



**POLIZA NUEVA INDIVIDUAL  
SME - LÍNEAS GENERALES  
IDENTIFICADOR DE PÓLIZA: 01-013-07002371-00000-01**

OFICINA	PRODUCTO	PÓLIZA	ENDOSO	RENOVACIÓN	
01	CIUDAD DE MEXICO	013	07002371	00000	01

Grupo Mexicano de Seguros, S.A. de C.V., en adelante mencionada como GMX SEGUROS, asegura de acuerdo con las condiciones generales y particulares de esta póliza a la persona física o moral denominado en adelante El Asegurado:

<b>Contratante</b>	PC CARIGALI MEXICO OPERATIONS, S.A. DE C.V.	<b>RFC</b>	PCM151215UX9
<b>Domicilio</b>	AV. EJERCITO NACIONAL PISO 4 769 . . , GRANADA , MIGUEL HIDALGO CIUDAD DE MEXICO	<b>Fecha de Nacimiento / Constitución</b>	
<b>Entidad/C.P.</b>	CIUDAD DE MEXICO 11520	15 DICIEMBRE 2015	

<b>Agente</b>	115 - INTERPROTECCION AGENTE DE SEGUROS Y DE FIANZAS SA DE CV
---------------	---

<b>Vigencia</b>	364 Días	<b>Fecha Emisión</b>	22 SEPTIEMBRE 2022
<b>Desde</b>	15 NOVIEMBRE 2022 12:00 horas de la Ciudad de México	<b>Moneda</b>	DOLAR AMERICANO
<b>Hasta</b>	14 NOVIEMBRE 2023 12:00 horas de la Ciudad de México	<b>Forma de Pago</b>	CONTADO

**Descripción de Bienes y Riesgos Cubiertos:**

Los bienes cubiertos, ubicación, giro o actividad, sumas aseguradas, deducibles y, en su caso, coaseguro se describen en la especificación anexa a esta póliza.

Prima de la póliza, información patrimonial de la persona moral, información protegida de conformidad con los artículos 113, fracción III de la LFTAIP y 116, cuarto párrafo de la LGTAIP.

**En cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 202 de la Ley de Instituciones de Seguros y de Fianzas, la documentación contractual y la nota técnica que integran este producto de seguro, quedaron registradas ante la Comisión Nacional de Seguros y Fianzas, a partir del día 17 de marzo de 1999, con el número DVA-97/99/CONDUSEF-002573-01.**

Artículo. 25.- Si el contenido de la póliza o sus modificaciones no concordaren con la oferta, el Asegurado podrá pedir la rectificación correspondiente dentro de los treinta días que sigan al día que reciba la póliza. Transcurrido este plazo se considerarán aceptadas las estipulaciones de la póliza o de sus modificaciones.

En términos de lo cual Grupo Mexicano de Seguros, S.A. de C.V., firma la presente póliza en la Ciudad de México. Esta póliza no es un comprobante de pago, por lo que es necesario exigir su recibo al liquidar la prima.

Código QR de la póliza de seguro, información patrimonial de la persona moral, información protegida de conformidad con los artículos 113, fracción III de la LFTAIP y 116, cuarto párrafo de la LGTAIP.

Firma de persona física, información protegida de conformidad con los artículos 113, fracción I de la LFTAIP y 116, primer párrafo de la LGTAIP.

Firma del funcionario autorizado

**POLIZA NUEVA INDIVIDUAL  
SME - LÍNEAS GENERALES  
IDENTIFICADOR DE PÓLIZA: 01-013-07002371-00000-01**

GMX Seguros, pone a disposición del asegurado sus derechos y obligaciones, así como las coberturas, exclusiones, restricciones que forman parte de este Contrato de Seguro que se encuentran contenidos en esta póliza y en toda la documentación que forman parte integral del Contrato de Seguro y pueden ser consultados en [www.gmx.com.mx](http://www.gmx.com.mx)

Las condiciones generales aplicables al presente seguro se entregan al Asegurado junto con esta póliza, de igual modo se encuentran a su disposición en las oficinas de GMX Seguros en la dirección establecida en la presente.

Asimismo, el asegurado reconoce que la elección de las coberturas amparadas, deducibles y límites máximos de responsabilidad, han sido responsabilidad suya en su carácter de asegurado y/o contratante, además de que el monto de las primas es de su conocimiento, por lo que acepta que su elección no fue influenciada por la aseguradora en forma alguna, además de que sabe y entiende que la Institución cuenta con otras coberturas a las elegidas que no fueron de su interés.

GMX Seguros pone a su alcance, para una consulta más clara y sencilla, los preceptos legales más utilizados en esta póliza en la página web [www.gmx.com.mx](http://www.gmx.com.mx)

En GMX Seguros, ponemos a su disposición en caso de alguna consulta, reclamación o aclaración relacionada con su Seguro, nuestra **Unidad Especializada de Atención a Usuarios (UNE)**, ubicada en Tecoyotitla número 412, Edificio GMX, colonia Ex Hacienda de Guadalupe Chimalistac, Código Postal 01050, Delegación Álvaro Obregón, Ciudad de México, o si lo prefiere comunicarse al teléfono 01 (800) 718 89 46 y al (55) 54 80 40 00, en un horario de atención de lunes a jueves de 8:30 a 17:30 horas y viernes de 8:30 a 15:00 horas, y al correo electrónico [unidad.especializada@gmx.com.mx](mailto:unidad.especializada@gmx.com.mx)

En caso de dudas, quejas, reclamaciones o consultar información, podrá acudir a la **Comisión Nacional para la Protección y Defensa de los Usuarios de Servicios Financieros (CONDUSEF)** con domicilio en Insurgentes Sur Número 762, Colonia del Valle, Delegación Benito Juárez, Código Postal 03100, Ciudad de México, correo electrónico [asesoria@condusef.gob.mx](mailto:asesoria@condusef.gob.mx), teléfono 01 800 999 8080 y 5340 0999 o consultar la página electrónica en internet [www.condusef.gob.mx](http://www.condusef.gob.mx).

#### Glosario de Abreviaturas

- C.P.** Código Postal.
- I.V.A.** Impuesto al Valor Agregado.
- R.C.** Responsabilidad Civil.
- R.F.C.** Registro Federal de Contribuyentes.
- S.M.E.** Seguro Múltiple Empresarial.

**ESPECIFICACIÓN QUE SE ADHIERE Y FORMA PARTE INTEGRANTE DE LA PÓLIZA**  
**01-013-07002371-00002-01**

**ESPECIFICACIONES**

Ramo	Paquete de Energía
Asegurado	PC Carigali Mexico Operations S.A. de C.V. y y/o Matriz, Subsidiaria, Asociada, Compañías Afiliadas y/o Joint Venturers y/o Co-Venturers que ahora o en el futuro existan, Organismos Gubernamentales, Autoridades Estatutarias, Directores, Gerencia, Funcionarios, Empleados, Servidores y Agentes de cualquiera de los anteriores mientras actúen en su capacidad como tales y como se describe con más detalle en el wording.
Asegurado Adicional	<p>Comision Nacional de Hidrocarburos (“CNH”) y la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Proteccion al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (“Agencia”) y otros, pero sólo en la medida en que lo permitan los acuerdos y/o contratos específicos celebrados con los asegurados en relación con el objeto de este seguro para sus respectivos derechos e intereses.</p> <p>Los asegurados no serán perjudicados por ningún acto u omisión de un asegurado adicional y esta Póliza permanecerá en plena vigencia para el Asegurado o Asegurados siempre que tal acto u omisión no sea con la privacidad de los asegurados.</p> <p>Los derechos de cualquier Asegurado bajo esta Póliza sólo serán ejercidos a través del Asegurado Principal. Cuando los beneficios de esta Póliza hayan sido pasados a un Asegurado por contrato escrito, los beneficios pasados a ese Asegurado no serán mayores que los que dicho contrato permita y en ningún caso mayor que las prestaciones previstas en los acuerdos de seguro, términos, condiciones y exclusiones de la presente Póliza.</p> <p>También queda entendido y convenido que la cobertura con respecto al(los) Asegurado(s) Adicional(es) del presente no será perjudicada por ningún acto u omisión de ninguno de los Asegurados y la presente póliza permanecerá en pleno vigor y efecto siempre que tal acto u omisión no sea con el conocimiento de los Asegurados Adicionales.</p>
Vigencia	Del: 15 de noviembre del 2022 Al: 14 de noviembre del 2023
Ambos días inclusivos en la dirección del Asegurado Original.	

**ESPECIFICACIÓN QUE SE ADHIERE Y FORMA PARTE INTEGRANTE DE LA PÓLIZA**  
**01-013-07002371-00002-01**

Queda entendido y convenido además que los bienes asegurados que se encuentren en tránsito en la fecha de expiración, terminación o cancelación de esta Póliza estarán, no obstante, cubiertos hasta que lleguen con seguridad a su destino final.

**Territorialidad**

Con respecto a las operaciones del Asegurado o de las operaciones y pozo en el que tiene un interés ubicado en el Bloque 4 Cuenca Salina (que es el Pozo de Exploración NAAJAL-1 EXP) o en almacenamiento o tránsito.

**Ley y Jurisdicción** En caso de cualquier controversia que surja de este Seguro, la misma se regirá por la Ley y Jurisdicción Mexicanas.

**Moneda** Dólares Americanos

**Interés Asegurable** Sección I Gastos Extra Operador (OEE)

Costo de control de pozos, control subterráneo de pozos, gastos ilimitados y extendidos de re-perforación, filtración y contaminación, limpieza y contención, , remoción de restos y/o escombros, hacer seguros los pozos, gastos de incendio deliberado de pozos y evacuación. Incluyendo terrorismo, terremotos y erupciones volcánicas y/o según el wording.

**Sección II Responsabilidad Civil**

Las responsabilidades hacia terceros que surjan de la perforación, producción y operaciones relacionadas aseguradas en el presente documento y/o según el wording.

**Sección III Equipo Todo Riesgo**

Con respecto al equipo de campo petrolero de propiedad del Asegurado o para el cual debe gestionar un seguro e incluyendo materiales y equipo en el Cuidado, Custodia y Control del Asegurado almacenado en la base de suministros, almacén y patios de almacenamiento en México y/o cubierto y/o según el texto del wording. El equipo de fondo de pozo sólo mientras se usa para peligros nombrados.

**Suma Asegurada Total**

**ESPECIFICACIÓN QUE SE ADHIERE Y FORMA PARTE INTEGRANTE DE LA PÓLIZA**  
**01-013-07002371-00002-01**

Sección I Gastos Extra Operador

Límite único combinado:

USD 580,000,000 (100%) cualquier accidente u ocurrencia, pero

USD 2,500,000 (100%) por cada accidente u ocurrencia con respecto al cuidado, control y custodia.

Sección II Responsabilidad Civil

Límite:

USD 700,000,000 cada ocurrencia.

Sección III Equipo Todo Riesgo

Límite:

USD 6,948,000 cualquier accidente u ocurrencia, pero

USD 6,948,000 por cada accidente u ocurrencia con respecto a los equipos de fondo de pozo mientras están en uso. El equipo de fondo de pozo sólo mientras se usa para peligros nombrados.

Deducibles

Sección I Gastos Extra Operador

Exceso:

USD 5,000,000 (100%) cualquier accidente u ocurrencia Combinado Exceso único, pero

USD 50,000 (100%) por cada accidente u ocurrencia con respecto al cuidado, control y custodia.

