

I. DATOS GENERALES DEL REGULADO Y DEL RESPONSABLE DE LA ELABORACIÓN DEL ANÁLISIS DE RIESGO DEL SECTOR HIDROCARBUROS.

I.1. Nombre o Razón Social del Regulado.

IBEROAMERICANA DE HIDROCARBUROS CQ, EXPLORACION & PRODUCCION DE MEXICO

I.1.2 Registro Federal de Contribuyentes del Regulado.

RFC: IHC171108AX9

I.1.3 Domicilio del establecimiento.

Domicilio, teléfono y correo electrónico del representante legal, datos protegidos con forme al Art. 113 fracción I de la LFTAIP, y 116 de la LGTAIP.

I.1.4 Domicilio para recibir notificaciones:

Domicilio, teléfono y correo electrónico del representante legal, datos protegidos con forme al Art. 113 fracción I de la LFTAIP, y 116 de la LGTAIP.

I.1.5 Nombre completo y cargo del representante del regulado, Anexar comprobantes que identifiquen la capacidad jurídica del responsable de la empresa.

Lic. David Martínez Verano

Apoderado Legal

I.2. Responsable de la elaboración del Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos.

I.2.1. Nombre del responsable de la elaboración del Análisis de Riesgos.

Centro Universitario de Vinculación y Actividad Empresarial S.A de C.V. (CUVAE)

1.2.2. Registro Federal de Contribuyentes y Número de Cédula Profesional del responsable de la elaboración del Análisis de Riesgos.

RFC: CUV-180713-MW1

I.1 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO Y/O INSTALACIÓN

Los Regulados indicarán la fecha programada para el inicio de operación (proyectos nuevos) o la fecha de inicio de operación (instalaciones en operación).

De igual modo, indicarán los criterios y normas consideradas para la elaboración de las bases de Diseño del Proyecto y/o Instalación, en las cuales se observe que se han aplicado las mejores prácticas nacionales e internacionales y criterios de ingeniería, considerando entre otros, la susceptibilidad de la zona a los fenómenos naturales o causados por el hombre, efectos hidrometeorológicos adversos (inundaciones, huracanes, tornados, vientos extremos, heladas, tormentas eléctricas, sismos, fallas geológicas, fracturas geológicas, deslizamientos, corrimientos de tierra, derrumbes o hundimientos, vulcanología, entre otros).

El Área Contractual BG-01, se ubica los estados de Tamaulipas y Nuevo León, entre los municipios de Dr. Coss y General Bravo a 55 Km al suroeste de Reynosa. Cuenta con una superficie de 99.252 km², respecto al polígono delimitador proporcionado por la CNH.

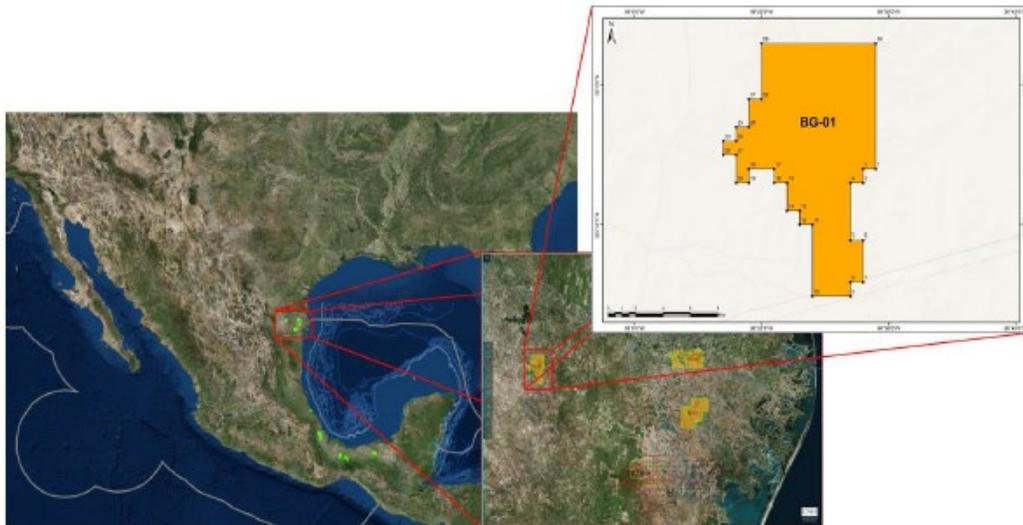


Figura I.1.- Polígono que limita el Área Contractual BG-01.

De acuerdo con el Plan de Desarrollo del Área Contractual BG-01 se considera iniciar con la perforación de 5 pozos de desarrollo (Picadillo 502, 503, 504, 505, 510) y 2 pozos exploratorios (Sabinito Sur 101 y Llano Blanco 1001). En la Tabla I.1 se muestran las fechas de inicio de operaciones de los pozos que forman parte del plan de desarrollo.

Tabla I.1.- Fecha de inicio de operaciones.

No.	Pozos	Fecha de operación
1	Picadillo 502	2019
2	Picadillo 503	2019
3	Picadillo 504	2019
4	Picadillo 505	2019
5	Picadillo 510	2019
6	Llano Blanco 1001	2019
7	Sabinito Sur 101	2019

Para dar continuidad al desarrollo el Área Contractual BG-01, se realizará una campaña de perforación de pozos en los diferentes campos que lo integran. En base a la experiencia previa y para determinar el diseño óptimo de cada pozo a perforar, se analizarán las diferentes alternativas de diseño en función de los objetivos solicitados por el departamento de reservorios, tomando en cuenta la profundidad, temperatura y presión de los yacimientos objetivos a alcanzar.

Para este análisis se consideraran diseños de pozo tipo vertical con arreglos de tuberías de 4, 3 ó 2 etapas, el diseño final para la construcción del pozo será determinado por el resultado del análisis realizado. Con el objetivo de optimizar los tiempos de perforación de los pozos, se evaluara tanto el uso de tecnologías nuevas como existentes en el mercado.

Se evaluará la utilización de macro peras, esto permitiría colocar una mayor concentración pozos dentro de una misma localización, con la finalidad de reducir la afectación del área superficial y minimizar el impacto ambiental.

Para la puesta en producción de los pozos, se proponen terminaciones tipo tubingLess, en las cuales como su nombre lo indica no se utiliza tubería de producción, por lo que el hidrocarburo es producido por la misma tubería de revestimiento, este tipo de terminación tiene la ventaja de requerir un menor tiempo para la puesta en producción del pozo.

A continuación se menciona una lista con las tecnologías que se estiman aplicar durante la ejecución de los prospectos a perforarse en el Área Contractual BG-01.

Tabla I.2.- Opciones Tecnológicas.

Identificación de retos tecnológicos	Criterios de selección de tecnologías exploratorias	Descripción de tecnologías a utilizar
En el campo se presentan intercalaciones de areniscas y lutitas (yacimientos laminados), que complica la identificación de cuerpos de arena de espesores pequeños	Las herramientas de registros de inducción convencionales, miden la resistividad horizontal (en forma uniaxial). Las herramientas de inducción triaxial miden resistividades en tres dimensiones (en forma triaxial), mejorando la identificación y cuantificación de zonas potencialmente ricas en hidrocarburo, que generalmente con los registros convencionales se hubieran subestimado o pasado por alto.	Se utilizara el registro geofísico de Inducción Triaxial, este provee información 3D de la formaciones. - Mejora la precisión de medición de resistividad en pozos desviados y en capas inclinadas. - Mide magnitud y dirección del buzamiento de la capas sin tener contacto con el pozo. - Medición de la anisotropía en la resistividad de la roca. - Mejora en la medición de la resistividad en capas delgadas. Mejora en resultados petrofísicos dada la calidad y precisión de los valores de resistividad. Todo esto bien analizado e interpretado nos permite identificar y cuantificar zonas potencialmente ricas en hidrocarburos con mayor certidumbre. Esta tecnología fue implementada y es usada en el campo Nejo con resultados satisfactorios en el mejoramiento en el cálculo de Net Pay y por ende mejoramiento en la estimación de volúmenes de hidrocarburos en sus yacimientos.
Terminación en conjunto, con la finalidad un mayor recobro en menor tiempo	El registro MDT (Modular Formation Dynamics Tester), permite en tiempo real y preciso, mediciones de presión, permeabilidad y anisotropía a mayor escala (lejos de la vecindad del pozo), adicionalmente permite análisis de fluidos (DFA: Downhole Fluid Analysis).	El registro MDT, presenta muchas ventajas sobre otros registros como el RFT, ya que fue diseñado para extraer muestras de fluido sin contaminación de lodo, permitiendo así discriminar el tipo de hidrocarburo (Aceite-Gas), permite cuantificar valores de permeabilidad horizontal y vertical, mide la conductividad vertical en el yacimiento/formación para determinar la comunicación hidráulica a los largo de las lutitas.
Yacimientos de baja permeabilidad	Un yacimiento de baja permeabilidad es aquel que tiene alta resistencia al flujo de fluidos, por lo que es necesario realizar una conexión preferencial a través del fracturamiento hidráulico con apuntalantes cerámicos de alta resistencia a la compresión, como Carbolite o Bauxita, que logran que las fracturas creadas permanezcan mayor tiempo abiertas, para así obtener un mayor recobro.	A través del método de estimulación por Fracturamiento Hidráulico, se generan canales preferenciales de alta conductividad y mayor área de contacto con el yacimiento que permiten mejorar la productividad del pozo. Este proceso consiste en bombear un fluido de alta viscosidad (geles) a una presión de ruptura definida, con la finalidad de producir fisuras en la formación y extenderla más allá del punto de falla, de tal forma, que permita la colocación del material apuntalante dentro de las mismas.

En la Terminación de Pozos con Fractura:

Los yacimientos en el Área BG-01 son de edad terciaria y consisten en areniscas intercaladas con espesores brutos entre 20 y 80 metros. Estas areniscas por sus características petrofísicas son consideradas como “tight sands” y deben ser fracturadas hidráulicamente para obtener producciones comerciales de hidrocarburos.

Las porosidades promedio de 15% y permeabilidades de entre 0.01 y 2 mD.

Excepcionalmente se presentan yacimientos con permeabilidades de hasta 30 mD, los cuales no requieren de estimulación hidráulica.

Las fracturas diseñadas para este tipo de yacimientos siguen los siguientes objetivos:

- Maximizar el largo efectivo
- Minimizar el daño a formación
- Maximizar el contacto de las intercalaciones arenosas con el empaque conductivo de las fracturas, asegurando el drenaje de las mismas
- Mejorar la relación de recobro de reservas asociado al área de drenaje.

Las técnicas de fracturamiento son convencionales y en determinados casos híbridas.

En el caso que las presiones de formación tengan un índice de depletación, las fracturas se realizan con fluidos espumados con Nitrogeno reduciendo alrededor de un 60% el fluido inyectado a formación, mejorando la condición de limpieza post fractura.

Las fracturas convencionales se realizan con geles de baja carga polimérica con propiedades que permitan propagar las fracturas y emplazar volumetricamente el agente apuntalante en la misma de acuerdo a las concentraciones de diseño propuesto en la cédulas de fractura.

Las fracturas híbridas, se realizan en aquellas formaciones de muy baja permeabilidad donde la geometría de la fractura por simulación no se vea comprometida. De esta manera el PAD de la fractura y las primeras etapas de concentraciones son realizadas con Slick Water o Agua trada con inhibidor de arcillas y reductor de fricción. Luego en las etapas de mayor concentración de apuntalante de fractura el fluido se cambia por un gel activado como en las fracturas convencionales. Se evalúa la utilización de complejos nano fluidos en los fracturamientos hidráulicos los cuales actúan en la disminución de la presión capilar y mejoran la capacidad de flujo del reservorio.

Los apuntalantes de fracturas se seleccionan de acuerdo a las características de esfuerzos, presiones, y condiciones de flujo a la cual el pozo será sometido. Principalmente en los yacimientos dentro del Ámbito Contractual BG-01, los apuntalantes que se consideran van desde arenas con sistemas resinados hasta cerámicas de alta resistencia y mayor conductividad. Se contempla también la evaluación de nueva generación de apuntalantes que otorgan mejores características de conductividad del empaque, menores factores de fricción y alta resistencia respecto a los apuntalantes tradicionales.

Selección del sitio

La selección del sitio para la ubicación de los Pozos obedece a los resultados e interpretación de los análisis de estudios técnicos e integrales de geofísica, geología, petrofísica y de ingeniería petrolera, utilizando herramientas de sistemas de cómputo interactivos que han permitido identificar la presencia de yacimientos de hidrocarburos en el área.

Dentro de la zona del yacimiento, se determinan, con base en la misma información técnica anterior, aquellos sitios de mejor probabilidad de éxito. Tanto la zona del yacimiento como los sitios potenciales, se ubican sobre cartografía del área. El proceso de selección de sitio se desarrolla en dos etapas:

- Determinación de áreas de exclusión-identificación.
- Identificación-Jerarquización de sitios potenciales.

Los criterios generales y particulares ayudarán de manera preventiva a reducir el deterioro de la región hidrológica, también siempre que se tomen en cuenta los siguientes puntos en la valoración de los sitios potenciales para la construcción de las obras:

1. Características físicas del sitio

- Área disponible
- Topografía
- Geología
- Valores sísmicos
- Geotecnia
- Hidrología
- Posibilidad de inundaciones

2. Características geográficas

- Uso de suelo

3. Características ambientales

- Calidad del Ecosistema
- Presencia de Especies protegidas
- Calidad del aire
- Impacto visual

4. Características socioeconómicas

- Autorización del propietario

La evaluación de los sitios, con base en estos criterios, permite la jerarquización de los mismos de acuerdo a calificaciones ponderadas. El sitio que obtiene la calificación más alta, es aquél en que la instalación tiene las mejores condiciones técnicas, ambientales y económicas.

Deslizamientos

El Centro Nacional para la Prevención de Desastres ha identificado y delimitado las regiones con potencial de deslizamiento en la República Mexicana, en donde se observa que el área contractual BG-01 no se encuentra dentro en zonas con potencial de deslizamiento de tierras. También en los recorridos de campo se observó que la conformación del terreno no reúne las condiciones de pendiente para que se presenten eventos de deslizamiento de tierra.

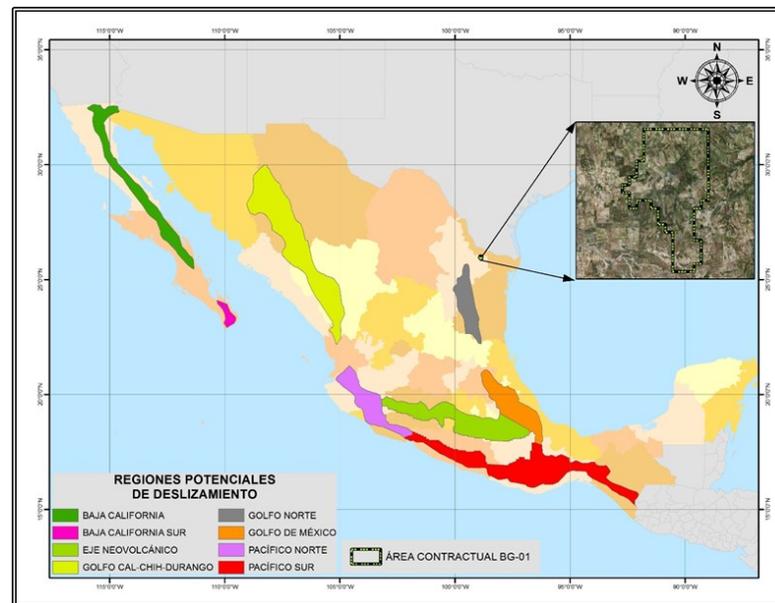


Figura I.3.- Zonas con potencial de deslizamiento de tierras, CENAPRED, 2016.

Sismicidad

El Área contractual BG-01 se encuentra dentro de la zona sísmica "A", de acuerdo con el plano de regionalización sísmica de la República Mexicana de la CFE, 1993, citado en SEGOB (2014), coincide con la zona de menor intensidad sísmica en todo el territorio nacional. Las aceleraciones teóricas máximas calculadas concluyen que la sismicidad del área es sumamente baja y que no representa ningún riesgo, gracias a su ubicación en la placa tectónica Norteamericana, alejada del frente de colisión con la placa de

Cocos.



Figura I.4.- Zonificación Sísmica, SEGOB, 2014.

Actividad volcánica

No existen riesgos de actividad volcánica en el Área Contractual BG-01, éste se encuentra muy alejado de la Faja (Franja) Volcánica Transmexicana, que es el arco volcánico que se desarrolla sobre la margen sudoccidental de la Placa de Norteamérica como resultado de la subducción de las Placas Rivera y Cocos a lo largo de la trinchera de Acapulco (Luca, 2000).



Figura I.5.- Franja Volcánica Transmexicana.
Fuente: <http://www.gaceta.unam.mx>.

I.1.1 Pozos

Los Regulados describirán el pozo exploratorio o de desarrollo, indicando como mínimo la profundidad total y objetivo, propiedades, estado mecánico, tuberías de contingencia, plan direccional, ventana operacional, tipo de hidrocarburo y potencial estimado del pozo, tiempos de perforación, localización, características de las etapas de perforación (diámetro de la barrena, diámetro de la tubería de revestimiento, tipo de lodo de perforación, densidad, registros, contingencias), secuencia operativa de cada una de las etapas, mapa de Riesgos de la perforación, arreglo de preventores, descripción de los componentes de la plataforma, Sistemas de Seguridad, y acciones y medidas para la administración y reducción de Riesgos.

I.1.1.1 Resumen de las características de Pozos

Tabla I.3.- Resumen de las características de Pozos de Desarrollo y Exploratorios.

No	Pozos	Coordenadas Superficiales		Coordenadas Objetivo		Profundidad (m)	Tipo	Año de Perforación	Estado Operativo
		X	Y	X	Y				
1	Picadillo 502	Coordenadas de ubicación de infraestructura del proyecto. (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP 113 fracción I de la LGTAIP				3500	Vertical	2019	En programación de perforación.
2	Picadillo 503					3500	Vertical	2019	En programación de perforación.
3	Picadillo 504					3500	Vertical	2019	En programación de perforación.
4	Picadillo 505					3500	Vertical	2019	En programación de perforación.
5	Picadillo 510					3500	Vertical	2019	En programación de perforación.
6	Llano Blanco 1001					3500	Vertical	2019	En programación de perforación.
7	Sabinito Sur 101					3500	Vertical	2019	En programación de perforación.

Tabla I.4.- Resumen de las características de Líneas de descargas

No	Línea de Descarga	Coordenadas Origen		Destino	Coordenadas Destino		Diámetro	Longitud (Km)	Descripción de la tubería	Año	Estado Operativo
		X	Y		X	Y					
1	Picadillo 502	Coordenadas de ubicación de infraestructura del proyecto. (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP 113 fracción I de la LGTAIP		Estación de Recolección Picadillo 1-A	Coordenadas de ubicación de infraestructura del proyecto. (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP 113 fracción I de la LGTAIP		3"	0.970	API5L	2019	En programación de construcción
2	Picadillo 503			Estación de Recolección Picadillo 1-A			3"	0.54	API5L	2019	En programación de construcción
3	Picadillo 504			Estación de Recolección Picadillo 1-A			3"	0.1	API5L	2019	En programación de construcción
4	Picadillo 505			Estación de Recolección Picadillo 1-A			3"	0.16	API5L	2019	En programación de construcción
5	Picadillo 510			Estación de Recolección Picadillo 1-A			3"	1.52	API5L	2019	En programación de construcción
6	Llano Blanco 1001	Sin Línea de descarga hasta conocer resultados de perforación.									
7	Sabinito Sur 101	Sin Línea de descarga hasta conocer resultados de perforación.									

I.1.1.2 Estado Mecánico

Estado mecánico del pozo (secreto industrial). Información protegida conforme los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP

Figura I.6.- Estado Mecánico.

I.1.1.2 Ventana Operacional

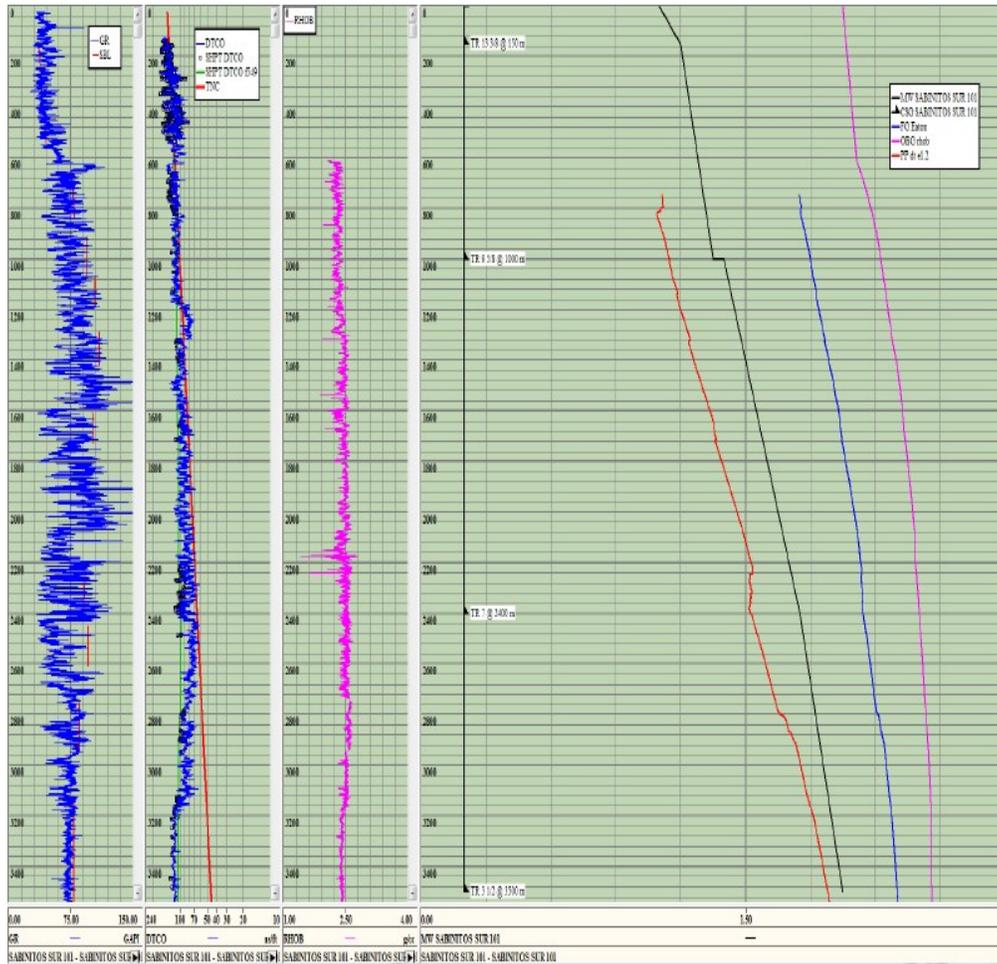


Figura I.7.- Estudio de Geopresiones.

I.1.1.3 Principal tipo de hidrocarburo esperado.

De acuerdo con los análisis cromatográficos obtenidos en campos análogos vecinos (Peña Blanca) a nivel del Play Wilcox, con características similares, se estima que el fluido a producir será Gas Húmedo.

I.1.1.4 Fluidos de Perforación

Tabla I.5.- Resumen de propiedades de fluidos

Intervalo	Tipo	Dens	Visc. Marsh	Filtr.	Rel. Ac/Ag	Sólidos	SBG	SAG	Salinidad pm	VP	PC	E.E.
M	Fluido	g/cm ³	Seg	ml	%	%	%	%	ppm	cps	lb/100p2	Volts
0 - 40	Pol. Inh.	1.10	45 - 60	6 - 8	B.A	7 - 9	2.3 - 3.1	4.7 - 5.9	50000	9 - 12	10 - 13	B.A.
40 - 80	Pol. Inh.	1.15	50 - 65	6 - 8	B.A	8 - 10	2.9 - 3.8	5.1 - 6.2	55000	10 - 13	12 - 18	B.A.
80 - 120	Pol. Inh.	1.18	50 - 65	6 - 8	B.A.	9 - 11	3.5 - 4.3	5.5 - 6.7	55000	11 - 14	13 - 20	B.A.
120 - 150	Pol. Inh.	1.20	50 - 65	6 - 8	B.A.	10 - 12	4.2 - 6.9	5.8 - 7.1	55000	12 - 15	14 - 21	B.A.
150 - 300	E.I.	1.20	45 - 55	4 - 6	75/25	12 - 14	6.2 - 6.9	5.8 - 7.1	245000	12 - 18	10 - 16	700
300 - 500	E.I.	1.25	45 - 55	4 - 6	75/25	13 - 15	6.7 - 7.3	6.3 - 7.7	245000	14 - 19	10 - 16	700
500 - 700	E.I.	1.27	45 - 55	4 - 6	75/25	14 - 16	7.1 - 7.7	6.9 - 8.3	250000	14 - 19	10 - 16	700
700 - 900	E.I.	1.30	45 - 55	4 - 6	75/25	15 - 17	7.2 - 7.7	7.8 - 9.3	250000	17 - 22	11 - 17	700
900 - 1000	E.I.	1.35	50 - 60	4 - 6	75/25	16 - 19	6.5 - 8.1	9.5 - 10.9	250000	18 - 24	12 - 18	700
1000 - 1050	E.I.	1.40	50 - 60	4 - 6	75/25	18 - 20	7.1 - 7.7	10.9 - 12.3	250000	18 - 25	12 - 18	700
1050 - 1200	E.I.	1.45	50 - 65	4 - 6	75/25	18 - 21	5.5 - 7	12.5 - 14	250000	18 - 27	13 - 18	700
1200 - 1400	E.I.	1.50	55 - 70	4 - 6	76/24	21 - 23	6.9 - 7.5	14.1 - 15.5	250000	19 - 27	13 - 19	700
1400 - 1520	E.I.	1.53	55 - 70	3 - 5	76/24	22 - 24	6.9 - 7.5	15.1 - 16.5	250000	24 - 30	13 - 19	700
1520 - 1640	E.I.	1.56	60 - 70	3 - 5	76/24	23 - 25	7 - 7.5	16 - 17.5	250000	24 - 30	13 - 19	700
1640 - 1800	E.I.	1.60	65 - 75	3 - 5	76/24	24 - 27	6.7 - 8.2	17.3 - 18.8	250000	26 - 32	14 - 19	700
1800 - 1920	E.I.	1.63	65 - 75	3 - 5	76/24	25 - 28	6.7 - 8.3	18.3 - 19.7	250000	26 - 32	14 - 19	700
1920 - 2000	E.I.	1.65	65 - 75	3 - 5	76/24	25 - 29	6 - 8.6	19 - 20.4	250000	27 - 33	14 - 19	700
2000 - 2120	E.I.	1.68	70 - 80	3 - 5	76/24	26 - 29	6.1 - 8.7	19.9 - 21.3	250000	27 - 33	15 - 20	700
2120 - 2200	E.I.	1.70	70 - 80	2 - 4	76/24	27 - 30	4.5 - 8.1	20.5 - 21.9	260000	29 - 36	15 - 20	> 800
2200 - 2400	E.I.	1.75	70 - 85	2 - 4	77/23	29 - 32	5.4 - 9	21.6 - 23	260000	32 - 39	15 - 20	> 800
2400 - 2500	E.I.	1.75	70 - 85	2 - 4	77/23	29 - 32	5.4 - 9	21.6 - 23	260000	32 - 39	15 - 20	> 800
2500 - 2750	E.I.	1.80	70 - 85	2 - 4	77/23	28 - 31	6.1 - 9.3	22.6 - 23.3	260000	33 - 40	15 - 20	> 800
2750 - 3000	E.I.	1.85	72 - 87	2 - 4	78/22	29 - 33	6.7 - 9.5	23.3 - 24.5	260000	34 - 42	16 - 21	> 800
3000 - 3250	E.I.	1.90	72 - 87	2 - 4	80/20	31 - 37	6.9 - 9.8	24.1 - 27.2	260000	34 - 42	17 - 22	> 800
3250 - 3500	E.I.	1.95	74 - 90	2 - 4	80/20	33 - 40	7.2 - 10.5	25.8 - 29.5	260000	35 - 44	18 - 24	> 800

Etapa 17 ½"

Perforar un agujero vertical de 17 ½" con un Sistema de Fluido Base Agua Polimérico Inhibido, monitoreando el ión potasio, dependiendo del grado de inhibición que requiera la lutita perforada. Terminar programa con el sistema polimérico inhibido para un punto de T.R. de 13 3/8" a 150 mts.

Tabla I.6.- Estimación de Volumen.

Categoría	Volumen
Volumen en superficie	100 m ³
TR de 13 3/8"	12 m ³
Pozo 17 1/2"	26 m ³
Equipo control de solidos / Derrames	15 m ³
Impregnación	20 m ³
Pérdidas Totales	35 m ³
Dilución	10 m ³
Total de volumen por etapa	193 m³
Recorte de perforación (Base Agua)	100 Tons

Tabla I.7.- Productos, Concentración y función.

Producto	Concentración	Función
KCl	110 kg/m ³	Inhibidor
Sosa Caustica	2 kg-lt/m ³	Alcalinizante
Pac HV / LV	3.5-4.5 Kg-lt/m ³	Red. Filtrado / Viscosificante
SODAASH	0.5 kg/m ³	Precipitar iones como Ca++ y Mg++
MEA	4 lt/m ³	Alcalinizante
Q Lube 100	15 lt/m ³	Lubricante / sellador
Agua de Perforación	903 lt/m ³	Fase Continua
Barita	La requerida	Densificante

Tabla I.8.- Propiedades Físicoquímicas del Sistema.

Parámetro	Propiedades
Densidad	1.10 – 1.20 gr/cc
Viscosidad del embudo	45 - 65 s/lit
Punto de cedencia	10 - 21 lb/100ft ²
Viscosidad plástica	9 - 15 cps
Geles	7 – 12 / 10 - 18 lb/100ft ²
Filtrado API	6 - 8 ml
Enjarre	1 mm
PH	10 - 11
Porcentaje de Sólidos	7 – 12 %
Potasio	50,000 – 55,000 ppm

Etapa 12 ¼".|

Perforar un agujero vertical con barrena de 12 ¼" hasta la profundidad de 1000 mts, con un fluido de emulsión inversa con densidad de 1.20 a 1.35 gr/cc, poder meter una TR de 9 5/8".

El objetivo del intervalo es aislar zona de menor gradiente de fractura.

Tabla I.9.- Estimación de Volumen.

Categoría	Volumen estimado
Volumen en superficie	100 m ³
TR de 13 3/8"	12 m ³
Pozo 12 ¼"	76 m ³
Equipo control de sólidos / Derrames	35 m ³
Viajes de conexión	10 m ³
Impregnación	35 m ³
Pérdidas Totales	80 m ³
Dilución	20 m ³
Total de volumen por etapa	288 m³
Recorte de perforación (Base Aceite)	300 Tons

Tabla I.10.- Productos, concentración, función.

Producto	Concentración	Función
Diesel	594.37 lt/m ³	Fase Continua
Q'Mul I	23 lt/m ³	Emulsificante 1°
Q'Mul II	10 lt/m ³	Emulsificante 2°
Agua de Perforación	153.29 lt/m ³	Fase Discontinua
Cloruro de Calcio	72 kg/m ³	Electrolito
Cal	35 kg/m ³	Alcalinizante
Qmul gel	8 kg/m ³	Viscosificante
Qmul Lig	11 kg/m ³	Reductor de Filtrado
Barita	Según Densidad	Densificante

Tabla I.11.- Propiedades Fisicoquímicas del Sistema

Parámetro	Propiedades
Densidad	1.20 – 1.35 gr/cc
Viscosidad del embudo	45 – 60 s/lt
Punto de cedencia	10 - 18 lb/100ft ²
Viscosidad plástica	12 - 24 cps
Geles	6-12 / 15-24 lb/100ft ²
Filtrado APAT	4 - 6 ml
Enjarre	1.0 mm
Cloruros	245,000 - 250,000 ppm
Porcentaje de Sólidos	12 - 19 %
Relación Aceite / Agua	75/25
Emulsión	700 volts

Etapa 8 ½"

Perforar un agujero de 8 ½" hasta la profundidad de 2400 mts, con un fluido de emulsión inversa con una densidad de 1.40 a 1.75 gr/cc y tubería de revestimiento de 7".

Tabla I.12.- Estimación de Volúmenes.

Categoría	Volumen estimado
Volumen en superficie	100 m ³
T.R 9 5/8"	40 m ³
Pozo 8 1/2"	64 m ³
Equipo control de solidos / Derrames	30 m ³
Viajes de conexión	5 m ³
Impregnación	35 m ³
Pérdidas Totales	70 m ³
Dilución	10 m ³
Total de volumen por etapa	284 m ³
Recorte de perforación (Base Aceite)	290 Tons

Tabla I.13.- Productos, Concentración y Función.

Producto	Concentración	Función
Diesel	594.37 lt/m ³	Fase Continua
Q'Mul I	23 lt/m ³	Emulsificante 1°
Q'Mul II	10 lt/m ³	Emulsificante 2°
Agua de Perforación	153.29 lt/m ³	Fase Discontinua
Cloruro de Calcio	72 kg/m ³	Electrolito
Cal	35 kg/m ³	Alcalinizante
Qmul gel	8 kg/m ³	Viscosificante
Qmul Lig	11 kg/m ³	Reductor de Filtrado
Barita	Según Densidad	Densificante

Tabla I.14.- Propiedades Físicoquímicas del Sistema.

Parámetro	Propiedades
Densidad	1.40 – 1.75 gr/cc
Viscosidad del embudo	50 – 85 s/lt
Punto de cedencia	12 – 20 lb/100ft ²
Viscosidad plástica	18 - 39 cps
Geles	8-14 / 14-25 lb/100ft ²
Filtrado APAT	2 - 4 ml
Enjarre	1 mm
Cloruros	250,000 – 260,000 ppm
Porcentaje de Sólidos	18 - 32 %
Relación Aceite / Agua	75/25 - 77/23
Emulsión	700 - >800 volts

Etapa 6 1/8"

Perforar un agujero de 6 1/8" hasta la profundidad de 3500 mts, con un fluido de emulsión inversa con una densidad de 1.75 a 1.95 gr/cc y poder meter t. lees de 3 1/2".

Tabla I.15.- Estimación de Volúmenes.

Categoría	Volumen estimado
Volumen en superficie	85 m ³
T.R 7"	48 m ³
Pozo 6 1/8"	28 m ³
Equipo control de sólidos / Derrames	10 m ³
Viajes de conexión	5 m ³
Impregnación	15 m ³
Pérdidas Totales	30 m ³
Dilución	10 m ³
Total de volumen por etapa	201 m³
Recorte de perforación (Base Aceite)	130 Tons

Tabla I.16.- Productos, Concentración y Función.

Producto	Concentración	Función
Diesel	594.37 lt/m ³	Fase Continua
Q'Mul I	23 lt/m ³	Emulsificante 1°
Q'Mul II	10 lt/m ³	Emulsificante 2°
Agua de Perforación	153.29 lt/m ³	Fase Discontinua
Cloruro de Calcio	72 kg/m ³	Electrolito
Cal	35 kg/m ³	Alcalinizante
Qmul gel	8 kg/m ³	Viscosificante
Qmul Lig	11 kg/m ³	Reductor de Filtrado
Barita	Según Densidad	Densificante

Tabla I.17.- Propiedades Fisicoquímicas del Sistema.

Parámetro	Propiedades
Densidad	1.75 – 1.95 gr/cc
Viscosidad del embudo	70 – 90 s/lt
Punto de cedencia	15 – 24 lb/100ft ²
Viscosidad plástica	32 - 44 cps
Geles	8-17 / 18-30 lb/100ft ²
Filtrado APAT	2 - 4 ml
Enjarre	1 mm
Cloruros	260,000 ppm
Porcentaje de Sólidos	29 - 40 %
Relación Aceite / Agua	77/23 - 80/20
Emulsión	>800 volts

Etapa 4”

Control de Sólidos.

La importancia de minimizar los sólidos no deseables en los fluidos de perforación no puede ser sobre estimada. El monitoreo cuidadoso y mantenimiento de un mínimo de sólidos sobre todo en pozos con demasiada arena, como es el caso, es prioritario haciendo uso al máximo de todo el equipo de control disponible con el adecuado arreglo de mallas.

Estabilidad del Agujero.

Todos los sistemas de fluidos deben ser diseñados con este concepto en mente. La estabilidad del pozo es una reflexión de las características físicas y químicas del fluido de perforación, más el uso de buenas prácticas de perforación. Una clave del éxito de la perforación de formaciones inestables es minimizar el tiempo que la formación permanece expuesta. El revestidor debe ser bajado lo antes posible.

Se debe tener especial cuidado en trabajar con la densidad adecuada, controlar el filtrado API y una composición química del lodo y su filtrado, adecuada. Asegurar las concentraciones del inhibidor y el grado de humectación que traen los recortes en superficie es primordial.

Un problema común en esta zona puede ser encontrar arenas y gravas pobremente cementadas que pueden deslizarse rápidamente al interior del pozo. En primera instancia, controlando las pérdidas entre 5 - 8 ml/30 min. Aseguramos de principio un control efectivo sobre esta propiedad. También CaCO₃ medio y fino está disponible para mejorar el sellado de zonas arenosas y demasiado permeables, donde una pérdida parcial incipiente puede llegar a ocurrir.

Es común en esta zona encontrar pérdidas de lodo drásticas, en la zona del conglomerado, por eso al menor indicio de pérdida comunicarse con el personal involucrado para iniciar con el bombeo de baches sellantes; así mismo una vez entrado a la zona del conglomerado se deben bombear los baches sellantes propuestos para prevenir pérdidas mayores.

I.1.1.5. Características de las etapas de perforación

Tubería de Revestimiento 13-3/8"

Tabla I.18.- Asentamiento de tuberías de revestimiento y densidades de fluidos.

Diámetro agujero (in)	Diámetro TR (in)	Intervalo		Grado	Peso (lb/pie)	Junta		Lodo	
		desde	hasta			Tipo	Apriete (lb x pie)	Tipo	Densidad (gr/cc)
17-1/2"	13-3/8"	0	150	J-55	54.5	BCN	Geométrico	Polimérico	1.10 – 1.20
12-1/4"	9-5/8"	0	1000	N-80	53.5	BCN	Geométrico	Emulsión Inversa	1.20 – 1.35
8-1/2"	7"	848	2400	N-80	29.0	BCN	Geométrico	Emulsión Inversa	1.35 – 1.75
6-1/8"	3-1/2"	0	3500	N-80	9.2	VAM TOP	2900	Emulsión Inversa	1.75 – 1.95

Tabla I.19.- Descripción de Tubería de Revestimiento 13-3/8"

Intervalo (mD)		Descripción	Diámetros (in)		Peso		Resistencia			Prueba (psi)	Junta	
De	a		Ext.	Int.	Grado	(lb/pie)	Colapso (psi)	Estallido (psi)	Tensión (ton.)		Tipo	Apriete
0.00	135.00	Tubería de Revestimiento (10 tramos)	13.375	12.615	J-55	54.5	1,130	2,730	386.9	1,900	BCN	Geom.
135.00	135.50	Cople flotador	13.375	12.615	J-55	54.5	1,130	2,730	386.9	1,900	BCN	Geom.
135.50	149.50	Tubería de Revestimiento (1 tramo)	13.375	12.615	J-55	54.5	1,130	2,730	386.9	1,900	BCN	Geom.
149.50	150.0	Zapata Guía	13.375	12.615	J-55	54.5	1,130	2,730	386.9	1,900	BCN	Geom.

Tabla I.20.- Centralizadores y accesorios TR 13 3/8"

Centralizers								
Alias	Manufacturer	Comercial name	Type	Config	CSG OD in	Min OD in	Max OD in	Count
TC_300-340-445-464	Top-Co	Welded Standard Bow Spring	Bow-spring		13 3/8	14.500	18.250	3

Pattern Placement					
Bottom MD m	Joints	Centralizer Alias	Pattern	Min STO	Depth
150.0	12.30	TC_300-340-445-464	1/4	100.0	0.0

Tabla I.21.- Propiedades reológicas de los fluidos de Cementación

Fluids						
Type	Name	Density g/cm ³	Conditions	K Lbf.s ⁿ /ft ²	n	Ty Lbf/100ft ²
Slurry	Lechada convencional	1.90	Manual	1.36 E-3	1.00	19.00
Wash	Lavador	1.00	Manual	2.09 E-5	1.00	1.00
Drilling Fluid	Lodo PI	1.20	Manual	3.13 E-4	1.00	21.00
Drilling Fluid0	Lodo EI	1.20	Manual	4.80 E-4	1.00	17.00

• Compressible Rheology Parameters and Densities are displayed at P= 1 atm and T= 20 deg C (65 deg F)

Tabla I.22.- Secuencia de Bombeo TR 13 3/8"

Pumping Schedule						
Fluid Name	Duration	Volume bbl	Pump Rate bbl/min	Injection Temperature deg °C	Comment	Cumulated Time Hr:mn
Lavador	00:10	40.0	4.0	30		00:10
Plug	00:10					00:20
Lechada convencional	00:20	80.2	4.0	35		00:40
Top Plug	00:10					00:50
Lodo EI	00:11	55.0				
> Lodo EI :	00:05	30.0	6.0	30		00:55
> Lodo EI	00:06	25.0	4.0	30		01:01
Lavador	00:07	14:00	2.0	30		01:08
Maximum Required Hydraulic Horsepower (HHP)			16.1 hhp (at 00:50 hr:mn)			

Tubería de Revestimiento 9-5/8"

Tabla I.23.- Descripción de Tubería de Revestimiento 9-5/8"

Intervalo (mD)		Descripción	Diámetros (in)		Grado	Peso (lb/pie)	Resistencia			Presión Prueba (psi)	Junta	
De	A		Ext.	Int.			Colapso (psi)	Estallido (psi)	Tensión (ton)		Tipo	Apriete
0.0	986.00	Tubería de Revestimiento (71 tramos)	9.625	8.535	N-80	53.5	6,620	7,930	565.4	7,200	BCN	Geom.
985.00	985.50	Cople flotador	9.625	8.535	N-80	53.5	6,620	7,930	565.4	7,200	BCN	Geom.
985.50	999.50	Tubería de Revestimiento (1 tramo)	9.625	8.535	N-80	53.5	6,620	7,930	565.4	7,200	BCN	Geom.
999.50	1000.00	Zapata Flotadora	9.625	8.535	N-80	53.5	3,090	7,930	565.4	7,200	BCN	Geom.

