieve the rig.[7] The rig was one of the company's biggest money earners bringing in about \$358,000 dollars, or about a crore and a half rupees a day.[11] The insurance claim of \$235 million was settled in July 2010. [12]
B3. Timeline of <u>main</u> events (Tidslinje av viktige hendelser) May 12 ca 23.20 (3 h before sinking). Alarms caused by tilting, due to uncontrolled waterflow into port(?) pontoon. Gas well secured and riser disconnected. Major part of crew evacuated in lifeboats. May 13 02.20 3 last crew members jumped into the sea, platform sank
PART C: CAUSES (ÅRSAKER)
C1. Initiating event and direct causes (Initierende hendelse og direkteårsaker) Official investigation report not available.
C2. Root causes (Bakenforliggende årsaker – Menneske-Teknologi-Organisasjon, MTO) Unknown
<i>Specific causal factors (Spesifikke forklaringsfaktorer):</i>
C2.1 Drilling/well (Boring/brønn): <ul style="list-style-type: none"> •
C2.2 Maintenance (Vedlikeholdsstyring): <ul style="list-style-type: none"> • Just modified and towed to site.
C2.3 Stability (Stabilitet/flyteevne): <ul style="list-style-type: none"> • Speculation: Probable cause is leakage/other error in or erroneous operation of the ballast system
C2.4 Process integrity (Prosessintegritet): <ul style="list-style-type: none"> •
C2.5 Emergency handling (Beredskapshåndtering): <ul style="list-style-type: none"> •
C2.6 Safety management/organisation (Arbeidsmiljø/HMS-styring):

PART D: LESSONS LEARNED AND CORRECTIVE ACTIONS (LÆRINGSPUNKTER OG TILTAK)
D1. Main official lessons and recommendations (Hovedlæringspunkter og anbefalinger)

No information available.

D1.1 Drilling/well (Boring/brønn):

- --

D1.2 Maintenance (Vedlikeholdsstyring):

- --

D1.3 Stability (Stabilitet/flyteevne): Aktuelt å studere:

- FOR 1991-12-20 nr 879: Forskrift om ballastsystem på flyttbare innretninger
- FOR 2003-05-09 nr 687: Forskrift om kvalifikasjonskrav.....

D1.4 Process integrity (Prosessintegritet):

- --

D1.5 Emergency handling (Beredskapshåndtering):

- Unknown

D1.6 Safety management/organisation (Arbeidsmiljø/HMS-styring):

- Unknown

PART E: SOURCES OF INFORMATION AND REFERENCES (REFERANSER)
E1. Official reports (Offisielle rapporter)

None

E2. Other relevant references (Andre relevante kilder)

[1] http://en.wikipedia.org/wiki/Aban_Pearl

[2] <http://economictimes.indiatimes.com/Earnings-Analysis-/articleshow/5938377.cms>

Thunder Horse

PART A: GENERAL ACCIDENT AND SYSTEM CHARACTERISTICS (GENERELL INFORMASJON)

A1. Date and time (Tidspunkt)

8. juli 2005, during evacuation before the Hurricane Dennis.

A2. Accident type and severity (Ulykkestype og alvorlighet)

Severe and uncontrolled heel of platform, up to 21 deg.

A3. Accident location (Sted)

US Gulf of Mexico, LEASE: Mississippi Canyon, BLOCK:778

A4. Short description of system involved (Systembeskrivelse, inklusive relevant historikk)

Thunder Horse, a floating production platform was facing stability problems and the rig was abandoned.



(Kilde: MMS)

A5. Description of activity/operation and parties/stakeholders involved (Aktiviteter og involverte parter)

BP Exploration & Production Inc.

A6. Context of accident (Ytre forhold og omstendigheter)

During commissioning. No production-related activities

PART B: ACCIDENT DESCRIPTION (ULYKKESBESKRIVELSE)

B1. Main scenario and hazardous phenomena (Scenario)

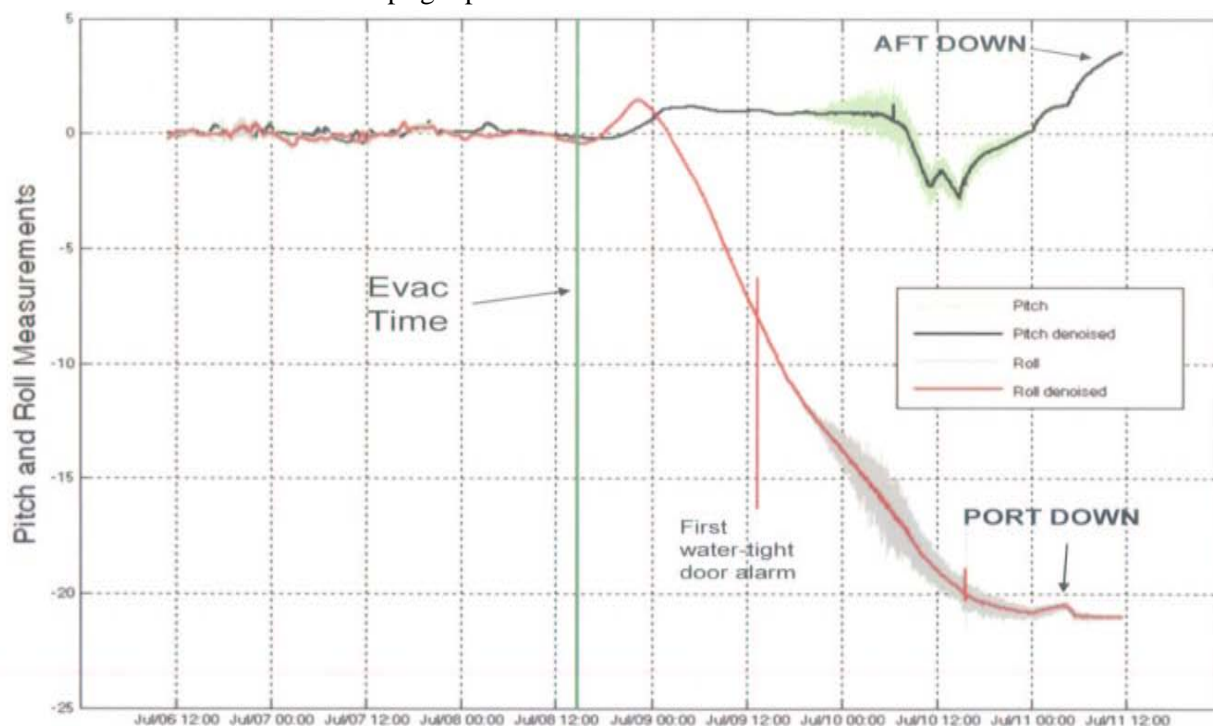
Stability problem, danger of capsizing and sinking.

B2. Description of accident and circumstances (Beskrivelse av ulykken og omstendigheter)

“Following the passage of Hurricane Dennis, personnel returned to the Thunder Horse facility to find it listing at approximately 20 degrees with the top deck in the water on the port side. This incident is currently under investigation and the exact source/cause of the water influx/listing has not been determined at this time; however, information has been discovered that needs to be shared with industry. Preliminary findings from the investigation indicate that water movement among the access spaces occurred through failed multiple cable transits (MCT’s). MCT’s are the points in the watertight bulkheads where cables that carry electrical power and instrument signals pass through the watertight bulkheads. Essentially, MCT’s are molded blocks of plastic that seal around each cable. Failure occurred in the spaces filled with blank blocks. Specifically, the findings indicate that either the MCT’s may not have been installed properly, may have been installed using the wrong procedures, or may not have been properly pressure rated for the configurations being used.”

B3. Timeline of main events [4] (Tidslinje av viktige hendelser)

- 08.07.2005 1525 Platform abandoned (?) in unsecured condition
- 08.07.2005 1800 tilting stb down, culminating at 2 deg ca 2200
- 09.07.2005 02.00 horizontal, port side going down
- 09.07.2005 1300 first watertight door alarm
- 09.07.2005 ca 2200 – 10.07 ca 2200 hurricane waves up to +/-2 deg roll motions, tilt increasing from -13 to -21 deg, port side down
- 11.07.2005 Calm weather, platform re-entered
- 12.07.2005 Crane vessel Balder on location
- 16.07.2005 Platform secured in upright position



PART C: CAUSES (ÅRSAKER)

C1. Initiating event and direct causes [1] (Initierende hendelse og direkteårsaker)

Findings indicate that failures associated with the hydraulic control system and its isolation on evacuation led to the partial opening of multiple hydraulically actuated valves in the ballast and bilge systems of the vessel. This allowed ballast water migration to take place, causing the initial listing (to approximately 16 degrees) of the vessel shortly after the hydraulic system was isolated. The findings also indicate that ballast water migrated into manned spaces in the lower hull, via faulty and improperly installed check valves in the integrated ballast/bilge piping system. As the degree of list increased beyond the 16 degree mark, downflooding of seawater occurred, initially through overboard discharge lines and/or vents, and possibly later through the deck box as it entered the water. Since the PDQ was already listing at a 16 degree angle prior to the passage of Hurricane Dennis, wave action associated with the passage of the hurricane may also have contributed to the downflooding of seawater.

C2. Root causes (Bakenforliggende årsaker – Menneske-Teknologi-Organisasjon, MTO)

Although not an initiating event, failed Multiple Cable Transits (MCTs) and two unintended openings in the bulkheads allowed water transfer between watertight compartments, which led to extensive flooding and water damage in the lower hull. The failure of BP, the operator, to develop standard operating procedures for the isolation of the Danfoss HPUs to be used during evacuation is considered a possible contributing cause of the event. Further, the failure of the operator to perform a HAZOP review of the Danfoss HPU system and/or inquire from the manufacturer as to possible hazards created from the improper operation of the HPU system is also considered a possible contributing cause of the event.

The failure of the operator to conduct onsite verification inspections during the installation phase of the multiple cable transits is also considered a possible contributing cause. The failure of the MCTs increased the severity of the event. The failure of the operator to have remote monitoring and operation capabilities of the ballast control system prior to evacuation is also considered a possible contributing cause of the event. If this system had been operational at the time of evacuation, the HPUs may not have been isolated and the ballast control could have *been remotely monitored and controlled from a land location*.

Specific causal factors (Spesifikke forklaringsfaktorer):

C2.1 Drilling/well (Boring/brønn):

-

C2.2 Maintenance (Vedlikeholdsstyring):

-

C2.3 Stability (Stabilitet/flyteevne):

Findings indicate that failures associated with the hydraulic control system and its isolation on evacuation led to the partial opening of multiple hydraulically actuated valves in the ballast and bilge systems of the vessel. This allowed ballast water migration to take place, causing the initial listing (to approximately 16 degrees) of the vessel shortly after the hydraulic system was isolated. The findings also indicate that ballast water migrated into manned spaces in the lower hull, via faulty and improperly installed check valves in the integrated ballast/bilge piping system. As the degree of list increased beyond the 16 degree mark, downflooding of seawater occurred, initially through overboard discharge lines and/or vents, and possibly later through the deck box as it entered the water. Since the PDQ was already listing at a 16 degree angle prior to the passage of Hurricane Dennis, wave action associated with the passage of the hurricane may also have contributed to the downflooding of seawater.