Sección II Responsabilidad Civil

Exceso:

**ESPECIFICACIÓN QUE SE ADHIERE Y FORMA PARTE INTEGRANTE DE LA PÓLIZA**  
**01-013-07002371-00002-01**

USD 1,000,000 cualquier ocurrencia

Sección III Equipo Todo Riesgo

Deducible:

USD 85,000 por cada accidente u ocurrencia.

En caso de una pérdida que afecte tanto a la Sección I como a la Sección III de esta Póliza, sólo se aplicará el Deducible/Exceso relevante más alto.

No se aplicará ningún Deducible con respecto a cualquier reclamación por Pérdida Total y/o Constructiva, Guerra, Huelgas, Motines, Disturbios Civiles, Daños Maliciosos, Vandalismo, Avería General, Cargos por Salvamento y Sue and Labour como asegurado en el presente documento que serán pagaderos en su totalidad.

Prima Neta: **Prima de la póliza, información patrimonial de la persona moral, información protegida de conformidad con los artículos 113, fracción III de la LFTAIP y 116, cuarto párrafo de la LGTAIP.**

Garantía de Pago de Prima      En una sola exhibición

Condiciones de Póliza Original

- De acuerdo con el Paquete de Exploración (A) Plantilla de "Ocurrencias" - febrero de 2018.
- Cláusula de Afirmación y Exclusión Limitada de Cobertura Cibernética en Energía JR2019-013 / 12/ 11/2019
- Cláusula de limitación y exclusión de sanciones LMA3100 15/09/2010
- Endoso de Enfermedades Transmisibles JR2020-016 17/04/2020

El asegurado proporcionará a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), a la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA) y a los asegurados todos los informes de inspección y verificación realizados.

Esta póliza no puede ser cancelada o modificada sustancialmente (incluyendo cualquier reducción de cobertura o límites) por el asegurado sin la autorización de la Agencia , CNH o de la autoridad competente.

**ESPECIFICACIÓN QUE SE ADHIERE Y FORMA PARTE INTEGRANTE DE LA PÓLIZA**  
**01-013-07002371-00002-01**

Los Suscriptores aceptan renunciar a los derechos de subrogación contra Autoridades del Sector Hidrocarburos y a no interponer demandas contra dichas entidades bajo ninguna circunstancia. "Autoridades del Sector Hidrocarburos" tendrá el significado estipulado en el Artículo 18 de las Nuevas Disposiciones emitidas el 23 de junio del 2016 por la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.

Autoridades del Sector Hidrocarburos hace referencia a "La Agencia, la Secretaría de Energía, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, la Secretaría de Economía, la Comisión Nacional de Hidrocarburos, la Comisión Reguladora de Energía y el Fondo Mexicano del Petróleo".

Nuevas Disposiciones hace referencia a las Disposiciones Administrativas emitidas por la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, publicadas el 23 de junio del 2016 en el DOF ("Diario Oficial de la Federación") bajo el título "Disposiciones Administrativas de carácter general que establecen las reglas para el requerimiento mínimo de seguros a los regulados que lleven a cabo obras o actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, tratamiento y refinación de petróleo y procesamiento de gas natural".

De conformidad con los requerimientos de la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente, el presente seguro cubrirá los costos y gastos relacionados en forma enunciativa mas no limitativa, y siempre sujeto a los términos y condiciones de la Redacción de la Póliza, con:

- I. Atención a emergencias
- II. Contención de contaminantes
- III. Mitigación de daños e impactos al medio ambiente
- IV. Caracterización del sitio contaminado
- V. Remediación de sitios contaminados
- VI. Restauración o compensación ambiental

**ESPECIFICACIÓN QUE SE ADHIERE Y FORMA PARTE INTEGRANTE DE LA PÓLIZA**  
**01-013-07002371-00002-01**

Información Adicional

Interés de Naajal-1EXP

PCCMO: 50% Operador

WDEA: 50%

Tirante de agua y profundidad de pozo así como AFE

Tirante de agua: 3,675 ft. (1,120 metros)

Profundidad del pozo: 16,692 ft. (5,088 metros)

AFE: Montos de inversión de perforación autorizado (AFE), información patrimonial de la persona moral, información protegida de conformidad con los artículos 113, fracción III de la LFTAIP y 116, cuarto párrafo de la LGTAIP.

Contrato CNH: CNH-R01-L04-A4.CS/2016

Contratista para la perforación y equipo de perforación

Contratista: Noble (PACIFIC DRILLSHIP MEXICO S. DE R.L. DE C.V.)

Unidad: Drill Ship – Noble Globetrotter I

La información que se adjunta, que fue vista y anotada por los Aseguradores

1. Cuestionario de Pozo (15 páginas)
2. Estimado de Costo AFE P50
3. Presión de poro, gradiente de fractura y ventana de perforación
4. Programa de revestimiento

**Well Questionnaire**

Well Program Parameters:	Yes	No	Comments
--------------------------	-----	----	----------

**ESPECIFICACIÓN QUE SE ADHIERE Y FORMA PARTE INTEGRANTE DE LA PÓLIZA**  
**01-013-07002371-00002-01**

Is the well?			
Exploration	Y		Closest nearby well is Chak-1 (22km)
Development		N	
Appraisal		N	
Ultra deepwater > 5,000ft/1500 m		N	
Deepwater > 1000 ft	Y		Water depth 1120 m / 3674 ft
High Pressure >10,000 psi / 690 bar	Y		Maximum bottomhole pressure expected up to 12484 psi
High Temperature >300°F/149°C		N	Maximum bottomhole static temperature expected up to 230°F/110°C
High Carbon Dioxide CO2 (>60%)		N	Not expected. Nearby wells suggest very minimal presence of CO2 (<1%)
High Hydrogen Sulphide H <sup>2</sup> S (>20 ppm)		N	Not expected
High risk potential of shallow gas		N	Negligible risk, as per 3 <sup>rd</sup> party independent study
Is there a high percentage of Mercury present		N	Not expected
High risk potential of shallow water flow		N	Low to Negligible risk, as per 3 <sup>rd</sup> party independent study
High risk potential of total loss circulation		N	Not expected. Low risk.  Only 1 out of 5 nearby closest wells encountered losses.
Deviated well > 5°	Y		Well trajectory is S-Type (Build-and-Drop) with maximum inclination of 28.0 deg
Horizontal Well (>80°)		N	

**ESPECIFICACIÓN QUE SE ADHIERE Y FORMA PARTE INTEGRANTE DE LA PÓLIZA  
01-013-07002371-00002-01**

Multilateral well		N	
Sidetrack		N	No planned sidetrack.
Is the well AFE > US\$20,000,000 (onshore) and US\$50,000,000 (Offshore)	Y		Montos de inversión de perforación autorizado (AFE), información patrimonial de la persona moral, información protegida de conformidad con los artículos 113, fracción III de la LFTAIP y 116, cuarto párrafo de la LGTAIP.
Using MPD drilling, measured pressure drilling at any stage in the well plan		N	
Underbalanced drilling being used to drill any section in the well plan		N	
Is the well location vulnerable to natural hazards, such earthquakes or floods?		N	
Does the well involve any fracking		N	
<b>Depending on the answers to the above, Underwriters reserve the option to carry out a well review of the proposed well plan and drilling program</b>			
<b>A/ General Information to be entered as required</b>			
1. Well Name	Naajal-1EXP		
2. Location (Country, Latitude and Longitude)	Gulf of Mexico, Mexico, Latitude : 19° 15' 51.493"N, Longitude : 94° 04' 40.104"W		
3. Type of well (Exploration, Development, Delineation, etc)	Exploration		

**ESPECIFICACIÓN QUE SE ADHIERE Y FORMA PARTE INTEGRANTE DE LA PÓLIZA  
01-013-07002371-00002-01**

4. Oil or Gas well	Oil and Gas		
5. Spud date	Between Q4 2022 – Q1 2023		
6. Footage to be drilled	Up to 5,088 m (including hole opening)		
7. Water depth	1120 m		
8. Drilling duration	63 to 93 days		
9. AFE – including cost breakdown, dry and completed hole	Dry (Base) case		
	<b>TA</b>	<b>Items</b>	<b>Sub-Total</b>
	TA-020	Auxiliary Cementing Equipment (Shoe and Float)	Montos de inversión de perforación autorizado (AFE), información patrimonial de la persona moral, información protegida de conformidad con los artículos 113, fracción III de la LFTAIP y 116, cuarto párrafo de la LGTAIP.
	TA-020	Auxiliary Cementing Equipment (Centralizer)	
	TA-020	Liner Hanger	
	TA-020	OCTG	
	TA-020	Wellhead	
	TA-018	Drill Bit and Underreamer	
	TA-018	Cement	
	TA-018	Drilling Fluids	
TA-018	Fuel		

**ESPECIFICACIÓN QUE SE ADHIERE Y FORMA PARTE INTEGRANTE DE LA PÓLIZA  
01-013-07002371-00002-01**

	TA-018	Cementing Services	Montos de inversión de perforación autorizado (AFE), información patrimonial de la persona moral, información protegida de conformidad con los artículos 113, fracción III de la LFTAIP y 116, cuarto párrafo de la LGTAIP.
	TA-018	Liner Hanger Services	
	TA-018	DD/MWD/LWD Services	
	TA-018	Mud Engineering Services	
	TA-018	Solids Control Equipment	
	TA-018	Fishing Services	
	TA-018	Tubular Running Services	
	TA-018	Wellhead Services	
	TA-019	Electric Wireline Logging Services	
	TA-019	Mud Logging Services	
	TA-018	QAQC Inspection Services	
	TA-018	Special Studies	
	TA-018	Drilling Software Services	

**ESPECIFICACIÓN QUE SE ADHIERE Y FORMA PARTE INTEGRANTE DE LA PÓLIZA  
01-013-07002371-00002-01**

	TA-018	Telecommunication Services	Montos de inversión de perforación autorizado (AFE), información patrimonial de la persona moral, información protegida de conformidad con los artículos 113, fracción III de la LFTAIP y 116, cuarto párrafo de la LGTAIP.
	TA-018	Weather Forecasting Services	
	TA-018	Well Control and Blowout Contingency Services	
	TA-018	Well Drilling Monitoring Services	
	TA-018	Rig Inspection Services	
	TA-018	Rig Positioning Services	
	TA-018	Rig Services	
	TA-016	Helicopter Services	
	TA-016	Integrated Supply Base	
	TA-016	Supply Vessels	
	TA-017	Project Management Team	
	TA-017	Insurance	
	TA-029	Environmental Studies	

**ESPECIFICACIÓN QUE SE ADHIERE Y FORMA PARTE INTEGRANTE DE LA PÓLIZA  
01-013-07002371-00002-01**

TA-031	Safety Audits	Montos de inversión de perforación autorizado (AFE), información patrimonial de la persona moral, información protegida de conformidad con los artículos 113, fracción III de la LFTAIP y 116, cuarto párrafo de la LGTAIP.
TA-032	Treatment and Elimination of Waste	
<b>TOTAL</b>		
Success (Incremental Case)		
<b>TA</b>	<b>Items</b>	
TA-020	Auxiliary Cementing Equipment (Shoe and Float)	
TA-020	Auxiliary Cementing Equipment (Centralizer)	
TA-020	Liner Hanger	
TA-020	OCTG	
TA-020	Wellhead	
TA-018	Drill Bit and Underreamer	
TA-018	Cement	
TA-018	Drilling Fluids	
TA-018	Fuel	