Tabla I.24.- Centralizadores y accesorios TR 9 5/8"

Centralizers								
Alias	Manufacturer	Comercial name	Type	Config	CSG OD in	Min OD in	Max OD in	Count
TC_300-244-305-311	Top-Co	Welded Standard Bow Spring	Bow-spring		9 5/8	10.750	13.500	65

Pattern Placement					
Bottom MD m	Joints	Centralizer Alias	Pattern	Min STO	Depth
150.0	11.55		0	100.0	0.0
1000.0	65.43	TC_300-244-305-311	1/1	100.00	162.1

Tabla I.25.- Propiedades reológicas de los fluidos de Cementación

Fluids						
Type	Name	Density g/cm ³	Conditions	K Lbf.s ⁿ /ft ²	n	Ty Lbf/100ft ²
Slurry	Lechada de amarre	1.90	Surface 58 deg C	1.52 E-2	0.75	2.49
Drilling Fluid	Lodo EI	1.35	Surface 20 deg C	3.65 E-3	0.80	4.02
Slurry	Lechada de llenado	1.60	Downhole 59 deg C	1.80 E-2	0.69	0.00
Spacer	MUDPUSH II	1.40	Surface 68 deg C	1.83 E-3	0.90	11.50

• Compressible Rheology Parameters and Densities are displayed at P= 1 atm and T= 20 deg C (65 deg F)

Tabla I.26.- Secuencia de Bombeo TR 9 5/8"

Pumping Schedule						
Fluid Name	Duration	Volume bbl	Pump Rate bbl/min	Injection Temperature deg °C	Comment	Cumulated Time Hr:mn
MUDPUSH II	00:10	40.0	4.0	30		00:10
Plug	00:10					00:20
Lechada de llenado	00:44	174.5	4.0	35		01:40
Lechada de amarre	00:12	47.2	4.0	35		01:15
Top Plug	00:10					01:25
Lodo EI	00:50	228.9				
> Lodo EI	00:14	100.0	7.0	30		01:40
> Lodo EI	00:16	80.0	5.0	30		01:56
> Lodo EI	00:10	30.0	3.0	20		02:06
> Lodo EI	00:09	18.9	2.0	20		02:15

Maximum Required Hydraulic Horsepower (HHP)	41.0 hhp (at 01:56 hr:mn)
---	---------------------------

Tabla I.27.- Descripción de Tubería de Revestimiento 7"

Intervalo (mD)		Descripción	Diámetros (in)		Grado	Peso (lb/pie)	Resistencia			Presión Prueba (psi)	Junta	
De	A		Ext.	Int.			Colapso (psi)	Estallido (psi)	Tensión (ton)		Tipo	Apriete
848.00	859.00	Colgador Liner	7x9 5/8	6.184	N-80	29.0	7,030	8,160	306.6	7,500	BCN	Geom.
859.00	2370.50	Tubería de Revestimiento (108 tramos)	7.000	6.184	N-80	29.0	7,030	8,160	306.6	7,500	BCN	Geom.
2370.50	2371.00	Cople de retención	7.000	6.184	N-80	29.0	7,030	8,160	306.6	7,500	BCN	Geom.
2371.00	2385.00	Tubería de Revestimiento (1 tramo)	7.000	6.184	N-80	29.0	7,030	8,160	306.6	7,500	BCN	Geom.
2385.00	2385.50	Cople flotador	7.000	6.184	N-80	29.0	7,030	8,160	306.6	7,500	BCN	Geom.
2385.50	2399.50	Tubería de Revestimiento (1 tramo)	7.000	6.184	N-80	29.0	7,030	8,160	306.6	7,500	BCN	Geom.
2399.50	2400.00	Zapata Flotadora	7.000	6.184	N-80	29.0	7,030	8,160	306.6	7,500	BCN	Geom.

Tabla I.28.- Centralizadores y accesorios TR 7"

Centralizers								
Alias	Manufacturer	Comercial name	Type	Config	CSG OD in	Min OD in	Max OD in	Count
TC_300-178-216-228	Top-Co	Welded Standard Bow Spring	Bow-spring		7	8.125	9.000	74

Pattern Placement					
Bottom MD m	Joints	Centralizer Alias	Pattern	Min STO	Depth
1500.00	52.61	TC_300-178-216-228	0	100.00	858.6
1970.00	38.55	TC_300-178-216-228	1/1	100.00	1500.6
2400.00	35.27	TC_300-178-216-228	1/1	100.00	1971.6

Tabla I.29.- Propiedades reológicas de los fluidos de Cementación

Fluids						
Type	Name	Density g/cm ³	Conditions	K Lbf.s ⁿ /ft ²	n	Ty Lbf/100ft ²
Slurry	Lechada GASBLOK*	1.90	Downhole 86 deg C	1.70 E-2	0.72	7.25
Drilling Fluid	Lodo EI	1.75	Manual	6.89 E-4	1.00	19.00
Sapcer	MUDPUSH II*	1.80	Downhole 86 deg C	4.09 E-2	0.48	1.60

• Compressible Rheology Parameters and Densities are displayed at P= 1 atm and T= 20 deg C (65 deg F)

Tabla I.30.- Secuencia de Bombeo TR 7"

Pumping Schedule						
Fluid Name	Duration	Volume bbl	Pump Rate bbl/min	Injection Temperature deg °C	Comment	Cumulated Time Hr:mn
MUDPUSH II	00:10	40.0	4.0	30		00:10
Plug	00:10					00:20
Lechada GASBLOK	00:35	138.5	4.0	35		00:55
Top Plug	00:10					01:05
MUDPUSH II	00:01	5.0	4.0	30		01:06
Lodo EI	00:35	178.7				
> Lodo EI :	00:03	20.0	6.0	30		01:09
> Lodo EI	00:08	15.0	2.0	30		01:17
> Lodo EI	00:24	143.7	6.0	20		01:41
MUDPUSH II	00:01	5.0	4.0	30		01:42
> Lodo EI :	00:11	27.6				
> Lodo EI	00:05	15.0	3.0	30		01:47
> Lodo EI	00:06	12.6	2.0	30		01:53

Maximum Required Hydraulic Horsepower (HHP)	288.2 hhp (at 01:41 hr:mn)
---	----------------------------

Tabla I.31.- Descripción de Tubería de Producción de 3 1/2"

Intervalo (mD)		Descripción	Diámetros		Grado	Peso lb/pie	Resistencia			Presión Prueba (psi)	Junta	
de	a		Ext.	Int.			Colapso (psi)	Estallido (psi)	Tensión (ton)		Tipo	Apriete (lb-pie)
0	3,481.40	Tubería de revestimiento (387 tramos)	3.500	2.992	N-80	9.2	10,540	10,160	93.9	9,300	VAM TOP	2,900
3,481.40	3,481.70	Cople flotador	3.500	2.992	N-80	9.2	10,540	10,160	93.9	9,300	VAM TOP	2,900
3,481.70	3,499.70	Tubería de revestimiento (2 tramos)	3.500	2.992	N-80	9.2	10,540	10,160	93.9	9,300	VAM TOP	2,900
3,499.70	3,500.00	Zapata flotadora	3.500	2.992	N-80	9.2	10,540	10,160	93.9	9,300	VAM TOP	2,900

Tabla I.32.- Centralizadores y accesorios TR 3 1/2"

Centralizers								
Alias	Manufacturer	Comercial name	Type	Config	CSG OD in	Min OD in	Max OD in	Count
1103031-3 ½-4-30 (1/8") A	Houma	1103031	Bow-spring	30 (1/8")	3 1/2	4.500	7.126	90

Pattern Placement					
Bottom MD m	Joints	Centralizer Alias	Pattern	Min STO	Depth
2400.00	196.85		0	100.00	0.0
3500.00	90.22	1103031-3 ½-4-30 (1/8") A	1/1	100.00	2408.8

Tabla I.33.- Propiedades reológicas de los fluidos de Cementación

Fluids						
Type	Name	Density g/cm ³	Conditions	K Lbf.s ⁿ /ft ²	n	Ty Lbf/100ft ²
Slurry	Lechada GASBLOK*	2.05	Downhole 81 deg C	1.741 E-2	0.78	8.09
Drilling Fluid	Lodo EI	1.95	Manual	8.15 E-4	1.00	20.00
Sapcer	MUDPUSH II*	2.00	Downhole 81 deg C	2.92 E-2	0.51	3.20
Drilling Fluid	Salmuera	1.02	Manual	6.27 E-5	1.00	2.00
Wash	Agua	1.00	Manual	2.09 E-5	1.00	1.00

• Compressible Rheology Parameters and Densities are displayed at P= 1 atm and T= 20 deg C (65 deg F)

Tabla I.34.- Secuencia de Bombeo TR 3 1/2"

Pumping Schedule						
Fluid Name	Duration	Volume bbl	Pump Rate bbl/min	Injection Temperature deg °C	Comment	Cumulated Time Hr:mn
MUDPUSH II	00:10	40.0	4.0	30		00:10
Plug	00:00					00:10
Lechada GASBLOK	00:30	119.4	4.0	35		00:40
Top Plug	00:00					00:40
Agua	00:01	5.0	4.0	30		00:41
Salmuera	00:23	94.3				
> Salmuera	00:05	30.0	6.0	30		00:46
> Salmuera	00:06	30.0	5.0	30		00:52
> Salmuera	00:05	20.0	4.0	30		00:57
> Salmuera	00:07	14.3	2.0	30		01:04

Maximum Required Hydraulic Horsepower (HHP)	573.1 hhp (at 00:46 hr:mn)
---	----------------------------

Tabla I.35.- Programa de Barrenas.

Diám. (in)	Tipo	Prof. Salida (mD)	Intervalo Perf. (m)	Parámetros Mecánicos		Parámetros Hidráulicos			Hidráulica de la Barrena			
				Peso (ton)	RPM	Q (gpm)	Dens. (gr/cc)	Presión (psi)	Toberas	P. Dif. (psi)	%	HSI
17-1/2"	U616S	150	150	4 - 10	80 - 160	700	1.10 - 1.20	891	9 x 12	430	48.3	0.7
12-1/4"	U519M	1000	850	2 - 14	80 - 180	740 - 710	1.20 - 1.35	3115	7 x 12	580	18.6	1.8
8-1/2"	U516M	2400	1400	4 - 14	80 - 180	490 - 420	1.40 - 1.75	3631	2 x 13 2 x 14	368	10.1	1.5
6-1/8"	U516M	3500	1100	2 - 14	80 - 160	260 - 240	1.75 - 1.95	3256	4 x 12	370	11.4	1.8

I.1.1.6. Muestreo de recortes

Se requiere Unidad de Mudlogging para registro continuo de hidrocarburos, desde la profundidad medida de 1000 m (inicio etapa intermedia II 8 1/2", hasta la profundidad total medida de 3500 m.

Productos a recibir durante la perforación:

- Registro continuo de hidrocarburos, el cual incluye: litología porcentual, columna litológica interpretada, descripción litológica detallada, profundidad, velocidad de perforación, unidades de gas total, gas de conexión, gas de cortes o de formación, cromatografía de gas (C1, C2, C3, C4) y comentarios.
- Parámetros de perforación.
- Base de datos general en el formato propietario de MS Excel de los registros anteriores.
- Reporte de manifestaciones de hidrocarburos. Los productos anteriores se deben recibir diariamente por correo electrónico en los reportes de las 5:00 a.m. y 2:00 p.m.

Productos a recibir al final de la perforación:

- Informe Final del Registro de Hidrocarburos, el cual contiene: datos generales del pozo, descripción y análisis de las manifestaciones, condiciones de perforación, fluidos de perforación, columna geológica programada vs. real, problemas ocurridos durante la perforación asociados a la columna geológica, tales como, pérdidas de circulación, derrumbes, aportes de fluidos, atrapamiento de sarta, etc., conclusiones y recomendaciones.
- Registros finales desde el inicio hasta la profundidad total del pozo, gráfica de hidrocarburos y parámetros.

I.1.1.7 Distribución de Tiempos

Tabla I.36.- Tiempos programados por operación.

Cons.	Descripción de la Actividad	Profundidad (mD)	Tiempos		
			Horas Actividad	Horas Acum.	Días Acum.
PERFORACIÓN					
I	ETAPA SUPERFICIAL	150			0.00
	Movilización		72.00	72.00	3.00
P.I.1	Amar Barrena de 17 1/2"		2.00	74.00	3.08
P.I.2	Perforar de 0 a 150 metros		3.00	77.00	3.21
P.I.3	Circular limpiando agujero		1.50	78.50	3.27
P.I.4	Sacar Barrena a Superficie		2.50	81.00	3.38
	CAMBIO DE ETAPA			81.00	3.38
P.I.5	Preparativos para meter TR 13 3/8" y reunión preoperativa y de seguridad		1.00	82.00	3.42
P.I.6	Meter TR 13 3/8" a 150 m y desmantelar equipo de apriete		2.14	84.14	3.51
P.I.7	Instalar cabeza de cementación y Líneas superficiales y probar mismas		1.00	85.14	3.55
P.I.8	Circular previo a trabajo de cementación y efectuar reunión preoperativa		1.50	86.64	3.61
P.I.9	Cementación TR 13 3/8" y limpieza de contrapozo		3.00	89.64	3.74
P.I.10	Desmantelar cabeza de cementación y líneas superficiales		1.00	90.64	3.78
P.I.11	Corte de TR, biselado e Instalación de cabezal 13 3/8" 10M a TR		4.00	94.64	3.94
P.I.12	Instalación de BOP's 13 3/8" 10M, pruebas hidráulicas a BOP's y CSC		10.00	104.64	4.36
P.I.13	Instalar charola ecológica, campana y línea de flote		2.50	107.14	4.46
P.I.14	Instalar Buje de Desgaste		0.50	107.64	4.49
P.I.15	Amar Barrena PDC de 12 1/4" con sarta empacada		3.00	110.64	4.61
P.I.16	Bajar Barrena 12 1/4" a tope de accesorios, circular y probar TR		2.00	112.64	4.69
P.I.17	Rebajar tapones, cople y cemento, circular y probar TR		1.50	114.14	4.76
	ETAPA INTERMEDIA	1,000		114.14	4.76
P.II.1	Rebajar cemento, zapata y perforar 5 m de formación nueva hasta 155 m		1.50	115.64	4.82
P.II.2	Levantar barrena a la zapata, circular y realizar prueba de goteo		1.00	116.64	4.86
P.II.3	Perforar direccionalmente desde 155 hasta 1000 mD		14.08	130.73	5.45
P.II.4	Circular		3.00	133.73	5.57
P.II.5	Levantar barrena 10 lingadas en viaje corto		3.00	136.73	5.70
P.II.6	Bajar barrena a fondo perforado		2.00	138.73	5.78
P.II.7	Circular		2.00	140.73	5.86
P.II.8	Sacar Barrena a Superficie		8.00	148.73	6.20

Continuación Tabla I.36

Cons.	Descripción de la Actividad	Profundidad (mD)	Tiempos		
			Horas Actividad	Horas Acum.	Días Acum.
	CAMBIO DE ETAPA			148.73	6.20
P.II.9	Recuperar Buje		0.50	149.23	6.22
P.II.10	Cambiar Rams de 4" x 9 5/8" y probar		1.50	150.73	6.28
P.II.11	Preparativos para meter TR 9 5/8"		1.00	151.73	6.32
P.II.12	Meter TR 9 5/8" a 1000 mD		6.67	158.39	6.60
P.II.13	Instalar cabeza de cementación y líneas superficiales		1.50	159.89	6.66
P.II.14	Circular previo a trabajo de cementación		2.00	161.89	6.75
P.II.15	Cementar la TR 9 5/8"		4.00	165.89	6.91
P.II.16	Desmantelar cabeza de cementación y líneas superficiales		2.50	168.39	7.02
P.II.17	Cambiar Rams de 9 5/8" x 4" y probar		2.00	170.39	7.10
P.II.18	Instalar Buje de Desgaste		0.50	170.89	7.12
P.II.19	Amar Barrena PDC de 8 1/2" con sarta empacada		2.50	173.39	7.22
P.II.20	Bajar Barrena de 8 1/2" a tope de accesorios		4.00	177.39	7.39
P.II.21	Circular y probar TR de 9 5/8"		1.50	178.89	7.45
P.II.22	Rebajar tapones, cople y cemento. Circular y probar TR		2.00	180.89	7.54
P.II.23	Rebajar cemento y zapata.		0.50	181.39	7.56
	ETAPA DE TR CORTA	2,400		181.39	7.56
P.III.1	Perforar 5 m de nueva formación desde 1000 a 1005 mD		0.50	181.89	7.58
P.III.2	Circular emparejando columnas		1.00	182.89	7.62
P.III.3	Realizar prueba de goteo		0.50	183.39	7.64
P.III.4	Perforar verticalmente a 2400 mD		34.88	218.27	9.09
P.III.5	Circular limpiando agujero y acondicionando lodo		3.50	221.77	9.24
P.III.6	Levantar barrena a la zapata en viaje corto		3.50	225.27	9.39
P.III.7	Bajar a fondo perforado		3.00	228.27	9.51
P.III.8	Circular limpiando agujero		3.50	231.77	9.66
P.III.9	Sacar barrena a superficie		10.00	241.77	10.07
	CAMBIO DE ETAPA			241.77	10.07
P.III.10	Instalar y amado Herramienta para toma de Registros		2.00	243.77	10.16
P.III.11	Tomar Registros Geofísicos		6.00	249.77	10.41
P.III.12	Tomar Registros (CBL-VDL) en TR 7"		5.00	254.77	10.62
P.III.13	Desmantelar Equipo de Toma de Registros		2.00	256.77	10.70
P.III.14	Recuperar Buje de Desgaste		0.50	257.27	10.72
P.III.15	Amar equipo para correr TR Corta de 7"		1.50	258.77	10.78
P.III.16	Cambiar Rams de 4" x 7" y probar		1.50	260.27	10.84
P.III.17	Equipar TR de 7" con Zapata Flotadora + Cople Flotador + Cople de Retención		1.50	261.77	10.91

Continuación Tabla I.36

Cons.	Descripción de la Actividad	Profundidad (mD)	Tiempos		
			Horas Actividad	Horas Acum.	Días Acum.
P.III.18	Conectar tramos de revestimiento de 7"		8.87	270.64	11.28
P.III.19	Amar conjunto colgador con empacador y soldador		3.00	273.64	11.40
P.III.20	Bajar TR 7" hasta 2400 mD con HW + TP		3.77	277.41	11.56
P.III.21	Anclar y soltar TR Liner de 7"		2.00	279.41	11.64
P.III.22	Circular limpiando agujero previo a cementar		3.00	282.41	11.77
P.III.23	Conectar tubo madrina + cabeza de cementación y líneas de alta		2.00	284.41	11.85
P.III.24	Cementar de acuerdo a programa		5.00	289.41	12.06
P.III.25	Activar Empacador del Liner		1.50	290.91	12.12
P.III.26	Circular homogenizando columnas y sacar soldador a superficie		7.00	297.91	12.41
P.III.27	Cambiar rams de 7" x 4", Probar conjunto BOP y múltiple de control		2.50	300.41	12.52
P.III.28	Amar Barrena de 6 1/8" con sarta empacada		3.00	303.41	12.64
P.III.29	Bajar Barrena de 6 1/8" a BL y probar		6.00	309.41	12.89
P.III.30	Bajar hasta tocar tapones		2.00	311.41	12.98
P.III.31	Rebajar tapones, Cople de Retención y cemento. Circular y probar TR		3.00	314.41	13.10
P.III.32	Rebajar cemento, Cople Flotador y		3.00	317.41	13.23
P.III.33	Cemento. Circular y probar TR Rebajar cemento y Zapata		2.50	319.91	13.33
	ETAPA DE PRODUCCION	3,500			13.33
P.IV.1	Perforar 5 m de nueva formación a 2405 mD		1.50	321.41	13.39
P.IV.2	Circular emparejando columnas		2.00	323.41	13.48
P.IV.3	Realizar prueba de goteo		0.50	323.91	13.50
P.IV.4	Perforar a 3500 mD manteniendo verticalidad		54.75	378.66	15.78
P.IV.5	Circular limpiando agujero y acondicionando lodo		3.50	382.16	15.92
P.IV.6	Levantar barrena a la zapata de 7" en viaje corto		4.00	386.16	16.09
P.IV.7	Bajar a fondo perforado		2.50	388.66	16.19
P.IV.8	Circular limpiando agujero		3.00	391.66	16.32
P.IV.9	Sacar Barrena a superficie		10.00	401.66	16.74
P.IV.10	Instalar y armado Herramienta para toma de Registros		2.00	403.66	16.82
P.IV.11	Tomar Registros Geofísicos		6.00	409.66	17.07
P.IV.12	Tomar Registros (CBL-VDL) en TR 7"		4.00	413.66	17.24
P.IV.13	Desmantelar Equipo de Toma de Registros		1.50	415.16	17.30
P.IV.14	Recuperar Buje de Desgaste		0.50	415.66	17.32
P.IV.15	Amar equipo para correr TL		1.00	416.66	17.36
P.IV.16	Cambiar Rams de 4" x 3 1/2" y probar		1.50	418.16	17.42
P.IV.17	Bajar TL de 3 1/2" a 3500 mD		14.00	432.16	18.01
P.IV.18	Amar equipo de cementación		1.50	433.66	18.07

Continuación Tabla I.36

Cons.	Descripción de la Actividad	Profundidad (mD)	Tiempos		
			Horas Actividad	Horas Acum.	Días Acum.
P.IV.19	Circular		3.00	436.66	18.19
P.IV.20	Cementar TL		4.00	440.66	18.36
P.IV.21	Desmantelar equipo de cementación		1.50	442.16	18.42
P.IV.22	Esperar fraguado de cemento		12.00	454.16	18.92
P.IV.23	Desmantelar preventores e instalar sello a colgador		9.00	463.16	19.30
P.IV.24	Instalar sello exterior a colgador, instalar y probar medio árbol de producción		3.50	466.66	19.44
Tiempo Total					19.44

I.1.1.8 Secuencia Operativa

I.1.1.8.1 Primera Etapa

Agujero Superficial de 17-1/2", TR 13-3/8"

- 1.- Armar barrena PDC de 17-1/2" y sarta estabilizada, perforar agujero superficial hasta 150 m., con fluido polimérico base agua de 1.10 – 1.20 gr/cc. Circular y sacar sarta hasta superficie.
- 2.- Bajar y cementar TR de 13-3/8" 54.5 lb/pie, J-55, BCN a 150 m.
- 3.- Cortar TR, instalar, soldar y probar cabezal. Armar, instalar y probar conjunto de preventores y CSC según programa.

I.1.1.8.2. Segunda Etapa

Agujero Intermedio de 12-1/4", TR 9-5/8"

- 1.- Armar barrena PDC de 12-1/4" y sarta empacada. Bajar barrena a profundidad del cople flotador. Circular acondicionando lodo con la densidad de siguiente etapa (1.20 gr/cc). Probar tubería de revestimiento de 13-3/8" con 1000 psi. Rebajar tapones, cople y limpiar cemento y probar tubería de revestimiento de 13-3/8" con 1000 psi. Rebajar cemento y zapata a 150 m, continuar perforando 5 m de nueva formación, circular tiempo de atraso y realizar prueba de goteo con densidad de 1.20 gr/cc.

- 2.- Continuar perforando con barrena 12-1/4" y sarta empacada hasta **1000 mD/mV**, donde se asentará TR de 9-5/8". Densidad final de la etapa 1.35 gr/cc.
- 3.- Circular bien hasta verificar retornos limpios en superficie, realizar viaje corto monitoreando los arrastres. Regresar a fondo acondicionando agujero, en caso de observar arrastres repasar mismos. Sacar a superficie.
- 4.- Bajar y cementar TR de 9-5/8", N-80, 53.5 lb/pie, BCN a 1000 mD/mV, según programa de cementación adjunto y ajustando los volúmenes de las lechadas según profundidad final.

I.1.1.8.3 Tercera Etapa

Agujero Intermedio de 8-1/2", TR Liner 7"

- 1.- Armar barrena PDC de 8-1/2" y sarta empacada. Bajar barrena a profundidad de cople flotador. Circular acondicionando lodo. Probar tubería de revestimiento de 9-5/8" con 1386 psi. Rebajar tapones, cople y limpiar cemento y probar tubería de revestimiento de 9 5/8" con 1386 psi. Rebajar cemento y zapata a 1000 m, continuar perforando 5 m de nueva formación, circular tiempo de atraso y realizar prueba de goteo con densidad de 1.40 gr/cc.
- 2.- Continuar perforando con barrena 8-1/2" y sarta empacada manteniendo la verticalidad **2400 mD/mV** (inclinación: 0°), donde se asentará TR (Liner) de 7". Densidad final de la etapa 1.75 gr/cc.
- 3.- Circular bien hasta verificar retornos limpios en superficie, realizar viaje corto monitoreando los arrastres. Regresar a fondo acondicionando agujero, en caso de observar arrastres repasar mismos. Sacar a superficie.
- 4.- Bajar y cementar TR (Liner) de 7", N-80, 29.0 lb/pie, BCN a 2400 mD/mV, según programa de cementación adjunto y ajustando los volúmenes de las lechadas según profundidad final.

I.1.1.8.4 Terminación

Agujero Producción de 6-1/8", TL 3-1/2"

- 1.- Armar barrena PDC 6-1/8" y sarta empacada. Bajar barrena hasta la Boca del Liner y probar misma con 1582 psi. Continuar bajando barrena hasta reconocer cople de retención, rebajar tapones, cople de retención y cemento y probar TR de 7" con 1582 psi. Continuar rebajando cemento y cople flotador y realizar nueva prueba de TR de 7" con 1582 psi. Continuar limpiando cemento, perforar zapata de 7", y 5 metros de formación nueva. Circular tiempo de atraso. Realizar prueba de goteo con densidad de 1.75 gr/cc.
- 2.- Continuar perforando con barrena de 6-1/8" y sarta empacada manteniendo la verticalidad hasta la profundidad final de **3,500 mD/mV**. Densidad final de 1.95 gr/cc. Circular hasta obtener retornos limpios, realizar viaje corto hasta la zapata de la TR 7", verificando **torques y arrastres**, regresar a fondo perforado. En caso de observar puntos apretados en el agujero o resistencias, repasar con rotación y circulación hasta observar libre.
- 3.- Instalar URE y realizar primera corrida para toma de registros Eléctricos, desde 3,500 mD hasta 2,400 mD. Desmantelar sonda de primera corrida y realizar segunda corrida de toma de registros Sónico de Cementación a TR (Liner) de 7" desde 2,400 hasta 848 mD.
- 4.- Bajar tubería de producción 3-1/2", 9.2 lb/pie, N-80, VAM TOP con zapata y cople flotador a fondo. Cementar según programa adjunto. Ajustar gasto de bombeo de cemento y desplazamiento según se observen condiciones del pozo.
- 5.- Recuperar tubo ancla, instalar válvula "H", desmantelar conexiones superficiales de control, desmantelar preventores e instalar y probar con 400/8,000 psi por 5/10 min Bonete y Válvula Maestra de Árbol de Producción.

I.1.1.9 Mapa de Riesgos de la Perforación

A continuación se presenta matriz con las problemáticas que puedan presentarse durante la perforación.

Tabla I.37.- Problemática que puede presentarse durante la perforación.

Etapa	Barrena (in)	Profundidad (mV)	Profundidad (mD)	Problemática	Alternativas de Solución
1	17-1/2"	150	150	Limpieza del Agujero Presencia de lutitas reactivas Pérdida de circulación por presencia de conglomerado	<ul style="list-style-type: none"> • Fluido en óptimas condiciones • Adecuada capacidad de suspensión y acarreo del fluido. • Utilizar baches con material antipérdida. • Disponer en equipo de barrena tricónica.
2	12-1/4"	1000	1000	Pega de tubería Torque y arrastre	<ul style="list-style-type: none"> • Perforar de acuerdo a la densidad programada. • Control de las propiedades del fluido de acuerdo a lo programado. • Monitoreo constante durante la perforación y los viajes del torque y arrastre. • Bombeo de baches viscosos que garanticen limpieza del anular.
3	8-1/2"	2400	2400	Pega de tubería Torque y arrastre	<ul style="list-style-type: none"> • Perforar de acuerdo a la densidad programada. • Control de las propiedades del fluido de acuerdo a lo programado. • Monitoreo constante durante la perforación y los viajes del torque y arrastre. • Bombeo de baches viscosos que garanticen limpieza del anular.
4	6-1/8"	3500	3500	Manifestación de Gas Perdida de Circulación Limpieza del agujero	<ul style="list-style-type: none"> • Derivar flujo y circular sacando la burbuja de gas, incrementar densidad en caso de requerirse, cuidando de no sobrepasar el valor de la prueba de integridad a la formación. • Fluido en óptimas condiciones • Perforar de acuerdo a la densidad programada. • Bombear baches de material antipérdida. • Monitoreo constante durante la perforación y los viajes del torque y arrastres.

I.1.1.10 Equipo de Perforación

Tabla I.38.- Equipos principales del equipo de perforación EUROPA

EQUIPO DE PERFORACIÓN EUROPA (IHSA-2)			
Componente	Modelo	Marca	Capacidad
Paquete de Mástil y Subestructura			
Mástil	LS-IDEAL-1500	National Oilwell Varco	750,000 lbs
Subestructura	LS-IDEAL-1501	National Oilwell Varco	
Paquete de Malacate			
Malacate	SSGD-360	National Oilwell Varco	1500 HP
Motor de Inducción de Corriente Alterna	DM26RH	National Oilwell Varco	
Equipo de Manejo de Tubería			
Muelle y Rampa	PC-5-47	National Oilwell Varco	
Elevador	BX4-350	National Oilwell Varco	
Ancla de la Línea Muerta			
Ancla de la Línea Muerta	LFLH-75-CR-P	National Oilwell Varco	
Cilindros Hidráulicos			
Cuilindros Hidráulicos - Elevadores del Mástil	091-6039-0	Hyco	
Cuilindros Hidráulicos - Elevadores de la Subestructura	091-7007-0	Hyco	
Cuilindros Hidráulicos - Llaves de Apriete	MR-CB-2CYLXHC	National Oilwell Varco	
Paquete de Top Drive			
Top Drive	TDS-11SA	National Oilwell Varco	500 ton / 5000 psi
Equipo Viajero			
Bloque Corona	TC340	National Oilwell Varco	750,000 lbs
Bloque Viajero	YC-450-2	National Oilwell Varco	500 ton
Gancho	DG450	National Oilwell Varco	
Equipo de Seguridad			
Equipo de Seguridad de Ascensión	2300-0-3EP	SALA	
Sistema de Lodo			
Sistema de Lodo	Dos Tanques	National Oilwell Varco	
Temblorina #1	KC 1099552260	Brand King Cobra	
Temblorina #2	KC 1099551567	Brand King Cobra	
Desgasificador de Vacío	D-1000-C	National Oilwell Varco	
Tricono Desarenador Vertical	DSN-3V-10CTX	National Oilwell Varco	
20-cono Desarcillador	DSLR-20GG-4CTX	National Oilwell Varco	
Agitador de Lodo	MX-MA10-MTHC	National Oilwell Varco	
Tolva de Mezclado de Lodo	Jet-Venturi	National Oilwell Varco	
Bomba Centrífuga Vertical (6X8)	671861516IT70IR	National Oilwell Varco	
Bomba Centrífuga Vertical (5X6)	671654550ITA0AIR	National Oilwell Varco	

Continuación Tabla I.38

EQUIPO DE PERFORACIÓN EUROPA (IHSA-2)			
Componente	Modelo	Marca	Capacidad
Estación de Checado de Lodo	1992290	National Oilwell Varco	
Tanque de Viajes y Separador Gas-Lodo		National Oilwell Varco	
HP Sistema de Tuberías de Lodo			
Tuberías y Manifol de Lodo		National Oilwell Varco	
Paquete de Bombas de Lodo			
Bomba de Lodo #1	12-P-160-Triplex	National Oilwell Varco	1600 HP
Bomba de Lodo #2	12-P-160-Triplex	National Oilwell Varco	1600 HP
Motor de Inducción de Corriente Alterna	DM26RH	National Oilwell Varco	
Válvula de Seguridad	2404-50232	Brandt	
Amortiguador de Pulsaciones	30979618-17	National Oilwell Varco	
Bomba del Sistema de Lubricación del Vástago	1292290	National Oilwell Varco	
Unidad de Potencia Hidráulica (HPU)			
Unidad de Potencia Hidráulica (HPU)	2302048	National Oilwell Varco	
Motor Diesel	BF6L914	Deutz®	
Unidad de Control de Brote (BOP)			
Patín de Preventores	MC220-11BT3	SARA	
Carrete del Malacate			
Carrete del Malacate		National Oilwell Varco	
Paquete de Instrumentación			
Cabina del Perforador	7165	National Oilwell Varco	
Winches	BG-8-WINCH-PKG	Braden	8000 lb
Paquete de Sistema de Aire			
Compresor de Aire #1	HP75	Ingersoll-Rand	
Compresor de Aire #2	HP75	Ingersoll-Rand	
Unidad de Arranque en Frío		Ingersoll-Rand	
Secador de Aire #1	IR85D	Ingersoll-Rand	
Secador de Aire #2	IR85D	Ingersoll-Rand	
Tanques Recibidores de Aire (400 Galones)		National Oilwell Varco	400 gal
Tanques Recibidores de Aire (230 Galones)		National Oilwell Varco	230 gal
Paquete de Generadores			
Generador Sets	R1630F900	Stewart & Stevenson	
Motor Diesel 16V2000	R163-7M36	Detroit Diesel	
Generador	S437QUJ-597A	Baylor	
Paquete de Tanque de Diésel			
Sistema de Filtro de Diésel	K-FF1081	Mission	
Paquete de Tanque de Agua			
Tanque de Agua		National Oilwell Varco	400 bbl

Tabla I.39.- Listado de componentes del equipo de perforación EUROPA

COMPONENTE	MARCA	MODELO	SERIE	CAPACIDAD	EQUIPO PADRE	SUB-SISTEMA
Generador 1	Baylor	S637UUT-200	TC-65UUT508-1	1225 KW	Generadores	Sistema eléctrico
Motor 1	DDC/MTU	T1238A34	5262003077	1105 HP	Generadores	Sistema mecánico
Generador 2	Baylor	S637UUT-200	TC-65UUT507-1	1225 KW	Generadores	Sistema eléctrico
Motor 2	DDC/MTU	T1238A34	5262003194	1105 HP	Generadores	Sistema mecánico
Generador 3	Baylor	S637UUT-200	UC-65UUT607-1	1225 KW	Generadores	Sistema eléctrico
Motor 3	DDC/MTU	T1238A34	5262003158	1105 HP	Generadores	Sistema mecánico
Compresor 1	Ingersoll rand	HP75	20232GKGGAGJ	75 HP 2800 LBS	Compresores	Sistema neumático
Motor compresor 1	Ingersoll rand	IN404TD-4	60043	75 HP	Compresores	Sistema eléctrico
Motor soplador comp 1	Ingersoll rand	IN184T-4	60054	5 HP	Compresores	Sistema eléctrico
Compresor 2	Ingersoll rand	HP75	20231GKGGAGJ	75 HP 2800 LBS	Compresores	Sistema neumático
Motor compresor 2	Ingersoll rand	IN404TD-4	60036	75 HP	Compresores	Sistema eléctrico
Motor soplador comp 2	Ingersoll rand	IN184T-4	60058	5 HP	Compresores	Sistema eléctrico
Cuarto de control	NOV	IDEALRIG65	7165		Cuarto de control	Sistema eléctrico
Cubículo 1 (MP1A)	NOV	7165			Cuarto de control	Sistema eléctrico
Inversor 1 (MP1A)	ABB	ACS800-104-0580-7+C126+E205+V991	1073101942	400 AMPS	Cuarto de control	Sistema eléctrico
Inversor 2 (MP1A)	ABB	ACS800-104-0580-7+C126+E205+V991	1073101939	400 AMPS	Cuarto de control	Sistema eléctrico
Cubículo 2 (MP1B)	NOV	7165			Cuarto de control	Sistema eléctrico
Inversor 1 (MP1B)	ABB	ACS800-104-0580-7+C126+E205+V991	1073101941	400 AMPS	Cuarto de control	Sistema eléctrico
Inversor 2 (MP1B)	ABB	ACS800-104-0580-7+C126+E205+V991	1073101340	400 AMPS	Cuarto de control	Sistema eléctrico
Cubículo 3 (DWA)	NOV	7165			Cuarto de control	Sistema eléctrico
Inversor 1 (DWA)	ABB	ACS800-104-0580-7+C126+E205+V991	1073101945	400 AMPS	Cuarto de control	Sistema eléctrico
Inversor 2 (DWA)	ABB	ACS800-104-0580-7+C126+E205+V991	1073101944	400 AMPS	Cuarto de control	Sistema eléctrico
Inversor 3 (DWA)	ABB	ACS800-104-0580-7+C126+E205+V991	1073101949	400 AMPS	Cuarto de control	Sistema eléctrico
Cubículo 4 (TD)	NOV	7165			Cuarto de control	Sistema eléctrico
Inversor 1 (TD)	ABB	ACS800-104-0580-7+C126+E205+V991	1073101928	400 AMPS	Cuarto de control	Sistema eléctrico

Continuación Tabla I.39

COMPONENTE	MARCA	MODELO	SERIE	CAPACIDAD	EQUIPO PADRE	SUB-SISTEMA
Inversor 2 (TD)	ABB	ACS800-104-0580-7+C126+E205+V991	1073002332	400 AMPS	Cuarto de control	Sistema eléctrico
Interruptor rectificador 1	ABB	E3532		3200 AMPS	Cuarto de control	Sistema eléctrico
Interruptor generador 1	ABB	ET1320		2000 AMPS	Cuarto de control	Sistema eléctrico
Interruptor generador 2	ABB	ET1320		2000 AMPS	Cuarto de control	Sistema eléctrico
Interruptor generador 3	ABB	ET1320		2000 AMPS	Cuarto de control	Sistema eléctrico
Interruptor rectificador 2	ABB	E3532		3200 AMPS	Cuarto de control	Sistema eléctrico
Cubículo 5 (DWB)	NOV	7165			Cuarto de control	Sistema eléctrico
Inversor 1 (DWB)	ABB	ACS800-104-0580-7+C126+E205+V991	1073101726	400 AMPS	Cuarto de control	Sistema eléctrico
Inversor 2 (DWB)	ABB	ACS800-104-0580-7+C126+E205+V991	1073101724	400 AMPS	Cuarto de control	Sistema eléctrico
Inversor 3 (DWB)	ABB	ACS800-104-0580-7+C126+E205+V991	1073101950	400 AMPS	Cuarto de control	Sistema eléctrico
Cubículo chooper "A" Y "B"	NOV	7165			Cuarto de control	Sistema eléctrico
Cubículo 6 (MP2A)	NOV	7165			Cuarto de control	Sistema eléctrico
Inversor 1 (MP2A)	ABB	ACS800-104-0580-7+C126+E205+V991	1073101943	400 AMPS	Cuarto de control	Sistema eléctrico
Inversor 2 (MP2A)	ABB	ACS800-104-0580-7+C126+E205+V991	1073101345	400 AMPS	Cuarto de control	Sistema eléctrico
Cubículo 7 (MP2B)	NOV	7165			Cuarto de control	Sistema eléctrico
Inversor 1 (MP2B)	ABB	ACS800-104-0580-7+C126+E205+V991	1073101722	400 AMPS	Cuarto de control	Sistema eléctrico
Inversor 2 (MP2B)	ABB	ACS800-104-0580-7+C126+E205+V991	1073101936	400 AMPS	Cuarto de control	Sistema eléctrico
Cubículo 8 (RT)	NOV	7165			Cuarto de control	Sistema eléctrico
Inversor 1 (RT)	ABB	ACS800-104-0580-7+C126+E205+V991	1073101951	400 AMPS	Cuarto de control	Sistema eléctrico
Cubículo MCC	General electric	E9000		1200 AMPS	Cuarto de control	Sistema eléctrico
Transformador 600/220	Hammon power	MK112PB	05-00728938	112 KVA	Cuarto de control	Sistema eléctrico
Manejadora de a/c 1	Odyssey	TTA120A400FA	7334715AD		Cuarto de control	Sistema eléctrico
Manejadora de a/c 2	Odyssey	TTA120A400FA	7271YN8AD		Cuarto de control	Sistema eléctrico
Chooper "A"	Power ohm resistor	P14915	72471	1200 KW	Choopers	Sistema eléctrico
Motor soplador chooper "A"	Baldor	M3714T	F0709240385	10 HP	Choopers	Sistema eléctrico

Continuación Tabla I.39

COMPONENTE	MARCA	MODELO	SERIE	CAPACIDAD	EQUIPO PADRE	SUB-SISTEMA
Chooper "B"	Odyssey	P14915		1200 KW	choopers	Sistema eléctrico
Motor soplador chooper "B"	Baldor	M3714T	F0610272900	10 HP	Choopers	Sistema eléctrico
Bomba koomey	SARA SAE NOV	MC220-11BT3	01-2594.	3000 LBS	Bomba koomey	Sistema de control
Motor koomey	Emerson	AG35	L09-AG35-M	50 HP	Bomba koomey	Sistema eléctrico
Malacate principal	NOV	SSGD-360	SN378	1500 HP	Malacate	Sistema de izaje
Motor principal "A" malacate	NOV	CM628TVF-119KR	OD-60CM6399-1	1230 HP	Malacate	Sistema eléctrico
Motor soplador "A" malacate	Loher	DNGW-160ML-02A	3370044	15 HP	Malacate	Sistema eléctrico
Motor principal "B" malacate	NOV	CM628TVT-119JR	OD-60CM6338-1	1230 HP	Malacate	Sistema eléctrico
Motor soplador "B" malacate	Loher	DNGW-160ML-02A	3366847	15 hp	Malacate	Sistema eléctrico
Motor enfriador de aceite	Baldor	350869-008763	F0705045063	1 HP	Malacate	Sistema eléctrico
Motor hpu 1 malacate	Westinhouse	MAX E1	NR3060044035	5 HP	Malacate	Sistema eléctrico
Motor hpu 2 malacate	Westinhouse	MAX E1	NR3060044039	5 HP	Malacate	Sistema eléctrico
Motor de lubricación	WEG	A.E	00718EP3E213T	7.5 HP	Malacate	Sistema eléctrico
Top drive	NOV	TDS11	12-2012.	800 HP	Top drive	Sistema de perforación
Motor principal 1	Reliance electric	1182174060T40L7586C	7390243-023-FKT1	400 HP	Top drive	Sistema eléctrico
Motor soplador 1	Reliance electric	P18G7208A	P18G7208-12	4 HP	Top drive	Sistema eléctrico
Motor principal 2	Reliance electric	118217-40L60P40L7586B	7288996-041AKT1	400 HP	Top drive	Sistema eléctrico
Motor soplador 2	Reliance electric	P18G7208A	P18G7208-10	4 HP	Top drive	Sistema eléctrico
Motor de hpu	Reliance electric	P21G7211A	P21G7211-11	10 HP	Top drive	Sistema eléctrico
Bomba de lodo 1	NOV	12-P-160	11683-L	120-1600 HP	Bombas de lodo	Sistema de bombeo
Camara de pulsación 1	NOV	30979618-17		5000 PSI	Bombas de lodo	Sistema de bombeo
Motor principal 1 "A"	NOV	DM26RHNAR-221NC	BC-60CM4038-1	1150 HP	Bombas de lodo	Sistema eléctrico
Motor soplador 1 "A"	Loher	DNGW-160ML-02A	3359687	15 HP	Bombas de lodo	Sistema eléctrico
Motor principal 1 "B"	NOV	DM26RHNAL-221NC	MD-60CM5193-1	1150 HP	Bombas de lodo	Sistema eléctrico

