



sht

Statens
Havarikommisjon
for Transport

Avgitt desember 2018

RAPPORT

Sjø 2018/06



RAPPORT OM ARBEIDSULYKKE OM BORD I NORMAND MAXIMUS UTENFOR KYSTEN AV BRASIL 21. FEBRUAR 2017

 This report is also available in English

Statens havarikommisjon for transport (SHT) har utarbeidet denne rapporten utelukkende i den hensikt å forbedre sjøsikkerheten. Formålet med en sikkerhetsundersøkelse er å klarlegge hendelsesforløp og årsaksfaktorer, utrede forhold av betydning for å forebygge sjøulykker og bedre sjøsikkerheten, og offentliggjøre en rapport med eventuelle sikkerhetstilrådinge. Kommisjonen skal ikke vurdere sivilrettslig eller strafferettslig skyld og ansvar. Bruk av denne rapporten til annet enn forebyggende sjøsikkerhetsarbeid skal unngås.

ISSN 1894-5937 (digital utgave)

Statens havarikommisjon for transports virksomhet er hjemlet i lov 24. juni 1994 nr. 39 om sjøfarten § 473 jf. forskrift 11. januar 2008 nr. 30 om fastsetting av undersøkelsesmyndighet etter sjøloven § 473.

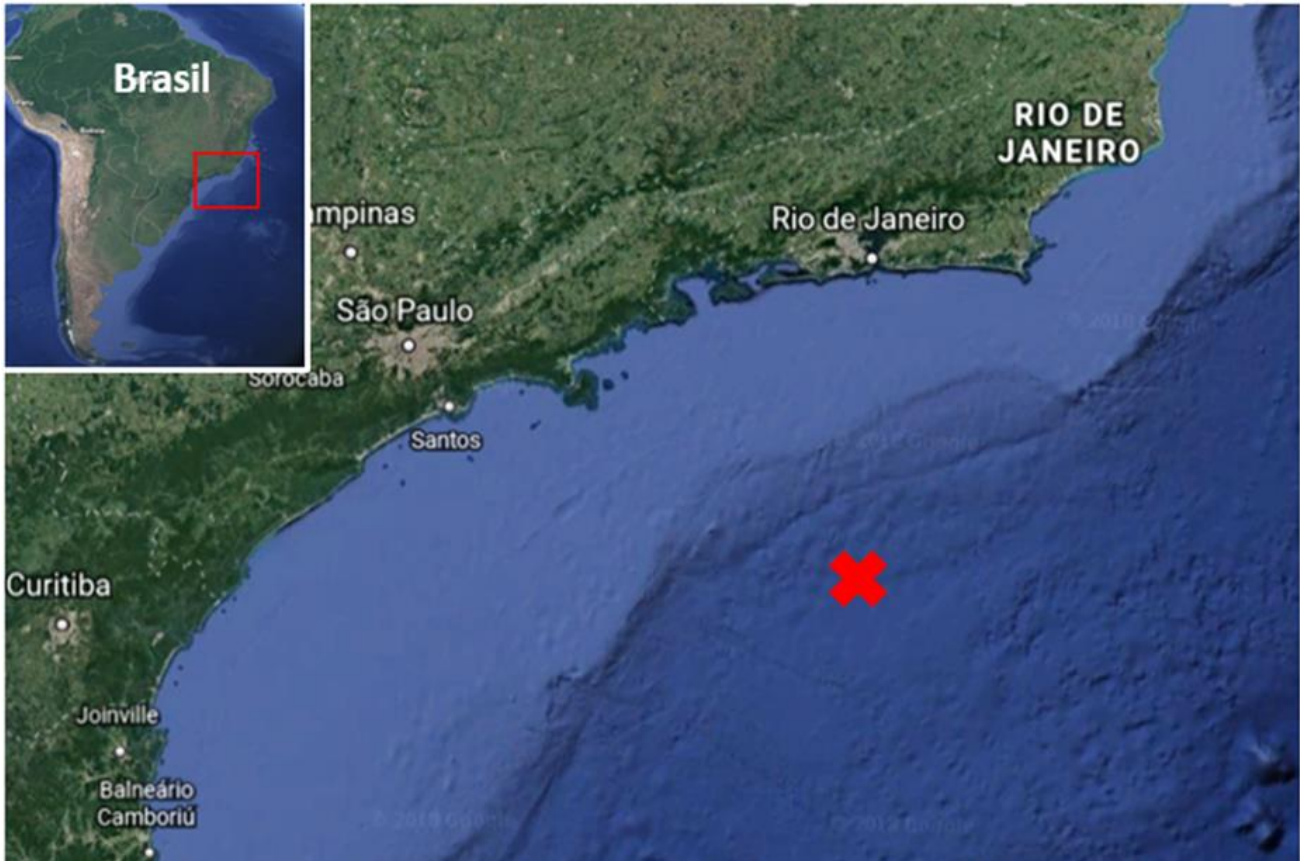
Foto av vestlandsferje: Bente Amandussen

INNHOLDSFORTEGNELSE

MELDING OM ULYKKEN	3
SAMMENDRAG.....	4
1. FAKTISKE OPPLYSNINGER	5
1.1 Innledning	5
1.2 Hendelsesforløp	5
1.3 Personskader	9
1.4 Fartøyet	9
1.5 Personer om bord (POB).....	10
1.6 Rederiet	10
1.7 Myndighetstilsyn.....	12
1.8 Relevant regelverk	12
2. HAVARIKOMMISJONENS VURDERINGER	14
2.1 Innledning	14
2.2 Arbeidstillatelsessystem.....	14
2.3 Installasjon av utstyr plassert på dekk	14
3. SIKKERHETSTILRÅDINGER	15
DETALJER OM FARTØYET.....	16
VEDLEGG.....	17

MELDING OM ULYKKEN

Statens havarikommisjon for transport (SHT) fikk melding fra Sjøfartsdirektoratet 21. februar 2017 om en arbeidsulykke om bord i konstruksjonsfartøyet Normand Maximus utenfor kysten av Brasil. En person omkom i ulykken. Sjøfartsdirektoratets melding var basert på ulykkesrapportering fra rederiet Solstad Offshore AS.



Figur 1: Kartutsnittet viser hvor Normand Maximus var lokalisert på Lula feltet utenfor kysten av Rio de Janeiro da ulykken inntraff. Kart: Google Maps

SHT besluttet 22. februar 2017 å undersøke ulykken. Undersøkelsen er gjennomført i samarbeid med Department of Inquiries and Investigations of Navigation Accidents, som er havarikommisjonen for ulykker til sjøs i Brasil. Departementet er underlagt Directorate of Ports and Coasts i Brazilian Navy.

Brazilian Navy har i sin undersøkelse hatt fokus på hovedaktiviteten(e) som førte til selve ulykken. Rapporten fra undersøkelsen til Brazilian Navy er vedlagt (se vedlegg A). SHT har gjennomført en begrenset undersøkelse med fokus på rederiets/fartøyets rutiner og prosedyrer i relasjon til tredjeparten som leide fartøyet for å utføre en midlertidig aktivitet om bord.

SAMMENDRAG

CSV (construction service-vessel) Normand Maximus var innleid av oljeserviceselskapet Saipem og skulle i dette oppdraget fungere som en plattform til sjøs. Sammen med oljeserviceselskapet Baker Hughes skulle Saipem gjennomføre pre-commissioning (tester for å verifisere at alt utstyr og alle komponenter er i henhold til satte krav) for oljeselskapet Petrobras på oljefeltet Lula utenfor Rio de Janeiro, Brasil..

Baker Hughes utførte trykktesting av oljefeltets gass-strømnings-system da ulykken fant sted. Trykktestingen foregikk utvendig på et avsperrt område på akterdekket om bord i CSV Normand Maximus. Et system for arbeidstillatelse/permit to work (PTW) ble benyttet for å identifisere farer og for å sikre at kontrolltiltak ble iverksatt.

Tirsdag 21. februar 2017 kl. 0615, i forbindelse med en gjenoppretting/trykkavlastning i MEG¹-systemet, under et trykk på 215 bar, eksploderte den komprimerte luft/MEG miksturen, noe som medførte flere utblåsninger og brekkasjer i rør- og ventilsystemet på det åpne dekket. En Baker Hughes ansatt som jobbet foran en manuell rørventil ble truffet av ventilrattet som ble slengt ut i eksplosjonen og omkom av skadene han pådro seg. Det ble i tillegg funnet en hardt skadet person og tre andre med mindre skader ute på dekket.

CSV Normand Maximus var å regne som et fartøy da de ble leid inn og benyttet av Saipem i pre-commissioning operasjonen. Det var således regelverket for skip som gjaldt for CSV Normand Maximus i denne operasjonen.

Det var ingen uavhengig aktør som kontrollerte eller godkjente om funksjonaliteten til den komplette installasjonen var forsvarlig til bruk om bord i fartøyet etter at den var ferdig montert på dekket og klar til bruk ute på feltet. Havarikommisjonen mener at en uavhengig kontroll og godkjenning fra en ekstern aktør ville ha vært en ytterligere barriere, og ville trolig også bidratt til at rederi/fartøy hadde fått en større trygghet i utøvelsen av sine plikter som ansvarlig for skipets sikkerhet. Havarikommisjonen retter en tilrådning til Sjøfartsdirektoratet om dette.

¹ MEG = mono-etylene glykol. Injeksjon av store mengder MEG er en effektiv måte å hindre hydrattdannelse for å sikre gass-strømning i et rørsystem. Kilde: CCR Technologies Ltd.

1. FAKTISKE OPPLYSNINGER

1.1 Innledning

De faktiske opplysningene er basert på intervju av tre involverte fra oljeserviceselskapet Baker Hughes, relevante besetningsmedlemmer fra Solstad Offshore AS, intervju og relevant dokumentasjon fra rederiet, oljeserviceselskapet Saipem og oljeserviceselskapet Baker Hughes, samt relevante opplysninger fra den brasilianske havarikommisjonen.

Lokal tid er benyttet i hendelsesforløpet. Lokal tid er UTC (Coordinated Universal Time) -4 timer.

1.2 Hendelsesforløp



Figur 2: Construction service-vessel (CSV) Normand Maximus. Foto: Harald M. Valderhaug

1.2.1 Oppdraget

Oljeserviceselskapet Saipem hadde fått i oppdrag fra det statlige brasilianske oljeselskapet Petrobras å gjennomføre pre-commissioning (tester for å verifisere at alt utstyr og alle komponenter er i henhold til satte krav) på oljefeltet Lula. Feltet lå ca. 90 nm fra kysten av Brasil, i det såkalte pre-salt området, mellom Rio de Janeiro og Santos.