C2.4 Process integrity (Prosessintegritet):

-

C2.5 Emergency handling (Beredskapshåndtering):

-

C2.6 Safety management/organisation ([Arbeidsmiljø/HMS-styring](#)):

-

PART D: LESSONS LEARNED AND CORRECTIVE ACTIONS (**LÆRINGSPUNKTER OG TILTAK**)

D1. Main official lessons and recommendations (**Hovedlæringspunkter og anbefalinger**)

MMS in conjunction with the USCG should:

1. Conduct inspections of MCT boxes to ensure proper installation.
2. Conduct inspection/surveys of all bulkhead penetrations to ensure proper isolation.
3. Conduct inspections/surveys of all potential downflooding points and weather/water tight barriers.
4. Conduct engineering and operations HAZOP review/study (similar to the PSS review) of the hydraulic, bilge and ballast systems for proper operation and isolation. This review should include a review of evacuation procedures for isolating all systems and a witnessing of test of the evacuation procedures.
5. Require the remote monitoring/operation of the ballast control system prior to vessel(s) leaving shipyard.
6. Require critical operation and contingency plans for curtailment of operations and storm-readiness capabilities during the installation period of the new/future facilities. (Atlantis, Gomez, Independence Hub, etc.)

These tasks should be completed prior to MMS issuing final acceptance of the CVA report and prior to the USCG issuing the Certificate of Inspection (COI).

D1.1 Drilling/well ([Boring/brønn](#)):

-

D1.2 Maintenance ([Vedlikeholdsstyring](#)):

-

D1.3 Stability ([Stabilitet/flyteevne](#)):

- FOR 1991-12-20 nr 878 (Stabilitet, oppdeling), FOR 1991-12-20 nr 879 (ballastsystem)

D1.4 Process integrity ([Prosessintegritet](#)):

-

D1.5 Emergency handling ([Beredskapshåndtering](#)):

-

D1.6 Safety management/organisation ([Arbeidsmiljø/HMS-styring](#)):

PART E: SOURCES OF INFORMATION AND REFERENCES (**REFERANSER**)

E1. Official reports (**Offisielle rapporter**)

[1] UNITED STATES DEPARTMENT OF THE INTERIOR MINERALS MANAGEMENT SERVICE GULF OF MEXICO REGION, ACCIDENT INVESTIGATION REPORT, 01-JAN-2007

[2]  [RE Thunder Horse semi - ulykkesrapport etter slagside.htm](#)

E2. Other relevant references (**Andre relevante kilder**)

[3] **Stabilitetssvikt av innretninger på norsk sokkel – Metodikk for risikoanalyse.** Petroleumstilsynet-06-01, By: Jan Erik Vinnem, Arne Kvitrud og Liv Rannveig Nilsen, 21. februar 2006

[4]  [Don Howard IRF THUNDER HORSE INCIDENT11.ppt](#)

Typhoon

PART A: GENERAL ACCIDENT AND SYSTEM CHARACTERISTICS (GENERELL INFORMASJON)

A1. Date and time (Tidspunkt)

23. september, 2005.

A2. Accident type and severity (Ulykkestype og alvorlighet)

Broken tendon(s) in one corner of 3-legged tension-leg platform. Capsizing and total loss of platform.

A3. Accident location (Sted)

Gulf of Mexico, US Lease G15563, 640 m water depth.

A4. Short description of system involved (Systembeskrivelse, inklusive relevant historikk)

Production platform, 3-legged tension-leg platform of type A-Typhoon

3 x 2 vertical anchor lines (tension legs), 2 in each corner

Typhoon TLP now



Typhoon TLP then



(Kilde: <http://www.desertsun.co.uk/blog/?p=25>)

A5. Description of activity/operation and parties/stakeholders involved (Aktiviteter og involverte parter)

Operator: Chevron USA Inc.

The Typhoon production facility is a SeaStar-design TLP and was located in 642 m of water in Green Canyon Block 237, approximately 264 kilometers south-southwest of New Orleans. It came online in July 2001 and was designed to handle a production rate of 40,000 barrels of oil per day and 60 MMcfd of gas from four wells. The project carried investments of about \$256 million. Source:

<http://www.upstreamonline.com/live/article99240.ece>

A6. Context of accident (Ytre forhold og omstendigheter)

(E.g., general environment description, topology/reservoir conditions, weather conditions, other relevant conditions – e.g. ‘safety focus’, authority focus, production pressure, ...)

Extreme weather (within 46 miles of center of hurricane Rita).

- 1 Hour Wind = 83 mph towards 266 degrees heading
- Significant Waves = 43.5 feet towards 288 degrees heading
- Peak Wave Period - 14.4 seconds
- Inertial Current - 2.97 knots towards 349 degrees heading

Platform orientation:

- Pontoon 1 towards SE, direction 120 deg with tendons 1 and 2 (windward)
- Pontoon 2 towards N, dir 0 deg, with tendons 3 and 4
- Pontoon 3 towards SW, dir 240 deg, with tendons 5 and 6

PART B: ACCIDENT DESCRIPTION (ULYKKESBESKRIVELSE)

B1. Main scenario and hazardous phenomena (Scenario)

In preparation for Hurricane Rita, the Typhoon TLP was evacuated on 09/20/2005. All operations were secured and all wells were shut-in. Following the passage of Hurricane Rita, the Typhoon TLP was found floating upside down, grounded in Eugene Island block 271.

B2. Description of accident and circumstances (Beskrivelse av ulykken og omstendigheter)

B3. Timeline of main events (Tidslinje av viktige hendelser)

Platform evacuated 20.09.2005

Platform capsized (before) 0600 hrs 23.09.2005

Platform adrift and grounded. Located sometime before 26.09.10

http://www.rigzone.com/news/article.asp?a_id=25509

PART C: CAUSES (ÅRSAKER)

C1. Initiating event and direct causes (Initierende hendelse og direkteårsaker)

(Technical failures, direct human actions, ...)

The direct causes were equipment failure/ external damages as results of the weather related conditions

No personnel were on board during the accident. The report goes into some detail on investigation of structural damage.

Platform damage:

Some water in central column, no water in pontoons. No damage to windward porches (tendon attachment device on platform) Large damage on leeward porches, pontoons 2 and 3.

Bottom damage:

Tendon connectors 3, 4, 6 in-place in anchor piles. Connectors 1, 2, 5 dislocated, outside piles, buried in mud, with separated connector bodies and lock rings missing.

The report indicates suspicion of un-equal tension in the leeward line pairs, with 3 and 4 possibly slack, while 3 and 6 go to peak tension.

Finite element analyses did not indicate unacceptable stresses.

Tendon Tension:

- Model testing of the TLP and tendons indicate that large waves can generate simultaneous minimum tensions on all tendons. This phenomenon is called "ringing" of the tendons. (Note: Actual ringing was measured during Hurricane Lili.)
- The model testing indicates that extremely low tensions (<500 kips) is only seen from wave impact on the production deck.
- No physical evidence of wave impact on the TLP production deck.

This leaves open the possibility of design- or construction errors, other than too low design storm specification, as contributing cause to the accident.

C2. Root causes (Bakenforliggende årsaker – Menneske-Teknologi-Organisasjon, MTO)

(Technical system design, human, managerial, organizational, societal, cultural, ...)

- Design of tensionleg mooring system insufficient for actual wave loading.
- Inherently non-redundant support structure
- (human) Design failure – Or (not-)calculated risk

Specific causal factors (Spesifikke forklaringsfaktorer):

C2.1 System design

- Insufficient for survival in actual conditions

C2.2 Maintenance (Vedlikeholdsstyring):

- OK

C2.3 Stability (Stabilitet/flyteevne):

- OK

C2.4 Process integrity (Prosessintegritet):

- OK

C2.5 Emergency handling (Beredskapshåndtering):

- OK

C2.6 Safety management/organisation (Arbeidsmiljø/HMS-styring):

- OK

PART D: LESSONS LEARNED AND CORRECTIVE ACTIONS (LÆRINGSPUNKTER OG TILTAK)

D1. Main official lessons and recommendations (Hovedlæringspunkter og anbefalinger)

Revise design requirements related to environmental loads for GOM structures.

PART E: SOURCES OF INFORMATION AND REFERENCES (REFERANSER)

E1. Official reports (Offisielle rapporter)

[1] www.gomr.boemre.gov/homepg/offshore/safety/acc_repo/.../050923.pdf United States Department of the Interior, MMS. Gulf of Mexico Region, Accident Investigation Report.

E2. Other relevant references (Andre relevante kilder)

[x] http://www.rigzone.com/news/article.asp?a_id=25509

Gjøa

PART A: GENERAL ACCIDENT AND SYSTEM CHARACTERISTICS (**GENERELL INFORMASJON**)

A1. Date and time (**Tidspunkt**)

3. mars, 2010.

A2. Accident type and severity (**Ulykkestype og alvorlighet**)

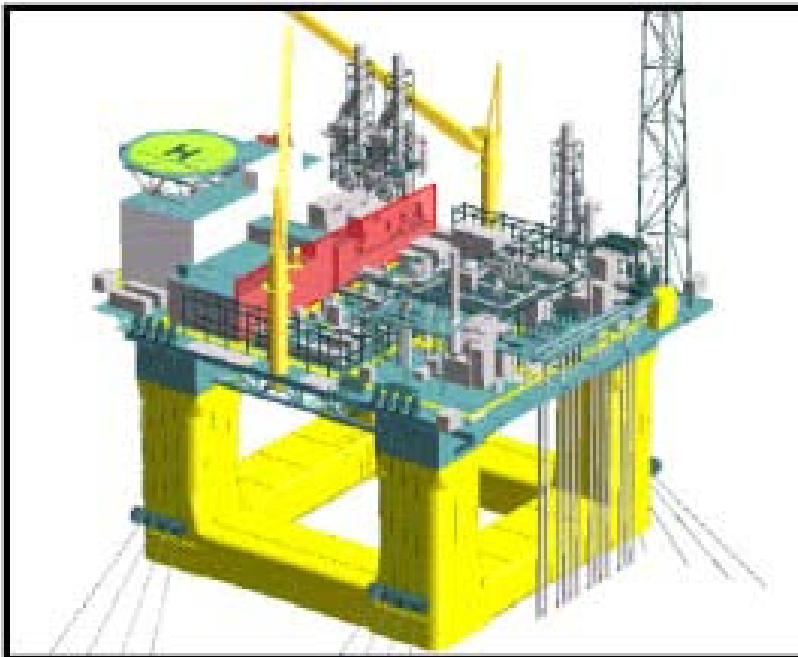
Stabilitetshendelse under utrustning av riggen ved kai: Det oppstod utilsiktet helning på 3 grader. Ble ikke karakterisert som en alvorlig hendelse, og riggen ble gjenopprettet.