**ESPECIFICACIÓN QUE SE ADHIERE Y FORMA PARTE INTEGRANTE DE LA PÓLIZA  
01-013-07002371-00002-01**

	TA-018	Cementing Services	Montos de inversión de perforación autorizado (AFE), información patrimonial de la persona moral, información protegida de conformidad con los artículos 113, fracción III de la LFTAIP y 116, cuarto párrafo de la LGTAIP.
	TA-018	Liner Hanger Services	
	TA-018	DD/MWD/LWD Services	
	TA-018	Mud Engineering Services	
	TA-018	Solids Control Equipment	
	TA-018	Fishing Services	
	TA-018	Tubular Running Services	
	TA-018	Wellhead Services	
	TA-019	Electric Wireline Logging Services	
	TA-019	Mud Logging Services	
	TA-018	QAQC Inspection Services	
	TA-018	Special Studies	
	TA-018	Drilling Software Services	

**ESPECIFICACIÓN QUE SE ADHIERE Y FORMA PARTE INTEGRANTE DE LA PÓLIZA  
01-013-07002371-00002-01**

	TA-018	Telecommunication Services	Montos de inversión de perforación autorizado (AFE), información patrimonial de la persona moral, información protegida de conformidad con los artículos 113, fracción III de la LFTAIP y 116, cuarto párrafo de la LGTAIP.
	TA-018	Weather Forecasting Services	
	TA-018	Well Control and Blowout Contingency Services	
	TA-018	Well Drilling Monitoring Services	
	TA-018	Rig Inspection Services	
	TA-018	Rig Positioning Services	
	TA-018	Rig Services	
	TA-016	Helicopter Services	
	TA-016	Integrated Supply Base	
	TA-016	Supply Vessels	
	TA-017	Project Management Team	
	TA-017	Insurance	
	TA-029	Environmental Studies	

**ESPECIFICACIÓN QUE SE ADHIERE Y FORMA PARTE INTEGRANTE DE LA PÓLIZA  
01-013-07002371-00002-01**

	TA-031	Safety Audits	Montos de inversión de perforación autorizado (AFE), información patrimonial de la persona moral, información protegida de conformidad con los artículos 113, fracción III de la LFTAIP y 116, cuarto párrafo de la LGTAIP.
	TA-032	Treatment and Elimination of Waste	
		<b>TOTAL</b>	
10. Drilling Contractor	Noble Corp.		
11. Rig Type eg semi, jack-up, drill ship and design e.g. MLT 116c, CFEM 2005 etc.	Drillship DPS-3, Globetrotter unit, Design Class ABS: Ice Class 1A		
12. Rig Name	Noble Globetrotter I (NGT1)		
13. Name of cementing contractor – is the company of international repute	Halliburton		
14. What specialist drilling techniques will be used to drill the well:			
a) Managed Balanced pressure drilling (MPD) and if so name of contractor and experience of crews using MPD	n/a		
b) Underbalanced drilling	n/a		
15. List of other service companies eg Directional/MWD contractors	Baker DDMWD		
16. Third Party Property Nearby?	No, open sea.		

**ESPECIFICACIÓN QUE SE ADHIERE Y FORMA PARTE INTEGRANTE DE LA PÓLIZA  
01-013-07002371-00002-01**

<p>17. Is offset well data available and the distance from well</p>	<p>Yes.  Chak-1EXP (2021, 22km), Lakmay-1 (2014, 23km), Polok-1EXP (2020, 33km), Polok-2DEL (2021 34km), and Yaxchilan Este-1 (2019, 35km).</p>
<p><b>B/ Risk Specific – All Operations</b></p>	
<p>1. Surface hazard exposure</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Cyclone / rotating storm exposure</li> <li>○ 10 yr return wave height and wind speed at location</li> <li>○ Ocean current exposure eg LOOP current in GoM</li> <li>○ Earthquake hazard (onshore only)</li> <li>○ Electric storms/lightning</li> </ul>	<p>Metocean Design Criteria</p>

**ESPECIFICACIÓN QUE SE ADHIERE Y FORMA PARTE INTEGRANTE DE LA PÓLIZA  
01-013-07002371-00002-01**

Metocean Criteria for Block 4-5, Saline Basin

MHL-C0006-MRD-01


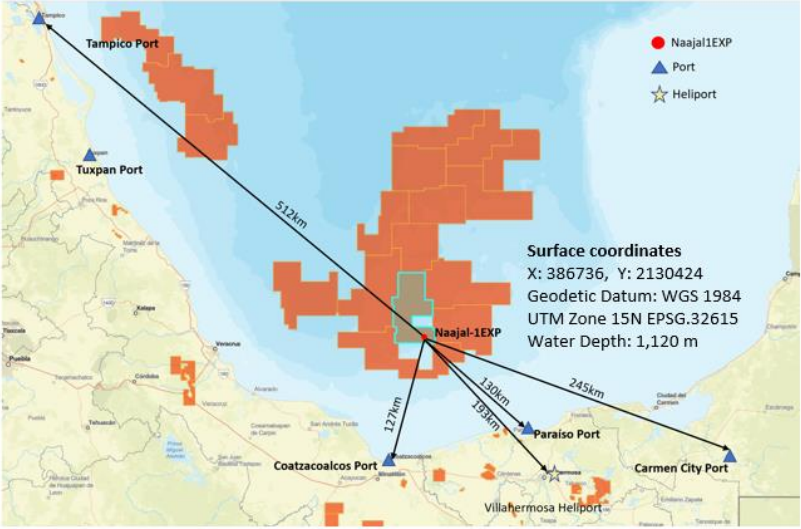
**Metocean Design Criteria Summary**

DESIGN CRITERIA SUMMARY	Latitude	19.53°N	Longitude	94.26°W	WD (m)	1250 m
<b>Omni-directional, All-year combined Winter Storm &amp; Tropical Storm Metocean design conditions</b>						
<b>WINDS</b>	<b>1-yr</b>	<b>10-yr</b>	<b>50-yr</b>	<b>100-yr</b>	<b>1k-yr</b>	<b>10k-yr</b>
Wind Speeds at 10m asl (m/s)						
U10 (1-hr)	19.7	24.8	28.1	31.5	44.0	58.0
U10 (10-min)	21.3	27.0	30.8	32.4	45.3	59.7
U10 (1-min)	23.3	29.9	34.3	39.0	46.6	61.4
U10 (3-sec)	26.0	33.7	38.9	44.4	47.1	62.0
<b>WAVES</b>	<b>1-yr</b>	<b>10-yr</b>	<b>50-yr</b>	<b>100-yr</b>	<b>1k-yr</b>	<b>10k-yr</b>
Wave Heights [m]						
Hs	6.7	10.2	12.5	13.5	16.7	20.5
Hmax (ISO Compliant)	12.3	17.1	20.1	20.9	23.2	30.7
Wave Periods [s]						
Tz (lower)	7.8	9.6	10.7	11.1	12.4	13.9
Tz (central)	8.6	10.5	11.7	12.1	13.5	17.6
Tz (upper)	9.7	11.9	13.3	13.8	15.3	26.9
Tp (lower)	11.0	13.6	15.0	15.6	17.4	18.2
Tp (central)	12.2	15.0	16.6	17.3	19.3	24.0
Tp (upper)	15.1	18.5	20.5	21.3	23.8	31.2
Tass (to Hmax)	10.5	11.9	12.6	12.8	13.3	14.8
<b>CURRENTS</b>	<b>1-yr</b>	<b>10-yr</b>	<b>50-yr</b>	<b>100-yr</b>	<b>1k-yr</b>	<b>10k-yr</b>
Total Current Profile (bsl) (m/s)						
0 (surface)	1.03	1.37	1.61	1.72	2.06	2.41
25	0.82	1.10	1.29	1.37	1.64	1.92
50	0.56	0.74	0.87	0.93	1.11	1.30
100	0.35	0.46	0.54	0.58	0.69	0.81
200	0.25	0.33	0.38	0.41	0.49	0.57
400	0.18	0.24	0.28	0.29	0.35	0.41
600	0.15	0.19	0.23	0.24	0.29	0.34
900	0.10	0.13	0.15	0.16	0.19	0.22
1200 (seabed)	0.07	0.10	0.11	0.12	0.15	0.17
<b>TIDE DATUMS (LAT) [m]</b>	<b>No Return Period</b>					
HAT	0.99					
MHWS	0.86					
MHWN	0.72					
MSL	0.59					
MLWN	0.50					
MLWS	0.19					
LAT	0.00					
<b>EXTREME WATER LEVELS [m]</b>	<b>1-yr</b>	<b>10-yr</b>	<b>50-yr</b>	<b>100-yr</b>	<b>1k-yr</b>	<b>10k-yr</b>
+ Storm Surge Level (MSL)	0.17	0.23	0.25	0.26	0.28	0.29
Maximum Wave Crest	7.7	10.9	12.9	13.5	15.1	18.0
Ind. Still Water Level (LAT)	1.0	1.0	1.0	1.0	1.1	1.1
Extreme Water Level (LAT)	8.0	11.2	13.2	13.8	15.4	18.3

Metocean Hub Ltd

23

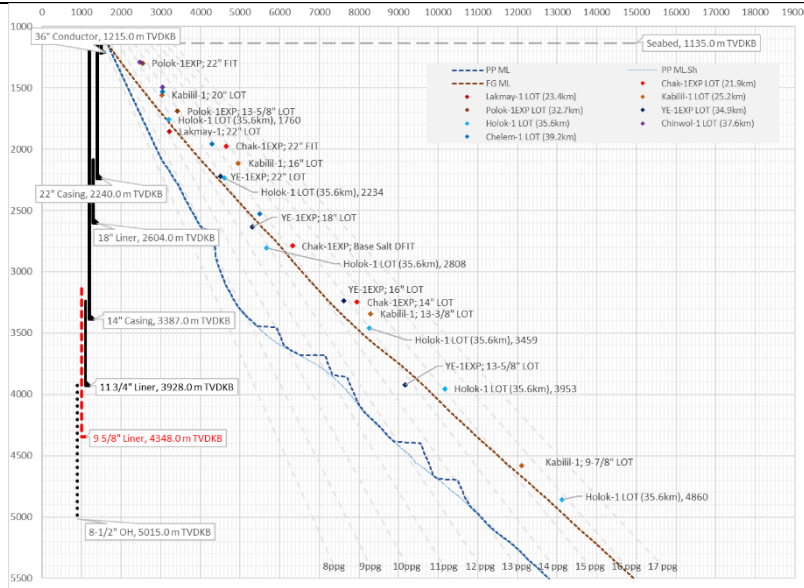
ESPECIFICACIÓN QUE SE ADHIERE Y FORMA PARTE INTEGRANTE DE LA PÓLIZA  
01-013-07002371-00002-01

	 <p>Adapted from: <a href="https://www.nola.com/environment/index.ssf/2018/01/10-year_125_million_gulf_loop.html">https://www.nola.com/environment/index.ssf/2018/01/10-year_125_million_gulf_loop.html</a></p> <p>Naajal location is not affected with Loop current in GoM.</p> 
<p>2. Are there details of disaster contingency plans in place – for fire, earthquake, hurricane/cyclone</p>	<p>Yes. Source Control Emergency Response Plan (SCERP) been made available in the case of uncontrolled catastrophic well event.</p>



