



**POLIZA NUEVA INDIVIDUAL
SME - LÍNEAS GENERALES
IDENTIFICADOR DE PÓLIZA: 01-013-07002370-00000-01**

OFICINA	PRODUCTO	PÓLIZA	ENDOSO	RENOVACIÓN	
01	CIUDAD DE MEXICO	013	07002370	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:

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

Agente	115 - INTERPROTECCION AGENTE DE SEGUROS Y DE FIANZAS SA DE CV
---------------	---

Vigencia	364 Días	Fecha Emisión	21 SEPTIEMBRE 2022
Desde	15 NOVIEMBRE 2022 12:00 horas de la Ciudad de México	Moneda	DOLAR AMERICANO
Hasta	14 NOVIEMBRE 2023 12:00 horas de la Ciudad de México	Forma de Pago	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: 01-013-07002370-00000-01**

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

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

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

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, teléfono 01 800 999 8080 y 5340 0999 o consultar la página electrónica en internet 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
01-013-07002370-00003-01

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

Comisión Nacional de Hidrocarburos (“CNH”) and la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección 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.

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 privación de los asegurados.

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.

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.

Vigencia Del: 15 de noviembre del 2022
Al: 14 de noviembre del 2023

Ambos días inclusivos en la dirección del Asegurado Original.

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 26 México (que es el Pozo de Exploración COATLICUE-1 EXP) o en almacenamiento o tránsito.

ESPECIFICACIÓN QUE SE ADHIERE Y FORMA PARTE INTEGRANTE DE LA PÓLIZA
01-013-07002370-00003-01

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

Sección I Gastos Extra-Operador

Límite único combinado:

USD 575,000,000 (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

ESPECIFICACIÓN QUE SE ADHIERE Y FORMA PARTE INTEGRANTE DE LA PÓLIZA
01-013-07002370-00003-01

Límite:

USD 700,000,000 cada ocurrencia.

Sección III Equipo Todo Riesgo

Límite:

USD 10,572,000 cualquier accidente u ocurrencia, pero

USD 10,572,000 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:

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.

ESPECIFICACIÓN QUE SE ADHIERE Y FORMA PARTE INTEGRANTE DE LA PÓLIZA
01-013-07002370-00003-01

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.

Siniestralidad La presente Confirmación podrá variar en función al deterioro de la siniestralidad al inicio de vigencia y en caso de que existan cambios en la información proporcionada previamente por las partes.

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.

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".

ESPECIFICACIÓN QUE SE ADHIERE Y FORMA PARTE INTEGRANTE DE LA PÓLIZA
01-013-07002370-00003-01

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
01-013-07002370-00003-01

Interés de Coatlicue-1EXP

PCCMO: 100% Operador

Tirante de agua y profundidad de pozo así como AFE

Tirante de agua: 4,406 ft. (1,343 metros)

Profundidad del pozo: 12,333 ft. (3,759 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-R02-L04-AP-CS-G07/2018

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 (17 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
Is the well?			
Exploration	Y		Closest nearby well is Tamha-1 (54km)
Development		N	
Appraisal		N	
Ultra deepwater > 5,000ft/1500 m		N	
Deepwater > 1000 ft	Y		Water depth 1343 m / 4406 ft



ESPECIFICACIÓN QUE SE ADHIERE Y FORMA PARTE INTEGRANTE DE LA PÓLIZA
01-013-07002370-00003-01

High Pressure >10,000 psi / 690 bar	Y		Maximum bottomhole pressure expected up to 8465 psi
High Temperature >300°F/149°C		N	Maximum bottomhole static temperature expected up to 165°F/74°C
High Carbon Dioxide CO2 (>60%)		N	Not expected.
High Hydrogen Sulphide H ² S (>20 ppm)		N	Not expected
High risk potential of shallow gas		N	Moderate risk, as per 3 rd 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 rd party independent study
High risk potential of total loss circulation		N	Not expected. Low risk.
Deviated well > 5°	Y		Well trajectory is S-Type (Build-and-Drop) with maximum inclination of 9.5 deg
Horizontal Well (>80°)		N	
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	



ESPECIFICACIÓN QUE SE ADHIERE Y FORMA PARTE INTEGRANTE DE LA PÓLIZA
01-013-07002370-00003-01

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	

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

A/ General Information to be entered as required

1. Well Name	Coatlucue-1EXP								
2. Location (Country, Latitude and Longitude)	Gulf of Mexico, Mexico, Latitude : 20° 11' 35.462"N Longitude : 94° 09' 31.980"W								
3. Type of well (Exploration, Development, Delineation, etc)	Exploration								
4. Oil or Gas well	Oil and Gas								
5. Spud date	15 Dec 2022								
6. Footage to be drilled	Up to 3759 m (including pilot hole meterage)								
7. Water depth	1343 m								
8. Drilling duration	57 to 80 days								
9. AFE – including cost breakdown, dry and completed hole	<table border="1"> <tr> <td colspan="2">P50</td> </tr> <tr> <td>TA-020</td> <td>Auxiliary Cementing Equipment (Shoe and Float)</td> </tr> <tr> <td>TA-020</td> <td>Auxiliary Cementing Equipment (Centralizer)</td> </tr> </table>			P50		TA-020	Auxiliary Cementing Equipment (Shoe and Float)	TA-020	Auxiliary Cementing Equipment (Centralizer)
P50									
TA-020	Auxiliary Cementing Equipment (Shoe and Float)								
TA-020	Auxiliary Cementing Equipment (Centralizer)								

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.