A3. Accident location (**Sted**)

Aker Stord.

A4. Short description of system involved (**Systembeskrivelse, inklusive relevant historikk**)

Gjøa er en semi, som lå ved Aker Stord, under utrustning/ferdigstillelse.



A5. Description of activity/operation and parties/stakeholders involved (**Aktiviteter og involverte parter**)

Gjøa vil opereres av Statoil.

A6. Context of accident (**Ytre forhold og omstendigheter**)

Godt vær, ikke medvirkende årsak.

PART B: ACCIDENT DESCRIPTION (**ULYKKESBESKRIVELSE**)

B1. Main scenario and hazardous phenomena (**Scenario**)

Hendelse: krenkning ved kai, under utrustning.

<p>B2. Description of accident and circumstances (Beskrivelse av ulykken og omstendigheter)</p> <p>Temporært ballast-kontrollrom etablert i toppen av søyle C40. Bemannet av 2 automatikere fra Aker Solutions til enhver tid.</p>
<p>B3. Timeline of <u>main</u> events (Tidslinje av <u>viktige</u> hendelser)</p> <p>03.03.2010 kl 17:39: Gjøa starter å krenge. Krengingen oppdaget i temporært ballast-kontrollrom. 700-900 tonn ballastvann flyttet seg og plattformens tyngdepunkt forskjøvet mot plattform-sørøst. Ingen meldte personskader eller andre alvorlige konsekvenser. 3 gr. helning er langt under det plattformen er konstruert for. Derfor ingen evakueringsalarm.</p> <p>Kontrollert evakuering, ballastpersonell ombord, øvrig adgang til plattformen stengt.</p> <p>kl. 18:03: Manuell ballastering starter, etter at Kongsberg maritime har tilbakestillt kontrollsystemet.</p> <p>kl. 18:13: Krengningsalarm normal.</p> <p>Ordinært arbeid på plattformen stanset 18:00 - 07:00.</p> <p>Hendelsen klassifisert som GUL.</p>
<p>PART C: CAUSES (ÅRSAKER)</p>
<p>C1. Initiating event and direct causes (Initierende hendelse og direkteårsaker)</p> <p>En strømforsyningsfeil/kortslutning medførte at kontrollenheter observerte et spenningsfall. Disse stoppet og startet på nytt.</p> <p>Det samme spenningsfallet medførte at inngangskortene gikk i "feil" og krevde manuell tilbakestilling (av personell fra Kongsberg Maritime).</p> <p>Dette medførte at signalene fra endebryterne fra ballastventilene gikk i "feil", og operatørene mistet oversikten og trodde at ventilene ikke kunne opereres.</p> <p>Pga. en feil i programvaren som håndterer b-ventiler, åpnet ventilene til alle ballast-tankene i N21-kvadranten (C20) ca 17:39. En feilparameter spesifiserte at ventiler skulle åpne, basert på informasjon fra de feilaktige endebryterne, selv om ventilene var "feil-til-lukke".</p> <p>En forrigling skal sikre at bare en ventil kan være åpen mot en b.tank i hver kvadrant om gangen. Denne forriglingslogikken hadde en svakhet som gjorde at den bare forhindret normal åpning, men iverksatte ikke forrigling etter at ventiler allerede var blitt feilåpnet. Alle ventilene til kvadrant N21 åpnet dermed samtidig.</p> <p>En nødstopknapp skal stoppe alle pumper og stenge ventilene både i ballast- og lensesystemet. Denne knappen var ikke koplet opp ennå. Det var en nødstop i temporært b-kontrollrom, men operatørene har uriktig oppfattet denne som fjernet allerede.</p>
<p>C2. Root causes (Bakenforliggende årsaker – Menneske-Teknologi-Organisasjon, MTO)</p> <p>Initierende kortslutning knyttet til utrustningsarbeidet.</p> <p>Feil i strømforsyning forplantet seg til annet utstyr, som krevde manuell tilbakestilling.</p> <p>Feil i programvare som håndterer ventilkontroll.</p> <p>Feil i forriglingslogikken som skal hindre åpning av mer enn en ventil i hver kvadrant.</p>
<p><i>Specific causal factors (Spesifikke forklaringsfaktorer):</i></p>
<p>C2.1 Drilling/well (Boring/brønn):</p> <ul style="list-style-type: none"> •
<p>C2.2 Maintenance (Vedlikeholdsstyring):</p> <ul style="list-style-type: none"> • Arbeid på ikke ferdigstilte systemer
<p>C2.3 Stability (Stabilitet/flyteevne):</p> <ul style="list-style-type: none"> • Initierende kortslutning knyttet til utrustningsarbeidet. • Feil i programvare som håndterer ventilkontroll. • Temporært system benyttet i utrustningsfasen.

<p><u>C2.4 Process integrity (Prosessintegritet):</u></p> <ul style="list-style-type: none"> •
<p><u>C2.5 Emergency handling (Beredskapshåndtering):</u></p> <ul style="list-style-type: none"> •
<p><u>C2.6 Safety management/organisation (Arbeidsmiljø/HMS-styring):</u></p> <ul style="list-style-type: none"> •
<p>PART D: LESSONS LEARNED AND CORRECTIVE ACTIONS (LÆRINGSPUNKTER OG TILTAK)</p>
<p>D1. Main official lessons and recommendations (Hovedlæringspunkter og anbefalinger) Design med støtte i risikoanalyse eller feilsimulering kan bedre robusthet mot feil.</p>
<p><u>D1.1 Drilling/well (Boring/brønn):</u></p> <ul style="list-style-type: none"> •
<p><u>D1.2 Maintenance (Vedlikeholdsstyring):</u></p> <ul style="list-style-type: none"> •
<p><u>D1.3 Stability (Stabilitet/flyteevne):</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Mulig at ferdigstilt ballastsystem er for lite robust mot feilhendelser (usikkert, ettersom feil oppsto i et ikke ferdig system).
<p><u>D1.4 Process integrity (Prosessintegritet):</u></p> <ul style="list-style-type: none"> •
<p><u>D1.5 Emergency handling (Beredskapshåndtering):</u></p> <ul style="list-style-type: none"> •
<p><u>D1.6 Safety management/organisation (Arbeidsmiljø/HMS-styring):</u></p> <ul style="list-style-type: none"> •
<p>PART E: SOURCES OF INFORMATION AND REFERENCES (REFERANSER)</p>
<p>E1. Official reports (Offisielle rapporter)</p>
<p>E2. Other relevant references (Andre relevante kilder) [1] "Granskning av Gjøa Semi krenghendelse 03.03.2010". Aker Solution 15.03.2010.</p>

Petrobras P-34

PART A: GENERAL ACCIDENT AND SYSTEM CHARACTERISTICS (**GENERELL INFORMASJON**)

A1. Date and time (**Tidspunkt**)

13. oktober, 2002.

A2. Accident type and severity (**Ulykkestype og alvorlighet**)

Hendelse med unormal slagside (34 grader). Man klarte å rette opp skipet igjen. Ingen personskade.

A3. Accident location (**Sted**)

Barracuda, Campos Basin

A4. Short description of system involved (**Systembeskrivelse, inklusive relevant historikk**)

FPSO P-34 er konvertert fra tankskip, og har siden 1997 operert på Barracuda & Caratinga feltene, på vanddyp 840m. Dimensjoner LxBxH = 240x26x17, deplasement 62000t, lagerkap. 58000m³, prod.kap. 45000 bopd/1MM Nm³/d.

A5. Description of activity/operation and parties/stakeholders involved (**Aktiviteter og involverte parter**)

P-34 eies og opereres av Petrobras.

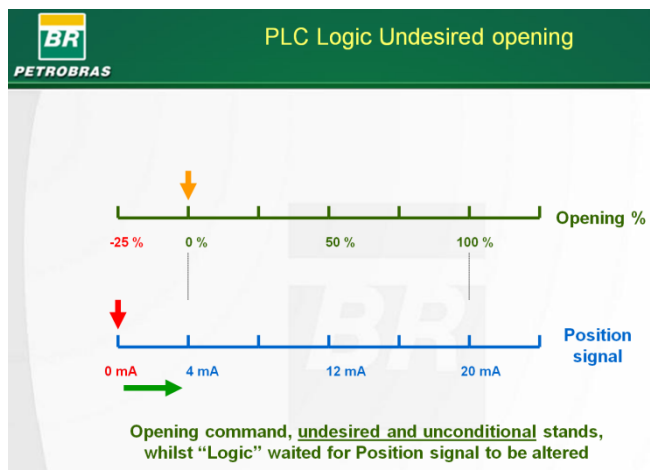
A6. Context of accident (**Ytre forhold og omstendigheter**)

Værforholdene er ikke medvirkende faktor.

PART B: ACCIDENT DESCRIPTION (**ULYKKESBESKRIVELSE**)

B1. Main scenario and hazardous phenomena (**Scenario**)

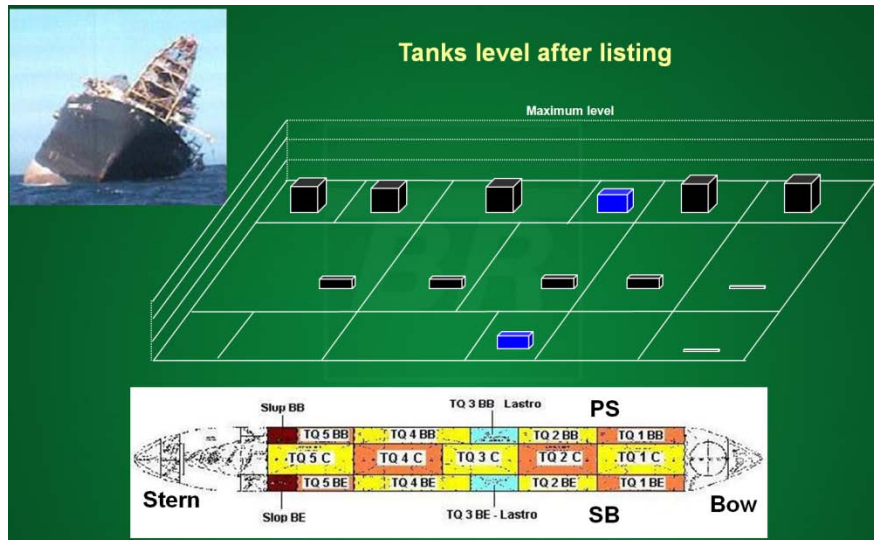
Etter noe unormale svingninger i hovedstrømtilførselen, oppsto det feil i batteriladere og system med styringslogikk for operasjon av ventiler i ballastsystemet, ved at systemkomponenter ble strømløse. Dette førte igjen til uønsket åpning av ventiler:



Strømløst posisjons-signal fører feilaktig til ventilåpning, fordi strømmen som tilsvarer 'ønsket åpning = 0' er større strømmen fra posisjons-signalet (=0).