**ESPECIFICACIÓN QUE SE ADHIERE Y FORMA PARTE INTEGRANTE DE LA PÓLIZA  
01-013-07002371-00002-01**

4. Pore versus fracture pressure diagram for the well



5. Mud weights and mud systems to be used

Sand Top / Casing Shoe Depth	Estimated Top			Estimated PP Most Likely		Prognosed Fluid	Mud Weight Range (ppg)		Mud System	Estimated FG Most Likely	
	m MDDF	m TVDSS	m TVDDF	ppg	psi		Min	Max		ppg	psi
Seabed	1,135	1,120	1,135								
36\"/>											

*\*Subjected with further optimization and detail mud program.*

6. Casing programme

Dry (Base) Case below

**ESPECIFICACIÓN QUE SE ADHIERE Y FORMA PARTE INTEGRANTE DE LA PÓLIZA  
01-013-07002371-00002-01**

Description	MD (m)	TVDDF (m)
36" conductor shoe (Jetted)	1227	1227
22" TOC at seabed		
<b>Lower Pliocene</b>	1748	1748
<b>ML Hanger/TOL (Cont.)</b>	1940	1940
18" SML Hanger/TOL	2090	2090
22" casing shoe	2240	2240
18" TOC	2240	2240
14" TOC	2454	2454
<b>Upper Miocene</b>	2494	2494
Kick-off Point	2513	2513
18" liner shoe	2604	2604
<b>UM1</b>	2656	2654
<b>UM2</b>	2825	2811
End of Build	2825	2811
Max inc. 28.0 deg		
End of Tangent/Drop	3072	3029
9-5/8" TOL/TOC	3302	3241
14" casing shoe	3452	3387
<b>LM1</b>	3513	3447
<b>LM2</b>	3748	3681
<b>LM3</b>	3926	3858
End of Drop, Inc. 5.3 deg	3926	3858
9-5/8" liner shoe	3996	3928
<b>LM4</b>	4026	3958
<b>LM4 Base</b>	4368	4298
Proposed FTD	4418	4348
<b>UO1</b>	4469	4399
<b>UO2</b>	4763	4691
FTD for UO2 Case	5088	5015

ESPECIFICACIÓN QUE SE ADHIERE Y FORMA PARTE INTEGRANTE DE LA PÓLIZA  
01-013-07002371-00002-01

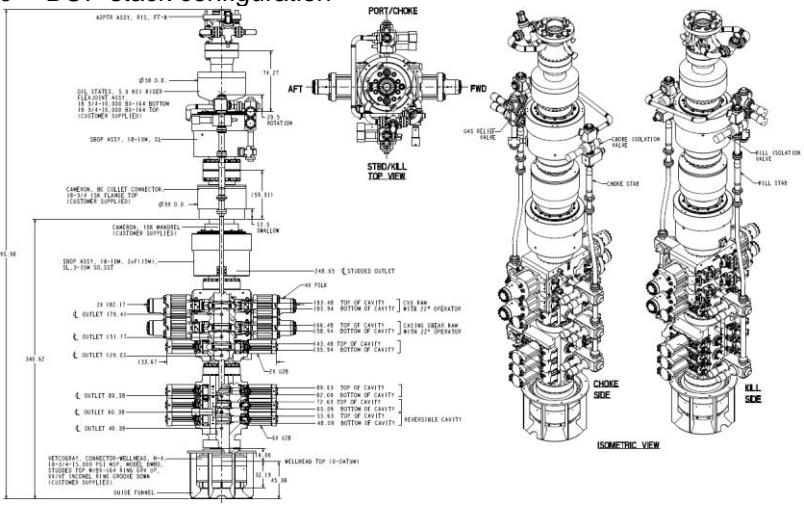
	Success (Incremental) Case below
--	----------------------------------



**ESPECIFICACIÓN QUE SE ADHIERE Y FORMA PARTE INTEGRANTE DE LA PÓLIZA  
01-013-07002371-00002-01**

Description	MD (m)	TVDDF (m)
36" conductor shoe (Jetted)	1227	1227
22" TOC at seabed		
<b>Lower Pliocene</b>	1748	1748
M. Hanger/TOL (Cont.)	1940	1940
18" SML Hanger/TOL	2090	2090
22" casing shoe	2240	2240
18" TOC	2240	2240
14" TOC	2454	2454
<b>Upper Miocene</b>	2494	2494
Kick-off Point	2513	2513
18" liner shoe	2604	2604
<b>UM1</b>	2656	2654
<b>UM2</b>	2825	2811
End of Build	2825	2811
Max inc. 28.0 deg		
End of Tangent/Drop	3072	3029
9-5/8" TOL	3152	3101
11-3/4" TOL/TOC	3302	3241
14" casing shoe	3452	3387
<b>LM1</b>	3513	3447
<b>LM2</b>	3748	3681
9-5/8" TOC	3876	3808
<b>LM3</b>	3926	3858
End of Drop, Inc. 5.3 deg	3926	3858
11-3/4" liner shoe	3996	3928
<b>LM4</b>	4026	3958
<b>LM4 Base</b>	4368	4298
9-5/8" liner shoe*	4418	4348
<b>UO1</b>	4469	4399
<b>UO2</b>	4763	4691
Proposed FTD	5088	5015

**ESPECIFICACIÓN QUE SE ADHIERE Y FORMA PARTE INTEGRANTE DE LA PÓLIZA  
01-013-07002371-00002-01**

<p>7. Control of well</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Well depth when BOP installed</li> <li>○ BOP stack configuration</li> <li>○ Confirm accumulator capacity is adequate to sever all elements of drill string and casing.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ Well depth when BOP installed:             <ul style="list-style-type: none"> <li>○ 2240 m-TVDDF / m-mDDF (approx. 1105 m below seabed).</li> </ul> </li> <li>○ BOP stack configuration</li> </ul>  <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Confirm accumulator capacity is adequate to sever all elements of drill string and casing:             <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Yes. Included scopes in ongoing rig acceptance review by independent party (ModuResources). To complete before start operation. Shall be as per accordance to API Std 53.</li> </ul> </li> </ul>
<p>8. Details of “new” or “higher risk” drilling techniques, if used - especially for Deepwater, for example -</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Subsea BOP &amp; riser (drillship and/or semi-subs)</li> <li>○ Surface only BOP (drillship and/or semi-sub)</li> <li>○ Surface BOP (jack-up)</li> </ul>	<p>Naajal-1EXP well is with:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Subsea BOP &amp; riser (drillship)</li> <li>○ Riser-less drilling (“pump and dump”) for top shallow section</li> <li>○ The well is not ERD well.</li> </ul> <p>Key personnel training certification shall be in compliance with company (PETRONAS) standards PTS 25.01.03 and international standard International Well Control Forum (IWCF).</p>

<ul style="list-style-type: none"> <li>○ Surface BOP, riser and sub sea assembly)</li> <li>○ Riser-less mud returns and/or dual gradient drilling (or similar)</li> <li>○ Managed pressure drilling (MPD) included in drilling program</li> <li>○ Riser-less drilling (“pump and dump”)</li> </ul> <p>Is the well extended reach drilling (ERD) and are procedures and training in place.</p>	
<p><b>C/ Deepwater Wells specifically (&gt; 1000ft)</b></p>	
<p>1. Rig Dynamic Positioning Class – 1, 2 or 3? List current system faults / de-rating if any. Watch circles as percentage of depth for riser disconnection? <sup>1</sup></p>	<p>Rig is equipped with Dynamic Positioning Class-3 (DPS3).</p> <p>Below Subsea Operations Manual provided by Noble (rig provider):</p> <p><b>Subsea Operations Manual Page 50 of 300</b>  Document # DRS_2197.0_F Owned by: Director, Worldwide Subsea &amp; Maintenance</p> <p>8.4 Operating Parameters</p> <p>8.4.1 When upper flex joint angle exceeds 2 degrees or the differential angle across the lower flex joint exceeds ½ degree all rotating activities are to be halted.</p> <p>8.4.2 When lower or upper flex joint angle exceeds 2 degrees, prepare for disconnect and hang off if capable.</p> <p>8.4.3 When the lower or upper flex joint exceeds the limitations identified within the drift off analysis the LMRP needs to be disconnected from the lower stack. When a drift off analysis has not been provided, the limitation is presumed to be 4 degrees.</p>

