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

Nombre o Razón Social del Regulado

IBEROAMERICANA DE HIDROCARBUROS CQ, EXPLORACION & PRODUCCION DE MEXICO

Registro Federal de Contribuyentes del Regulado

RFC: IHC171108AX9

Domicilio del establecimiento

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

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

Responsable de la elaboración del Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos

Nombre del responsable de la elaboración del Análisis de Riesgos

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

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-04 se ubica en el estado de Tamaulipas, en los municipios de Méndez y Reynosa. Se encuentra a 70 km al sur de la ciudad de Reynosa y a 75 km al noroeste de la población de San Fernando, Tamaulipas. Cuenta con una superficie de 199.263 km² según al polígono delimitador proporcionado por la CNH; geológicamente se encuentra dentro de la provincia denominada Cuenca de Burgos en la franja litoestratigráfica del Oligoceno. La vía de acceso identificadas en el área BG-04 es la carretera Federal No. 97, Reynosa-La Loma.

Figura I.1.- Polígono que limita el Área Contractual BG-04.

En la información presentada por la CNH y los antecedentes presentados en el Plan Provisional del Área Contractual BG-04, se manifestó que se produce gas húmedo, iniciando la actividad de perforación (Dentro del Área contractual BG-04 Burgos de la Ronda 2, Licitación 3: BG-04) con el Pozo Fernandeño 1 en el año 1954, continuando con el Pozo Nutria 1 en 1964, el Pozo Nutria 2 y Nutria 3 en 1965, el Pozo Nutria 5 en 1969, los pozos Chapulín 1 y Aquiles 1 en el año de 1972, el pozo Aquiles 2 en 1973, el pozo Aquiles 3 en 1974 y el más reciente, el pozo Pensador 1 en 2002. Los pozos se encuentran en los campos Aquiles y Nutria; las principales formaciones productoras de acuerdo a su producción acumulada es Oligoceno Inferior Vicksburg.

Es importante mencionar que en el Área Contractual BG-04 se contabilizan 10 pozos de los cuales todos se encuentran Taponados; dentro del campo Nutria se encuentran los Pozos Nutria 1, 2, 3 y 5 en el campo Aquiles se localizan los Pozos Aquiles 1, 2, 3 y Chapulín 1, así mismo los Pozos Fernandeño 1 y Pensador 1 están fuera de los campos mencionados pero dentro del Área Contractual BG-04.

Entre los trabajos que destacan después de la perforación, es la terminación y reparación mayor a pozos, consistiendo en disparar, abrir y fluir pozo por diferentes estranguladores a presa metálica y quemador ecológico. En los horizontes requeridos se realiza fracturamiento hidráulico, monitoreo hasta fluir gas limpio y observar presión estabilizada, para luego realizar prueba de potencial con medidores.

De acuerdo con el Plan de Exploración del Área Contractual BG-04 se considera iniciar con la perforación de 2 pozos exploratorios (Aquiles 101 y Aquiles 201) en el Campo Aquiles, para evaluar el potencial petrolero en el play Oligoceno Frío.

El objetivo principal del plan es evaluar el potencial petrolero del play Oligoceno Frío el cual corresponde a una secuencia de arenas y lutitas intercaladas de ambientes deltaico, costero y plataforma somera, las cuales presentan buenas características de roca almacén y estimar los volúmenes de hidrocarburos para la incorporación de reservas que pudieran estar contenidos en los yacimientos y así planificar su extracción de manera óptima y económicamente rentable.

Para el área contractual BG-04 se realizará la adquisición sísmica de información 3D en un área de operaciones de 70 km² en el área del Campo Aquiles, para obtener un volumen sísmico pre-apilado migrado en tiempo (PSTM) con una configuración de tamaño del "BIN" de 20 x 20 m, apilamiento de 90 trazas, distancia entre fuentes de 40 m, distancia entre líneas fuente de 440 m, numero de fuentes de 4,176, total estaciones receptoras 5,610, distancia entre receptores de 40 m, distancia entre líneas receptoras de 320 m, Offset máximo de 5,063 m así como la perforación de pozos, construcción de líneas de conducción e infraestructura de producción, denominadas obras tipo y que en su conjunto conformarán el desarrollo y la producción de los yacimientos de gas no asociado que se encuentran en el subsuelo del Área Contractual BG-04.

El enfoque principal de los estudios exploratorios en el área contractual BG-04 es evaluar el potencial petrolero de la Formación Oligoceno Frío (OFM) mediante la toma de información sísmica 3D para definir con mayor certidumbre las trampas (estructuras), ya actualmente se cuenta con sísmica 2D. El nombre del estudio y secuencia de procesamiento (no se tiene información de adquisición); así como la perforación de dos pozo exploratorios y la toma de núcleos para el conocimiento de las características y composición de las capas del subsuelo. Estos estudios nos ayudarán en la estimación de los posibles volúmenes originales en sitio de hidrocarburos, que pudieran estar contenidos en los yacimientos.

El área contractual BG-04 se compone de los campos Aquiles y Nutria, los cuales actualmente no presentan producción, no tienen cuantificación de reservas y todos los pozos perforados se encuentran taponados definitivamente y por lo tanto sin posibilidades de intervención.

En la Tablas I.1 se muestran las fechas de inicio de operaciones de los pozos que forman parte del plan de exploración.

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

No.	Pozos	Fecha de operación
1	Aquiles 101	2020
2	Aquiles 201	2020

Las actividades exploratorias principales programadas durante el periodo de exploración son las siguientes:

Actividades exploratorias principales

1. Adquisición y procesado de Sísmica 3D en 70 km^2 ubicado en el área del Campo Aquiles.
2. Interpretación Sísmica de la información adquirida (modelo estructural inicial).
3. Perforación, terminación y prueba de potencial de dos pozos exploratorios en el Campo Aquiles.

La Tabla I.2 detalla los estudios programados durante la etapa de exploración en el área BG-04.

Tabla I.2.- Programa de estudios exploratorios.

Disciplina	Nombres del estudio	Objetivos Particulares	Alcances	Periodo	Tipos de Estudios
Petrofísica	Análisis físico-químico de aguas de formación	Consiste en cuantificar el contenido de cloruros para las formaciones presentes en el área. La medición de minerales compuestos disueltos o en suspensión	Utilizar los valores cloruros para el cálculo de resistividad de formación (RW) para calcular y generar el modelo de saturación de agua.(modelo petrofísico)	1 mes	Estudio Geoquímico: - Análisis de laboratorio de fluidos (Análisis de Stiff).
Sedimentología/ Petrofísica	Medición densidad de grano -Medición de propiedades eléctricas- Descripción petrográfica detallada y difracción rayos X	Obtener los valores de Densidad de matriz- Factor de Fm (Ro/Rw), Índice resistividad, y parámetros "a", "m" y "n"- Contenido modal de minerales, tipo de roca, cemento, matriz, porosidad visual.	Calibración cálculo de porosidad -Calibración del modelo petrofísico y cálculo de la Sw - Desarrollo del modelo estático: sedimentario y petrofísico	3 meses	Análisis Laboratorio Roca-Fluido
Estratigrafía	Estudio sedimentología, estratigrafía y paleontología	Obtener características de procesos y ambientes sedimentarios de las formaciones	Calibración del modelo geológico	3 meses	Estratigrafía-Bioestratigrafía
Ingeniería de yacimiento	Propiedades de roca	Obtener valores de permeabilidades relativas, porosidades, presiones capilares y saturaciones	Ajuste del modelo dinámico y comportamiento de presión-producción, volúmenes de petróleo y gas en sitio, balance de materiales	3 meses	Análisis Laboratorio Roca-Fluido

Continuación Tabla I.2

Disciplina	Nombres del estudio	Objetivos Particulares	Alcances	Periodo	Tipos de Estudios
Equipo Multidisciplinario	VCDSE	Soporte técnico para los prospectos exploratorios y sus localizaciones asociadas	Abarcar con mayor definición y precisión cada etapa del proyecto, como son la identificación de riesgos y de incertidumbre, la estimación de costos, planes de ejecución, etc.	3 meses	Estudios integrados
Equipo Multidisciplinario	Estudio integrales de prospectos exploratorios	Actualización del Modelo Estático	Tener más certidumbre de las estructuras del subsuelo, proponer planes para extracción de los hidrocarburos	3 meses	Estudios integrados de prospectos exploratorios
Equipo Multidisciplinario	Análisis de núcleos	Mineralogía y fluidos en los yacimiento	-Calibración del modelo petrofísico. -Permeabilidades Relativas y presiones capilares	3 meses	Análisis Laboratorio Roca-Fluido
Equipo Multidisciplinario	Propiedades de roca	Obtener valores de Permeabilidad, PHIE, SW y Presiones Capilares	-Calibración del modelo petrofísico. -Producir mejor el yacimiento	3 meses	Análisis Laboratorio Roca-Fluido

Para este análisis se consideraran diseños de pozo tipo vertical con arreglos de tuberías de 5 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 evaluará tanto el uso de tecnologias nuevas como existentes en el mercado.

Para la Terminación tipo en los prospectos considerados en el Plan de Exploración del Área Contractual BG-04, se considera terminar el pozo con Tubingless de 3 ½" (88.9 mm), manteniendo la verticalidad dentro del yacimiento, disparos convencionales de alta penetración (BH-DP) con pistolas de diámetro desde 2" (50.800 mm) hasta 2 7/8" (73.025 mm) y un tratamiento de fracturamiento hidráulico con apuntalante de resistencia mayor a la presión de cierre de acuerdo a los análisis correspondientes, que garanticen suficiente longitud y conductividad de la fractura. Así mismo para probar los intervalos prospectivos identificados, se procederá a aislar con tapón temporal y repetir el proceso descrito previamente, según sea necesario; adicionalmente se realizaran pruebas de potencial con medidor trifásico para cada intervalo, considerando diferentes estranguladores, de acuerdo al comportamiento de presión en

cabeza. En la medida de lo posible se evitará la quema de gas, pero en caso de ser necesaria esta no rebasará en los pozos exploratorios los 15 MMPCD, lo cual es menor a lo que establece la norma.

La característica principal de los yacimientos de la cuenca de Burgos, es la producción de gas no asociado, en los cuales el aprovechamiento del recurso (gas) es del 100%. La producción está destinada actualmente para la comercialización en el mercado interno y venta internacional. Para el caso específico del área contractual BG-04, donde las actividades a desarrollar son de nivel exploratorio (aun no existen gasoductos para el manejo del gas durante las pruebas de producción), se pretende quemar el gas producido durante la terminación y prueba de los pozos perforados. Tomando en cuenta que de acuerdo al estudio realizado por la empresa se estiman descubrir dos yacimientos productores de gas, el tiempo aproximado para la prueba de potencial estaría por el orden de 6 a 8 días (tiempo estimado para la quema de gas en la zona).

A continuación se menciona una lista con las tecnologias que se estiman aplicar durante la ejecución de los prospectos a perforarse en el Área Contractual BG-04.