CSV Normand Maximus var leid inn av Saipem og skulle i dette oppdraget fungere som en plattform til sjøs for prosjektet. Det nybygde skipet ankom Rio de Janeiro i slutten av desember 2016 og gikk kort tid etter til Saipems base utenfor Santos for utrustning og klargjøring.



Figur 3: Installasjonen av anlegget for gjennomføring av pre-commissioning oppdraget besto av en rekke komponenter på det utvendige dekket akterut om bord i CSV Normand Maximus. Ulykkesområde er merket med en rød ring. Foto: Brazilian Navy

Saipem var ansvarlig for montering og klargjøring av installasjonen som skulle benyttes om bord i CSV Normand Maximus for å gjennomføre pre-commissioning jobben. Den tekniske operasjonen skulle foregå på det utvendige dekket akterut. Hele akterdekket var fylt med forskjellige komponenter som var sammenkoblet med rør, slanger og ventiler. Mange av ventilene og enkeltkomponentene var sertifisert av klasseselskap, men det forelå ingen ekstern godkjenning eller sertifisering av den komplette installasjonen.

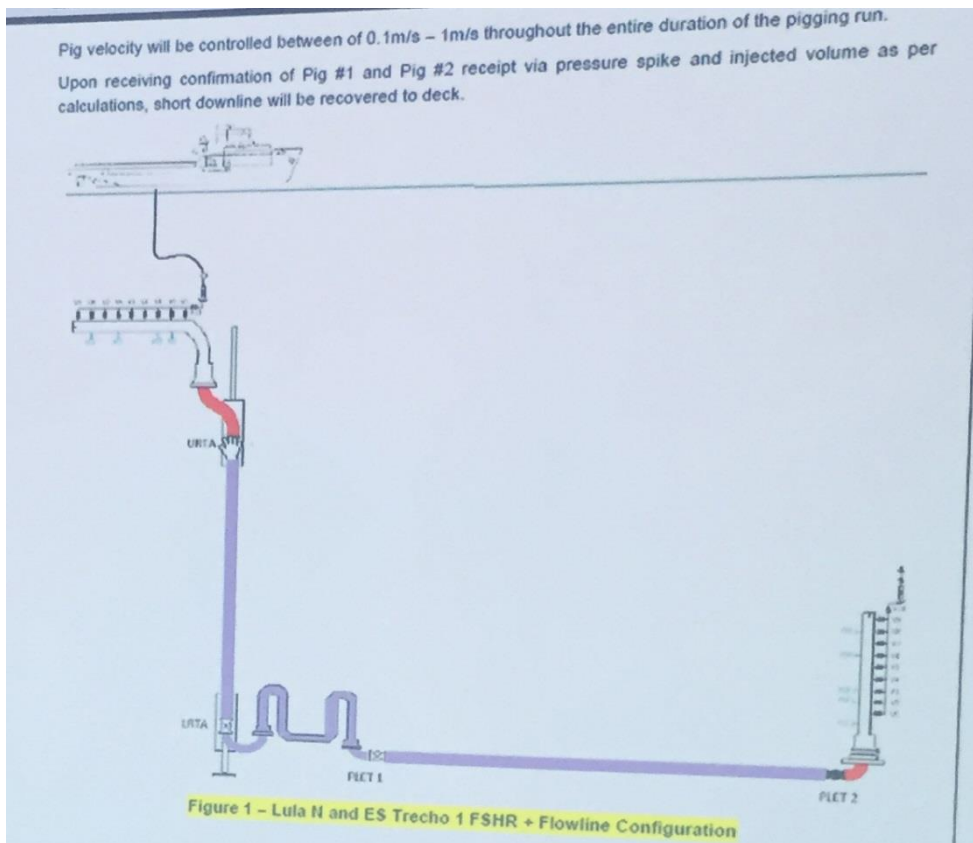
Saipem var hovedansvarlig for gjennomføring av pre-commissioning jobben ute på dekket. Rederi/fartøy var ansvarlig for alt som var skipsspesifikt, eksempelvis stabilitet og sjøsikring av alt utstyr, etablering og opprettholdelse av tilfredsstillende rømningsveier, og godkjenning av arbeidstillatelser (PTW) for alle arbeidsoperasjonene som ble utført om bord.



Figur 4: Rør, slanger og ventiler var plassert mellom komponentene på det utvendige dekket.
Foto: Brazilian Navy

Rørledningen som skulle testes, og som Saipem i forkant av operasjonen hadde montert på havbunnen (2.170 meters dyp), var sammensatt av rør med 18-tommers diameter og var 14,5 km lang (inkludert risersystemet²).

² Riser = en rørledning som kobler en flytende produksjon- og lagringsenhet (FPSO), eller en drilling rig, til et sub-sea system, enten for produksjon av, eller drilling etter, olje/gass. Kilde: www.tenaris.com



Figur 5: Skisse av arrangementet med rørledningen som var plassert på 2.170 meters dyp, og som skulle trykk-testes ved hjelp av installasjonen som var montert oppe på dekket om bord i CSV Normand Maximus. Kilde: Brazilian Navy

Oljeserviceselskapet Baker Hughes var også leid inn av Saipem i prosjektet. De skulle utføre testing av rørledningen, en type operasjon de hadde gjennomført tidligere i andre tilsvarende prosjekter.

Brasilianske myndigheter tillater ikke utslipp av MEG³, og kontrakten for denne operasjonen krevde derfor at rester av MEG skulle tilbakeføres etter bruk og samles opp i tanker som sto plassert på det utvendige dekket om bord i CSV Normand Maximus.

Ute på oljefeltet foregikk arbeidet om bord døgnet rundt, tolv timer på/av. Saipem og Baker Hughes samarbeidet om planleggingen av oppgaver, risikoanalyser og sikker jobb analyse. Et arbeidstillatelsessystem/permit to work (PTW) system (se punkt 1.6.2), ble benyttet for å identifisere farer og for å sikre at kontrolltiltak ble iverksatt.

Egne avløsningsmøter (handover/pre-shift meetings) ble gjennomført før oppstart av hvert arbeidsskift. Fra skipets side deltok vanligvis styrmann og kranfører på disse møtene. Avhengig av at konklusjonene fra slike møter var i henhold til Saipem og Baker Hughes egne krav til risikovurdering, utstedte ledelsen om bord i CSV Normand Maximus en arbeidstillatelse (PTW).

³ MEG = monoetylenglykol. Injeksjon av store mengder MEG er en effektiv måte å hindre hydratdannelse for å sikre gass-strømning i et rørsystem. Kilde: CCR Technologies Ltd.

1.2.2 Ulykken

Baker Hughes utførte trykktesting av oljefeltets gass-strømnings-system da ulykken fant sted. Teamet på fem personer fra Baker Hughes som jobbet rundt MEG-systemet hadde startet sitt tolv timers arbeidsskift mandag 20. februar 2017 kl. 2300. Systemet var plassert på et avstengt område akterut på det utvendige dekket om bord i CSV Normand Maximus.

En PTW for dette arbeidet var utstedt på avløsningsmøtet 20. februar kl 2300, med 12 timers varighet. Den var signert av leder for operasjonen som ble utført (Baker Hughes), ansvarlig person for hele operasjonen (Saipem), samt ledelsen om bord i CSV Normand Maximus.

På broen gikk overstyrmannen og 3. styrmannen på vakt tirsdag 21. februar kl. 0000. De hadde vakt frem til kl. 1200, men fordi det var mannskapsskifte denne dagen og at overstyrmannen var en av de som skulle i land, kom kapteinen opp kl. 0600 for å ta over vakta til overstyrmannen.

Tirsdag 21. februar 2017 kl. 0615, i forbindelse med en gjenoppretting/trykkavlastning i MEG-systemet, under et trykk på 215 bar, eksploderte den komprimerte luft/MEG-miksturen, noe som medførte flere utblåsninger og brekkasjer i rør- og ventilsystemet ute på det åpne dekket. En Baker Hughes ansatt som jobbet foran en manuell rørventil ble truffet av ventilrattet som ble slengt ut i eksplosjonen og omkom av skadene han pådro seg.

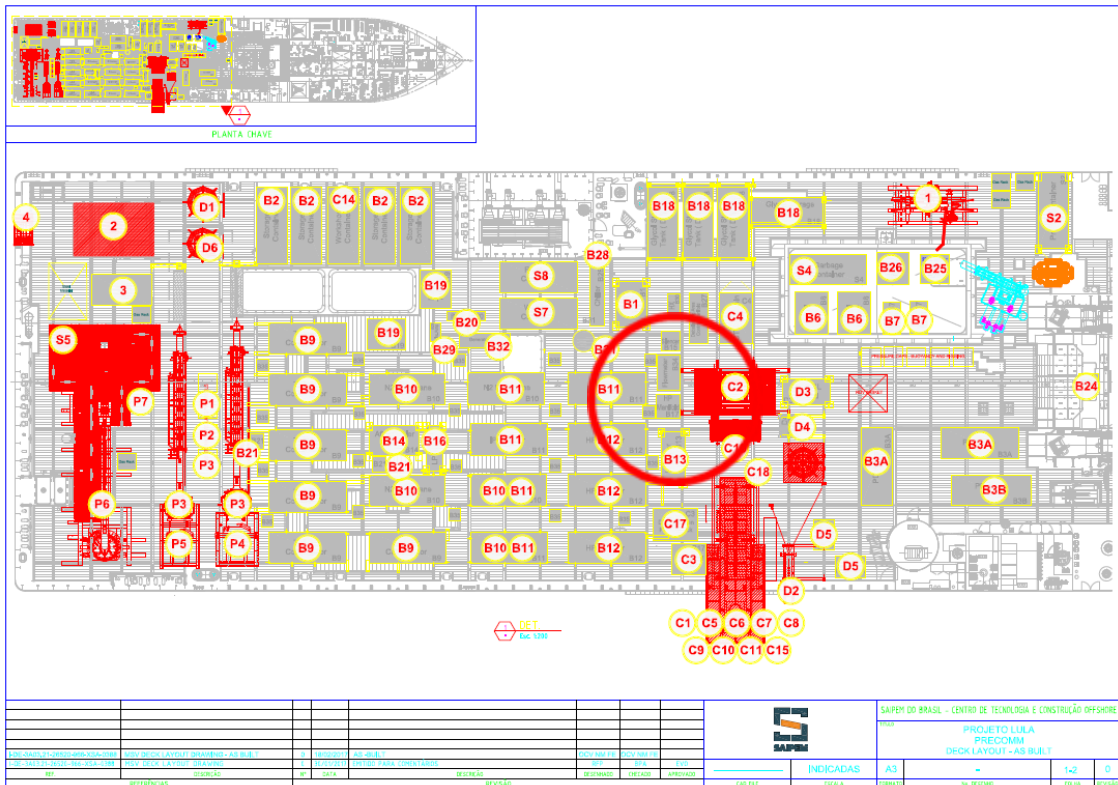
Se rapport fra undersøkelsen til Brazilian Navy (vedlegg A) for mer informasjon om hovedaktivitetene som førte til ulykken.