**ESPECIFICACIÓN QUE SE ADHIERE Y FORMA PARTE INTEGRANTE DE LA PÓLIZA  
01-013-07002371-00002-01**

<p>2. Kick detection methods <sup>2</sup></p>	<p>Early Kick Detection (EKD) Coriolis system is planned for the operation.</p>																								
<p>3. Storm contingency planning and watch zone definition (cyclone exposed areas only) <sup>3</sup></p>	<p>3<sup>rd</sup> party weather forecast service will be utilize during the operation.</p>																								
<p>4. Marine Riser drilling margin <sup>4</sup></p>	<p>Plan to drill with SW and Hivis for the top section, with DKD and fast drill technique when near with 22" section TD.</p> <p>Then, start pump and dump operation with 10.0 – 10.5 ppg WBM.</p> <p>Spot 11-11.5 ppg displacement fluids prior POOH to cater riser margin.</p>																								
<p>5. Details of well barriers in place</p>	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Barrier</th> <th>Element</th> <th>Verification</th> <th>Depth (ft)</th> <th>Depth (m)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="10"> <p><b>CMH Annex V-22.06.01</b>                      In well equipped with Laser. The Well must be treated with a concentration of at least 20 megal in length, with the laser being placed at top of the Well.  <b>CMH Annex V-22.06.01 Negative Pressure Test</b> must be carried out prior to the disconnection of the Pressure Seal at any point in the Well. A seal should be designed on those components that will be exposed to negative differential pressure to prevent fluid ingress when the Pressure Seal is disconnected.  <b>PTS 22.06.01 Section 2.1.4.4, page 19.18</b>                      Caprock Remediation Technique: This technique is intended to re-seal the barrier removed by the Drilling and Completion activity. The permanent abandonment well barrier shall extend across the full cross section of the well including all annuli within the Caprock function. Permanent abandonment barriers shall only consist of caprock, and fluids cement and/or grout placed in the casing.</p> </td> <td> <p><b>External Well Barrier Element: Secondary Annulus Barrier</b>                      1) Elements of well barrier (Cement/Grout/Annulus Seal) Secondary Annulus Wellbore will be permanently left behind above sea floor.</p> </td> <td> <p><b>Verification:</b>                      Element Seal Assembly                      1) Pressure Test of Seal Assembly.</p> </td> <td>36" 91.44 m</td> <td>1228</td> </tr> <tr> <td> <p><b>Internal Well Barrier Element: Cement Plug No. 4</b>                      1) Cement plug 4 length and TOC must be between 100m and 200m below the casing.  <b>External Well Barrier Element:</b>                      1) Top Cement Plug                      2) Top Cement Plug</p> </td> <td> <p><b>Verification:</b>                      Cement plug No. 4                      1) Evaluation of plug, i.e. volume pumped and continuous during displacement.                      2) Strength Assessment of the cement slurry via observations of tool surface samples.</p> </td> <td> <p>Level: 1718                      10' 304.80 m                      14" 355.60 m                      16" 406.40 m                      18" 457.20 m                      20" 508.00 m                      22" 558.80 m                      24" 609.60 m                      26" 660.40 m                      28" 711.20 m                      30" 762.00 m                      32" 812.80 m                      34" 863.60 m                      36" 914.40 m                      38" 965.20 m                      40" 1016.00 m                      42" 1066.80 m                      44" 1117.60 m                      46" 1168.40 m                      48" 1219.20 m                      50" 1270.00 m                      52" 1320.80 m                      54" 1371.60 m                      56" 1422.40 m                      58" 1473.20 m                      60" 1524.00 m                      62" 1574.80 m                      64" 1625.60 m                      66" 1676.40 m                      68" 1727.20 m                      70" 1778.00 m                      72" 1828.80 m                      74" 1879.60 m                      76" 1930.40 m                      78" 1981.20 m                      80" 2032.00 m                      82" 2082.80 m                      84" 2133.60 m                      86" 2184.40 m                      88" 2235.20 m                      90" 2286.00 m                      92" 2336.80 m                      94" 2387.60 m                      96" 2438.40 m                      98" 2489.20 m                      100" 2540.00 m</p> </td> <td> <p>Fig. No. 2                      Cemented Plug                      Length: 200m</p> </td> </tr> <tr> <td> <p><b>CMH Annex V-22.06.01</b>                      In well equipped with Laser. The Well must be treated with a concentration of at least 20 megal in length, with the laser being placed at top of the Well.  <b>CMH Annex V-22.06.01 Negative Pressure Test</b> must be carried out prior to the disconnection of the Pressure Seal at any point in the Well. A seal should be designed on those components that will be exposed to negative differential pressure to prevent fluid ingress when the Pressure Seal is disconnected.  <b>PTS 22.06.01 Section 2.1.4.4, page 19.18</b>                      Caprock Remediation Technique: This technique is intended to re-seal the barrier removed by the Drilling and Completion activity. The permanent abandonment well barrier shall extend across the full cross section of the well including all annuli within the Caprock function. Permanent abandonment barriers shall only consist of caprock, and fluids cement and/or grout placed in the casing.</p> </td> <td> <p><b>Internal Well Barrier Element:</b>                      Cement Plug No. 2                      Cement plug 2 will be extended minimum 30m above TOC.                      Top Cement Plug No. 3 140m above TOC.                      Bottom Cement Plug No. 3 140m above TOC.  <b>External Well Barrier Element:</b>                      1) Cement Plug                      2) Cement Plug                      3) Cement Plug</p> </td> <td> <p><b>Verification:</b>                      1) Cement Plug No. 2                      2) Weight loss to 10 MB                      3) Pressure Test to 200psi above 14" casing                      4) Negative Test (pressure Water Column)</p> </td> <td> <p>Level: 1718                      10' 304.80 m                      14" 355.60 m                      16" 406.40 m                      18" 457.20 m                      20" 508.00 m                      22" 558.80 m                      24" 609.60 m                      26" 660.40 m                      28" 711.20 m                      30" 762.00 m                      32" 812.80 m                      34" 863.60 m                      36" 914.40 m                      38" 965.20 m                      40" 1016.00 m                      42" 1066.80 m                      44" 1117.60 m                      46" 1168.40 m                      48" 1219.20 m                      50" 1270.00 m                      52" 1320.80 m                      54" 1371.60 m                      56" 1422.40 m                      58" 1473.20 m                      60" 1524.00 m                      62" 1574.80 m                      64" 1625.60 m                      66" 1676.40 m                      68" 1727.20 m                      70" 1778.00 m                      72" 1828.80 m                      74" 1879.60 m                      76" 1930.40 m                      78" 1981.20 m                      80" 2032.00 m                      82" 2082.80 m                      84" 2133.60 m                      86" 2184.40 m                      88" 2235.20 m                      90" 2286.00 m                      92" 2336.80 m                      94" 2387.60 m                      96" 2438.40 m                      98" 2489.20 m                      100" 2540.00 m</p> </td> <td> <p>Fig. No. 2                      Cemented Plug                      Length: 200m</p> </td> </tr> <tr> <td> <p><b>CMH Annex V-22.06.01</b>                      In well equipped with Laser. The Well must be treated with a concentration of at least 20 megal in length, with the laser being placed at top of the Well.  <b>CMH Annex V-22.06.01 Negative Pressure Test</b> must be carried out prior to the disconnection of the Pressure Seal at any point in the Well. A seal should be designed on those components that will be exposed to negative differential pressure to prevent fluid ingress when the Pressure Seal is disconnected.  <b>PTS 22.06.01 Section 2.1.4.4, page 19.18</b>                      Caprock Remediation Technique: This technique is intended to re-seal the barrier removed by the Drilling and Completion activity. The permanent abandonment well barrier shall extend across the full cross section of the well including all annuli within the Caprock function. Permanent abandonment barriers shall only consist of caprock, and fluids cement and/or grout placed in the casing.</p> </td> <td> <p><b>Internal Well Barrier Element:</b>                      Cement Plug No. 1                      Cement plug 1 will be extended minimum 30m above TOC.                      Top Cement Plug No. 2 140m above TOC.                      Bottom Cement Plug No. 2 140m above TOC.  <b>External Well Barrier Element:</b>                      1) Cement Plug                      2) Cement Plug                      3) Cement Plug</p> </td> <td> <p><b>Verification:</b>                      1) Cement Plug No. 1                      2) Weight loss to 10 MB                      3) Pressure Test to 200psi above 14" casing                      4) Negative Test (pressure Water Column)</p> </td> <td> <p>Level: 1718                      10' 304.80 m                      14" 355.60 m                      16" 406.40 m                      18" 457.20 m                      20" 508.00 m                      22" 558.80 m                      24" 609.60 m                      26" 660.40 m                      28" 711.20 m                      30" 762.00 m                      32" 812.80 m                      34" 863.60 m                      36" 914.40 m                      38" 965.20 m                      40" 1016.00 m                      42" 1066.80 m                      44" 1117.60 m                      46" 1168.40 m                      48" 1219.20 m                      50" 1270.00 m                      52" 1320.80 m                      54" 1371.60 m                      56" 1422.40 m                      58" 1473.20 m                      60" 1524.00 m                      62" 1574.80 m                      64" 1625.60 m                      66" 1676.40 m                      68" 1727.20 m                      70" 1778.00 m                      72" 1828.80 m                      74" 1879.60 m                      76" 1930.40 m                      78" 1981.20 m                      80" 2032.00 m                      82" 2082.80 m                      84" 2133.60 m                      86" 2184.40 m                      88" 2235.20 m                      90" 2286.00 m                      92" 2336.80 m                      94" 2387.60 m                      96" 2438.40 m                      98" 2489.20 m                      100" 2540.00 m</p> </td> <td> <p>Fig. No. 1                      Cemented Plug                      Length: 200m</p> </td> </tr> </tbody> </table>	Barrier	Element	Verification	Depth (ft)	Depth (m)	<p><b>CMH Annex V-22.06.01</b>                      In well equipped with Laser. The Well must be treated with a concentration of at least 20 megal in length, with the laser being placed at top of the Well.  <b>CMH Annex V-22.06.01 Negative Pressure Test</b> must be carried out prior to the disconnection of the Pressure Seal at any point in the Well. A seal should be designed on those components that will be exposed to negative differential pressure to prevent fluid ingress when the Pressure Seal is disconnected.  <b>PTS 22.06.01 Section 2.1.4.4, page 19.18</b>                      Caprock Remediation Technique: This technique is intended to re-seal the barrier removed by the Drilling and Completion activity. The permanent abandonment well barrier shall extend across the full cross section of the well including all annuli within the Caprock function. Permanent abandonment barriers shall only consist of caprock, and fluids cement and/or grout placed in the casing.</p>	<p><b>External Well Barrier Element: Secondary Annulus Barrier</b>                      1) Elements of well barrier (Cement/Grout/Annulus Seal) Secondary Annulus Wellbore will be permanently left behind above sea floor.</p>	<p><b>Verification:</b>                      Element Seal Assembly                      1) Pressure Test of Seal Assembly.</p>	36" 91.44 m	1228	<p><b>Internal Well Barrier Element: Cement Plug No. 4</b>                      1) Cement plug 4 length and TOC must be between 100m and 200m below the casing.  <b>External Well Barrier Element:</b>                      1) Top Cement Plug                      2) Top Cement Plug</p>	<p><b>Verification:</b>                      Cement plug No. 4                      1) Evaluation of plug, i.e. volume pumped and continuous during displacement.                      2) Strength Assessment of the cement slurry via observations of tool surface samples.</p>	<p>Level: 1718                      10' 304.80 m                      14" 355.60 m                      16" 406.40 m                      18" 457.20 m                      20" 508.00 m                      22" 558.80 m                      24" 609.60 m                      26" 660.40 m                      28" 711.20 m                      30" 762.00 m                      32" 812.80 m                      34" 863.60 m                      36" 914.40 m                      38" 965.20 m                      40" 1016.00 m                      42" 1066.80 m                      44" 1117.60 m                      46" 1168.40 m                      48" 1219.20 m                      50" 1270.00 m                      52" 1320.80 m                      54" 1371.60 m                      56" 1422.40 m                      58" 1473.20 m                      60" 1524.00 m                      62" 1574.80 m                      64" 1625.60 m                      66" 1676.40 m                      68" 1727.20 m                      70" 1778.00 m                      72" 1828.80 m                      74" 1879.60 m                      76" 1930.40 m                      78" 1981.20 m                      80" 2032.00 m                      82" 2082.80 m                      84" 2133.60 m                      86" 2184.40 m                      88" 2235.20 m                      90" 2286.00 m                      92" 2336.80 m                      94" 2387.60 m                      96" 2438.40 m                      98" 2489.20 m                      100" 2540.00 m</p>	<p>Fig. No. 2                      Cemented Plug                      Length: 200m</p>	<p><b>CMH Annex V-22.06.01</b>                      In well equipped with Laser. The Well must be treated with a concentration of at least 20 megal in length, with the laser being placed at top of the Well.  <b>CMH Annex V-22.06.01 Negative Pressure Test</b> must be carried out prior to the disconnection of the Pressure Seal at any point in the Well. A seal should be designed on those components that will be exposed to negative differential pressure to prevent fluid ingress when the Pressure Seal is disconnected.  <b>PTS 22.06.01 Section 2.1.4.4, page 19.18</b>                      Caprock Remediation Technique: This technique is intended to re-seal the barrier removed by the Drilling and Completion activity. The permanent abandonment well barrier shall extend across the full cross section of the well including all annuli within the Caprock function. Permanent abandonment barriers shall only consist of caprock, and fluids cement and/or grout placed in the casing.