Tabla I.3.- 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.

Continuación Tabla I.3

Identificación de retos tecnológicos	Criterios de selección de tecnologías exploratorias	Descripción de tecnologías a utilizar
Durante la adquisición sísmica debido a las herramientas utilizadas no se ha podido grabar de manera adecuada las altas frecuencias	En la adquisición sísmica se necesitan equipos que nos permitan incrementar los canales de grabación y mejorar el ancho de banda de los datos, para rescatar las altas frecuencias que nos benefician en obtener una mejor definición de los reflectores y una interpretación más detallada de los eventos de interés.	Se utilizará la tecnología Sercel 428 XL en conjunto con geófonos tipo SG-5 los cuales han mostrado un buen desempeño y mejoramiento de la resolución en levantamientos sísmicos a nivel mundial (China, Qatar, Rusia, Canadá y E.E.U.U.)
Terminación en conjunto, con la finalidad de recuperar mayor producción en menor tiempo	El registro MDT permite identificar el fluido existente en la formación y medir presiones en diferentes puntos en tiempo real, durante la perforación del pozo.	El registro MDT tiene muchas ventajas sobre otros registros como el RFT, ya que fue diseñado específicamente para extraer muestras de fluidos de la formación limpias de contaminación por lodo. Permite discriminación de hidrocarburos Gas-liquido. Adicionalmente permite medir la presión en diferentes puntos en tiempo real, lo que ayudara a definir la factibilidad de colocar a producción dos arenas en conjunto, evitando problemas de flujo cruzado entre zonas.
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 fracturas hidráulicas para incrementar la producción del pozo, el uso de apuntalantes cerámicos de alta resistencia, como la bauxita, permite que las fracturas creadas permanezcan abiertas por un mayor tiempo, con lo que se logra una mayor recuperación de las reservas.	Las fracturas consisten en crear canales preferenciales de flujo, lo que permite mejorar la producción a través de fracturas de conductividad infinita y mayor área de contacto efectiva. Este proceso consiste en bombear un fluido de alta viscosidad llamado fluido fracturante; dicho fluido tiene como objetivo generar o producir una ruptura en la formación y extenderla más allá del punto de falla, de tal forma, que permita la colocación del apuntalante para mantener abierta la fractura creada una vez que se libere la presión de bombeo, la misma que rompe la formación y logra al mismo tiempo propagar la fractura a través del yacimiento.

Criterios de selección de la estrategia exploratoria

La mejor opción para la exploración del bloque BG-04 se basa en la adquisición sísmica de 240 km^2, la cual es la totalidad del bloque incluyendo un área adicional de 40 km^2 para una cobertura optima dentro del bloque, y la perforación de dos pozos exploratorios, Aquiles-101 y Nutria-101. Sin embargo, se analizó la estrategia de desarrollar uno de estos dos campos, esto con el fin de reducir costos y en cumplimiento con las Unidades Mínimas de Trabajo, el análisis se basó en los estudios realizados por IHSACQ E&P donde se presentan a continuación:

- En ambos Campos, Aquiles y Nutria, se plantea la evaluación de la Formación Oligoceno Frío el cual tiene como características litológica intercalaciones de areniscas y lutitas por el ambiente de depositación de tipo deltaico hasta plataforma somera.
- Las áreas de cada uno de los yacimientos de interés se encuentran delimitadas por fallas de tipo normal con buzamiento hacia el Este generando pequeños bloques aislados con una buena trampa lateral de tipo estructural, sin embargo, el área de Aquiles es ligeramente más grande, 21.52 km^2, en comparación con Nutria, 20.86 km^2 .
- La Probabilidad de Éxito Geológico (P.E.G.) es más alta, alrededor de 69% en Aquiles contra 38% en Nutria, ya que el pozo productor de este campo presentó producción en dos intervalos de la formación OFM y otros yacimientos que mostraron potencial o manifestaciones no fueron probados.
- Los pozos exploratorios en el Campo Aquiles tienen programada una profundidad estimada de 2,800 metros (MD) el cual es aproximadamente 1,000 metros más somero que los programados para el Campo Nutria, ~4,000 metros (MD).
- El volumen (P50) esperado para el Campo Aquiles es de 57.29 bcf mientras que para Nutria es de 41.16 bcf.
- En el caso que los resultados de los pozos exploratorios sean satisfactorios se espera perforar, para el Campo Aquiles, 4 pozos delimitadores y 39 de desarrollo con multi-objetivo dentro de la formación OFM, mientras que para Nutria se tienen programados 3 pozos delimitadores y 12 de desarrollo.

Derivado de este análisis la estrategia exploratoria optimizada para el área contractual BG-04 se basa principalmente en la adquisición de información sísmica 3D de 70 km^2 en el Campo Aquiles esto para tener una mejor cobertura y apilamiento de datos dentro de la misma, esta información nos permitirá obtener una mejor definición de la geometría de los yacimientos de interés en el subsuelo.

Seguidamente se realizará la interpretación de la información adquirida y se comparará con los resultados generados en el estudio previo de las líneas sísmicas 2D. Una vez actualizado el modelo estructural de

cada área se propondrán dos localizaciones, los pozos exploratorios Aquiles-101 y Aquiles-201. Finalmente perforar y terminar los pozos a nivel de las formaciones del Oligoceno Frío. De acuerdo con los resultados que se obtengan, se reestimarán volúmenes de hidrocarburos y se evaluarán planes de delimitación y desarrollo óptimos para la explotación.

Selección del sitio

La selección del sitio para la ubicación de los Pozos Exploratorios 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.

La decisión del sitio definitivo, considerando que todos los candidatos cumplen con el menor impacto ambiental, se basa en las diferencias técnicas y económicas exclusivamente.

Susceptibilidad de La Zona

Trayectorias y frecuencias de huracanes

En la Figura I.2 se presentan la escala Saffir-Simpson para definir la categoría de los huracanes y la trayectoria de los que han pasado en un círculo de 100 km de radio y cuyo centro es del Área Contractual BG-04, ahí se observa que ha pasado un huracán de categoría 3, 2 huracanes de categoría 2, 2 huracanes de categoría 1, 3 tormentas tropicales y dos depresiones tropicales.

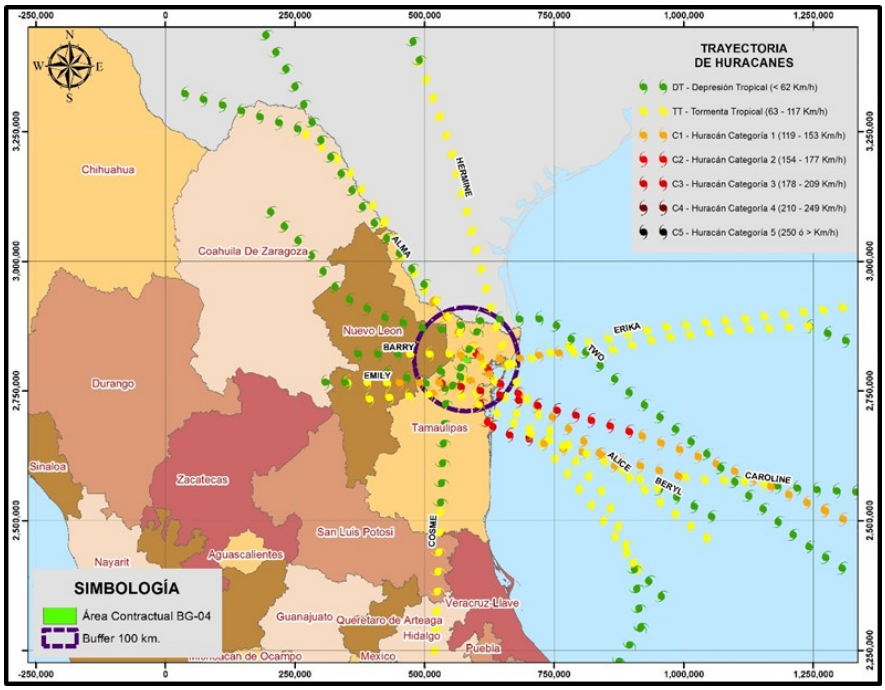


Figura I.2.- Trayectoria de huracanes.

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-04 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.

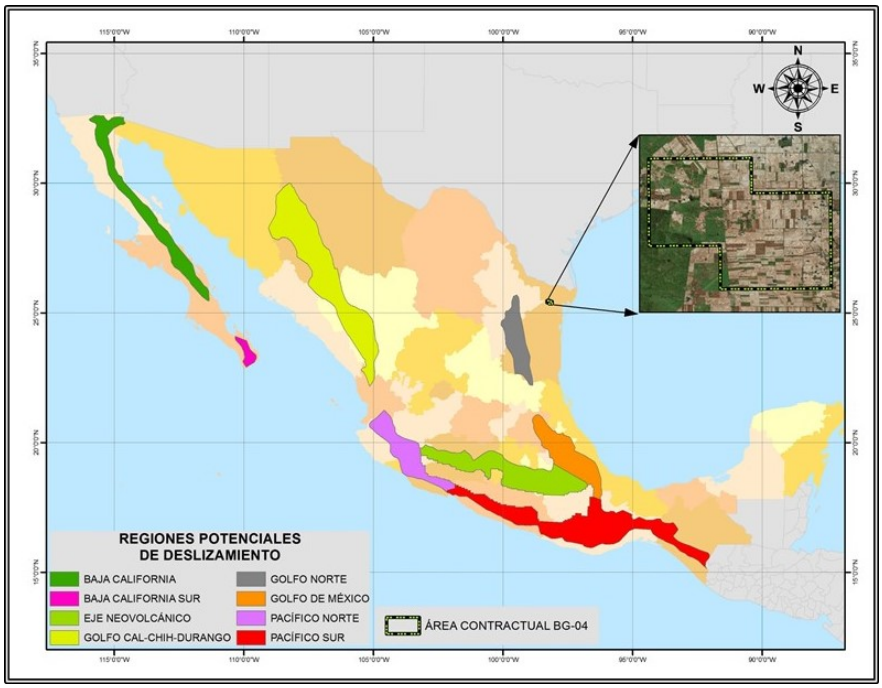


Figura I.3.- Zonas con potencial de deslizamiento de tierras, CENAPRED, 2016.

Sismicidad

El Área Contractual BG-04 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.