Continuación Tabla I.39

COMPONENTE	MARCA	MODELO	SERIE	CAPACIDAD	EQUIPO PADRE	SUB-SISTEMA
Motor soplador 1 "B"	Loher	DNGW-160ML-02A	3370055	15 HP	Bombas de lodo	Sistema eléctrico
Motor lubricadora de vastagos 1	Marathon electric			3 hp	Bombas de lodo	Sistema eléctrico
Centrifuga de lubricación de vastagos 1	Mission	609102009IT40	N105169		Bombas de lodo	
Motor lubricadora de engranes 1	Marathon electric	ED184ETGS7127APL		3 hp	Bombas de lodo	Sistema eléctrico
Motor de cargadora 1	Marathon electric	ED404TTGS18578AP		60 HP	Bombas de lodo	Sistema eléctrico
Centrifuga cargadora 1	Mission	670654508ITA0IRXMS	VER2038		Bombas de lodo	Sistema de bombeo
Bomba de lodo 2	NOV	12-P-160	11684-L	120-1600 HP	Bombas de lodo	Sistema de bombeo
Camara de pulsación 2	NOV	30979618-17		5000 PSI	Bombas de lodo	Sistema de bombeo
Motor principal 2 "A"	NOV	DM26RHNAR-221NC	TC-60CM3746-2	1150 HP	Bombas de lodo	Sistema eléctrico
Motor soplador 2 "A"	Loher	DNGW-160ML-02A	3366854	15 HP	Bombas de lodo	Sistema eléctrico
Motor principal 2 "B"	NOV	DM26RHNAL-221NC	WC-60CM4179-1	1150 HP	Bombas de lodo	Sistema eléctrico
Motor soplador 2 "B"	Loher	DNGW-160ML-02A	3366851	15 HP	Bombas de lodo	Sistema eléctrico
Motor lubricadora de vastagos 2	Marathon electric			3 HP	Bombas de lodo	Sistema eléctrico
Centrifuga de lubricación de vastagos 2	Mission	609102009IT40	N105168		Bombas de lodo	Sistema de bombeo
Motor lubricadora de engranes 2	Marathon electric	ED184ETGS7127APL		3 HP	Bombas de lodo	Sistema eléctrico
Motor de cargadora 2	Marathon electric	ED404TTGS18578AP	WAA032854	60 HP	Bombas de lodo	Sistema eléctrico
Centrifuga cargadora 2	Mission	670654550ITA0IRXMS	VER2040		Bombas de lodo	Sistema de bombeo
Rotaria	NOV	2P375	R105-07-057	360 TON 400 RPM	Rotaria	Sistema de perforación
Motor principal	Reliance electric	118217-40L60P40L7586B	7288996-032-AKT1	400 HP	Rotaria	Sistema eléctrico
Motor soplador	US electrical motor		50049-50-Y06Y0830529M	5 HP	Rotaria	Sistema eléctrico

Continuación Tabla I.39

COMPONENTE	MARCA	MODELO	SERIE	CAPACIDAD	EQUIPO PADRE	SUB-SISTEMA
Mastil	NOV	LS-IDEAL-1500	4111-07-097	750 TON	Mastil	Sistema de izaje
Subestructura	NOV	LS-IDEAL-1500	50112-07-025	750 TON	Subestructura	Sistema de perforación
Cabina de perforador	NOV	10-BZ-0001			Cabina de perforador	Sistema de perforación
Piston de izaje 1	NOV	091-7007-0C	H-07-10-01	3000 PSI	Mastil	Sistema de izaje
Piston de izaje 2	NOV	091-7007-0C	H-07-09-04	3000 PSI	Mastil	Sistema de izaje
Block viajero	NOV	IC450-2	1020712	500 TON	Block viajero	Sistema de perforación
Esferico	T3 ENERGY SERVICES	7072	20382524	10000 PSI	Preventor	Sistema de control
Ram doble	Shaffer	SLXDBL	20031841-16	10000 PSI	Preventor	Sistema de control
Ram sencillo	Shaffer	SLXSGL	20031845-16	10000 PSI	Preventor	Sistema de control
Arturito	NOV	ST-80CL	ST80LA21R004	6300 LBS	Arturito	Sistema de perforación
Motor diesel de Bomba hpu	Deus	BF6L914C		2300 RPM	Unidad de potencia hidraulica	Sistema hidráulico
Bomba hpu 1	Oilgear	PVM-130A2VBRDFS-P	12868627		Unidad de potencia hidraulica	Sistema hidráulico
Motor eléctrico de hpu 2	WEG	EEV782	QB12228	100 HP	Unidad de potencia hidraulica	Sistema eléctrico
Bomba hpu 2 (electrica)	Oilgear	PVM-130-A2VB-RDFS-P	14916749		Unidad de potencia hidraulica	Sistema hidráulico
Centrifuga de presa de agua 1	Mission	640202123IT70	M82656		Presa de agua	Sistema de bombeo
Centrifuga de presa de agua 2	Mission	640202123IT70	M82657		Presa de agua	Sistema de bombeo
Motor de mezcladora 1	Marathon electric	DN-405TTGS18580AN	WAA029787	75 HP	Presas de lodo	Sistema eléctrico
Centrifuga mezcladora 1	Mission	670654551ITA0IRXMS	VER2042		Presas de lodo	Sistema de bombeo
Motor de mezcladora 2	Marathon electric	DN-405TTGS18580AN	WAA029756	75 HP	Presas de lodo	Sistema eléctrico
Centrifuga mezcladora 2	Mission	670654509ITA0IRXMS	VER2039		Presas de lodo	Sistema de bombeo

Continuación Tabla I.39

COMPONENTE	MARCA	MODELO	SERIE	CAPACIDAD	EQUIPO PADRE	SUB-SISTEMA
Motor de desarecillador	Marathon electric	ED405TSTGS18535AP	WAA032954	100 HP	Presas de lodo	Sistema eléctrico
Centrifuga desarecillador	Mission	6708615161T70IRXMS	VER2044		Presas de lodo	Sistema de bombeo
Motor de desarenador	Marathon electric	DK405TTGS18535AN	WAA027038	100 HP	Presas de lodo	Sistema eléctrico
Centrifuga desarenador	Mission	6708615161T70IRXMS	VER2058		Presas de lodo	Sistema de bombeo
Motor de desgasificador	Marathon electric	EB404TTGS18578AN	WAA031398	60 HP	Presas de lodo	Sistema eléctrico
Centrifuga desgasificador	Mission	670654550ITA0IRXMS	VER2041		Presas de lodo	Sistema de bombeo
Motor de tanque de viajes 1	Marathon electric	EE284TTGP1026BBL	U957	25 HP	Tanque de viajes	Sistema eléctrico
Centrifuga tanque de viajes 1	Mission	640202123IT70	M82654		Tanque de viajes	Sistema de bombeo
Motor de tanque de viajes 2	Marathon electric	EE284TTGP1026BBL		25 HP	Tanque de viajes	Sistema eléctrico
Centrifuga tanque de viajes 2	Mission	640202123IT70	M82655		Tanque de viajes	Sistema de bombeo
Motor de centrifuga presa ecologica	Baldor	BS960159	Z0208090102	15 HP	Presa ecológica	Sistema eléctrico
Centrifuga de presa ecologica	MCM	713-541-2020	3487		Presa ecológica	Sistema de bombeo
Motor de agitador 1	Premium efficiency	4IA010L3A2AG	100601548	10 HP	Presas de lodo	Sistema eléctrico
Agitador 1	MAX2000				Presas de lodo	Sistema mecánico
Motor de agitador 2	Baldor	07K860W747H2	BW904747	10 HP	Presas de lodo	Sistema eléctrico
Agitador 2	MAX2000	MX-MA10-MTHC	2701424		Presas de lodo	Sistema mecánico
Motor de agitador 3	Baldor	07K860W747H2	BW904643	10 HP	Presas de lodo	Sistema eléctrico
Agitador 3	MAX2000	MX-MA10-MTHC	2701426		Presas de lodo	Sistema mecánico
Motor de agitador 4	Baldor	07K860W747H2	BW711069	10 HP	Presas de lodo	Sistema eléctrico
Agitador 4	MAX2000	MX-MA10-MTHC	2701427		Presas de lodo	Sistema mecánico
Motor de agitador 5	Baldor	07K860W747H2	BW904740	10 HP	Presas de lodo	Sistema eléctrico
Agitador 5	MAX2000	MX-MA10-MTHC	2701422		Presas de lodo	Sistema mecánico
Motor de agitador 6	Baldor	07K860W747H2	BW904745	10 HP	Presas de lodo	Sistema eléctrico
Agitador 6	MAX2000	MX-MA10-MTHC	2701425		Presas de lodo	Sistema mecánico

Continuación Tabla I.39

COMPONENTE	MARCA	MODELO	SERIE	CAPACIDAD	EQUIPO PADRE	SUB-SISTEMA
Motor de agitador 7	Baldor	07K860W747H2	BW904731	10 HP	Presas de lodo	Sistema eléctrico
Agitador 7	MAX2000	MX-MA10-MTHC	2701423		Presas de lodo	Sistema mecánico
Motor hpu 1 rampa	Siemens	1LA03264ES41	DO7T0104NP-22	50 HP	Rampa de tubería	Sistema eléctrico
Hpu 1 rampa	Oilgear	PVM-098-A2UB-LDFY-P-INNSN-07	14912188		Rampa de tubería	Sistema de izaje
Motor hpu 2 rampa	Siemens	1LA03264ES41	DO7T0104NP-19	50 HP	Rampa de tubería	Sistema eléctrico
Hpu 2 rampa	Oilgear	PVM-098-A2UB-LDFY-P-INNNN	13893060		Rampa de tubería	Sistema de izaje
Motor hidraulico winch de rampa	Linde	HMF75-022556	H2X239704982		Rampa de tubería	Sistema de izaje
Bomba hidraulica de winch rampa	Linde	HMV135-022560	H2X235T01656		Rampa de tubería	Sistema de izaje
Motor enfriador de aceite rampa	Baldor	35Q155Y334G1	F0605301243	3 HP	Rampa de tubería	Sistema eléctrico
Winch 1	Braden	BG8B-59029-01-1N47821-001	1350113		Winches	Sistema de izaje
Winch 2	Braden	BG8B-59029-01-13546045	759144		Winches	Sistema de izaje
Temblorina 1	NOV	R11612010UV	162758	5300 LBS	Temblorinas	Sistema de bombeo
Motor temblorina 1 "A"	Italvibras g.silingardi	VMX-18-83/80	60515	2.5 HP	Temblorinas	Sistema eléctrico
Motor temblorina 1 "B"	NOV	VMX-18-8300	120710	2.5 HP	Temblorinas	Sistema eléctrico
Temblorina 2	NOV	R11612010UV	162760	5300 LBS	Temblorinas	Sistema de bombeo
Motor temblorina 2 "A"	NOV	VMX-18-8300	130618	2.5 HP	Temblorinas	Sistema eléctrico
Motor temblorina 2 "B"	NOV	VMX-18-8300		2.5 HP	Temblorinas	Sistema eléctrico

Diseño estructural del equipo de perforación (secreto industrial). Información protegida conforme los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP.

Figura I.8.- Diagrama General del Equipo de Perforación Europa.

I.1.1.14 Disposición y Pruebas de Preventores

Tabla I.40.- Conexiones superficiales de control para perforar etapa 12-1/4" con TR 13-3/8" cementada a 150 mD.

Etapa	TR	Resistencia presión interna (psi)	Resistencia al colapso (psi)	Prueba de cabezal (psi)	Prueba de preventores (psi)	Prueba de TR (psi)
12-1/4"	13-3/8"	2,730	1,130	2,000	300/4,000	1,000

Tabla I.41.- Conexiones superficiales de control para perforar etapa 8-1/2" con TR 9-5/8" cementada a 1000 mD/mV.

Etapa	TR	Resistencia presión interna (psi)	Resistencia al colapso (psi)	Prueba de cabezal (psi)	Prueba de preventores (psi)	Prueba de TR (psi)
8-1/2"	9-5/8"	3,520	7,930	300/8,000	300/8,000	1,287

Tabla I.42.- Conexiones superficiales de control para perforar etapa 6-1/8" con TR (Liner) de 7" cementado a 2400 mD/mV.

Etapa	TR	Resistencia presión interna (psi)	Resistencia al colapso (psi)	Prueba de cabezal (psi)	Prueba de preventores (psi)	Prueba de TR (psi)
6-1/8"	7"	8,160	7,030	300/8,000	300/8,000	1,582

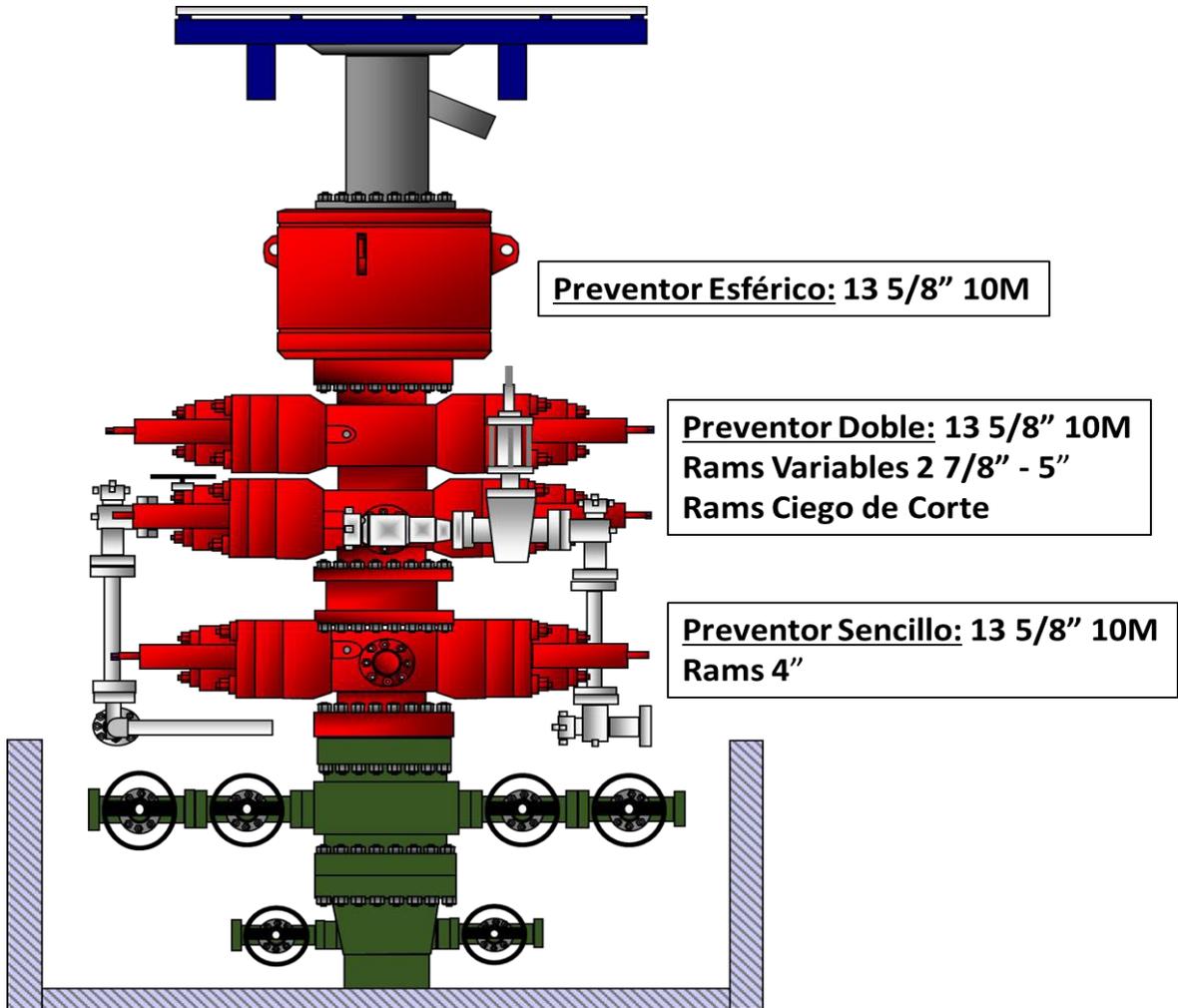


Figura I.9.- Preventores.

I.1.1.15 Disposición del Medio Árbol

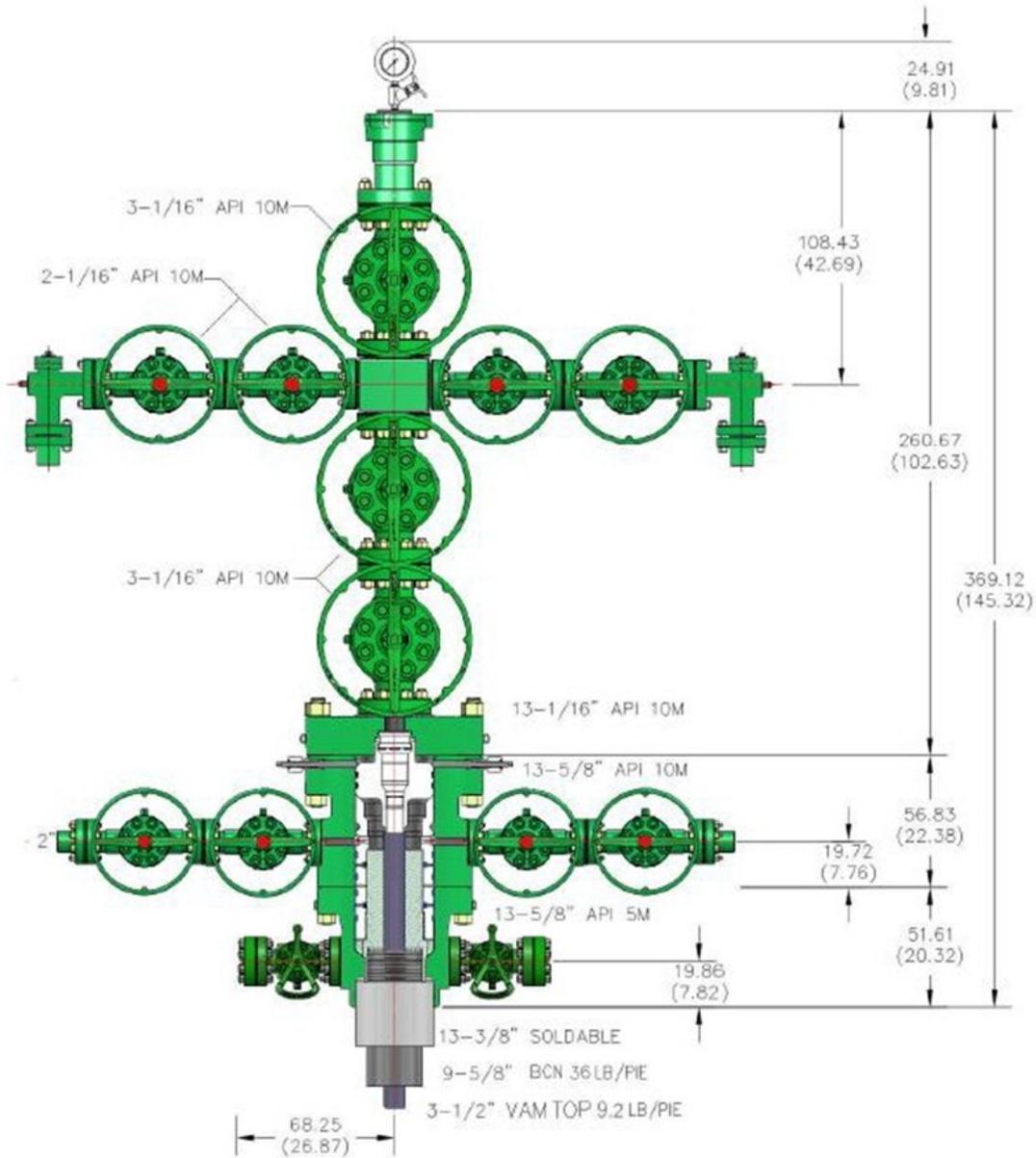


Figura 10.- Cabezal y medio árbol de válvula.

I.1.1.14 Sistemas de Seguridad, y acciones y medidas para la administración y reducción de Riesgos.

Para mantener la integridad de las instalaciones, del personal y evitar impactos al ambiente, en los equipos de perforación se utilizan equipos y sistemas de seguridad necesarios para prevenir y controlar los riesgos, estos pueden dividirse como: Operativos, de Seguridad y Administrativos.

Operativos

Sistema superficial de control de pozos.

1. Conjunto de preventores de superficie.
2. Unidad acumuladora para operar BOPS.
 - a. Depósito almacenador de fluido.
 - b. Acumuladores.
 - c. Fuentes de energía.
 - d. Consolas de control remoto.
3. Cabezal de tubería de revestimiento.
4. Carrete de control.
5. Conexiones superficiales de control.
 - a. Líneas de matar.
 - b. Múltiples y líneas de estrangular.
6. Válvulas de control y preventor interior.
 - a. Válvula macho superior de la flecha.
 - b. Válvula inferior de la flecha.
 - c. Válvulas en el piso de perforación.
 - d. Preventor interior.
7. Sistema desviador de flujo.
8. Equipo auxiliar para la detección oportuna de brotes.
 - Indicador de nivel en las presas con dispositivo de alarmas audible y visual.
 - Indicador de flujo en la línea de retorno (de flote), con dispositivos de alarmas

audible y visual.

- Tanque de viajes.
- Equipo para detección de gas en el lodo con dispositivo de alarmas audible y visual.
- Presas y tanques de lodos.
- Contadores de emboladas.
- Manómetros de presión.
- Desgasificador del lodo.
- Separador gas – lodo.
- Freno de corona.
- Freno del malacate.
- Guardas de poleas.
- Hule limpiador de tuberías.
- Chaquetas protectoras de fluidos.
- Sistema eléctrico a prueba de explosión.
- Sistema de escalerilla para cables aéreos.
- Lámparas a prueba de explosión.
- Llaves de fuerza hidráulicas.
- Cuñas neumáticas.
- Radiocomunicación intrínsecamente segura.
- Válvulas de seguridad.

Seguridad:

- Arneses.
- Charolas ecológicas de escurrimiento de fluidos.
- Detectores de gases, vapores, y alarmas visuales y sonoras. Equipo de Protección Personal.
- Equipo de salvamento.

- Equipo portátil contra incendio. Equipos de Respiración Autónoma. Estación con regadera
- Estación lavaojos Ruta de evacuación.
- Señalización de seguridad.
- Sistema auto retráctil.
- Sistema de escape del chango.
- Ventiladores industriales.

Programa de Simulacros:

Durante la perforación de este pozo se tienen programados 2 simulacros por semana de cierre de pozo, así como un simulacro con hombre herido durante la perforación del pozo. Estos simulacros, se deben hacer con todas las cuadrillas de perforación y deberá ser cronometrado y reportado en el reporte diario de perforación, así mismo se recomienda que después del mismo se tenga una plática para evaluar y mejorar. Cabe recordar que ésta práctica es muy importante, ya que solamente así la cuadrilla estará mejor entrenada para realizar cierre suave del pozo en caso de cualquier indicio de brote y con esto el control será más fácil, minimizando la exposición de riesgo al personal y a nuestros equipos.

Lineamientos de Seguridad:

Acciones Necesarias de Realizar Antes de Iniciar la Perforación.

- Verificar que los componentes del equipo estén en condiciones óptimas y seguras para laborar.
- Definir las áreas de trabajo antes de la perforación y después de la intervención del pozo para ubicar las Zonas de mayor riesgo.
- Eliminar líneas de agua para evitar derrames por fugas, y buscar otra alternativa.
- Los Canales en la localización, deben de estar recubiertos (pvc, u otras alternativas)
- instalar contenedores de basura.
- Exigir a las compañías que realizan trabajos, que no contaminen el área.
 - Desaguar y tener limpio el contrapozo.

- Sanear áreas contaminadas dentro y fuera de la localización de inmediato.
- Durante la perforación del pozo contar con un mínimo de 50 toneladas de barita en existencia para no afectar la operación en caso de haber un problema de gasificación.
- Previo a la realización de operaciones especiales (toma de registros, cementación de tuberías de revestimiento, etc.),
- Promover pláticas de seguridad planteando posibles problemas así como sus soluciones

Acciones que debe Cumplir Durante la Perforación del Pozo.

- Reparar cercas, guardaganados, patas de gallo, etc.
- Exigir a los contratistas trabajos con limpieza y seguridad.
- Cerrar las puertas de los ranchos particulares que dan acceso al pozo.
- Así como también mantener los faroles del vehículo encendidos.
- Ser respetuoso con los propietarios y habitantes de la comunidad.
- No tirar basura en los caminos de acceso al pozo.

Tabla I.43.- Listado de Procedimientos del Sistema de Administración.

Servicios de Perforación	IHS-OG-CON-PRO-MEX-101	Rev. 0
Logística Operativa y de Inicio de Operaciones	IHS-OG-CON-PRO-MEX-102	Rev. 0
Instalación	IHS-OG-CON-PRO-MEX-103	Rev. 0
Geomembrana	IHS-OG-CON-PRO-MEX-104	Rev. 0
Inicio de Operaciones de Perforación (Etapa Superficial)	IHS-OG-CON-PRO-MEX-105	Rev. 0
Pruebas Hidráulicas de Conexiones Superficiales de Control	IHS-OG-CON-PRO-MEX-106	Rev. 0
Instalación de Cabezal Soldable	IHS-OG-CON-PRO-MEX-107	Rev. 0
Instalación de Charola Ecológica, Campana, Línea de Flote y Bujes de Desgate	IHS-OG-CON-PRO-MEX-108	Rev. 0
Armado de Sarta de Perforación	IHS-OG-CON-PRO-MEX-109	Rev. 0
Armado de Tubería con Top Drive	IHS-OG-CON-PRO-MEX-110	Rev. 0
Circulación de Pozo	IHS-OG-CON-PRO-MEX-111	Rev. 0
Calibración de Pozo	IHS-OG-CON-PRO-MEX-112	Rev. 0
Meter y Sacar Tubería con Top Drive	IHS-OG-CON-PRO-MEX-113	
Toma de Registros	IHS-OG-CON-PRO-MEX-114	
Cambio de Rams	IHS-OG-CON-PRO-MEX-115	
Introducción de TR	IHS-OG-CON-PRO-MEX-116	
Cementación	IHS-OG-CON-PRO-MEX-117	
Prueba de Hermeticidad TR	IHS-OG-CON-PRO-MEX-118	
Pruebas de Integridad de Formación y de Goteo	IHS-OG-CON-PRO-MEX-119	
Anclaje de Tuberías Cortas (Liners)	IHS-OG-CON-PRO-MEX-120	
Instalación de Medio Árbol de Producción y Sello Externo	IHS-OG-CON-PRO-MEX-121	
Reuniones y Reportes de Avance de Operaciones	IHS-OG-CON-PRO-MEX-122	
Movilización de Equipo Calisto dentro de la misma Localización	IHS-OG-CON-PRO-MEX-123	
Movilización de Equipo Calisto dentro de la otra Localización	IHS-OG-CON-PRO-MEX-124	
Movilización de Equipo Galileo-Europa dentro de la misma Localización	IHS-OG-CON-PRO-MEX-125	
Movilización de Equipo Galileo-Europa dentro de la Otra Localización	IHS-OG-CON-PRO-MEX-126	
Movilización de Equipo Titán dentro de la misma Localización	IHS-OG-CON-PRO-MEX-127	
Movilización de Equipo Titán hacia Otra Localización	IHS-OG-CON-PRO-MEX-128	
Colocación de Tanques de Cemento	IHS-OG-CON-PRO-MEX-129	
Meter y Sacar Tubería Bajo presión (Stripping)	IHS-OG-CON-PRO-MEX-130	
Selección y Operación de Herramientas de Pesca	IHS-OG-CON-PRO-MEX-131	
Entrega de Localización con Pozos Perforados incluyendo Árbol de Válvulas	IHS-OG-CON-PRO-MEX-132	
Mantenimiento de Equipo de Perforación	IHS-OG-CON-PRO-MEX-133	
Gerencia de Cambio	IHS-OG-CON-PRO-MEX-134	
Instalación y Prueba de Separadores de Gas-Lodo	IHS-OG-CON-PRO-MEX-135	
Instalación y Prueba de Equipo de Control de Sólidos	IHS-OG-CON-PRO-MEX-136	
Perforación Direccional	IHS-OG-CON-PRO-MEX-137	
Análisis de Fluidos de Perforación	IHS-OG-CON-PRO-MEX-138	

Expediente de Pozo	IHS-OG-CON-PRO-MEX-139	
Inspección de Componentes de los Equipos de Perforación y Tubulares	IHS-OG-CON-PRO-MEX-140	
Bypass para Trabajar sin Encoder	IHS-OG-CON-PRO-MEX-141	
Configuración de Tarjeta Basler (DESCS-100)	IHS-OG-CON-PRO-MEX-142	
Medición de Resistencia de Aislamiento ANSI-IEEE 43-2000	IHS-OG-CON-PRO-MEX-143	
Calibración de Circuito Hidráulico	IHS-OG-CON-PRO-MEX-144	
Configuración Woodward GCP-30	IHS-OG-CON-PRO-MEX-145	
Imágenes Compact Flash SBC	IHS-OG-CON-PRO-MEX-146	
Duplicado de Compact Flash	IHS-OG-CON-PRO-MEX-147	
Reforzamiento del Primer Tramo de Tubería de Producción	IHS-OG-CON-PRO-MEX-148	
Recepción de la Localización	IHS-OG-CON-PRO-MEX-149	
Operativo para el Control de Brotes	IHS-OG-CON-PRO-MEX-150	
Desmantelar Conjunto de Preventores	IHS-OG-CON-PRO-MEX-151	
Evaluación de Cementaciones	IHS-OG-CON-PRO-MEX-152	
Diseño de la Selección de Tuberías de Revestimiento	IHS-OG-CON-PRO-MEX-153	
Procedimiento Operativo de Diseño de la Predicción de Geopresiones	IHS-OG-CON-PRO-MEX-154	
Procedimiento Operativo de Diseño de la Cementación de Tuberías de Revestimiento	IHS-OG-CON-PRO-MEX-155	
Diseño de Sartas de Perforación	IHS-OG-CON-PRO-MEX-156	
Diseño de la Determinación de la prof de Asentamientos de TR	IHS-OG-CON-PRO-MEX-157	
Procedimiento de Control de Solidos	IHS-OG-CON-PRO-MEX-158	
Procedimiento para diseñar la Trayectoria de un Pozo Direccional	IHS-OG-CON-PRO-MEX-159	
Procedimiento para Diseño de la Hidráulica en la Perforación	IHS-OG-CON-PRO-MEX-160	
Procedimiento para la Selección de Fluidos de Perforación	IHS-OG-CON-PRO-MEX-161	
Procedimiento para Selección de Barrenas de Cortadores fijos PDC y o Ticónicas	IHS-OG-CON-PRO-MEX-162	
Anticolisión de Pozos	IHS-OG-CON-PRO-MEX-163	
Plan de Respuesta a Emergencias	NEJ-SEG-ERP-T-IHS-001	
Clasificación Manejo y Disposición de Residuos	IHS-OG-AMB-PRO-MEX-002	
Tratamiento, Manejo y Descarga de Aguas Residuales	IHS-OG-AMB-PRO-MEX-004	
Trabajos en Alturas	IHS-OG-SEG-PRO-MEX-017	
Identificación y Comunicación de Peligros por Sustancias Químicas	IHS-OG-SEG-PRO-MEX-016	
Realizar Maniobras con Equipos y Dispositivos de Izaje	IHS-OG-SEG-PRO-MEX-011	
Trabajo en Espacios Confinados	IHS-OG-SEG-PRO-MEX-007	
Identificación de peligro y evaluación de riesgos	IHS-OG-SEG-PRO-MEX--001	
Permisos de Trabajo	IHS-OG-SEG-PRO-MEX-002	
Investigación de accidentes e incidentes	IHS-OG-SEG-PRO-MEX-003	

I.2. DESCRIPCIÓN DETALLADA DEL PROCESO

Los Regulados describirán de manera detallada el proceso por líneas de producción, reacciones principales y secundarias, en su caso, las operaciones unitarias, los equipos y las sustancias involucradas, particularmente en las que intervengan Sustancias Peligrosas, anexando los diagramas de bloques correspondientes y la tecnología del proceso, entre ellas la versión final de los DFP, DTI, lógica operacional y/o filosofía de operación. Asimismo, resulta necesario que el Regulado indique todas las materias primas, productos y subproductos manejados en el proceso, señalando las características de peligrosidad, especificando el nombre de la sustancia, cantidad máxima de almacenamiento, concentración, capacidad máxima de producción y el tipo de almacenamiento.

I.2.1 Proceso de perforación de Pozos

El proceso de perforación de pozos de manera general lo podemos dividir en los siguientes pasos:

- 1.- Recepción de la localización
- 2.- Transporte e instalación de equipo
- 3.- Perforación del pozo en sus etapas de acuerdo a la profundidad definida
- 4.- Terminación
- 5.- Desmantelamiento del pozo.

1. Recepción de la localización

Contar con el área necesaria y debidamente acondicionada para los asentamientos de equipos programados, así como contar en caso de requerirse de áreas y construcciones necesarias para ejecutar intervenciones u operaciones no contempladas en el proyecto original o contingencias.

Las actividades que comprenden esta parte del proceso son:

- ✓ Verificar Ubicación.
- ✓ Verificar camino de acceso.
- ✓ Verificar condiciones, dimensiones y orientación.
- ✓ Nivelación del terreno.
- ✓ Compactación del terreno.

- ✓ Construcción del contrapozo.
- ✓ Construcción de la presa metálica.
- ✓ Cercado perimetral con alambre de púas y tela gallinera.
- ✓ Construcción del acceso a la localización con guardaganado y portón.
- ✓ Señalamientos de acceso y de la localización.

2. Transporte e instalación de equipo

Establecer y organizar la logística adecuada y oportuna para aplicar un orden de:
Concentración, transporte, acomodo y ensamblaje de equipo de perforación y herramientas.

Las actividades a realizar en esta parte del proceso son:

- ✓ Seleccionar apoyo logístico en base al tipo de equipo de intervención.
- ✓ Nivelar áreas de las naves.
- ✓ Transportar equipo.
- ✓ Instalar equipo.
- ✓ Verificar condiciones de seguridad (lista de verificación).
- ✓ Nivelar mástil.
- ✓ Instalación de equipo al 100 %.

3. Perforación del pozo

Realizar las operaciones propias de perforación de acuerdo al programa establecido, se divide en 3 etapas dependiendo de los diámetros a perforar.

- 1ª Etapa del proceso de perforación del pozo

Las actividades que comprenden esta etapa son:

- ✓ Seleccionar, medir, calibrar y armar barrena y ensamble de fondo
- ✓ Perforar intervalo programado con fluido base agua
- ✓ Circular limpiando agujero
- ✓ Sacar barrena a la superficie
- ✓ Introducir y cementar tubo conductor
- ✓ Acondicionador tubo conductor
 - Fijación
 - Línea de flote
 - Llenadera de 2"
 - Tapón de 4"

- 2ª. Etapa del proceso de perforación del pozo.

Las actividades que comprenden esta parte del proceso son:

- ✓ Seleccionar, medir, calibrar y armar barrena y ensamble de fondo
- ✓ Perforar intervalo programado con fluido base agua
- ✓ Circular limpiando agujero
- ✓ Sacar barrena a la superficie
- ✓ Tomar registros eléctricos
- ✓ Introducir y cementar tubería de revestimiento
- ✓ Instalación y pruebas hidráulicas de conexiones superficiales de control
- ✓ Instalación de charola ecológica
- ✓ Instalación de buje de desgaste

- 3ª. Etapa del proceso de perforación del pozo.

Las actividades que comprenden esta parte del proceso son:

- ✓ Seleccionar, medir, calibrar y armar barrena y ensamble de fondo
- ✓ Meter barrena y herramienta armando tubería de perforación (TP) tramo por tramo hasta tocar tapones de desplazamiento.
- ✓ Circular
- ✓ Efectuar primera prueba de TR
- ✓ Moler tapones, rebajar accesorios hasta 5 metros arriba de la zapata
- ✓ Efectuar segunda prueba de TR
- ✓ Rebajar cemento y zapata
- ✓ Perforar etapa según programa
- ✓ Circular limpiando agujero
- ✓ Efectuar viaje corto a la zapata para medir pozo
- ✓ Circular, desgasificar y acondicionar lodo con la densidad requerida.
- ✓ Sacar barrena a la superficie, aflojando juntas de la herramienta
- ✓ Tomar registros eléctricos
- ✓ Recuperación de buje de desgaste y eliminar charola ecológica
- ✓ Introducir y cementar tubing less con la bola colgadora instalada
- ✓ Desplazar lechada de cemento con salmuera sódica de 1.03 gr/cm³
- ✓ Esperar fraguado de cemento a preventor cerrado

4. Terminación

Las actividades que comprenden esta parte del proceso son:

- ✓ Recuperar cabeza de cementar.
- ✓ Eliminar conjunto de preventores.
- ✓ Conectar tubo ancla y levantar bola colgadora.
- ✓ Instalar empaquetadura a la bola colgadora y alojarla en su nido.
- ✓ Instalar medio árbol.
- ✓ Efectuar pruebas a conexiones superficiales de control definitivas.

5. Desmantelación

Las actividades que comprenden esta parte del proceso son:

- ✓ Desarticular y desvestir equipo.
- ✓ Apoyo logístico.
- ✓ Despejar frente y efectuar preparativos para abatir mástil.
- ✓ Abatir subestructura con malacate principal (según diseño de equipo).
- ✓ Abatir mástil.
- ✓ Desmantelar equipo en general.

La localización y explotación de yacimientos de gas natural es en principio un proceso geofísico, en el que interviene un solo componente de riesgo: el gas natural, que por sus condiciones de manejo puede presentar dos etapas de riesgo: la perforación y la explotación. La extracción de gas natural es un proceso físico que no funciona con base en reacciones primarias o secundarias, como normalmente ocurre en los procesos químicos.

El proceso de obtención y transporte de gas, inicia con la perforación del subsuelo, mediante una barrena impulsada por una flecha (Kelly) hasta determinada profundidad (objetivo de perforación). Durante la operación de la barrena, se inyecta un fluido de perforación, el cual tiene la función de lubricar la barrena, transportar (o empujar) los recortes de perforación hacia la superficie y mantener en equilibrio las presiones del yacimiento. Según aumenta la profundidad de la intervención, los fluidos y barrenas de perforación se van modificando de acuerdo al diseño del pozo.

En la Figura I.11 se muestra el diagrama del proceso de perforación.

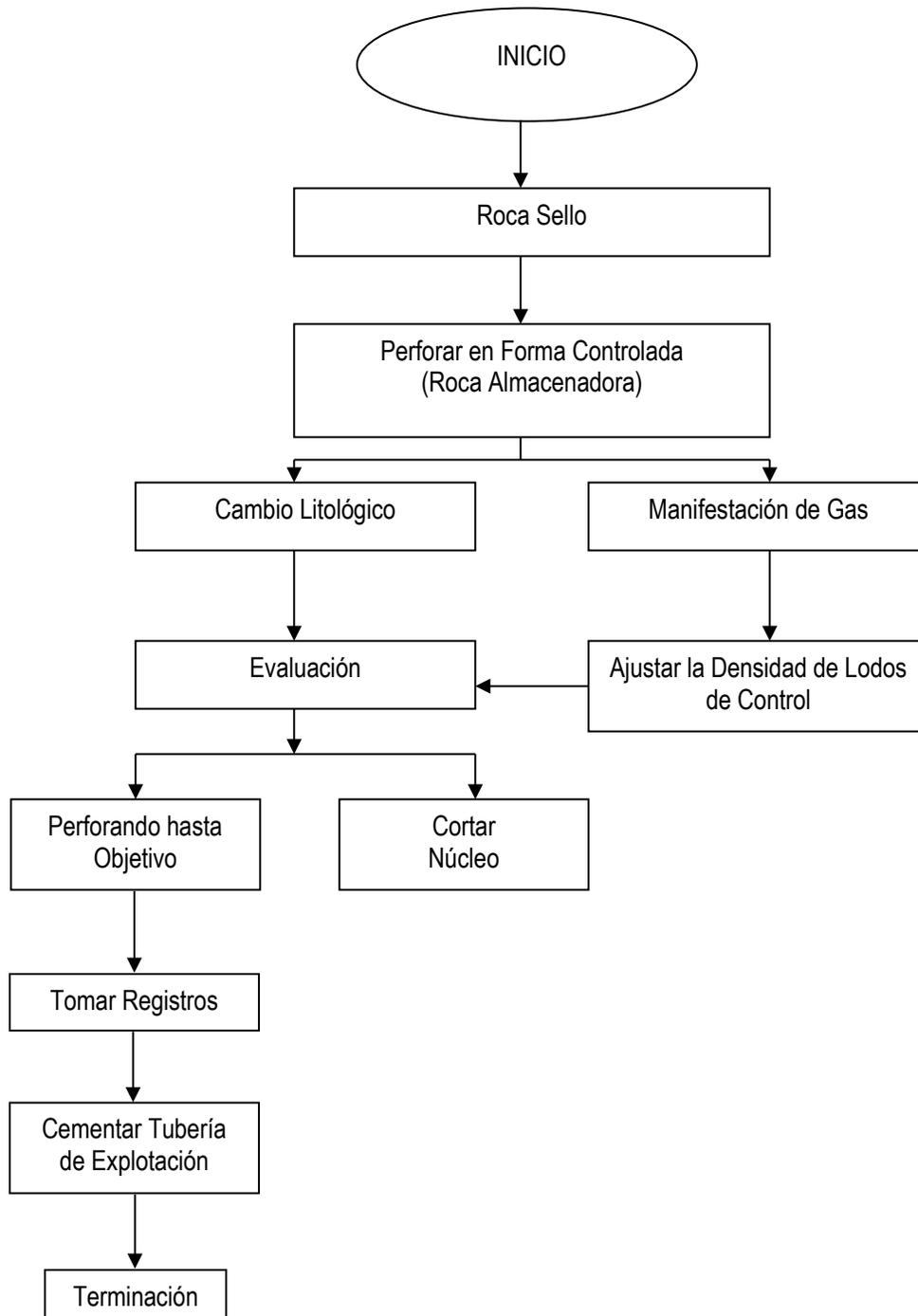


Figura I.11- Diagrama de flujo del proceso de Perforación.

Fase de Producción

La extracción de gas se realiza aprovechando la presión del propio yacimiento, regulada mediante un árbol de válvulas diseñado para soportar y regular las presiones ejercidas por el yacimiento. Este árbol dispone de válvulas e indicadores de presión que controlan y monitorean el flujo, así como de un Estrangulador, con la finalidad de controlar la presión de salida hacia la línea de descarga que conduce el gas hasta la Estación Recolector, en donde se separan los líquidos que de origen vienen asociados con el gas natural. Las válvulas laterales del árbol, son utilizadas como interface entre líneas de producción o líneas de desfogue.

I.2.1.1 Materias primas, productos y subproductos manejados en el proceso

Durante el proceso de perforación se utilizan lodos de perforación para enfriar la barrena, mantener el equilibrio de presiones de yacimiento y llevar a la superficie los recortes de perforación. Estos lodos se elaboran mediante la mezcla de las sustancias que se citan en las Tablas I.44 y I.45.

Los residuos del proceso, como son fluidos y recortes de perforación, son almacenados temporalmente en presas metálicas para su posterior disposición final en sitios autorizados.

Tabla I.44.- Materiales utilizados para la preparación de fluidos de perforación base agua.

Fluido Base-Agua Polimérico Inhibido		
Material	Cantidad	Unidad/metro perforado
KCl	110	Kg
Sosa Caustica	2	kg
Pac HV / LV	3.5-4.5	Kg
SODA ASH	0.5	kg
MEA	4 l	Lt
Q Lube 100	15 l	Lt
Agua de Perforación	903	Lt
Barita	La requerida	

Tabla I.45.- Materiales utilizados para la preparación de fluidos de perforación base diésel.

Fluido de Emulsión Inversa		
Material	Cantidad	Unidad/metro perforado
Diesel	594.37	Lt
Q'Mul I	23	Lt
Q'Mul II	10	Lt
Agua de Perforación	153.29	Lt
Cloruro de Calcio	72	Kg
Cal	35	Kg
Qmul gel	8	Kg
Qmul Lig	11	Kg
Barita	Según Densidad	

Estos materiales son almacenados en silos, con excepción del Diesel, que se almacena en contenedores metálicos especiales de capacidad de 25 m³.

La cantidad de diesel utilizada en el sistema circulante del lodo de perforación (emulsión inversa), es aproximadamente de 98 m³; se utilizan aproximadamente 4 m³ de diesel diarios. La cantidad máxima de almacenamiento de esta sustancia es de 25 m³, que resulta inferior a la cantidad de reporte, por lo que de acuerdo a este criterio regulatorio, ninguna de las sustancias empleadas en la etapa de perforación constituye material peligroso.