</p>	<p><b>Internal Well Barrier Element:</b>                      Cement Plug No. 2                      Cement plug 2 will be extended minimum 30m above TOC.                      Top Cement Plug No. 3 140m above TOC.                      Bottom Cement Plug No. 3 140m above TOC.  <b>External Well Barrier Element:</b>                      1) Cement Plug                      2) Cement Plug                      3) Cement Plug</p>	<p><b>Verification:</b>                      1) Cement Plug No. 2                      2) Weight loss to 10 MB                      3) Pressure Test to 200psi above 14" casing                      4) Negative Test (pressure Water Column)</p>	<p>Level: 1718                      10' 304.80 m                      14" 355.60 m                      16" 406.40 m                      18" 457.20 m                      20" 508.00 m                      22" 558.80 m                      24" 609.60 m                      26" 660.40 m                      28" 711.20 m                      30" 762.00 m                      32" 812.80 m                      34" 863.60 m                      36" 914.40 m                      38" 965.20 m                      40" 1016.00 m                      42" 1066.80 m                      44" 1117.60 m                      46" 1168.40 m                      48" 1219.20 m                      50" 1270.00 m                      52" 1320.80 m                      54" 1371.60 m                      56" 1422.40 m                      58" 1473.20 m                      60" 1524.00 m                      62" 1574.80 m                      64" 1625.60 m                      66" 1676.40 m                      68" 1727.20 m                      70" 1778.00 m                      72" 1828.80 m                      74" 1879.60 m                      76" 1930.40 m                      78" 1981.20 m                      80" 2032.00 m                      82" 2082.80 m                      84" 2133.60 m                      86" 2184.40 m                      88" 2235.20 m                      90" 2286.00 m                      92" 2336.80 m                      94" 2387.60 m                      96" 2438.40 m                      98" 2489.20 m                      100" 2540.00 m</p>	<p>Fig. No. 2                      Cemented Plug                      Length: 200m</p>	<p><b>CMH Annex V-22.06.01</b>                      In well equipped with Laser. The Well must be treated with a concentration of at least 20 megal in length, with the laser being placed at top of the Well.  <b>CMH Annex V-22.06.01 Negative Pressure Test</b> must be carried out prior to the disconnection of the Pressure Seal at any point in the Well. A seal should be designed on those components that will be exposed to negative differential pressure to prevent fluid ingress when the Pressure Seal is disconnected.  <b>PTS 22.06.01 Section 2.1.4.4, page 19.18</b>                      Caprock Remediation Technique: This technique is intended to re-seal the barrier removed by the Drilling and Completion activity. The permanent abandonment well barrier shall extend across the full cross section of the well including all annuli within the Caprock function. Permanent abandonment barriers shall only consist of caprock, and fluids cement and/or grout placed in the casing.</p>	<p><b>Internal Well Barrier Element:</b>                      Cement Plug No. 1                      Cement plug 1 will be extended minimum 30m above TOC.                      Top Cement Plug No. 2 140m above TOC.                      Bottom Cement Plug No. 2 140m above TOC.  <b>External Well Barrier Element:</b>                      1) Cement Plug                      2) Cement Plug                      3) Cement Plug</p>	<p><b>Verification:</b>                      1) Cement Plug No. 1                      2) Weight loss to 10 MB                      3) Pressure Test to 200psi above 14" casing                      4) Negative Test (pressure Water Column)</p>	<p>Level: 1718                      10' 304.80 m                      14" 355.60 m                      16" 406.40 m                      18" 457.20 m                      20" 508.00 m                      22" 558.80 m                      24" 609.60 m                      26" 660.40 m                      28" 711.20 m                      30" 762.00 m                      32" 812.80 m                      34" 863.60 m                      36" 914.40 m                      38" 965.20 m                      40" 1016.00 m                      42" 1066.80 m                      44" 1117.60 m                      46" 1168.40 m                      48" 1219.20 m                      50" 1270.00 m                      52" 1320.80 m                      54" 1371.60 m                      56" 1422.40 m                      58" 1473.20 m                      60" 1524.00 m                      62" 1574.80 m                      64" 1625.60 m                      66" 1676.40 m                      68" 1727.20 m                      70" 1778.00 m                      72" 1828.80 m                      74" 1879.60 m                      76" 1930.40 m                      78" 1981.20 m                      80" 2032.00 m                      82" 2082.80 m                      84" 2133.60 m                      86" 2184.40 m                      88" 2235.20 m                      90" 2286.00 m                      92" 2336.80 m                      94" 2387.60 m                      96" 2438.40 m                      98" 2489.20 m                      100" 2540.00 m</p>	<p>Fig. No. 1                      Cemented Plug                      Length: 200m</p>
Barrier	Element	Verification	Depth (ft)	Depth (m)																					
<p><b>CMH Annex V-22.06.01</b>                      In well equipped with Laser. The Well must be treated with a concentration of at least 20 megal in length, with the laser being placed at top of the Well.  <b>CMH Annex V-22.06.01 Negative Pressure Test</b> must be carried out prior to the disconnection of the Pressure Seal at any point in the Well. A seal should be designed on those components that will be exposed to negative differential pressure to prevent fluid ingress when the Pressure Seal is disconnected.  <b>PTS 22.06.01 Section 2.1.4.4, page 19.18</b>                      Caprock Remediation Technique: This technique is intended to re-seal the barrier removed by the Drilling and Completion activity. The permanent abandonment well barrier shall extend across the full cross section of the well including all annuli within the Caprock function. Permanent abandonment barriers shall only consist of caprock, and fluids cement and/or grout placed in the casing.</p>	<p><b>External Well Barrier Element: Secondary Annulus Barrier</b>                      1) Elements of well barrier (Cement/Grout/Annulus Seal) Secondary Annulus Wellbore will be permanently left behind above sea floor.</p>	<p><b>Verification:</b>                      Element Seal Assembly                      1) Pressure Test of Seal Assembly.</p>	36" 91.44 m	1228																					
	<p><b>Internal Well Barrier Element: Cement Plug No. 4</b>                      1) Cement plug 4 length and TOC must be between 100m and 200m below the casing.  <b>External Well Barrier Element:</b>                      1) Top Cement Plug                      2) Top Cement Plug</p>	<p><b>Verification:</b>                      Cement plug No. 4                      1) Evaluation of plug, i.e. volume pumped and continuous during displacement.                      2) Strength Assessment of the cement slurry via observations of tool surface samples.</p>	<p>Level: 1718                      10' 304.80 m                      14" 355.60 m                      16" 406.40 m                      18" 457.20 m                      20" 508.00 m                      22" 558.80 m                      24" 609.60 m                      26" 660.40 m                      28" 711.20 m                      30" 762.00 m                      32" 812.80 m                      34" 863.60 m                      36" 914.40 m                      38" 965.20 m                      40" 1016.00 m                      42" 1066.80 m                      44" 1117.60 m                      46" 1168.40 m                      48" 1219.20 m                      50" 1270.00 m                      52" 1320.80 m                      54" 1371.60 m                      56" 1422.40 m                      58" 1473.20 m                      60" 1524.00 m                      62" 1574.80 m                      64" 1625.60 m                      66" 1676.40 m                      68" 1727.20 m                      70" 1778.00 m                      72" 1828.80 m                      74" 1879.60 m                      76" 1930.40 m                      78" 1981.20 m                      80" 2032.00 m                      82" 2082.80 m                      84" 2133.60 m                      86" 2184.40 m                      88" 2235.20 m                      90" 2286.00 m                      92" 2336.80 m                      94" 2387.60 m                      96" 2438.40 m                      98" 2489.20 m                      100" 2540.00 m</p>	<p>Fig. No. 2                      Cemented Plug                      Length: 200m</p>																					
	<p><b>CMH Annex V-22.06.01</b>                      In well equipped with Laser. The Well must be treated with a concentration of at least 20 megal in length, with the laser being placed at top of the Well.  <b>CMH Annex V-22.06.01 Negative Pressure Test</b> must be carried out prior to the disconnection of the Pressure Seal at any point in the Well. A seal should be designed on those components that will be exposed to negative differential pressure to prevent fluid ingress when the Pressure Seal is disconnected.  <b>PTS 22.06.01 Section 2.1.4.4, page 19.18</b>                      Caprock Remediation Technique: This technique is intended to re-seal the barrier removed by the Drilling and Completion activity. The permanent abandonment well barrier shall extend across the full cross section of the well including all annuli within the Caprock function. Permanent abandonment barriers shall only consist of caprock, and fluids cement and/or grout placed in the casing.</p>	<p><b>Internal Well Barrier Element:</b>                      Cement Plug No. 2                      Cement plug 2 will be extended minimum 30m above TOC.                      Top Cement Plug No. 3 140m above TOC.                      Bottom Cement Plug No. 3 140m above TOC.  <b>External Well Barrier Element:</b>                      1) Cement Plug                      2) Cement Plug                      3) Cement Plug</p>	<p><b>Verification:</b>                      1) Cement Plug No. 2                      2) Weight loss to 10 MB                      3) Pressure Test to 200psi above 14" casing                      4) Negative Test (pressure Water Column)</p>	<p>Level: 1718                      10' 304.80 m                      14" 355.60 m                      16" 406.40 m                      18" 457.20 m                      20" 508.00 m                      22" 558.80 m                      24" 609.60 m                      26" 660.40 m                      28" 711.20 m                      30" 762.00 m                      32" 812.80 m                      34" 863.60 m                      36" 914.40 m                      38" 965.20 m                      40" 1016.00 m                      42" 1066.80 m                      44" 1117.60 m                      46" 1168.40 m                      48" 1219.20 m                      50" 1270.00 m                      52" 1320.80 m                      54" 1371.60 m                      56" 1422.40 m                      58" 1473.20 m                      60" 1524.00 m                      62" 1574.80 m                      64" 1625.60 m                      66" 1676.40 m                      68" 1727.20 m                      70" 1778.00 m                      72" 1828.80 m                      74" 1879.60 m                      76" 1930.40 m                      78" 1981.20 m                      80" 2032.00 m                      82" 2082.80 m                      84" 2133.60 m                      86" 2184.40 m                      88" 2235.20 m                      90" 2286.00 m                      92" 2336.80 m                      94" 2387.60 m                      96" 2438.40 m                      98" 2489.20 m                      100" 2540.00 m</p>	<p>Fig. No. 2                      Cemented Plug                      Length: 200m</p>																				
	<p><b>CMH Annex V-22.06.01</b>                      In well equipped with Laser. The Well must be treated with a concentration of at least 20 megal in length, with the laser being placed at top of the Well.  <b>CMH Annex V-22.06.01 Negative Pressure Test</b> must be carried out prior to the disconnection of the Pressure Seal at any point in the Well. A seal should be designed on those components that will be exposed to negative differential pressure to prevent fluid ingress when the Pressure Seal is disconnected.  <b>PTS 22.06.01 Section 2.1.4.4, page 19.18</b>                      Caprock Remediation Technique: This technique is intended to re-seal the barrier removed by the Drilling and Completion activity. The permanent abandonment well barrier shall extend across the full cross section of the well including all annuli within the Caprock function. Permanent abandonment barriers shall only consist of caprock, and fluids cement and/or grout placed in the casing.</p>	<p><b>Internal Well Barrier Element:</b>                      Cement Plug No. 1                      Cement plug 1 will be extended minimum 30m above TOC.                      Top Cement Plug No. 2 140m above TOC.                      Bottom Cement Plug No. 2 140m above TOC.  <b>External Well Barrier Element:</b>                      1) Cement Plug                      2) Cement Plug                      3) Cement Plug</p>	<p><b>Verification:</b>                      1) Cement Plug No. 1                      2) Weight loss to 10 MB                      3) Pressure Test to 200psi above 14" casing                      4) Negative Test (pressure Water Column)</p>	<p>Level: 1718                      10' 304.80 m                      14" 355.60 m                      16" 406.40 m                      18" 457.20 m                      20" 508.00 m                      22" 558.80 m                      24" 609.60 m                      26" 660.40 m                      28" 711.20 m                      30" 762.00 m                      32" 812.80 m                      34" 863.60 m                      36" 914.40 m                      38" 965.20 m                      40" 1016.00 m                      42" 1066.80 m                      44" 1117.60 m                      46" 1168.40 m                      48" 1219.20 m                      50" 1270.00 m                      52" 1320.80 m                      54" 1371.60 m                      56" 1422.40 m                      58" 1473.20 m                      60" 1524.00 m                      62" 1574.80 m                      64" 1625.60 m                      66" 1676.40 m                      68" 1727.20 m                      70" 1778.00 m                      72" 1828.80 m                      74" 1879.60 m                      76" 1930.40 m                      78" 1981.20 m                      80" 2032.00 m                      82" 2082.80 m                      84" 2133.60 m                      86" 2184.40 m                      88" 2235.20 m                      90" 2286.00 m                      92" 2336.80 m                      94" 2387.60 m                      96" 2438.40 m                      98" 2489.20 m                      100" 2540.00 m</p>	<p>Fig. No. 1                      Cemented Plug                      Length: 200m</p>																				