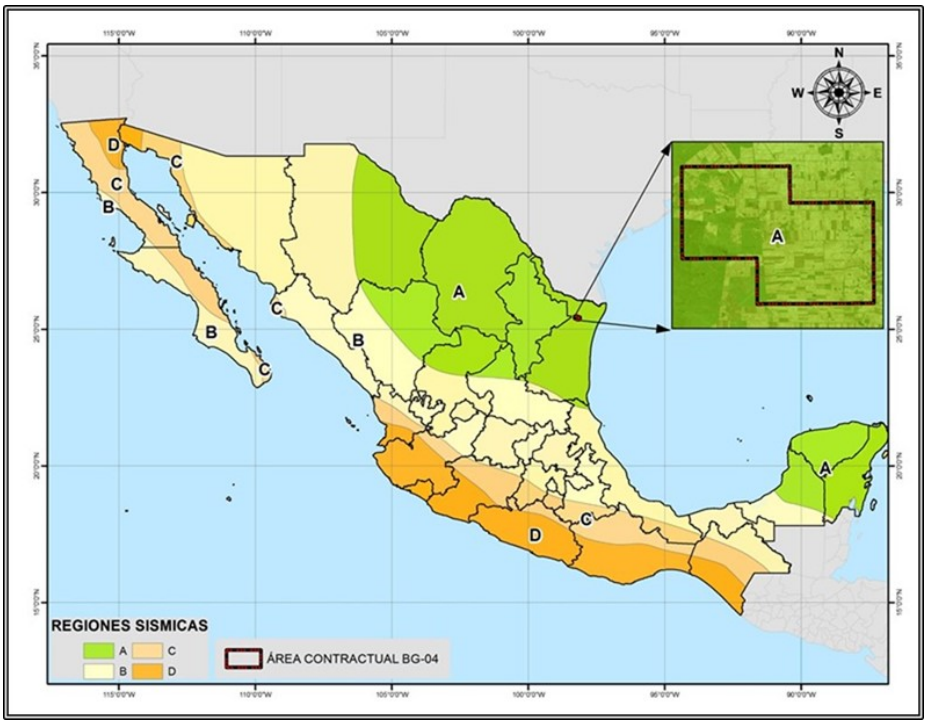


Figura I.4.- Zonificación Sísmica, SEGOB, 2014.

Actividad volcánica

No existen riesgos de actividad volcánica en el Área Contractual BG-04, 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.

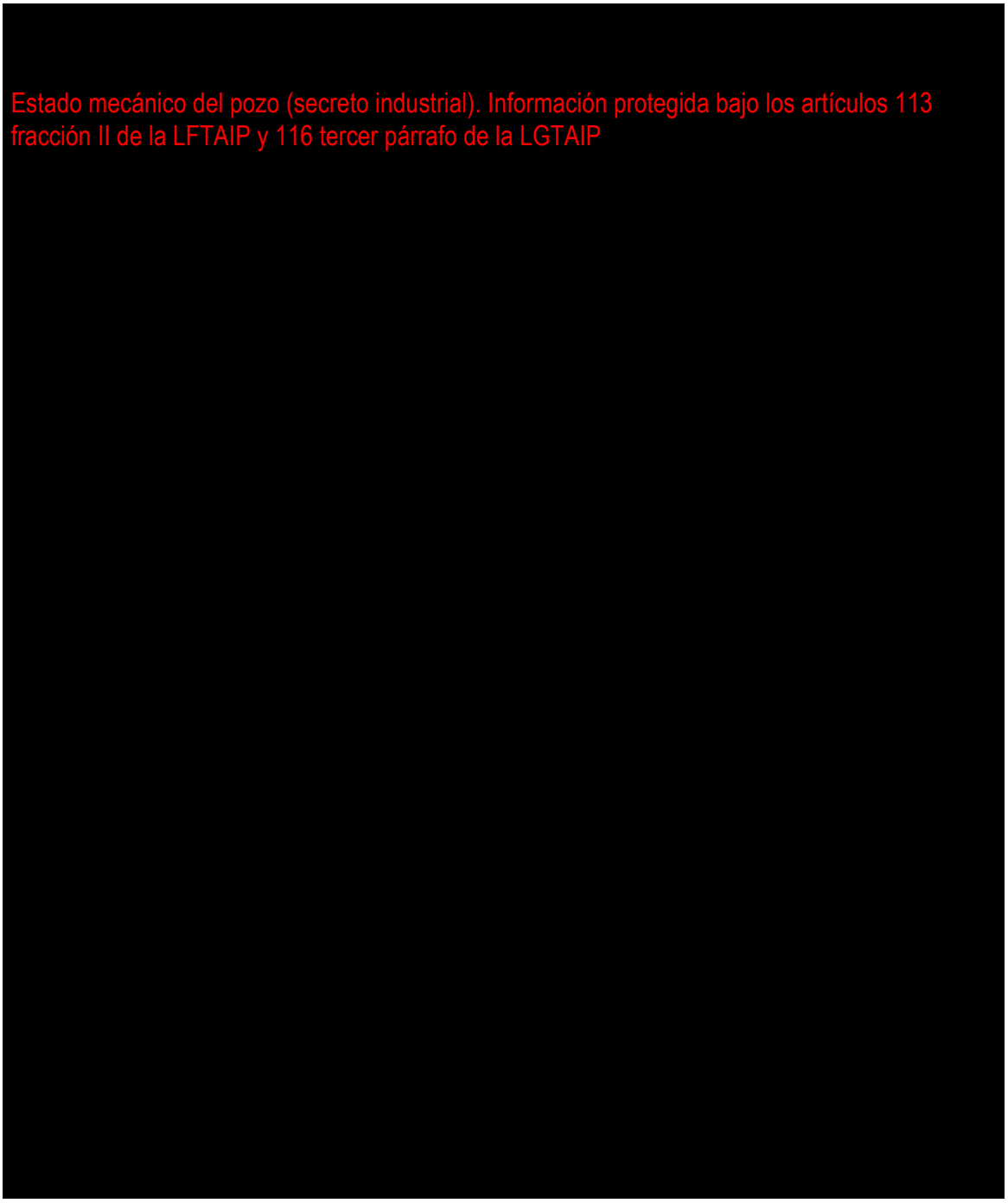
I.1.1.1 Resumen de las características de Pozos

Coordenadas de ubicación de la instalación. (Información Reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.

Tabla I.5.- Resumen de las características de los Pozos Exploratorios.

Nombre del Pozo	Columna geológica probable (B.K.B)		Profundidad Total Programada Preliminar (mv)	Objetivos/ Profundidades Programadas (md)	Tipo de hidrocarburo esperado	Programa Preliminar de toma de información
Aquiles 101	PLIOCENO/ PLEISTOCENO	AFLORA	2,800	Objetivo OFM/ 2,200	Gas y Condensado	Núcleos: Toma de núcleos convencionales de 9 metros en los yacimientos OFNM y OFM. Muestra para análisis PVT y/o cromatográficos; Registros: RT Scanner, Gamma Ray, Litodensidad, Neutrón Compensado, Sónico Dipolar, Registro VSP, Inclinometría, Caliper y Sónico de Cementación; Registro continuo de HC´s.
	MIOCENO OAKVILLE	250				
	MIOCENO CATAHOULA	450				
	MIOCENO ANAHUAC	660				
	OLIGOCENO FRIO NO MARINO	1000				
	OLIGOCENO FRIO MARINO	1850				
Aquiles 201	PLIOCENO/PLEISTOCENO	AFLORA	2,800	Objetivo OFM/ 2,200	Gas y Condensado	Registros: RT Scanner, Gamma Ray, Litodensidad, Neutrón Compensado, Sónico Dipolar, Inclinometría, Caliper y Sónico de Cementación Registro continuo de HC´s
	MIOCENO OAKVILLE	250				
	MIOCENO CATAHOULA	450				
	MIOCENO ANAHUAC	660				
	OLIGOCENO FRIO NO MARINO	980				
	OLIGOCENO FRIO MARINO	1850				

I.1.1.2 Estado Mecánico



I.1.1.3 Ventana Operacional

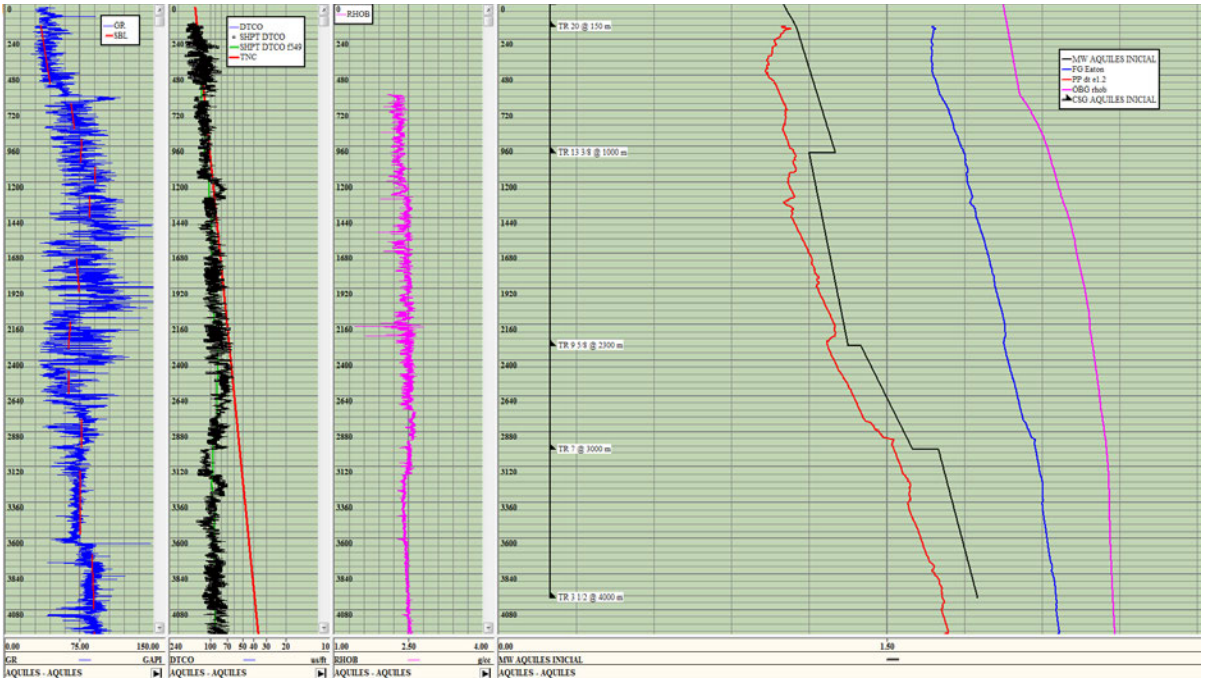


Figura I.7.- Estudio de Geopresiones.

I.1.1.3 Principal tipo de hidrocarburo esperado

De acuerdo con los análisis cromatográficos obtenidos en los campos vecinos Escobedo, Palito Blanco y Nejo, con características similares al campo Aquiles, se estima que el fluido a producir en los pozos del campo Aquiles será Gas y Condensado.