1.3 **Personskader**

Kl. 0617 kom mannskap til ulykkesstedet med bære. Kl. 0640 konstaterte legen om bord at en person hadde omkommet, en 35 år gammel ansatt fra Baker Hughes. I tillegg ble en person hardt skadet og tre andre fikk mindre skader ute på dekket. Kl. 0933 ble de fire som overlevde fraktet til land med helikopter. Den avdøde ble fraktet i et eget helikopter neste kveld.

1.4 **Fartøyet**

CSV Normand Maximus er 177,9 meter langt og 33 meter bredt. Fartøyet hadde totalt plass til 180 personer om bord, fordelt på 132 lugarer. Fartøyet hadde et dekkareal på 2.500 kvadratmeter og var utstyrt med en kran som kunne løfte opptil 900 tonn.



Figur 6: Layout av hoveddekket med inntegning av alle komponentene som var i bruk i operasjonen. Ulykkesområde er merket med en rød ring. Kilde: Solstad Offshore AS

1.5 Personer om bord (POB)

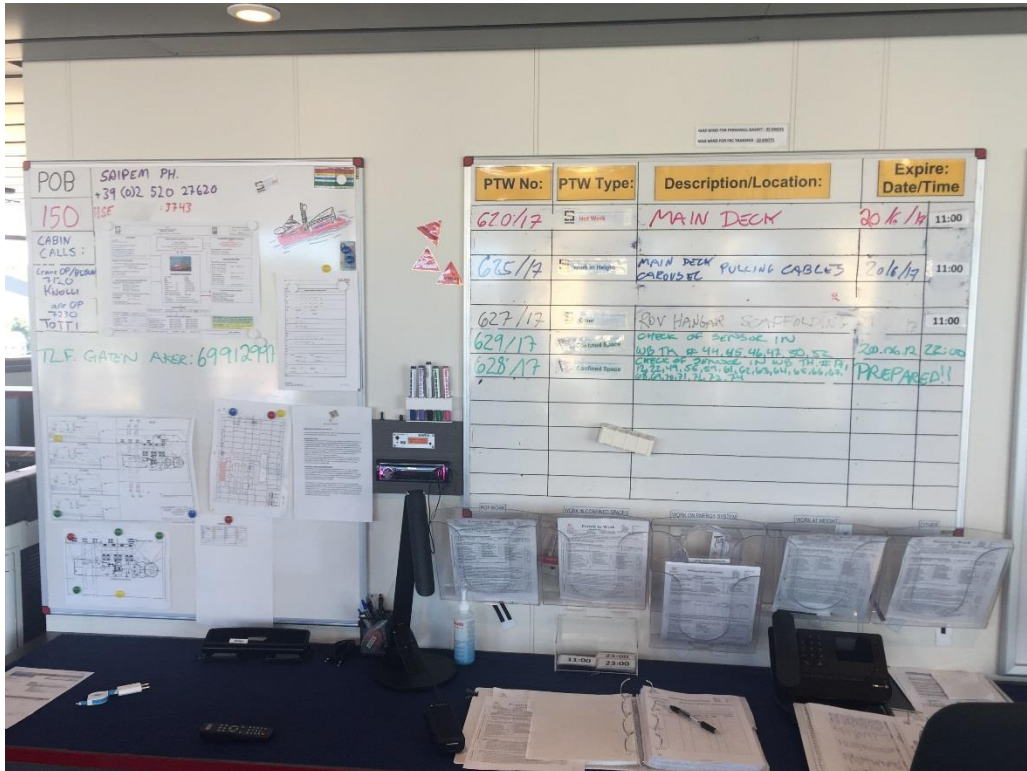
Det var totalt 173 personer om bord i CSV Normand Maximus på ulykkestidspunktet. Driftsmannskapet (skipsbesetningen) utenom catering besto av 27 sjøfolk. Resten av personene om bord, utenom catering, var tilknyttet pre-commissioning operasjonen som var ledet av Saipem.

1.6 Rederiet

1.6.1 Generelt

Solstad Offshore AS har hovedkontor i Skudeneshavn. Rederiets aktiviteter er i all hovedsak rettet mot oljeindustrien offshore. Flåten består av 61 fartøy som er delt inn i kategoriene; Platform supply-vessels (PSV), Anchor-handling-vessels (AHTS) og Construction service-vessels (CSV). Siden oppstarten i 1964 har Solstad Offshore AS vokst til å bli en global aktør.

1.6.2 Arbeidstillatelsessystem



Figur 7: Bildet viser stedet på broen om bord i CSV Normand Maximus som var etablert for håndtering av PTW-systemet. Det aktuelle bildet er tatt i juni 2017 og viser påtegninger og notater fra et annet prosjekt som ikke har noe å gjøre med ulykken i februar 2017. Foto: SHT

Målsettingen med Solstads system for arbeidstillatelser (PTW):

- Systemet med PTW er utviklet for å sikre at de økte farene som er involvert blir identifisert, og at alle nødvendige kontrolltiltak blir iverksatt.
- Ved å bruke PTW-systemet sikrer vi at kravene til risikovurdering blir oppfylt.

Skipsledelsen, ved kaptein, overstyrmann og førstestyrmann, var godkjent for endelig signering av PTW-skjema (utstedende myndighet). Oppgaven for skipsledelsen var ikke å godkjenne selve jobben, men å verifisere at relevante rutiner, sjekklister og prosedyrer i styringssystemene til Baker Hughes og Saipem var fulgt.

«Bridging document» beskrev en praktisk løsning mellom Saipem og Solstad Offshore om hvordan PTW-systemet skulle fungere. I det opprinnelige dokumentet, datert 19. mai 2016, sto det i punkt 5.2.9 at alle aktiviteter om bord i CSV Normand Maximus skulle være i henhold til Solstads PTW-system.

Med effekt fra 10. februar 2017 ble en endring tatt inn etter ønske fra Saipem. Et nytt «Bridging document» dokument (DVES-TOOL-2643) ble etablert, hvor punkt 5.2.9 var endret til at alle aktiviteter om bord i CSV Normand Maximus skulle være i henhold til både Saipems og Solstads PTW-system. Dette medførte en endring i prosedyren som ledet frem til endelig godkjent PTW.

Tidligere var det leder for operasjonen som ble utført (Baker Hughes) som på avløsningsmøtene innhentet endelig godkjenning fra skipsledelsen. Etter endringen var

det ansvarlig leder for hele operasjonen (Saipem) som kom på broen for å få endelig godkjenning fra skipsledelsen.

1.7 Myndighetstilsyn

1.7.1 Sjøfartsdirektoratet

Sjøfartsdirektoratet er tilsynsmyndighet for arbeidet med sikkerhet for liv, helse, miljø og materielle verdier på fartøy med norsk flagg og utenlandske fartøy i norske farvann.

1.7.2 Petroleumstilsynet

Petroleumstilsynet (Ptil) har ansvar for å sette rammer for petroleumsvirksomheten på den norske kontinentalsokkelen, og følge opp at denne foregår på en forsvarlig måte.

Ptils tilsynsansvar omfatter petroleumsvirksomheten på hele den norske kontinentalsokkelen, i tillegg til åtte petroleumsanlegg på land og tilhørende rørledningssystem. Tilsynsansvaret omfatter operatørselskap, rettighetshavere, entreprenører og redere.

1.8 Relevant regelverk

1.8.1 Skipssikkerhetsloven

Lov 19. juni nr. 65 om skipssikkerhet (skipssikkerhetsloven) § 6 Rederiets alminnelige plikter:

Rederiet har en overordnet plikt til å påse at byggingen og driften av skipet skjer i samsvar med reglene gitt i eller i medhold av denne loven, herunder at skipsføreren og andre som har sitt arbeid om bord, etterlever regelverket.

Rederiet skal sørge for at lovens krav oppfylles, bortsett fra i tilfelle der skipsføreren i loven er gitt en selvstendig plikt til å sørge for dette. Rederiet skal sørge for at forholdene legges til rette for at de som har sitt arbeid om bord, har mulighet for å oppfylle sine forpliktelser etter loven.

Departementet kan gi forskrifter med nærmere bestemmelser om rederiets plikter etter denne bestemmelsen.

1.8.2 Regulering av flerbruksfartøy på norsk kontinentalsokkel

Petroleumstilsynet har på oppdrag fra Arbeids- og sosialdepartementet kartlagt utviklingstrekk i petroleumsvirksomheten og bruken av såkalte flerbruksfartøy på norsk sokkel. Rapporten, som ble publisert i 2016, viser blant annet at bruken av fartøy har økt betydelig de seneste år, mens antallet tilgjengelige fartøy ikke har økt i samme omfang.

Rapporten tar ikke hensyn til farvann utenfor norsk sokkel, men vurderes likevel å være relevant i forhold til regelverk relatert til denne ulykken. Følgende siteres fra rapporten:

10.1 Petroleumsloven

Petroleumsloven med tilhørende forskrifter, kommer til anvendelse på innretninger på kontinentalsokkelen når de benyttes til petroleumsvirksomhet. Petroleumsvirksomhet kan være undersøkelse, leteboring, utvinning, transport, utnyttelse og avslutning samt

planlegging av slike aktiviteter jf. petrl. § 1-4 og definisjonen i petrl. § 1-6 bokstav c. Lovgivningen omfatter innretningen som sådan og aktiviteten på denne.

...

Selv om forsynings- og hjelpefartøy ikke er innretninger er likevel den petroleumsvirksomhet som utføres fra fartøyene omfattet av petroleumsloven, jf. definisjonen av petroleumsvirksomhet i 1-6 bokstav c. Dette er utdypet i Odelstingsproposisjon (Ot.prp.) nr. 43 (1995-1996).

...

«Ved avgjørelsen av om en enhet er et forsynings- eller hjelpefartøy er det ikke avgjørende hva enheten er bygget som, men hva den anvendes til. Med «hjelpefartøy» menes det som i næringen kalles «offshore servicefartøy». Herunder hører blant annet fartøyer som benyttes som: beredskapsfartøyer, ankerhåndteringsfartøyer, konstruksjons-, ferdigstillelses-, reparasjons- og vedlikeholds-fartøyer, dykkerfartøyer, kabel- og rørledningsfartøyer, geologiske og seismiske fartøyer, andre enheter som driver geologiske undersøkelser i undersøkelsesfasen, slepefartøyer, samt luftfartøyer. Bygging av slike fartøyer og øvrige flyttbare innretninger følger sjøfartslovgivningen. For øvrig er skip som transporterer petroleum i bulk unntatt fra loven.