**ESPECIFICACIÓN QUE SE ADHIERE Y FORMA PARTE INTEGRANTE DE LA PÓLIZA
01-013-07002370-00003-01**

	TA-020	Liner Hanger	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	OCTG	
	TA-020	Wellhead	
	TA-018	Drill Bit and Underreamer	
	TA-018	Cement	
	TA-018	Drilling Fluids	
	TA-018	Fuel	
	TA-018	Site Survey	
	TA-018	Soil Boring	
	TA-018	Cementing Services	
	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	



**ESPECIFICACIÓN QUE SE ADHIERE Y FORMA PARTE INTEGRANTE DE LA PÓLIZA
01-013-07002370-00003-01**

	TA-018	Wellhead 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-019	Electric Wireline Logging Services	
	TA-019	Mud Logging Services	
	TA-018	QAQC Inspection Services	
	TA-018	Special Studies	
	TA-018	Drilling Software Services	
	TA-018	Telecommunication Services	
	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	ROV	
	TA-018	Rig Services	
	TA-016	Helicopter Services	
	TA-016	Integrated Supply Base	

**ESPECIFICACIÓN QUE SE ADHIERE Y FORMA PARTE INTEGRANTE DE LA PÓLIZA
01-013-07002370-00003-01**

TA-016	Supply Vessels	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-017	Project Management Team	
TA-017	Insurance	
TA-029	Environmental Studies	
TA-031	Safety Audits	
TA-032	Treatment and Elimination of Waste	
	TOTAL	

P80 Case		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 (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	



**ESPECIFICACIÓN QUE SE ADHIERE Y FORMA PARTE INTEGRANTE DE LA PÓLIZA
01-013-07002370-00003-01**

	TA-018	Drilling Fluids	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	Fuel	
	TA-018	Site Survey	
	TA-018	Soil Boring	
	TA-018	Cementing Services	
	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	

**ESPECIFICACIÓN QUE SE ADHIERE Y FORMA PARTE INTEGRANTE DE LA PÓLIZA
01-013-07002370-00003-01**

	TA-018	Drilling Software 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	Telecommunication Services	
	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	ROV	
	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	
	TA-031	Safety Audits	



ESPECIFICACIÓN QUE SE ADHIERE Y FORMA PARTE INTEGRANTE DE LA PÓLIZA
01-013-07002370-00003-01

	TA-032	Treatment and Elimination of Waste	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.
		TOTAL	
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.		
17. Is offset well data available and the distance from well	Yes. Tamha-1(54km), Yaxchillan Este-1(73km), Yoka-1(67km)		
B/ Risk Specific – All Operations			



1.Surface hazard exposure

- Cyclone / rotating storm exposure
- 10 yr return wave height and wind speed at location
- Ocean current exposure eg LOOP current in GoM
- Earthquake hazard (onshore only)
- Electric storms/lightning

Metocean Design Criteria

Table S.1.1: Extreme Omni-Directional Wave Criteria

Return Period	Hs [m]	Tp [s]	Hmax [m]	THmax [s]	Hc [m]
1-year	5.4	10.3	9.8	9.2	6.1
10-years	7.1	11.4	13.1	10.3	8.2
50-years	8.4	12.1	15.3	10.9	9.6
100-years	8.9	12.4	16.3	11.1	10.2

Table S.1.2: Extreme Omni-Directional Wind Criteria

Return Period	WS _{1-yr} [m/s]	WS _{10-yr} [m/s]	WS _{50-yr} [m/s]	WS _{100-yr} [m/s]
1-year	17.4	18.8	20.5	22.8
10-years	20.7	22.4	24.6	27.5
50-years	22.9	24.9	27.5	30.9
100-years	23.9	26.0	28.8	32.4

Table S.1.3: Extreme Omni-Directional Surface Current Criteria

Return Period	Surface Current [D m]
1-year Cs [m/s]	0.96
10-years Cs [m/s]	1.21
50-years Cs [m/s]	1.38
100-years Cs [m/s]	1.46

163733-0209 R1 | Drilling Criteria - Block 26, Gulf of Mexico
Page i of iii




Adapted from: https://www.nola.com/environment/index.ssf/2018/01/10-year_125_million_gulf_loop.html

Coatlucue-1EXP location is not affected with Loop current in GoM.