I.1.1.4 Fluidos de Perforación

Tabla I.6.- 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/cm³	Seg	ml	%	%	%	%	ppm	cps	lb/100 p2	Volts
0 - 50	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.
50 - 150	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.
150 - 200	E.I.	1.15	45 - 55	4 - 6	75/25	11 - 13	6.0 – 6.7	5.0 – 6.3	245000	12 - 18	10 - 16	700
200 - 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 - 1000	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
1000 – 1100	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
1100 – 1400	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
1400 – 1700	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
1700 - 2000	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
2000 - 2300	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
2300 – 2380	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
2380 – 2450	E.I.	1.45	50 - 65	4 - 6	75/25	18 - 21	5.5 - 7	12.5 - 14	250000	18 - 27	13 - 18	700
2450 – 2600	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
2600 - 2750	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
2750 – 2900	E.I.	1.56	60 - 70	3 - 5	76/24	23 - 25	7 - 7.5	16 - 17.5	250000	24 - 30	13 - 19	700
2900 – 3000	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
3000 – 3200	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
3200 – 3400	E.I.	1.75	70 - 85	2 - 4	77/23	29 - 32	5.4 - 9	21.6 - 23	260000	32 - 39	15 - 20	> 800
3400 – 3600	E.I.	1.75	70 - 85	2 - 4	77/23	29 - 32	5.4 - 9	21.6 - 23	260000	32 - 39	15 - 20	> 800
3600 – 3800	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
3800 – 4000	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

Etapa 26"

Perforar un agujero vertical de 26" 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 20" a 150 mts.

Tabla I.7.- Estimación de Volumen.

Categoría	Volumen estimado
Volumen en superficie	100 m^3
Pozo 26"	55 m^3
Equipo control de solidos / Derrames	30 m^3
Impregnación	30 m^3
Pérdidas Totales	60 m^3
Dilución	10 m^3
Total de volumen por etapa	225 m^3
Recorte de perforación (Base Agua)	220 Tons

Tabla I.8.- 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
SODA ASH	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.9.- Propiedades Fisicoquímicas del Sistema.

Parámetro	Propiedades
Densidad	1.10 – 1.15 gr/cc
Viscosidad del embudo	45 - 65 s/lt
Punto de cedencia	10 - 18 lb/100ft^2
Viscosidad plástica	9 - 13 cps
Geles	7 – 12 / 10 - 18 lb/100ft^2
Filtrado API	6 - 8 ml
Enjarre	1 mm
PH	10 - 11
Porcentaje de Solidos	7 – 10 %
Potasio	50,000 – 55,000 ppm

Etapa 17 ½"

Perforar un agujero vertical con barrena de 17 ½" hasta la profundidad de 1000 mts, con un fluido de emulsión inversa con densidad de 1.15 a 1.30 gr/cc, poder meter una TR de 13 3/8".

Tabla I.10.- Estimación de Volumen.

Categoría	Volumen estimado
Volumen en superficie	100 m^3
TR de 20"	28 m^3
Pozo 17 ½"	147 m^3
Equipo control de solidos / Derrames	60 m^3
Viajes de conexión	10 m^3
Impregnación	80 m^3
Pérdidas Totales	150 m^3
Dilución	20 m^3
Total de volumen por etapa	445 m^3
Recorte de perforación (Base Aceite)	590 Tons

Tabla I.11.- 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.12.- Propiedades Fisicoquímicas del Sistema.

Parámetro	Propiedades
Densidad	1.15 – 1.35 gr/cc
Viscosidad del embudo	45 - 55 s/lt
Punto de cedencia	10 - 17 lb/100ft^2
Viscosidad plástica	12 - 22 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 Solidos	11 - 17 %
Relación Aceite / Agua	75/25
Emulsión	700 volts

Etapa 12 ¼".

Perforar un agujero vertical con barrena de 12 ¼" hasta la profundidad de 2300 mts, con un fluido de emulsión inversa con densidad de 1.20 a 1.35 gr/cc, y tubería de revestimiento de 9 5/8".

Tabla I.13.- Estimación de Volumen.

Categoría	Volumen estimado
Volumen en superficie	100 m^3
T.R 13 3/8"	81 m^3
Pozo 12 1/4"	116 m^3
Equipo control de solidos / Derrames	45 m^3
Viajes de conexión	5 m^3
Impregnación	70 m^3
Pérdidas Totales	120 m^3
Dilución	10 m^3
Total de volumen por etapa	427 m^3
Recorte de perforación (Base Aceite)	480 Tons

Tabla I.14.- 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.15.- 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	8-14 / 14-25 lb/100ft^2
Filtrado APAT	4 - 6 ml
Enjarre	1 mm
Cloruros	245,000 – 250,000 ppm
Porcentaje de Solidos	12 - 19 %
Relación Aceite / Agua	75/25
Emulsión	700 volts

Etapa 8 ½"

Perforar un agujero de 8 ½" hasta la profundidad de 3000 mts, con un fluido de emulsión inversa con una densidad de 1.40 a 1.60 gr/cc y tubería de revestimiento de 7".

Tabla I.16.- Estimación de Volúmenes.

Categoría	Volumen estimado
Volumen en superficie	100 m^3
T.R 9 5/8"	93 m^3
Pozo 8 ½"	32 m^3
Equipo control de solidos / Derrames	10 m^3
Viajes de conexión	5 m^3
Impregnación	20 m^3
Pérdidas Totales	35 m^3
Dilución	10 m^3
Total de volumen por etapa	270 m^3
Recorte de perforación (Base Aceite)	140 Tons

Tabla I.17.- 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.18.- Propiedades Fisicoquímicas del Sistema

Parámetro	Propiedades
Densidad	1.40 – 1.60 gr/cc
Viscosidad del embudo	50 – 75 s/lt
Punto de cedencia	12 – 18 lb/100ft^2
Viscosidad plástica	18 - 32 cps
Geles	8-14 / 14-25 lb/100ft^2
Filtrado APAT	3 - 5 ml
Enjarre	1 mm
Cloruros	250,000 ppm
Porcentaje de Solidos	18 - 27 %
Relación Aceite / Agua	75/25 – 76/24
Emulsión	700 volts

Etapa 6 1/8"

Perforar un agujero de 6 1/8" hasta la profundidad de 4000 mts, con un fluido de emulsión inversa con una densidad de 1.75 a 1.85 gr/cc y poder meter t. lees de 3 1/2".

Tabla I.19.- Estimación de Volúmenes.

Categoría	Volumen estimado
Volumen en superficie	85 m^3
T.R 7"	75 m^3
Pozo 6 1/8"	26 m^3
Equipo control de solidos / 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	226 m^3
Recorte de perforación (Base Aceite)	130 Tons

Tabla I.20.- 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.21.- Propiedades Fisicoquímicas del Sistema.

Parámetro	Propiedades
Densidad	1.70 – 1.85 gr/cc
Viscosidad del embudo	70 – 87 s/lt
Punto de cedencia	15 – 21 lb/100ft^2
Viscosidad plástica	29 - 42 cps
Geles	8-17 / 18-30 lb/100ft^2
Filtrado APAT	2 - 4 ml
Enjarre	1 mm
Cloruros	260,000 ppm
Porcentaje de Solidos	27 - 33 %
Relación Aceite / Agua	76/24 - 78/22
Emulsión	>800 volts

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 perdida 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 perdidas mayores.

I.1.1.5 Características de las etapas de perforación

Tubería de Revestimiento 20”

Tabla I.22.- 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)
26”	20”	0	150	J-55	94	BCN	Geométrico	Polimérico	1.10
17-1/2”	13-3/8”	0	1000	J-55	54.5	BCN	Geométrico	Polimérico	1.15 – 1.30
12-1/4”	9-5/8”	0	2300	N-80	53.5	BCN	Geométrico	Emulsión Inversa	1.30 – 1.35
8-1/2”	7”	2148	3000	N-80	29.0	BCN	Geométrico	Emulsión Inversa	1.40 – 1.60
6-1/8	3-1/2”	0	3500	N-80	9.2	HYD 563	2900	Emulsión Inversa	1.70 – 1.85

Tabla I.23.- Descripción de Tubería de Revestimiento 20”.

Intervalo (mD)		Descripción	Diámetros (in)		Peso		Resistencia			Prueba	Junta	
De	a		Ext.	Int.	Grado	(lb/pie)	Colapso (psi)	Estallido (psi)	Tensión (ton.)	(psi)	Tipo	Apriete
0	135.00	Tubería de Revestimiento **(10 tramos)**	20.0	19.124	J-55	94.0	520	2,110	671	1,400	BCN	Geom.
135.00	135.60	Cople flotador perforable con PDC	20.0	19.124	J-55	94.0	520	2,110	671	1,400	BCN	Geom.
135.50	149.50	Tubería de Revestimiento**(1 junta)**	20.0	19.124	J-55	94.0	520	2,110	671	1,400	BCN	Geom.
149.50	150.0	Zapata Guía	20.0	19.124	J-55	94.0	520	2,110	671	1,400	BCN	Geom.

Tabla I.24.- Centralizadores y accesorios TR 20".

Centralizers								
Alias	Manufacturer	Comercial name	Type	Config	CSG OD in	Min OD in	Max OD in	Count
P1108520-20-1485 (3/16")	Hourna	P1108520	Bow-spring		20	21.26	30.26	3

Pattern Placement					
Bottom MD m	Joints	Centralizer Alias	Pattern	Min STO	Depth
150.0	12.30	P1108520-20-1485 (3/16")	1/4	100.0	0.0

Tabla I.25.- Secuencia de los fluidos y características de lechada TR 20".

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	Base Agua	1.20	Manual	3.97 E-4	1.00	19.00
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.26.- Secuencia de Bombeo TR 20".

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	20		00:10
Plug	00:00					00:10
Lechada convencional	00:46	182.6	4.0	20		00:56
Top Plug	00:00					00:56
Base Agua	00:33	158.5				
> Base Agua	00:10	70.0	7.0	20		01:06
> Base Agua	00:08	50.0	6.0	20		01:14
> Base Agua	00:05	20.0	4.0	20		01:19
> Base Agua	00:09	18.5	2.0	20		01:28

Maximum Requiered Hydraulic Horsepower (HHP)	25.7 hhp (at 01:14 hr:mn)

Tubería de Revestimiento 13 3/8”

Tabla I.27.- Descripción de Tubería de Revestimiento 13 3/8”.

Intervalo (mD)		Descripción	Diámetros (in)		Peso		Resistencia			Prueba	Junta	
De	a		Ext.	Int.	Grado	(lb/pie)	Colapso (psi)	Estallido (psi)	Tensión (ton.)	(psi)	Tipo	Apriete
0.00	985.30	Tubería de Revestimiento (aprox. 70 tramos)	13.375	12.615	J-55	54.5	1,130	2,730	386	1,900	BCN	Geom.
985.30	985.70	Cople flotador	13.375	12.615	J-55	54.5	1,130	2,730	386	1,900	BCN	Geom.
985.70	999.70	Tubería de Revestimiento (1 junta)	13.375	12.615	J-55	54.5	1,130	2,730	386	1,900	BCN	Geom.
999.70	1000	Zapata Flotadora	13.375	12.615	J-55	54.5	1,130	2,730	386	1,900	BCN	Geom.