I den grad deler av petroleumsvirksomheten utføres fra flyttbare enheter, må de anses som innretninger i lovens forstand dersom de påtar seg sentrale petroleumsaktiviteter eller på annen måte er i direkte kontakt med brønn- eller prosesseringsanlegg. Dette innebærer at enheter som driver leteboring, utvinning, herunder prøveutvinning, prosessering, brønntesting og brønnoverhaling anses som innretninger i lovens forstand. I den grad en flyttbar enhet utfører brønnstimulering, mudbehandling, vanninjeksjon eller benytter utstyr som knyttes direkte mot en brønn, anses også disse som innretninger etter loven. Bruk av enheter som utøver en type aktivitet som det er behov for under hele eller det vesentligste av utvinningsperioden og som fremstår som en forutsetning for eller en integrert del av det å drive utvinning, f.eks floteller, må anses som innretning. Dette må gjelde selv om det konkrete flotellet bare benyttes i en kort periode. Også avskipningsanlegg (lastebøyer, tanker m.v) som er knyttet til produksjonen, er omfattet av begrepet innretning.

...

Av veiledningen til § 3 fremgår det at hovedskillet går ved om enheten har hovedkontrollen med brønnens stengeventiler og brønnstrøm og bruker utstyr som føres inn i brønnen, eller om det utføres aktivitet fra eller på utsiden - og hvor kontrollen med brønnstrømmen ivaretas av en annen innretning. I sistnevnte tilfelle vil aktiviteten være petroleumsaktivitet utført med fartøy.

I henhold til ovennevnte ville CSV Normand Maximus, om fartøyet skulle gjennomført en tilsvarende operasjon på norsk sokkel, vært å betrakte som et hjelpefartøy. Basert på at fartøyet ikke hadde kontroll på brønnen ville fartøyet ikke vært å regne som en innretning og kun regler og forskrifter hjemlet i skipssikkerhetsloven ville vært gjeldende.

2. HAVARIKOMMISJONENS VURDERINGER

2.1 Innledning

Havarikommisjonen har gjennomført en undersøkelse av arbeidsulykken som fant sted utenfor kysten av Brasil om bord i norskeide CSV Normand Maximus 21. februar 2017. En person som jobbet for et oljeserviceselskap omkom i ulykken.

Undersøkelsen har vært rettet mot fartøyets rutiner -og prosedyrer i relasjon til tredjeparten som leide fartøyet. Havarikommisjonen har sett nærmere på skipets organisering av arbeid relatert til denne typen operasjoner, samt muligheter for forbedring av krav og rutiner.

2.2 Arbeidstillatelsessystem

Endringen som ble gjort i PTW-systemet, etter ønske fra Saipem, medførte endringer i prosedyren som ledet frem til endelig godkjent PTW. Tidligere var det den som skulle utføre arbeidet (Baker Hughes) som presenterte for skipsledelsen om bord «relevante rutiner, sjekklister og prosedyrer i forhold til arbeidet som skulle utføres». Oppgaven for skipsledelsen var ikke å godkjenne selve jobben, men å verifisere at de fremlagte rutiner, sjekklister og prosedyrer i systemet var fulgt.

Etter endringen i PTW-systemet var det Saipem som på avløsningsmøtene fikk presentert «relevante rutiner, sjekklister og prosedyrer i forhold til arbeidet som skulle utføres» fra den som skulle utføre arbeidet (Baker Hughes) og dermed kunne forstå og diskutere relevante detaljer med de som skulle gjøre jobben. Saipem redegjorde deretter om arbeidet for skipsledelsen om bord og fikk endelig godkjenning fra dem.

Endringen førte til at sikkerhetsinformasjonen måtte gå igjennom et ekstra ledd før den kom til fartøysledelsen. Fartøysledelsen mistet dermed den direkte kontakten og muligheten for avklaring med de som skulle utføre operasjonen om bord (Baker Hughes).

Havarikommisjonen har ikke grunnlag til å hevde at endringen av PTW-systemet hadde betydning for ulykken, men påpeker viktigheten av at utsteder av PTW bør være nærmest mulig de som faktisk skal utføre jobben.

2.3 Installasjon av utstyr plassert på dekk

Operasjonen med MEG-systemet var forbundet med risiko på grunn av det høye trykket man jobbet med, og området rundt MEG-systemet var derfor sperret av. Foruten skipssikkerhetsloven § 6 om rederiets alminnelige plikter, har ikke regelverket for skip noen krav som fanger opp den operasjonen som CSV Normand Maximus ble benyttet til.

En skipsledelse har normalt begrensede forutsetninger til å fullt ut kunne vurdere en avansert teknisk installasjon lik den som ble montert om bord i CSV Normand Maximus. Det var heller ingen uavhengig aktør som kontrollerte eller godkjente om funksjonaliteten til den komplette installasjonen var forsvarlig til bruk om bord i fartøyet etter at den var ferdig montert på dekket og klar til bruk ute på feltet.

Havarikommisjonen mener at en uavhengig kontroll og godkjenning fra en ekstern aktør ville ha vært en ytterligere barriere, og ville trolig også bidratt til at rederiet/fartøyet

hadde fått en større trygghet i utøvelsen av sine plikter som ansvarlig for skipets sikkerhet.

Havarikommisjonen retter derfor en sikkerhetstilråding til Sjøfartsdirektoratet om dette.

3. SIKKERHETSTILRÅDINGER

Undersøkelsen av denne sjøulykken har avdekket ett område hvor Havarikommisjonen anser det som nødvendig å fremme en sikkerhetstilråding som har til formål å forbedre sjøsikkerheten:⁴

Sikkerhetstilråding SJØ nr. 2018/07T

Eksplosjonen om bord i CSV Normand Maximus 21. februar 2017 inntraff utenfor Rio de Janeiro i Brasil og førte til at en person omkom og fire ble skadet i ulik grad. Skipet ble benyttet i en pre-commissioning operasjon på et oljefelt. Regelverket for skip har ikke krav som fanger opp den type operasjon som fartøyet ble benyttet til.

Statens havarikommisjon for transport tilrår Sjøfartsdirektoratet å gjennomføre en vurdering av om dagens regelverk er tilstrekkelig for å ivareta sikkerheten om bord på offshorefartøyer som er engasjert i gjennomføringen av komplekse operasjoner i petroleumsvirksomheten, nasjonalt og internasjonalt.

Statens havarikommisjon for transport

Lillestrøm, 14. desember 2018

⁴ Undersøkelserapport oversendes Nærings- og fiskeridepartementet som treffer nødvendige tiltak for å sikre at det tas behørig hensyn til sikkerhetstilrådingene.

DETALJER OM FARTØYET

Fartøy	
Navn	Normand Maximus
Flaggstat	NIS
Klasseselskap	DNVGL
IMO nummer/Kallesignal	9744518/LAVR7
Type	Støttefartøy (offshore construction)
Byggeår	2016
Eier	Maximus Ltd.
Operatør/ISM ansvarlig	Solstad Offshore AS, Norge
Konstruksjonsmateriale	Stål
Lengde	177,9 m
Brutto tonnasje	26 832
Reisen	
Avgangshavn	Santos, Brasil
Ankomsthavn	Campo de Lula, Brasil
Type reise	Oljerelaterte aktiviteter
Last	Støttefartøy
Personer om bord	173
Ulykkesinformasjon	
Dato og tidspunkt	21.02.2017 kl. 0615 LT (kl. 0915 UTC)
Ulykkestype	Svært alvorlig sjøulykke
Sted/posisjon hvor ulykken inntraff	Campo de Lula, Santos Basin, State of Rio de Janeiro, Brasil S25°34,7' W042°53,8'
Sted om bord hvor ulykken inntraff	Utvendig hoveddekk
Skadde/omkomne	4 skadet, 1 død
Skader på skip/miljø	Ingen skader på skip
Skipsoperasjon	Plattform for pre-commissioning operasjon
Hvor i reisen var fartøyet	DP posisjon på oljefeltet

VEDLEGG

Vedlegg A: Rapport fra Brazilian Navy



BRAZILIAN NAVY
Directorate of Ports and Coasts
Marine Safety Superintendence
Department of Inquiries and Investigations of Navigation Accidents
ACCIDENT WITH PEOPLES ON BOARD THE MARITIME SUPPORT VESSEL "NORMAN MAXIMUS"
Maritime Safety Investigation Report

BRAZILIAN NAVY
DIRECTORATE OF PORTS AND COASTS
MARINE SAFETY SUPERINTENDENCE
DEPARTMENT OF INQUIRIES AND INVESTIGATIONS OF NAVIGATION ACCIDENTS
ACCIDENT WITH PEOPLES ON BOARD THE
MARITIME SUPPORT SHIP "NORMAN MAXIMUS"
MARITIME SAFETY INVESTIGATION REPORT



Photo 1: Vessel NORMAND MAXIMUS in photo provided by the owner

**Reference: Casualty Investigation Code, of the International Maritime Organization (IMO) –
MSC-MEPC.3 / Circ.2, 13 June 2008 / Resolution MSC.255 (84)**



INDEX

I- LIST OF ABBREVIATIONS	3
II- INTRODUCTION.....	4
III- SYNOPSIS	4
IV- GENERAL INFORMATION	9
A) Characteristics of the vessel.....	9
B) Documents of the M/V "NORMAN MAXIMUS".....	9
V- ACCIDENT LOCAL DATA	9
VI- HUMAN FACTORS AND CREW	10
VII- CHRONOLOGICAL SEQUENCE OF EVENTS	12
VIII- PROCEDURES AFTER THE ACCIDENT	18
IX- CONSEQUENCES OF THE ACCIDENT	19
X- EXPERT EXAMINATIONS	21
XI- ANALYSIS AND CAUSAL FACTORS	21
XII - PRELIMINARY LESSONS LEARNED AND CONCLUSION	22
XIII - SAFETY RECOMMENDATIONS.....	23
XIV- ANNEX A – SHIP'S PARTICULARS OF THE M/V NORMAN MAXIMUS".....	24



I) LIST OF ABBREVIATIONS:

ABBREVIATIONS	Meaning
Bar	Pressure measurement - bar gauge 1barg = 14.7psi
BHPPS	Baker Hughes Process And Pipelines Services
CPRJ	Captaincy of the Ports of Rio de Janeiro
CTS	Minimum Safe Manning Certificate
DPEM	Personal Injury Caused by Vessels or Cargo Insurance
FISPQ	Material Safety Data Sheets
FLAG	Flag State Control Inspection
ISM CODE	ISM Code - International Safety Management Code
MSC	Maritime Safety Committee
MEG	MONO ETHYLENE GLYCOL
MEG died	MONO ETHYLENE GLYCOL BLUE (died MEG)
OMI	International Maritime Organization
PIG	Designation of substances separators
PLR	<i>Pig launcher and receiver</i>
ROV	Remote Operated Vehicle
SCF	Standard Cubic Feet
SCFM	Standard Cubic Feet per Minute
FISQ	Chemical Safety Data Sheets
TAG	Identification packs
UHF	Ultra High Frequency
MSDS	Material Safety Data Sheets (MSDS)



II) Introduction

For the purpose of accomplishing the collection and the analysis of evidences, the identification of the causal factors and the elaboration of the recommendations of safety that are necessary, in order to avoid that in the future occur similar maritime accidents and/or incidents, the Ports Captaincy of Rio de Janeiro (CPRJ) carried out the present Safety Investigation of Marine Accidents and Incidents (ISAIM) in compliance with that laid down in the Casualty Investigation Code of the International Maritime Organization (IMO), adopted by Resolution MSC.255(84).