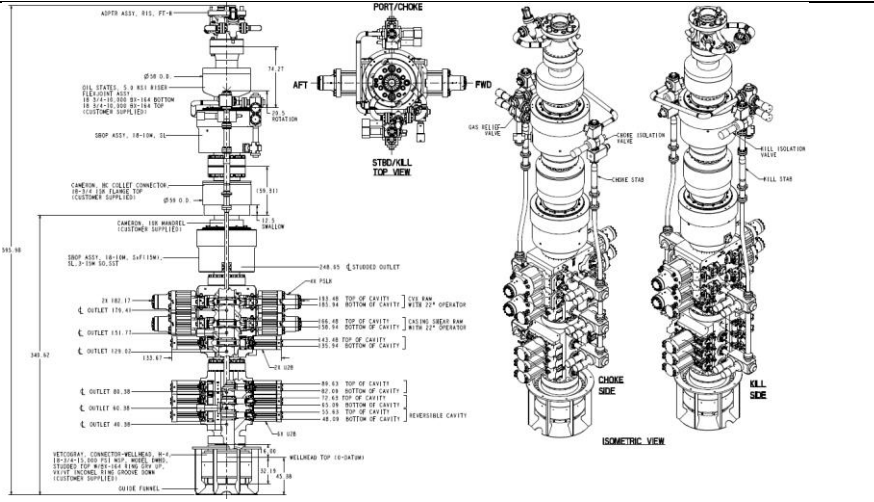


**ESPECIFICACIÓN QUE SE ADHIERE Y FORMA PARTE INTEGRANTE DE LA PÓLIZA
01-013-07002370-00003-01**

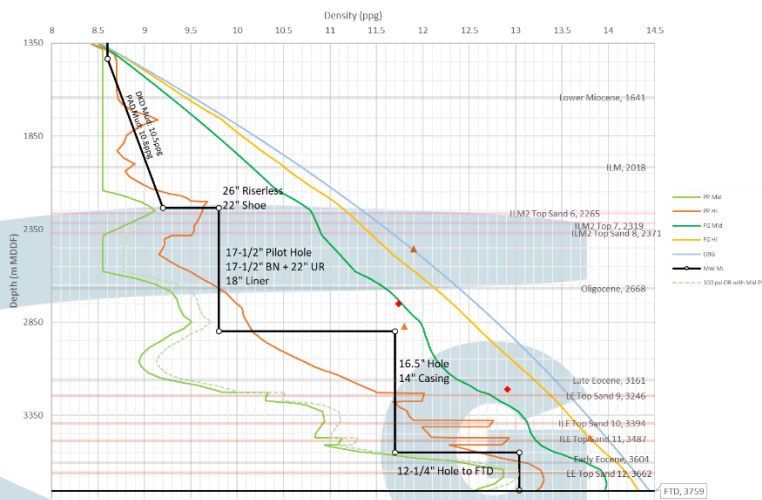
	 <p>The map shows the Gulf of Mexico coastline with several locations marked. Yellow lines indicate distances from COATLICUE-1 to these locations: Puerto Tampico (445KM), Veracruz Port (233KM), Manzanillo Airport (229KM), Tuxtla Gutierrez Port (218KM), Tuxtla Gutierrez Airport (209KM), Oaxaca City (200KM), Oaxaca Airport (190KM), Oaxaca City Port (180KM), Oaxaca City Airport (170KM), Oaxaca City Port (160KM), Oaxaca City Airport (150KM), Oaxaca City Port (140KM), Oaxaca City Airport (130KM), Oaxaca City Port (120KM), Oaxaca City Airport (110KM), Oaxaca City Port (100KM), Oaxaca City Airport (90KM), Oaxaca City Port (80KM), Oaxaca City Airport (70KM), Oaxaca City Port (60KM), Oaxaca City Airport (50KM), Oaxaca City Port (40KM), Oaxaca City Airport (30KM), Oaxaca City Port (20KM), Oaxaca City Airport (10KM).</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), PCCMO Storm Response Procedure and Emergency Management Plan in place.</p>
<p>3. Sub-surface hazard exposure</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Shallow gas ○ H₂S level ○ CO₂ level ○ Hydrates ○ Shallow water flows ○ Loss of circulation zones ○ HP/HT well ○ Extended reach well (ERD) <p>If any of above hazards is present, describe mitigation measures to be implemented and are procedures in place.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ○ Shallow gas: Negligible risk ○ H₂S level: Not expected ○ CO₂ level: Not expected. ○ Hydrates: Moderate risk ○ Shallow water flows: Low to negligible risk ○ Loss of circulation zones: Low risk ○ HP/HT well: No ○ Extended reach well (ERD): No <p>Rig is equipped with NOV 18-3/4" 15K system as the blowout preventer (BOP).</p>