B2. Description of accident and circumstances (**Beskrivelse av ulykken og omstendigheter**)

Styringsfeilen førte til uønsket fylling av BB ballast-tanker:



B3. Timeline of main events (**Tidslinje av viktige hendelser**)

13/10 kl. 14:48: Svingninger i el.-belastning.

15:21: Arbeid på en batterilader, som førte til at komponenter ble strømløse.

15:38: P-34 ber om å iverksette Campos Basin beredskapsplan.

15:50: Livbåt 2 låres med 49 personer som ikke har beredskapsoppgaver.

16:05: De 28 siste personer tillates å forlate skipet.

17:00: Alle personer reddet., og overføres til P-10. Redningsmannskap mobilisert, innsamling av data.

14/10 Ombord i P-34, Ballastering av tank SB3, assistert av slepebåt (helning: 34 grader).

15/10: Pumping til tank SB4 via losseslange (helning: 31 grader).

16/10 Flyttet last fra oljetank BB4 til SB5, nødgenerator startet (helning: 17 -> 7 grader).

17/10 Lastflytting avsluttet, stabilitet gjenvunnet (helning: 2 grader).

PART C: CAUSES (**ÅRSAKER**)

C1. Initiating event and direct causes (**Initierende hendelse og direkteårsaker**)

Utilstrekkelig-/ikke robust systemdesign.

C2. Root causes (**Bakenforliggende årsaker – Menneske-Teknologi-Organisasjon, MTO**)

Utilstrekkelig-/ikke robust systemdesign.

Mangler i risikoanalyse for automasjon-/kontrollsystemer og deres samvirke med totalsystemet i driftsfasen.

Specific causal factors (Spesifikke forklaringsfaktorer):

C2.1 Drilling/well (**Boring/brønn**):

[-]

C2.2 Maintenance (**Vedlikeholdsstyring**):

[-]

C2.3 Stability (**Stabilitet/flyteevne**):

Utilstrekkelig robust design av ballastsystemet

<p><u>C2.4 Process integrity (Prosessintegritet):</u></p> <p>[-]</p>
<p><u>C2.5 Emergency handling (Beredskapshåndtering):</u></p> <p>[-]</p>
<p><u>C2.6 Safety management/organisation (Arbeidsmiljø/HMS-styring):</u></p> <p>[-]</p>
<p>PART D: LESSONS LEARNED AND CORRECTIVE ACTIONS (LÆRINGSPUNKTER OG TILTAK)</p>
<p>D1. Main official lessons and recommendations (Hovedlæringspunkter og anbefalinger)</p>
<p><u>D1.1 Drilling/well (Boring/brønn):</u></p> <ul style="list-style-type: none"> •
<p><u>D1.2 Maintenance (Vedlikeholdsstyring):</u></p> <ul style="list-style-type: none"> •
<p><u>D1.3 Stability (Stabilitet/flyteevne):</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Større vekt på robust design av ballastsystemer. • Risikoanalyse av system, evt. driftssimulering med initierte feil.
<p><u>D1.4 Process integrity (Prosessintegritet):</u></p> <ul style="list-style-type: none"> •
<p><u>D1.5 Emergency handling (Beredskapshåndtering):</u></p> <ul style="list-style-type: none"> •
<p><u>D1.6 Safety management/organisation (Arbeidsmiljø/HMS-styring):</u></p> <ul style="list-style-type: none"> •
<p>PART E: SOURCES OF INFORMATION AND REFERENCES (REFERANSER)</p>
<p>E1. Official reports (Offisielle rapporter)</p> <p>[1]Final Report - Inquiry Commission P-34 Listing, Rio de Janeiro 25 Nov 2002 (powerpoint presentation file: P34_Aberdeen_english.pps).</p>
<p>E2. Other relevant references (Andre relevante kilder)</p>

EnSCO 51

PART A: GENERAL ACCIDENT AND SYSTEM CHARACTERISTICS (GENERELL INFORMASJON)

A1. Date and time (Tidspunkt)

1. mars, 2001.

A2. Accident type and severity (Ulykketype og alvorlighet)

Blowout and fire; caused extensive damage to the platform (the *EnSCO 51* substructure and derrick were completely destroyed); no injuries [1].

A3. Accident location (Sted)

The bottom-hole location of Well A-13 is Lease OCS-G 0991. Lease OCS-G 0991 covers approximately 5,000 acres and is located in Eugene Island Block 284, Gulf of Mexico, off the Louisiana coast. [1]



Location of Leases OCS-G 0987 Eugene Island Block 273 (surface location) and OCS-G 0991 Eugene Island Block 284(bottom hole location)

A4. Short description of system involved (Systembeskrivelse, inklusive relevant historikk)

Enasco 51 before ignition [1]:



Damage to platform and rig resulting from fire [1]:



(Kilde: <https://www.gomr.mms.gov/>)

A5. Description of activity/operation and parties/stakeholders involved (Aktiviteter og involverte parter)

Lease OCS-G 0991 was issued effective June 1, 1962, and Forest became the designated operator of the lease on June 8, 1962. Platform A was installed in 1970.

February 9, 2001 – The MMS Lafayette District approved Forest Oil Corporation’s Eugene Island Block 284, Lease OCS-G-0991, Well A-13 Application for Permit to Drill (APD). In the APD, Forest Oil Corporation proposed drilling Well A-13 to a measured depth (MD) of 5,476 feet and a true vertical depth (TVD) of 5,153 feet, using the *Enasco 51* jack-up rig. The well would be located in 191 feet of water.

February 16, 2001 – The *Enasco 51* rig arrived on location. [1]

March 1, 2001 - During an attempt to weld the casing head of a slip-on wellhead, gas flow was noticed coming from the +10 valve. Later, unsuccessful attempts were made to stop flow, which was then coming from the drive pipe/surface casing annular region. The gas flow eventually ignited and caused extensive damage to the platform. [1]

A6. Context of accident (Ytre forhold og omstendigheter)

PART B: ACCIDENT DESCRIPTION (ULYKKESBESKRIVELSE)

B1. Main scenario and hazardous phenomena (Scenario)

Blowout and subsequent fire.

B2. Description of accident and circumstances (Beskrivelse av ulykken og omstendigheter)

The crew of the *Enasco 51* had just set casing when the well experienced an uncontrolled flow, causing a blowout and fire.

The 14-3/4" hole had been TD'd at 1700 ft and 10-3/4" casing run and circulated with no gas observed. The casing was then cemented and left to cure. In the early hours of 01 March, the casing was cut to length at surface and the slip-on wellhead positioned over the casing. Welding operations on the wellhead began, during which time a small blue flame was observed and extinguished. The source was thought to be grease. No gas was detected. Welding then continued and a second flame was observed, slightly larger than the previous flame. The area was again checked for gas resulting in the gas detector showing its maximum level. At 0130 hours, the driller observed flow from 10+ valve on the conductor below the platform.

Attempts were made to stem the increasing flow of gas and fluids from 10+ valve using sea water and weighted drilling mud but sufficient volume could not be added to slow the flow. The flow continued to increase and the decision was made to abandon both the rig and platform at 0300 hours. The 10+ valve was opened to divert the flow of gas away from the rig and platform, and all 43 personnel were then safely evacuated via two lifeboats to Platform B.

Specialist personnel from Wild Well Control were called in to help with capping and killing operations but the gas flow ignited in the early hours of 02 March, due to an unknown ignition source. The well partially bridged on 03 March, causing the fire to go out, and the well was subsequently killed. Production on the platform had been shut-in during drilling ops, which probably prevented a greater fire.[2]

B3. Timeline of main events (Tidslinje av viktige hendelser)

Planning:

February 9, 2001 – The MMS Lafayette District approved Forest Oil Corporation's Eugene Island Block 284, Lease OCS-G-0991, Well A-13 Application for Permit to Drill (APD). In the APD, Forest Oil Corporation proposed drilling Well A-13 to a measured depth (MD) of 5,476 feet and a true vertical depth (TVD) of 5,153 feet, using the *Enasco 51* jack-up rig. The well would be located in 191 feet of water. Forest Oil Corporation anticipated driving the 24-inch drive pipe to a measured depth of 441 feet MD (441 feet TVD), drilling a 22-inch conductor hole and setting 16-inch conductor casing at 650 feet MD (650 feet TVD), drilling a 14¾-inch surface hole and setting 10¾-inch surface casing at 1,900 feet MD (1,900 feet TVD), and drilling a 9-7/8 inch production hole and setting 7-5/8 inch casing at 5,476 feet MD (5,153 feet TVD).

Summary of drilling operations:

February 16, 2001 – The *Enasco 51* rig arrived on location and began preload operations. It is important to point out that Forest normally conducts simultaneous operations when drilling on pre-existing platforms.

During this drilling operation, extra precaution was used by installing back-pressure valves in all 12 wells located on the platform.

February 22, 2001 – The 24-inch drive pipe was driven to 460 feet MD. A starter flange was installed on the 24-inch drive pipe and a 6-inch, air-operated, remotely controlled full opening valve was installed at the +10 level.

February 23, 2001 – The 21¼-inch diverter was installed, function tested, and Well A-13 was spudded.

February 24, 2001 – A 22-inch hole was drilled to 670 feet MD/TVD. The hole was circulated clean and a 16-inch scab liner was run to 633 feet MD/TVD and cemented with full returns taken at the +10 valve.

February 25, 2001 – The diverter system was rigged up on the 24-inch drive pipe and the 16-inch conductor casing was successfully tested to 200 psig.

February 26, 2001 – The diverter system was function tested and drilling operations continued to a depth of 1,700 feet MD/TVD. The well was circulated for one hour, approximately two bottoms up. The well was checked for flow; none was detected. A pill was pumped and the drill pipe was pulled out of the hole.

February 27, 2001 – A Schlumberger wireline unit was rigged up and the 14¾-inch hole was initially logged from 1,694 feet MD/TVD to 633 feet MD/TVD. A second log was run over the same section of hole. The logs showed sands at 710 feet MD/TVD and 1,170 feet MD/TVD. Once the logging tools were pulled out of the hole, a 14¾-inch hole opener was picked up and run in the hole to 1,700 feet MD/TVD, and no fill was detected.