This Final Report is a technical document that reflects the result obtained by the CPRJ in relation to the circumstances that contributed or may have contributed to unleash the occurrence and does not resort to any procedures of proof for verification of civil or criminal responsibility.

Furthermore, it should be emphasized the importance of protecting the persons responsible for the supplying of information related to the occurrence of the accident, for the use of information included in this report for ends other than the prevention of future similar accidents may lead to erroneous interpretations and conclusions.

III) Synopsis:

At the date of the accident, 02/21/2017, the NORMAND MAXIMUS vessel was sub-contracted by Saipen. Saipen was performing the pre-commissioning of LULA EXTREMO SUL stretch 1 lines, with the cleaning and verification of the integrity of these lines. In the execution of the service, the company Baker Hughes do Brasil Ltda, subcontracted to the pre-commissioning service by Saipen, complied with Procedure I-PR-3A03.21-26520-970-XSA-1425 (Rev.A), an integral document of the Project LULA NORTE, LULA EXTREMO SUL AND LULA SUL, issued by it, and approved by PETROBRAS (client).

At 6:15 p.m. on February 21, 2017, during the MEG recovery process and pressure reduction of the underwater system, an accident occurred at the pre-commissioning facility positioned on the main deck of the vessel, causing one fatality and four injured. The pre-commissioning facility positioned on the main deck of the vessel is a temporary and independent installation.

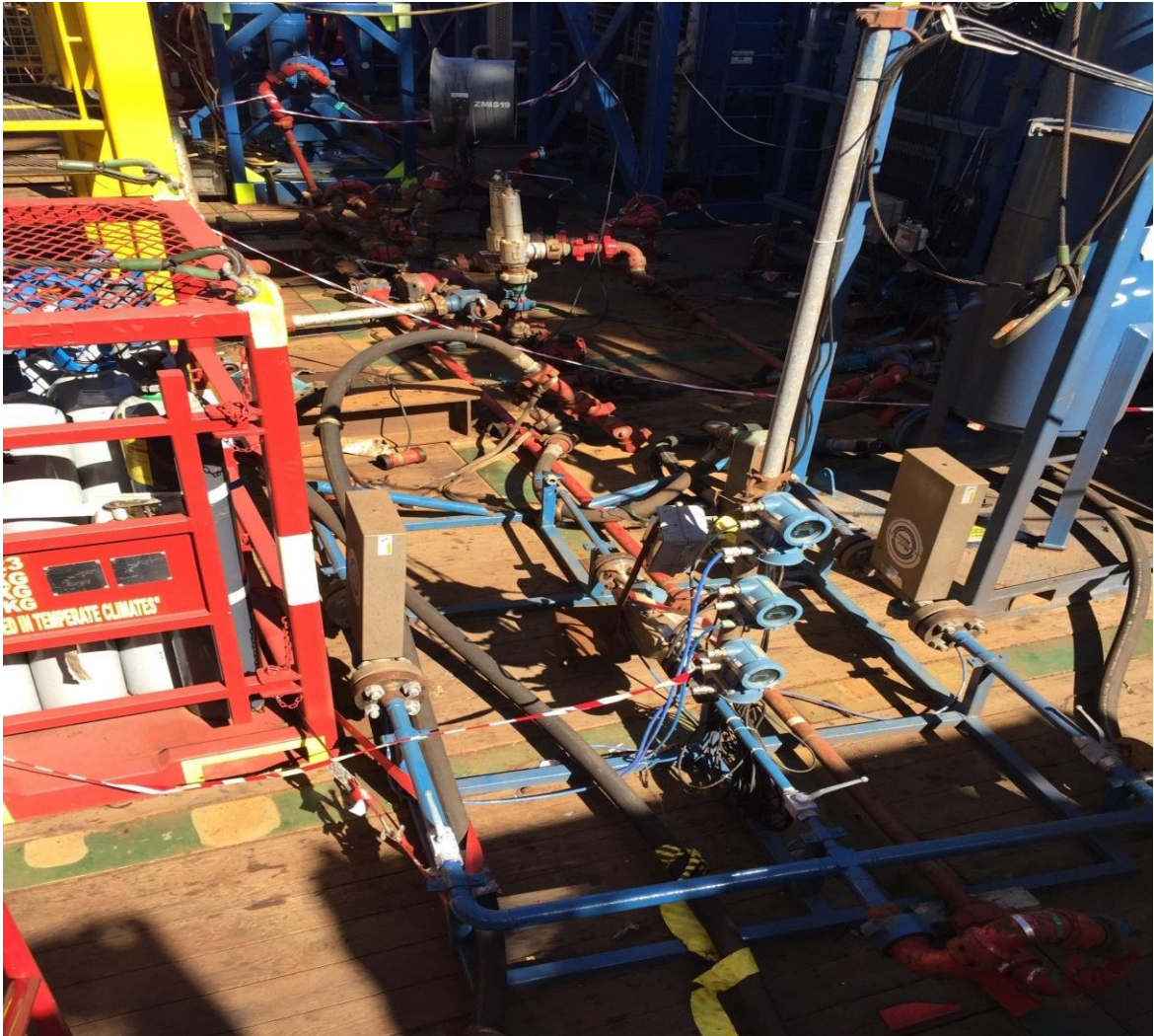


Photo 2: Installation overview

Immediately, the ship's doctor was called, the emergency teams were activated and the procedures of attending the 5 (five) injured were initiated. At 06:25 h was declared the death of one of the victims. At 09:07 h, the aero-medical evacuation helicopter landed aboard, taking off at 09:33 h. with the other injured to continue ground service in a hospital.

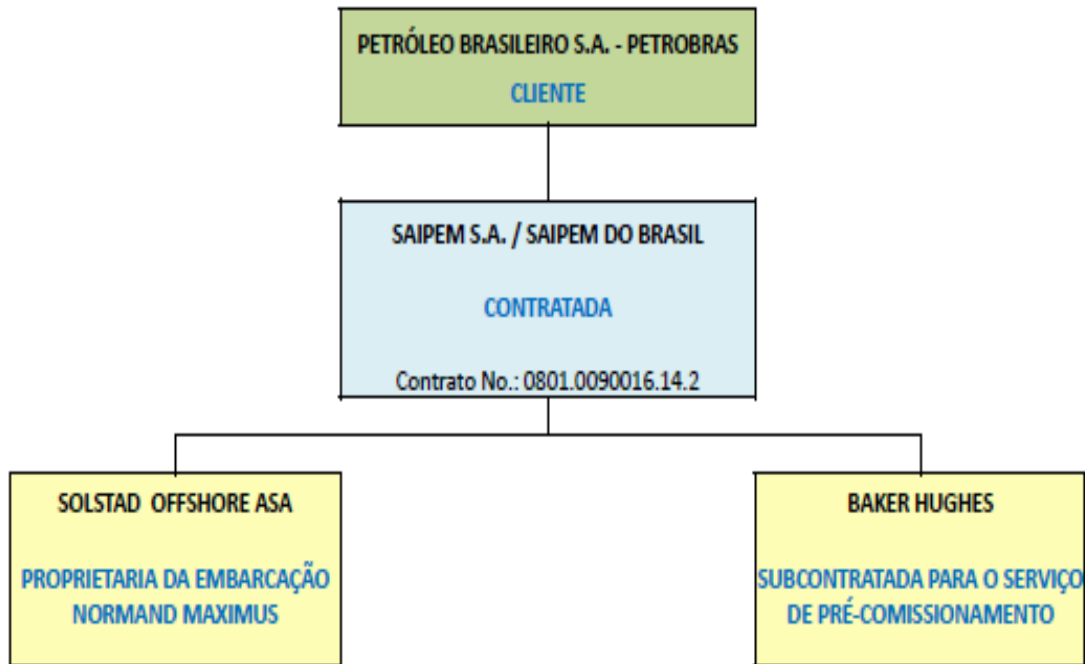
At the time of the accident, the deceased employee of the company Baker Hughes was positioned in front of the choke valve, monitoring the installation and complying with the instructions transmitted to him from the control room, by means of UHF equipment.

The activities carried out on board the vessel observed the hierarchy of decisions according to the organization chart below:



PROJETOS LULA NORTE, LULA EXTREMO SUL E LULA SUL

Organograma Contratual



giovedì 23 febbraio 2017 | 1

On the occasion of the investigation carried out on 23/02/2017, it was verified that the vessel was in good condition. The communication and navigation equipment were in order; the provision of salvage equipment, other systems and organic equipment were operational. In this way, their material integrity was not affected.

However, specifically on the pre-commissioning system installed on board by Saipem and Baker Hughes, the inspection performed by the investigators at the accident site (main deck), pointed out the following evidences:

a) Several material broken and broken steel pipes; faulty locking and relief valves; high pressure hoses (2,500 psi capacity), belonging to the pre-commissioning system, were torn and with broken steel mesh;



Photo 3: Pre-commissioning system equipment



Photo 4: Faulty pre-commissioning system hoses



Photo 5: Pressure and temperature recorders not installed

b) installation was without supports; the structures had no fixation and were loose, as well as pipes, valves and connections belonging to the system presented corrosion on their surfaces; two pressure and temperature loggers, members of the project scope (according to the approved procedure), were positioned on the main deck and not installed;

c) lack of grounding protection, existing recommendation in the Chemical Safety Data Sheets (FISQ) of the suppliers of chemical products to Baker Hughes;

d) lack of traceability of documents or certificates of high pressure piping, fittings and hoses, as well as affixed location identifiers (TAGs);

e) absence of remote control for activation of the system flow control valve; and

f) the existence of residues of oily product already absorbed by the wooden deck, close to the damaged valves.