ESPECIFICACIÓN QUE SE ADHIERE Y FORMA PARTE INTEGRANTE DE LA PÓLIZA 01-013-07002370-00003-01



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 Mid		Estimated PP HI		Pneumo Fluid	Mud Weight Range (ppg)		Overbalance Pressure to PP Mid (psi)		Estimated FG Mid		Estimated FG HI		OBC	Temp		
	m MDDP	m TVDSS	m TVDSD	ppg	psi	ppg		psi	Min	Max	Min	Max	ppg	psi	ppg			psi	
Sealed	1.358	1.343	1.353														6		
9" Conductor	1.448	1.433	1.443	8.55	2.112	8.70	2.140	RISERLESS DRILLING											
Lower Miocene	1.641	1.626	1.641	8.55	2.394	8.71	2.439.70	W				8.79	2.140	8.85	2.163	8.87	2.167	11	
9 1/2" Casing	2.018	2.003	2.013	8.55	2.943.71	8.85	3.045.29	W				10.16	3.472	10.31	3.592	10.70	3.654	14	
ILM2 Top Sand 6	2.265	2.250	2.265	9.09	3.069.74	9.63	3.072.85	O/C	9.8	10.4	277	506	10.75	4.071	11.13	4.216	11.31	4.283	18
ILM2 Base Sand 6	2.288	2.273	2.288	8.97	3.501.53	9.59	3.744.34	O/C	9.8	10.4	324	558	10.83	4.200	11.25	4.363	11.45	4.440	15
ILM2 Top Sand 7	2.319	2.304	2.319	8.84	3.495.54	9.56	3.780.43	O/C	9.8	10.4	382	619	10.86	4.268	11.32	4.449	11.53	4.533	17
ILM2 Base Sand 7	2.337	2.322	2.337	8.78	3.492.24	9.54	3.802.20	O/C	9.8	10.4	415	654	10.87	4.308	11.36	4.499	11.58	4.587	17
ILM2 Top Sand 8	2.371	2.356	2.371	8.68	3.478.64	9.52	3.853.66	O/C	9.8	10.4	485	727	10.90	4.382	11.43	4.595	11.67	4.684	18
ILM2 Base Sand 8	2.398	2.383	2.398	8.54	3.499.64	9.24	3.778.70	O/C	9.8	10.4	510	755	10.94	4.448	11.49	4.670	11.74	4.771	18
Oligocene	2.668	2.653	2.668	9.21	4.192.78	9.80	4.461.80	O/C	9.8	10.4	268	541	11.60	5.248	12.13	5.491	13.89	5.608	45
PP Line	2.847	2.832	2.847	9.51	4.618.83	10.10	4.907.84	W	9.8	10.4	141	433	11.97	5.783	12.52	6.048	12.79	6.179	49
Kick Off Point	2.960	2.945	2.960	9.14	4.638.84	10.21	5.211.21	W	11.7	13.1	1290	1997	12.06	6.058	12.76	6.409	13.03	6.545	53
Lowest PP Regression	3.058	3.043	3.058	8.94	4.663.74	10.71	5.586.70	W	11.7	13.1	1441	2171	12.16	6.311	12.98	6.737	13.23	6.888	55
Late Eocene	3.161	3.146	3.159	9.27	4.996.74	11.20	6.038.01	W	11.7	13.1	1309	2064	12.39	6.644	13.20	7.083	13.43	7.201	59
I.E. Top Sand 9	3.246	3.228	3.241	10.27	5.708.34	12.01	6.641.41	O/C	11.7	13.1	765	1540	12.75	7.018	13.38	7.314	13.58	7.481	61
I.E. Base Sand 9	3.292	3.273	3.288	10.76	6.001.94	11.72	6.574.55	O/C	11.7	13.1	560	1346	12.90	7.208	13.47	7.522	13.67	7.611	63
Drop Off Point	3.390	3.370	3.385	10.98	6.132.31	12.75	7.360.51	W	11.7	13.1	445	1253	13.13	7.548	13.65	7.847	13.84	7.957	64
I.E. Top Sand 10	3.394	3.374	3.389	10.92	6.136.38	12.74	7.365.74	O/C	11.7	13.1	449	1258	13.13	7.558	13.66	7.860	13.85	7.971	64
I.E. Base Sand 10	3.427	3.407	3.422	10.88	6.190.37	12.02	7.016.52	O/C	11.7	13.1	480	1298	13.15	7.646	13.71	7.972	13.91	8.083	64
I.E. Top Sand 11	3.487	3.466	3.481	11.12	6.599.43	12.96	7.663.88	O/C	11.7	13.1	349	1181	13.22	7.818	13.83	8.178	14.01	8.282	64
I.E. Base Sand 11	3.524	3.503	3.518	11.06	6.637.74	12.40	7.439.64	O/C	11.7	13.1	385	1225	13.23	7.968	13.90	8.308	14.07	8.406	67
I.E. Casing	3.554	3.533	3.548	11.47	6.840.74	12.63	7.646.53	O/C	11.7	13.1	142	980	13.46	8.112	13.97	8.418	14.12	8.511	68
Early Eocene	3.604	3.583	3.598	12.41	7.818.03	13.08	8.029.93	W	13.0	13.5	362	669	13.75	8.408	14.09	8.613	14.20	8.682	70
EE Top Sand 12	3.662	3.641	3.656	12.87	8.028.53	13.29	8.287.87	O/C	13.0	13.5	107	394	13.94	8.639	14.20	8.818	14.30	8.881	72
EE Base Sand 12	3.697	3.676	3.691	12.82	8.000.03	13.31	8.380.43	O/C	13.0	13.5	106	421	13.97	8.763	14.25	8.933	14.35	9.001	72
FTD	3.798	3.778	3.793	13.54	8.007	13.22	8.462	O/C	13.0	13.5	287	607	13.87	8.912	14.33	9.138	14.43	9.214	74



**ESPECIFICACIÓN QUE SE ADHIERE Y FORMA PARTE INTEGRANTE DE LA PÓLIZA
01-013-07002370-00003-01**

*Subjected with further optimization and detail mud program.

6. Casing programme

Base Case Design (P50)

LWD	Dir / Azi	Mud Type	MW (ppg)	PP (ppg)	LOT/RT (ppg)	Description	MD (m)	TVD (m)	BHA Csg				
									#/ft	Min ID	Grade	Conn	
	0.0	WBM				36" jet pipe shoe	1448	1443	36"	1.5"wt 1.5"wt	X65 X65	H100D-FR D90-MT	
													26" hole
GR/Res/Dr						18" Receptacle/TOL	2135	2135					
						18" TOC	2185	2185					
	0.0	WBM	10.6	9.1	10.8	22" csg shoe	2235	2235	22"	1.25"wt	X-80	H90-MT	
				9.1	10.8	Target 1	2265	2265					ILM2 Top Sand 6
				8.8	10.9	Target 2	2319	2319					ILM2 Top Sand 7
				8.6	10.9	Target 3	2371	2371					ILM2 Top Sand 8
GR/Res/Sonic/ PVD													17-1/2" Pilot Hole to 2900m MDDF 17-1/2" BN x 22" hole to 2900m MDDF
				9.2	11.6	Shale	2668	2668					Oligocene
						14" TOC	2750	2750					
	0.0	SBM	9.8	9.4	12.0	18" csg Shoe	2900	2686	16"	94#	P110	W513D	
						Kick Off Point	2960	2960					
	9.5 / 272.87			8.9	12.2	Lowest PP	3058	3058					16-1/2" Hole
	9.5 / 272.87			9.3	12.4	Shale	3161	3159					Late Eocene
	9.5 / 272.87			10.3	12.8	Target 4	3246	3228					LE Top Sand 9
GR/Res/Sonic/ PVD/Near Bit GR						Drop Off Point	3390	3385					
				10.9	13.1	Target 5	3394	3389					ILE Top Sand 10
				11.1	13.2	Target 6	3487	3481					ILE Top Sand 11
	0.0	SBM	11.7	11.5	13.5	14" csg shoe	3554	3548	14"	115#	TN95HC	W623D	
				12.4	13.8	Shale	3604	3598					12-1/4" Hole Early Eocene
GR/Res/Sonic/De n/Near/PVD/Near Bit GR				12.9	13.9	Target 6	3662	3656					EE Top Sand 12
	0.0	SBM	13.0	12.6	14.0	FTD	3759	3573					*Actual casing setting depth subjected to actual formation depth
						Target							Hanger Seal Assy
													Cement