February 28, 2001 – Running tools for the 10¾-inch surface casing were picked up, and the 10¾-inch surface casing was run in the hole to 1,700 feet MD/TVD. The BJ cement head was rigged up and the well was circulated with a 9.4-ppg mud (pumped two bottoms up). No gas-cut mud was detected and operations proceeded to cement the 10¾-inch surface casing (cement in place at 0930 hours). The drilling program then called for the washing of cement in the 24-inch drive pipe by 10¾-inch surface casing annulus. This was accomplished by opening the +10 valve and running 1¼-inch wash pipe to a depth of 200 feet from the rotary-kelly-bushing (RKB). The drilling program also called for waiting on cement (WOC) a minimum of 8 hours before cutting off casing. During the period of WOC, the rig crew laid down the 1¼-inch wash pipe, removed the diverter lines, laid down the bell nipple, and rigged up to pick up the diverter. After WOC for 8 hours, the +10 valve was opened to drain the fluid in the 24-inch drive pipe by 10¾-inch surface casing annulus. The diverter was then picked up (1730 hours) to make a rough cut on the 10¾-inch surface casing. A hot work permit was filled out, the area was sniffed for gas, and a fire watch was established before welding/cutting operations began. The 10¾-inch surface casing was cut and the excess was laid down. After removing the diverter, a rough cut was made on the 24-inch drive pipe and the excess laid down. Final cuts began on the 24-inch drive pipe and 10¾-inch surface casing.

Loss of well control:

March 01, 2001 – Final cuts on the 24-inch drive pipe and 10¾-inch surface casing were completed. While final cuts were being made by the welder, the night tool pusher and night driller went down to the boat landing to examine a means of removing the +10 valve. The well was static at this time. The 10¾-inch slip-on wellhead (SOW) by 11-inch, 5,000-psi casing head was lowered down to the wellbay for installation. The SOW was set on the 24-inch drive pipe and 10¾-inch surface casing. The SOW was leveled.

The area was sniffed for gas and the welder tacked the 24-inch base plate in four places. The SOW was preheated, with some grease present. Once the SOW was preheated, the welder began to weld on the inside of the SOW. After the 3rd welding rod was burned, a small blue flame was observed. The fire was extinguished and thought to be caused by grease from the wellhead. The area was sniffed for the presence of gas, resulting in no detection of any gas. Operations resumed welding inside the SOW; a second flame ignited and was larger than the previous flame. The flame was extinguished and the area sniffed for the presence of gas, resulting in the gas detector showing a maximum level of gas present. Approximately 0130 hours, the night driller observed a slight flow at the +10 valve.

Attempt to stop the well flow:

March 01, 2001 – The onsite Forest Company representative was alerted and was informed that gas and fluid were escaping from the +10 valve. The Forest Company representative immediately instructed the

crew to close the +10 valve to establish additional hydrostatic head by using 8.6-ppg seawater. An attempt was made to add seawater to the annulus through a ½ -inch gap located between the base plate and 10¾-inch surface casing (*see figure below*). Because of the size of the opening on the base plate and the rate of 8.6-ppg water being added, sufficient volume could not be added to slow down the current well flow. At this point, rig personnel attempted to install another hose to add 9.2-ppg mud to the 24-inch drive pipe by 10¾-inch surface casing annulus. The flow of the well continued at an increasing rate. An attempt to increase the mud weight to 17.0 ppg was planned. Because of the rapid increase in flow, it was decided to add what was being mixed in the slug pit, which at that time was 16.0 ppg mud. It became difficult for the mud to flow at a steady rate because of the density and the size of the opening between the 24-inch base plate and 10¾-inch casing. As a last attempt to control the well, the Forest Company representative decided to open the +10 valve to allow the 16.0-ppg mud to displace the lighter fluid present inside the 24-inch drive pipe by 10¾-inch surface casing annulus. With the flow of the well increasing and all attempts of adding mud to the 24-inch drive pipe by 10¾-inch surface casing annulus failing, the +10 valve was closed. At approximately 0300 hours, a decision was made to evacuate the rig, and the +10 valve was opened in an attempt to divert flow away from the platform and. The rig/platform was then abandoned.

Subsequent activities:

On March 1, 2001, the Forest Spill Management Team was mobilized to respond to the incident. Representatives from Wild Well Control were called in for expert support and to plan and carry out capping and kill operations.

Several boats deployed to the location by the Spill Management Team to spray the platform.

On March 2, 2001, 0330 hours, fire erupted on the Eugene Island 273-A Platform; source of ignition is unknown (*see Attachment 6*). *Enasco 51's* derrick collapsed on the Eugene Island 273 A platform at 0345 hours. Because of the excessive heat, boats were unable to spray the platform continuously. Because the hydrocarbon flow was dry gas, dispersant application was not initiated and recovery action was not attempted.

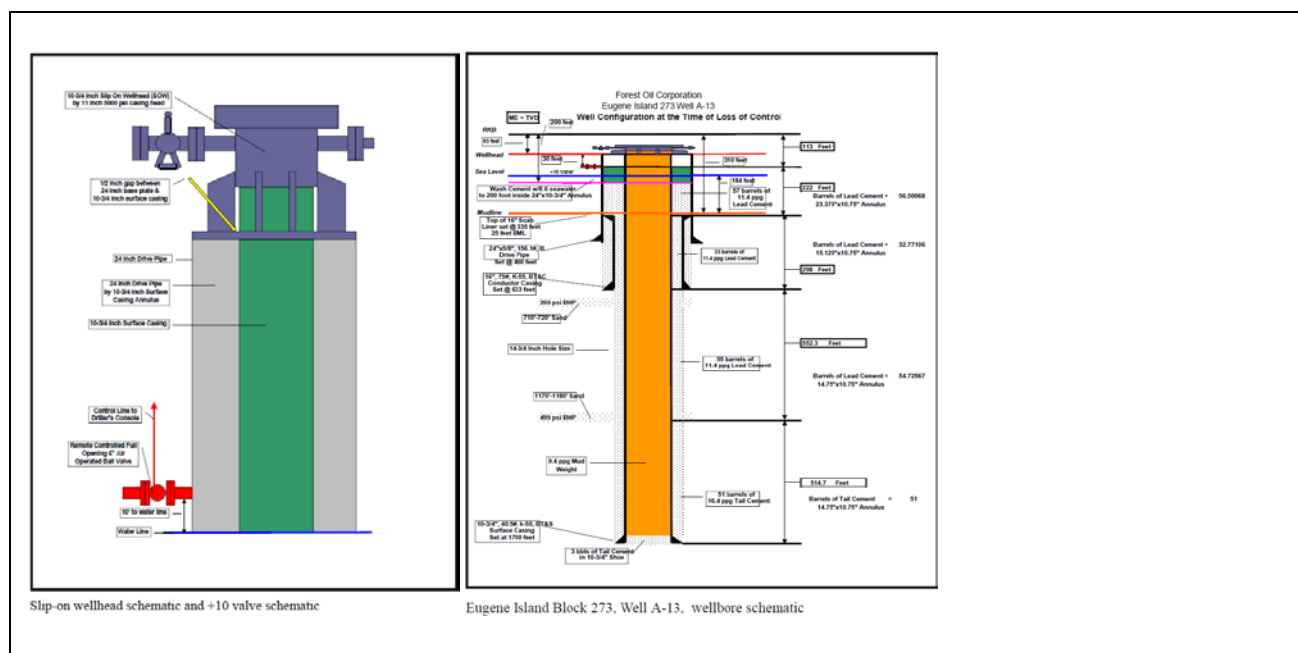
On the morning of March 2, 2001, representatives from Wild Well Control flew to the scene to begin investigations and plan kill operations. The dynamically positioned derrick barge *DB-50* was contracted for well control support. The *Enasco 55* jack-up drilling unit was mobilized to the location to stand by to drill a relief well if needed.

On March 3, 2001, the well partially bridged and the fire went out. An initial visit was made to the platform by Wild Well Control representatives to assess the situation. The well flowed sporadically until the well bridged on March 5, 2001.

Numerous visits to the platform were made to remove debris around the wellhead to allow the installation of a Ventura Type “sliplock connection” over the 24-inch drive pipe. Once the Ventura Type “sliplock connection” was installed over the 24-inch drive pipe, a diverter and a BOP stack were installed to allow for safe kill operations.

A portable crane was mobilized to the location and installed on the *Enasco 51* to allow for further removal of debris. Wells A-1 and A-5 were prepared for back-up relief wells. Stimulation boats were mobilized to the location for kill operations. A snubbing unit was mobilized to the location and rigged up.

Using a 2-3/8 work string, well A-13 was reentered and cemented to the mudline on June 15, 2001.



PART C: CAUSES (ÅRSAKER)

C1. Initiating event and direct causes (Initierende hendelse og direkteårsaker)

Formation gas migrated from the 700-ft sand and/or the 1,200-ft sand through the cement between the 24-inch drive pipe and the 10¾-inch surface casing, because of loss of hydrostatic pressure.

The most vulnerable period for the cement is immediately after placement and prior to its setting. It is during this time that cement, while developing gel strength, becomes self-supporting and loses its hydrostatic pressure. This hydrostatic pressure loss is responsible for the well reaching an underbalanced condition, which can lead to gas invasion. Slurries must be designed with the idea of minimizing this vulnerable time when an underbalanced condition exists. [1].

C2. Root causes (Bakenforliggende årsaker – Menneske-Teknologi-Organisasjon, MTO) In general/Generelt

Specific causal factors (Spesifikke forklaringsfaktorer):

C2.1 Drilling/well (Boring/brønn):

1. Failures of Forest Personnel to communicate the presence of shallow-gas hazards to the contract cement Service Company. This resulted in cement not being properly designed to prevent gas migration into the cement.
2. A pre-spud meeting was not conducted to communicate known shallow-gas hazards to all parties involved in drilling operations.
3. Once the hole-section was logged and showed the presence of shallow gas, the well log information was not analyzed to verify that the cement program was properly designed for shallow gas.
4. Opening of the +10 valve allowed the fluid level in the 24-inch drive pipe by 10¾-inch surface casing annulus to fall, reducing the hydrostatic pressure on the cement, which could have contributed to gas migrating into the wellbore. [1]
- 5.