Tipo de recipientes Pozos Convencionales

a) Contenedores especiales para lodos de perforación.

Son recipientes metálicos cuyas dimensiones por lo general son de 1,9 x 11,6 x 2,3 m, con una capacidad de almacenamiento de 50,7 m³ aproximadamente y que disponen de indicador de nivel de lodos como dispositivo de seguridad para verificar que no sobrepase el nivel máximo de captación. La norma de diseño para este tipo de contenedores es la norma 2.341.03 "Diseño de presas metálicas para lodo".

b) Contenedores de agua cruda

El agua cruda se almacena en recipientes metálicos, con capacidad de 45 m³. Esta es utilizada para preparar los lodos de perforación y para el enfriamiento de las máquinas de combustión interna. La cantidad de recipientes y de agua almacenada depende de las condiciones que se presenten durante la etapa de perforación.

c) Contenedores especiales para Diesel

El diesel es utilizado para la operación del equipo de perforación y en la preparación de los lodos de perforación de emulsión inversa. Este se almacena en contenedores metálicos con capacidad de 25 m³. La cantidad de almacenamiento dependerá de las condiciones que se presenten durante la etapa de perforación, pero en general es de 25 m³. La norma de diseño de este tipo de contenedores es la Norma 2.341.01.

d) Contenedores especiales para recortes de perforación

Son recipientes metálicos con capacidad de 60 m³, para almacenar los recortes provenientes de la perforación del pozo, los cuales son recolectados por la empresa contratista, y transportados en unidades especializadas a un confinamiento controlado.

e) Contenedores para agua de fractura y agua de retorno.

Son recipientes metálicos con capacidad hasta de 500 barriles cada uno. Se considera que existirán la menos 32 contenedores de este tipo para contener el agua de fractura y el agua de retorno. Y que serán colocados dentro del mismo cuadro de maniobras sin afectación de nueva superficie y dispuestos en línea para estar unidos por medio de tubería de alta presión. El transporte del agua de retorno para su tratamiento y/o inyección, se realizará en pipas utilizadas para tal fin.

f) Contenedores especiales de sustancias para fractura.

Son recipientes con capacidades de 2 hasta 20 m³, dependiendo de las sustancias pueden ser metálicos, plásticos y cerrados completamente y que son utilizados solamente en la etapa de terminación. Una vez que se utilizan, son devueltos al proveedor.

g) Contenedores para arena, sílice, etc.

La arena que se utilizará para la preparación de los fluidos apuntalantes, será colocada en contenedores metálicos que se reutilizan. La cantidad de almacenamiento dependerá de las condiciones que se presenten durante la etapa de fracturamiento.

Subproductos

Se considera como subproducto el residuo de la mezcla de la formación geológica con los siguientes fluidos de perforación del pozo en cada intervalo.

Tabla I.46.- Fluidos de perforación.

Intervalo	Densidad (gr/cc)	Tipo de lodo
0-150	1.10 – 1.20	Base agua
150-1000	1.20 – 1.35	Base aceite
1000 -2400	1.40 a 1.75	Base aceite
2400 - 3500	1.75 – 1.95	Base aceite

Los subproductos, derivados del manejo de los fluidos de perforación y terminación remanentes generados por dilución, cementaciones, cambios de etapas, contingencias por control de brotes, contaminaciones, fluidos de terminación, etc., que puedan generarse, serán controlados por el sistema de tanques metálicos y el equipo deshidratador, con lo cual se separará el sólido, agua y aceite (segregación).

Los recortes de perforación base agua serán controlados por tanques portátiles provistos de un sistema de transportación (bandas sin fin), para abastecer al deshidratador, el material libre de fluido pasará a depositarse en un lugar donde será almacenado, procesado y caracterizado como no contaminante para su utilización como relleno en la misma localización.

Los recortes base aceite generados por la perforación, serán enviados a una planta de tratamiento, donde se les dará un tratamiento a través de un proceso físico-químico.

En la operación del pozo, el producto extraído es una mezcla de hidrocarburos gaseosos y agua, cuyo componente principal es el metano (gas natural), que por las cantidades de manejo y transportación, constituye un material peligroso y único componente riesgoso del proceso, de acuerdo al Segundo Listado de Actividades Altamente Riesgosas (LAAR) publicada en el Diario Oficial de la Federación el 4 de Mayo de 1992.

I.3 DESCRIPCIÓN DEL ENTORNO

Los Regulados señalarán la ubicación del Proyecto y/o Instalación, incluyendo coordenadas geográficas y/o Universal Transversal Mercator (UTM) y plano de localización, además de la información relacionada con los asentamientos humanos y componentes ambientales que sean susceptibles de verse afectados, para lo cual describirán las zonas vulnerables y su proximidad a la Instalación (casas, hospitales, escuelas, centros de población, Instalaciones aledañas, centros comerciales, cuerpos y corrientes de agua, flora, fauna, carreteras, áreas naturales protegidas, , entre otros) dentro de un radio de 500 metros a partir de la ubicación del Proyecto y/o Instalación (para ductos se considerará dicho radio a lo largo de toda la trayectoria del mismo; para transporte distinto a ductos se considerará un radio de 800 metros a lo largo de las rutas establecidas y las alternativas).

En la Tabla I.47 se presentan los sitios de interés cercanos de cada instalación, cabe señalar que los Pozos de Desarrollo (Picadillo 502, 503, 504 y 505) y los Pozos Exploratorios (Llano Blanco 1001 y Sabinito Sur 101) del Área Contractual BG-01, no se encuentran ubicadas en áreas naturales protegidas o zonas de reserva ecológica. En el “Apartado I.9.1” se podrá observar el plano de localización Microregional (Plano 1), en el cual se muestran los sitios de interés cercanos de cada instalación y en el Plano de Uso de Suelo (Plano 2), se identifica los usos del suelo de los pozos que conforman el Área Contractual BG-01.

Tabla I.47.- Colindancias, usos de suelo y sitios de interés entorno a los pozos de desarrollo y exploratorios del Área Contractual BG-01.

No	Pozos	Coordenadas		Municipio	Uso de suelo y vegetación	Zonas de interés	Descripción	Distancia respecto al Pozo
		X	Y					
1	Picadillo 502	Coordinadas de ubicación de infraestructura del proyecto. (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP 113 fracción I de la LGTAIP		Doctor Coss	IAPF	Cuerpo de agua	Cuerpo de agua intermitente	410 m al N 560 m al NO 485 m al SSE
						Asentamiento Humanos	--	--
						Vías de comunicación	Terracería	226 m al SO
						ANP Federal	Laguna Madre y Delta del Rio Bravo	152 Km al E
						ANP Estatal	Sierra Picachos	92 km al O
						RTP	Laguna Madre	154 Km al ESE
							Sierra Picachos	87 Km al ONO
							Matorral Tamaulipeco del Bajo Rio Bravo	75 Km al NNO
						RHP	Rio Bravo Internacional	42 Km al NE
							Rio San Juan y Rio Pesquería	26 Km al NO
						AICAS	Delta del Rio Bravo	141 km al E
							Laguna Madre	126 km al ESE
							Picachos	91 Km al O
RAMSAR	Área de Protección de Flora y Fauna Laguna Madre	131 Km al SE						
RMP	Laguna Madre	140 km al E						

Continuación Tabla I.47

No	Pozos	Coordenadas		Municipio	Uso de suelo y vegetación	Zonas de interés	Descripción	Distancia respecto al Pozo
		X	Y					
2	Picadillo 503	Coordenadas de ubicación de infraestructura del proyecto. (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP 113 fracción I de la LGTAIP		Doctor Coss	IAPF	Cuerpo de agua	--	--
						Asentamiento Humanos	--	--
						Vías de comunicación	Terracería	404 m al SE
						ANP Federal	Laguna madre y Delta del Rio Bravo	156 Km al E
						ANP Estatal	Sierra Picachos	96 Km al ONO
						RTP	Laguna Madre	156 Km al ESE
							Sierra Picachos	86 Km al ONO
							Matorral Tamaulipeco del Bajo Rio Bravo	74 Km al NNO
						RHP	Rio Bravo Internacional	45 Km al NE
							Rio San Juan y Rio Pesquería	25 Km al NE
						AICAS	Delta del Rio Bravo	144 Km al E
							Laguna Madre	127 Km al ESE
Picachos	93 Km al O							
RAMSAR	Área de Protección de Flora y Fauna Laguna Madre	133 Km al SE						
RMP	Laguna Madre	149 Km al ESE						
3	Picadillo 504			Doctor Coss	IAPF	Cuerpo de agua	Cuerpo de agua intermitente	390 m al N 471 m al S 580 m al NO
						Asentamiento Humanos	--	
						Vías de comunicación	Terracería	266 m al SO
						Instalaciones	Localización Picadillo 502	46 m al O

Continuación Tabla I.47

No	Pozos	Coordenadas		Municipio	Uso de suelo y vegetación	Zonas de interés	Descripción	Distancia respecto al Pozo
		X	Y					
3	Picadillo 504	Coordenadas de ubicación de infraestructura del proyecto. (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP 113 fracción I de la LGTAIP		Doctor Coss	IAPF	ANP Federal	Laguna Madre y Delta del Río Bravo	157 Km al E
						ANP Estatal	Sierra Picachos	96 Km al O
						RTP	Laguna Madre	147 Km al ESE
							Sierra Picachos	96 Km al ONO
							Matorral Tamaulipeco del Bajo Río Bravo	84 Km al NNO
						RHP	Río Bravo Internacional	48 km al NE
							Río San Juan y Río Pesquería	24 Km al NO
						AICAS	Delta del Río Bravo	143 Km al E
							Laguna Madre	124 Km al ESE
							Picachos	90 Km al O
RAMSAR	Área de Protección de Flora y Fauna Laguna Madre	130 Km al SE						
RMP	Laguna Madre	140 Km al O						
4	Picadillo 505	Coordenadas de ubicación de infraestructura del proyecto. (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP 113 fracción I de la LGTAIP		Doctor Coss	MET	Cuerpo de agua	--	--
						Asentamiento Humanos	---	---
						Vías de comunicación	Brecha	277 m al S
							Conducto Subterráneo en Operación	426 m al N
						Instalaciones	Localización Picadillo 510	370 m al S
						ANP Federal	Laguna madre y Delta del Río Bravo	162 Km al E
						ANP Estatal	Sierra Picachos	93 Km al O
						RTP	Laguna Madre	150 Km al ESE
							Sierra Picachos	93 Km al ONO
Matorral Tamaulipeco del Bajo Río Bravo	83 Km al NNO							

Continuación Tabla I.47

No	Pozos	Coordenadas		Municipio	Uso de suelo y vegetación	Zonas de interés	Descripción	Distancia respecto al Pozo
		X	Y					
4	Picadillo 505	<p style="color: red; text-align: center;">Coordenadas de ubicación de infraestructura del proyecto. (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP 113 fracción I de la LGTAIP</p>		Doctor Coss	MET	RHP	Rio Bravo Internacional	56 Km al NE
							Rio San Juan y Rio Pesquería	22 Km al NO
						AICAS	Delta del Rio Bravo	145 Km al E
							Laguna Madre	128 Km al ESE
							Picachos	87 Km al O
						RAMSAR	Área de Protección de Flora y Fauna Laguna Madre	132 Km al SE
RMP	Laguna Madre	143 Km al ESE						
5	Picadillo 510	<p style="color: red; text-align: center;">Coordenadas de ubicación de infraestructura del proyecto. (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP 113 fracción I de la LGTAIP</p>		Doctor Coss	MET	Cuerpo de agua	Cuerpo de Agua Intermittente Corriente de Agua Intermittente	354 m al SO 320 m al SO
						Asentamiento Humanos	---	---
						Vías de comunicación	Brecha	90 m al N
						Instalaciones	Localización Picadillo 505	370m al N
						ANP Federal	Laguna madre y Delta del Rio Bravo	161 Km al E
						ANP Estatal	Sierra Picachos	94 Km al O
						RTP	Laguna Madre	151 Km al ESE
							Sierra Picachos	94 Km al ONO
							Matorral Tamaulipeco del Bajo Rio Bravo	84 Km al NNO
						RHP	Rio Bravo Internacional	22 Km al NE
							Rio San Juan y Rio Pesquería	55 Km al NO
						AICAS	Delta del Rio Bravo	145 Km al E
							Laguna Madre	128 Km al ESE
							Picachos	88 Km al O
RAMSAR	Área de Protección de Flora y Fauna Laguna Madre	133 Km al SE						
RMP	Laguna Madre	144 Km al ESE						

Continuación Tabla I.47

No	Pozos	Coordenadas		Municipio	Uso de suelo y vegetación	Zonas de interés	Descripción	Distancia respecto al Pozo
		X	Y					
6	Llano Blanco 1001	<p style="color: red; text-align: center;">Coordenadas de ubicación de infraestructura del proyecto. (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP 113 fracción I de la LGTAIP</p>		Doctor Coss	IAPF	Cuerpo de agua	Corrientes de Agua Intermitente	242 m al N, 139 m al E, 166 m al S
						Asentamiento Humanos	--	--
						Vías de comunicación	Brecha	401 m al O
						ANP Federal	Laguna madre y Delta del Rio Bravo	144 Km al E
						ANP Estatal	Sierra Picachos	98 Km al O
						RTP	Laguna Madre	145 Km al ESE
							Sierra Picachos	98 Km al ONO
							Matorral Tamaulipeco del Bajo Río Bravo	82 Km al NNO
						RHP	Rio Bravo Internacional	36 Km al NE
							Rio San Juan y Rio Pesquería	24 Km al NO
						AICAS	Delta del Rio Bravo	142 Km al E
							Laguna Madre	128 Km al ESE
Picachos	92 Km al ONO							
RAMSAR	Área de Protección de Flora y Fauna Laguna Madre	130 Km al SE						
RMP	Laguna Madre	139 Km al E						

Continuación Tabla I.47

No	Pozos	Coordenadas		Municipio	Uso de suelo y vegetación	Zonas de interés	Descripción	Distancia respecto al Pozo
		X	Y					
7	Sabinito Sur 101	<p style="color: red; text-align: center;">Coordenadas de ubicación de infraestructura del proyecto. (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP 113 fracción I de la LGTAIP</p>		Camargo	IAPF	Cuerpo de agua	Cuerpo de Agua Intermittente	244 m al SSO , 278 m al OSO ,380 m al NO
						Asentamiento Humanos	Localidad Rural La Gloria	395 m al O
						Vías de comunicación	Brecha	229 m al SSO
						ANP Federal	Laguna madre y Delta del Rio Bravo	154 Km al E
						ANP Estatal	Sierra Picachos	93 Km al O
						RTP	Laguna Madre	152 Km al ESE
							Sierra Picachos	95 Km al ONO
							Matorral Tamaulipeco del Bajo Río Bravo	75 Km al NNO
						RHP	Rio Bravo Internacional	30 Km al NE
							Rio San Juan y Rio Pesquería	19 Km al NO
						AICAS	Delta del Rio Bravo	145 Km al E
							Laguna Madre	131 Km al ESE
Picachos	87 Km al ONO							
RAMSAR	Área de Protección de Flora y Fauna Laguna Madre	135 Km al SE						
RMP	Laguna Madre	146 Km al E						

Nota: MET (Matorral Espinoso de Importancia Para la Conservación)

ario y Forestal), ANP (Áreas Naturales Protegidas), RTP (Regiones Terrestres Prioritarias), RHP (Regiones Hidrológicas Prioritarias), AICAS (Áreas de

I.3.1 En este sentido, los Regulados describirán los aspectos abióticos como el clima (temperatura ambiente máximas, promedios, mínimas, velocidad y dirección de viento, humedad relativa, presión atmosférica, entre otros), considerando preferentemente la información de los últimos diez años, indicando la referencia o fuente de donde fue tomada; describiendo también los datos de geología, geomorfología y tipo de suelos.

Las fuentes de información para la caracterización climática y meteorológica son las siguientes: de la base de datos Normales Climatológicas de la estación El Brasil (00019113), ubicada en el municipio de Doctor Coss, Nuevo León, y de la estación 00028099 S.J. 2-09 Camargo (13 km al norte), la primera en operación y la segunda suspendida, ambas de la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA), se obtuvieron las variables de: temperatura máxima, mínima, media y precipitación; sólo de la estación El Brasil se obtuvieron: niebla, tormentas eléctricas y granizo. Para la humedad relativa, evaporación potencial y dirección y velocidad del viento, se utilizaron datos de la estación agroclimática Laboratorio de Biotecnología, ubicada en el municipio de General Bravo, Nuevo León (a 9.26 km), de la Red de Estaciones del Instituto Nacional de Investigaciones Forestales, Agrícolas y Pecuarias (INIFAP). Para determinar el tipo de clima del área se consideró la carta de climas escala 1: 1,000 000, elaborada conforme al sistema de clasificación climática de Köppen modificado para la República Mexicana por E. García (INEGI, 1982). En cuanto a la trayectoria y frecuencias de huracanes se utilizó la base de datos del Centro Nacional de Huracanes, Miami, Florida del período 1950-2009 e información publicada por la Comisión Nacional del Agua. Tabla e información publicada por la Comisión Nacional del Agua (Tabla I.48).

Tabla I.48.- Localización geográfica de las estaciones climatológica y agroclimática.

UTM, WGS84, 14 R		
Estación	X	Y
Estación Climatológica El Brasil, 00019113, CONAGUA)	500 862.68	2 862 025.60
Estación climatológica S. J. 2-09 Camargo, 00028099	522 041.00	2 891 082.00
Estación Agroclimática Laboratorio de Biotecnología (INIFAP)	482 536.00	2 854 448.27

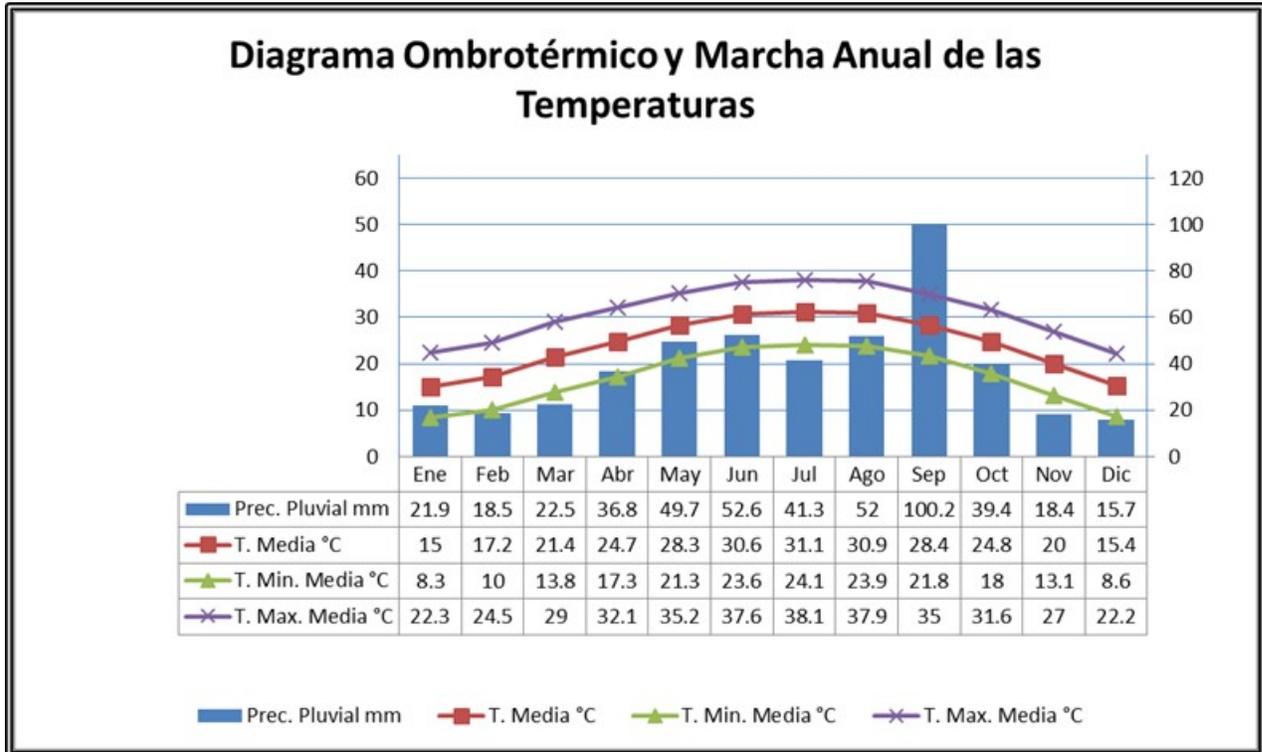
Clima

El Área Contractual BG-01 CNH-R02-L03-BG-01/2017 de acuerdo INEGI, 2008 y Köppen modificado por E. García (1982), es Semiárido, cálido, temperatura media anual mayor de 22°C, temperatura del mes más frío mayor de 18°C. Lluvia escasa todo el año, **BS1 (h´) (x´)**

Temperatura y precipitación

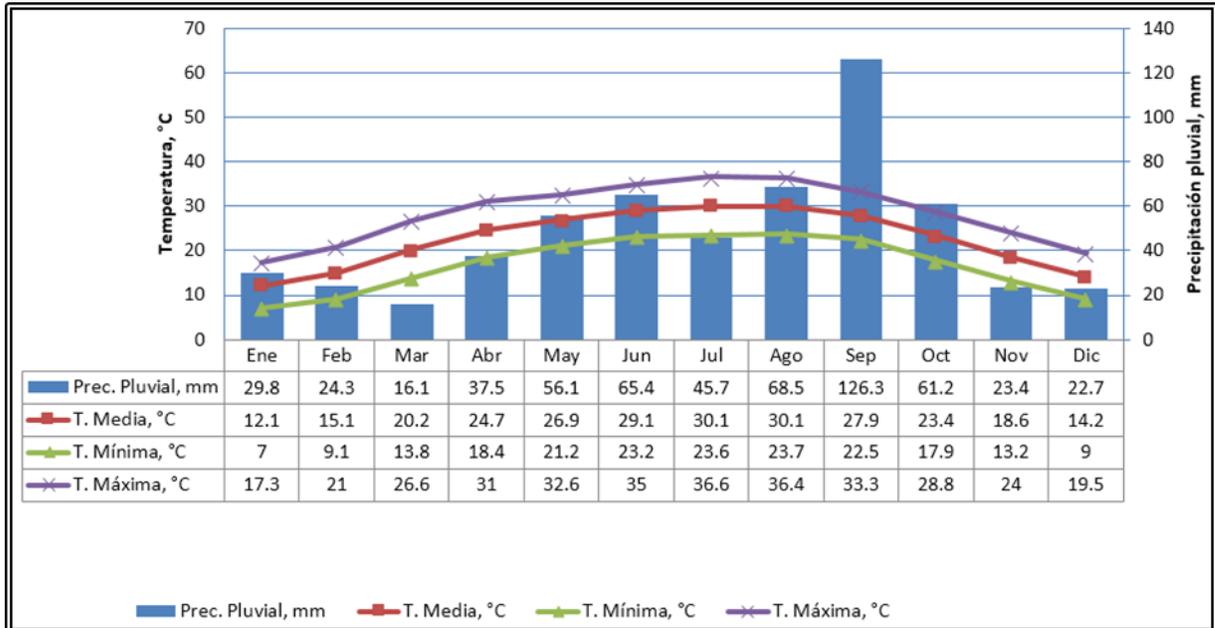
En El Brasil la temperatura media anual es de 24°C, la máxima promedio de 31°C, y la mínima promedio de 16.9°C. La temperatura máxima absoluta registrada en la estación fue de 49.5°C y se registró el 9 de mayo de 1998. Mientras que la precipitación media anual es de 469 mm., el mes más lluvioso es septiembre con 100.2 mm y el mes más seco es diciembre con 15.7 mm. En S. J. 2-09 Camargo la temperatura media anual es de 22.7°C, la máxima promedio de 28.5°C, y la mínima promedio de 17°C. La temperatura máxima absoluta registrada en la estación fue de 47°C y se registró el 13 de julio de 1962. Mientras que la precipitación media anual es de 577 mm., el mes más lluvioso es septiembre con 126.3mm y el mes más seco es marzo con 16.1 mm.

En la Gráfica I.1, presentan el diagrama ombrotérmico y la marcha anual de las temperaturas máxima, mínima y media mensuales en la estación El Brasil. En las tres curvas de temperatura los meses más calientes son junio, julio y agosto, y los meses más fríos son enero, febrero y diciembre. La temperatura más alta coincide con la sequía intraestival o canícula. En este diagrama se observa que las estaciones húmeda y seca duran 1 y 11 meses respectivamente. La primera comprende sólo el mes de septiembre, mientras que la segunda abarca el resto del año. Lo anterior de acuerdo con el índice de Gaussen, que indica que hay estación seca cuando el doble de las temperaturas medias es mayor o igual a las precipitaciones en un mes, por ello en los ejes ponemos la escala de las temperaturas al doble de las precipitaciones.



Gráfica I.1.- Diagrama ombrotérmico y marcha anual de las Temperaturas (media, máxima y mínima) El Brasil.

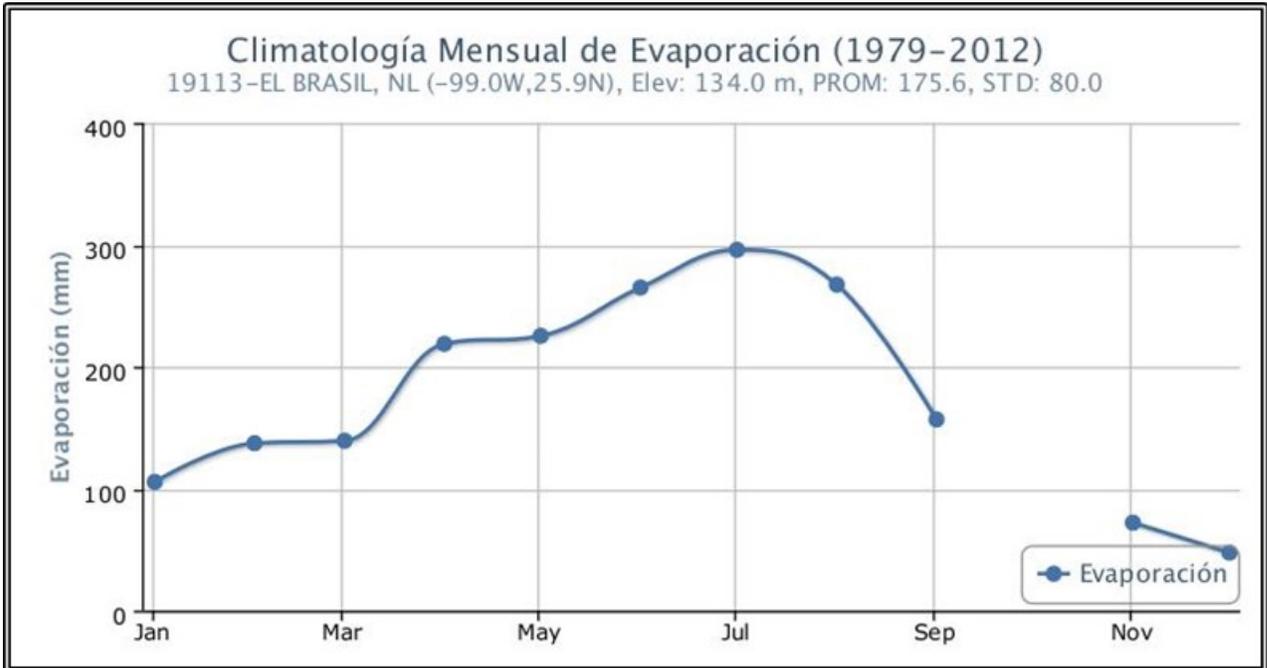
En la Gráfica I-2, presentan el diagrama ombrotérmico y la marcha anual de las temperaturas máxima, mínima y media mensuales en la estación S. J. 2-09 Camargo. En las tres curvas de temperatura los meses más calientes son junio, julio y agosto, y los meses más fríos son enero, febrero y diciembre. La temperatura más alta coincide con la sequía intraestival o canícula. En este diagrama se observa que las estaciones húmeda y seca duran 6 meses cada una. La primera comprende los meses de enero, mayo, junio, agosto, septiembre y octubre, la segunda los meses de febrero, marzo, abril, julio, noviembre y diciembre.



Gráfica I.2.- Diagrama ombrotérmico y marcha anual de las Temperaturas (media, máxima y mínima) S. J. 2-09 Camargo.

Evaporación

La evaporación nos indica el poder de la atmósfera para evaporar el agua en un sitio definido; en la Gráfica I.3 se denota la evaporación potencial que se ha registrado en la estación climatológica El Brasil, el mes con la mayor evaporación es julio, con 143.61 mm y el mes con la menor evaporación es diciembre. Como puede observarse, la atmósfera tiene la capacidad para evaporar más de dos veces la precipitación pluvial de la zona. La gráfica se ha obtenido de CLICOM.

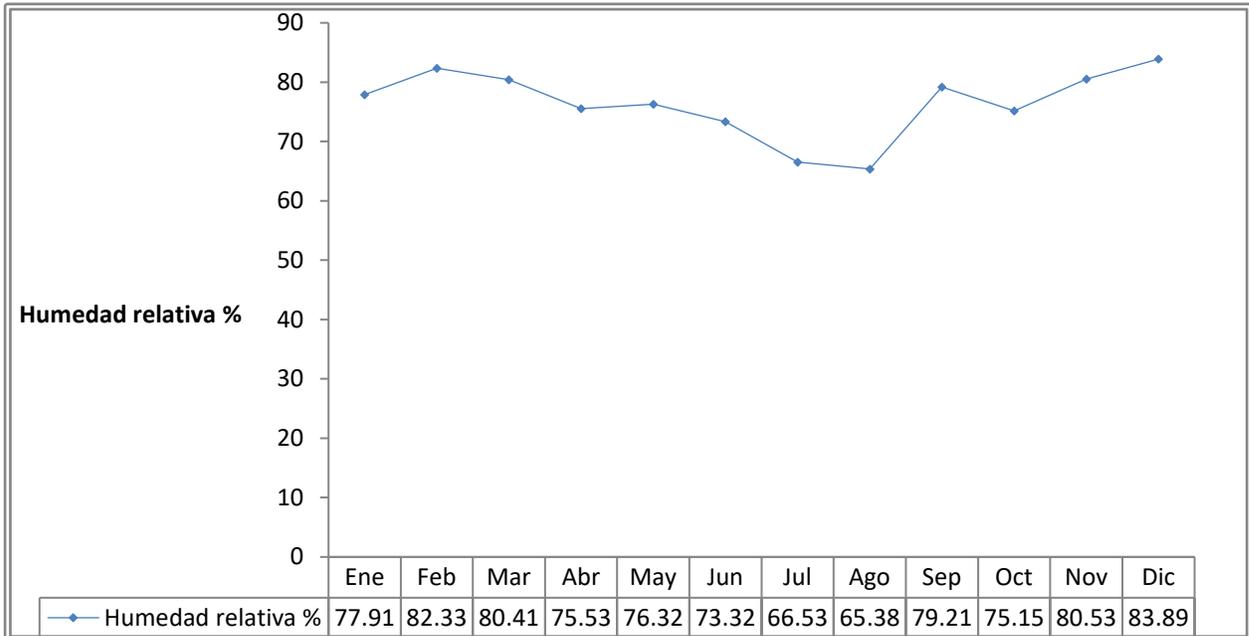


Gráfica I.3.- Evaporación promedio mensual en la estación climatológica El Brasil.

Humedad relativa

La humedad relativa es la proporción de vapor de agua real del aire comparado con la cantidad de vapor de agua necesaria para la saturación a temperatura dada en el sitio, así mismo indica la proximidad a la saturación, representado en porcentaje de 0-100, en donde el cero indica aire totalmente seco y 100 aire completamente saturado de humedad, con presencia de rocío.

En la Gráfica I.4 se muestran los datos promedio de la Humedad Relativa de los años 2014 y 2016 en la estación agroclimática Laboratorio de Biotecnología.



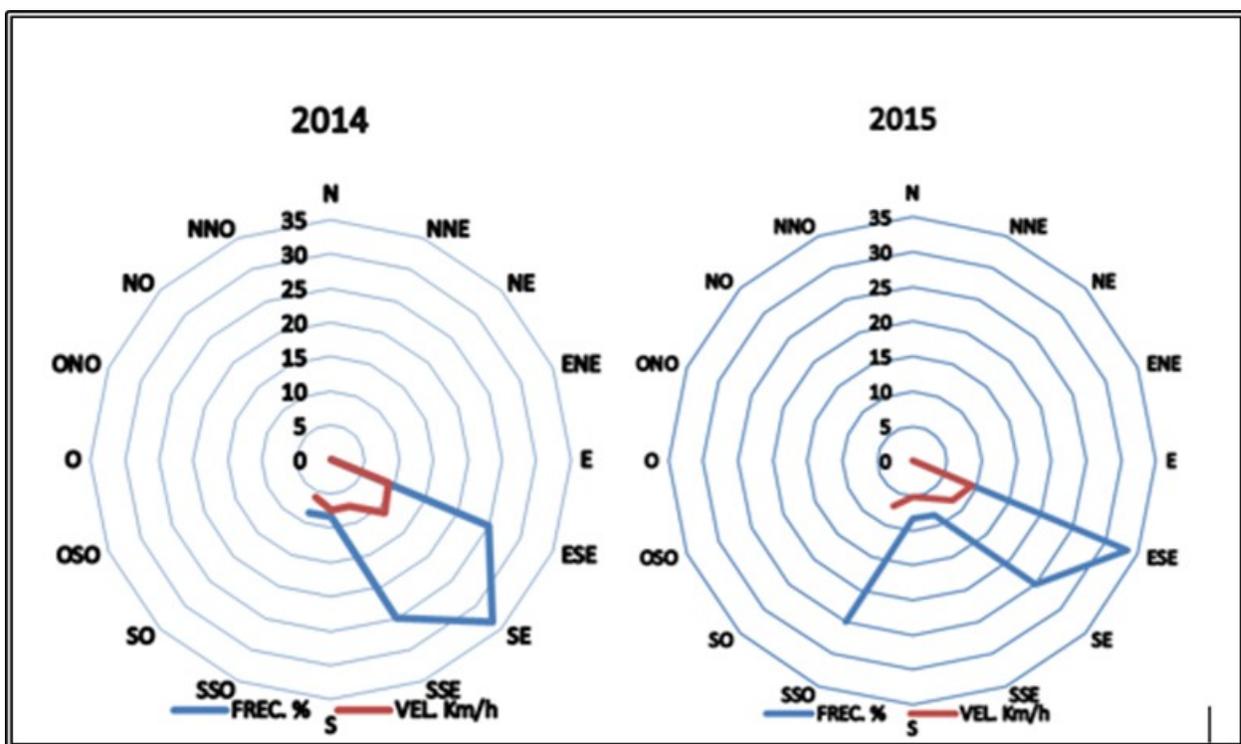
Gráfica I.4- Humedad relativa en la estación agroclimática Laboratorio de Biotecnología.

Dirección y velocidad del viento

Se analizaron los parámetros del viento medidos en la estación agroclimática Laboratorio de Biotecnología, del INIFAP, ubicada en General Bravo, Nuevo León. Se incluyen datos de los años 2014 y 2015. Ahí se observa que en el 2014 la dirección del viento del sureste tuvo una frecuencia de 33.33% y del sur sureste y este sureste la dirección del viento registró frecuencia de 25.00%, en ambos casos, con velocidad promedio anual de 8.11 km/h; en el año 2015 la dirección del viento este sureste registró una frecuencia de 33.33%, las direcciones sureste y sursuroeste registraron frecuencia de 25.00%, en ambos casos (Tabla I.49 y Figura I.12).

Tabla I.49.- Dirección (frecuencia) y velocidad del viento.

PARÁMETRO	AÑO	DIRECCIÓN (FRECUENCIA)				
		ESE	SE	SSE	S	SSO
FREC. %	2014	25.00	33.33	25.00	8.34	8.33
	2015	33.33	25.00	8.34	8.33	25.00
VEL. Km/h	2014	9.02	10.99	7.36	7.33	5.88
	2015	9.29	8.07	5.71	5.10	6.99


Figura I.12.- Rosa de los vientos, dirección (frecuencia) y velocidad.

Geología

El Área Contractual BG-01 CNH-R02-L03-BG-01/2017 se localiza en la Cuenca de Burgos, una región geológica que pertenece a la Provincia Geológica del Golfo de México, ubicada en la Planicie Costera del Golfo de México, tiene un prisma sedimentario con 5000 m de rocas siliciclásticas del Cenozoico y 3000 m de carbonatos, evaporitas y rocas siliciclásticas del Mesozoico. Las sucesiones estratigráficas comprenden

ciclos de depósitos transgresivos y regresivos, con discordancias que delimitan varias secuencias. En esta cuenca se presentan franjas de afloramientos sedimentarios que van estrechándose hacia el sur: Paleoceno, Eoceno, Oligoceno y Mioceno (Eguiluz, 2011) (Figura I.13).

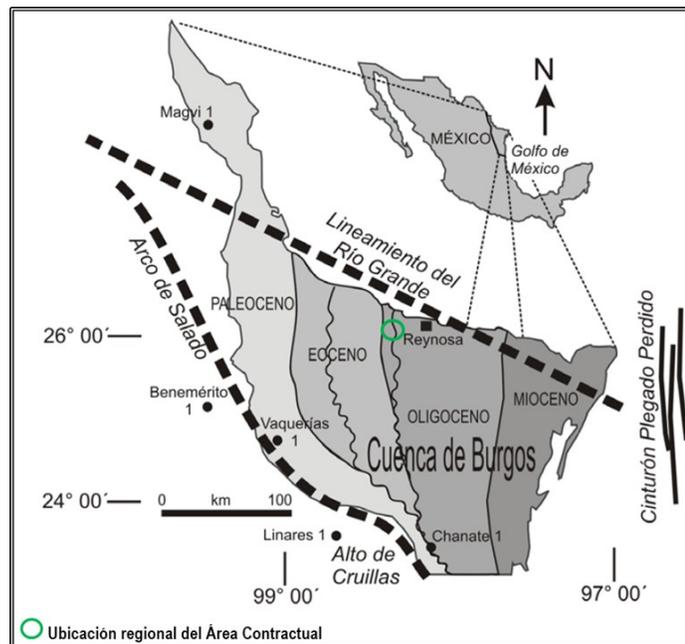


Figura I.13.- Cuenca de Burgos.

Las Asociaciones lutita-arenisca (lu-ar) del Eoceno (Te), afloran en el 76.05% de la superficie del Área Contractual y en el 59.68% de la superficie del **SAR**; surgen depósitos aluviales (al) del Cuaternario (Q), que en el Área Contractual representan el 23.95% y en el **SAR** el 21.47% de la superficie. En el 17.33% del **SAR** afloran Asociaciones lutita-arenisca (lu-ar) del Oligoceno (To), surgen también conglomerados (cg) de los períodos Plioceno y Oligoceno, pero sólo en el 1.52% de la superficie.

En la Tabla I.50 se muestran las unidades litológica de los Pozos de desarrollo y exploratorios del Área contractual BG-01. Cabe mencionar que la información fue tomada con base de las Cartas Geológico-Mineras elaboradas y publicadas por el Servicio Geológico Mexicano (2006)

Tabla I.50.- Unidad litológica de los Pozos de desarrollo y exploratorios del Área contractual BG-01.

No.	Pozos	Clave	Material
1	Picadillo 502	Te(lu-ar)	Lutita-Arenisca del eoceno
2	Picadillo 503	Te(lu-ar)	Lutita-Arenisca del eoceno
3	Picadillo 504	Te(lu-ar)	Lutita-Arenisca del eoceno
4	Picadillo 505	Te(lu-ar)	Lutita-Arenisca del eoceno
5	Picadillo 510	Te(lu-ar)	Lutita-Arenisca del eoceno
6	Llano Blanco 1001	Te(lu-ar)	Lutita-Arenisca del eoceno
7	Sabinito Sur 101	Te(lu-ar)	Lutita-Arenisca del eoceno

A continuación se hace una breve descripción de las principales características de la unidad litológica que aflora en el área de los Pozos de desarrollo y Exploratorios del Área contractual BG-01.

Asociaciones lutita-arenisca (lu-ar) del Eoceno (Te)

Es una secuencia de unidades sedimentarias marinas que constituyen una parte del Terciario Inferior. Esta secuencia se encuentra compuesta por una alternancia rítmica de lutitas y areniscas en estratos delgados y medianos de textura arcillo-arenosa y de edad eocénica.

Geomorfología

Hernández *et. al.* 2017 realizaron la clasificación geomorfométrica del relieve mexicano con base en dos índices de relieve: morfografía (densidad de curvas de nivel por unidad de área, km/km²) y disección vertical (altura relativa por unidad de área, m/km²) y elaboraron el mapa de unidades geomorfométricas del relieve mexicano, al interior del **SAR** se define como: *Plano, suavemente ondulado, muy débilmente diseccionado o no diseccionado, ocupando llanuras poligenéticas (sobre afloramientos rocosos, depósitos costeros y continentales, y microrrelieve karstificado). Aplicable sólo a llanuras costeras.* Por otro lado, Lugo-Hubp, J., F. Aceves-Quezada, *et al.* (1992), al igual que el INEGI en el Sistema de Topoformas incluido en el Mapa Digital de México, clasifican las formas terrestres al interior del **SAR** como *Lomeríos*.

Como se estipuló antes, la subprovincia fisiográfica *Llanuras de Coahuila y Nuevo León* presenta una alternancia de llanuras y lomeríos, la totalidad de la superficie del **SAR** se encuentra en Lomeríos, que son ligeramente más agrestes en la porción noreste del área, en donde se encuentra la loma La Pedrera, con 152 msnm.

En las Figuras I.14 – I.19 se presentan los perfiles de elevación de 3 transectos este-oeste y 3 norte sur al interior del **SAR**.

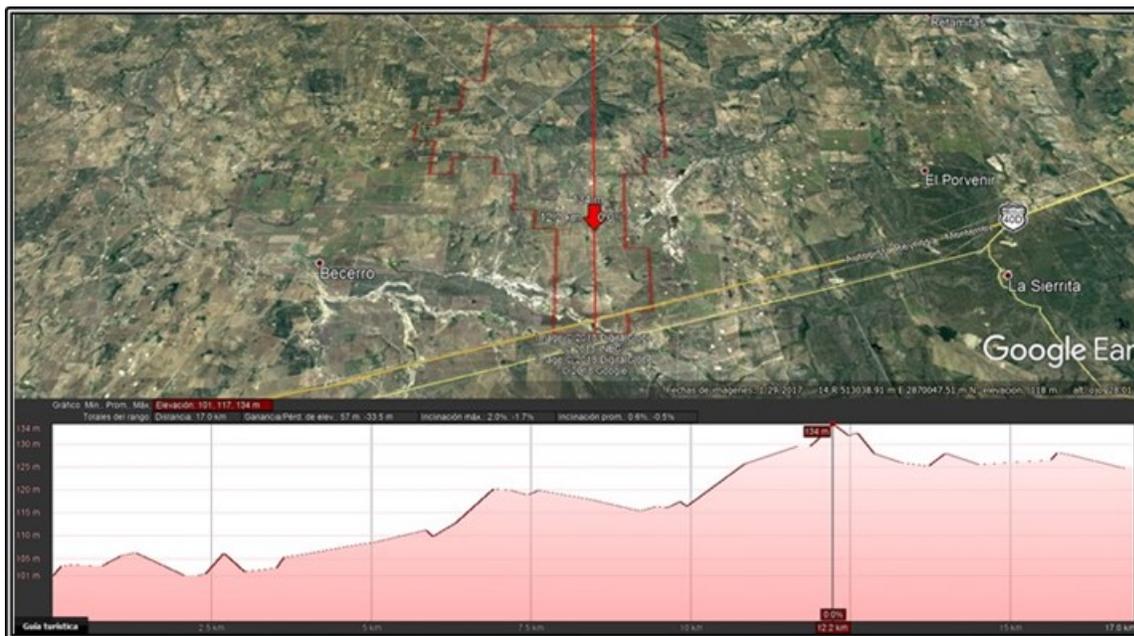


Figura I.14.- Perfil de elevación N-S-1.