Contingency Case Design (P80)



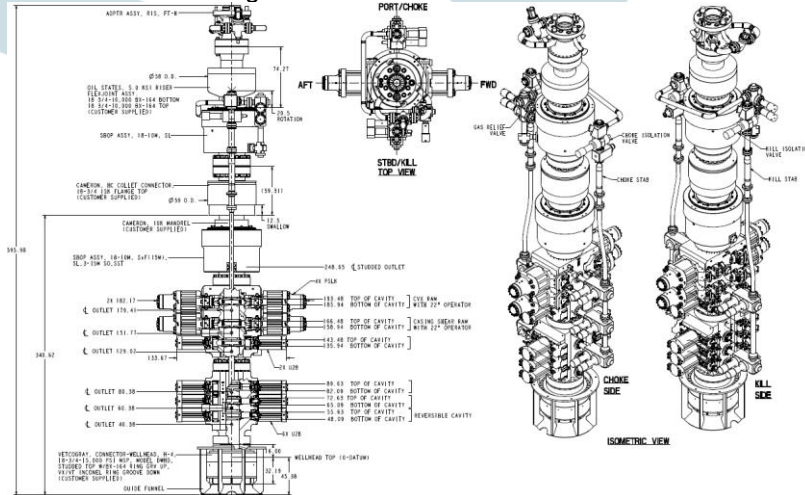
**ESPECIFICACIÓN QUE SE ADHIERE Y FORMA PARTE INTEGRANTE DE LA PÓLIZA
01-013-07002370-00003-01**

LWD	Dir / Azi	Mod Type	MW (ppg)	PP (ppg)	LOT/ FT (ppg)	Description	ID (in)	TVD (m)	BHA Csg # / ft	Min ID	Grade	Conn	
	0.0	WBM				36" jet pipe shoe	1448	1443	36"	1.5" wt	X65	H100D-FR	
									36"	1.5" wt	X65	D90-MT	
									26" hole				
GR/Res/Dr						18" Receptacle/TOL	2135	2135					
						18" TOC	2185						
	0.0	WBM	10.6	9.1	10.8	22" csg shoe	2235	2235	22"	1.25" wt	X-80	H90-MT	
				9.1	10.8	Target 1	2265	2265				BLM2 Top Sand 6	
				8.8	10.9	Target 2	2319	2319				BLM2 Top Sand 7	
				8.6	10.9	Target 3	2371	2371				BLM2 Top Sand 8	
GR/Res/Sonic/ PWD									17-1/2" Pilot Hole to 2900m MDDF 17-1/2" BN x 22" hole to 2900m MDDF				
				9.2	11.6	Shale	2668	2668				Claystone	
						14" TOC	2750	2750					
	0.0	SBM	9.8	9.4	12.0	14" csg shoe	2900	2686	18"	94#	P110	W513D	
						Kick Off Point	2960	2960					
GR/Res/Sonic/ PWD/Near Bit GR						9-5/8" TOL	3000	3000	16-1/2" Hole				
	9.5 / 272.87			8.9	12.2	Lowest PP	3058	3058					
						11-3/4" TOL/TOC	3100	3099				Late Eocene	
	9.5 / 272.87			9.3	12.4	Shale	3161	3159	14"	115#	TN95HC	WE23D	
		SBM	9.9	9.7	12.5	14" csg shoe	3200	3198					
GR/Res/Sonic/De nNeu/PWD/Near Bit GR				9.5 / 272.87		Target 4	3246	3228				LE Top Sand 9	
						Drop Off Point	3390	3385					
				10.9	13.1	Target 5	3394	3389				12-1/4" x 14-3/4" Hole	
						Target 6	3487	3481				LE Top Sand 10	
				11.1	13.2	Target 6	3487	3481				LE Top Sand 11	
	0.0	SBM	11.7	11.5	13.5	11-3/4" liner shoe	3554	3548	11-3/4"	65#	TN110HC	W513D	
				12.4	13.9	Shale	3604	3599	10-5/8" Hole or 10-5/8" x 12-1/4" Hole				
GR/Res/Sonic/De nNeu/PWD/Near Bit GR				0.0	SBM	12.8	12.6	13.8	9-5/8" liner shoe	3620	3614	TN110HC	W513D
				12.9	13.9	Target 6	3682	3656	9-5/8"	53.5#	TN110HC	W513D	
						Target 6	3682	3656				EE Top Sand 12	
						FTD	3759	3753	8-1/2" Hole				
	0.0	SBM	13.0	12.6	14.0	FTD	3759	3753	*Actual casing setting depth subjected to actual formation depth				
						Target			Hanger Seal Assy				
									Cement				
									Contingency String / Hole Section				

7. Control of well

- Well depth when BOP installed
- BOP stack configuration
- Confirm accumulator capacity is adequate to sever all elements of drill string and casing.