# ESPECIFICACIÓN QUE SE ADHIERE Y FORMA PARTE INTEGRANTE DE LA PÓLIZA 01-013-07002371-00002-01

<p>6. Confirmation that well operations personnel – drillers, tool pushers, company men – maintain valid IWCF well control certification</p>	<p>All critical personnel shall be in compliance to the relevant international standard. PETRONAS Standards (PTS) also specify the certificate requirements e.g. IWCF</p> <p><b>3.2 COMPETENCY AND TRAINING</b></p> <p>3.2.1 PETRONAS and Contractor personnel who have well design or well control responsibilities shall have valid in-date (unless otherwise specified in the table) well control certification as specified in Table 3-1 and 3-2 below:</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; margin-top: 10px;"> <thead> <tr> <th style="width: 30%;">Personnel</th> <th style="width: 35%;">Surface BOP</th> <th style="width: 35%;">Subsea BOP</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="3" style="text-align: center;"><b>PETRONAS Carigali Personnel</b></td> </tr> <tr> <td>Engineer</td> <td colspan="2">Has previously achieved IWCF Level 4, combined</td> </tr> <tr> <td>Drilling Superintendent</td> <td colspan="2">IWCF Level 4, combined</td> </tr> <tr> <td>Drilling Supervisor</td> <td colspan="2">IWCF Level 4, combined</td> </tr> <tr> <td>Completion / Intervention Supervisor</td> <td colspan="2">IWCF Level 4, Well Intervention Pressure Control, combined Wireline &amp; CT Operations</td> </tr> <tr> <td>Well Control Response Team Members</td> <td colspan="2">As per the latest WCRT Procedures.</td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center; margin-top: 5px;">Table 3-1: PETRONAS Well Control competency certification</p>	Personnel	Surface BOP	Subsea BOP	<b>PETRONAS Carigali Personnel</b>			Engineer	Has previously achieved IWCF Level 4, combined		Drilling Superintendent	IWCF Level 4, combined		Drilling Supervisor	IWCF Level 4, combined		Completion / Intervention Supervisor	IWCF Level 4, Well Intervention Pressure Control, combined Wireline & CT Operations		Well Control Response Team Members	As per the latest WCRT Procedures.	
Personnel	Surface BOP	Subsea BOP																				
<b>PETRONAS Carigali Personnel</b>																						
Engineer	Has previously achieved IWCF Level 4, combined																					
Drilling Superintendent	IWCF Level 4, combined																					
Drilling Supervisor	IWCF Level 4, combined																					
Completion / Intervention Supervisor	IWCF Level 4, Well Intervention Pressure Control, combined Wireline & CT Operations																					
Well Control Response Team Members	As per the latest WCRT Procedures.																					

**ESPECIFICACIÓN QUE SE ADHIERE Y FORMA PARTE INTEGRANTE DE LA PÓLIZA  
01-013-07002371-00002-01**

	Personnel	Surface BOP	Subsea BOP
	<b>Contractor Personnel</b>		
	Senior Toolpusher & Rig Manager / OIM	IWCF Level 4, surface	IWCF Level 4, combined
Toolpusher	IWCF Level 4, surface	IWCF Level 4, combined	
Driller	IWCF Level 3, surface	IWCF Level 3, combined	
Assistant Driller	IWCF Level 3, surface or IADC WellSharp Driller level, surface	IWCF Level 3, combined or IADC WellSharp Driller level, combined	
Subsea Engineer	N/A	IWCF Level 3, combined	
MPD / UBD Supervisor & MPD Choke Operator	IWCF Level 4, surface	IWCF Level 4, combined	
Slickline/Wireline Operator & Supervisor	IWCF Level 3, Wireline Operations	IWCF Level 3, Wireline Operations	
Coil Tubing Operator & Supervisor	IWCF Level 3, CT Operations	IWCF Level 3, CT Operations	

Table 3-2: Contractor Well Control competency certification

<p>7. Confirmation that all well control system equipment, both surface and subsea, is examined to ensure that it has been properly maintained and is capable of shutting in the well during emergency operations.</p>	<p>Rig is currently undergoing Rig Acceptance Assessment by 3<sup>rd</sup> party (ModuResources), in which all critical and major safety equipment shall be verified before accepted by company.</p> <p>Also in the current well planning and AFE consideration, team has included the BOP pressure test shall be performed at least once every 21 days, as per API Std 53.</p>
<p>8. Confirmation that the BOPs are reviewed to ensure that they can perform their designated function, that the ROV hot stabs are function tested and checked to ensure capability of actuating the BOP</p>	<p>Rig is currently undergoing Rig Acceptance Assessment by 3<sup>rd</sup> party (ModuResources), in which all critical and major safety equipment shall be verified before accepted by company.</p>

**ESPECIFICACIÓN QUE SE ADHIERE Y FORMA PARTE INTEGRANTE DE LA PÓLIZA  
01-013-07002371-00002-01**

9. Confirmation that the hydraulic system is of “equal strength” to support the Super shear rams	Rig is currently undergoing Rig Acceptance Assessment by 3 <sup>rd</sup> party (ModuResources), in which all critical and major safety equipment shall be verified before accepted by company.
10. Confirmation that all emergency shutdown and dynamic positioning procedures that interface with emergency well control operations are specifically reviewed	Rig is currently undergoing Rig Acceptance Assessment by 3 <sup>rd</sup> party (ModuResources), in which all critical and major safety equipment shall be verified before accepted by company.



**Notas:**

**1/ Clase de posicionamiento dinámico** - Define el nivel de redundancia del sistema DP, siendo 3 el más alto y 1 el más bajo. Las definiciones de las clases deben seguir las directrices de la OMI o una alternativa similar (en cuyo caso, por favor, defínala). Ha habido varios incidentes de fallos de DP - Un fallo de DP y una excursión del buque al perforar un pozo en aguas profundas puede provocar la pérdida de control del pozo. El riesgo se minimiza adoptando la DP 3

Definiciones de las clases de DP:

**Clase de equipo 1**

Puede producirse una pérdida de posición en caso de un único fallo

**Equipo Clase 2**

La pérdida de posición no debe producirse por un único fallo de un componente o sistema activo, como generadores, propulsores, cuadros de distribución, válvulas controladas a distancia, etc. Puede producirse tras el fallo de un componente estático, como cables, tuberías, válvulas manuales, etc.

**Equipo de clase 3**

La pérdida de posición no debe producirse por un único fallo, incluida una subdivisión de incendios completamente quemada o un compartimento estanco inundado.

**2/ Detección de golpes**

Por favor, indique los métodos de detección de golpes - es importante que se reciba una alerta temprana de cualquier afluencia de gas en el suelo de la perforación - el tiempo de respuesta puede significar que el gas entre en el elevador marino - si la respuesta es demasiado lenta, un gran volumen de gas puede salir al suelo de la perforación de la plataforma, poniendo en riesgo al personal (y a la plataforma si se enciende).

**3/ Plan de contingencia para tormentas**

Cuando se perfora en zonas de tormentas tropicales es normal establecer zonas de vigilancia: ámbar y roja. El radio de la zona roja es el punto en el que deben detenerse las operaciones de perforación y tomarse todas las medidas para recuperar la sarta de perforación y el elevador marino. Si se perfora en 5000 pies de agua, normalmente se tarda unas 36 horas en recuperar la sarta de perforación y el elevador marino, pero cada pozo es diferente. Si un huracán o tormenta se acerca a 10 millas náuticas por hora, el radio de la zona roja es de  $36 \times 10 = 360$  millas náuticas. En 10,000 pies de agua la zona de vigilancia será proporcionalmente mayor. En las zonas de tormentas tropicales puede haber mucho tiempo de inactividad,

ya que las tormentas se forman y amenazan la plataforma. Por supuesto, no todas golpearán la plataforma, pero habrá que cerrar el pozo e iniciar el proceso de recuperación del elevador marino.

[Nota: para las perforaciones en aguas profundas del Golfo de México, todo el Golfo se considera zona roja].

#### **4/ Margen de perforación del Riser marino**

Indicar el margen de perforación utilizado cuando se perfora en aguas profundas. Hay aspectos clave relacionados con el peso correcto del lodo en el elevador marino/aguero. Un lodo demasiado pesado puede provocar una pérdida de lodo en el pozo (pérdida de retornos) y la posibilidad de fractura de la formación. La perforación en aguas profundas de más de 1,000 pies puede significar la perforación sin un margen en el riser (el aumento mínimo de la densidad del lodo por encima de la densidad del agua (hidrostática)); ¿es éste el caso? Si es así, si no se mantiene la conexión del riser con el lecho marino, el lodo en el pozo no será suficiente para evitar la entrada de petróleo/gas en el pozo y se producirá una pérdida de control. ¿Se utilizarán bombas de lodo submarinas para superar este problema?



## CLÁUSULAS

### **Cláusula JR2019-013 12/11/19 de Afirmación y Exclusión Limitada de Cobertura Cibernética en Energía.**

Sujeto únicamente al párrafo 3 siguiente, este seguro no cubrirá en ningún caso las pérdidas, los daños, la responsabilidad o los gastos causados directa o indirectamente por la utilización o el funcionamiento, como medio para causar daños, de cualquier computadora, sistema informático, programa informático, código malicioso, virus informático, proceso informático o cualquier otro sistema electrónico, o a los que se haya contribuido o que se deriven de ellos.

2 Con sujeción a las condiciones, limitaciones y exclusiones de la póliza a la que se adjunta esta cláusula, la indemnización que de otro modo sería recuperable en virtud de la presente no se verá perjudicada por el uso o funcionamiento de cualquier computadora, sistema informático, programa informático, proceso informático o cualquier otro sistema electrónico, si dicho uso u operación no se realiza como medio para infligir daños.

Cuando la presente cláusula esté respaldada por pólizas que cubran riesgos de guerra, guerra civil, revolución, rebelión, insurrección o lucha civil derivados de las mismas, o cualquier acto hostil por o contra una potencia beligerante, o terrorismo o cualquier persona que actúe por motivos políticos, el párrafo 1 no operará para excluir las pérdidas (que de otro modo estarían cubiertas) derivadas del uso de cualquier computadora, sistema informático o programa informático o cualquier otro sistema electrónico en el sistema de lanzamiento y/o guía y/o mecanismo de disparo de cualquier arma o misil.