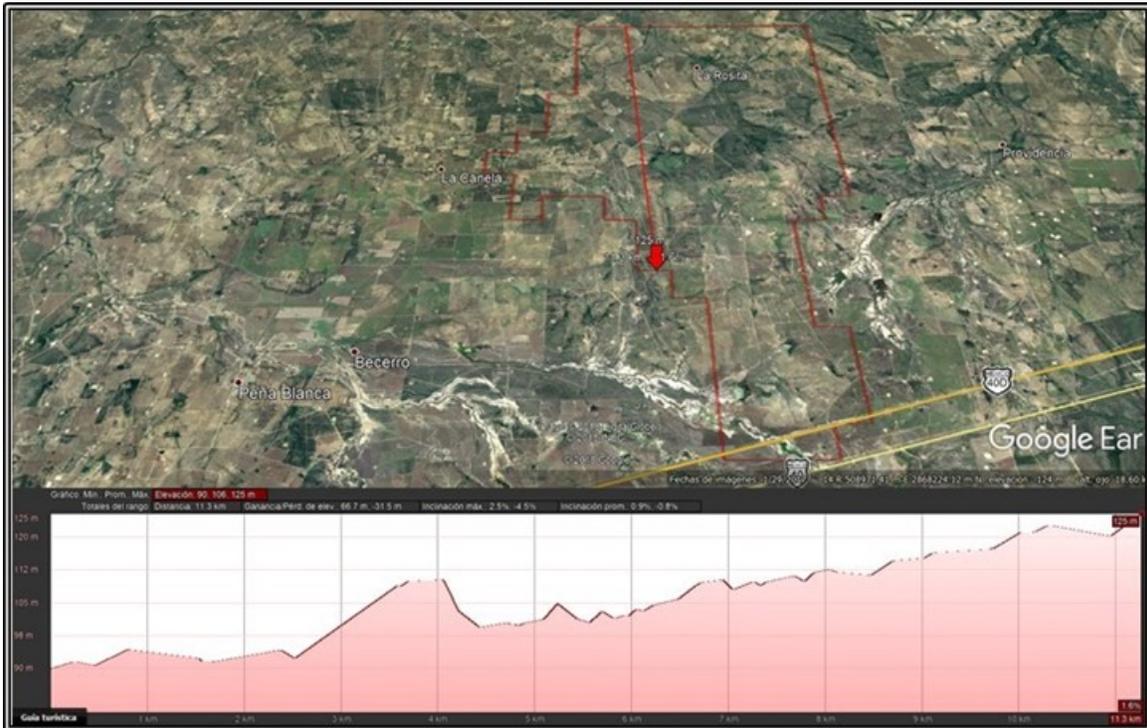


Figura I.15.- Perfil de elevación N-S-2.

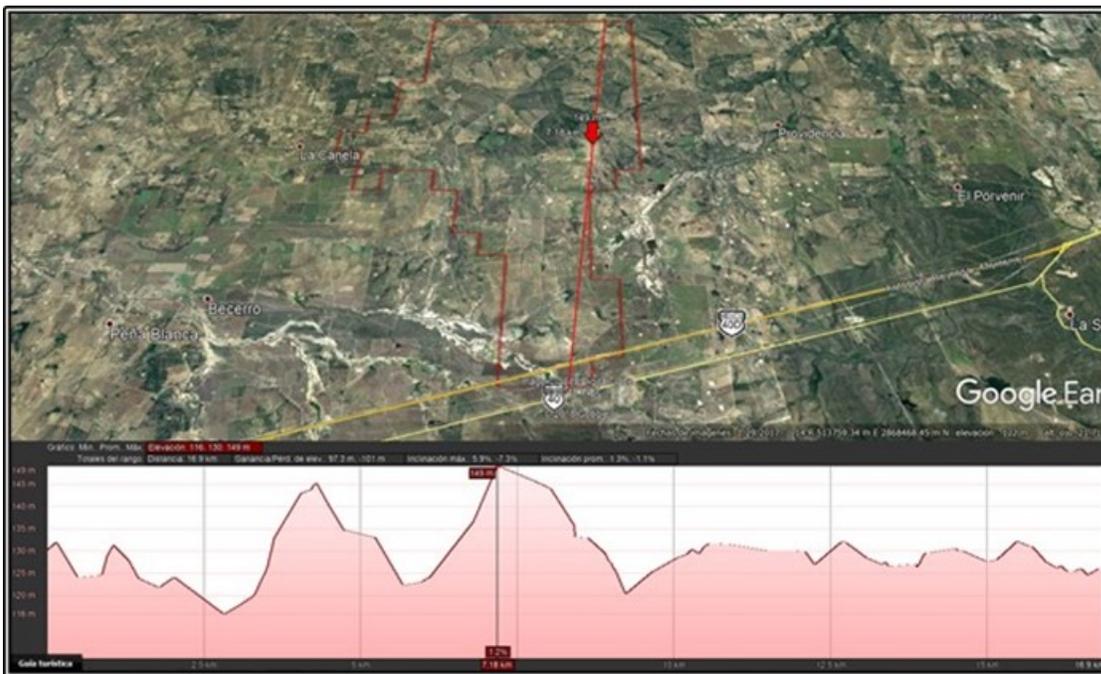


Figura I.16.- Perfil de elevación N-S-3.

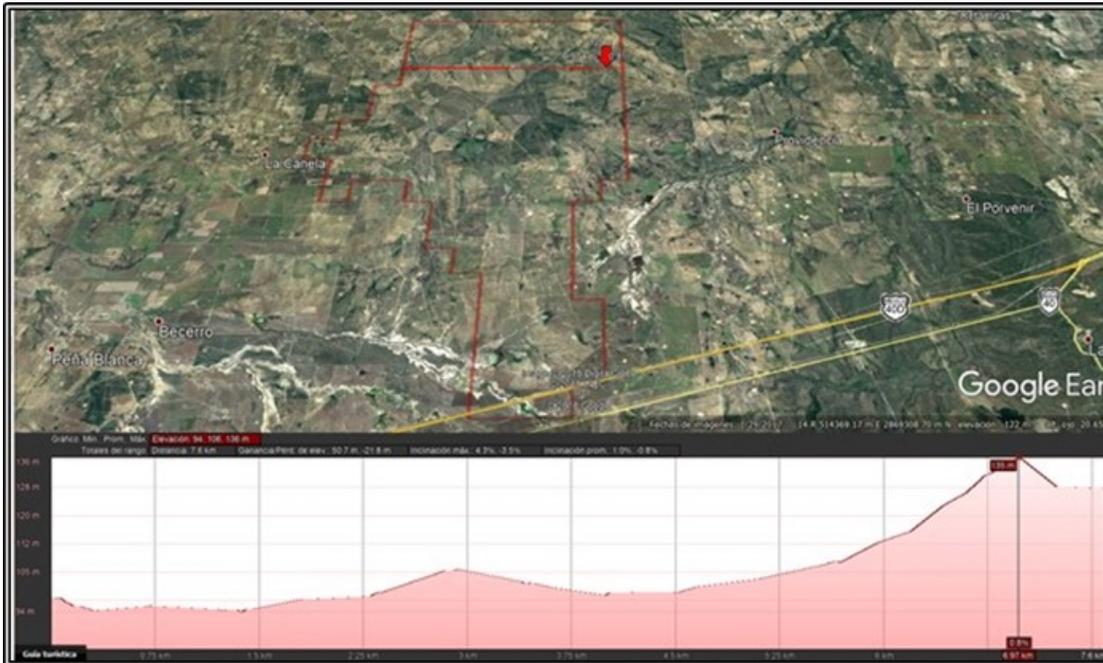


Figura I.17.- Perfil de elevación E-O-1.

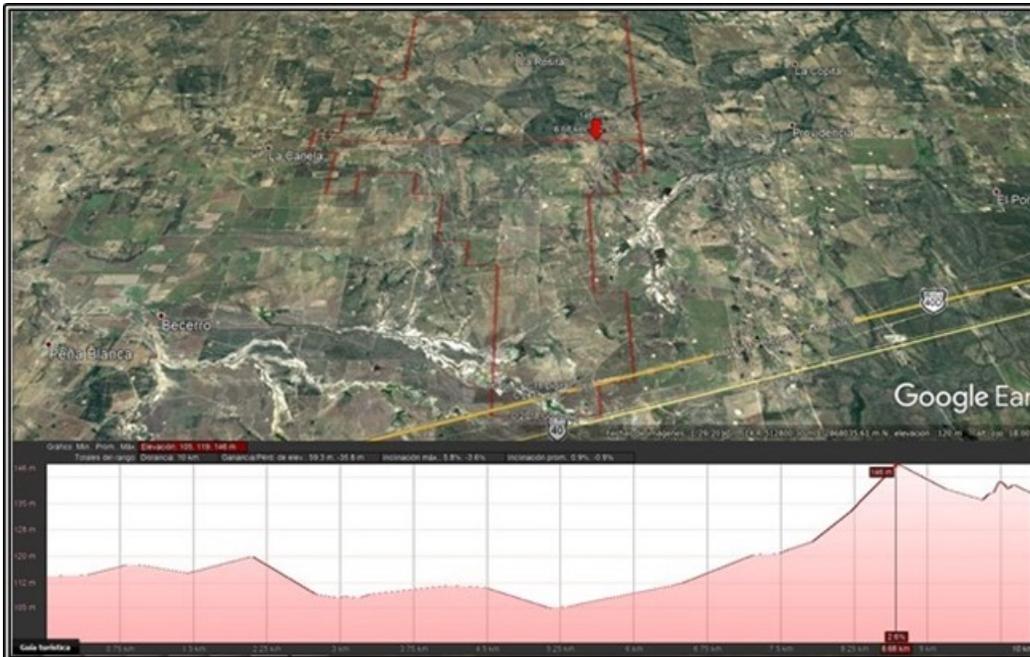


Figura I.18.- Perfil de elevación E-O-2.

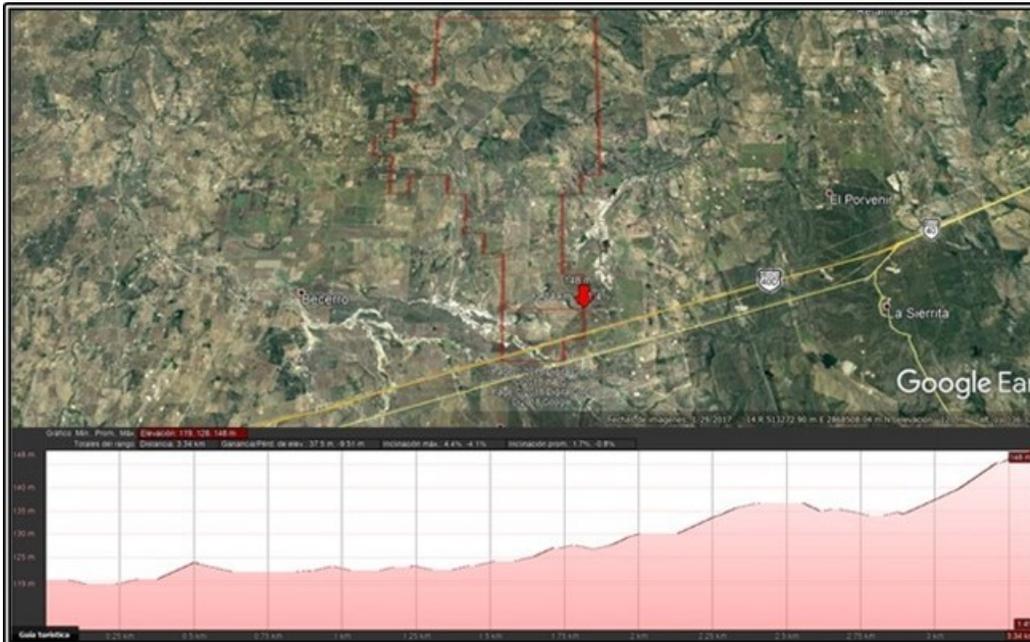


Figura I.19.- Perfil de elevación E-O-3.

Edafología

La carta edafológica del INEGI nos indica que para el Primer Nivel de Clasificación de la Base Referencial Mundial del Recurso Suelo (WRB siglas en inglés) los dos principales GSR en el Área Contractual son los Calcisoles y los Vertisoles entre ambos Grupos representan al 87% de la superficie.

Los tipos de suelos en la ubicación de los Pozos de desarrollo y exploratorios del Área contractual BG-01 CNH-R02-L03-BG-01/2017, se listan en la Tabla I.51.

Tabla I.51.- Unidad de suelos de los Pozos de desarrollo y Exploratorios del Área contractual BG-01 CNH-R02-L03-BG-01/2017.

No.	Pozos	Unidad de suelos	Descripción
1	Picadillo 502	RGsolen+VRsolen/2	Regosol sódico endoléptico+Vertisol sódico endoléptico textura media
2	Picadillo 503	RGsolen+VRsolen/2	Regosol sódico endoléptico+Vertisol sódico endoléptico textura media
3	Picadillo 504	RGsolen+VRsolen/2	Regosol sódico endoléptico+Vertisol sódico endoléptico textura media
4	Picadillo 505	VRmzso/3	Vertisol mázico sódico textura fina
5	Picadillo 510	VRmzso/3	Vertisol mázico sódico textura fina
6	Llano Blanco 1001	CLlvlen+VRcclen/2	Calcisol lúvico endoléptico+Vertisol cálcico endoléptico textura media
7	Sabinito Sur 101	CLlvlen+VRcclen/2	Calcisol lúvico endoléptico+Vertisol cálcico endoléptico textura media

Características principales de los suelos

Los **Calcisoles** son suelos con una acumulación sustancial de carbonatos secundarios; el material parental está constituido principalmente por depósitos aluviales, coluviales y eólicos de material meteorizado rico en bases; se desarrollan de las tierras llanas a montañosas en regiones áridas y semiáridas. La vegetación natural es escasa y dominada por árboles y arbustos xerófilos y/o pastos y hierbas efímeros. Los Calcisoles típicos tienen un horizonte superficial de color pardo claro; una sustancial acumulación de carbonatos secundarios se produce dentro de los 100 cm de la superficie del suelo (FAO, 2015).

Los **Regosoles** son suelos poco desarrollados, constituidos por material parental no consolidado, generalmente de grano fino; estos suelos son particularmente comunes en zonas áridas (incluyendo los trópicos secos) y en regiones montañosas (FAO, 2015).

Los **Vertisoles** son suelos de arcillas pesadas revueltas; el material parental está formado por sedimentos que contienen una alta proporción de arcillas expandibles o arcillas expandibles producidas por neoformación a causa de la meteorización de rocas. Los ambientes en los que se desarrollan son depresiones y áreas planas a onduladas, principalmente en climas tropicales y subtropicales, de semiárido a subhúmedo y húmedo con alternancia de marcadas estaciones secas y húmedas. La vegetación clímax es de sabana, praderas naturales y/o bosques. La expansión y retracción alternada de arcillas expandibles dan lugar a grietas profundas en la temporada seca y la formación de slickensides y elementos estructurales en

forma de cuña en el suelo subsuperficial. El comportamiento expansión-retracción puede ocasionar que se forme un microrelieve gilgai, especialmente en climas secos (FAO, 2015).

Descripción de los calificadores

Lúvico (lv): Tiene un horizonte árgico (es un horizonte subsuperficial que tiene marcadamente mayor contenido de arcilla que el horizonte suprayacente) que comienza a ≤ 100 cm de la superficie del suelo y tiene una Capacidad de Intercambio Catiónico (CIC) de ≥ 24 cmol/ kg de arcilla en todo su espesor o hasta una profundidad de 50 cm de su límite superior, lo que sea más delgado; y tiene una saturación de bases efectiva de $\geq 50\%$ en la mayor parte entre 50 y 100 cm de la superficie del suelo mineral o en la mitad inferior del suelo por encima de roca continua, material duro técnico o una capa cementada o endurecida que comienza a ≤ 100 cm de la superficie del suelo mineral, lo que esté a menor profundidad.

Cálcico (cc): Tiene un horizonte cálcico (es un horizonte en el cual se ha acumulado carbonato de calcio secundario (CaCO_3) en forma difusa (el carbonato de calcio aparece como impregnación de la matriz o en forma de partículas finas de calcita de < 1 mm, dispersadas en la matriz) o como concentraciones discontinuas (venas, pseudomicelios, revestimientos, nódulos blandos y/o duros) que comienza a ≤ 100 cm de la superficie del suelo.

Sódico (so): Tiene una capa, de ≥ 20 cm de espesor, que comienza a ≤ 100 cm de la superficie del suelo y tiene en el complejo de intercambio $\geq 15\%$ Na+Mg y $\geq 6\%$ Na; y que no tiene un horizonte nátrico (es un horizonte subsuperficial denso con un contenido de arcilla evidentemente más alto que en el horizonte suprayacente. Tiene un alto contenido de Na intercambiable y, en algunos casos, un contenido relativamente alto de Mg intercambiable) comenzando a ≤ 100 cm de la superficie del suelo.

Endoléptico (len): Tiene roca continua o material duro técnico entre > 50 y ≤ 100 cm de la superficie (mineral) del suelo y está ausente ≤ 50 cm de la superficie (mineral) del suelo.

I.4 ANÁLISIS PRELIMINAR DE PELIGROS

La elección de la metodología por parte de los Regulados se sustentará técnicamente para su aplicación y será acorde a la etapa del Ciclo de Vida del Proyecto (Diseño, Construcción, Operación, Cierre, Desmantelamiento y Abandono), considerando en todo momento que dicha metodología permita la identificación exhaustiva de Peligros, que servirá de retroalimentación para la fase posterior del Análisis de Riesgos.

De acuerdo a las premisas, consideraciones y criterios referidos en la Guía Operativa para realizar Análisis de Riesgos de Procesos en los Proyectos y/o Instalaciones de Iberoamericana de Hidrocarburos CQ Exploración y producción México, que considera elaborar Análisis de Riesgo de Proceso Integral para el Diseño de un Pozo Exploratorio/Desarrollo, en un Proyecto de Inversión, durante la Etapa de Definición (Ingeniería de Detalle); las metodologías seleccionadas para desarrollar el estudio de ARP fueron con base a las establecidas en la Tabla 1 de la Guía de referencia.

Tabla I.52.- Metodologías para desarrollar los estudios de Análisis de riesgo de acuerdo a la etapa en la que se encuentra el Proyecto de Inversión o el Proceso/Instalación de exploración, explotación, distribución y/o comercialización de hidrocarburos Iberoamericana de Hidrocarburos Exploración y Producción.

	Para la elaboración del Análisis Preliminar de Riesgo			Para la elaboración de un ARP Cualitativo				Para la elaboración de un ARP Cuantitativo							Análisis Costo Beneficio
	Identificación de Peligros (Hazid)	Lista de Verificación	Revisión de Seguridad	Qué Pasa Si?	Lista de Verificación Qué Pasa Si?	Análisis de Peligros y Operación (Hazop)	Análisis Bowtie	Análisis de Frecuencia				Análisis de Consecuencias			
								Árbol de Fallas (FTA)	Árbol de Evento (ETA)	Modo de Fallas y Efectos (FMEA)	Seguridad Funcional y/o LOPA	Fuego, Explosión y Derrame en Superficies	Derrame sobre Agua (mar)	Ubicación segura de instalación	
Visualización	SI	SI	SI	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Conceptualización (ingeniería conceptual)	--	--	--	SI	SI	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Definición (ingeniería básica)	--	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	--	--	SI	SI	SI	SI
Seguimiento (ingeniería detalle)	--				SI		SI	SI	SI		SI				
Ejecución (procura, construcción, pruebas y arranque)	--	SI	--	SI	SI	--	SI	--	--	--	--	--	--	--	SI
Operación rutinaria	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Camb. de Tec. Permanentes y/o Temporales	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	--	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Camb. Menores de Personal	--	SI	SI	SI	SI	SI	SI	--	--	--	--	--	--	--	--
Pruebas Tecnológicas	--	SI	SI	SI	SI	SI	SI	--	--	--	--	SI	--	--	--
Investigación y Análisis de Incidentes	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Paro de Instalaciones	--	SI	SI	SI	SI	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Desmantelamiento de Instalaciones	--	SI	SI	SI	SI	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

I.4.1 Antecedentes de Accidentes e Incidentes de Proyectos e Instalaciones similares

Los Regulados describirán los Accidentes e Incidentes ocurridos (nacionales e internacionales), en la operación de Proyectos y/o Instalaciones similares y, en su caso, aquellos ocurridos en sus Instalaciones. Resulta pertinente que se cubran los aspectos mínimos tendientes a verificar que se han aplicado las mejores prácticas nacionales e internacionales, así como haber implementado las lecciones aprendidas derivadas de los Accidentes e Incidentes relacionados con el Proyecto y/o Instalación. Para lo anterior, los Regulados describirán, entre otros la siguiente información: Evento, las causas, las sustancias involucradas, los daños materiales, pérdidas humanas, radios de afectación y las acciones realizadas para su atención.

El análisis histórico permite un conocimiento real de los descontrolados en el proceso y otras situaciones anormales ocurridas en instalaciones semejantes, hecho que ayuda al planteamiento de situaciones accidentales factibles.

La revisión de los incidentes y accidentes ocurridos en la operación de las instalaciones o de procesos similares, son una buena referencia a considerar cuando se realiza un estudio de riesgos, en el presente apartado se describe brevemente las principales bases de datos de eventos, las causas, sustancias involucradas, nivel de afectación y en su caso, acciones realizadas para su atención.

Además de ello, el análisis histórico genera una visión de conciencia en los especialistas encargados de evaluar y desarrollar Análisis de Riesgo, ya que el uso de esta herramienta estadística permite un enfoque para ver la importancia del factor humano, el medio ambiente y a un nivel más profundo, el conocimiento de las causas que pueden minimizar y reducir la gravedad de un incidente a través del adecuado manejo de equipos y sistemas de seguridad y el desarrollo adecuado de planes y procedimientos de respuesta a emergencias.

La mayoría de los Accidentes Mayores y el análisis de sus causas y consecuencias, han permitido la renovación de Legislaciones Nacionales e Internacionales, por lo que, en el ámbito legal y jurídico, su importancia para un adecuado manejo y control de sustancias peligrosas son prioritarios. Por tal razón, en el presente estudio se utilizan como apoyo bases y bancos de datos mundiales de accidentes como son:

- **MHIDAS (Major Hazard Incident Data Service):** Distribuido por AEA Technology a través de Health and Safety Executive (HSE) de Inglaterra y GEMS; cuenta con más de 7 000 accidentes de todo el mundo, que han ocurrido durante el transporte, almacenamiento de materiales peligrosos que dieron como resultado o se consideraron como la causa potencial de impactos en sitio.
- **SONATA ENI (Summary of Notable Accidents in Technical Activities):** Banco de datos de accidentes italiano elaborado por el ENI (Ente Nazionale Idrocarburi) que recaba un total de 2 500 accidentes en la industria química, petroquímica y del transporte de mercancías peligrosas desde 1930 hasta 1985.
- **MARS (Major Accident Reporting System):** el Banco de Datos MARS fue creado en 1982 como previsión a la comunidad para el control de los Accidentes Industriales Mayores (después del accidente famoso en Seveso), cuenta con 450 registros de accidentes.
- **UNEP. APPELL. Disasters Data Base. 2003:** Esta base de datos brinda una visualización de accidentes desde 1970 a 1998. La base Disaster cuenta con la categoría de desastres naturales y desastres tecnológicos por lo que en uno de sus apartados describe desastres que involucran sustancias peligrosas, algunos de estos accidentes son la base del desarrollo del programa de APELL.
- **IChemE-Responsible Care (Instituto de Ingenieros Químicos) The Accident Database:** Base de datos de accidentes que contiene aproximadamente 13 000 accidentes, incidentes y pérdidas cercanas, 30.0 % de ellos incluyen las lecciones aprendidas. Esta base de datos de accidentes puede ser usado como herramienta para la identificación de peligros, diseño e inducción.
- **CSB (U.S. Chemical Safety and Hazard Investigation Board):** La Comisión de Seguridad e Investigación de Peligros Químicos de los Estados Unidos (CSB) es una agencia federal independiente encargada de investigación de accidentes y peligros químicos industriales.
- **ARIP (Accidental Release Information Program) U.S. Environmental Protection Agency:** ARIP es documentado por U.S. E.P.A. (Chemical Emergency Preparedness and Prevention Office), cuenta con una base de datos actualizada hasta Julio del año 2000 y su información es generada por cuestionarios aplicados a instalaciones que han tenido liberaciones importantes de sustancias peligrosas, por lo que desarrolla una base de datos de Accidentes por Liberaciones

Nacional, analiza la información coleccionada, y distribuye los resultados del análisis hacia aquellos involucrados en las actividades de prevención de accidentes químicos.

- **Key dates in fire history (National Fire Protection Association):** Sus datos se compilaron originalmente en 1996 en la celebración del centenario de NFPA. Clasifica el incidente más sobresaliente por día de acuerdo con un análisis histórico.
- Loss Prevention in the Process Industries, LEES, F. P., Londres, Butterworths, 1980, 2 vols., 1316 págs: Recapitula brevemente algunos de los principales accidentes que ocurrieron entre 1926 – 1997 en industrias de procesamiento químico. El análisis de sus casos se efectúa con la finalidad de comprender el potencial de daño de varias clases de accidentes, y las causas comunes o los errores que han generado los desastres.

A nivel nacional se emplean las siguientes bases:

- PROFEPA (Procuraduría Federal de Protección al Ambiente), Subprocuraduría de Inspección Industrial, Dirección General de Inspección de Fuentes de Contaminación, Dirección de Emergencias Ambientales.

Conforme a lo señalado en la Tabla I.53, los hidrocarburos constituyen las que con mayor frecuencia estuvieron presentes y en conjunto (Petróleo Crudo, Gasolina, Diésel, Combustóleo, Gas Natural y Gas LP) representan el 69.8% del total de las emergencias ambientales. Otras sustancias diferentes a los hidrocarburos, también frecuentes en las emergencias ambientales son: amoníaco, ácido sulfúrico, solventes orgánicos, ácido clorhídrico, hidróxido de sodio y cloro.

Tabla I.53.- Sustancias involucradas en los accidentes químicos reportados a la PROFEPA (2000-2014).

Nombre de la Sustancia	%
Petróleo crudo	42.08
Gasolinas	7.83
Diésel	6.80
Combustóleo	5.39
Amoniaco	4.05
Gas LPG	3.19
Gas natural	2.30
Aceites	2.27
Solventes orgánicos	2.26
Ácido sulfúrico	1.09
Otras sustancias	27.71
Total	100

Dentro de las actividades de la empresa no han ocurrido eventos de accidentes e Incidentes; a los cual se respalda con un Sistema de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente que busca minimizar los riesgos de todos sus procesos competentes en el sector hidrocarburos.

A través del tiempo, se han presentado algunos incidentes y/o accidentes en instalaciones pertenecientes a PEMEX Exploración y Producción, relacionados con la perforación y explotación de hidrocarburos a través de pozos petroleros los cuales se mencionan a continuación en la siguiente tabla:

Tabla I.54.- Accidentes e Incidentes en Perforación de Pozos Terrestres.

No.	Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancias involucrada(s)	Evento o Causa del Accidente e incidente	Nivel de afectación (personal, población, medio ambiente, entre otros)	Acciones realizadas para su atención
1	1980	México	Pozo Agave	Gas y Aceite	Falla en el Sistema de Presión	Incendio y Explosión	Acción de Plan General de Emergencias.
2	1980	México	Pozo Giraldas 22	Gas y Aceite	Falla en el Sistema de Presión	Incendio y Explosión	Acción de Plan General de Emergencias.
3	1980	México	Pozo Puerto Ceiba 113 y 121	Gas y Aceite	Falla en el Sistema de Presión	Incendio y Explosión	Acción de Plan General de Emergencias.
4	2000	México	Pozo Lotatal 1	Aceite	Probable Falla en el Sistema de Inyección de Lodos	Derrame	Acción de Plan General de Emergencias.
5	2002	México	Pozo Samaria 75	Gas	Falla en el Sistema de Bombeo de Fluidos por Error Humano	Sin Afectación	Acción de Plan General de Emergencias.
6	2013	México	Pozo Ébano 1084-0	Aceite	Probable Falla en el Sistema de Inyección de Lodos.	Derrame	Acción de Plan General de Emergencias.

De los incidentes presentados en instalaciones similares, puede denotarse que estos tuvieron como causa principal, por el lado de factores personales: la capacitación inadecuada, la falta de habilidad del personal y falta de conocimiento de los peligros inherentes para la ejecución de sus actividades; por el lado de los factores del trabajo: no ha existido la suficiente supervisión, los mantenimientos, las herramientas, equipos y materiales han sido inadecuados y los estándares de trabajo han sido deficientes.

De lo anterior, es recomendable implementar métodos básicos para la prevención de accidentes evaluando formal y permanentemente todos los procesos, procedimientos o estándares a intervalos predeterminados, y la continua mejora y/o rediseño del ambiente laboral, procesos, procedimientos y estándares.

I.5. IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS, EVALUACIÓN Y ANÁLISIS DE RIESGOS

I.5.1. Análisis cualitativo de Riesgo

I.5.1.1. Identificación de Peligros y Evaluación de Riesgos

Durante el Análisis Preliminar de Riesgos

Para el Análisis Preliminar de Riesgos, la metodología seleccionada por el grupo multidisciplinario, fue la aplicación de Listas de Verificación.

La Tabla I.55 establecido para el formato Lista de Verificación, es el establecido para revisión de los controles Tabla administrativos que se consideran para la Perforación del Pozo.

Considerando que este análisis de riesgo Integral, será un análisis para la Perforación de un Pozo, el análisis preliminar de riesgo se deberá realizar para el Equipo de Perforación, para identificar las amenazas que puedan representar un riesgo al desarrollarse la actividad.

Tabla I.55.- Formato Lista de Verificación

Nombre del Estudio		Lista de Verificación de la Perforación de Pozo						Rev.	1	Hoja						
Organismo/Centro de Trabajo/Planta o área de Trabajo																
Sistema/Componente:		Sistema de Izare y Rotación			Equipo Multidisciplinario				XXXX				Fecha			
N.º	Lista de Verificación	Resp. (Si/No)	Desviaciones	Controles Administrativos	F	Consecuencias				Recomendaciones	Responsable	Aceptación del Riesgo				MR
						P	P	A	Pr/l			P	P	A	Pr/l	
						e	o	M	ns			e	o	m	ns	
1																
2																
3																
4																
5																
6																

DESCRIPCIÓN DE LAS METODOLOGÍAS SELECCIONADAS Y APLICADAS PARA LA IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS Y LA EVALUACIÓN DE LOS RIESGOS.

Listas de verificación.

El análisis de lista de verificación, usa una lista de puntos de un procedimiento para verificar el estado de un sistema. Las listas de verificación varían ampliamente su nivel de detalle y son frecuentemente usadas para indicar el cumplimiento con estándares y políticas.

El análisis lista de verificación, es fácil de usar y puede ser aplicado a cualquier etapa del tiempo de vida de un proceso. Las listas de verificación pueden ser usadas para familiarizar al personal inexperto con el proceso por comparación de los atributos del proceso con varios requerimientos de la lista de verificación. Las listas de verificación además proveen una base común para la revisión por parte de la dirección de las evaluaciones del analista de un proceso u operación.

Una lista de verificación detallada provee las bases para una evaluación estándar de los peligros de un proceso. Puede ser tan extenso como necesario para satisfacer una situación específica, pero debe ser aplicada rigurosamente para identificar problemas que requieren mayor atención. Las listas de verificación de peligros genéricas son frecuentemente combinadas con otras metodologías de evaluación de riesgos para evaluar situaciones peligrosas. Las listas de verificación están limitadas por la experiencia del autor; por lo tanto, estas deben ser desarrolladas por autores que tengan amplia experiencia con el sistema que se está analizando. Frecuentemente, las listas de verificación son creadas por simple organización de la información a partir de códigos, estándares y regulaciones. Las listas de verificación deben ser vistas como documentos de vida y deben ser auditadas y actualizadas regularmente.

Muchas organizaciones usan listas de verificación estándares para controlar el desarrollo de un proyecto, desde el diseño inicial hasta el desmantelamiento de la planta. La lista de verificación completa debe ser aprobada por varios miembros del personal y directivos antes de que un proyecto se pueda mover a la siguiente etapa. En este sentido, la lista de verificación sirve como medio de comunicación y como forma de control.

Utiliza una relación de temas o puntos específicos para verificar el estado de un sistema con una referencia externa, identifica tipos de riesgos conocidos, deficiencias de diseño y situaciones potenciales de accidentes asociados con el proceso y su operación común. Esta técnica también puede utilizarse para evaluar materiales, equipos o procedimientos. Esta metodología hace uso de la experiencia acumulada por una organización industrial y está limitado por la experiencia de sus autores.

Para más información respecto a la descripción metodología, se hace referencia al ANEXO A de la Guías Técnicas para realizar Análisis de Riesgos de Proceso (800-16400-DCO-GT-75).

¿Qué pasa sí?

La metodología de análisis ¿Qué pasa sí? tiene el enfoque de una lluvia de ideas en la cual el grupo multidisciplinario familiarizado con el proceso formula preguntas o manifiesta preocupaciones acerca de posibles eventos indeseados. Este análisis no es un proceso estructurado como algunas otras metodologías. En su lugar, este requiere que el analista adapte el concepto básico a la aplicación específica. Muy poca información se ha publicado acerca del método de Análisis ¿Qué pasa sí? o de su aplicación. De cualquier forma, es frecuentemente utilizado por la industria en sus etapas tempranas o durante la vida de un proceso y tiene buena reputación entre aquellos especialistas que lo aplican.

Que empiecen con "¿Qué pasa sí?". Cualquier proceso puede ser manifestado, aun si no es parafraseado como pregunta.

Por ejemplo:

Me preocupa entregar el material equivocado

¿Qué pasa sí la bomba A detiene su funcionamiento durante el arranque?

¿Qué pasa sí el operador abre la válvula B en lugar de la válvula A?

Generalmente, se registran todas las preguntas y luego éstas se dividen dentro de áreas específicas de investigación (generalmente relacionadas con las consecuencias de interés), como la seguridad eléctrica,

protección contra incendios o seguridad del personal. Cada área es subsecuentemente direccionada a un equipo de una o más personas expertas. Las preguntas se formulan en base a la experiencia y aplicando los diagramas y descripciones de procesos existentes. Para una planta en operación, la investigación incluye entrevistas con el personal de la planta no representado en el grupo multidisciplinario de evaluación de riesgos. Puede no haber un patrón específico u orden para las preguntas, a menos que el líder suministre un patrón lógico como una división del proceso dentro de sistemas funcionales. Las preguntas pueden direccionarse a cualquier condición no normal relacionada con la planta, no solo componentes de falla o variaciones de proceso.

Análisis de Árbol de Fallas (Fault Tree Analysis)

El análisis de Árbol de Fallas es una técnica deductiva enfocada en un accidente o en la falla de un sistema importante, y su función es determinar las causas del evento.

Como método de Análisis de Riesgos es de los más estructurados y puede aplicarse a un solo sistema o a sistemas interconectados. La técnica supone que un suceso no deseado (un accidente o una desviación peligrosa cualquier tipo) ya ha ocurrido, y busca las causas del mismo y la cadena de sucesos que puede hacer que tenga lugar. Puede ser un complemento de otras metodologías de análisis de riesgos.

Uso

El árbol de fallas es un método gráfico que muestra tanto las fallas en equipo como errores humanos que pueden ocurrir en la falla del sistema de interés. Este análisis calcula la frecuencia y/o la probabilidad de ocurrencia de un suceso culminante de aquí que sea una de las herramientas más útiles cuando se desea cuantificar riesgos.

Entradas

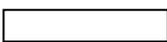
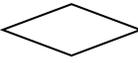
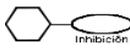
Es necesario un entendimiento de la información sobre las causas y consecuencias de un riesgo, y las barreras y controles que pueden prevenirlo, mitigarlo o estimularlo.

Proceso

El Análisis de Árbol de Fallas descompone un accidente en sus elementos contribuyentes, ya sean estas fallas humanas, de equipos del cabezal de producción o sucesos externos, etc.

Para la representación lógica se utiliza la simbología que se muestra en la Tabla I.57.

Tabla I.57.- Representación lógica

SIMBOLO	APLICACION
	Sucesos intermedios: Resultan de la interacción de otro suceso, que a su vez se desarrollan mediante puertas lógicas.
	Sucesos Básicos: Constituyen la base de la base de la raíz del árbol. No necesitan desarrollo posterior en otros sucesos.
	Sucesos no desarrollados: No son sucesos básicos y podrían desarrollarse más, pero el desarrollo no se considera necesario o no se dispone de la suficiente información
	Puerta "O" Representan la operación lógica que requiere la ocurrencia de uno o más sucesos de entrada para producir el proceso de salida.
	Puerta "Y" Representan la operación lógica que requiere la ocurrencia de todos los signos de entrada para producir el proceso de salida
	Puerta inhibición: Representa la operación lógica que requiere la ocurrencia del suceso de entrada y la satisfacción de una condición de inhibición
	Condición externa: Se utiliza para indicar la condición o un suceso que existe como parte del escenario en que se desarrolló el árbol de fallas.
	Transferencia: Se utilizan para continuar el desarrollo del árbol de fallas en otra parte (por ejemplo, en otra página por falta de espacio).

Se tienen definidos 4 diferentes índices de importancia de la confiabilidad que permiten conocer la importancia del componente en el árbol de fallas, a continuación, se describen cada uno de ellos:

Índice Birnbaum;

El índice de importancia Birnbaum del componente i al tiempo t se define como:

$$I^B (i | t) = \frac{\partial q_0(t)}{\partial q_i(t)} \dots\dots\dots(\text{Ec. 1})$$

El cuál nos indica como varía la no disponibilidad del sistema con respecto a la variación de la no disponibilidad de cada componente i en el tiempo t.

Índice Fussell-Vesely:

El índice de importancia de Fuseell-Vesely IFV (ilt) es la probabilidad que al menos un corte mínimo contenga el componente i que falla en el tiempo t, dado que el sistema falla al tiempo t.

$$I^{FV} (i | t) = \frac{\sum_{j=0}^{mj} Q_j^i(t)}{Q_0(t)} \dots\dots\dots(\text{Ec. 2})$$

Importancia Crítica

El índice de importancia crítica ICR (ilt) s la probabilidad que el componente i es el crítico para el sistema y el falla al tiempo t, dado que el sistema falla al tiempo t.

$$I^{CR} (i | t) = \frac{I^B (i | t) \cdot q_i(t)}{Q_0(t)} \dots\dots\dots(\text{Ec. 3})$$

En otras palabras, ICR ($i|t$) es la probabilidad de que el componente i , cause la falla del sistema, dado que el sistema falla al tiempo t .

Medida de la Mejora Potencial

La mejora potencial con respecto al componente i al tiempo t es definida como:

$$I^{IP} (i|t) = I^{CR} (i|t) \cdot Q_0 (t) \dots\dots\dots(\text{Ec. 4})$$

En sistemas en serie, la mejora potencial en la confiabilidad del sistema es mayor para el componente con menor confiabilidad.

Antes de empezar a construir el Árbol de Fallas es importante tener un amplio conocimiento del funcionamiento del sistema. La metodología empleada en la elaboración de un Análisis de Árbol de Fallas es la siguiente:

- A. Identificar la falla del sistema (evento culminante ó TOP) que va a ser analizada y ubicarla en la parte alta Árbol.
- B. Proceder al próximo nivel del sistema que llamaremos subsistema e identificar las fallas del subsistema que podrían conducir a la falla del sistema.
- C. Determinar la relación lógica entre las fallas del subsistema que son requeridas para producir la falla del sistema. Puede ser el resultado de la combinación de fallas o la ocurrencia de cualquiera de las fallas identificadas.
- D. Usar la estructura lógica de puertas “Y” u “O” para mostrar la relación de fallas del subsistema producen la falla del sistema. La “Y” significa que las frecuencias o probabilidades deben ser multiplicadas y la “O” significa que estas deben ser sumadas.
- E. Proceder al próximo nivel más bajo del sistema y repetir los pasos del 2 al 4 hasta que se hayan identificado todas las fallas del nivel de componentes.

- F. Iniciar con datos de frecuencia o probabilidad de fallas en el nivel de componentes, calcular la frecuencia o probabilidad de las fallas descritas en el nivel ubicado arriba del nivel de componentes usando las puertas “Y” u “O”.
- G. Continuar la estructura lógica indicada por las puertas “Y” u “O” en el Árbol de Fallas hasta que la probabilidad de la falla del sistema o evento culminante ha sido calculada.

Salida

La salida es una representación lógica en la que aparecen cadenas de sucesos capaces de generar el suceso culminante que ocupa la cúspide de Árbol de Fallas.

Fortalezas del análisis

- Es simple de entender y brinda una representación gráfica clara del problema;
- Centra la atención en los controles los cuales se colocan supuestamente tanto para la prevención como para la mitigación y su efectividad.
- Representación gráfica de éxito o falla de un sistema.
- Contempla múltiples causas de manera simultánea que originan consecuencias.

Limitaciones:

- Se requieren probabilidades o frecuencias de falla de los componentes.
- Se requiere un alto nivel de experiencia o participación de especialistas.

I.5.1.2. Jerarquización de Escenarios de Riesgos

Metodología de Caracterización y Jerarquización del Riesgos

En diferentes tipos de industrias, incluida la petrolera, se realizan análisis de riesgos de proceso por medio de herramientas que permiten realizar una estimación del riesgo. El riesgo tiene dos componentes: la frecuencia de ocurrencia de un evento indeseado y la magnitud de las consecuencias de ese evento.

Debido a lo anterior, existen procesos en los que se identifican una gran cantidad de riesgos, como riesgo de daños al personal, a la población, al medio ambiente o al negocio, a los bienes de terceros o a los bienes de la nación.

Contar con una metodología para valorar los niveles de riesgo es importante cuando el conjunto de riesgos identificados es amplio y los recursos para su control o reducción son limitados. El valorar los niveles de riesgo y asignar prioridades a la atención de las recomendaciones, permite un manejo adecuado de los recursos.

Principio ALARP.

Las siglas ALARP significan: Tan Bajo Como Sea Razonablemente Práctico, del inglés As Low As Reasonably Practicable. Existen riesgos que son tolerables y otros riesgos no tolerables. El principio ALARP se encuentra precisamente entre los riesgos que se toleran y los que no. Para que un riesgo se considere dentro de la región ALARP, debe demostrarse que el costo relacionado con la reducción del riesgo (su frecuencia y/o consecuencias) es desproporcionado con respecto al beneficio que se obtiene.

El principio ALARP surge del hecho de que sería posible emplear una gran cantidad de tiempo, dinero y esfuerzo al tratar de reducir los niveles de riesgo a un valor cero, lo cual en la práctica no es costeable ni posible. Adicionalmente, este principio, no debe entenderse como simplemente una medida cuantitativa de los beneficios contra los daños. Se debe entender como una buena práctica de juicio del balance entre riesgo y el beneficio a la sociedad y al negocio.

Matrices de Riesgo

Una escala de valores de riesgo se diseña para contar con una medida de comparación entre diversos riesgos. Aunque un sistema de este tipo puede ser relativamente simple, la escala debe representar valores que tengan un significado para la organización y que puedan apoyar la toma de decisiones.