- Well depth when BOP installed:
 - 1358 m-TVDDF / m-mDDF (approx. 1343 m below seabed).
- BOP stack configuration



**ESPECIFICACIÓN QUE SE ADHIERE Y FORMA PARTE INTEGRANTE DE LA PÓLIZA
01-013-07002370-00003-01**

	<ul style="list-style-type: none"> ○ Confirm accumulator capacity is adequate to sever all elements of drill string and casing: <ul style="list-style-type: none"> ○ 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.
<p>8. Details of “new” or “higher risk” drilling techniques, if used - especially for Deepwater, for example -</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Subsea BOP & riser (drillship and/or semi-subs) ○ Surface only BOP (drillship and/or semi-sub) ○ Surface BOP (jack-up) ○ Surface BOP, riser and sub sea assembly) ○ Riser-less mud returns and/or dual gradient drilling (or similar) ○ Managed pressure drilling (MPD) included in drilling program ○ Riser-less drilling (“pump and dump”) <p>Is the well extended reach drilling (ERD)</p>	<p>Coaticue-1EXP well is with:</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Subsea BOP & riser (drillship) ○ Riser-less drilling (“pump and dump”) for top shallow section ○ The well is not ERD well. <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>



ESPECIFICACIÓN QUE SE ADHIERE Y FORMA PARTE INTEGRANTE DE LA PÓLIZA
01-013-07002370-00003-01

and are procedures and training in place.	
C/ Deepwater Wells specifically (> 1000ft)	
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? ¹	<p>Rig is equipped with Dynamic Positioning Class-3 (DPS3).</p> <p>Below Subsea Operations Manual provided by Noble (rig provider):</p> <p>Subsea Operations Manual Page 50 of 300 Document # DRS_2197.0_F Owned by: Director, Worldwide Subsea & 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>
2. Kick detection methods ²	Early Kick Detection (EKD) Coriolis system is planned for the operation.
3. Storm contingency planning and watch zone definition (cyclone exposed areas only) ³	3 rd party weather forecast service will be utilize during the operation.
4. Marine Riser drilling margin ⁴	<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>



ESPECIFICACIÓN QUE SE ADHIERE Y FORMA PARTE INTEGRANTE DE LA PÓLIZA 01-013-07002370-00003-01

5. Details of well barriers in place

Base Case Plan

REQUIREMENTS	WELL BARRIER ELEMENT (WBE)	VERIFICATION	MD (m)	TYD (m)	BSL Csg	#/ft	Min ID	Grade	Conn	BHPT (")
	External Well Barrier Element: (Secondary Annulus Barrier) 1) Borehole 22 inch x 14 inch Subsea Wellhead Annulus Seal Assembly Note: Subsea Wellhead will be permanently left behind above sea floor.	Verification: External Well Barrier Element Seal Assembly: 1) Pressure Test	1433		38"	1.5"/ft	365	H100L-FR	D90-MT	10" C
CNH Annex V-53 (b) VI: In Offshore wells, the surface plug must be at least 30 meters long and its top must be between 100 and 200 meters below the seabed. PTS 25.01.03 Section 2.12.4 page 19 (f) 1) Any annular space communicating with any open hole that contains permeable formation and extending to the sea floor.	Internal Well Barrier Element: Cement Plug No. 4 At least 30m of plug length and TOC must be between 100m and 200m below seabed. External Well Barrier Element: 22inch Casing Cement (Primary annulus barrier) Top of cement at seabed level	Verification: Internal Well Barrier Element Cement Plug No. 4: 1) Evaluation of job, i.e. volumes pumped and continuous returns during displacement. 2) Strength development of the cement slurry via observations of hard surface samples. External Well Barrier Element: 1) Evaluation of job, i.e. volumes pumped and continuous returns during displacement. 2) Strength development of the cement slurry via observations of hard surface samples.	1500	1700	28"	1.5"/ft	365	H100L-FR	D90-MT	10" C
PTS 25.01.13 Section 2.12.4, page 17-19 Caprock Restoration Technique. This technique is intended to re-install the barriers removed by the Drilling and subsequent activity. The permanent abandonment well barriers shall extend across the full cross-section of the well including all annuli to restore the Caprock function. Permanent abandonment barriers shall only consist of caprock, good quality cement and the previously installed casing.	Internal Well Barrier Element: Minimum 150m of good cement inside 14" casing Note: Cement Plug Considering cement contamination. External Well Barrier Element: Good Cement in annulus. Enough good shale sections to consider Caprock restoration.	Verification: Cement Plug No. 4 1) Weight test to 10 kPa 2) Positive Test to 500 psi above 14" casing 3) Inflow Test (Minimum Water Column)	2135	2185	22"	1.25"/ft	X-80	H90-MT		32" C
CNH Annex V-53 (b) II: Place a cement plug of at least 60 meters in length, so that its base is placed, at least 30 meters below the shoe of the deepest casing. Alternative: CNH Annex V-83 (c) II: In case of loss circulation in the permeable strata during the abandonment procedures described in this section, place a permanent mechanical plug near the bottom of the deepest casing and test its tightness according to the tests indicated in number 22, section V, clauses (c) and (d) of this Annex. The cement plug must be placed at least 30 meters in length above the mechanical stopper. PTS 25.01.03 Section 2.12.4, f: In case of an open hole below the casing, a cement plug shall be placed in the deepest casing string, set by the displacement method so as to extend a minimum of thirty (30) meters above and thirty (30) meters below the casing shoe. PTS 25.01.03 Section 2.12.4, f: The two permanent well barriers in the annulus may be combined into a single large permanent well barrier, provided a column of good cement extending a minimum of sixty (60m) above to no sand streaks and/or breaks within the column.	Internal Well Barrier Element: Cement Plug will comply with CNH and PTS requirements: - Top of Cement: 140 m above 9.58" Liner shoe - Bottom of Cement: 50 m below 9.58" Liner shoe Note: Cement Plug Considering cement contamination. External Well Barrier Element: Good Cement in annulus.	Internal: Cement Plug No. 2 1) Weight test to 10 kPa 2) Positive Pressure test to 500 psi deep LOT. External: 1) Verification of TOC with logs in case of been necessary	2668	2760	18"	94#	P110	W513D		51" C
CNH Annex V-53 (a) I: In Wells equipped with Liner, the Well must be installed with a cement plug of at least 30 meters in length, with the base of the plug placed on top of the Liner. CNH Annex V-22.4, II: Inflow test prior to tieback down BOP or displace well to tighter fluid. PTS 25.01.03 Section 2.12.4, f: The two permanent well barriers in the annulus may be combined into a single large permanent well barrier, provided a column of good cement extending a minimum of sixty (60m) above to no sand streaks and/or breaks within the column. PTS 25.01.03 Section 2.12.4, f: The Well Barrier such as a cement plug is to isolate casing from formation shall be pressure tested to a value that is at least 500 psi in excess of the formation leak off value or integrity test.	Internal Well Barrier Element: Cement Plug No. 1 - 280 m of Cement Plug extending 183 m above 9.58" Liner Shoe - Top of Cement: 3479 m - Bottom of Cement: 2750 m The cement plug should meet the following: 1) Min 30m above 9.58" Liner Shoe External Well Barrier Element: - 9.58" Casing Cement - Good Cement in annulus with TOC at 3328 m MD	Verification: Cement Plug No. 1 1) Weight test to 10 kPa 2) Positive Test to 500 psi above 9.58" shoe LOT External: 1) Verification of TOC with logs in case of been necessary	3328	3554	14"	115#	TN5HC	W623D		69" C
PTS 25.01.03 Section 2.12.4, f: The two permanent well barriers in the annulus may be combined into a single large permanent well barrier, provided a column of good cement extending a minimum of sixty (60m) across with no sand streaks and/or breaks within the column.	Internal Well Barrier Element: Cement Plug No. 2 1) Combined barrier	Verification: Cement Plug No. 2 1) Weight test to 10 kPa 2) Positive Test to 500 psi above 11.34" casing	3300	3328	12.34" x 14.34" Hole					70" C
			3758	3758	FTD					74" C