Tabla I.28.- Centralizadores y accesorios 13 3/8”.

Centralizers								
Alias	Manufacturer	Comercial name	Type	Config	CSG OD (in)	Min OD (In)	Max OD (in)	Count
1234613-13 3/ -10-46B(1/8¯)	Houma	1234613	Bow-spring	46B(1/8¯)	13 3/8	14.126	19.000	33

Pattern Placement					
Bottom MD (m)	Joints	Centralizer Alias	Pattern	Min STO	Depth
150.0	11.55	-	0	92.7	77.8
1000.0	65.43	1234613-13 3/8-10-46B(1/8¯)	1/2	98.9	168.6

Tabla I.29.- Secuencia de los fluidos y características de lechada TR 13 3/8".

Fluids						
Type	**Name**	**Density g/cm³**	**Conditions**	**K Lbf.s^n/ft²**	**n**	**Ty Lbf/100ft²**
Slurry	Lechada de Amarre	1.90	Surface 58 deg C	1.52 E-2	0.75	2.49
Drilling Fluid	Lodo El	1.30	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.30.- 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**
MUDPUSH II	00.10	40.00	4.0	30		00.10
Plug	00.10					00.20
Lechada de Llenado	01.41	405.9	4.0	35		02.01
Lechada de Amarre	00.26	104.5	4.0	35		02.28
Top Plug	00.10					02.38
MUDPUSH II	00.01	5.0	4.0	30		02.39
Lodo EL	01.36	495.1				
>Lodo EL	00.21	150.0	7.0	30		03.00
>Lodo EL	00.25	150.0	6.0	30		03.25
>Lodo EL	00.20	100.0	5.0	30		03.45
>Lodo EL	00.13	50.0	4.0	30		03.58
>Lodo EL	00.10	30.0	3.0	30		04.08
>Lodo EL	00.08	15.1	2.0	30		04.15

Maximum Required Hydraulic Horsepower (HHP)	48.8 hhp (at 03.58 hr mn)

Tubería de Revestimiento 9 5/8”

Tabla I.31.- Descripción de Tubería de Revestimiento 9 5/8”.

Intervalo (mD)		Descripción	Diámetros (in)		Peso		Resistencia			Prueba	Junta	
De	a		Ext.	Int.	Grado	(lb/pie)	Colapso (psi)	Estallido (psi)	Tensión (ton.)	(psi)	Tipo	Apriete
0	2285.1	Tubería de Revestimiento (164 tramos aprox)	9.625	8.535	N-80	53.5	6620	7930	564	7200	BCN	Geom.
2285.1	2285.5	Cople Flotador	9.625	8.535	N-80	53.5	6620	7930	564	7200	BCN	Geom.
2285.5	2299.5	1 Tramo TR	9.625	8.535	N-80	53.5	6620	7930	564	7200	BCN	Geom.
2299.5	2,300	Zapata Flotadora	9.625	8.535	N-80	53.5	6620	7930	564	7200	BCN	Geom.

Tabla I.32.- Centralizadores y accesorios 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	86

Pattern Placement					
Bottom MD (m)	Joints	Centralizer Alias	Pattern	Min (STO)	Depth
1000.0	76.98	--	0		44.2
1152.0	11.70	TC_300-244-305-311	2/3	98.8	1005.9
1800.0	49.88	TC_300-244-305-311	4/5	99.9	1783.8
2300.0	38.49	TC_300-244-305-311	1/1	99.9	1802.4

Tabla I.33.- Secuencia de los fluidos y características de lechada TR 9 5/8"".

Fluids						
Type	**Name**	**Density g/cm³**	**Conditions**	**K Lbf.s^n/ft²**	**n**	**Ty Lbf/100ft²**
Slurry	Lechada de Amarre	1.90	Surface 58 deg C	1.52 E-2	0.75	2.49
Drilling Fluid	Lodo El	1.35	Surface 20 deg C	3.65 E-3	0.80	4.02
Slurry	Lechada de Llenado	1.60	Downhole 59deg C	1.80 E-2	0.69	0.00
Spacer	MUDPUSH II	1.45	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.34.- 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	40.00	4.0	20		00.10
Plug	00.10					00.20
Lechada de Llenado	01.08	273..8	4.0	20		01.28
Lechada de Amarre	00.12	47.2	4.0	20		01.40
Top Plug	00.10					01.50
MUDPUSH II	00.01	5.0	4.0	20		01.51
Lodo EL	01.44	525.7				
>Lodo EL	00.21	150.0	7.0	20		02.13
>Lodo EL	00.25	150.0	6.0	20		02.38
>Lodo EL	00.20	100.0	5.0	20		02.58
>Lodo EL	00.20	80.0	4.0	20		03.18
>Lodo EL	00.10	30.0	3.0	20		03.28
>Lodo EL	00.08	15.7	2.0	20		03.36

Maximum Required Hydraulic Horsepower (HHP)	57.4 hhp (at 03.18 hr mn)

Tubería de Revestimiento 7”

Tabla I.35.- Descripción de Tubería de Revestimiento 7”.

Intervalo (mD)		Descripción	Diámetros (in)		Peso		Resistencia			Prueba	Junta	
De	a		Ext.	Int.	Grado	(lb/pie)	Colapso (psi)	Estallido (psi)	Tensión (ton.)	(psi)	Tipo	Apriete
2148.0	2137.0	Colgador hidráulico 7” x 9 5/8”	9.625	6.184	N-80	29.0	7,030	8,160	307	7500	BTC	Geom.
2137.0	2970.6	Tubería de Revestimiento (60)	7.000	6.184	N-80	29.0	7,030	8,160	307	7500	BTC	Geom.
2970.6	2971.0	Cople de retención	7.000	6.184	N-80	29.0	7,030	8,160	307	7500	BTC	Geom.
2971.0	2985.0	1 Tramo TR	7.000	6.184	N-80	29.0	7,030	8,160	307	7500	BTC	Geom.
2985.	2985.5	Cople Flotador	7.000	6.184	N-80	29.0	7,030	8,160	307	7500	BTC	Geom.
2985.5	2999.5	1 Tramo TR	7.000	6.184	N-80	29.0	7,030	8,160	307	7500	BTC	Geom.
2999.5	3000	Zapata Flotadora	7.000	6.184	N-80	29.0	7,030	8,160	307	7500	BTC	Geom.

Tabla I.36.- Centralizadores y accesorios 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	57

Pattern Placement					
Bottom MD m	Joints	Centralizer Alias	Pattern	Min STO	Depth
2300.0	11.60	TC_300-178-216-228	0	79.9	2234.9
3000.0	57.41	TC_300-178-216-228	1/1	99.9	3000.0

Tabla I.37.- Secuencia de los fluidos y características de lechada 7".

Fluids						
Type	**Name**	**Density g/cm³**	**Conditions**	**K Lbf.s^n/ft²**	**n**	**Ty Lbf/100ft²**
Slurry	Lechada GASBLOK*	1.90	Downhole 86 deg C	1.70 E-2	0.72	7.25
Drilling Fluid	Lodo EI	1.60	Manual	6.89 E-4	1.00	19.00
Spacer	MUDPUSH II	1.70	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.38.- 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	20		00.10
Lechada GASBLOK*	00.19	76.6	4.0	20		00.29
MUDPUSH II	00.01	5.0	4.0	20		00.30
Lodo EL	00.22	92.9				
>Lodo EL	00.11	65.0	6.0	20		00.41
>Lodo EL	00.08	15.0	2.0	20		00.49
>Lodo EL	00.03	12.9	4.0	20		00.52
MUDPUSH II	00.01	5.0	4.0	20		00.53
Lodo EL	00.24	76.9				
>Lodo EL	00.08	30.0	4.0	20		01.01
>Lodo EL	00.10	30.0	3.0	20		01.11
>Lodo EL	00.07	13.9	2.0	20		01.18

Maximum Required Hydraulic Horsepower (HHP)	149.0 hhp (at 00.41 hr mn)

Tubería de Revestimiento 3 1/2”

Tabla I.39.- Descripción de Tubería de Revestimiento 9 5/8”

Intervalo (mD)		Descripción	Diámetros (in)		Peso		Resistencia			Prueba	Junta	
De	a		Ext.	Int.	Grado	(lb/pie)	Colapso (psi)	Estallido (psi)	Tensión (ton.)	(psi)	Tipo	Apriete
0	3981.4	Tubería de revestimiento (443 juntas)	3.500	2.992	N-80	9.2	10,540	10,160	93	9,300	VAM TOP	2900
3981.4	3981.7	Cople flotador	3.500	2.992	N-80	9.2	10,540	10,160	93	9,300	VAM TOP	2900
3981.7	3999.7	Tubería de revestimiento (2 juntas)	3.500	2.992	N-80	9.2	0,540	10,160	93	9,300	VAM TOP	2900
3999.7	4000.0	Zapata flotadora	3.500	2.992	N-80	9.2	10,540	10,160	93	9,300	VAM TOP	2900

Tabla I.40.- Centralizadores y accesorios 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	82

Pattern Placement					
Bottom MD (m)	Joints	Centralizer Alias	Pattern	Min (STO)	Depth
3000.0	246.06		0	0.0	5.3
4000.0	82.02	1103031-3 ½-4-30 (1/8”) A	1/1	0.0	3002.2

Tabla I.41.- Secuencia de los fluidos y características de lechada TR 3 1/2"".

Fluids						
Type	**Name**	**Density g/cm³**	**Conditions**	**K Lbf.s^n/ft²**	**n**	**Ty Lbf/100ft²**
Slurry	Lechada GASBLOK*	1.95	Downhole 81deg C	1.41 E-2	0.78	8.09
Drilling Fluid	Lodo EI	1.85	Manual	8.15 E-4	1.00	20.00
Spacer	MUDPUSH II	1.90	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.42.- 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	00:10					00:20
Lechada GASBLOCK	00:27	109.7	4.0	35		00:47
Top Plug	00:10					00:57
Agua	00:10	5.0	4.0	30		00:59
Salmuera:	00:28	108.6				
>Salmuera	00:05	30.0	6.0	30		01:04
>Salmuera	00:06	30.0	5.0	30		01:10
>Salmuera	00:08	30.0	4.0	30		01:17
>Salmuera	00:09	18.6	2.0	30		01:26

Maximum Required Hydraulic Horsepower (HHP)	563.08 hhp (at 01:04 hr mn)

Tabla I.43.- 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 (psl)	Toberas	P. Dif. (psi)	%	HSI
26"	Z1	150	150	2-10	100-150	700	1.10	738	3x18	779	56.6	0.6
17 ½"	U616S	1000	850	2-12	100-160	650	1.15 – 1.30	697	9x12	924	50.3	1.46
12 ¼	U616M	2300	1300	2-12	100-170	650	1.30 – 1.35	1042	6x12	815	29.7	2.62
8 ½	U616M	3000	700	2-12	100-170	480	1.40 – 1.60	834	6x13	489	16.4	2.29
6 ⅛	U513M	40000	1000	2-10	100-160	250	1.70 – 1.85	417	5x16	190	5.6	0.75

I.1.1.6 Muestreo de recortes

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.44.- Tiempos programados por operación.