C2.2 Maintenance (Vedlikeholdsstyring):

-

C2.3 Stability (Stabilitet/flyteevne):

-

<u>C2.4 Process integrity (Prosessintegritet):</u>	•
<u>C2.5 Emergency handling (Beredskapshåndtering):</u>	•
<u>C2.6 Safety management/organisation (Arbeidsmiljø/HMS-styring):</u>	•
PART D: LESSONS LEARNED AND CORRECTIVE ACTIONS (LÆRINGSPUNKTER OG TILTAK)	
D1. Main official lessons and recommendations (Hovedlæringspunkter og anbefalinger) <i>In general/Generelt</i>	
<u>D1.1 Drilling/well (Boring/brønn):</u>	The Gulf of Mexico OCS Region should issue a Safety Alert recommending the following: <ol style="list-style-type: none"> 1. Designated operators should develop specific strategies to prevent gas migration into the cement column. These strategies include the use of special slurries with physical and chemical properties that inhibit or block the invasion of gas. 2. Designated operators should implement methods to improve communication of any presence of shallow-gas hazards to the contract cement company. Through proper communication, cement companies can design proper cement for gas migration. 3. Designated operators should develop and put into practice a policy of having prespud meetings on all wells with shallow-gas hazards. 4. Designated operators should design a procedure to ensure that log information indicating shallow gas is used to verify proper cement designs. 5. Designated operators should analyze the safe use of the +10 valve where shallow-gas hazards are known to exist.
<u>D1.2 Maintenance (Vedlikeholdsstyring):</u>	•
<u>D1.3 Stability (Stabilitet/flyteevne):</u>	•
<u>D1.4 Process integrity (Prosessintegritet):</u>	•
<u>D1.5 Emergency handling (Beredskapshåndtering):</u>	•
<u>D1.6 Safety management/organisation (Arbeidsmiljø/HMS-styring):</u>	•
PART E: SOURCES OF INFORMATION AND REFERENCES (REFERANSER)	
E1. Official reports (Offisielle rapporter) [1] OCS Report MMS 2001-084 : Investigation of Blowout and Fire, Eugene Island Block 284, OCS-G 0991 Well A-13, March 1, 2001, (U.S. Department of the Interior Minerals Management Service, Gulf of Mexico OCS Regional Office).	
E2. Other relevant references (Andre relevante kilder) [2] http://home.versatel.nl/the_sims/rig/ensco51.htm (2011-01-26).	

Ixtoc

PART A: GENERAL ACCIDENT AND SYSTEM CHARACTERISTICS (GENERELL INFORMASJON)

A1. Date and time (Tidspunkt)

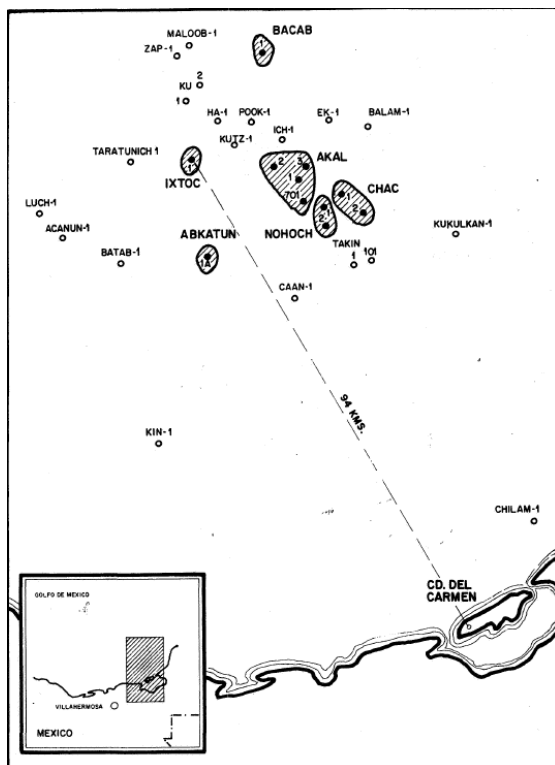
3. juni, 1979.

A2. Accident type and severity (Ulykkestype og alvorlighet)

Blowout resulting in a fire; No human accidents occurred; semisubmersible platform SEDCO 135, badly damaged by the fire; oil spill (3.1 million barrels oil produced; the volume of oil that drifted was estimated to be around 1 million barrels (1.8 million was flared or evaporated, 105,000 barrels oil was recuperated from the sea surface and 170,000 barrels oil was recuperated by the "sombrero") during 281 days, even though the well was officially plugged 16 days later).

A3. Accident location (Sted)

The exploratory well Ixtoc No. 1, is located 94 km NW of Ciudad del Carmen, Campeche, Mexico. [1]



A4. Short description of system involved (Systembeskrivelse, inklusive relevant historikk)

The well was drilled by Sedco 135, a semisubmersible platform leased to Petroleos Mexicanos by Permargo.

The well's objective was to find commercial hydrocarbon accumulations in carbonate rocks of Paleocene, Cretaceous, and Jurassic ages. The well is located in 50.5 m. of water, and the height from the rotary table to the mud line was 83.7 m. From the results obtained from this well, coupled with the information obtained from the nearby Maloob and Ku wells, it is concluded that the column of oil impregnated rock is much longer than originally presumed, making them believe that the Ixtoc structure is another of the giant oil fields that have been discovered in the Sound of Campeche.

A5. Description of activity/operation and parties/stakeholders involved (Aktiviteter og involverte parter)

Drilling operations began on December 1, 1978. Figure 2 illustrates a diagram of the well construction. While drilling at 3,627 m. with a 6" bit, circulation was lost in fractured carbonate rocks of Paleocene age. Efforts were made to regain circulation decreasing the mud density from 1.40 to 1.12 g/cc, and pumping batches of lost circulation material without success.

In order to regain circulation, it was decided to pull the drill string out of the hole and later go back to bottom, with open ended pipe, to place diesel-bentonite-cement plugs. Thus, the drill string was pulled out pumping into the hole with a volume of 1.08 g/cc mud, equivalent to the volume displaced by the drill string.

On June 3, 1979, at 2:45 am, the well started flowing oil and gas, when the top of the drill collar string was on the slips, with the safety clamp on.

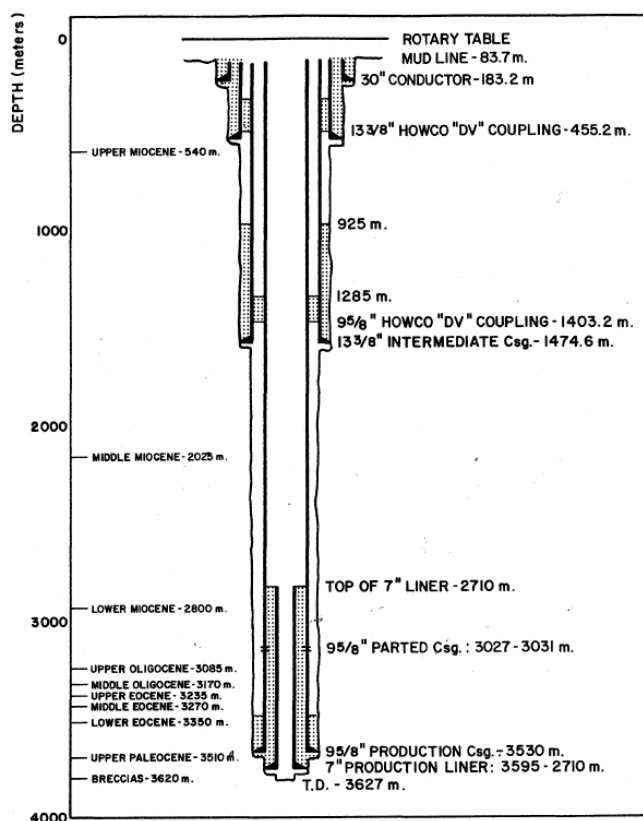


FIG. 2 IXTOC 1

19

A6. Context of accident (Ytre forhold og omstendigheter)

(The bad weather that adversely affected the operation of the oil recovery equipment also hindered the communications, the navigation, and the transfer of personnel.

PART B: ACCIDENT DESCRIPTION (ULYKKESBESKRIVELSE)**B1. Main scenario and hazardous phenomena (Scenario)**

Blowout during exploration drilling from semisubmersible platform.

B2. Description of accident and circumstances (Beskrivelse av ulykken og omstendigheter)

On June 3, 1979, at 2:45 am., the well started flowing oil and gas, when the top of the drill collar string was on the slips, with the safety clamp on. All efforts made to control the flow of hydrocarbons were of no avail. Within 10 to 15 minutes the well caught fire. The order was given to abandon the platform. No human accidents occurred. Part of the drilling equipment on the platform: the derrick, drawworks, rotary table, hook-block, drill pipe, etc., fell on the subsurface preventer stack, tilting and damaging it. The semisubmersible platform SEDCO 135, badly damaged by the fire, was towed away from the burning well. See also A5.

First control effort:

Petróleos Mexicanos contracted the services of wild well control specialists of recognized international prestige. Inspection with divers and submarine television cameras confirmed that the blowout preventer stack, although tilted and damaged, could still be used to control the flow from the well. The divers installed the necessary hydraulic lines to operate the preventers, and connected a 3 1/8''-10,000 psi hose to the kill valves.

On June 24, the upper 5'' rams, the 3 1/2'' rams, and the shear rams were closed, shutting the well. During three hours, through the 3 1/8'' hose, sea water and drilling mud were pumped, along with slugs of neoprene balls and rubber chunks, and gelatine. However, at the end of these three hours, a sudden flow of oil and gas occurred. It was determined that the casing had burst below the blowout preventer stack. It was decided to drill two directional relief wells to control the blowout. This was the beginning of a struggle that lasted approximately ten months to control the biggest accident that the Mexican oil industry had ever faced.

Actions taken to reduce the flow of oil:

While the directional wells were being drilled, it was decided to attempt to reduce the flow of fluids from the well, using the subsurface wellhead connections that had been used before. A decision was made to inject spheres, of the appropriate material and diameter, so that they could fall against the flow to the bottom of the well. The injection of spheres was canceled in November 1979, so as not to interfere with the injection of fluids from the relief well Ixtoc I-B.

The "sombbrero" operation was carried out to reduce the magnitude of the oil spill. This system operated during 40 days, and was finally taken out of service since it was seriously damaged by the wave action during the hurricane season.

The directional wells:

The directional well Ixtoc 1A was drilled from the jackup "Azteca" located 736 m almost due North of Ixtoc 1. Drilling operations started on June 12, 1979, and total depth was reached on Feb. 5, 1980.

The directional well Ixtoc IB was drilled from the jackup "Interocean II", located 847 m almost due East of Ixtoc 1. Drilling operations started on July 2, 1979, and total depth was reached on Nov. 20, 1979.

That same day the fluid injection operation into the reservoir commenced.

The injection of fluids into Ixtoc IB began on Nov. 20, 1979. It was concluded that although pumping fluids through Ixtoc 1B would not kill the blowing well, its flow rate could be substantially reduced.

Once Ixtoc 1A reached total depth, a simultaneous injection of sea water and drilling mud from both wells was initiated, which drastically reduced the flow of hydrocarbons from Ixtoc 1. On March 9, the flame extinguished itself, and by March 17 there were no traces of oil on the surface of the sea. Ixtoc 1 was dynamically controlled.