IV) General information

A) Characteristics of the vessel:

Ship: "Normand Maximus"	Flag: Norway	
Activity: Marine Support	Type: Marine Support	Propulsion: Motor
Navigation area: Open sea	Gross tonnage: 26,832	Length: 177,9m
Total Power: 29,365KW	Depth: 13 m	Hull Material: Steel
Owner: Solstad Offshore AS	Max Draft: 8.5 m	IMO: 9744518
Classification: DNV	IRIN: LAVR7	Breadth: 33m

Port of Registry: Skudeneshavn, Norway
Construction Site: Brattvaag, Norway, Vard Brattvaag Shipyard, 2016
Sub-contract by: SAIPEM DO BRASIL SERVIÇOS DE PETRÓLEO LTD

B) Documents of the M/V "NORMAN MAXIMUS"

The statutory documents were in order, as presented in the FLAG Inspection Report held on February 23, 2017. The number and qualification of the crew complied with the provisions of the Minimum Safe Manning Certificate issued by the Ports Captaincy of Rio de Janeiro. The DPEM Insurance is no longer required under Cir. N° 04/2016 of 01/04/2016 of the Directorate of Ports and Coasts.

V) Accident Local Data:

Identification: Latitude 25° 34 '42 "S, Longitude 042° 53' 48" W, in Campo de Lula, Santos Basin, coast of the State of Rio de Janeiro.

Environmental conditions at the moment of occurrence: sea state 4, in the Beaufort scale; wind direction NE, with intensity of 4 knots; ambient temperature 22° C, according to the logbook records.

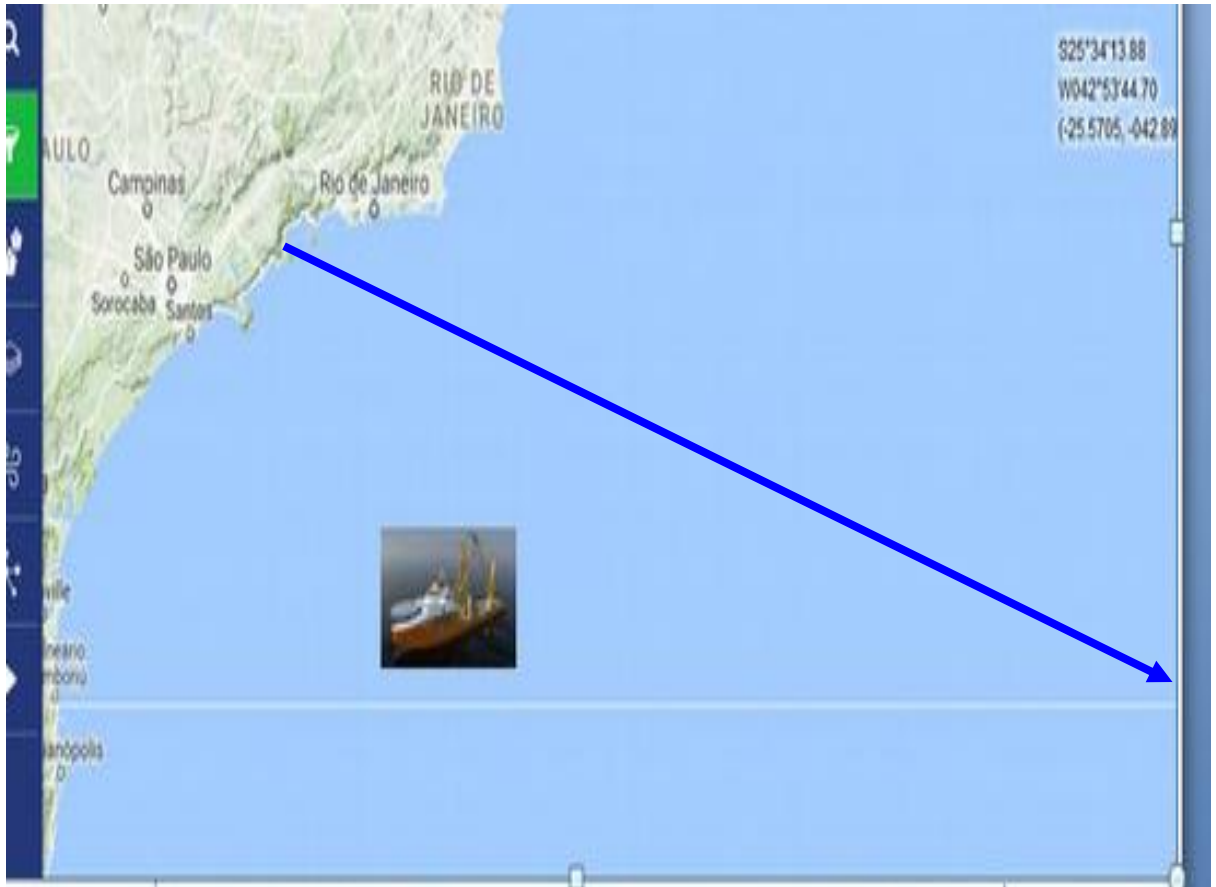


Photo 6: Location of the accident on Google map.

VI) - Human Factors and Crew

Number and qualification of the ship's crew complied with the provisions of the CTS. The crew members had the qualification required by STCW.

Bakers Hughes' top-level employees, training engineers, exercising supervisory duties, had more than 4 years in the company. Other members of the team had diverse service time in the company and had experience in the operation of high pressure systems.

Qualification of crew members, non-crew professionals and engineers:

- Captain - Nationality: Norway. Certificate No. 338267 (issued by the Norwegian Maritime Authority).
- Chief Mate - Nationality: Norway. Certificate No. 220022 (issued by the Norwegian Maritime Authority).
- Baker Hughes membrane operator - Nationality: Brazil.; injured.
- Baker Hughes Compressor Operator - Nationality: Brazil.-; injured
- Operator of the elevators - Nationality: Brazil; injured.
- Engineer at Baker Hughes do Brasil - Nationality: Brazil.



- Engineer at Baker Hughes do Brasil Ltda - Nationality: Brazil.

Consequences of the accident:

Personal injury:

- GRIMALDO RIBEIRO JÚNIOR, General Supervisor, who died due to multiple injuries; MAYO MELTON CULP- professional injured; ISRAEL RAMOS DE LIMA - professional injured; RICARDO HENRIQUE TEIXEIRA SANTOS - professional injured and BRUNO RODRIGUES DE MELO - professional injured

From what was found, all Baker Hughes employees responsible for assembly and operation of the system were qualified to operate high pressure systems of work included in the Project Manager and the Engineers. As for the other employees, the General Supervisor also had knowledge about the installation, but the operators only operated in the compressors and pressure elevators (peripheral equipment of the process), participating in activities indirectly, without having training (experience) in the specific system.

- Periods of Work versus Rest and Fatigue:

The period of work versus rest was observed in shifts of 12 hours, in the periods of 11h to 23h and 23h to 11h.

- Alcohol, drugs and prescription and over-the-counter medications:

The use of nonprescription drugs, drugs or alcohol consumption on board has not been verified.

- Security Management:

There has been no detailed verification of written Security Management procedures.

As the accident occurred in an inorganic installation to the ship, the verification concentrated on looking for a possible failure in the equipment, or in the procedures pertinent to the pre-commissioning system installed.

It should be noted that the ship has not suffered any material damage, remaining with all systems and equipment on board operational; in the verifications of the statutory documents and other certificates on staff and material were in perfect order.

When the accident occurred, the emergency procedures were completed



immediately and were adequate.

Contributing Factors:

- Human Factor - did not contribute from the bio-psychological point of view.
- Material Factor - contributed to the absence of system protection elements (grounding measures to avoid electrostatic charges as well as remote means of operation of the installation) in addition to several system components mounted on the deck of the vessel without fasteners; and
- Operational Factor - contributed, since the General Supervisor acted directly on the flow control valve, following the guidelines given by the Control Room, whose orders emanated from the SAIPEM Engineer.

VII- Chronological Sequence of Events

The accident occurred at 06:15 p.m. on February 21, 2017. According to the document "Daily Operations Report # 176" provided by SAAKEM subcontractor BAKER HUGHES, the following extract from the event schedule of that day, from the beginning of the depressurising of the system to the occurrence of the accident.

Time	EVENT	OBSERVATION
00:10	BH PPS aligned the valves for rec 9. BH	Baker Hughes PPS - Process and Pipeline Services.
00:12	ROV opened V6.	
00:18	SAIPEM pre-commissioning engineer confirmed: PIG # 5 inside the PLR .	
00:36	SAIPEM pre-commissioning engineer and Petrobras representative testified to Baker Hughes Process Engineer measuring density of MEG sample # 1: 96%.	
00:39	SAIPEM pre-commissioning engineer and Petrobras representative testified to Baker Hughes Process Engineer measuring density of MEG sample # 9: 97%.	
01:25	Baker Hughes Process Engineer confirmed CT pressure for SAIPEM Engineer. Pressure: 135.50 barg. BH PPS still receiving MEG.	BH - Baker Hughes PPS - Process and Pipeline Services.
03:10	Baker Hughes Process Engineer informed the SAIPEM Engineer: receiving 70% air and 30% MEG.	



03:22	Baker Hughes Field Services Coordinator on the deck informs to prepare the Pig Caliber (Caliber Pig) to be deployed.	Caliber Pig - checks the caliber of the ducts
03:35	Cabin (Control) began recirculating MEG Linear Gel that was in the blue tank.	
03:49	SAIPEM's pre-commissioning engineer asked the Cabin (Control) to better control the receipt of MEG. Flow: 2,286 scfm	scfm – <i>standard cubic feet per minute</i>
03:50	Cab (Control) has closed the throttle valve (choke valve) slightly. Flow: 1,550 (scfm)	
03:59	Baker Hughes Process Engineer confirmed parameters for SAIPEM Pre-commissioning Engineer. Total volume received: 759,885 - 657,669 = 102,216 scf	scf – standard cubic feet
04:07	ROV open the valves in the PLR to check the pressures via subsea pressure gauge (spg) spg - underwater pressure gauge	spg – underwater pressure gauge
04:13	Crane supporting the Caliber Operator to send the Caliber Pig to the bottom to perform the test.	
04:43	Baker Hughes Process Engineer confirmed to SAIPEM that she was receiving mist (99% air and 1% MEG, approx.)	
05:07	SAIPEM's pre-commissioning engineer asked BH PPS to increase the airflow being received.	
05:24	BH PPS began to increase the airflow being received: flow = 3,265 scfm.	
05:55	Baker Hughes Process Engineer goes to breakfast and leaves Project Coordinator Baker Hughes USA in the cabin.	Cabin / Control Room
06:13	Baker Hughes Process Engineer returns from breakfast.	
06:15	BH PPS MEG and recovered air spread. Accident.	
06:30	SAIPEM Engineer informs the Baker Hughes Procedures Coordinator about the accident and also requests to inform the Project Coordinator.	