Cons.	Descripción de la Actividad	Profundidad (mD)	Tiempos		
			Horas Actividad	Horas Acum.	Días Acum.
	PERFORACION				
I	**ETAPA SUPERFICIAL**	**150**			0.00
	Movilización		48.00	48.00	2.00
P.I.1	Armar Barrena de 26"		2.00	50.00	2.00
P.I.2	Perforar de 0 a 150 metros		3.00	53.00	2.21
P.I.3	Circular limpiando agujero		1.00	54.00	2.25
P.I.4	Sacar Barrena a Superficie		2.00	56.00	2.33
P.I.5	**CAMBIO DE ETAPA**			56.00	2.33
P.I.6	Preparativos para meter TR 20" y reunión preoperativa y de seguridad		1.5	57.50	2.40
P.I.7	Meter TR 20" a 150 m y desmantelar equipo de apriete		2.50	60.00	2.50
P.I.8	Instalar cabeza de cementación y Líneas superficiales y probar mismas		1.50	61.50	2.56
P.I.9	Circular previo a trabajo de cementación y efectuar reunión preoperativa		1.00	62.50	2.60
P.I.10	Cementación TR 20" y limpieza de contrapozo		3.00	65.50	2.73
P.I.11	Desmantelar cabeza de cementación y líneas superficiales		1.00	66.50	2.77
P.I.12	Corte de TR, biselado e Instalación de cabezal 21 1/4" 5M a TR		4.00	70.50	2.94
P.I.13	Instalación de desviador de flujo y líneas laterales		8.00	78.50	3.27
P.I.14	Prueba del desviador de flujo y líneas laterales		3.00	81.50	3.40
P.I.15	Instalar charola ecológica, campana y línea de flote		2.00	83.50	3.48
P.I.16	Armar Barrena PDC de 17 1/2" con sarta empacada		2.50	86.00	3.58
P.I.17	Bajar Barrena 17 1/2" a tope de accesorios, circular y probar TR		2.50	88.50	3.69
II	**ETAPA INTERMEDIA**	**1,000**		88.50	3.69
P.II.1	Rebajar tapones, cople y cemento hasta 150 m, circular y probar T.R		1.00	89.50	3.73
P.II.2	Perforar 5 m de formacion y circular		0.50	90.00	3.75
P.II.3	Realizar prueba de goteo		0.50	90.50	3.77
P.II.4	Perforar con barrena PDC de 17 1/2" hasta 1000 m		16.90	107.40	4.48
P.II.5	Circular		1.50	108.90	4.54
P.II.6	Levantar barrena 10 lingadas en viaje corto		2.00	110.90	4.62
P.II.7	Bajar barrena a fondo perforado		1.00	111.90	4.66
P.II.8	Circular		2.00	113.90	4.75
P.II.9	Sacar Barrena a Superficie		3.00	116.90	4.87

Continuación Tabla I.44

Cons.	Descripción de la Actividad	Profundidad (mD)	Tiempos		
			Horas Actividad	Horas Acum.	Días Acum.
CAMBIO DE ETAPA				116.90	
P.II.10	Preparativos para meter TR 13 3/8" y reunión preoperativa y de seguridad		1.00	117.90	4.91
P.II.11	Meter TR 13 3/8" a 1000 m y desmantelar equipo de apriete		4.00	121.90	5.08
P.II.12	Instalar cabeza de cementacion y Lineas superficiales y probar mismas		1.00	122.90	5.12
P.II.13	Circular previo a trabajo de cementacion y efectuar reunión preoperativa		1.00	123.90	5.16
P.II.14	Cementacion TR 13 3/8"		2.50	126.40	5.27
P.II.15	Desmantelar cabeza de cementacion y lineas superficiales		1.00	127.40	5.31
P.II.16	Desmantelar charola ecológica, campana y línea de flote		1.00	128.40	5.35
P.II.17	Desconectar brida de desviador de flujo y levantar el mismo		2.00	130.40	5.43
P.II.18	Corte de TR de 13 3/8" por debajo de brida del desviador de flujo		2.00	132.40	5.52
P.II.19	Recuperar tubo cortado de 13 3/8"		0.50	132.90	5.54
P.II.20	Desmantelar desviador de flujo y líneas laterales		3.00	135.90	5.66
P.II.21	Corte de TR de 20" a 20cm del nivel de fondo del contrapozo		1.50	137.40	5.73
P.II.22	Recuperar tubo cortado de 20" y brida de 21 1/4"		0.50	137.90	5.75
P.II.23	Corte y biselado TR 13 3/8" e Instalacion de cabezal 13 5/8" 5M a TR		5.00	142.90	5.95
P.II.24	Instalacion de BOP's 13 3/8" 10M, pruebas hidraulicas a BOP's y CSC		9.00	151.90	6.33
P.II.25	Instalar charola ecologica, campana y linea de flote.		2.00	153.90	6.41
P.II.26	Instalar Buje de Desgaste		0.50	154.40	6.43
P.II.27	Armar Barrena PDC de 12 1/4" con sarta empacada		1.50	155.90	6.50
P.II.28	Bajar Barrena 12 1/4" a tope de accesorios, circular, probar T.R		3.00	158.90	6.62
P.II.29	Rebajar tapones, cople y cemento, circular y probar T.R		1.50	160.40	6.68
III	**ETAPA INTERMEDIA**	**2300**		160.40	6.68
				160.40	6.68
P.III.1	Rebajar cemento, zapata y perforar 5 m., de formación nueva hasta 1005		2.00	162.40	6.77
P.III.2	Levantar barrena a la zapata, circular y realizar prueba de goteo		1.00	163.40	6.81
P.III.3	Perforar verticalmente hasta 2300 mts.		23.55	186.95	7.79
P.III.4	Circular		2.00	188.95	7.87
P.III.5	Levantar barrena 10 lingadas en viaje corto		3.00	191.95	8.00
P.III.6	Bajar barrena a fondo perforado		2.00	193.95	8.08
P.III.7	Circular		2.00	195.95	8.16
P.III.8	Sacar Barrena a Superficie		8.00	203.95	8.50

Continuación Tabla I.44

Cons.	Descripción de la Actividad	Profundidad (mD)	Tiempos		
			Horas Actividad	Horas Acum.	Días Acum.
	CAMBIO DE ETAPA			203.95	8.50
P.III.9	Preparativos para Instalar Hta. Para tomar Registros		2.00	205.95	8.58
P.III.10	Tomar Registros Geofisicos		10.00	215.95	9.00
P.III.11	Desmantelar Sonda 1era. Corrida y Armar Sonda 2da. Corrida		2.00	217.95	9.08
P.III.12	Tomar Registros (GR-CCL, CBL-VDL) en TR 13 3/8"		4.00	221.95	9.25
P.III.13	Desmantelar Equipo de Toma de Registros		2.00	223.95	9.33
P.III.14	Recuperar Buje		1.00	224.95	9.37
P.III.15	Preparativos para cambio de Rams		0.50	225.45	9.39
P.III.16	Cambiar y probar Rams para T.R de 9 5/8"		1.50	226.95	9.46
P.III.17	Preparativos para meter TR 9 5/8".		2.00	228.95	9.54
P.III.18	Meter TR 9 5/8" a 2300 m		10.00	238.95	9.96
P.III.19	Instalar cabeza de cementación y lineas superficiales		2.00	240.95	10.04
P.III.20	Circular previo a trabajo de cementacion		3.00	243.95	10.16
P.III.21	Cementar la TR 9 5/8"		4.00	247.95	10.33
P.III.22	Desmantelar cabeza de cementación y lineas superficiales		2.00	249.95	10.41
P.III.23	Desmantelar Preventor 13 3/8"		5.00	254.95	10.62
P.III.24	Instalar Seccion B del cabezal 11" x 10 M		4.00	258.95	10.79
P.III.25	Instalar y Probar Preventor 11 x 10M		10.00	268.95	11.21
P.III.26	Instalar charola ecologica, campana y linea de flote.		3.00	271.95	11.33
P.III.27	Cambiar y probar Rams de 9 5/8" a 4"		2.00	273.95	11.41
P.III.28	Instalar Buje de Desgaste		1.00	274.95	11.46
P.III.29	Armar Barrena de 8 1/2" con sarta empacada		2.50	277.45	11.56
P.III.30	Bajar Barrena de 8 1/2" a tope de accesorios		6.00	283.45	11.81
P.III.31	Circular y probar TR de 9 5/8"		1.50	284.95	11.87
P.III.32	Rebajar tapones, cople y cemento. Circular y probar T.R		1.00	285.95	11.91
P.III.33	Rebajar cemento y zapata.		1.00	286.95	11.96
				286.95	11.96
IV	**ETAPA DE TR CORTA**	**3000**		286.95	11.96
				286.95	11.96
P.IV.1	Perforar de 2300 a 2305 m.		0.50	287.45	11.98
P.IV.2	Circular emparejando columnas		0.50	287.95	12.00
P.IV.3	Realizar prueba de goteo		0.50	288.45	12.02
P.IV.4	Perforar contruyendo de 2305 a 3000 m.		23.17	311.61	12.98
P.IV.5	Circular limpiando agujero y acondicionando lodo.		3.00	314.61	13.11
P.IV.6	Levantar barrena a la zapata en viaje corto		3.00	317.61	13.23
P.IV.7	Bajar a fondo perforado		2.00	319.61	13.32