Contingency Case Plan

REQUIREMENTS	WELL BARRIER ELEMENT (WBE)	VERIFICATION	MD (m)	TYD (m)	BSL Csg	#/ft	Min ID	Grade	Conn	BHPT (")
	External Well Barrier Element: (Secondary Annulus Barrier) 1) Borehole 22 inch x 14 inch Subsea Wellhead Annulus Seal Assembly Note: Subsea Wellhead will be permanently left behind above sea floor.	Verification: External Well Barrier Element Seal Assembly: 1) Pressure Test	1433		38"	1.5"/ft	365	H100L-FR	D90-MT	10" C
CNH Annex V-53 (b) VI: In Offshore wells, the surface plug must be at least 30 meters long and its top must be between 100 and 200 meters below the seabed. PTS 25.01.03 Section 2.12.4 page 19 (f) 1) Any annular space communicating with any open hole that contains permeable formation and extending to the sea floor.	Internal Well Barrier Element: Cement Plug No. 4 1) At least 30m of plug length and TOC must be between 100m and 200m below seabed. External Well Barrier Element: 22inch Casing Cement (Primary annulus barrier) 2) Top of cement at seabed level	Verification: Internal Well Barrier Element Cement Plug No. 4: 1) Evaluation of job, i.e. volumes pumped and continuous returns during displacement. 2) Strength development of the cement slurry via observations of hard surface samples. External Well Barrier Element: 1) Evaluation of job, i.e. volumes pumped and continuous returns during displacement. 2) Strength development of the cement slurry via observations of hard surface samples.	1500	1700	28"	1.5"/ft	365	H100L-FR	D90-MT	10" C
PTS 25.01.13 Section 2.12.4, page 17-19 Caprock Restoration Technique. This technique is intended to re-install the barriers removed by the Drilling and subsequent activity. The permanent abandonment well barriers shall extend across the full cross-section of the well including all annuli to restore the Caprock function. Permanent abandonment barriers shall only consist of caprock, good quality cement and the previously installed casing.	Internal Well Barrier Element: Minimum 150m of good cement inside 14" casing Note: Cement Plug Considering cement contamination. External Well Barrier Element: Good Cement in annulus. Enough good shale sections to consider Caprock restoration.	Verification: Cement Plug No. 4 1) Weight test to 10 kPa 2) Positive Test to 500 psi above 14" casing 3) Inflow Test (Minimum Water Column)	2135	2185	22"	1.25"/ft	X-80	H90-MT		32" C
CNH Annex V-53 (a) I: In Wells equipped with Liner, the Well must be installed with a cement plug of at least 30 meters in length, with the base of the plug placed on top of the Liner. CNH Annex V-22.4, II: Inflow test prior to tieback down BOP or displace well to tighter fluid. PTS 25.01.03 Section 2.12.4, f: The two permanent well barriers in the annulus may be combined into a single large permanent well barrier, provided a column of good cement extending a minimum of sixty (60m) above to no sand streaks and/or breaks within the column. PTS 25.01.03 Section 2.12.4, f: The Well Barrier such as a cement plug is to isolate casing from formation shall be pressure tested to a value that is at least 500 psi in excess of the formation leak off value or integrity test.	Internal Well Barrier Element: Cement Plug No. 1 - 280 m of Cement Plug extending 183 m above 9.58" Liner Shoe - Top of Cement: 3479 m - Bottom of Cement: 2750 m The cement plug should meet the following: 1) Min 30m above 9.58" Liner Shoe External Well Barrier Element: - 9.58" Casing Cement - Good Cement in annulus with TOC at 3328 m MD	Verification: Cement Plug No. 1 1) Weight test to 10 kPa 2) Positive Test to 500 psi above 9.58" shoe LOT External: 1) Verification of TOC with logs in case of been necessary	3328	3554	14"	115#	TN5HC	W623D		69" C
PTS 25.01.03 Section 2.12.4, f: The two permanent well barriers in the annulus may be combined into a single large permanent well barrier, provided a column of good cement extending a minimum of sixty (60m) across with no sand streaks and/or breaks within the column.	Internal Well Barrier Element: Cement Plug No. 2 1) Combined barrier	Verification: Cement Plug No. 2 1) Weight test to 10 kPa 2) Positive Test to 500 psi above 11.34" casing	3300	3328	12.34" x 14.34" Hole					70" C
			3758	3758	FTD					74" C