Esa escala debe cumplir con las siguientes características:

- Ser simple de entender y fácil de usar.
- Incluir todo el espectro de frecuencia de ocurrencia de escenarios de riesgo potenciales.
- Describir detalladamente las consecuencias en cada categoría (personal, población, medio ambiente, negocio, bienes de terceros y bienes de la nación),
- Definir claramente los niveles de riesgo tolerable, ALARP y no tolerable.

Las matrices son graficas en dos dimensiones en cuyos ejes se presenta la categoría de frecuencia de ocurrencia (F) (Tabla I.58) y la categoría de severidad de las consecuencias (C) sobre él personal, la población, el medio ambiente y el negocio (Tabla I.59). Esas matrices están divididas en regiones que representan los riesgos tolerables, en región ALARP y los no tolerables (Figura I.20).

Tabla I.58.- Categorías de Frecuencia.

Clasificación	Tipo	Descripción de la frecuencia	Frecuencia / año
F 6	Muy frecuente	Puede ocurrir más de una vez en un año.	≥ 1.0 ($\geq 1 \times 10^0$)
F 5	Frecuente	Puede ocurrir una o más veces en un periodo mayor a 1 año y hasta 5 años.	≥ 0.2 a < 1.0 ($\geq 2 \times 10^{-1}$ a $< 1 \times 10^0$)
F 4	Poco frecuente	Puede ocurrir una o más veces en un periodo mayor a 5 años y hasta 10 años.	≥ 0.1 a < 0.2 ($\geq 1 \times 10^{-1}$ a $< 2 \times 10^{-1}$)
F 3	Raro	Puede ocurrir una o más veces en un periodo mayor a 10 años.	≥ 0.01 a < 0.1 ($\geq 1 \times 10^{-2}$ a $< 1 \times 10^{-1}$)
F 2	Muy raro	Puede ocurrir solamente una vez en la vida útil de la Instalación.	≥ 0.001 a < 0.01 ($\geq 1 \times 10^{-3}$ a $< 1 \times 10^{-2}$)
F 1	Extremadamente raro	Es posible que ocurra, pero que a la fecha no existe ningún registro.	≥ 0.0001 a < 0.001 ($\geq 1 \times 10^{-4}$ a $< 1 \times 10^{-3}$)

Tabla I.59.- Categorías de Consecuencias.

Categoría de consecuencia (impacto)	Daños al personal	Efecto en la población	Impacto ambiental	Pérdida o diferimiento de producción [usd]	Daños a la instalación [usd]
C 6 (Catastrófico)	Lesiones o daños físicos que puedan generar más de 10 fatalidades.	Lesiones o daños físicos que puedan generar más de 30 fatalidades.	Se presentan fugas y/o derrames con efectos fuera de los límites de la instalación. El control implica acciones mayores a 1 semana.	> 45,000	> 500'000,000
C 5 (Mayor)	Lesiones o daños físicos que puedan generar de 2 a 10 fatalidades.	Lesiones o daños físicos que pueden generar de 6 a 30 fatalidades.	Se presentan fugas y/o derrames con efectos fuera de los límites de la instalación. El control implica acciones de 1 día hasta 1 semana.	4,500 a 45,000	> 50'000,000 a 500'000,000
C 4 (Grave)	Lesiones o daños físicos con atención médica que puedan generar incapacidad permanente o una fatalidad.	Lesiones o daños físicos mayores que generan de una a 5 fatalidades. Evento que requiere de hospitalización.	Se presentan fugas y/o derrames con efectos fuera de los límites de la instalación. El control implica acciones en hasta 24 horas.	450 a 4,500	> 5'000,000 a 50'000,000
C 3 (Moderado)	Lesiones o daños físicos que requieren atención médica que pueda generar una incapacidad.	Ruidos, olores e impacto visual que se detectan fuera de los límites de la instalación y/o derecho de vía se requieren acciones de evacuación y existe la posibilidad de lesiones o daños físicos.	Se presentan fugas y/o derrames evidentes al interior de las instalaciones. El control implica acciones que lleven hasta 1 hora.	45 a 450	> 500,000 a 5'000,000
C 2 (Menor)	Lesiones o daños físicos que requieren primeros auxilios y/o atención médica.	Ruidos, olores e impacto visual que se pueden detectar fuera de los límites de la instalación y/o derecho de vía con posibilidades de evacuación.	Fugas y/o derrames solamente perceptibles al interior de la instalación, el control es inmediato.	0.45 a 45	> 50,000 a 500,000
C 1 (Despreciable)	No se esperan lesiones o daños físicos.	No se esperan impactos, lesiones o daños físicos	No se esperan fugas, derrames y/o emisiones por arriba de los límites establecidos.	<0.45	<50,000

Fuente: Guía Operativa para Realizar Análisis de Riesgos de Procesos en los Proyectos y/o Instalaciones de PEMEX Exploración y Producción® GO-SS-TC-0002-2015.

		CONSECUENCIA					
		1	2	3	4	5	6
FRECUENCIA	6	C	B	A	A	A	A
	5	C	C	B	B	A	A
	4	D	C	C	B	B	A
	3	D	C	C	C	B	A
	2	D	D	C	C	C	B
	1	D	D	D	D	C	C

DAÑOS AL PERSONAL

		CONSECUENCIA					
		1	2	3	4	5	6
FRECUENCIA	6	C	B	A	A	A	A
	5	C	C	B	B	A	A
	4	D	C	C	B	B	A
	3	D	C	C	C	B	A
	2	D	D	C	C	C	B
	1	D	D	D	D	C	C

EFFECTOS A LA POBLACION

		CONSECUENCIA					
		1	2	3	4	5	6
FRECUENCIA	6	C	B	A	A	A	A
	5	C	C	B	B	A	A
	4	D	C	C	B	B	A
	3	D	C	C	C	B	A
	2	D	D	C	C	C	B
	1	D	D	D	D	C	C

IMPACTO AMBIENTAL

		CONSECUENCIA					
		1	2	3	4	5	6
FRECUENCIA	6	C	B	A	A	A	A
	5	C	C	B	B	A	A
	4	D	C	C	B	B	A
	3	D	C	C	C	B	A
	2	D	D	C	C	C	B
	1	D	D	D	D	C	C

PERDIDA DE PRODUCCIÓN / DAÑO A INSTALACIONES

Figura I.20.- Matrices de Riesgos.

Cálculo de Magnitud del Riesgo

Magnitud del Riesgo (MR) se define como el producto de la Frecuencia (F) por la consecuencia (C) y se expresa de la siguiente manera:

$$MR = F \times C$$

Bajo este concepto se entenderá que la MR de un escenario de riesgo será calculada por la fórmula:

$$MR = F \times C_{pe} + F \times C_{po} + F \times C_{ma} + F \times C_{pr}$$

Donde:

C_{pe} , C_{po} , C_{ma} , C_{pr} son los valores absolutos que se asignan a las categorías de las consecuencias al personal, población, impacto ambiental y al diferimiento de la producción.

Los valores que se indican en cada una de las celdas de la Figura Matriz de Riesgo General, son los que se deberán utilizar para clasificar los escenarios de acuerdo a su magnitud de riesgo en base a los resultados obtenidos en la fórmula anterior.

		CONSECUENCIA					
		1	2	3	4	5	6
FRECUENCIA	6	24	48	72	96	120	144
	5	20	40	60	80	100	120
	4	16	32	48	64	80	96
	3	12	24	36	48	60	72
	2	8	16	24	32	40	48
	1	4	8	12	16	20	24

Figura I.21.- Matriz de Riesgo General.

De acuerdo con el grado de riesgo resultante de la aplicación de las matrices se decide el riesgo estimado se encuentran en la región de Riesgo No Tolerable, Región de Riesgo ALARP y la Región de Riesgo Tolerable con la cual se asignará la prioridad de las acciones recomendadas.

Los riesgos se clasifican como:

Riesgo No Tolerable (Tipo A): El riesgo requiere se implementen acciones inmediatas temporales y permanentes. Un riesgo Tipo "A" representa una situación de riesgo no tolerable y deben establecerse Controles Temporales inmediatos si se requiere continuar operando. Se debe realizar una administración de riesgos temporal y permanente por medio de controles de ingeniería y/o factores humanos hasta reducirlo a Tipo "C". En caso de identificar un Riesgo Tipo "A", se debe emplazar a la instalación o

equipo por un periodo de 7 días naturales, para lo cual la MACT debe presentar al área de ASIPA correspondiente su Programa de Acciones Correctivas y Preventivas temporales y permanentes para la reducción de riesgos a tipo "C" para ser sancionado. La conclusión de las acciones correctivas y preventivas "Temporales" no deben ser mayores a 30 días naturales y la de las acciones correctivas y preventivas "Permanentes" no deben ser mayores a 90 días naturales después de entregar sus Programas de Acciones. El plazo de 90 días puede incrementarse siempre y cuando la atención del programa de Acciones Correctivas y Preventivas "Permanentes" lo justifique y esté autorizado por la MACT responsable de la instalación.

Riesgo indeseable (Tipo B): El riesgo requiere se implementen acciones inmediatas permanentes. Un riesgo Tipo "B" representa una situación de riesgo indeseable y deben establecerse Controles Permanentes inmediatos. Se debe realizar una administración de riesgos permanente por medio de controles de ingeniería y/o factores humanos permanentes hasta reducirlo a Tipo "C" y en el mejor de los casos, hasta riesgo Tipo "D". En caso de identificar un Riesgo Tipo "B", se debe emplazar a la instalación o equipo por un periodo de 15 días naturales para que la MACT debe presentar al área de ASIPA su Programa de Acciones Correctivas y Preventivas "Permanentes" para la reducción de los riesgos a tipo "C" o "D" para ser sancionado. La conclusión de las Acciones Correctivas y Preventivas permanentes no deben ser mayores a 180 días naturales después de entregar el Programa de Acciones Correctivas Permanentes. Si la solución requiere de un plazo mayor, se deben establecer Controles Temporales inmediatos, las cuales deben atenderse en un plazo no mayor a 30 días naturales después de entregar el Programa de Acciones Correctivas y Preventivas permanentes. La atención de estos riesgos no se determina en función de un Análisis Costo Beneficio

Riesgo Aceptable con Controles (Tipo C): El riesgo es significativo, pero se pueden gestionar con controles administrativos. Un riesgo Tipo "C" representa una situación de riesgo Aceptable siempre y cuando se establezcan Controles Permanentes. Las acciones correctivas y preventivas permanentes que se definan para atender estos hallazgos, deben darse en un plazo no mayor a 180 días. La administración de un riesgo Tipo "C" debe enfocarse en la Disciplina Operativa y en la Confiabilidad de las diferentes Capas de Seguridad y/o Sistemas de Protección. La prioridad de su atención para

reducirlos a riesgos tipo "D", debe estar en función de un Análisis Costo Beneficio de las acciones correctivas y preventivas establecidas para dar atención a las recomendaciones emitidas para Administrar los Riesgos identificados.

Riesgo Tolerable (Tipo D): El riesgo no requiere de acciones correctivas y preventivas adicionales, es de bajo impacto. Un riesgo Tipo "D" representa una situación de riesgo tolerable. Se debe continuar con los programas de trabajo para mantener la integridad de las capas de protección.

La jerarquización hechas en el presente estudio se muestra en el apartado I.9.3 inciso f.

RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN Y JERARQUIZACIÓN DE LOS ESCENARIOS DE RIESGO IDENTIFICADOS POR EL GMAER EN EL ANÁLISIS PRELIMINAR DE RIESGOS Y ANÁLISIS DE RIESGOS CUALITATIVO

Para poder identificar las barreras o controles físicos y/o administrativos (Capas de seguridad) que pudieran ayudar a prevenir la ocurrencia de las causas y/o mitigar las consecuencias de las mismas. Se tomaron en primera instancia las etapas de la Perforación del Pozo, así como los controles administrativos. Las evaluaciones de riesgos se realizaron en dos etapas: Riesgos Inherentes, Riesgos Operativos.

Obteniéndose los siguientes resultados:

Tabla I.60.- Escenarios por tipo de riesgo Inherente.

Riesgo Tipo A	Riesgo Tipo B	Riesgo Tipo C	Riesgo Tipo D
	25	80	131

Tabla I.61.- Escenarios por tipo de riesgo Operativo.

Riesgo Tipo A	Riesgo Tipo B	Riesgo Tipo C	Riesgo Tipo D
		74	162

I.5.2. Análisis cuantitativo de Riesgo

I.5.2.1. Análisis detallado de frecuencias

En el Apartado I.9.3 inciso h se muestran los árboles de fallas y la solución matemática de los mismos.

Los valores de tasas de falla ingresados al software se muestran a continuación en las Tablas I.62, I.63 y I.64.

Tabla I.62.-Probabilidades de Falla utilizadas para la Hipótesis 1 planteadas para los pozos.

Descripción	Tasas de Falla (año)	Referencia	Observaciones
Caso Más Probable			
Hipótesis 1.- Fuga de gas en árbol de válvulas y cabezal (brote), la fuga se da en la sección A, parte superior del cabezal.			
Error humano en el armado del equipo.	1.00 E-03	Kletz T.A. "Specifying and Designing Protective System"	Error por omisión, al realizar una tarea, pero realizarla inadecuadamente.
Error humano de supervisión en la aplicación del procedimiento de armado.	3.00 E-03	Kletz T.A. "Specifying and Designing Protective System"	Error por omisión, al realizar una tarea, pero realizarla inadecuadamente.
Uso de materiales no especificados en las uniones bridadas.	3.00 E-03	Kletz T.A. "Specifying and Designing Protective System"	Error por omisión, al realizar una tarea, pero realizarla inadecuadamente.
Falta de inspecciones de seguridad antes del comienzo de la perforación.	3.00 E-03	kletz T.A. "Specifying and Designing Protective System"	Falta de inspecciones de integridad mecánica en equipos de la perforación.
Falla mecánica de bridas.	3.48 E-09	Offshore Industry Hydrocarbon Release (OIR 12)	Falla mecánica de materiales de bridas
Empaques de unión bridada fuera de especificación.	1.00 E-03	Kletz T.A. "Specifying and Designing Protective System"	Error por comisión, al realizar una tarea, pero realizarla inadecuadamente.
Pernos de bridas mal instalados.	1.00 E-03	Kletz T.A. "Specifying and Designing Protective System"	Error por comisión, al realizar una tarea, pero realizarla inadecuadamente.
Empaques de bridas mal instalados.	1.00 E-03	Kletz T.A. "Specifying and Designing Protective System"	Error por comisión, al realizar una tarea, pero realizarla inadecuadamente.
No se aplicó de manera adecuada la soldadura.	1.00 E-03	Kletz T.A. "Specifying and Designing Protective System"	Error por comisión, al realizar una tarea, pero realizarla inadecuadamente.
Soldadura fuera de especificación.	1.00 E-03	Kletz T.A. "Specifying and Designing Protective System"	Error por comisión, al realizar una tarea, pero realizarla inadecuadamente.

Tabla I.63.- Probabilidades de Falla utilizadas para las Hipótesis 2 planteadas para los pozos.

Descripción	Tasas de Falla (año)	Referencia	Observaciones
Caso Alterno			
Hipótesis 2.-. Fuga de gas, por descontrol de pozo (blow out), degollamiento entre la sección A y el cabezal con tubería de perforación en agujero descubierto (40% del diámetro de la tubería de revestimiento).			
Error humano en la preparación de la densidad del fluido.	1.00 E-03	Kletz T.A. "Specifying and Designing Protective System"	Error por omisión, al realizar una tarea, pero realizarla inadecuadamente.
Error humano al armar el equipo de perforación.	1.00 E-03	Kletz T.A. "Specifying and Designing Protective System"	Error por omisión, al realizar una tarea, pero realizarla inadecuadamente.
Error humano en la operación del equipo.	1.00 E-03	Kletz T.A. "Specifying and Designing Protective System"	Error por omisión, al realizar una tarea, pero realizarla inadecuadamente.
No se lleva a cabo los mantenimientos preventivos entre perforación de pozos.	1.00 E-03	kletz T.A. "Specifying and Designing Protective System"	Error por omisión, al no realizar una tarea previamente programada.
Falta de inspecciones de seguridad antes del comienzo de la perforación.	3.70 E-03	kletz T.A. "Specifying and Designing Protective System"	Error por omisión al no realizar una tarea previamente programada
Falla mecánica de la bomba de lodos.	2.50E-02	kletz T.A. "Specifying and Designing Protective System"	Falla de la bomba bajo demanda.
Falla mecánica de la bomba koomey.	2.50E-02	kletz T.A. "Specifying and Designing Protective System"	Falla de la bomba bajo demanda.
Pérdida de presión en los cilindros de nitrógeno.	1.00E-03	Reliability Technology, UKAEA	Falla mecánica de un recipiente a presión pequeño.
Error humano en el armado de las conexiones hacia los preventores.	1.00E-03	kletz T.A. "Specifying and Designing Protective System"	Error por omisión, al realizar una tarea previamente programada, pero realizarla inadecuadamente.
Falla del generador de energía eléctrica.	7.60 E-04	Reliability Technology, UKAEA	Falla el generador de energía eléctrica bajo demanda.
Falla del motor de Combustión interna de diésel del generador.	3.00 E-04	Reliability Technology, UKAEA	Falla del motor de combustión Interna para la generación de energía eléctrica bajo demanda.
Error en la desconexión de La línea de suministro eléctrico.	1.00 E-03	Kletz T.A. "Specifying and Designing Protective System"	Error por omisión, al realizar una tarea, pero realizarla inadecuadamente.

Tabla I.64.- Probabilidades de Falla utilizadas para las Hipótesis 3 planteadas para los pozos.

Descripción	Tasas de Falla (año)	Referencia	Observaciones
Peor Caso			
Hipótesis 3.- Fuga de gas, por descontrol de pozo (blow out), degollamiento entre la sección de la tubería de revestimiento cementada.			
Error humano en la preparación de la densidad del fluido.	1.00 E-03	Kletz T.A. "Specifying and Designing Protective System"	Error por omisión, al realizar una tarea, pero realizarla inadecuadamente.
Error humano al armar el equipo de perforación.	1.00 E-03	Kletz T.A. "Specifying and Designing Protective System"	Error por omisión, al realizar una tarea, pero realizarla inadecuadamente.
Error humano en la operación del equipo.	1.00 E-03	Kletz T.A. "Specifying and Designing Protective System"	Error por omisión, al realizar una tarea, pero realizarla inadecuadamente.
No se lleva a cabo los mantenimientos preventivos entre perforación de pozos.	1.00 E-03	kletz T.A. "Specifying and Designing Protective System"	Error por omisión, al no realizar una tarea previamente programada.
Falta de inspecciones de seguridad antes del comienzo de la perforación.	3.70 E-03	kletz T.A. "Specifying and Designing Protective System"	Error por omisión al no realizar una tarea previamente programada
Falla mecánica de la bomba de lodos.	2.50E-02	kletz T.A. "Specifying and Designing Protective System"	Falla de la bomba bajo demanda.
Falla mecánica de la bomba koomey.	2.50E-02	kletz T.A. "Specifying and Designing Protective System"	Falla de la bomba bajo demanda.
Pérdida de presión en lo cilindros de nitrógeno.	1.00E-03	Reliability Technology, UKAEA	Falla mecánica de un recipiente a presión pequeño.
Error humano en el armado de las conexiones hacia los preventores.	1.00E-03	kletz T.A. "Specifying and Designing Protective System"	Error por omisión, al realizar una tarea previamente programada, pero realizarla inadecuadamente.
Falla del generador de energía eléctrica.	7.60 E-04	Reliability Technology, UKAEA	Falla el generador de energía eléctrica bajo demanda.
Falla del motor de Combustión interna de diésel del generador.	3.00 E-04	Reliability Technology, UKAEA	Falla del motor de combustión interna para la generación de energía eléctrica bajo demanda.
Error en la desconexión de la línea de suministro eléctrico.	1.00 E-03	Kletz T.A. "Specifying and Designing Protective System"	Error por omisión, al realizar una tarea, pero realizarla inadecuadamente.

Resultados de la metodología de Árbol de Falla.

Una vez realizado el Árbol de Falla y calculado mediante los modelos matemáticos, en la Tabla I.65, se presentan los resultados.

Tabla I.65.- Resultados del Árbol de fallas

Hipótesis	Descripción	Resultado	Probabilidad de ocurrencia	Elementos que contribuyen en mayor medida a la falla	Tipos de Caso	Ref Frecuencia/año	Categoría refinado a instalación
1	Fuga de gas en árbol de válvulas y cabezal (brote), la fuga se da en la sección A, parte superior del cabezal.	1.20 E-02	0.0120	Evento 1, 3, 4, 8	Más Probable	≥ 0.001 a < 0.1	Muy Raro
2	Fuga de gas, por descontrol de pozo (blow out), degollamiento entre la sección A y el cabezal con tubería de perforación en agujero descubierto (40% del diámetro de la tubería de revestimiento).	1.77 E-06	0.00000177	Evento 6, 7	Alternativo	≥ 0.0001 a < 0.001	Extremadamente raro
3	Fuga de gas, por descontrol de pozo (blow out), degollamiento entre la sección de la tubería de revestimiento cementada	1.77 E-06	0.00000177	Evento 6, 7	Peor Caso	≥ 0.0001 a < 0.001	Extremadamente raro

Nota: La frecuencia referida a las instalaciones son las que se presentan en la Guía técnica para realizar análisis de procesos ARP GO-SS-TC-0002-2015.

De los escenarios arriba analizados se puede concluir que, el evento de **Fuga entre el árbol de válvulas y cabezal.**, tiene una tasa de falla (λ) de 1.20 E-02, es decir, 0.0120 de probabilidad de ocurrencia, lo cual también se puede interpretar que de cada 100 situaciones en que se presente la condición, el evento se podría suscitar 1 vez.

Para escenario de **Fuga de Gas entre TR y el diámetro de tubería de la última etapa de perforación (Descontrol)**, tiene una tasa de falla (λ) de 1.77 E-06, es decir, un 0.00000177 de probabilidad de ocurrencia, lo cual quiere decir que, de cada 100000 situaciones con condición de fuga en promedio de 1 a 2 veces, esta se manifestará.

Para el escenario de **Fuga de Gas natural por cabezal degollado (Descontrol)**, tiene una tasa de falla (λ) de 1.77 E-06, es decir, un 0.00000177 de probabilidad de ocurrencia, lo cual también se puede interpretar que de cada 100000 situaciones en que se presente la condición, el evento se podría suscitar de 2 veces.

El análisis de las frecuencias calculadas se concluye que el evento **Fuga entre el árbol de válvulas y cabezal es el más factible de ocurrir.**

Los diagramas de Análisis de árbol de fallas desarrollados de los 3 escenarios planteados se listan en la Tabla I.66 y se presentan en el Apartado I.9.3 inciso h.

Tabla I.66.- Diagramas de Árboles de Fallas

No.	Descripción
FTA-1	Fuga de gas en árbol de válvulas y cabezal (brote), la fuga se da en la sección A, parte superior del cabezal.
FTA-2	Fuga de gas, por descontrol de pozo (blow out), degollamiento entre la sección A y el cabezal con tubería de perforación en agujero descubierto (40% del diámetro de la tubería de revestimiento).
FTA-3	Fuga de gas, por descontrol de pozo (blow out), degollamiento entre la sección de la tubería de revestimiento cementada

I.5.2.2. Análisis detallado de consecuencias

Evaluación de sustancias químicas a utilizarse en la simulación.

Los eventos para la instalación se seleccionaron considerando posibles escenarios de fugas de sustancias peligrosas manejadas en sus procesos, en inventarios iguales o mayores a las cantidades que aparecen en el listado del Apéndice "A", de la NOM 028 STPS 2008 o en su caso las sustancias que aunque no cumplan con el requisito de inventario, sus propiedades físico-químicas y que sus condiciones de operación hayan resultado eventos probables durante los trabajos de perforación de los pozos resultaran como eventos probables de la aplicación de la metodología What if?.

Tabla I.67.- Lista de sustancias manejadas en el análisis de consecuencias.

Sustancia	No. CAS
Metano	74-82-8
Etano	74-84-0
Nitrógeno	7727-37-9
Propano	74-98-6
Dióxido de Carbono	124-38-9
Iso-butano	78-28-5

Referencia: * LAAR= Listado de Actividades Altamente Riesgosas.

Las mezclas a ingresarse al simulador por ningún motivo, debe ser consideradas sustancias puras, para este caso las mezclas tipo se determinaron mediante información proporcionada por el documento por la compañía IHSA mediante la cromatografía del gas Fase de Visualización” Tabla I.68 y apartado I.9.3 inciso c:

Tabla I.68.- Composición de las sustancias Modeladas.

Nombre de la Sustancia	Composición % mol	
Gas Natural	Metano	85.94
	Etano	6.23
	Propano	3.44
	N-butano	0.98
	Iso-butano	1.22
	Iso-pentano	0.38
	Dióxido de Carbono	0.50
	Nitrógeno	0.27
	N-Hexano	0.025
	Heptano	0.004
	Octano	0.004

En el apartado I.9.2 se adjuntan las hojas de datos de seguridad de sustancias químicas (MSDS) involucradas en el proyecto.

Criterios de tiempos de duración de las fugas.

Los criterios están de acuerdo al “Guidelines for quantitative risk assessment” CPR18E (Purple book ed. 1999) de TNO y se indican en la Tabla I.69.

Tabla I.69.- Criterios de tiempo de duración de las fugas

Situación	Duración de la Fuga de Escape	
	Ruptura Total	Ruptura Parcial
Válvula operada remotamente y existencia de detectores	2 minutos	5 minutos
Válvula manual y existencia de detectores.	5 minutos	10 minutos
Válvula operada remotamente sin detectores.	5 minutos	10 minutos
Válvula manual sin detectores.	10 minutos	20 minutos

Referencia: “Guidelines for Quantitative Risk Assessment” CPR18E (Purple Book ED. 1999)

Otra forma para poder hacer cumplir este parámetro puede ser bajo los criterios de la **EPA 40 CFR 68.25**, la cual sugiere que se puede determinar el flujo másico de la fuga a las condiciones de proceso y se calcula un inventario de aproximadamente 10 minutos para cada escenario.

Evaluación de Variables meteorológicas y selección de la estabilidad de Pasquill.

Para el comportamiento en la dispersión de las sustancias liberadas, la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) recomienda la estabilidad F (Según Pasquill), asociada a una velocidad promedio de viento de 1.5 m/s y, sin embargo se realizó un estudio de valores promedio de las variables meteorológicas (temperatura ambiente, humedad relativa, velocidad del viento, estabilidad atmosférica, dirección del viento y presión atmosférica) de por lo menos 3 años recientes. Esta información se obtuvo de las normales climatológicas del servicio meteorológico nacional, resultando de la interacción de los parámetros en especial la velocidad promedio del viento la cual se pasó con un análisis dimensional de 5.5 m/s permitió considerar la estabilidad E (Según Pasquill) todo lo anterior basado en la Tabla I.70.

Tabla I.70.- Estabilidad de Pasquill

Velocidad del viento en la superficie, (m/s)	Radiación Solar durante el día		Condiciones en la noche		A cualquier hora	
	Fuerte	Moderada	Ligera	Ligeramente nublado o > 4/8 de nubosidad	> 3/8 despejado	Fuertemente nublado
< 2	A	A - B	B	F	F	D
2 - 3	A - B	B	C	E	F	D
3 - 4	B	B - C	C	D	E	D
4 - 6	C	C - D	D	D	D	D
> 6	C	D	D	D	D	D
Condiciones de Pasquill	Atmosfera		Condiciones esperadas en el sitio			
A	Muy inestable.		Totalmente soleado con vientos ligeros.			
A/B	Inestable		Como A solo que menos soleado y con más vientos.			
B	Inestable		Como A/B solo que menos soleado y con más vientos.			
B/C	Moderadamente inestable		Sol y vientos moderados.			
C	Moderadamente inestable		Mucho sol o muchos vientos.			
C/D	Moderadamente inestable		Sol moderado con mucho viento.			
D	Neutral		Poco sol y mucho viento o nublado con mucho viento.			
E	Moderadamente estable		Menos sol y menos vientos que D, se considera de noche			
F	Estable		Noche con nublado moderado y viento ligero			
G	Muy estable		Existe posibilidad de niebla.			

Dirección de la fuga.

Para las simulaciones de las fugas (en equipos, líneas de proceso, ductos, etc.), se evalúa de manera preliminar el posicionamiento del equipo o línea de proceso asociada, considerando las posibles direcciones que pudieran presentarse en cada caso, con objeto de determinar qué tan diferentes son las consecuencias y los radios de afectación y decidir en base a estos resultados, cual dirección es la que debe ser considerada.

En este caso específico para el análisis de la perforación de los pozos se realizaron recorridos de campo para poder definir la orientación de la fuga siendo concluyente adoptar el criterio de considerar fugas se toma en ángulo de incidencia con la horizontal (por el choque con estructuras y equipos en el pozo). En este caso, es de esperarse que una fuga impacte bien sea con el piso, con tuberías, estructuras,

disminuyendo de esta forma rápidamente la velocidad del material fugado y contribuyendo a la formación de la nube o charco en lugar de su dispersión de forma libre.

Inventario de fuga

Al determinar el inventario del material o sustancia peligrosa que se puede fugar o derramar, en proceso, transporte o almacenamiento, dar crédito a los valores máximos establecidos en controles administrativos que limitan estas cantidades o bien, considerar los casos en los que por razones operativas, los inventarios pueden alcanzar valores máximos. Normalmente el inventario lo podemos calcular basados en la producción proyectada del pozo o en de no tener un dato exacto podemos utilizar la producción asociada en un pozo de la macropera sujeta a estudio.

En el caso de los pozos

En cuanto a posibles fugas:

b.1) Si la fuga se considera en la salida del pozo a la superficie, el inventario total es el que se fuga hasta que esta es bloqueada.

b.2) Si la fuga se presenta en una línea superficial o enterrada, el inventario se calcula como la suma del inventario que se fuga más el inventario que se queda atrapado entre las válvulas de seccionamiento que aíslan la fuga, se calcula con la fórmula 1.

Inventario final para escenarios de riesgo de fuga

$$IF = (Fm * t) + \left\{ \left[\left(\frac{\pi * d^2}{4} \right) * D \right] * \rho \right\} \dots\dots\dots \text{ecuación 1}$$

donde:

IF = Inventario de fuga (kg).

Fm= Flujo másico (kg/seg).

t = Tiempo que transcurre desde que se presenta la fuga, hasta que esta es aislada cerrando las válvulas de seccionamiento (seg).

Dónde:

d = Diámetro de la tubería (m)

D = Distancia que existe ente las válvulas de seccionamiento que aíslan la fuga (m).

p = Densidad de la sustancia (kg/m³)

Área del dique: Si aplica.

Tipo de superficie. Seleccionar: Tierra seca, tierra húmeda, concreto, otra.

Tipo de recipiente: Vertical, horizontal, esférico, u otro.

Altura hidráulica: Altura del material o sustancia peligrosa dentro del recipiente, a partir del nivel que se encuentra la fuga.

Temperatura y presión: Temperatura y presión a la que se encuentra la sustancia en el proceso.

Diámetro equivalente de fuga (DEF):

De acuerdo a la tabla 5.4 del apartado 3 de la norma de la norma API 581, el diámetro equivalente de fuga es ¼" según la recomendación para fugas menores. Las fugas de ¼", fugas pequeñas (S), son las más probables, sin embargo, en los casos en los que para fugas de ¼" no se observen consecuencias con el potencial de causar daño a los niveles de afectación mencionados anteriormente, se estudian también fugas de tamaño mediano, para lo cual se usa un tamaño de 1", fugas medianas (M).

Si un diámetro de fuga debe ser registrado en la estadística, pero por su forma o tamaño no es posible establecerlo de manera directa (es decir, que no tiene forma de orificio, como el que se presenta por rotura de una línea de instrumentos), entonces el diámetro equivalente de fuga debe obtenerse a partir de la fórmula 2, estimando el valor de "A".

|
$$DEF = \sqrt{\frac{4A}{\pi}} \dots\dots\dots \text{fórmula 2}$$

Donde:

DEF =Diámetro equivalente de fuga

A = Área por la que ocurre la fuga

Tipos de escenarios esperados de las simulaciones.

Una vez llevadas a cabo las simulaciones de las hipótesis se pueden obtener diferentes tipos de manifestaciones del riesgo potencial de acuerdo al comportamiento de la mezcla al liberarse al medio ambiente y las condiciones externas que pudiesen presentarse.

Tipos de escenarios esperados de las simulaciones.

Una vez llevadas a cabo las simulaciones de las hipótesis se pueden obtener diferentes tipos de manifestaciones del riesgo potencial de acuerdo al comportamiento de la mezcla al liberarse al medio ambiente y las condiciones externas que pudiesen presentarse, por lo que es necesario entender cada tipo de evento:

- **Pool Fire (Charco de Fuego)**

El evento de Pool Fire o charco de fuego se aplica a una combustión estacionaria con llama de difusión, de un líquido en un recinto descubierto de dimensiones (extensión) dadas. La fuga al exterior tras un derrame no confinado con generación de un incendio, tiene en este caso un efecto de propagación mayor al riesgo intrínseco del suceso de peligro principal, esto podría generar circunstancias negativas para el depósito que contiene el líquido derramado o para otros depósitos cercanos.

- **Jet Fire (Dardo de fuego)**

El evento de Jet Fire se puede definir como una llama estacionaria de difusión de gran longitud y poca anchura, como la producida por un soplete de oxi-acetileno. Generalmente este evento ocurre cuando un material inflamable ha sido liberado a alta presión y se incendia a una distancia del punto de la descarga. La nube formada produce el incendio (Jet Fire) en cualquier momento, siempre y cuando esté por encima de su límite inferior de inflamabilidad

y por debajo del superior, esta zona de la nube es la que se considera para determinar los efectos de radiación térmica.

- Flamazo (Flash Fire)

Para éste caso consideramos la dispersión de una nube de gas a baja presión en la que los efectos por presión son despreciables, quedando solamente por considerar los correspondientes a la radiación térmica. La zona de alcance (por lo general la región del espacio correspondiente al límite inferior de inflamabilidad), limitándose la consideración de los efectos térmicos al interior de dicha zona.

- Bola de fuego (Fire Ball)

Llama de propagación por difusión, formada cuando una masa importante de combustible se enciende por contacto con llamas estacionarias adyacentes. Se forma un globo incandescente que asciende verticalmente y que se consume con gran rapidez.

- Explosión de nube de gas no confinada (UVCE) y confinada (VCE)

La explosión de nube de vapor no confinada se presenta cuando la sustancia ha sido dispersada y se incendia a una distancia del lugar de descarga. La magnitud de la explosión depende del tamaño de la nube y de las propiedades químicas de la sustancia, las explosiones confinadas pueden dar lugar a deflagraciones y los efectos adversos que pueden provocar son: ondas de presión, formación de proyectiles y radiación.

- Explosión de vapores en expansión de un líquido en ebullición (BLEVE)

Ocurre cuando se forma de manera repentina se pierde el confinamiento de un recipiente que contiene un líquido combustible sobrecalentado. La causa inicial de un BLEVE es una fuente de fuego externo que impacta en las paredes de un recipiente, esto hace fallar el material y permite la ruptura repentina del equipo. Un BLEVE puede ocurrir de cualquier falla repentina de un recipiente, si el material líquido/vapor descargado es inflamable, la ignición puede terminar en una bola de fuego.

- Nube tóxica (NT)

En los casos en que una fuga de material tóxico no sea detectada y controlada a tiempo, se corre el riesgo de la formación de una nube de gas tóxico que se dispersara dirección del viento. Su concentración variara en función inversa a la distancia que recorre.

Para interpretar o inferir los daños ocasionados a la población, a la instalación, y al medio ambiente a partir de las consecuencias conocidas de cada escenario se requieren datos de las equivalencias de efecto Vs. Daños. Los eventos que se pueden presentar se espera que produzcan afectaciones por:

- Radiación
- Sobrepresión
- Toxicidad

En la Tabla I.71.- Se describen los efectos de los valores de intensidad de Radiación Térmica.

Tabla I.71.- Efectos generados a diferentes intensidades de Radiación Térmica.

kW/m ²	MW/m ²	Valor umbral			Descripción
		W/m ²	BTU/pie ² h	BTU/pie ² s	
1.40	0.0014	1400.00	443.798	0.123277	Puede tolerarse sin sensación de incomodidad durante largos periodos (con vestimenta normal). Se considera inofensivo para personas sin ninguna protección especial
5.00	0.0050	5000.00	1584.99	0.440275	Zona de intervención con un tiempo máximo de exposición de 3 minutos. Máximo soportable por personas protegidas con trajes especiales y tiempo limitado. El tiempo necesario para sentir dolor (piel desnuda) es aproximadamente de 13 segundos, y con 40 segundos pueden producirse quemaduras de segundo grado; Cuando la temperatura de la piel llega hasta 55.0 C aparecen ampollas
12.50	0.0125	12500.00	3962.48	1.10069	Extensión del incendio. Fusión de recubrimiento de plástico en cables eléctricos. La madera puede prender después de una larga exposición 100.0 % de letalidad

Fuente: Análisis y Reducción de Riesgos en la Industria Química, MAPFRE.

Tabla I.72.- Vulnerabilidad de Materiales a la radiación.

Radiación (kW/m ²)	Material	Radiación (kW/m ²)	Material
60.0	➤ Cemento	33.0	➤ Madera (Ignición)
40.0	➤ Cemento prensado	30.0 – 300.0	➤ Vidrio
200.0	➤ Hormigón armado	400.0	➤ Red de ladrillos
40.0	➤ Acero	12.0	➤ Instrumentación

Fuente: Análisis y Reducción de Riesgos en la Industria Química MAPFRE.

En la Tabla I.73, se indican los efectos producidos a personas y objetos durante el evento denominado “Flash Fire”.

Tabla I.73.- Efectos del Flash Fire.

Personas u objetos	Descripción
Fuera de la nube	Como la duración del fenómeno es muy corta el daño es limitado y muy inferior.
Dentro de la nube sometidos a un contacto directo con la llama.	<p>Las personas sufrirán quemaduras graves de 2° grado sobre una gran parte del cuerpo, la situación se agrava a quemaduras a 3° y 4° grado por la ignición más que probable de la ropa o vestidos.</p> <p>La probabilidad de muerte es muy elevada. Aproximadamente morirá 14.0 % de la población sometida a ésta radiación con un 20.0% como mínimo de quemaduras importantes.</p> <p>En el caso de que la persona porte ropa de protección que no se queme, su presencia reducirá la superficie del cuerpo expuesta (se considera en general que solo se irradia el 20.0 % de ésta superficie que comprendería la cabeza 7.0 %; manos 5.0 % y los brazos 8.0 %).</p> <p>En el caso de personas situadas en el interior de viviendas, probablemente estarán protegidas – aunque sea parcialmente – de la llamarada, pero estarán expuestas a fuegos secundarios provocados por la misma.</p>

Fuente: Análisis y Reducción de Riesgos en la Industria Química, MAPFRE.

La Tabla I.74, muestra los efectos generados a los diferentes niveles de sobrepresión sobre instalaciones y sobre el personal que reciba el impacto de la sobrepresión, cabe señalar que estos valores fueron con los cuales se realizaron las simulaciones para el evento de sobrepresión.

Tabla I.74.- Efectos generados a diferentes niveles de Sobrepresión

Valor umbral				Descripción
mbar	bar	kPa	psi	
34.5	0.0345	3.45	0.5	Destrucción de ventanas, con daño a los marcos y bastidores. Daños menores a techos de casa. Daños estructurales menores.
69.0	0.069	6.9	1.0	Demolición parcial de casas, que quedan inhabitables, la máxima velocidad del viento es de 79.7 km/h
137.9	0.137	13.7	2.0	Marcos de acero de construcción ligeramente distorsionada. Límite de la "Zona de intervención" según la Directriz Básica de accidentes mayores; Dislocación / colapso de paneles, paredes y techos. Colapso parcial de paredes y techos de casas. Límite inferior de daño serio estructural.

Fuente: Análisis y Reducción de Riesgos en la Industria Química, MAPFRE

Las hipótesis generadas para la simulación y evaluación de las consecuencias de los riesgos se realizan en tal caso para los riesgos clasificados como Riesgo no tolerable y Riesgo ALARP respectivamente.

RELACIÓN DE LOS ESCENARIOS EVALUADOS EN EL ANÁLISIS DE RIESGO CUANTITATIVO.

Se consideraron los siguientes escenarios para el análisis cuantitativo del Análisis de Riesgo.

Tabla I.75.- Escenarios análisis cuantitativo del Análisis de Riesgo

CATÁLOGO DE ESCENARIOS POR SECCIÓN		
SISTEMA	NODO DE REFERENCIA	DESCRIPCIÓN
Perforación de Pozos	4.03.01	Fuga de gas en árbol de válvulas y cabezal (brote), la fuga se da en la sección A, parte superior del cabezal.
	3.07.01	Fuga de gas, por descontrol de pozo (blow out), degollamiento entre la sección A y el cabezal con tubería de perforación en agujero descubierto (40% del diámetro de la tubería de revestimiento).
	3.04.01, 3.04.02	Fuga de gas, por descontrol de pozo (blow out), degollamiento entre la sección de la tubería de revestimiento cementada.

Análisis de Árbol de Fallas (Aplica solo para Perforación de Pozos)

Esta metodología utiliza el modelo lógico detallado que describe las combinaciones de falla que pueden producir una falla de interés de un sistema específico. La selección de escenarios para el desarrollo de la Metodología de árbol de fallas es seleccionando las mismas hipótesis generadas para la evaluación de consecuencias, de tal manera que se tengan las consecuencias y la probabilidad de cada hipótesis seleccionada, las hipótesis se presentan en la Tabla I.76.

Tabla I.76.- Hipótesis Seleccionadas

Hipótesis	Descripción	Tipo de caso
H1	Fuga de gas en árbol de válvulas y cabezal (brote), la fuga se da en la sección A, parte superior del cabezal.	Caso Más Probable
H2	Fuga de gas, por descontrol de pozo (blow out), degollamiento entre la sección A y el cabezal con tubería de perforación en agujero descubierto (40% del diámetro de la tubería de revestimiento).	Caso Alternativo
H3	Fuga de gas, por descontrol de pozo (blow out), degollamiento entre la sección de la tubería de revestimiento cementada.	Peor Caso

En el apartado I.9.3 inciso h se muestran los árboles de fallas y la solución matemática de los mismos.

Análisis de consecuencias de los escenarios de mayor riesgo No tolerables (A) e indeseables (B), caso alternativo y peores casos.

Considerando las actividades y escenarios de riesgo identificados en la actividad de perforación de los Pozos, líneas de descargas y módulos de recolección de gas, se definieron 3 posibles escenarios a simular en el software PHAST 7.1. La descripción y condiciones de los escenarios a simular se presentan en la tabla I.77.

Tabla I.77.- Catálogo de escenarios por sección

CATÁLOGO DE ESCENARIOS POR SECCIÓN		
SISTEMA	NODO DE REFERENCIA	DESCRIPCIÓN
Perforación de Pozos	4.03.01	Fuga de gas en árbol de válvulas y cabezal (brote), la fuga se da en la sección A, parte superior del cabezal.
	3.07.01	Fuga de gas, por descontrol de pozo (blow out), degollamiento entre la sección A y el cabezal con tubería de perforación en agujero descubierto (40% del diámetro de la tubería de revestimiento).
	3.04.01, 3.04.02	Fuga de gas, por descontrol de pozo (blow out), degollamiento entre la sección de la tubería de revestimiento cementada.

Tabla I.78.- Escenario de Pozo.