The plugging of Ixtoc 1:

Once the flow of hydrocarbons from Ixtoc 1 ceased, the blowout preventer stack was recovered with a crane barge. The drillship "Rio Panuco" was positioned over the well, and open ended 3 1/2" pipe was introduced to 2,705 m. At this depth, a diesel-cement plug was displaced. Subsequent cement plugs were placed at 2,591 m, 2332 m, 2,048 m, 1,304 m, and 593 m. The well was plugged all the way to the mud line.

B3. Timeline of main events (Tidslinje av viktige hendelser)

December 1, 1978: Drilling operations began.

June 3, 1979, at 2:45 A.M.: The well started flowing oil and gas. Within 10 to 15 minutes the well caught fire. The order was given to abandon the platform.

June 24, 1979: The upper 5'' rams, the 3 1/2'' rams, and the shear rams were closed, shutting the well. However, a sudden flow of oil and gas occurred.

It was decided to drill two directional relief wells.

November 1979: The injection of spheres was canceled.

The "Sombrero" Operation was operated during 40 days to reduce the magnitude of the oil spill.

June 12, 1979: Drilling operations of the directional well Ixtoc 1 A started.

July 2, 1979: Drilling operations of the directional well Ixtoc 1 B started.

Nov. 20, 1979: total depth was reached on directional well Ixtoc 1 B and the injection of fluids into Ixtoc 1B began.

Feb. 5, 1980: Ixtoc 1A reached total depth and a simultaneous injection of sea water and drilling mud from both wells was initiated.

March 9, 1980: The flame extinguished itself.

March 17, 1980: No traces of oil on the surface of the sea. Ixtoc 1 was dynamically controlled.

C1. Initiating event and direct causes (Initierende hendelse og direkteårsaker)

See A5.

C2. Root causes (Bakenforliggende årsaker – Menneske-Teknologi-Organisasjon, MTO)

(Technical system design, human, managerial, organizational, societal, cultural, ...)

In general/Generelt

Not clearly expressed.

Specific causal factors (Spesifikke forklaringsfaktorer):

C2.1 Drilling/well (Boring/brønn):

Circulation was lost in fractured carbonate rocks of Paleocene age, while drilling at 3,627 m. with a 6'' bit. Efforts were made to regain circulation decreasing the mud density from 1.40 to 1.12 g/cc, and pumping batches of lost circulation material, without success.

C2.2 Maintenance (Vedlikeholdsstyring):

- No information

C2.3 Stability (Stabilitet/flyteevne):

- No information

C2.4 Process integrity (Prosessintegritet):

- No information

<p><u>C2.5 Emergency handling (Beredskapshåndtering):</u></p> <ul style="list-style-type: none"> •
<p><u>C2.6 Safety management/organisation (Arbeidsmiljø/HMS-styring):</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • No information
<p>PART D: LESSONS LEARNED AND CORRECTIVE ACTIONS (LÆRINGSPUNKTER OG TILTAK)</p>
<p>D1. Main official lessons and recommendations (Hovedlæringspunkter og anbefalinger) <i>In general/Generelt</i></p>
<p><u>D1.1 Drilling/well (Boring/brønn):</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • No information
<p><u>D1.2 Maintenance (Vedlikeholdsstyring):</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • No information
<p><u>D1.3 Stability (Stabilitet/flyteevne):</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • No information
<p><u>D1.4 Process integrity (Prosessintegritet):</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • No information
<p><u>D1.5 Emergency handling (Beredskapshåndtering):</u> Many systems and operative concepts that were thought to be efficient and essential for the recovery of spilled oil, as well as for the protection of the sea shore proved to be inadequate.</p>
<p><u>D1.6 Safety management/organisation (Arbeidsmiljø/HMS-styring):</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • No information
<p>PART E: SOURCES OF INFORMATION AND REFERENCES (REFERANSER)</p>
<p>E1. Official reports (Offisielle rapporter) [1] The Mexican oil company Petróleos Mexicanos paper about Ixtoc No.1 blowout, control of the well and of the oil spill.</p>
<p>E2. Other relevant references (Andre relevante kilder)</p>



Vedlegg til rapport SINTEF A19148, mai 2011:

Deepwater Horizon-ulykken: Årsaker, lærepunkter og forbedringstiltak for norsk sokkel

Vedlegg 6: Eksempel på sammenstillingstabell (Del I og II)

Dette vedlegget gir eksempel på en sammenstillingstabell, der årsaksfaktorer, lærepunkter og mulige forbedringstiltak er systematisert og vurdert:

- Del I: Oppsummering av årsaksfaktorer for DWH-ulykken, sammenholdt med referansehendelser fra prioritetsgruppe A (jfr. Vedlegg 5).
- Del II: Oppsummering av anbefalinger i granskningsrapporter og mulige lærepunkter for norsk sokkel, basert på DWH-ulykken og andre relevante hendelser.

Eksempeltabellen er basert på utdrag fra temaet ”Prosessintegritet”.

Prosessintegritet – Del I

Del I: Direkte og bakenforliggende årsaker / forklaringsfaktorer			
Tema	Deepwater Horizon - Macondo	Andre hendelser	Kommentarer og relatering til norske forhold/regelverk
Hovedfunn	<p>Når borevæske og brønnstrøm en gang mellom kl. 09:40 og 09:43 sprutet utover boredekket på Deepwater Horizon, var situasjon allerede svært alvorlig om bord på innretningen. Den videre utviklingen av hendelsen ble imidlertid påvirket av hvordan sikkerhetssystemene på innretningen var designet og hvordan disse ble operert.</p> <p>BP peker i sin egen granskningsrapport [DWH-2] på to barrierebrudd som er direkte knyttet til sikkerhetssystemene på riggen: (1) Hydrokarboner som kom opp gjennom bore-riser ble ledet til separator for borevæske og deretter utover riggen istedenfor over bord, og (2) Brønn- og gassystemet forhindret ikke antennelse.</p> <p>Hvorvidt riktig operasjon og/eller en annen design av avledersystemet eller brønn- og gassdeteksjons-systemet kunne ha forhindret antennelse og eksplosjon er usikkert, men det ville uansett ha medført forsinket antennelse og dermed gitt mannskapet på riggen bedre tid til å reagere.</p>	Ref. til egne tabeller for enkelthendelser	
Deteksjon av brønnspar	<ul style="list-style-type: none"> • I ettertid er det lett å se at målingene viste at det kom mer i retur fra brønnen enn det som ble pumpet inn, i nesten en time før utblåsingen, [DWH-2], s. 10 [DWH-6], s. 12, [DWH-7], s. 109-110 og s. 121. • Det burde vært bedre tekniske systemer for å overvåke brønnene og større grad av automatisering og alarmer, [DWH-7], s. 121. • "General alarm" og en kritisk sensor på måling av returstrømningen var utkoblet, [DWH-6,] s. 11. 	<p>Montara:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Hendelsen på Montara hadde mange likhetstrekk med hendelsen på Macondo. Derfor tilsvarende konklusjoner her. <p>Snorre A:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Både operatør og borekontraktør var klar over hull i 9 5/8" foringsrør. Mangler ved planlegging og gjennomføring av brønnintervensjon, la til rette for at denne tilstanden kunne utvikle seg til en uønsket hendelse, [SNA-1], s. 4. 	<i>Dette punktet dekkes i mer detalj under Boring & Brønn.</i>

Del I: Direkte og bakenforliggende årsaker / forklaringsfaktorer			
Tema	Deepwater Horizon - Macondo	Andre hendelser	Kommentarer og relatering til norske forhold/regelverk
	<ul style="list-style-type: none"> Direkte og utvetydig informasjon om væskevolum som gikk inn i, og ut av brønnen var ikke lett tilgjengelig under gitte omstendigheter og utkoblinger, [DWH-6], s. 11. 	<ul style="list-style-type: none"> Når trykkøkning (og senere trykkreduksjon) inntråff, ser det ut som om dette ble oppdaget umiddelbart, s.17 [SNA-1]. Det fremkommer ikke så mange detaljer om utforming av systemet for overvåkning av trykk og strømningsmengde inn og ut av brønnen. <p>Gullfaks C:</p> <ul style="list-style-type: none"> MPD (trykkbalansert boring) -systemet på Gullfaks C var ikke tiltenkt å håndtere brønnspråk, dvs. at ved bekreftet innstrømning over 1 m³ skulle brønnen stenges inn med rigg-BOP og standard brønnskontroll-prosedyrer benyttes Det sies i [GFC-2], s. 4 at en årsak som bidro til at lekkasjen utviklet seg, og det senere oppsto hull i 13 3/8" foringsrør, var manglende oppfølging og kontroll på trykket i ringrommet utenfor foringsrøret. Dette trykket hadde økt i ukene før hendelsen, men uten at dette ble oppdaget. <p>Andre:</p>	
Ruting av flow (eng. flow diversion) / avledersystemet	<ul style="list-style-type: none"> Avledersystemet ble aktivert, men isteden for å bli kjørt over bord, ble brønnstrømmen ledet til separator for borevæske. Denne tanken hadde ikke kapasitet til å ta imot all brønnstrømmen/gassen, som derfor spredde seg gjennom lufteventiler (vent) og ut over innretningen, [DWH-2], s. 11, [DWH-3], s. 12, [DWH-6], s. 12 og [DWH-7], s. 121-122. 	<p>Montara:</p> <ul style="list-style-type: none"> Uklart. <p>Snorre A:</p> <ul style="list-style-type: none"> Det fremkommer ikke noen informasjon om tilstanden på dette systemet. Det antas derfor at gassen ble ledet slik man ønsket det i denne situasjonen: Under dekk. Gass fra ringrom og borerør var begrenset. <p>Gullfaks C:</p> <ul style="list-style-type: none"> Dette systemet er ikke spesielt nevnt i GFC-grønskingene. <p>Andre:</p>	Design av avledersystemet er verdt å se nærmere på.