According to the above table of events and information obtained from interviews with Baker Hughes employees, the system pressure at the start of the depressurising at 00:10 hours was 3,200 psi.

The Process Engineer, starting her work shift in the control room at 03:10 hours, controlled the compressor output pressure and monitored compliance with the



operating procedures. At that time, the operation was in the last phase of depressurising the pre-commissioning line, when it received 70% (seventy percent) of compressed air and 30% (thirty percent) of MEG. In the control room were monitored the compressor output pressure, the inlet / outlet on the membrane and the outlet / inlet of the intermediate and also the compliance with the operating procedures.

Temperature control was not performed because it was not included in the operating procedures, as mentioned in the documentation presented by the company.

At 4:43 p.m., the Process Engineer in the control room confirms to the SAIPEM official, in control of the ROV, that the facility was receiving FOG (a mixture of 99% air and 1% MEG, approximately).

At 05:07 hours the SAIPEM representative asked the control room to increase the flow of air (flow).

At 5:24 a.m. the control room began to increase the flow rate to 3265 scfm (standard cubic feet per minute).

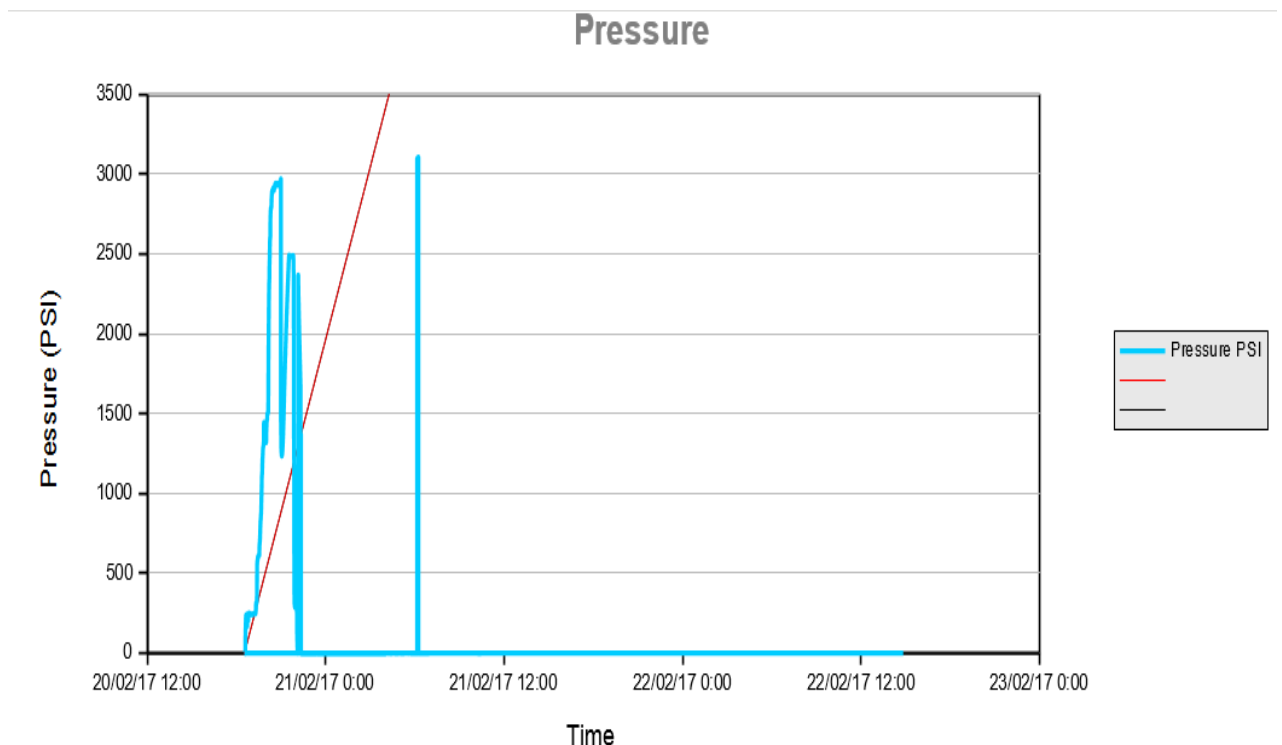


Photo 7: Diagram Pressure (PSI) X time



At 6:14 p.m. the control room informs that the recovered air (compressed air drawn from the piping, - 99% air mixture and 1% MEG) spreads (moment of explosion). The General Supervisor, who was in front position to the valve, was directly hit by the steering wheel of the equipment fatally. From that moment, emergency procedures and care of the injured are adopted.

The process of recovering MEG and depressurising the underwater system was monitored by the Test Cabin, located in a container on the Main Deck, equipped with electrical panels, electronics and a computer.

The control room monitored the conditions of operation and the launch / arrival of the pigs to the deck. The General Supervisor ("Senior Supervisor"), guided by the Control Room, manually depressurized the deck by means of valves. The network operated at local pressure up to 3,916 psi (270 bar). At the time of the accident the system operated at a pressure of 3,188 psi (215 bar).

The operation of the system was performed by the General Supervisor, manually, through valves, starting with the local pressure of the order of 3,916 psi (270 Bar). The Process Engineer, positioned in the Control Room, monitored the pressures and flows, guiding the actions to be taken.

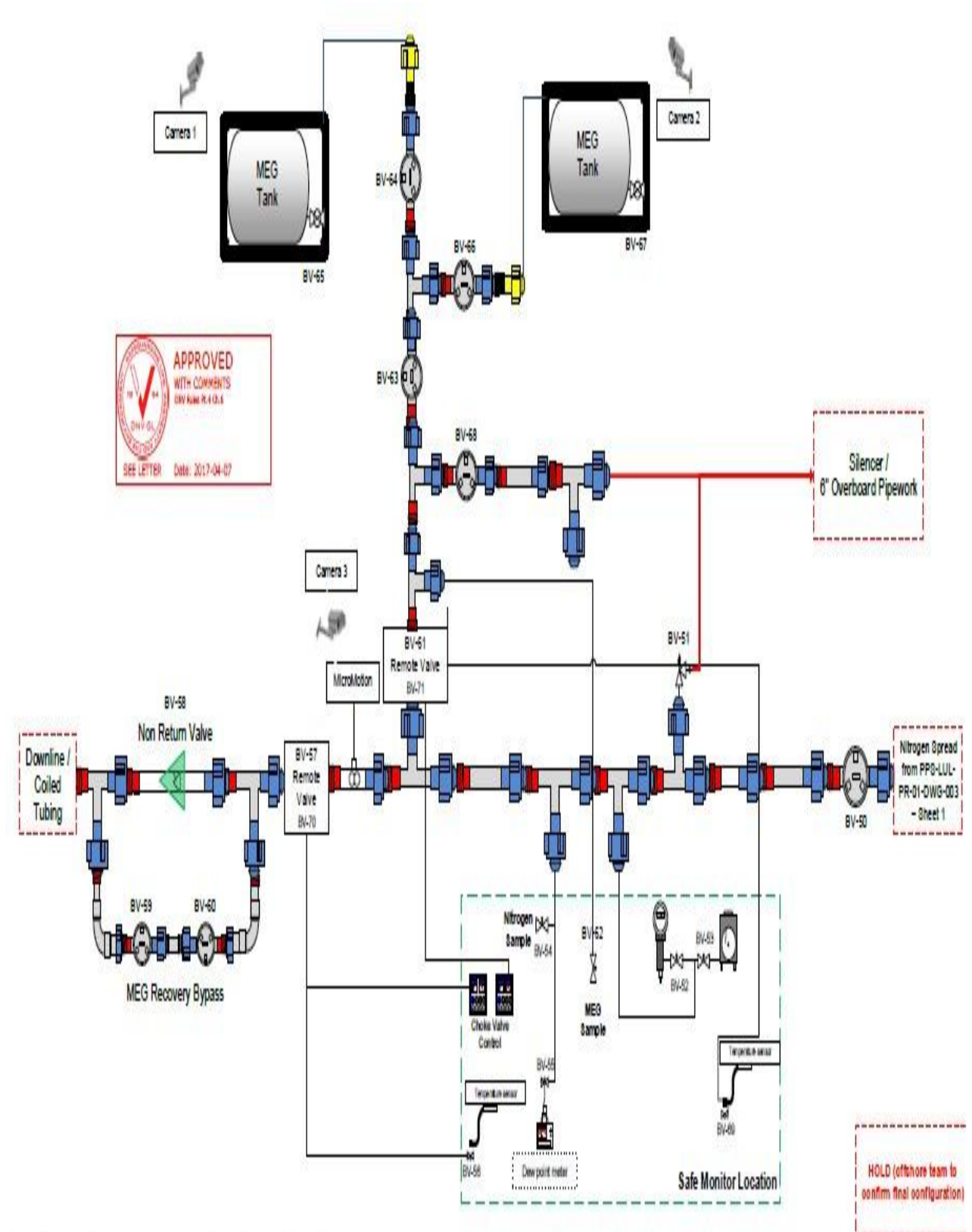


Photo 8: Installation diagram.



On the main deck would be located pressure monitors and emergency stop buttons, which was not evidenced during the investigation, due to the decharacterization of the scene, as well as there was no remote control for the valves of the installation.

At the time of the accident, at 06:15 hours, the General Supervisor was positioned in front of the flow control valve and depressurising (choke valve), controlling the flow rate.