**ESPECIFICACIÓN QUE SE ADHIERE Y FORMA PARTE INTEGRANTE DE LA PÓLIZA
01-013-07002370-00003-01**

<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>3.2 COMPETENCY AND TRAINING</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" data-bbox="402 527 1123 848"> <thead> <tr> <th>Personnel</th> <th>Surface BOP</th> <th>Subsea BOP</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td align="center" colspan="3">PETRONAS Carigali Personnel</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 & 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 align="center">Table 3-1: PETRONAS Well Control competency certification</p> <table border="1" data-bbox="337 919 1128 1423"> <thead> <tr> <th>Personnel</th> <th>Surface BOP</th> <th>Subsea BOP</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td align="center" colspan="3">Contractor Personnel</td> </tr> <tr> <td>Senior Toolpusher & Rig Manager / OIM</td> <td>IWCF Level 4, surface</td> <td>IWCF Level 4, combined</td> </tr> <tr> <td>Toolpusher</td> <td>IWCF Level 4, surface</td> <td>IWCF Level 4, combined</td> </tr> <tr> <td>Driller</td> <td>IWCF Level 3, surface</td> <td>IWCF Level 3, combined</td> </tr> <tr> <td>Assistant Driller</td> <td>IWCF Level 3, surface or IADC WellSharp Driller level, surface</td> <td>IWCF Level 3, combined or IADC WellSharp Driller level, combined</td> </tr> <tr> <td>Subsea Engineer</td> <td>N/A</td> <td>IWCF Level 3, combined</td> </tr> <tr> <td>MPD / UBD Supervisor & MPD Choke Operator</td> <td>IWCF Level 4, surface</td> <td>IWCF Level 4, combined</td> </tr> <tr> <td>Slickline/Wireline Operator & Supervisor</td> <td>IWCF Level 3, Wireline Operations</td> <td>IWCF Level 3, Wireline Operations</td> </tr> <tr> <td>Coil Tubing Operator & Supervisor</td> <td>IWCF Level 3, CT Operations</td> <td>IWCF Level 3, CT Operations</td> </tr> </tbody> </table> <p align="center">Table 3-2: Contractor Well Control competency certification</p>	Personnel	Surface BOP	Subsea BOP	PETRONAS Carigali Personnel			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	Contractor Personnel			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
Personnel	Surface BOP	Subsea BOP																																																		
PETRONAS Carigali Personnel																																																				
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																																																		
Contractor Personnel																																																				
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																																																		
<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</p>	<p>Rig is currently undergoing Rig Acceptance Assessment by 3rd 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>																																																			

ESPECIFICACIÓN QUE SE ADHIERE Y FORMA PARTE INTEGRANTE DE LA PÓLIZA
01-013-07002370-00003-01

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

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/agujero. 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.

Con sujeción 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

ESPECIFICACIÓN QUE SE ADHIERE Y FORMA PARTE INTEGRANTE DE LA PÓLIZA
01-013-07002370-00003-01

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.

Se aclara que la hora de inicio y fin de vigencia indicada en el slip tiene prelación sobre la estipulada en la caratula de la póliza.

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

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 07002370



ENDOSO CAMBIO DE DATOS GENERALES
SME - LÍNEAS GENERALES
IDENTIFICADOR DE PÓLIZA: 01-013-07002370-00004-01

OFICINA	PRODUCTO	PÓLIZA	ENDOSO	RENOVACIÓN	
01	CIUDAD DE MEXICO	013	07002370	00004	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:

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

Agente	115 - INTERPROTECCION AGENTE DE SEGUROS Y DE FIANZAS SA DE CV
---------------	---

Vigencia	364 Días	Fecha Emisión	25 OCTUBRE 2022
Desde	15 NOVIEMBRE 2022 12:00 horas de la Ciudad de México	Moneda	DOLAR AMERICANO
Hasta	14 NOVIEMBRE 2023 12:00 horas de la Ciudad de México	Forma de Pago	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: 01-013-07002370-00004-01**

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

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

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

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, teléfono 01 800 999 8080 y 5340 0999 o consultar la página electrónica en internet 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
01-013-07002370-00004-01**

ESPECIFICACIONES

Motivo del Endoso

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

GMX
SEGUROS

Los demás términos y condiciones permanecen sin cambios.