Del I: Direkte og bakenforliggende årsaker / forklaringsfaktorer			
Tema	Deepwater Horizon - Macondo	Andre hendelser	Kommentarer og relatering til norske forhold/regelverk
Gassdeteksjonssystemet	<ul style="list-style-type: none"> Gjennom høringer¹ er det kommet fram påstander om at gassdetektorer ikke virket og at flere var koblet ut på grunn av problemer med falske alarmer, [DWH-3], s. 13. Dette kan i neste omgang ha medført at aksjoner som skulle inntreffe automatisk pga. inhibering ikke gjorde det, [DWH-3], s. 13. Det hevdes videre at det ikke fantes prosedyrer for å følge opp status og alarmer på riggen, [DWH-3], s. 13. Det hevdes videre i vitneutsagn (fotnote 1 side 86) at general alarms var koblet ut. Vitneutsagn kan imidlertid oppfattes som noe motstridende da det også sies at en hørte gassalarmer før det smalt. 	<p>Montara:</p> <ul style="list-style-type: none"> På West Atlas fikk en gassalarm både på første "sprut" (40 barrels) og på selve utblåsninga to timer seinere. Det er ikke sagt noe mer om dette systemet. <p>Snorre A:</p> <ul style="list-style-type: none"> Må fikk flere alarmer på tilstedeværelse av gass, både i kjølevann (Vigdis gasskompressorer) og fra gassdetektorer på ulike lokasjoner på riggen. Man fikk også alarm på lavt brannvannstrykk, men dette kunne i prinsippet ha flere årsaker enn gass i sjøen. <p>Gullfaks C:</p> <ul style="list-style-type: none"> Av Statoil granskningsrapport [GFC-2] kan det synes som at de tekniske systemene "oppe på innretningen" slik som gassdeteksjon (som en fikk flere ganger), tennkildeisolering osv. fungerte tilfredsstillende – siden verken selve systemene eller feil på disse systemene er diskutert eksplisitt i granskningen. 	
Antennelse	<ul style="list-style-type: none"> Brann- & gassdeteksjonssystemet forhindret ikke antennelse av hydrokarboner, [DWH-2], s. 46. Gassen ble ikke hindret i å nå tennkildene ved at spjeld ble stengt automatisk og utstyr koblet ut (månelles aksjoner). Presidentkommisjonens rapport sier ([DWH-7], s. 114): "The flow from the well quickly overwhelmed the mud-gas separator system. Ignition and explosion were all but inevitable". Denne noe bastante konklusjonen trekkes noe i tvil i [DWH-6], s. 12, som sier at dersom ESD hadde blitt aktivert umiddelbart, og ventilasjonen stengt, samt at avleder-elementene hadde blitt åpnet, så kunne en kanskje ha hindret eksplosjonen. 	<p>Montara:</p> <ul style="list-style-type: none"> Ingen umiddelbar antennelse på Montara. Brannen antente senere i forbindelse med boring av avlæstningsbrønn, trolig fordi ekstra gass ble blåst inn i brønnen. <p>Snorre A:</p> <ul style="list-style-type: none"> Ingen antennelse på Snorre A, [SNA-1]. Hovedkraft ble stanset for å fjerne tennkilder etter at gass hadde vært detektert, s. 20 [SNA-1]. Heldige vindforhold ser ut til å ha bidratt til å unngå antennelse av gassen og hindre nærkontakt mellom gassen i området og tent fakkell, s. 24 [SNA-1]. 	<p>Svært mange aksjoner på DWH og på boreinnretninger generelt er manuelle, delvis fordi en er redd for utilsiktede tripper som for eksempel kan legge hovedstrømmen død på en DP-innretning. Det kan være verdt å se nærmere på denne filosofien.</p>

¹ FUSCG/BOEM Marine Board Investigation 23. juli 2010 med Michael (Mike) Williams: http://www.deepwaterinvestigation.com/go/doctype/3043/56779/TranscriptsTranscripts?_=1&offset=10

Del I: Direkte og bakenforliggende årsaker / forklaringsfaktorer			
Tema	Deepwater Horizon - Macondo	Andre hendelser	Kommentarer og relatering til norske forhold/regelverk
	<ul style="list-style-type: none"> • Det faktisk at det kan ha gått så mye som 9 minutter fra en fikk ukontrollert borevæske på dekk til antennelse [DWH-2], s. 44, bygger opp under det faktisk at antennelse muligens kunne ha vært unngått gitt riktige aksjoner. • Det antydes i høringsuttalelser² at rusingsvernet på hovedmotorene sviktet og at dette kan ha vært en mulig tennkilde. • Det var ikke klare rutiner/prosedyrer for hvordan en skulle håndtere en slik nødssituasjon hvor brønnskontroll var tapt. Aksjoner som ble tatt forut for antennelse antyder at mannskapet ikke var tilstrekkelig trent til å håndtere situasjonen, [DWH-2], s. 44. 	Gullfaks C: <ul style="list-style-type: none"> • Ingen antennelse på Gullfaks C. 	
Luftinntak til hovedmaskineri	<ul style="list-style-type: none"> • Ifølge BP sin egen granskning var stenging av HVAC-spjeld og vifter til hovedmaskinrommet ikke automatisk på detektert brønn eller gass, men måtte utføres manuelt. Dette ble ikke gjort, [DWH-2], s. 46. • Det kan synes som om DWH var designet slik at kjøleluft for motorrom og forbrenningsluft for dieselmotorer ble hentet fra felles inntak. • Hovedmotorene på riggen var designet slik at de skulle stenge ned automatisk ved rusing (eng. "overspeed"). Luftinntak til motorrom var ikke satt opp til å stenge automatisk på deteksjon av gass. Ifølge vitneutsagn, virket det som minst en av hovedmaskinene ruste kraftig forut for den første eksplosjonen (og kunne ha vært en tennkilde), [DWH-3], s. 13. • Hovedmaskinrommet var vel dessuten ikke klassifisert område (!?) 	Montara: <ul style="list-style-type: none"> • Dette er ikke spesielt omtalt i Montara rapporten [MON-1]. Snorre A: <ul style="list-style-type: none"> • Ikke kommentert. Gullfaks C: <ul style="list-style-type: none"> • Ikke kommentert. 	<i>Filosofi rundt stenging og design av luftinntak til hovedmotorrom er verdt å se nærmere på også på rigger som opererer på Norsk sokkel.</i>

² Statement of Douglas Harold Brown Chief Mechanic/Acting Second Engineer of the Deepwater Horizon on Legal Liability Issues Surrounding the Gulf Coast Oil Disaster before the House Judiciary Committee, www

Del I: Direkte og bakenforliggende årsaker / forklaringsfaktorer			
Tema	Deepwater Horizon - Macondo	Andre hendelser	Kommentarer og relatering til norske forhold/regelverk
	<ul style="list-style-type: none"> • Kommentar/observasjon: I Sjøfartsdirektoratets sin forskrift om sikringstiltak mot brønn og eksplosjon § 26 er det krav om at kjøleluft for maskinrom og forbrenningsluft for dieselmotorer skal være separat. En kan da stenge kjøleluft uten at motorene stopper umiddelbart. På DWH var det tilsynelatende felles inntak, dvs. at forbrenningsluft ble tatt fra rommet. En kunne derfor ikke stenge luftinntak uten å miste kraft. 		
“Blåskjerm”	<ul style="list-style-type: none"> • Dette punktet er ikke omhandlet i kommisjonens rapport, men har vært et tema, blant annet i en artikkel i Teknisk Ukeblad³, og i rettshøring⁴. • Boreoperatørens skjermer gikk i blått. Dette skjedde så ofte at fenomenet fikk betegnelsen "screen of death". • Programvare stoppet opp til stadighet, slik at datamaskinen frøs. • Mannskapet hadde manglende kontroll med utkoblinger og såkalte overbroinger av brønn- og gassværlingssystemet. • Ved ett tilfelle opplevde mannskapet såkalte "kick" eller "brønnspråk" på grunn av datasvikt. 	Montara: <ul style="list-style-type: none"> • Ikke funnet beskrevet spesielt. Snorre A: <ul style="list-style-type: none"> • Ikke funnet beskrevet spesielt. Gullfaks C: <ul style="list-style-type: none"> • Ikke funnet beskrevet spesielt. 	

³ TU artikkel, <http://www.tu.no/it/article259575.ece>

⁴ FUSCG/BOEM Marine Board Investigation 23. juli 2010 med Michael (Mike) Williams: http://www.deepwaterinvestigation.com/go/doctype/3043/56779/TranscriptsTranscripts?_=1&offset=10

Prosessintegritet – Del II

Del II: Forslag til forbedringstiltak for norsk sokkel				
Nr.	Anbefaling i granskingsrapport	Lærepunkter og forslag – norsk sokkel	Aktører tiltaket retter seg mot	Kommentarer
Kick deteksjon				
1	Det burde være bedre tekniske systemer for å overvåke brønnene og større grad av automatisering og alarmer, [DWH-7], s 121.	Hendelser på norsk sokkel kan tyde på det samme. Vurdere gjennomgang av alarmfilosofi og godhet av alarmpresentasjon å la YA 710.	Engineering-selskap, rigg-operatør.	Det stilles i [DWH-7] spørsmål ved at systemene krever at "rett mann" ser på "de rette data" for å kunne detektere et kick raskt. Er det aktuelt med større grad av automatisering?
Ruting av flow (Eng. flow diversion)				
2	Ingen spesifikke tiltakspunkt på dette i granskingsrapporter, men likevel noe å se nærmere på.	Det kan være verdt å verifisere at design av avledersystemet som brukes på norske innretninger er av en sikker type hvor muligheten for å "feilrute" brønnstrøm til for eksempel separator for borevæske når en aktiverer systemet, ikke er tilstede (se kommentar).	Engineering-selskap, rigg-operatør.	Ifølge referansegruppa er avledersystemene som brukes på "norske rigger" ikke tilsvarende som på DWH. Det skal ikke være kopling mellom borevæske-systemet og over bord linjer.
Gassdeteksjonssystemet				
3	Mangelfulle systemer og prosedyrer for å følge opp status og alarmer på innretningen, [DWH-3], s. 13.	System for å følge opp og ha oversikt over status på B&G systemet. Holdninger til å koble ut alarmer og gassdetektorer.		
Krav til manuell intervensjon				
4	Det sies i BP sin egen granskingsrapport [DWH-2], s.139 hvor en diskuterer B&G og HVAC systemet: " there was a high level of reliance upon manual/human intervention in the activation of Deepwater Horizon safety systems, which included well control response. The reliability of the systems was therefore limited by the capability of individuals to respond in a stressed environment.	Pga. at så mange funksjoner på en boreinnretning er manuelle (sammenlignet med en produksjonsplattform hvor flere systemer er fail-safe shut down), krever det tilsvarende mye trening og opplæring i forhold til krisehåndtering for å kunne "ta de rette valgene". Det kan være verdt å se nærmere på om noen funksjoner på borerigger i større grad kan automatiseres. Se litt nærmere på shutdown-filosofi. Kan for eksempel flere detektorer gi automatiske aksjoner?		

Del II: Forslag til forbedringstiltak for norsk sokkel				
Nr.	Anbefaling i granskingsrapport	Lærepunkter og forslag – norsk sokkel	Aktører tiltaket retter seg mot	Kommentarer
Luftinntak til hovedmaskineri				
5	Ingen spesielle punkter i granskingsrapporter.	Er Sjøfartsdirektoratets krav om at kjøleluft for maskinrom og forbrenningsluft for dieselmotorer skal være separate konsistent gjennomført? Og hvordan er dette knyttet opp mot ulike shutdown-nivå?		
Blåskjerm				
6	Ingen anbefalinger funnet.			