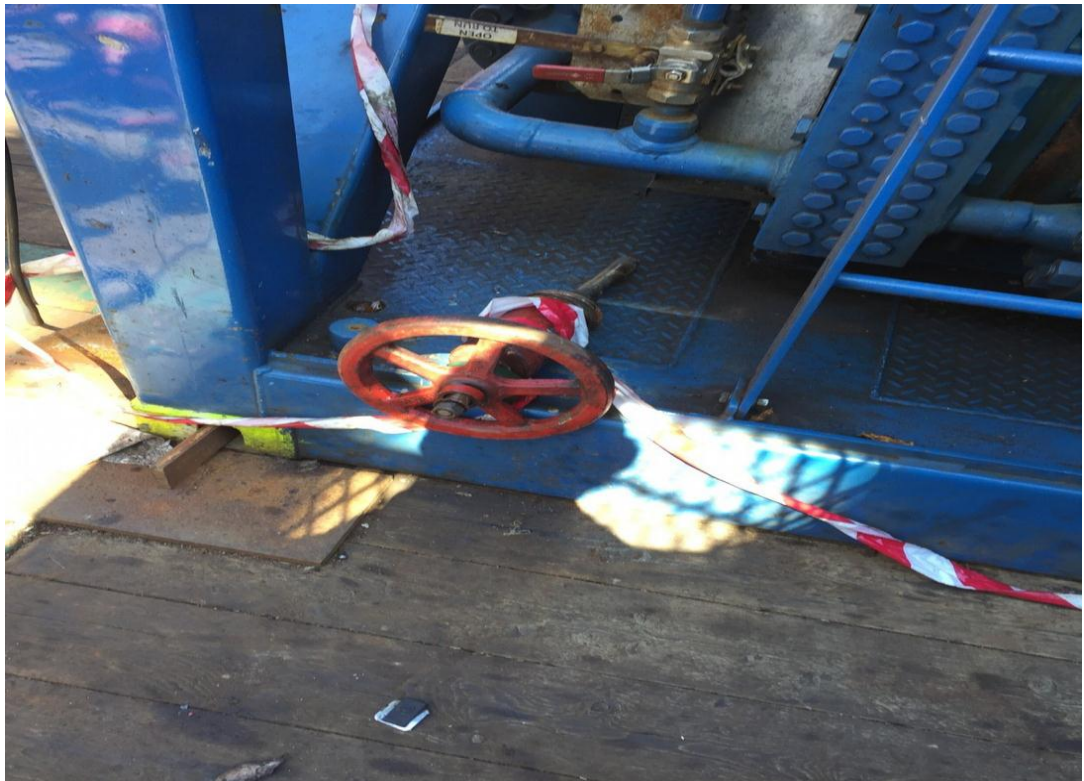


Photo 9: "Choke valve" failed

The point control of the equipment was carried out on the deck by the Operators (compressor oil pressure, radiator water, local line pressure, etc.) and valve operation was performed by the General Supervisor, with guidance from the Control Room.

During the pre-commissioning of well lines, six (six) pigs (mechanical elements separating substances within the test line) were used, separating the following substances: MEG (Monoethylene Glycol) - a chemical compound hygroscopic, antifreeze and coalescing agent, water, high pressure air-compressed and Nitrogen. The verification of the Material Safety Data Sheets (MSDS) obtained from the chemical suppliers for Baker Hughes indicated the following characteristics of the MEG:



- HAZARDS IDENTIFICATION - is listed as "Physical and Chemical Hazards: burning, although not classified as flammable";
- FIRE PREVENTION AND FIRE FIGHTING MEASURES - presents as one of the "Specific Methods: (...) Grounding equipment when handling. Cool containers exposed to fire ";
- SPILL / LEAK CONTROL MEASURES - recommended when handling "Removal of ignition sources: Eliminate hot and ignition sources".
- HANDLING AND STORAGE - for handling, are listed as "Fire and Explosion Prevention: Dispose of equipment when handling. Do not smoke. Do not handle the product near sources of heat or ignition (...). Take measures against the accumulation of electrostatic charges. Store in clean, well-ventilated areas "(sic); are listed as "Appropriate: Covered, fresh, dry and ventilated area. To avoid: Wet, overcast and unventilated places. "
- PHYSICAL AND CHEMICAL PROPERTIES - Presents "Specific temperatures or ranges of temperatures at which changes in physical state occur: Distillation range: 194 to 199 ° C; Flash Point: 116 ° C "and" Explosion Limits: LEI (lower explosion limit): 3.2% (v) ".
- FIRE-FIGHTING MEASURES - Presents as one of the "Specific Hazards: (...) The commercial product contains a non-volatile oxidation inhibitor. If the product is distilled, its distillate will not contain the inhibitor and be more subject to the formation of peroxides, **which could lead to an explosion hazard.**

VIII - Procedures after the accident:

Immediately following the occurrence of the accident, the medical assistance of the vessel was activated and the vessel emergency team was provided. With the confirmation of the occurrence of a death and other injured non-crew professionals, aero-medical removal was provided for attendance at a hospital onshore.

The inspection carried out by the investigators at the ship's facilities found that the vessel was not structurally damaged, nor were its organ systems damaged. The faults were restricted to the installation of the pre-commissioning system of the LULA EXTREMO SUL stretch 1 well lines, in the section installed provisionally on the main deck, aft section.



IX - Consequences of the accident:

Personal injury:

- GRIMALDO RIBEIRO JÚNIOR, born on 05/02/1981, male, who died due to multiple injuries; MAYO MELTON CULP- professional injured;
- ISRAEL RAMOS DE LIMA - professional injured;
- RICARDO HENRIQUE TEIXEIRA SANTOS - professional injured; and
- BRUNO RODRIGUES DE MELO - professional injured.

Material damage:

- There was no material damage to the vessel, according to the Ship Inspection Report, dated 02/23/2017. However, the pre-commissioning system installations of the LULA EXTREMO SUL stretch well line 1, in the section installed on the main deck, in the stern area, have been damaged.

Pollution - No environmental pollution was found.



Photo 10: Faulty installation (1)



Photo 11: Faulty installation (2)

X - Expert Examinations:

No physical tests were performed on the defective material.

XI - Analysis and Causal Factors:

From what was found, all Baker Hughes employees responsible for assembly and operation of the system were qualified to operate high pressure systems of work: both the Project Manager and the Engineers. As for the other employees involved in the operation on board, the General Supervisor also had knowledge about the installation, but the operators only operated in the compressors and pressure elevators (peripheral equipment of the process), participating in activities indirectly, without having training (experience) in the specific system.

The process used the following products: water, air-compressed, MEG and Nitrogen. Of these, only the MEG could be explosive if it reached a temperature above its flash point. At the time of the accident and the consequent disruption of the installation on the deck, the General Supervisor was receiving MEG mist (99% air-compressed and 1% MEG, approx.). The Control Room monitored the



values received on a computer screen, passing on the operating orders of the plant (received from the SAIPEM Representative) to the General Supervisor through UHF Radio; the records of the operations were carried out by manually launching the operation in the "Daily Operations Report".

Due to the decharacterization of the area, it was not possible to determine the monitoring points of the pressure and temperature values predicted in the procedure used in the pre-commissioning of the well line. From the information gathered in the interviews with Baker Hughes employees, only the pressure and flow elements in the system were monitored during the process, although MEG suppliers warned in the FISQ about the risk of explosion of this gas when subjected to the special conditions of sources of heat and static electricity.

Thus, the critical monitoring element to be monitored in terms of safety would become the temperature rise, which may occur depending on the process conditions. However, the control of temperature elevation during the process was not evidenced, although the FISQ contained this orientation.

The constituent elements of the pre-commissioning network had calibration certificates; however, it was not possible to track the respective certificates of control elements, pipes, connections, and valves.

Another element of fragility regarding personal security was the lack of individual protection of the operators, especially the General Supervisor, who acted directly on the elements of flow control and flow.

It was concluded, therefore, that the cause of the accident was the explosion of the compressed air-MEG mixture, due to the exposure of the MEG mist to inadequate conditions due to lack of monitoring and control at different points in the system.

XII- Preliminary Lessons Learned and Conclusions:

- The accident with the pre-commissioning system installations of LULA EXTREMO SUL well section 1, in the section installed on the main deck, could have been avoided if there was a monitoring of the temperature of the mixture in the installed pre-commissioning line. Temperature monitoring was not included in Procedure I-PR-3A03.21-26520-970-XSA-1425 (Rev.A), an integral document of the LULA NORTE Project, LULA EXTREMO SUL AND LULA SUL, issued by Baker Hughes, and



approved by PETROBRAS (client). However, in the light of the information contained in the Chemical Safety Information Sheets - MSDS of the chemical suppliers for Baker Hughes, regarding the risk of explosion of this gas when subjected to the special conditions of heat sources, should have been carried out monitoring the temperature. The presence of temperature recorders in the installation area indicates that such equipment should have been installed, otherwise its mere presence on the premises is not justified. This equipment, if installed, would have increased the safety level of the operation.

- Also, the MSDS reported the need to predict ground due to the presence of static electricity, which was also not verified in the installation, thus increasing the risks to the operation.
- The use of a manually actuated flow control and depressurising valve was the determining factor for the death of the General Supervisor, since his positioning in the operation was frontal to the valve and, when it was exploded, it was directly hit by the steering wheel of equipment, so was shown to be inadequate and fatal. For this type of system, equipment with remote actuation must be used in order to increase the individual protection of the operators.
- The pre-commissioning project did not provide for the installation a safety valve in the network of pipelines used for the depressurising of the system. The presence of this equipment would contribute to increase the safety of the operation and, therefore, its use is advisable.

XII - Safety recommendations

(to Saipen, Baker Hugues and other companies engaged in similar activities of pre-commissioning of lines) :

- It is essential to observe the recommendations set out in the Chemical Information Sheet and establish relevant monitoring and control procedures in the projects.
- Due to the MEG manufacturer's recommendations contained in the MSDS, it is necessary to install a cooling system in the pre-commissioning mechanical installations, since the variable "temperature" is of great importance to inhibit changes in the characteristics of the MEG.
- The Preliminary Risk Analysis should include all specific risks for high pressure pre-commissioning activity, as well as measures to prevent area safety and the use of



adequate Personal Protective Equipment (PPE) by deck personnel.

- Valve commands and monitoring of local flow, temperature and pressure variables should be done remotely, in scanned and automatic form, to increase the individual protection of the equipment.
- It is essential that there are safety valves in the pre-commissioning installation, thus avoiding the occurrence of an accident caused by an excessive increase of pressure above the permitted limits.

XIII) ANNEX:

SHIP'S PARTICULARS



ANEX

SHIP'S PARTICULARS

Ship: "Normand Maximus"	Flag: Norway	
Activity: Marine Support	Type: Marine Support	Propulsion: Motor
Navigation area: Open sea	Gross tonnage: 26,832	Length: 177,9m
Total Power: 29,365KW	Depth: 13 m	Hull Material:
Owner: Solstad Offshore AS	Max Draft: 8.5 m	IMO: 9744518
Classification: DNV	IRIN: LAVR7	Breadth: 33m
Port of Registry: Skudeneshavn, Norway		
Construction Site: Brattvaag, Norway, Vard Brattvaag Shipyard, 2016		
Sub-contract: SAIPEM DO BRASIL SERVIÇOS DE PETRÓLEO LTD		