Clave del escenario de Riesgo	Tipo(1)	Nombre del Escenario	Nombre de la Sustancia Peligrosa	Inventario Involucrado (kg)
E1-IHSA-P	CMP	Fuga de gas en árbol de válvulas y cabezal (brote), la fuga se da en la sección A, parte superior del cabezal.	Gas	108.86
E2- IHSA -P	CA	Fuga de gas, por descontrol de pozo (blow out), degollamiento entre la sección A y el cabezal con tubería de perforación en agujero descubierto (40% del diámetro de la tubería de revestimiento).	Gas	122.68
E2- IHSA -P	PC	Fuga de gas, por descontrol de pozo (blow out), degollamiento entre la sección de la tubería de revestimiento cementada.	Gas	108.86

(1) Caso Más Probable (CMP), Peor Caso (PC), Caso Alternativo (CA)

E1-IHSA-P CMP.- Fuga en árbol de válvulas y cabezal (brote), la fuga se da en la sección A, parte superior del cabezal.

- ✓ Los hidrocarburos del yacimiento donde se perforarán los Pozos, arroja como producto final Gas natural por lo cual para efectos de la simulación en PHAST, la mezcla de gas de acuerdo al análisis cromatográfico que se muestra en el presente documento.
- ✓ Se consideran las condiciones de operación de presión a nivel yacimiento de 5390 psi y una temperatura de 90°C para esta simulación.
- ✓ La altura a la que se encuentra el punto de fuga, es de 5 metros (sección A parte superior del cabezal).
- ✓ La dirección de la fuga se toma en ángulo de incidencia con la horizontal (por el choque con estructuras y equipos en el pozo).
- ✓ Al momento de la fuga, se considera que las condiciones ambientales son las más adversas para la dispersión del Gas: velocidad del viento de 1.5 m/s y condición de estabilidad atmosférica de Pasquill F- Estable (Noche con nublado moderado y vientos ligeros a moderados) para ambas simulaciones.
- ✓ Asimismo, se considera que las condiciones ambientales y meteorológicas permanecen constantes, durante el tiempo del evento.
- ✓ A las condiciones de operación ya mencionadas, se estima un inventario base de 108.86 kg/ 5 min tiempo necesario para poder llevar el escenario a un control total de operaciones de emergencia.
- ✓ Para el caso de la simulación de gas, se esperan afectaciones por posibles escenarios; jet Fire, fognazo y explosión.

E2-IHSA-P CA.- Fuga por descontrol de pozo (blow out), degollamiento entre la sección A y el cabezal con tubería de perforación en agujero descubierto.

- ✓ Los hidrocarburos del yacimiento donde se perforarán los Pozos, arroja como producto final Gas natural por lo cual para efectos de la simulación en PHAST, la mezcla de gas de acuerdo al análisis cromatográfico que se muestra en el presente documento.
- ✓ Se consideran las condiciones de operación de presión a nivel yacimiento de 5390 psi y una temperatura de 90°C para esta simulación.
- ✓ La altura a la que se encuentra el punto de fuga, es de 3 metros. (sección A y el cabezal con tubería de perforación en agujero descubierto)
- ✓ La dirección de la fuga se toma en ángulo de incidencia con la horizontal (por el choque con estructuras y equipos en el pozo).
- ✓ Al momento de la fuga, se considera que las condiciones ambientales son las más adversas para la dispersión del Gas: velocidad del viento de 1.5 m/s y condición de estabilidad atmosférica de Pasquill F- Estable (Noche con nublado moderado y vientos ligeros a moderados) para ambas simulaciones.
- ✓ Asimismo, se considera que las condiciones ambientales y meteorológicas permanecen constantes, durante el tiempo del evento.
- ✓ A las condiciones de operación ya mencionadas, se estima un inventario base de 122.68 kg/ 5 min tiempo necesario para poder llevar el escenario a un control total de operaciones de emergencia.
- ✓ Para el caso de la simulación de gas, se esperan afectaciones por posibles escenarios; Jet fire, bola de fuego, fognazo y explosión.
- ✓ En la segunda etapa de perforación cementada y con agujero abierto el revestimiento es CASING.

E3-IHSA-P PC.- Fuga por descontrol de pozo (blow out), degollamiento entre la sección de la última tubería de revestimiento cementada.

- ✓ Los hidrocarburos del yacimiento donde se perforarán los Pozos, arroja como producto final Gas natural por lo cual para efectos de la simulación en PHAST, la mezcla de gas de acuerdo al análisis cromatográfico que se muestra en el presente documento.
- ✓ Se consideran las condiciones de operación de presión a nivel yacimiento de 5390 psi y una temperatura de 129°C para esta simulación.
- ✓ La altura a la que se encuentra el punto de fuga, es de 4 metros. (sección de la última tubería de revestimiento cementada)
- ✓ La dirección de la fuga se toma en ángulo de incidencia con la horizontal (por el choque con estructuras y equipos en el pozo).
- ✓ Al momento de la fuga, se considera que las condiciones ambientales son las más adversas para la dispersión del Gas: velocidad del viento de 1.5 m/s y condición de estabilidad atmosférica de Pasquill F- Estable (Noche con nublado moderado y vientos ligeros a moderados) para ambas simulaciones.
- ✓ Asimismo, se considera que las condiciones ambientales y meteorológicas permanecen constantes, durante el tiempo del evento.
- ✓ A las condiciones de operación ya mencionadas, se estima un inventario base de 108.86 kg/ 5 min.
- ✓ Para el caso de la simulación de gas, se esperan afectaciones por posibles escenarios; jet Fire, bola de fuego, fognazo y explosión.
- ✓ En la etapa de perforación cementada la última tubería CASING.

Tabla I.79.- Identificación de las zonas de seguridad

CLAVE	NOMBRE	CLASE	ZONAS INTERMEDIAS DE SALVAGUARDA (M)								
			TOXICIDAD		RADIACIÓN TÉRMICA			SOBREPRESIÓN			
			ALTO RIESGO IDLH	AMORT TLV ₈ O TLV ₁₅	RIESGO 5 KW/M ²	AMORT. 1.4 KW/M ²	37.5 KW/M ²	RIESGO 1 PSI	AMORT. 0.5 PSI	10 psi	
E1-IHSA-P (nodo o sistema 4.03.01)	Fuga de gas en árbol de válvulas y cabezal (brote), la fuga se da en la sección A, parte superior del cabeza	CMP	-----	-----	159.087	239.283	90.873	123.731	169.544	102.886	
E2- IHSA-P (nodo o sistema 3.07.01)	Fuga de gas, por descontrol de pozo (blow out), degollamiento entre la sección A y el cabezal con tubería de perforación en agujero descubierto (40% del diámetro de la tubería de revestimiento)	CA	-----	-----	115.648	170.242	68.211	120.264	165.253	102.387	
E3- IHSA-P (nodo o sistema 3.04.01, 3.04.02)	Fuga de gas, por descontrol de pozo (blow out), degollamiento entre la sección de la tubería de revestimiento cementada	PC	-----	-----	263.788	405.615	148.867	156.607	187.061	142.607	

Tabla I.80.- Matriz de resultados para las simulaciones con gas.

Clave del escenario de riesgo	Equipo o sitio de la planta donde se presenta la fuga simulada	Nombre de sustancia peligrosa	Sitios, instalaciones o equipos/distancias		Consecuencias	Recomendaciones y medidas preventivas de control y mitigación
			Sitios, instalaciones o equipos aledaños que puedan ser afectados	Distancias (m)		
E1-IHSA-P	Fuga de gas en árbol de válvulas y cabezal (brote), la fuga se da en la sección A, parte superior del cabeza	Gas	Motores/ malacate	20	Derivado de los resultados del análisis de consecuencias se encontró el riesgo mayor por la variable de sobrepresión, tanto para los motores como los campers es suficiente para provocar daños en equipos de proceso y al personal.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Asegurar que los equipos eléctricos sean intrínsecamente seguros en el equipo de perforación (subestructura, mástil y mesa rotaria), contrapozo y presas metálicas. 2. Asegurar que el equipo de monitoreo de gas y explosividad esté disponible (mud logging), calibrado y en funcionamiento. 3. Contar con brigadas de Emergencia identificadas dentro del equipo de trabajo para atender cualquier eventualidad. 4. Difundir resultados del análisis de consecuencias al personal operativo involucrado durante la etapa de perforación y terminación de pozo. 5. Difundir el Plan de respuesta a emergencia al personal operativo involucrado durante la etapa de perforación y terminación de pozo.
			Bombas para fracturamiento	50		
			Área completa de proyecto de perforación	70		
E2-IHSA-P	Fuga de gas, por descontrol de pozo (blow out), degollamiento entre la sección A y el cabezal con tubería de perforación en agujero descubierto (40% del diámetro de la tubería de revestimiento)	Gas	Motores/ Malacate	20	Derivado de los resultados del análisis de consecuencias se encontró el riesgo mayor por la variable de sobrepresión, tanto para los motores como los campers es suficiente para provocar daños en equipos de proceso y al personal.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Asegurar que el sistema de control superficial cuente con integridad mecánica y las certificaciones correspondientes. 2. El personal que opera el sistema de control superficial deberá contar con entrenamiento y experiencia en el mismo. 3. Asegurar que los dispositivos de seguridad del sistema de control superficial cuenten con integridad mecánica y las certificaciones correspondientes. 4. Asegurar que los equipos eléctricos sean intrínsecamente seguros en el equipo de perforación (subestructura, mástil y mesa rotaria), contrapozo y presas metálicas. 5. Asegurar que el equipo de monitoreo de gas y explosividad esté disponible (mud logging), calibrado y en funcionamiento. 6. Contar con brigadas de Emergencia identificadas dentro del equipo de trabajo para atender cualquier eventualidad.
			Bombas para fracturamiento	50		
			Área completa de proyecto de perforación	70		

Continuación Tabla I.80

Clave del escenario de riesgo	Equipo o sitio de la planta donde se presenta la fuga simulada	Nombre de sustancia peligrosa	Sitios, instalaciones o equipos/distancias		Consecuencias	Recomendaciones y medidas preventivas de control y mitigación
			Sitios, instalaciones o equipos aledaños que puedan ser afectados	Distancias (m)		
E3-IHSA-P	Fuga de gas, por descontrol de pozo (blow out), degollamiento entre la sección de la tubería de revestimiento cementada	Gas	Motores/ malacate	20	Derivado de los resultados del análisis de consecuencias se encontró el riesgo mayor por la variable de sobrepresión, tanto para los motores como los campers es suficiente para provocar daños en equipos de proceso y al personal.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Asegurar que el sistema de control superficial cuente con integridad mecánica y las certificaciones correspondientes 2. El personal que opera el sistema de control superficial deberá contar con entrenamiento y experiencia en el mismo. 3. Asegurar que los dispositivos de seguridad del sistema de control superficial cuenten con integridad mecánica y las certificaciones correspondientes. 4. Asegurar que los equipos eléctricos sean intrínsecamente seguros en el equipo de perforación (subestructura, mástil y mesa rotaria), contrapozo y presas metálicas. 5. Asegurar que el equipo de monitoreo de gas y explosividad esté disponible (mud logging), calibrado y en funcionamiento. 6. Contar con brigadas de Emergencia identificadas dentro del equipo de trabajo para atender cualquier eventualidad. 7. Difundir resultados del análisis de consecuencias al personal operativo involucrado durante la etapa de perforación y terminación de pozo. 8. Difundir el Plan de respuesta a emergencia al personal operativo involucrado durante la etapa de perforación y terminación de pozo.
			Bombas para fracturamiento	50		
			Área completa de proyecto de perforación	70		

I.5.2.3. REPRESENTACIÓN EN PLANOS DE LOS RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DE CONSECUENCIA (RADIOS POTENCIALES DE AFECTACIÓN)

En el apartado I.9.3 inciso i se presentan los planos de radios de afectación.

I.6. SISTEMAS DE SEGURIDAD Y MEDIDAS PARA ADMINISTRAR LOS ESCENARIOS DE RIESGO

Análisis de Riesgo Perforación de Pozos		Re v.	0	hoja	de	1
Área Contractual BG-01	Equipo Multidisciplinario	CUVAE	Fecha	13-02-2019		
Recomendación	Elementos SASISOPA	Escenario de Riesgo (s)		TIPO DE RIESGO	MR	
Contar con Ingeniero de Fluidos calificado para las operaciones de perforación del pozo.	10. CONTROL DE ACTIVIDADES, ARRANQUES Y CAMBIOS -18 INFORMES DE DESEMPEÑO	1.01.01, 1.01.02, 1.03.01, 2.01.01, 2.04.01, 2.05.03, 3.01.01, 3.05.01, 3.05.02, 3.06.03, 4.01.01, 4.01.02, 4.04.01, 4.05.01, 4.05.02		C	28	
Disponer de equipo certificado para realizar el análisis del fluido.	9. MEJORES PRÁCTICAS Y ESTÁNDARES	1.01.01, 1.01.02, 1.03.01, 2.01.01, 2.04.01, 2.05.03, 3.01.01, 3.05.01, 3.05.02, 3.06.03, 4.01.01, 4.01.02, 4.04.01, 4.05.01, 4.05.02		C	28	
Contar con programa operativo autorizado y difusión del mismo a todo el personal involucrado durante la perforación del pozo.	9. MEJORES PRÁCTICAS Y ESTÁNDARES	1.01.02, 2.02.01, 2.02.02, 2.02.03, 2.03.01, 2.03.02, 2.05.01, 2.05.03, , 2.06.01, 2.06.02,, 3.02.01, 3.02.02, 3.03.01, 3.03.02, 3.06.02, 3.06.03, 3.07.01, 3.07.02, 4.01.03, 4.02.01, 4.02.02, 4.02.03, 4.03.01, 4.03.02, 4.06.02, 4.06.03		C	25	
Realizar juntas preoperativas diarias de acuerdo a programa de trabajo.	9. MEJORES PRÁCTICAS Y ESTÁNDARES	1.02.01		C	15	
Actualizar los Procedimientos operativos.	9. MEJORES PRÁCTICAS Y ESTÁNDARES	2.01.02, 3.01.02		C	15	
Contar con el programa operativo de Perforación (Hidráulica).	9. MEJORES PRÁCTICAS Y ESTÁNDARES	2.01.02, 3.01.02, 4.01.03		C	15	
Entrega de programa hidráulico en cada cambio de turno.	9. MEJORES PRÁCTICAS Y ESTÁNDARES	2.01.02, 3.01.02, 4.01.03		C	15	
Mantener la Integridad mecánica del sistema de circulación.	11. INTEGRIDAD MECÁNICA Y ASEGURAMIENTO DE LA CALIDAD	2.01.02, 3.01.02, 4.01.03		C	15	
Asegurar que el Personal operativo durante las etapas de perforación este calificado y certificado.	10. CONTROL DE ACTIVIDADES, ARRANQUES Y CAMBIOS -18 INFORMES DE DESEMPEÑO	2.01.04, 2.04.01, 3.01.03, 4.01.04		D	20	
Asegurar que los diámetros de los componentes de las sargas de	10. CONTROL DE ACTIVIDADES, ARRANQUES Y CAMBIOS -18 INFORMES DE DESEMPEÑO	2.01.03, 3.01.03, 4.01.04		D	20	
Contar con Ingeniero de Fracturamiento calificado para las operaciones.	10.CONTROL DE CTIVIDADES, ARRANQUES Y CAMBIOS -18 INFORMES DE DESEMPEÑO	5.01.01, 5.01.02, 5.01.03		C	15	

Análisis de Riesgo Perforación de Pozos		Re v.	0	hoja	de	1
Área Contractual BG-01	Equipo Multidisciplinario	CUVAE	Fecha	13-02-2019		
Recomendación	Elementos SASISOPA	Escenario de Riesgo (s)		TIPO DE RIESGO	MR	
Manejar los estranguladores de acuerdo al tipo de apuntalante a manejar dentro del intervalo de interés y actualizar procedimiento operativo.	9. MEJORES PRÁCTICAS Y ESTÁNDARES.	5.02.01, 5.02.02, 5.02.03		C	15	
Manejar el gasto crítico de líquidos manteniéndolo debajo del calculado.	9. MEJORES PRÁCTICAS Y ESTÁNDARES.	5.02.01, 5.02.02, 5.02.03		C	15	
Difundir y aplicar el procedimiento de prueba de medio árbol.	9. MEJORES PRÁCTICAS Y ESTÁNDARES.	5.03.01		C	15	
Difundir y aplicar el procedimiento de programa de terminación de pozo.	9. MEJORES PRÁCTICAS Y ESTÁNDARES.	5.04.01		C	15	
Difundir y aplicar el procedimiento de detonación de pistolas en la terminación de pozo.	9. MEJORES PRÁCTICAS Y ESTÁNDARES.	5.04.01		C	15	
Asegurar que el sistema de control superficial cuente con integridad mecánica y las certificaciones correspondientes.	11. INTEGRIDAD MECÁNICA Y ASEGURAMIENTO DE LA CALIDAD	4.04.01, 4.04.02, 4.07.01,5.03.01		B	44	
El personal que opera el sistema de control superficial deberá contar con entrenamiento y experiencia en el mismo.	11. INTEGRIDAD MECÁNICA Y ASEGURAMIENTO DE LA CALIDAD	4.04.01, 4.04.02, 4.07.01,5.03.01		B	44	
Asegurar que los dispositivos de seguridad del sistema de control	11. INTEGRIDAD MECÁNICA Y ASEGURAMIENTO DE LA CALIDAD	4.04.01, 4.04.02, 4.07.01,5.03.01		B	44	

Análisis de Riesgo Perforación de Pozos		Re v.	0	hoja	de	1
Área Contractual BG-01	Equipo Multidisciplinario	CUVAE		Fecha	13-12-2018	
Recomendación		Elementos SASISOPA		Escenario de Riesgo (s)	TIPO DE RIESGO	MR
Actualizar el PRE, considerando los radios de afectación para las rutas de evacuación y puntos de reunión.		13. PREPARACIÓN Y RESPUESTA A EMERGENCIAS.		4.04.01, 4.04.02, 4.07.01, 5.03.01	B	44
Asegurar que los equipos eléctricos sean intrínsecamente seguros en el equipo de perforación (subestructura, mástil y mesa rotaria), contrapozo y presas metálicas.		9. MEJORES PRÁCTICAS Y ESTÁNDARES.		4.04.01, 4.04.02, 4.07.01, 5.03.01	B	44
Asegurar que el equipo de monitoreo de gas y explosividad esté disponible (mud logging), calibrado y en funcionamiento.		11. INTEGRIDAD MECÁNICA Y ASEGURAMIENTO DE LA CALIDAD		4.04.01, 4.04.02, 4.07.01, 5.03.01	B	44
Contar con brigadas de emergencia identificadas dentro del equipo de trabajo para atender cualquier eventualidad.		13. PREPARACIÓN Y RESPUESTA A EMERGENCIAS.		4.04.01, 4.04.02, 4.07.01, 5.03.01	B	44
Difundir resultados del análisis de consecuencias al personal operativo involucrado durante la etapa de perforación y terminación de pozo.		11. INTEGRIDAD MECÁNICA Y ASEGURAMIENTO DE LA CALIDAD		4.04.01, 4.04.02, 4.07.01, 5.03.01	B	44
Difundir el Plan de respuesta a emergencia al personal operativo involucrado durante la etapa de perforación y terminación de pozo.		11. INTEGRIDAD MECÁNICA Y ASEGURAMIENTO DE LA CALIDAD		4.04.01, 4.04.02, 4.07.01, 5.03.01	B	44

I.7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El Análisis de Riesgos de Proceso Integral para la Perforación de Pozos, se consideró la identificación y evaluación de los riesgos durante la perforación, cambio de etapa y terminación de pozo, con la finalidad de determinar los riesgos asociados al presente Proyecto.

Para determinar las amenazas, se realizó un Análisis Preliminar de Riesgos con la metodología de lista de verificación en el Equipo de Perforación. Como resultado de lo anterior, podemos concluir que no existen amenazas del equipo de Perforación mencionado, que pudieran representar riesgos para el Proyecto. No obstante, se recomienda la realización de la Revisión de Seguridad de Prearranque de los equipos mencionados previo al arranque de las actividades de perforación y la atención de las 34 recomendaciones emitidas por el grupo multidisciplinario.

Posteriormente, para la identificación de riesgos se realizó un Análisis Cualitativo, en el cual se obtuvieron escenarios aplicando la metodología What If, los cuales fueron evaluados en su frecuencia y consecuencia. Durante la evaluación del riesgo inherente (ausente de controles y barreras) no se obtuvieron escenarios de Riesgo No Tolerable "A", Riesgo Indeseable "B", Riesgo Aceptable con Controles "C y Riesgo Tolerable "D". Una vez identificadas las capas de seguridad preventivas y de mitigación de los escenarios, se realizó la evaluación del riesgo operativo del Proyecto, en la cual se determinó que con la disponibilidad de las capas de seguridad no existen escenarios de Riesgo No Tolerable "A" ni escenarios de Riesgo Indeseable "B".

La evaluación de las consecuencias se realizó usando el software PHAST en su versión 7.1, considerando 3 simulaciones. A través de los resultados se pudo observar que los efectos por liberación de gas en la etapa de terminación puede ocasionar un incendio de chorro, un fognazo o una explosión con consecuencias que afectarían al Equipo de Terminación, equipos auxiliares y campers (Colapso y deformación de estructuras), seguido de afectaciones al personal las cuales pueden alcanzar niveles de letalidad, quemaduras de primer y segundo grado, ruptura de tímpanos y heridas por proyectiles, sin afectaciones a la población aledaña y solo en caso incendio se presentará contaminación al medio ambiente.

Se concluye que durante la evaluación del riesgo inherente en el análisis cualitativo se sobrestimaron las frecuencias en los escenarios de mayor riesgo y que las consecuencias evaluadas durante el análisis cuantitativo, fueron valoradas de manera adecuada en los 3 escenarios de riesgo.

Para finalizar, es importante señalar que las metodologías aplicadas durante el Análisis Preliminar de Riesgos, Análisis Cualitativo y el Análisis Cuantitativo permitieron la existencia de trazabilidad y fundamentos al momento de emitir estas conclusiones.

Por lo anterior, se determina que los riesgos asociados a las actividades de Perforación de los Pozos, se encuentran dentro de los Riesgo Indeseable Tipo "B", riesgos aceptables con controles Tipo "C" y riesgos tolerables Tipo "D".

I.8 RESUMEN EJECUTIVO

Para determinar las amenazas, se realizó un Análisis Preliminar de Riesgos con la metodología de lista de verificación en el Equipo de Perforación. Como resultado de lo anterior, podemos concluir que no existen amenazas del equipo de Perforación mencionado, que pudieran representar riesgos para el Proyecto. No obstante, se recomienda la realización de la Revisión de Seguridad de Prearranque de los equipos mencionados previo al arranque de las actividades de perforación y la atención de las 34 recomendaciones emitidas por el grupo multidisciplinario.

Posteriormente, para la identificación de riesgos se realizó un Análisis Cualitativo, en el cual se obtuvieron escenarios aplicando la metodología What If, los cuales fueron evaluados en su frecuencia y consecuencia. Durante la evaluación del riesgo inherente (ausente de controles y barreras) no se obtuvieron escenarios de Riesgo No Tolerable "A", Riesgo Indeseable "B", Riesgo Aceptable con Controles "C" y Riesgo Tolerable "D". Una vez identificadas las capas de seguridad preventivas y de mitigación de los escenarios, se realizó la evaluación del riesgo operativo del Proyecto, en la cual se determinó que con la disponibilidad de las capas de seguridad no existen escenarios de Riesgo No Tolerable "A" ni escenarios de Riesgo Indeseable "B".

La evaluación de las consecuencias se realizó usando el software PHAST en su versión 7.1, considerando 3 simulaciones. A través de los resultados se pudo observar que los efectos por liberación de gas en la etapa de terminación puede ocasionar un incendio de chorro, un fogonazo o una explosión con consecuencias que afectarían al Equipo de Terminación, equipos auxiliares y campers (Colapso y deformación de estructuras), seguido de afectaciones al personal las cuales pueden alcanzar niveles de letalidad, quemaduras de primer y segundo grado, ruptura de tímpanos y heridas por proyectiles, sin afectaciones a la población aledaña y solo en caso incendio se presentará contaminación al medio ambiente.

Con resultado del análisis se enlistan las siguientes medidas para prevenir y disminuir las consecuencias ocasionadas por la ocurrencia de un Accidente

INTERACCIONES DE RIESGO

Pozos

1. Asegurar que el sistema de control superficial cuente con integridad mecánica y las certificaciones correspondientes.
2. El personal que opera el sistema de control superficial deberá contar con entrenamiento y experiencia en el mismo.
3. Asegurar que los dispositivos de seguridad del sistema de control superficial cuenten con integridad mecánica y las certificaciones correspondientes.
4. Asegurar que los equipos eléctricos sean intrínsecamente seguros en el equipo de perforación (subestructura, mástil y mesa rotaria), contrapozo y presas metálicas.
5. Asegurar que el equipo de monitoreo de gas y explosividad esté disponible (mud logging), calibrado y en funcionamiento.
6. Contar con brigadas de Emergencia identificadas dentro del equipo de trabajo para atender cualquier eventualidad.
7. Difundir resultados del análisis de consecuencias al personal operativo involucrado durante la etapa de perforación y terminación de pozo.
8. Difundir el Plan de respuesta a emergencia al personal operativo involucrado durante la etapa de perforación y terminación de pozo.

Análisis What if?

- Contar con Ingeniero de Fluidos calificado para las operaciones de perforación del pozo.
- Disponer de equipo certificado para realizar el análisis del fluido.
- Contar con programa operativo autorizado y difusión del mismo a todo el personal involucrado durante la perforación de pozos.
- Realizar juntas preoperativas diarias de acuerdo a programa de trabajo.
- Contar con procedimientos operativos
- Contar con el programa operativo de Perforación (Hidráulica).

- Entrega de programa hidráulico en cada cambio de turno.
- Mantener la Integridad mecánica del sistema de circulación.
- Asegurar que el Personal operativo durante las etapas de perforación este calificado y certificado.
- Asegurar que los diámetros de los componentes de las sargas de perforación sean específicos o los adecuados para el pozo de acuerdo al programa de perforación.
- Disponer del Análisis de Torque y arrastre, durante la perforación.
- Contar con programa de geología durante la perforación del pozo.
- Contar con un Ingeniero de Geo ciencias calificado con más de 5 años de experiencia.
- Contar con un Ingeniero de Diseño calificado con más de 5 años de experiencia.
- Monitorear la presión de cabeza de cementación durante las etapas de perforación.
- Verificar que se realice el análisis de laboratorio para lechada.
- Verificar velocidades de bombeo de cemento y densidades.
- Contar y demostrar la certificación de preventores.
- Contar con Ingeniero de Fracturamiento calificado para las operaciones.
- Manejar los estranguladores de acuerdo al tipo de apuntalante a manejar dentro del intervalo de interés y actualizar procedimiento operativo.
- Manejar el gasto crítico de líquidos manteniéndolo debajo del calculado.
- Difundir y aplicar el procedimiento de prueba de medio árbol
- Difundir y aplicar el procedimiento de programa de terminación de pozo.
- Difundir y aplicar el procedimiento de detonación de pistolas en la terminación de pozo.

Análisis de Consecuencias

- Asegurar que el sistema de control superficial cuente con integridad mecánica y las certificaciones correspondientes.
- Asegurar que los dispositivos de seguridad del sistema de control superficial cuenten con integridad mecánica y las certificaciones correspondientes.
- El personal que opera el sistema de control superficial deberá contar con entrenamiento y experiencia en el mismo.

- Contar con el programa operativo de Perforación (Hidráulica).
- Entrega de programa hidráulico en cada cambio de turno.
- Mantener la Integridad mecánica del sistema de circulación.
- Asegurar que el Personal operativo durante las etapas de perforación este calificado y certificado.
- Difundir el Plan de respuesta a emergencia al personal operativo involucrado durante la etapa de perforación y terminación de pozo.
- Difundir resultados del análisis de consecuencias al personal operativo involucrado durante la etapa de perforación y terminación de pozo.
- Contar con un PRE, considerando los radios de afectación para las rutas de evacuación y puntos de reunión.

CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS DE RIESGO DEL SECTOR HIDROCARBUROS

El Análisis de Riesgos de Proceso Integral para la Perforación de Pozos, se consideró la identificación y evaluación de los riesgos durante la perforación, cambio de etapa y terminación de pozo, con la finalidad de determinar los riesgos asociados al presente Proyecto.

Para determinar las amenazas, se realizó un Análisis Preliminar de Riesgos con la metodología de lista de verificación en el Equipo de Perforación. Como resultado de lo anterior, podemos concluir que no existen amenazas del equipo de Perforación mencionado, que pudieran representar riesgos para el Proyecto. No obstante, se recomienda la realización de la Revisión de Seguridad de Prearranque de los equipos mencionados previo al arranque de las actividades de perforación y la atención de las 34 recomendaciones emitidas por el grupo multidisciplinario.

Posteriormente, para la identificación de riesgos se realizó un Análisis Cualitativo, en el cual se obtuvieron escenarios aplicando la metodología What If, los cuales fueron evaluados en su frecuencia y consecuencia. Durante la evaluación del riesgo inherente (ausente de controles y barreras) no se obtuvieron escenarios de Riesgo No Tolerable "A", Riesgo Indeseable "B", Riesgo Aceptable con Controles "C" y Riesgo Tolerable "D". Una vez identificadas las capas de seguridad preventivas y de mitigación de los escenarios, se realizó la evaluación del riesgo operativo del Proyecto, en la cual se determinó que con la disponibilidad de las capas de seguridad no existen escenarios de Riesgo No Tolerable "A" ni escenarios de Riesgo Indeseable "B".

La evaluación de las consecuencias se realizó usando el software PHAST en su versión 7.1, considerando 3 simulaciones. A través de los resultados se pudo observar que los efectos por liberación de gas en la etapa de terminación puede ocasionar un incendio de chorro, un fognazo o una explosión con consecuencias que afectarían al Equipo de Terminación, equipos auxiliares y campers (Colapso y deformación de estructuras), seguido de afectaciones al personal las cuales pueden alcanzar niveles de letalidad, quemaduras de primer y segundo grado, ruptura de tímpanos y heridas por proyectiles, sin afectaciones a la población aledaña y solo en caso incendio se presentará contaminación al medio ambiente.

Se concluye que durante la evaluación del riesgo inherente en el análisis cualitativo se sobrestimaron las frecuencias en los escenarios de mayor riesgo y que las consecuencias evaluadas durante el análisis cuantitativo, fueron valoradas de manera adecuada en los 3 escenarios de riesgo.

Para finalizar, es importante señalar que las metodologías aplicadas durante el Análisis Preliminar de Riesgos, Análisis Cualitativo y el Análisis Cuantitativo permitieron la existencia de trazabilidad y fundamentos al momento de emitir estas conclusiones.

Por lo anterior, se determina que los riesgos asociados a las actividades de Perforación y Terminación de los Pozos, se encuentran dentro de los Riesgo Indeseable Tipo "B", riesgos aceptables con controles Tipo "C" y riesgos tolerables Tipo "D".

Fecha de Ingreso _____											
DATOS DE LA COMPAÑÍA ENCARGADA DE LA ELABORACIÓN DEL ESTUDIO DE RIESGO											
Compañía <u>CENTRO UNIVERTARIO DE VINCULACION Y ACTIVIDAD EMPRESARIAL, S.A. DE C.V.</u>				Registro _____							
Nombre de la persona responsable <u>Lic. Dionicio Rodríguez Cabrera</u>				Cargo <u>Coordinador</u>							
DATOS GENERALES DE LA EMPRESA											
No. de Registro INE _____				R.F.C. <u>SMB031107342</u>							
Nombre <u>Iberoamericana de Hidrocarburos CQ Exploración & Producción de México S.A. de C.V.</u>											
Nombre del Proyecto <u>AREA CONTRACTUAL BG-01</u>											
Objeto de la Instalación o Proyecto <u>BG-01</u>											
UBICACIÓN DE LAS INSTALACIONES											
Calle y Número _____						Colonia/Localidad _____					
Municipio/Delegación _____						Estado <u>Nuevo León</u>					
Codigo Postal _____											
DOMICILIO PARA OIR O RECIBIR NOTIFICACIONES											
Calle y Número <u>Edificio Torres Martel - Prolongación Los Soles # 200 Torre III Poniente, Oficina 401, Nivel 4,</u>						Colonia/Localidad <u>Valle Oriente, Sec. Loma Larga</u>					
Municipio/Delegación <u>San Pedro Garza García</u>						Estado <u>Nuevo Leon</u>					
Codigo Postal <u>66266</u>											
Teléfonos _____				Fax _____		Correo electronico <u>ecruz@ihscq.mx</u>					
Nombre del representante de la empresa <u>Lic. David Martínez Verano</u>											
Cargo <u>Representante Legal</u>											
GIRO DE LA EMPRESA											
a	Reconocimiento y exploración superficial, y exploración y extracción de Hidrocarburos	b	Tratamiento, refinación, enajenación, comercialización, transporte y almacenamiento del petróleo	c	Procesamiento, compresión, licuefacción, descompresión y regasificación, así como transporte, almacenamiento y distribución de gas natural	d	Transporte, almacenamiento y distribución de gas licuado de petróleo	e	Transporte, almacenamiento y distribución de petrolíferos	f	Transporte por ducto y almacenamiento que se encuentre vinculado a ductos de petroquímicos, producto del procesamiento de gas natural y de la refinación del petróleo

USO DE SUELO DONDE SE ENCUENTRA LA EMPRESA							
<input checked="" type="checkbox"/>	Agrícola	<input checked="" type="checkbox"/>	Rural	<input type="checkbox"/>	Habitacional	<input type="checkbox"/>	Industrial
<input type="checkbox"/>	Comercial	<input type="checkbox"/>	Mixto				
LA EMPRESA SE ENCUENTRA UBICADA EN UNA ZONA CON LAS SIGUIENTES CARACTERÍSTICAS							
<input type="checkbox"/>	Zona industrial	<input type="checkbox"/>	Zona habitacional	<input type="checkbox"/>	Zona suburbana	<input type="checkbox"/>	
<input type="checkbox"/>	Parque industrial	<input type="checkbox"/>	Zona urbana	<input checked="" type="checkbox"/>	Zona rural		

Sustancias manejadas

No. de Registro	No. de Orden	Nombre químico de la Sustancia (IUPAC)	No. CAS	Riesgo Químico					Capacidad Total		Capacidad de la Mayor Unidad de Almacenamiento (Ton)
				C	R	E	T	I	Producción (Ton/Día)	Almacenamiento (Ton)	
1.00	1	GAS NATURAL (METANO)	74-82-8			X		X	3436.532752	NA	1254334.454

Sustancias transportadas por ductos

No. de Registro	No. de Orden	Nombre químico de la sustancia (IUPAC)	No. CAS	Flujo (kg/seg)	Proveedor	Longitud (Km)	Diámetro de la tubería (plg)	Presión (psi)		Espesor (mm)	Descripción de la Trayectoria
								Operación	Diseño		
No disponible		Gas Natural	74-82-8	kg/s (máximo)	NA	3.00	3"	1,200.00	ND	0.25	LINEAS DE DESCARGAS QUE TRANSPORTARAN EL GAS DERIVADO DE LA PRODUCCION DE POZOS

Identificación y clasificación de Riesgos

No. de Registro	No. de Orden	Falla	Accidente hipotético				Ubicación				Metodología empleada para la identificación de riesgo	
			Fuga	Derrame	Incendio	Explosión	Etapa de Operación					Unidad o equipo de proceso
							Almacenamiento	Proceso	Transporte	Servicios		
1	1.1	Descontrol de pozo (blow out)			X	X		X			árbol de válvulas	What If, arbol de fallas
2	2.1	Descontrol de pozo (blow out)			X	X		X			cabezal con tubería de perforación	What If, arbol de fallas
3	3.1	Descontrol de pozo (blow out)			X	X		X			la tubería de revestimiento cementada	What If, arbol de fallas

Criterios para la Estimación de consecuencias

No. de Registro	No. de Orden	Tipo de liberación		Cantidad hipotética liberada (m3/seg, m3 o kg)		Estado físico	Programa de simulación empleado	Zona de alto riesgo		Zona de amortiguamiento	
		Masiva	Continua	Cantidad	Unidad			Distancia (m)	Tiempo (seg)	Distancia (m)	Tiempo (seg)
1	1.1		X	108.86	kg	Gas	Phast 7.1 (Radiacion)	159.087	300	239.283	300
1	1.2		X	108.86	kg	Gas	Phast 7.1 (Sobrepresion)	123.731	300	169.544	300
2	2.1		X	122.68	kg	Gas	Phast 7.1 (Radiacion)	115.648	300	170.242	300
2	2.2		X	122.68	kg	Gas	Phast 7.1 (Sobrepresion)	120.264	300	165.253	300
3	3.1		X	108.86	kg	Gas	Phast 7.1 (Radiacion)	263.788	300	405.615	300
3	3.2		X	108.86	kg	Gas	Phast 7.1 (Sobrepresion)	156.607	300	187.061	300

Resultados de la estimación de consecuencias

No. de Registro	No. de Orden	Toxicidad					Explosividad		Radiación Térmica		Otros Criterios
		IDHL	TLV ₈	TLV ₁₅	Velocidad del Viento (m/seg)	Estabilidad Atmosférica	0.5 psi	1.0 psi	1.4 KW/m ²	5 KW/m ²	
1	1.1	*	*	*	1.5	Pasquill-F	169.544	123.731	239.283	159.087	Temperatura ambiente: se consideró de 30° C; Presión de Operación: 5390 PSI Temperatura del contenido 90 °C
2	2.1	*	*	*	1.5	Pasquill-F	165.253	120.264	170.242	115.648	Temperatura ambiente: se consideró de 30° C; Presión de Operación: 5390 PSI Temperatura del contenido 90 °C
3	3.1	*	*	*	1.5	Pasquill-F	187.061	156.607	405.615	263.788	Temperatura ambiente: se consideró de 30° C; Presión de Operación: 5390 PSI Temperatura del contenido 90 °C

* La Conferencia Americana de Higienistas Industriales Gubernamentales (ACGIH), cataloga al Gas Metano como un asfixiante simple, por lo que no se definen Valores Límite Umbral (TLV) para este tipo de sustancia. Así mismo, la Secretaría del Trabajo y Previsión Social (STPS) no define límites máximos permisibles de exposición al Gas Natural, debido a que la sustancia es clasificada como asfixiante.

I.9 IDENTIFICACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS METODOLÓGICOS Y ELEMENTOS TÉCNICOS QUE SUSTENTAN LA INFORMACIÓN PRESENTADA EN EL ANÁLISIS DE RIESGO (ANEXOS)

I.9.1.-Planos:

En este apartado se anexan los siguientes planos:

- Plano Microregional (P1)
- Plano de Vegetación y Usos de Suelo (P2)
- Atlas de Riesgo a la Salud Equipo de Perforación (5)

I.9.2.- Hojas de datos de seguridad:

En la operación del pozo, el producto extraído es una mezcla de hidrocarburos gaseosos y agua, cuyo componente principal es el metano (gas natural), el cual será enviado a través de una línea de descarga al módulo de recolección, por las cantidades de manejo y transportación, constituye un material peligroso y único componente riesgoso del proceso, de acuerdo al Segundo Listado de Actividades Altamente Riesgosas (LAAR) publicada en el Diario Oficial de la Federación el 4 de Mayo de 1992.

En este apartado se anexa la Hoja de Seguridad del Gas Natural.

I.9.3.- Otros anexos:

- a. **Documentos legales, copia de autorizaciones, concesiones, escrituras, entre otros;**

En este apartado se anexa:

b. Cartografía consultada:

A continuación se enlista cartografía consultada:

Carta Topográfica Escala 1:50,000 G14-B81 Comales INEGI (2015)

Carta Topográfica Escala 1:50,000 G14-D11 El Brasil INEGI (2015)

Cartas de uso de suelo y vegetación para la zona y se decidió utilizar la carta "Conjunto de datos vectoriales de uso del suelo y vegetación escala 1:250 000, serie VI (Conjunto Nacional) 2017

Carta de climas del instituto nacional de geografía informática y estadística (INEGI), 2008 escala 1: 1,000 000

Carta de la red hidrográfica escala 1:50, 000 de INEGI Serie 2.0

Carta Edafológica escala 1:250 000 del INEGI (2007)

c. Copia simple en formato electrónico (PDF) de la información utilizada para la elaboración del ARSH;

Se anexa copia simple en formato electrónico los siguientes documentos:

- Análisis Cromatográfico Gas Natural
- Especificaciones técnicas Eq Europa ISHA-2
- Ficha técnica del Eq ISHA-2
- Lay Out Europa ISHA-2
- Propuesta de Perforación Aquiles TIPO

d. Análisis de posibles Riesgos de contaminación hacia el suelo y los recursos hídricos, que incluya:

- i. Caracterización de los materiales o residuos que serán manejados o depositados en el sitio, anexando la información toxicológica de Sustancias Peligrosas identificadas;**

El Gas natural toxicológicamente no reviste mayor importancia salvo la posibilidad de asfixia por desplazamiento de oxígeno atmosférico. Por otro lado, el metano, constituyente principal del gas natural, es un constituyente normal de la atmósfera que en ausencia de contaminación se presenta en concentraciones de 1,6 ppm con lo que se constituye como el hidrocarburo atmosférico más abundante. Se produce por fermentación de materia orgánica o bien es liberado por fuentes subterráneas por lo que su presencia es algo normal; tiene el inconveniente sin embargo, de ser un gas de invernadero 23 veces más efectivo que el dióxido de carbono para captar calor; pese a ser muy poco reactivo interviene en procesos químicos en la troposfera y estratosfera influyendo en los niveles del radical hidroxilo (que es el intermediario más importante de los procesos químicos atmosféricos), ozono y vapor de agua estratosférico. Por lo tanto la peligrosidad del gas natural radica más bien en su potencial de incendio y explosión.

ii. **Identificación de los niveles de contaminación en el medio (recursos hídricos, suelo, sedimentos, entre otros);**

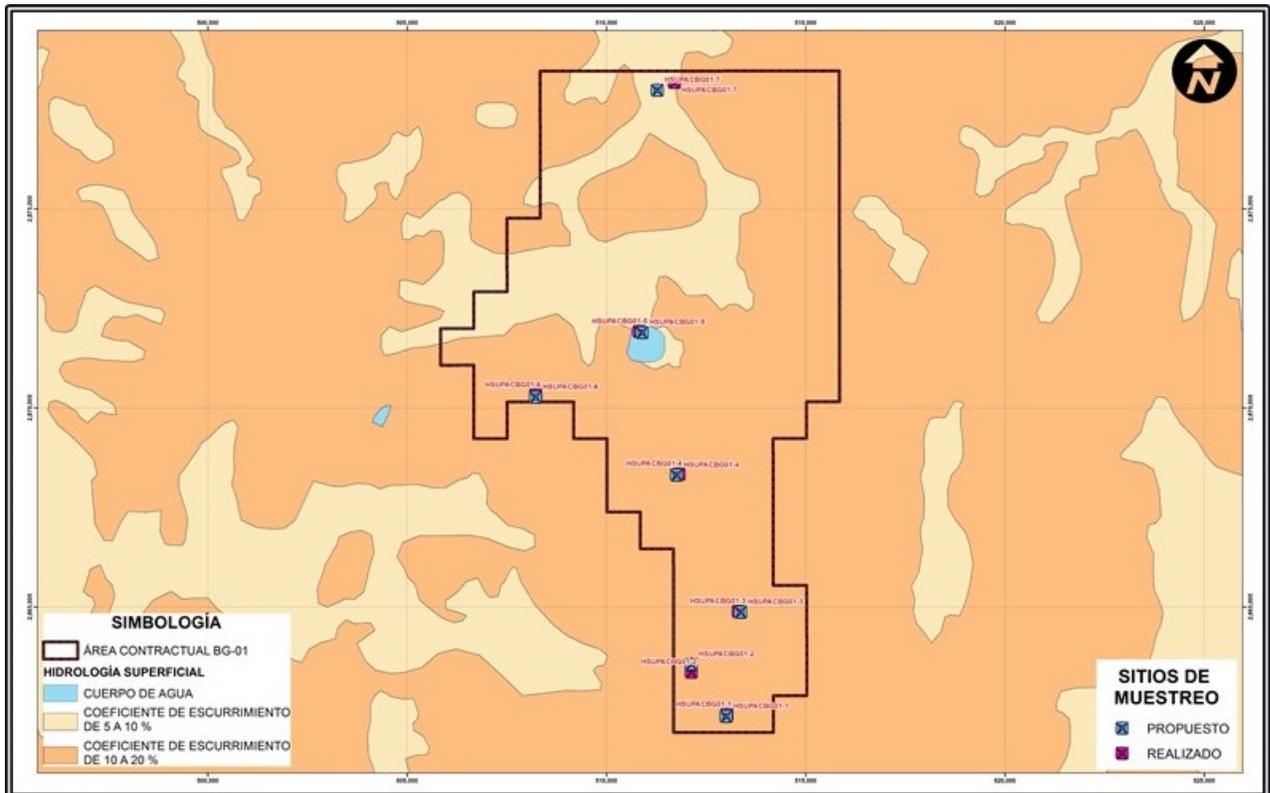
Plan de muestreo

Como quedó establecido en incisos y apartados anteriores, las características geológicas, geomorfológicas y edáficas, así como las actividades económicas del Área Contractual son representativas del **SAR**, de modo que se espera que la calidad del agua sea influenciada por las actividades antrópicas en el **SAR** con la misma intensidad que en el Área Contractual; habrá algunos parámetros que pudieran registrar diferencias, pero no serán significativas.