**JR2019-013  
12/11/2019**

### **Endoso de Enfermedades Transmisibles JRC**

(Para utilizar en las políticas de energía)

1. No obstante cualquier disposición en contrario dentro de este seguro, este seguro no asegura ninguna pérdida, daño, responsabilidad, reclamación, costo, gasto u otra suma causada por una Enfermedad Transmisible o el temor

o amenaza (ya sea real o percibida) de una Enfermedad Transmisible.

2. A efectos de este endoso, la pérdida, el daño, la responsabilidad, la reclamación, el coste, el gasto u otra suma,

incluye, pero no se limita a, cualquier coste de limpieza, desintoxicación, eliminación, control o prueba:

2.1. para una enfermedad transmisible, o

2.2. cualquier propiedad asegurada en virtud del presente documento que se vea afectada por dicha Enfermedad Transmisible.

3. Tal y como se utiliza en el presente documento, se entiende por Enfermedad Transmisible cualquier enfermedad que pueda ser transmitida por medio de cualquier sustancia o agente de cualquier organismo a otro organismo cuando

3.1. la sustancia o agente incluye, pero no se limita a, un virus, una bacteria, un parásito u otro organismo o

cualquier variación del mismo, ya sea considerado vivo o no, y

3.2. el método de transmisión, ya sea directo o indirecto, incluye, pero no se limita a, la transmisión por aire, la transmisión por fluidos corporales, la transmisión desde o hacia cualquier superficie u objeto, sólido, líquido o gas o entre organismos.

4. Este endoso se aplica a todas las extensiones de cobertura, coberturas adicionales, excepciones a cualquier exclusión y otras concesiones de cobertura.

Todos los demás términos, condiciones y exclusiones de la póliza siguen siendo los mismos.

**JR2020-016**

**17 de abril de 2020**

#### **Cláusula de limitación y exclusión de sanciones**

Ningún (re)asegurador estará obligado a otorgar cobertura y ningún (re)asegurador será responsable de pagar reclamaciones u otorgar beneficios bajo el presente si la provisión de dicha cobertura, el pago de dicha reclamación o la provisión de dicho beneficio expondría a dicho (re)asegurador a sanciones, prohibiciones o restricciones bajo las resoluciones de Naciones Unidas o bajo sanciones, leyes o reglamentos comerciales o económicos de la Unión Europea, del Reino Unido o los Estados Unidos de Norteamérica.

**LMA3100**

**15/09/10**

**NO ADHESIÓN:** Los términos y condiciones establecidos en la presente póliza fueron acordados y fijados libremente entre el asegurado y la compañía, por lo que este es un contrato de no adhesión y por lo tanto no se ubica en el supuesto previsto en el artículo 36-B de la Ley General de Instituciones y Sociedades Mutualistas de Seguros; en esa virtud esta póliza no requiere ser registrada ante la C N S y F

**CLÁUSULA PRELACIÓN.** Las presentes Condiciones Particulares tendrán prelación sobre las Condiciones Generales de ésta Póliza únicamente en aquello en que se contrapongan.

GMX Seguros no será responsable de pagar daños y/o costos originados en, basados en, atribuibles a reclamaciones generadas por o resultantes de, directa o indirectamente, total o parcialmente actividad(es) que tengan que ver con países, entidades y/o personas Sancionados por el Departamento de Estado de los Estados Unidos de Norteamérica



Grupo Mexicano de  
Seguros, S.A. de C.V.  
Tecoyotitla No.412  
Edificio GMX  
Col. Ex Hacienda de  
Guadalupe Chimalistac  
Ciudad de México,  
C.P. 01050  
Tel. (55) 5480 4000  
[www.gmx.com.mx](http://www.gmx.com.mx)

## Condiciones generales y particulares

Las condiciones generales que son aplicables y que regirán el presente contrato de seguro, se encuentran anexas en la especificación particular que forma parte integrante de esta póliza.

PÓLIZA 07002371



**ENDOSO CAMBIO DE DATOS GENERALES  
SME - LÍNEAS GENERALES  
IDENTIFICADOR DE PÓLIZA: 01-013-07002371-00003-01**

OFICINA	PRODUCTO	PÓLIZA	ENDOSO	RENOVACIÓN	
01	CIUDAD DE MEXICO	013	07002371	00003	01

Grupo Mexicano de Seguros, S.A. de C.V., en adelante mencionada como GMX SEGUROS, asegura de acuerdo con las condiciones generales y particulares de esta póliza a la persona física o moral denominado en adelante El Asegurado:

<b>Contratante</b>	PC CARIGALI MEXICO OPERATIONS, S.A. DE C.V.	<b>RFC</b>	PCM151215UX9
<b>Domicilio</b>	AV. EJERCITO NACIONAL PISO 4 769 . . , GRANADA , MIGUEL HIDALGO CIUDAD DE MEXICO	<b>Fecha de Nacimiento / Constitución</b>	
<b>Entidad/C.P.</b>	CIUDAD DE MEXICO 11520	15 DICIEMBRE 2015	

<b>Agente</b>	115 - INTERPROTECCION AGENTE DE SEGUROS Y DE FIANZAS SA DE CV
---------------	---

<b>Vigencia</b>	364 Días	<b>Fecha Emisión</b>	24 OCTUBRE 2022
<b>Desde</b>	15 NOVIEMBRE 2022 12:00 horas de la Ciudad de México	<b>Moneda</b>	DOLAR AMERICANO
<b>Hasta</b>	14 NOVIEMBRE 2023 12:00 horas de la Ciudad de México	<b>Forma de Pago</b>	CONTADO

**Descripción de Bienes y Riesgos Cubiertos:**

Los bienes cubiertos, ubicación, giro o actividad, sumas aseguradas, deducibles y, en su caso, coaseguro se describen en la especificación anexa a esta póliza.

**Prima de la póliza, información patrimonial de la persona moral, información protegida de conformidad con los artículos 113, fracción III de la LFTAIP y 116, cuarto párrafo de la LGTAIP.**

**En cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 202 de la Ley de Instituciones de Seguros y de Fianzas, la documentación contractual y la nota técnica que integran este producto de seguro, quedaron registradas ante la Comisión Nacional de Seguros y Fianzas, a partir del día 17 de marzo de 1999, con el número DVA-97/99/CONDUSEF-002573-01.**

**Artículo. 25.- Si el contenido de la póliza o sus modificaciones no concordaren con la oferta, el Asegurado podrá pedir la rectificación correspondiente dentro de los treinta días que sigan al día que reciba la póliza. Transcurrido este plazo se considerarán aceptadas las estipulaciones de la póliza o de sus modificaciones.**

En términos de lo cual Grupo Mexicano de Seguros, S.A. de C.V., firma la presente póliza en la Ciudad de México. Esta póliza no es un comprobante de pago, por lo que es necesario exigir su recibo al liquidar la prima.

**Código QR de la póliza de seguro, información patrimonial de la persona moral, información protegida de conformidad con los artículos 113, fracción III de la LFTAIP y 116, cuarto párrafo de la LGTAIP.**

**Firma de persona física, información protegida de conformidad con los artículos 113, fracción I de la LFTAIP y 116, primer párrafo de la LGTAIP.**

**Firma del funcionario autorizado**

**ENDOSO CAMBIO DE DATOS GENERALES  
SME - LÍNEAS GENERALES  
IDENTIFICADOR DE PÓLIZA: 01-013-07002371-00003-01**

GMX Seguros, pone a disposición del asegurado sus derechos y obligaciones, así como las coberturas, exclusiones, restricciones que forman parte de este Contrato de Seguro que se encuentran contenidos en esta póliza y en toda la documentación que forman parte integral del Contrato de Seguro y pueden ser consultados en [www.gmx.com.mx](http://www.gmx.com.mx)

Las condiciones generales aplicables al presente seguro se entregan al Asegurado junto con esta póliza, de igual modo se encuentran a su disposición en las oficinas de GMX Seguros en la dirección establecida en la presente.

Asimismo, el asegurado reconoce que la elección de las coberturas amparadas, deducibles y límites máximos de responsabilidad, han sido responsabilidad suya en su carácter de asegurado y/o contratante, además de que el monto de las primas es de su conocimiento, por lo que acepta que su elección no fue influenciada por la aseguradora en forma alguna, además de que sabe y entiende que la Institución cuenta con otras coberturas a las elegidas que no fueron de su interés.

GMX Seguros pone a su alcance, para una consulta más clara y sencilla, los preceptos legales más utilizados en esta póliza en la página web [www.gmx.com.mx](http://www.gmx.com.mx)

En GMX Seguros, ponemos a su disposición en caso de alguna consulta, reclamación o aclaración relacionada con su Seguro, nuestra **Unidad Especializada de Atención a Usuarios (UNE)**, ubicada en Tecoyotitla número 412, Edificio GMX, colonia Ex Hacienda de Guadalupe Chimalistac, Código Postal 01050, Delegación Álvaro Obregón, Ciudad de México, o si lo prefiere comunicarse al teléfono 01 (800) 718 89 46 y al (55) 54 80 40 00, en un horario de atención de lunes a jueves de 8:30 a 17:30 horas y viernes de 8:30 a 15:00 horas, y al correo electrónico [unidad.especializada@gmx.com.mx](mailto:unidad.especializada@gmx.com.mx)

En caso de dudas, quejas, reclamaciones o consultar información, podrá acudir a la **Comisión Nacional para la Protección y Defensa de los Usuarios de Servicios Financieros (CONDUSEF)** con domicilio en Insurgentes Sur Número 762, Colonia del Valle, Delegación Benito Juárez, Código Postal 03100, Ciudad de México, correo electrónico [asesoria@condusef.gob.mx](mailto:asesoria@condusef.gob.mx), teléfono 01 800 999 8080 y 5340 0999 o consultar la página electrónica en internet [www.condusef.gob.mx](http://www.condusef.gob.mx).

#### **Glosario de Abreviaturas**

**C.P.** Código Postal.

**I.V.A.** Impuesto al Valor Agregado.

**R.C.** Responsabilidad Civil.

**R.F.C.** Registro Federal de Contribuyentes.

**S.M.E.** Seguro Múltiple Empresarial.

**ESPECIFICACIÓN QUE SE ADHIERE Y FORMA PARTE INTEGRANTE DE LA PÓLIZA  
01-013-07002371-00003-01**

**ESPECIFICACIONES**

Por medio del presente endoso se aclara lo siguiente:

Vigencia original de la póliza 365 días cubiertos como se detalla a continuación:

Del: 15 de noviembre del 2022 a las 00:01 hrs. Hora Local Estándar en la Dirección del Asegurado.

Al: 14 de noviembre del 2023 a las 23:59 hrs. Hora Local Estándar en la Dirección del Asegurado.

Para la Sección III Responsabilidad Civil

Se cubren las responsabilidades hacia terceros que surjan de la perforación, producción y operaciones relacionadas aseguradas en el presente documento y/o según el wording. Incluyendo la contaminación súbita e imprevista y en seguimiento a las 6 actividades previstas en las Disposiciones Administrativas de Carácter General que se enlistan a continuación:

- I. Atención a emergencias
- II. Contención de contaminantes
- III. Mitigación de daños e impactos al medio ambiente
- IV. Caracterización del sitio contaminado
- V. Remediación de sitios contaminados
- VI. Restauración o compensación ambiental



Los demás términos y condiciones permanecen sin cambios.