Continuación Tabla I.44

Cons.	Descripción de la Actividad	Profundidad (mD)	Tiempos		
			Horas Actividad	Horas Acum.	Días Acum.
P.IV.8	Circular		3.00	322.61	13.44
P.IV.9	Sacar barrena a superficie		10.00	332.61	13.86
	CAMBIO DE ETAPA			332.61	13.86
P.IV.10	Preparativos para Instalar Hta. Para tomar Registros		2.00	334.61	13.94
P.IV.11	Tomar Registros Geofisicos		12.00	346.61	14.44
P.IV.12	Desmantelar Sonda 1era. Corrida y Armar Sonda 2da. Corrida		2.00	348.61	14.53
P.IV.13	Tomar Registros (GR-CCL, CBL-VDL) en TR 9 5/8"		6.00	354.61	14.78
P.IV.14	Desmantelar Equipo de Toma de Registros		2.00	356.61	14.86
P.IV.15	Recuperar Buje de Desgaste		1.00	357.61	14.90
P.IV.16	Armar equipo para correr TR Corta de 7"		2.00	359.61	14.98
P.IV.17	Realizar preparativos para meter TR corta DE 7" Cambiar rams de 4" x 7"		1.50	361.11	15.05
P.IV.18	Equipar TR de 7" con Zapata Flotador + cople Flotador		3.00	364.11	15.17
P.IV.19	Conectar tramos de revestimiento de 7"		3.00	367.11	15.30
P.IV.20	Armar conjunto colgador con empacador y soltador		1.50	368.61	15.36
P.IV.21	Bajar TR 7" hasta profundidad programada con tuberia de 4"		12.00	380.61	15.86
P.IV.22	Anclar y soltar TR de 7"		3.00	383.61	15.98
P.IV.23	Circular limpiando agujero previo a cementar		2.00	385.61	16.07
P.IV.24	Conectar tubo madrina + cabeza de cementacion y lineas de alta		2.00	387.61	16.15
P.IV.25	Cementar de acuerdo a programa		3.00	390.61	16.28
P.IV.26	Levantar 150 m y circular 2 tiempos de atraso		3.00	393.61	16.40
P.IV.27	Circular homogenizando columnas y sacar soltador a superficie		6.00	399.61	16.65
P.IV.28	Cambiar rams de 7" x 4", Probar conjunto BOP y múltiple de control		2.00	401.61	16.73
P.IV.29	Armar Barrena de 6 1/8" con sarta empacada		2.50	404.11	16.84
P.IV.30	Bajar Barrena de 6 1/8" a tope de accesorios		8.00	412.11	17.17
P.IV.31	Circular y probar TR de 7".		1.00	413.11	17.21
P.IV.32	Rebajar tapones, cople y cemento. Circular y probar T.R.		1.50	414.61	17.28
P.IV.33	Rebajar cemento y zapata.		1.00	415.61	17.32
				415.61	17.32
V	**ETAPA DE PRODUCCION**	**4000**		415.61	17.32
				415.61	17.32
P.V.1	Perforar de 3000 a 3005 m.		0.50	416.11	17.34
P.V.2	Circular emparejando columnas		3.00	419.11	17.46
P.V.3	Realizar prueba de goteo		0.50	419.61	17.48
P.V.4	Perforar de 3005 a 4000 m. Manteniendo verticalidad		76.54	496.15	20.67
P.V.5	Circular limpiando agujero y acondicionando lodo.		3.00	499.15	20.80

Continuación Tabla I.44

Cons.	Descripción de la Actividad	Profundidad (mD)	Tiempos		
			Horas Actividad	Horas Acum.	Días Acum.
P.V.6	Levantar barrena a la zapata en viaje corto		3.00	502.15	20.92
P.V.7	Bajar a fondo perforado		2.00	504.15	21.01
P.V.8	Circular		3.00	507.15	21.13
P.V.9	Sacar Barrena a superficie.		12.00	519.15	21.63
P.V.10	Preparativos para Instalar Hta. Para tomar Registros		2.00	521.15	21.71
P.V.11	Tomar Registros Geofisicos		12.00	533.15	22.21
P.V.12	Desmantelar Sonda 1era. Corrida y Armar Sonda 2da. Corrida		2.00	535.15	22.30
P.V.13	Tomar Registros (GR-CCL, CBL-VDL) en TR 7"		4.00	539.15	22.46
P.V.14	Desmantelar Equipo de Toma de Registros		2.00	541.15	22.55
P.V.15	Recuperar Buje de Desgaste/Cambiar Rams de 4"x 3 1/2" y probar.		2.50	543.65	22.65
P.V.16	Armar equipo para correr T.L.		2.00	545.65	22.74
P.V.17	Bajar T.L. de 3 1/2" a 4000 mts		15.00	560.65	23.36
P.V.18	Armar equipo de cementación		3.00	563.65	23.49
P.V.19	Circular		3.00	566.65	23.61
P.V.20	Cementar T.L.		6.00	572.65	23.86
P.V.21	Desmantelar equipo de cementación		3.00	575.65	23.99
P.V.22	Esperar fraguado de cemento		12.00	587.65	24.49
P.V.23	Desmantelar preventores e instalar sello a colgador		8.00	595.65	24.82
P.V.24	Instalar sello exterior a colgador, instalar y probar medio árbol de producción		4.00	599.65	24.99
Tiempo Total					**24.99**

I.1.1.8 Secuencia Operativa

I.1.1.8.1 Primera Etapa

Agujero Conductor de 26", TR 20"

1.- Armar barrena Tricónica de 26" y sarta lisa, y perforar agujero conductor hasta 100 m., con fluido Polimérico de 1.10 gr./cc. Circular y sacar sarta hasta superficie.

2.- Bajar y cementar TR de 20", 94.0 lb/pie, J-55, BCN a 150 m.

3.- Cortar T.R, instalar, soldar y probar cabezal. Armar, instalar y probar desviador de flujo y líneas laterales según programa.

I.1.1.8.2 Segunda Etapa

Agujero Superficial de 17 ½", TR 13 3/8"

1.- Armar barrena PDC de 17 ½" con sarta empacada. Bajar barrena a profundidad de cople flotador. Circular acondicionando lodo polimérico con densidad de 1.15 gr./cc, probar tubería de revestimiento de 20" con 1000 psi. Rebajar tapones, cople y limpiar cemento hasta 150 m y realizar prueba de TR, perforar 5 m. de nueva formación, circular tiempo de atraso y realizar prueba de goteo con densidad del lodo 1.15 gr./cc.

2.- Perforar con barrena PDC de 17 ½" y sarta empacada verticalmente hasta 1000 mV, profundidad final de asentamiento TR de 13 3/8". Circular tiempo de atraso verificando pozo limpio. Sacar barrena a zapata realizando viaje corto y regresar a fondo. En caso de observar puntos de arrastre o resistencias al sacar barrena, conectar Top Drive y repasar con circulación y rotación. Sacar barrena a superficie. Densidad del lodo estimada al final de la etapa: 1.30 gr./cc.

3.- Bajar y cementar TR de 13 3/8", 54.5 lb/pie, J-55, BCN a 1000 m.

4.- Desconectar desviador de flujo y líneas laterales. Levantar desviador de flujo y cortar T.R de 20". Cortar TR de 13 3/8" y recuperar desviador de flujo. Realizar corte y biselado de TR de 13 3/8" e instalar, soldar y probar cabezal 13 5/8" 5M. Armar, instalar y probar conjunto de preventores y C.S.C según programa.

I.1.1.8.3 Tercera Etapa

Agujero Intermedio de 12 ¼", TR 9 5/8"

1.- Armar barrena PDC de 12 ¼" con sarta empacada. Bajar barrena a profundidad de cople flotador. Circular acondicionando lodo con densidad de 1.30 gr./cc, probar tubería de revestimiento de 13 3/8" con 1000 psi. Rebajar tapones, cople y limpiar cemento hasta 1000 m y probar TR de 13 3/8", perforar

5 m. de nueva formación, circular tiempo de atraso y realizar prueba de goteo con densidad del lodo 1.30 gr./cc.

2.- Perforar con barrena 12 ¼" y sarta empacada verticalmente hasta el punto de asentamiento de la TR de 9 5/8" a 2,300 mV. Realizar viaje corto de 10 lingadas y regresar a fondo. Densidad del lodo al finalizar la etapa: 1.35 gr./cc.

3.- Instalar URE y correr registros desde 2,300 mD hasta 1000 mD. 4.- Bajar y cementar TR de 9 5/8" N-80, 53.5 lb/pie, BCN a 2,300 mV.

I.1.1.8.4 Cuarto Etapa

Agujero Intermedio de 8 ½". TR Corta ó Liner de 7".

1.- Armar barrena PDC de 8 ½" y sarta empacada, bajar barrena a profundidad de cople flotador. Circular acondicionando lodo con densidad de 1.40 gr./cc. Probar tubería de revestimiento de 9 5/8" con 1,500 psi, Rebajar tapones, cople y limpiar cemento y zapata, perforar 5 m de nueva formación, circular tiempo de atraso y realizar prueba de goteo con densidad del lodo 1.40 gr./cc.

2.- Perforar etapa de 8 ½" verticalmente hasta 3000 mD. Circular tiempo de atraso verificando pozo limpio. Sacar barrena a zapata realizando viaje corto y regresar a fondo. En caso de observar puntos de arrastre o resistencias al sacar barrena, conectar Top Drive y repasar con circulación y rotación. Sacar barrena a superficie. Densidad del lodo estimada al final de la etapa: 1.60 gr./cc.

3.- Instalar URE y correr registros de 3,000 mD hasta 2,300 mD y tomar GR – CBL – VDL en TR de 9 5/8".

4.- Bajar y cementar TR corta de 7" 29.0 lb/pie, N-80, BCN (longitud de intervalo 8 ½" más 50 metros de traslape con TR 9 5/8" con colgador). Bajar a profundidad total con TP 5". Activar colgador y cementar según programa de cementación adjunto ajustando volumen según profundidad final. Activar empaque de boca de liner. Sacar soltador a superficie.

I.1.1.8.5 Terminación

Agujero de Producción de 6 1/8". Tubing Less de 3 ½".

1.- Armar barrena PDC 6 1/8" con sarta empacada, bajar y reconocer boca de liner, acondicionar densidad a 1.70 gr./cc, probar misma con 1,500 psi. Continuar bajando hasta reconocer cople de retención, rebajar hasta el cople flotador, probar de nuevo TR de 7" con 1000 psi. Rebajar cople flotador + cemento, circular verificando retornos limpios, probar una vez más la TR de 7" con 1,500 psi. Rebajar zapata y perforar 5 metros de formación nueva, circular tiempo de atraso y realizar prueba de goteo con densidad de 1.70 gr./cc.

2.- Bajar hasta fondo perforado y perforar etapa de 6 1/8" con barrena PDC y sarta empacada hasta alcanzar la profundidad total de 4,000 mD./mV. Circular tiempo de atraso verificando pozo limpio. Sacar barrena a zapata realizando viaje corto y regresar a fondo. En caso de observar puntos de arrastre o resistencias al sacar barrena, conectar Top Drive y repasar con circulación y rotación. Sacar barrena a la superficie. Densidad máxima al final de la etapa: 1.85 gr./cc.

3.- Instalar URE y correr registros de 4,000 mD hasta 3,000 mD y tomar GR – CBL – VDL en TR de 7".

4.- Bajar tubería de producción 3 ½", 9.2 lb/pie, N-80, VAMTOP, con zapata y cople flotador a fondo. Cementar según programa de cementaciones adjunto. Ajustar gasto de bombeo de cemento y desplazamiento según se observen condiciones del pozo

5.- Con bola colgadora, meter Tubería de producción 3 ½" con zapata y cople flotador a fondo. Cementar según programa. Ajustar gasto de bombeo de cemento y desplazamiento según se observen condiciones del pozo.

6.- Recuperar tubo ancla, desmantelar conexiones superficiales de control, desmantelar preventores e instalar sello exterior.

I.1.1.9 Equipo de Perforación

Descripción general del equipo de perforación.