Para el agua superficial se definieron 7 sitios de muestreo. En la Tabla sitios de muestreos realizados se encuentran las coordenadas de los sitios de muestreo. En la Figura Sitios de muestreo realizados se encuentra la representación gráfica.

Sitios de muestreo realizados.

ID	SITIOS DE MUESTREO	
	X	Y
HSUPACBG01-1	513025	2862292
HSUPACBG01-2	512132	2863360
HSUPACBG01-3	513312	2864885
HSUPACBG01-4	511824	2868335
HSUPACBG01-5	510820	2871913
HSUPACBG01-6	508229	2870319
HSUPACBG01-7	511703	2878168

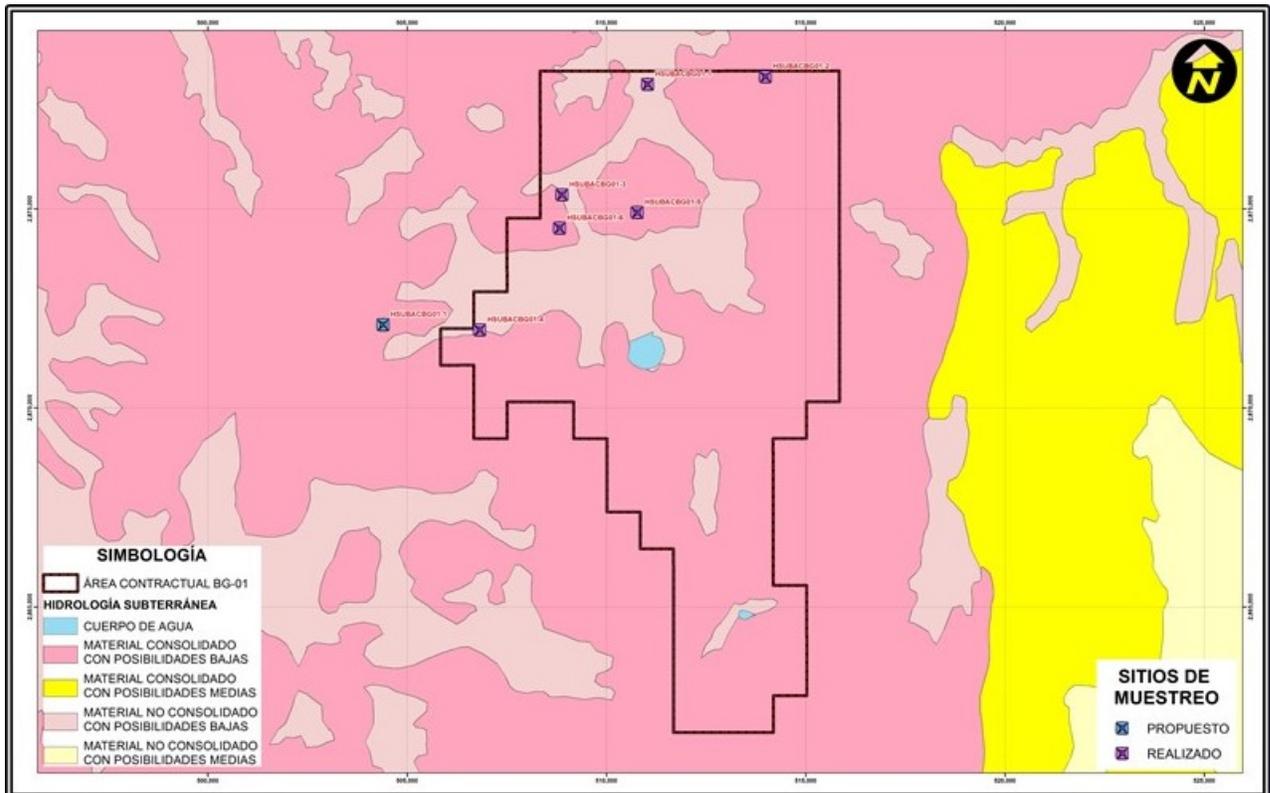


Sitios propuestos y realizados.

Para el agua subterránea, de los 10 pozos no concesionados al interior del Área Contractual se estudiaron 6. En la sitios de nuestro, se encuentran las coordenadas de los sitios de muestreo. sitios de nuestro se encuentran simbolizados.

Sitios de muestreo.

ID	COORDENADAS SITIOS DE MUESTREO	
	REALIZADOS	
	X	Y
HSUBACBG01-1	511033	2878119
HSUBACBG01-2	513991	2878311
HSUBACBG01-3	508885	2875347
HSUBACBG01-4	506820	2871952
HSUBACBG01-5	510773	2874900
HSUBACBG01-6	508823	2874509



Sitios propuestos y realizados.

Todos los aprovechamientos identificados se localizan de la parte media hacia el norte del Área Contractual, que corresponde a la porción central del **SAR**, que se encuentra más cerca del río Bravo, al sur han perforado algunos pozos, sin embargo, a decir de los propietarios, no han sido aprovechados debido a que el agua es muy salobre, de modo que han desmontado los sistemas de extracción.

Evaluación conforme con los Criterios Ecológicos de Calidad del Agua CE-CCA-001/89

De los parámetros para uso Pecuario en los cuales los Criterios presentan niveles máximos, sólo los nitritos y nitratos fueron analizados. Los máximos para Nitritos y Nitratos son 10 y 90 mg/L, respectivamente; todas las muestras registraron niveles muy por debajo de éstos, el máximo fue 0.02 mg/L, por lo cual la calidad del agua con base en estos componentes es adecuada para el uso Pecuario.

Resultados de laboratorio.

Parámetros de medición	Resultado						
	HSUPA CBG01- 1	HSUPA CBG01- 2	HSUPA CBG01- 3	HSUPA CBG01- 4	HSUPA CBG01- 5	HSUPA CBG01- 6	HSUPA CBG01- 7
Temperatura °C (1)	32	34	27	32	32	30	31
Potencial de Hidrógeno (pH), unidades pH	8.2	8.3	8.2	8.7	7.8	7.9	9.8
Color verdadero unidades color Pt-Co	300	800	700	300	200	600	300
Turbiedad unidades UTN	30.0	95.0	75.0	29.0	16.0	65.0	40.0
Grasas y aceites	<5.0	<5.0	<5.0	<5.0	<5.0	<5.0	<5.0
Sólidos Suspendidos Totales	44.0	137	270	51.0	52.0	172	54.0
Hidrocarburos Fracción Pesada	<5.0 mg/Kg						
Conductividad eléctrica	463	234	410	268	253	301	206
Dureza total	140	100	42.0	330	74.0	68.0	12.0
Nitritos	0.01	0.01	<0.01	0.03	<0.01	0.02	0.03
Nitratos	0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	0.1	<0.1
Fosfatos	15.0	14.8	14.1	<4.0	5.0	12.3	4.3
Cloruros	42	20	18	17	24	11	22
Demanda Química de Oxígeno	14.5	40.1	20.2	60.5	39.5	57.2	39.6
Carbón Orgánico Total	<1.0 mg/L	<1.0 mg/L	4.0 mg/L	2.4 mg/L	7.2 mg/L	<1.0 mg/L	<1.0 mg/L
Coliformes totales	33	1.6E+4	79	49	350	49	170
Salinidad	0.23	0.12	0.20	0.13	0.13	0.15	0.10
Demanda Bioquímica de Oxígeno	3	14	4	13	11	9	15
Coliformes fecales NMP/100 mL	13	49	49	8	350	5	70
Oxígeno disuelto mg/L	7.86 mg/L	7.96 mg/L	6.22 mg/L	8.72 mg/L	7.19 mg/L	6.78 mg/L	9.45 mg/L
Sustancias Activas al Azul de Metileno	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1

Evaluación conforme con los Indicadores de la Calidad del Agua de la CONAGUA

Parámetro	Resultado						
	HSUPACBG0 1-1	HSUPACBG0 1-2	HSUPACBG0 1-3	HSUPACBG 01-4	HSUPAC BG01-5	HSUPAC BG01-6	HSUPAC BG01-7
DBO	Buena calidad	Aceptable	Buena calidad	Aceptable	Aceptable	Aceptable	Aceptable
DQO	Buena calidad	Contaminada	Aceptable	Contaminada	Aceptable	Contaminada	Aceptable
SST	Buena calidad	Aceptable	Contaminada	Buena calidad	Buena calidad	Contaminada	Buena calidad
COLIFORMES FECALES	Excelente	Excelente	Excelente	Excelente	Aceptable	Excelente	Excelente

Agua subterránea

En la Tabla resultados de laboratorio, se presentan los resultados obtenidos en los análisis de laboratorio; los niveles que rebasan los LMP establecidos en la *Modificación a la Norma Oficial Mexicana NOM-127-SSA1-1994. Salud Ambiental. Agua para uso y consumo humano. Límites permisibles de calidad y tratamientos a que debe someterse el agua para su potabilización*. Publicada el 18 de enero de 1996 y modificada el 22 de noviembre de 2000 en el Diario Oficial de la Federación se encuentran en celdas cuyo sombreado es de un color rojo.

En ninguno de los casos el agua puede usarse para el abastecimiento para uso y consumo humano tal cual sale de los pozos; con respecto a los parámetros biológicos, en el 16.66% de los casos se rebasan los límites de la norma.

En cuanto a los parámetros químicos, el sodio, fierro, aluminio, sulfatos, son los componentes que con más frecuencia rebasan el LMP, 83.33% de los casos, al igual que los sólidos disueltos totales, después, los cloruros, con el 66.66% de las muestras. Los plaguicidas, herbicidas, hidrocarburos y radiactividad registraron en todos los casos niveles muy por debajo del LMP.

Resultados de laboratorio.

Parámetros	Resultado						LMP
	HSUBAC BG01-1A	HSUBAC BG01-2	HSUBAC BG01-3A	HSUBAC BG01-4	HSUBAC BG01-5	HSUBAC BG01-6	
Coliformes fecales	<2	<2	350	<2	<2	<2	No detectable NMP/100 ml
Coliformes totales	<2	<2	350	<2	<2	<2	No detectable NMP/100 ml
Trihalometanos totales	<20	<20	<20	<20	<20	<20	0.2
Cloruros (como Cl ⁻)	652	9	417	290	11	583	250
Cianuros (como CN ⁻)	<0.025	<0.025	<0.025	<0.025	<0.025	<0.025	0.07
Fluoruros (como F ⁻)	0.5	<0.5	1.4	<0.5	<0.5	0.6	1.5
Nitrógeno amoniacal (como N)	0.14	0.55	<0.1	0.11	0.61	0.13	0.5
Nitratos (como N)	<0.1	<0.1	0.2	<0.1	0.1	0.1	10
Nitritos (como N)	0.2	0.03	<0.01	0.02	0.07	0.02	1
Sulfatos (como SO ₄ ⁼)	1816	1874	2474	547	348	3420	400
Yodo residual libre	<0.01	0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.1	0.2-0.5
Aluminio	0.3	0.3	0.4	<0.2	0.4	0.23	0.2
Arsénico (Nota 2)	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	0.05
Bario	<0.7	<0.7	<0.7	<0.7	<0.7	<0.7	0.70
Cadmio	<0.003	<0.003	<0.003	<0.003	<0.003	<0.003	0.005
Cromo total	0.06	<0.05	<0.05	<0.05	<0.05	0.05	0.05
Cobre	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	2
Fierro	16.61	4.89	0.48	0.08	6.50	2.09	0.3
Mercurio	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	0.001
Manganeso	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	0.15
Sodio	2161	2642	171	949	828	848	200
Plomo	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	0.03	0.01
Cinc	0.75	0.90	0.11	<0.02	0.24	0.04	5
1Benceno µg/L	<5.00	<5.00	<5.00	<5.00	<5.00	<5.00	10
Etilbenceno	<5.00	<5.00	<5.00	<5.00	<5.00	<5.00	300
Tolueno	<5.00	<5.00	<5.00	<5.00	<5.00	<5.00	700
Xileno (tres isómeros)	<15.00	<15.00	<15.00	<15.00	<15.00	<15.00	500
Fenoles o compuestos fenólicos	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	0.3
Sustancias activas al azul de metileno (SAAM)	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	0.5
Color	400	300	40	<10	600	200	20
Dureza total (como CaCO ₃)	240	330	160	272	232	630	500

Parámetros	Resultado						LMP
	HSUBAC BG01-1A	HSUBAC BG01-2	HSUBAC BG01-3A	HSUBAC BG01-4	HSUBAC BG01-5	HSUBAC BG01-6	
Olor	Inodoro	Inodoro	Inodoro	Inodoro	No Cumple	Inodoro	Inodoro
Sabor	No Cumple	No Cumple	No Cumple	No Cumple	No Cumple	No cumple	Insípida
Sólidos disueltos totales	7088	8506	4695	2602	6092	8566	1000
pH, en unidades de pH	7.2	7.3	7.4	7.8	7.6	8.3	6.5-8.5
Aldrín y dieldrín (separados o combinados) µg/L	0.0091	0.0091	0.0091	0.0091	0.0091	0.0091	0.03
Clordano (total de isómeros)	0.0182	0.0182	0.0182	0.0182	0.0182	0.0182	0.2
DDT (total de isómeros)	0.0091	0.0091	0.0091	0.0091	0.0091	0.0091	1
Gamma-HCH (lindano)	0.0091	0.0091	0.0091	0.0091	0.0091	0.0091	2
Hexaclorobenceno	0.0091	0.0091	0.0091	0.0091	0.0091	0.0091	1
Heptacloro y epóxido de heptacloro	0.0182	0.0182	0.0182	0.0182	.0182	0.0182	0.03
Metoxicloro	0.0091	0.0091	0.0091	0.0091	0.0091	0.0091	20
2,4 – D	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	30
Radiactividad alfa global Bq/l	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.56
Radiactividad beta global Bq/l	0.41	0.45	0.47	0.54	0.62	0.54	1.85

LMP: Límite Máximo Permissible. Las unidades son mg/l, excepto cuando se indique alguna otra.

Suelo

Grupos de Suelos de Referencia (GSR-WRB)

La carta edafológica del INEGI nos indica que para el Primer Nivel de Clasificación de la Base Referencial Mundial del Recurso Suelo (WRB siglas en inglés) los dos principales GSR en el Área Contractual y el **SAR** son los Calcisoles y los Vertisoles (Tabla IV.3.1.1.3.3-1), entre ambos Grupos representan al 87% de la superficie, en ambos casos. 16.7 100

Grupos de Suelos de Referencia

GSR-WRB	Área Contractual		SAR		Área de Influencia	
	SUPERFICIE (km ²)	PORCENTAJE	km ²	%	km ²	%
Calcisoles	33.58	33.66	446.88	53.35	---	---
Vertisoles	53.54	53.57	285.72	34.11	9.67	59.84
Regosoles	12.39	12.2	39.48	4.71	6.5	40.19
Agua	0.57	0.57	1.8	0.21	---	---

Los **Vertisoles** son suelos de arcillas pesadas revueltas; el material parental está formado por sedimentos que contienen una alta proporción de arcillas expansibles o arcillas expansibles producidas por neoformación a causa de la meteorización de rocas. Los ambientes en los que se desarrollan son depresiones y áreas planas a onduladas, principalmente en climas tropicales y subtropicales, de semiárido a subhúmedo y húmedo con alternancia de marcadas estaciones secas y húmedas. La vegetación clímax es de sabana, praderas naturales y/o bosques. La expansión y retracción alternada de arcillas expansibles dan lugar a grietas profundas en la temporada seca y la formación de slickensides y elementos estructurales en forma de cuña en el suelo subsuperficial. El comportamiento expansión-retracción puede ocasionar que se forme un microrelieve gilgai, especialmente en climas secos (FAO, 2015).

Los **Calcisoles** son suelos con una acumulación sustancial de carbonatos secundarios; el material parental está constituido principalmente por depósitos aluviales, coluviales y eólicos de material meteorizado rico en bases; se desarrollan de las tierras llanas a montañosas en regiones áridas y semiáridas. La vegetación natural es escasa y dominada por árboles y arbustos xerófilos y/o pastos y hierbas efímeros. Los Calcisoles típicos tienen un horizonte superficial de color pardo claro; una sustancial acumulación de carbonatos secundarios se produce dentro de los 100 cm de la superficie del suelo (FAO, 2015).

Los **Regosoles** son suelos poco desarrollados, constituidos por material parental no consolidado, generalmente de grano fino; estos suelos son particularmente comunes en zonas áridas (incluyendo los trópicos secos) y en regiones montañosas (FAO, 2015).

Tipos de suelos principales

En la misma Carta Edafológica del INEGI se realizó la asignación de un suelo de acuerdo con el Segundo Nivel de Clasificación de la WRB; en el Área Contractual para el grupo de los Calcisoles se encontraron 7 tipos de suelos principales: Calcisol háplico, Calcisol lúvico sódico, Calcisol lúvico endoléptico, Calcisol lúvico, Calcisol esquelético, Calcisol hiposódico, Calcisol vértico endoléptico; para el grupo de los Vertisoles se encontraron 4 tipos de suelos principales: Vertisol mázico hiposódico, Vertisol mázico sódico, Vertisol sódico sálico y vertisol calcárico endoléptico; del grupo de los Regosoles se encontraron dos tipos de suelos principales: Regosol arídico calcárico y Regosol sódico endoléptico. Tabla IV.3.1.1.3.3-2. En el **SAR**, 12 tipos Calcisoles como suelos principales: Calcisol háplico, Calcisol lúvico sódico, Calcisol lúvico, Calcisol esquelético, Calcisol epiléptico, Calcisol epipéptico, Calcisol hiposálico lúvico, Calcisol lúvico endoléptico, Calcisol hiposódico lúvico, Calcisol hiposódico vértico, Calcisol hiposódico epiléptico, Calcisol vértico endoléptico; 14 tipos de Vertisoles como suelos principales: Vertisol hiposálico endosódico, Vertisol endosódico salico, Vertisol hiposódico calcárico, Vertisol hiposálico calcárico, Vertisol sódico sálico, Vertisol hiposódico hiposálico, Vertisol mázico hiposódico, Vertisol mázico sódico, Vertisol cálcico sódico, Vertisol calcárico endoléptico, Vertisol hiposódico cálcico, Vertisol hiposódico endoléptico, Vertisol calcárico sódico, Vertisol hiposálico sódico; el resto son 4 tipos Kastañozem como suelos principales, 3 tipos de Regosoles como suelos principales y un tipo de Solonchak como suelos principales. Tabla IV.3.1.1.3.3-3. En el Área de Influencia se encuentran 3 tipos de vertisoles y 2 tipos de regosoles.

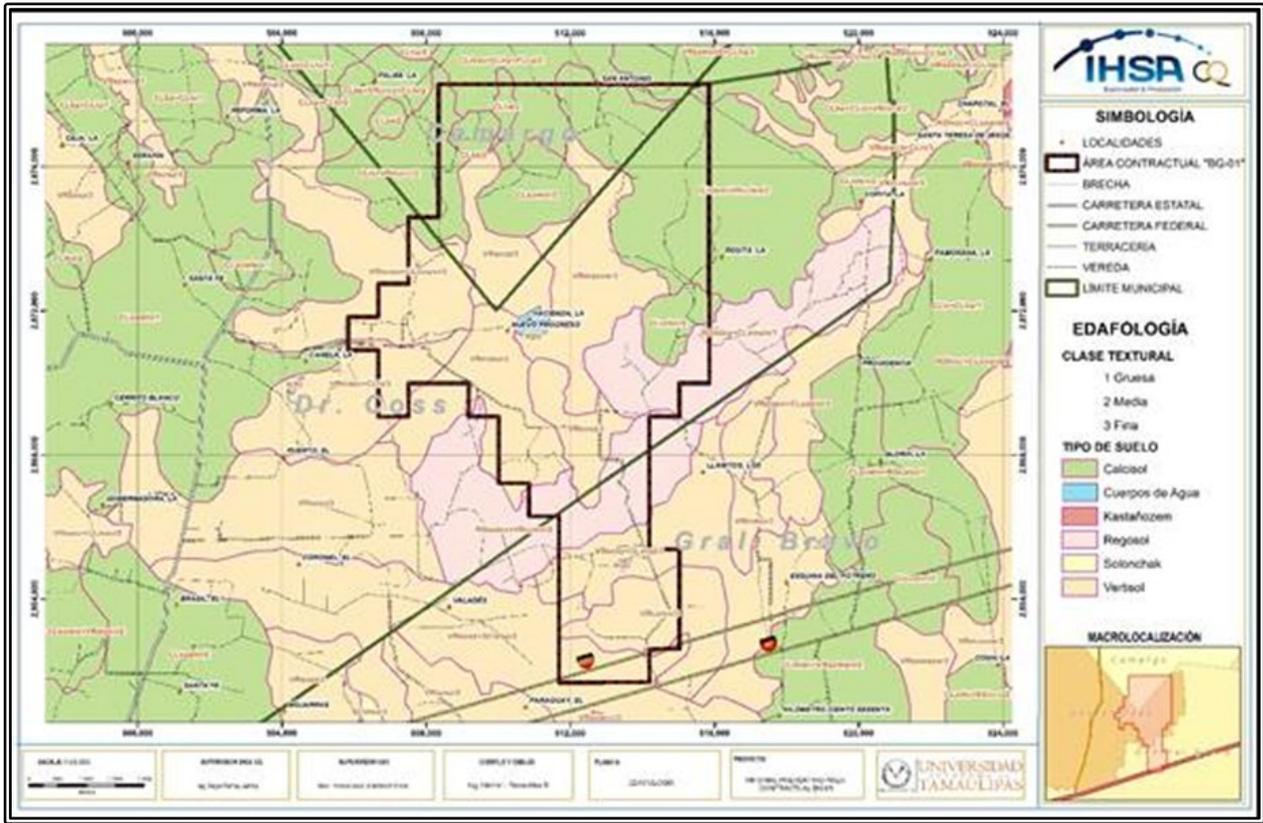
Tipos de suelos principales Área Contractual.

CLAVE_WRB	DESCRIPCIÓN	ÁREA (km ²)	%
CLha+CLlv+VRcra/2	Calcisol háplico+Calcisol lúvico+Vertisol crómico calcárico textura media	0.71	0.71%
CLlvso+CLha+FLca/2	Calcisol lúvico sódico+Calcisol háplico+Fluvisol calcárico textura media	4.22	4.21%
CLlvlen+VRcclen/2	Calcisol lúvico endoléptico+Vertisol cálcico endoléptico textura media	15.26	15.25%
CLlv+VRmzcc/2	Calcisol lúvico+Vertisol mázico calcic textura media	3.15	3.15%
CLha/2	Calcisol háplico textura media	0.74	0.74%
CLsk/2	Calcisol esquelético textura media	1.30	1.30%
VRmzso/3	Vertisol mázico hiposódico textura fina	12.34	12.33%
CLsowvr/2	Calcisol hiposódico vértico textura media	5.35	5.35%
VRmzso+CLsowvr/3	Vertisol mázico sódico+Calcisol hiposódico vértico textura fina	6.56	6.55%
VRsosz/3	Vertisol sódico sálico textura fina	5.88	5.87%
RGadca+CLsowlv/1	Regosol árido calcárico+Calcisol hiposódico lúvico textura gruesa	5.85	5.85%
CLvrlen/2	Calcisol vértico endoléptico textura media	2.87	2.87%
VRmzso/3	Vertisol mázico sódico textura fina	8.33	8.32%
H2O	Agua	0.57	0.57%
VRmzso+CLlv/3	Vertisol mázico sódico+Calcisol lúvico textura fina	3.30	3.30%
VRsosz/3	Vertisol sódico sálico textura fina	4.82	4.82%
RGsolen+VRsolen/2	Regosol sódico endoléptico+Vertisol sódico endoléptico textura media	6.36	6.35%
VRsosz+CLvrsz/3	Vertisol sódico sálico+Calcisol vértico sálico textura fina	4.35	4.35%
VRsosz+SCvrso/3	Vertisol sódico sálico+Solonchak vértico sódico textura fina	3.15	3.15%
H2O	Agua	0.07	0.07%
VRcalen/3	Vertisol calcárico endoléptico textura fina	4.90	4.89%
		100.08	100.00%

Tipos de suelos principales SAR.

CLAVE_WRB	DESCRIPCIÓN	km ²	%
CLha+CLlv+VRcrca/2	Calcisol háplico+Calcisol lúvico+Vertisol crómico calcárico textura media	53.17	6.35%
CLlvso+CLha+FLca/2	Calcisol lúvico sódico+Calcisol háplico+Fluvisol calcárico textura media	19.85	2.37%
VRszwson+CLha/3	Vertisol hiposálico endosódico+Calcisol háplico textura fina	13.27	1.58%
CLha+CLlv/2	Calcisol háplico+Calcisol lúvico textura media	15.42	1.84%
CLha+CLlv+KSccl/2	Calcisol háplico+Calcisol lúvico+Kastañozem cálcico textura media	1.22	0.15%
VRsosz/3	Vertisol endosódico sálico textura fina	19.73	2.36%
VRcasz+CLha/3	Vertisol calcárico sálico+Calcisol háplico textura fina	7.90	0.94%
CLlv+VRcrca/3	Calcisol lúvico+Vertisol crómico calcárico textura fina	6.10	0.73%
VRsowca+CLlv/3	Vertisol hiposódico calcárico+Calcisol lúvico textura fina	0.01	0.00%
CLha/2	Calcisol háplico textura media	11.53	2.51%
VRszwca/3	Vertisol hiposálico calcárico textura fina	10.05	1.20%
CLha+CLlv/1	Calcisol háplico+Calcisol lúvico textura gruesa	25.86	3.09%
CLsk+CLha/2	Calcisol esquelético+Calcisol háplico textura media	1.20	0.14%
CLha/2	Calcisol háplico textura media	15.13	1.81%
CLsk/2	Calcisol esquelético textura media	2.50	0.30%
VRszwca+CLlv/3	Vertisol hiposálico calcárico+Calcisol lúvico textura fina	6.02	0.72%
CLlep/2	Calcisol epiléptico textura media	13.72	1.64%
CLptp/2	Calcisol epipéptico textura media	1.40	0.17%
KSccl+CLha/2	Kastañozem cálcico+Calcisol háplico textura media	3.69	0.44%
KSszwsow/2	Kastañozem hiposálico hiposódico textura media	8.50	1.02%
CLszwlv/2	Calcisol hiposálico lúvico textura media	7.23	0.86%
KSlvcc+CLha/2	Kastañozem lúvico cálcico+Calcisol háplico textura media	3.08	0.37%
VRsosz+CLlv/3	Vertisol sódico sálico+Calcisol lúvico textura fina	1.46	0.17%
CLha+VRcrca+CLlv/2	Calcisol háplico+Vertisol crómico calcárico+Calcisol lúvico textura media	4.88	0.58%
VRsosz/3	Vertisol sódico sálico textura fina	48.04	5.74%
CLlvlen+VRcclen/2	Calcisol lúvico endoléptico+Vertisol cálcico endoléptico textura media	30.70	3.67%
KSlvcc+CLsowvr/2	Kastañozem lúvico cálcico+Calcisol hiposódico vértico textura media	12.64	1.51%
CLlv+VRmzcc/2	Calcisol lúvico+Vertisol mázico cálcico textura media	10.27	1.23%
CLlv+VRpecc/2	Calcisol lúvico+Vertisol pélico cálcico tetura media	1.79	0.21%
CLsowlv/1	Calcisol hiposódico lúvico textura gruesa	57.86	6.91%
CLlep+RGcalep/2	Calcisol epiléptico+Regosol calcárico epiléptico textura media	6.20	0.74%
VRsowszw/3	Vertisol hiposódico hiposálico textura fina	5.30	0.63%
CLlv+CLha/1	Calcisol lúvico+Calcisol háplico textura gruesa	23.74	2.83%
VRmzsow/3	Vertisol mázico hiposódico textura fina	21.83	2.61%
CLsowvr/2	Calcisol hiposódico vértico textura media	15.06	1.80%
VRmzso+CLsowvr/3	Vertisol mázico sódico+Calcisol hiposódico vértico textura fina	27.51	3.28%
CLlvlen/2	Calcisol lúvico endoléptico textura media	1.78	0.21%
CLlvlen/2r	Calcisol lúvico endoléptico textura media fase rúdica	4.11	0.49%

CLAVE_WRB	DESCRIPCIÓN	km ²	%
VRsosz+CLvrso/3	Vertisol sódico sálico+Calcisol vértico sódico	12.93	1.54%
CLsowlv/2	Calcisol hiposódico lúvico textura media	50.91	6.08%
RGadca+CLsowlv/1	Regosol arídico calcárico+Calcisol hiposódico lúvico textura gruesa	18.73	2.24%
CLsowlep/1	Calcisol hiposódico epiléptico textura gruesa	2.50	0.30%
KSlvcc+VRsowcc/2	Kastañozem lúvico cálcico+Vertisol hiposódico cálcico	0.34	0.04%
VRcalen/3r	Vertisol calcárico endoléptico textura fina fase rúdica	3.08	0.37%
VRmzso+CLszwvr/3	Vertisol mázico sódico+Calcisol hiposálico vértico textura fina	9.25	1.10%
VRsosz+CLlvso/3	Vertisol sódico sálico+Calcisol lúvico sódico textura fina	22.42	2.68%
CLsowlep/2	Calcisol hiposódico epiléptico textura media	0.14	0.02%
CLvrten/2	Calcisol vértico endoléptico textura media	3.08	0.37%
VRmzso/3	Vertisol mázico sódico textura fina	17.48	2.09%
H2O	Cuerpos de Agua	0.57	0.07%
VRmzso+CLlv/3	Vertisol mázico sódico+Calcisol lúvico textura fina	12.28	1.47%
CLsowlv+RGcalen/1	Calcisol hiposódico lúvico+Regosol calcárico endoléptico textura gruesa	16.55	1.98%
KSpcc+CLptp/2r	Kastañozem epipetrocálcico+Calcisol epipétrico textura media fase rúdica	0.26	0.03%
H2O	Cuerpos de Agua	0.07	0.01%
RGsolen+VRsolen/2	Regosol sódico endoléptico+Vertisol sódico endoléptico textura media	20.39	2.43%
VRsosz+CLvrso/3	Vertisol sódico sálico+Calcisol vértico sálico textura fina	20.58	2.46%
VRccso/3	Vertisol cálcico sódico textura fina	0.04	0.01%
CLsowlv+VRmzso/2	Calcisol hiposódico lúvico+Vertisol mázico sódico textura media	25.72	3.07%
VRsosz+SCvrso/3	Vertisol sódico sálico+Solonchak vértico sódico textura fina	28.53	3.41%
H2O	Cuerpos de Agua	0.07	0.01%
CLvrten+VRsowlen/2	Calcisol vértico endoléptico+Vertisol hiposódico endoléptico textura media	16.56	1.98%
VRcalen/3	Vertisol calcárico endoléptico textura media	9.36	1.12%
SCvrso/3	Solonchak vértico sódico textura fina	0.90	0.11%
VRsowcc/3	Vertisol hiposódico cálcico textura fina	4.13	0.49%
H2O	Cuerpos de Agua	0.19	0.02%
VRsowlen/3	Vertisol hiposódico endoléptico textura fina	7.90	0.94%
VRcaso/3	Vertisol calcárico sódico textura fina	3.14	0.38%
RGsowszw+CLsowlep/2	Regosol hiposódico hiposálico+Calcisol hiposódico endoléptico textura media	0.36	0.04%
VRsosz+VRpecc/3	Vertisol sódico sálico+Vertisol pelico cálcico textura fina	8.09	0.97%
CLsowlv+CLad/1	Calcisol hiposódico lúvico+Calcisol arídico textura gruesa	0.68	0.08%
VRszwso/3	Vertisol hiposálico sódico textura fina	0.35	0.04%
VRsowcc+CLadlv/3	Vertisol hiposódico cálcico+Calcisol arídico lúvico textura fina	0.12	0.01%
CLlv+CLha/1	Calcisol lúvico+Calcisol háptico textura gruesa	0.02	0.00%
		837.49	100.00%



Tipos de suelos principales

iii. **Características ambientales que afectan el destino y transporte de los contaminantes;**

a) **Atmosféricas (dirección de los vientos dominantes, velocidad del viento, entre otros)**

Debido a que la sustancia manejada en el proceso es Gas Natural puede llegar a encontrar un punto de ignición en donde la dirección del viento y la velocidad son un factor importante en el Área Contractual BG-01 de la Estación El Brasil; en donde la velocidad máxima promedio es de 9.26km/h, al Oeste del SAR.

iv. Población potencialmente expuesta;

Dentro del Área contractual BG-01, se ubicaron solo 1 localidad correspondiente al Estado de Nuevo León. En la Tabla se indican distancias de los asentamientos humanos encontrados en un radio de 500 metros a partir de la ubicación de los pozos con coordenadas superficiales y de las la Instalaciones.

La localidades encontrada en un radio de 500 metros del Pozo Sabanito Sur 101, es la localidad rural La Gloria.

Asentamientos humanos

No	Pozos	Descripción	Distancia respecto al Pozo
1	Sabanito Sur 101	Localidad Rural La Gloria	395 m al O

v. Biota potencialmente expuesta;

Fauna

Resultados

Identificación del Daño Ambiental

La fauna silvestre registrada dentro del Área Contractual BG-01 puede ser afectada por actividades antropogénicas que se realizan en la zona, como son la cacería, la ganadería, la agricultura y las actividades industriales. De igual manera, otros factores que afectan de manera directa e indirecta es el aumento en los niveles de ruido, gases de combustión y el exceso de polvo que se genera por las tolvaneras y el tránsito vehicular.

Evidencia de la pérdida de individuos de especies animales

Con base a los trabajos realizados en el Área Contractual BG-01, podemos concluir que no se encontraron registros de pérdidas de individuos de alguna de las especies de fauna.

Evidencia de la pérdida de individuos de especies animales dentro de la NOM-059-SEMARNAT-2010

Con base a los trabajos realizados en el Área Contractual BG-01, podemos concluir que no se encontraron registros de pérdidas de especies catalogadas en algún estatus de la NOM-059-SEMARNAT-2010.

Reducción de Hábitat

La reducción del hábitat es la razón más importante por la que muchos animales se encuentran en peligro de extinción o en alguna otra categoría de amenaza. Esto ha colaborado grandemente en la alteración de la composición faunística de la región. A pesar de toda esta problemática, hasta el momento en el Área Contractual BG-01 se han registrado las siguientes especies de vertebrados terrestres que se encuentran en dentro de algún grado de extinción: Zambullidor chico (*Tachybaptus dominicus* Pr), Aguililla coliblanca (*Geranoaetus albicaudatus* - Pr), Tortuga pinta (*Trachemys scripta* - Pr) y Galápago Tamaulipeco (*Gopherus berlandieri* – A).

Pérdida o afectación significativa de corredores biológicos

En México sólo existe el corredor biológico Mesoamericano, y este se encuentra en los estados del sur (Yucatán, Quintana Roo, Campeche, Chiapas, Tabasco y Oaxaca). Por lo cual no tiene interacción alguna con el sitio del proyecto (<http://www.biodiversidad.gob.mx/corredor/corredorbiomeso.html>).

Conclusión

El área donde se ubica el Área Contractual BG-01 actualmente se encuentra impactada desde el punto de vista de vegetación natural, ya que una gran parte de las especies nativas han sido removidas para dar paso a las actividades agropecuarias y petroleras. En este nuevo escenario, el paisaje en la zona está dominado por áreas destinadas a cultivos, además de las parcelas con pastizales utilizados como alimento para el ganado.

Este proceso de fragmentación de vegetación tiene consecuencias biológicas importantes en las comunidades de vertebrados, tales como cambios en la distribución de especies y composición de los ecosistemas. En estos parches o relictos de vegetación conservada como lo es Matorral Espinoso Tamaulipeco (MET) y el Mezquital Desértico (MKX), únicamente sobrevivirán aquellas especies con pequeños rangos de distribución o modestos requerimientos de hábitat, siendo un verdadero problema para aquellas especies de talla media y con mayores necesidades de alimento y con amplios rangos de distribución. Es por eso la importancia de mantener y conservar los relictos de vegetación primaria que aún quedan; ya que en estos tipos de vegetación es donde se registró la mayor parte de las especies de vertebrados.

Con base a los resultados de campo dentro del Área Contractual BG-01, la diversidad de especies de fauna fue de 69 especies, estos se dividen en 6 especies de reptiles, 14 especies de mamíferos y 49 especies de aves. La presencia de un mayor número de especies de aves es comprensible por dos razones principales, la primera es que las aves son más conspicuas y pueden ser vistas más fácilmente, ya sea por su canto, por su plumaje o porque pueden ser observadas a más distancia. La otra razón y consideramos como la más importante, es que estos organismos tienen una capacidad de desplazamiento mayor que la mayoría de los mamíferos, de los anfibios y de los reptiles.

Vegetación

El Área Contractual BG-01 florísticamente y paisajísticamente se encuentra transformado a consecuencia de las actividades agrícolas, pecuarias y forestales, es decir; promovieron la eliminación parcial de la cubierta vegetal original, provocando el desplazamiento de la vegetación natural, llevando a la pérdida de flora y fauna. Esta ocupación desproporcionada del espacio natural, ha llevado a graves problemas de erosión y degradación del suelo, poniendo en grave peligro la supervivencia de las propias actividades agropecuarias y de los pocos espacios naturales conservados (Andrade, *et al.*, 2010). Esto significa, que aproximadamente un 65 por ciento del área contractual se encuentra impactada por dichas actividades; tal y como lo identifica el INEGI en la Serie V de uso del suelo y vegetación, como zonas agrícolas pecuarias y forestales Uso de Suelo y Vegetación.

Uso del suelo y vegetación, Serie V del INEGI.

De acuerdo a la información publicada por el INEGI 2015 en la Serie V de Uso del Suelo y Vegetación, se identificaron en el área contractual cuatro tipos como se muestra en la Uso de Suelo y Vegetación. Siendo las áreas agrícolas pecuarias y forestales con 62.41 km² que representa el 62.85 % del área contractual, el matorral espinoso tamaulipeco con 30.67 km² (30.64%), mezquital desértico con 1.82 km² (1.82%), cuerpos de agua 0.64 km² (0.64 %), vegetación halófila 2.05 km² (2.05 %), e infraestructura petrolera 2.5 km² (cuadros de maniobras de pozos, derechos de vía de líneas de descarga, gasoductos, estaciones de recolección y diversa infraestructura de producción), lo cual representa el 2.00 %.

Uso del suelo y vegetación del área contractual BG-01

USO DEL SUELO Y VEGETACIÓN DEL ÁREA CONTRACTUAL BG-01			
USO DEL SUELO Y VEGETACIÓN	Has	km ²	Porcentaje %
IAPF - INFORMACIÓN AGRÍCOLA, PECUARIA Y FORESTAL	6254.95	62.41	62.85
MET - MATORRAL ESPINOSO TAMAULIPECO	3066.62	30.67	30.64
MX - MEZQUITAL DESÉRTICO	181.74	1.82	1.82
H2O - CUERPOS DE AGUA	64.36	0.64	0.64
VH - VEGETACIÓN HALÓFILA	205.11	2.05	2.05
IP - INFRAESTRUCTURA PETROLERA	235.66	2.5	2.00
TOTAL	10008.44	100.08	100.00

Siguiendo este criterio bibliográfico se procedió a diseñar a una estrategia de muestreo en el Área Contractual BG-01 y verificar la certeza de los tipos de vegetación identificados previamente en gabinete, es decir, aplicar una metodología de muestreo de distribución, abundancia y riqueza de las especies que conforman un tipo de vegetación en particular, su estado de conservación, existencias de especies catalogadas en algún estatus de conservación de la **NOM-059-SEMARANAT-2010** y áreas sensibles.

vi. **Identificar los puntos, rutas y vías de Exposición hacia la población y biota expuesta;**

La posible exposición sería por vía aérea, pero es importante mencionar que el gas natural no es una sustancia tóxica que pudiera tener afectación a la población o biota expuesta.

vii. **Con base en la información anterior, analizar el comportamiento de los contaminantes en el ambiente (detectar el tiempo en que llegaría una concentración de sustancias a los mantos freáticos que pudiera causar problemas de contaminación, entre otros) y su afectación hacia la biota y la población, por su Exposición cronológica a los mismos. Estimando la concentración por la Exposición a los contaminantes, y**

No aplica debido a que la sustancia involucrada es Gas Natural y lo expuesto en el apartado anterior.

viii. **Recomendaciones para reducir la Exposición y afectaciones hacia el ambiente.**

No aplica por lo señalado en apartados anteriores.

e. Hojas de trabajo del Análisis Preliminar de Riesgos;

En este apartado se anexa la lista de verificación del equipo de perforación.

f. Hojas de trabajo del Análisis de Riesgo de Procesos, incluyendo la jerarquización de escenarios;

En este apartado se anexa hojas de trabajo de la aplicación de las metodologías HAZOP y Que pasa si?

g. Catálogo de Escenarios de Riesgo;

En este apartado se anexa catálogo de escenarios de riesgo.

h. Resultado del análisis detallado de frecuencias.

En este apartado se anexa el Análisis del Árbol de Fallas

i. Hojas de trabajo del análisis detallado de consecuencias

En este apartado se anexa lo siguiente:

- i. Listado de escenarios a simular
- ii. Memoria de cálculo de inventarios y criterios utilizados para la Simulación
- iii. Información ingresada al simulador
- iv. Reportes del simulador empleado
- v. Tabla de Resultados de radios de afectación obtenidos
- vi. Diagramas de pétalos para radiación térmica, dispersión tóxica, y sobrepresión
- vii. Resultados de interacciones de Riesgo para cada uno de los Escenarios de Riesgo simulados.

j. **Listado de recomendaciones**

En este apartado se anexa el listado de recomendación del análisis de riesgo.

- k. **Especificar las autorizaciones oficiales con que cuentan para realizar la actividad en estudio (licencia de funcionamiento, permiso de uso del suelo, permiso de construcción, autorización en materia de Impacto Ambiental, entre otros.). Anexar comprobantes (opcional).**

Al momento no se cuenta con Resolución en Materia de Riesgo e Impacto Ambiental.