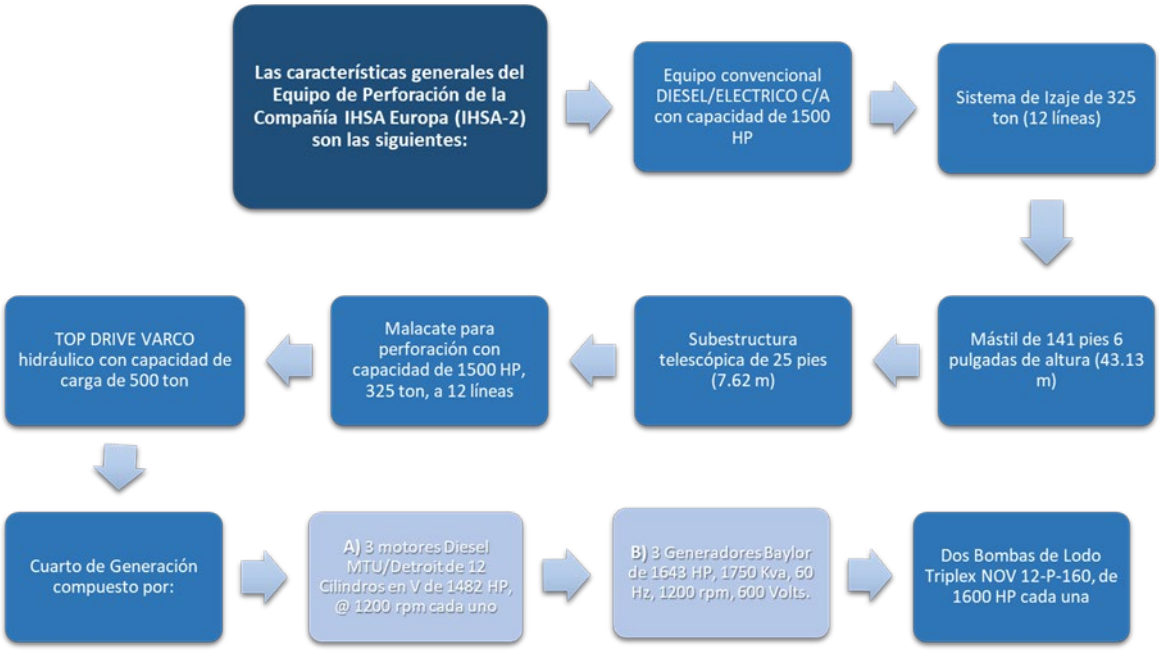


Figura I-8.- Características generales del Equipo de Perforación.

Para los trabajos de Perforación en el Área Contractual BG-04 será utilizado el Equipo de Perforación con sus accesorios siguientes:

Tabla I.45.- 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	
Estación de Checado de Lodo	1992290	National Oilwell Varco	
Tanque de Viajes y Separador Gas-Lodo		National Oilwell Varco	

Continuación Tabla I.45

EQUIPO DE PERFORACIÓN EUROPA (IHSA-2)			
Componente	**Modelo**	**Marca**	**Capacidad**
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.46.- 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 neúmatico
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 neúmatico
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
Cubiculo 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
Cubiculo 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
Cubiculo 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
Cubiculo 4 (TD)	NOV	7165			Cuarto de control	Sistema eléctrico

Continuación Tabla I.46

COMPONENTE	MARCA	MODELO	SERIE	CAPACIDAD	EQUIPO PADRE	SUB-SISTEMA
Inversor 1 (TD)	ABB	ACS800-104-0580-7+C126+E205+V991	1073101928	400 AMPS	Cuarto de control	Sistema eléctrico
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
Cubiculo 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
Cubiculo chooper "A" Y "B"	NOV	7165			Cuarto de control	Sistema eléctrico
Cubiculo 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
Cubiculo 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
Cubiculo 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
Cubiculo 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

Continuación Tabla I.46

COMPONENTE	MARCA	MODELO	SERIE	CAPACIDAD	EQUIPO PADRE	SUB-SISTEMA
Chooper "A"	Power ohm resistor	P14915	72471	1200 KW	Choopers	Sistema eléctrico
Motor soplador chooper "A"	Baldor	M3714T	F0709240385	10 HP	Choopers	Sistema eléctrico
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

Continuación Tabla I.46

COMPONENTE	MARCA	MODELO	SERIE	CAPACIDAD	EQUIPO PADRE	SUB-SISTEMA
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
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

Continuación Tabla I.46

COMPONENTE	MARCA	MODELO	SERIE	CAPACIDAD	EQUIPO PADRE	SUB-SISTEMA
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
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

Continuación Tabla I.46

COMPONENTE	MARCA	MODELO	SERIE	CAPACIDAD	EQUIPO PADRE	SUB-SISTEMA
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
Motor de desarcillador	Marathon electric	ED405TSTGS18535AP	WAA032954	100 HP	Presas de lodo	Sistema eléctrico
Centrifuga desarcillador	Mission	670861516IT70IRXMS	VER2044		Presas de lodo	Sistema de bombeo
Motor de desarenador	Marathon electric	DK405TTGS18535AN	WAA027038	100 HP	Presas de lodo	Sistema eléctrico
Centrifuga desarenador	Mission	670861516IT70IRXMS	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

Continuación Tabla I.46

COMPONENTE	MARCA	MODELO	SERIE	CAPACIDAD	EQUIPO PADRE	SUB-SISTEMA
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
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 tuberia	Sistema eléctrico
Hpu 1 rampa	Oilgear	PVM-098-A2UB-LDFY-P-INNSN-07	14912188		Rampa de tuberia	Sistema de izaje
Motor hpu 2 rampa	Siemens	1LA03264ES41	DO7T0104NP-19	50 HP	Rampa de tuberia	Sistema eléctrico
Hpu 2 rampa	Oilgear	PVM-098-A2UB-LDFY-P-INNNN	13893060		Rampa de tuberia	Sistema de izaje
Motor hidraulico winch de rampa	Linde	HMF75-022556	H2X239704982		Rampa de tuberia	Sistema de izaje
Bomba hidraulica de winch rampa	Linde	HMV135-022560	H2X235T01656		Rampa de tuberia	Sistema de izaje
Motor enfriador de aceite rampa	Baldor	35Q155Y334G1	F0605301243	3 HP	Rampa de tuberia	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

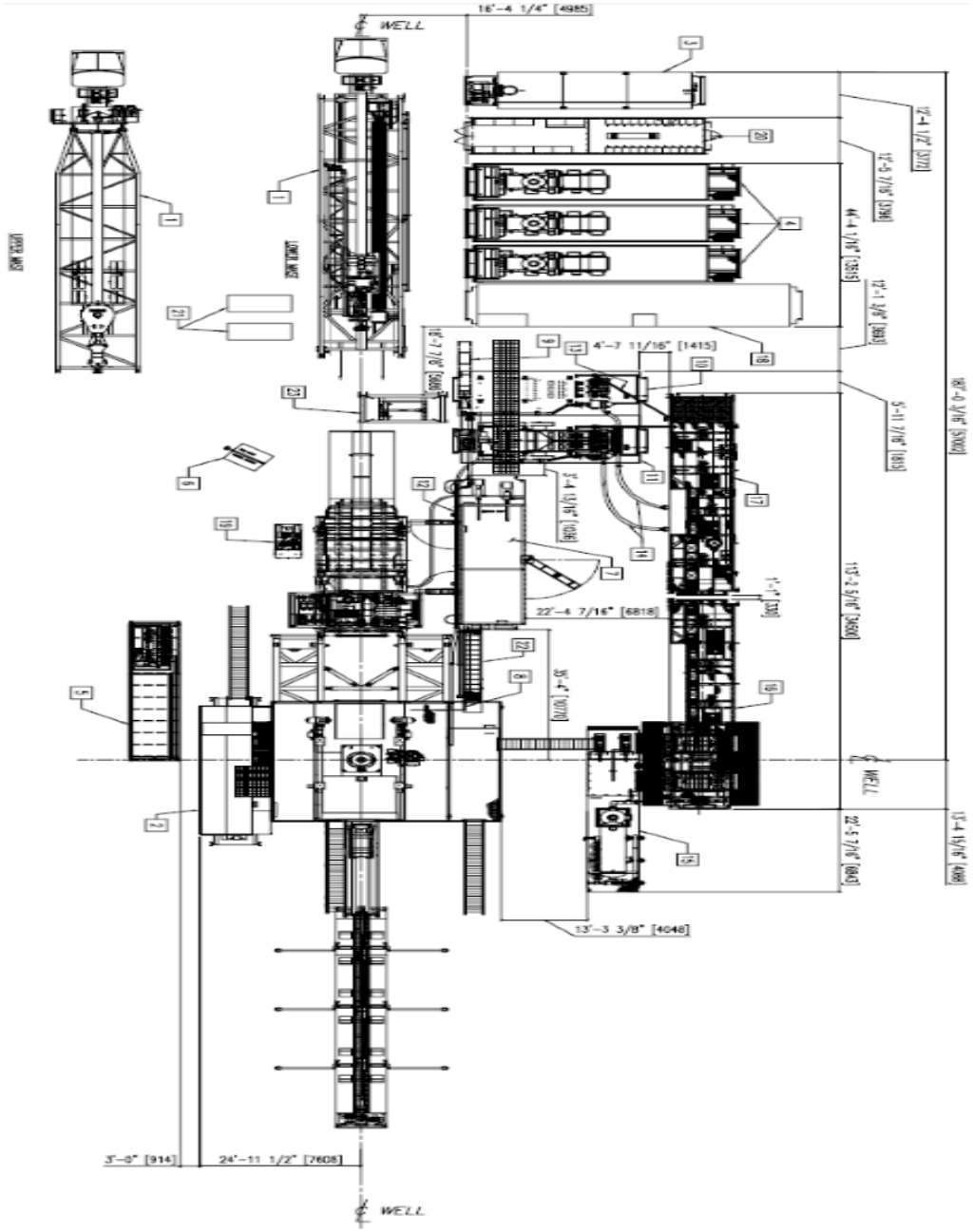


Figura I.9.- Diagrama General del Equipo de Perforación Europa.

I.1.1.10 Disposición y Pruebas de Preventores

Las pruebas de TR´s se efectuarán antes y después de perforar los tapones y la duración de las mismas será de 15 minutos en cada evento.

La duración de las pruebas de preventores será de: 5 min, en baja y 15 min, en alta. Frecuencia de Pruebas:

- Cuando se instalen.
- Cuando se repare cualquier sello en el conjunto de preventores y sus componentes, requiriéndose probar solo el sello cambiado.
- Cada tres semanas como máximo, solo operaciones especiales evitarán su ejecución y se efectuarán tan pronto se normalice.
- Los arietes ciegos se probarán solo al instalarse.
- Si cualquier elemento o componente del sistema de prevención de reventones no funciona, las operaciones serán suspendidas hasta su reparación.

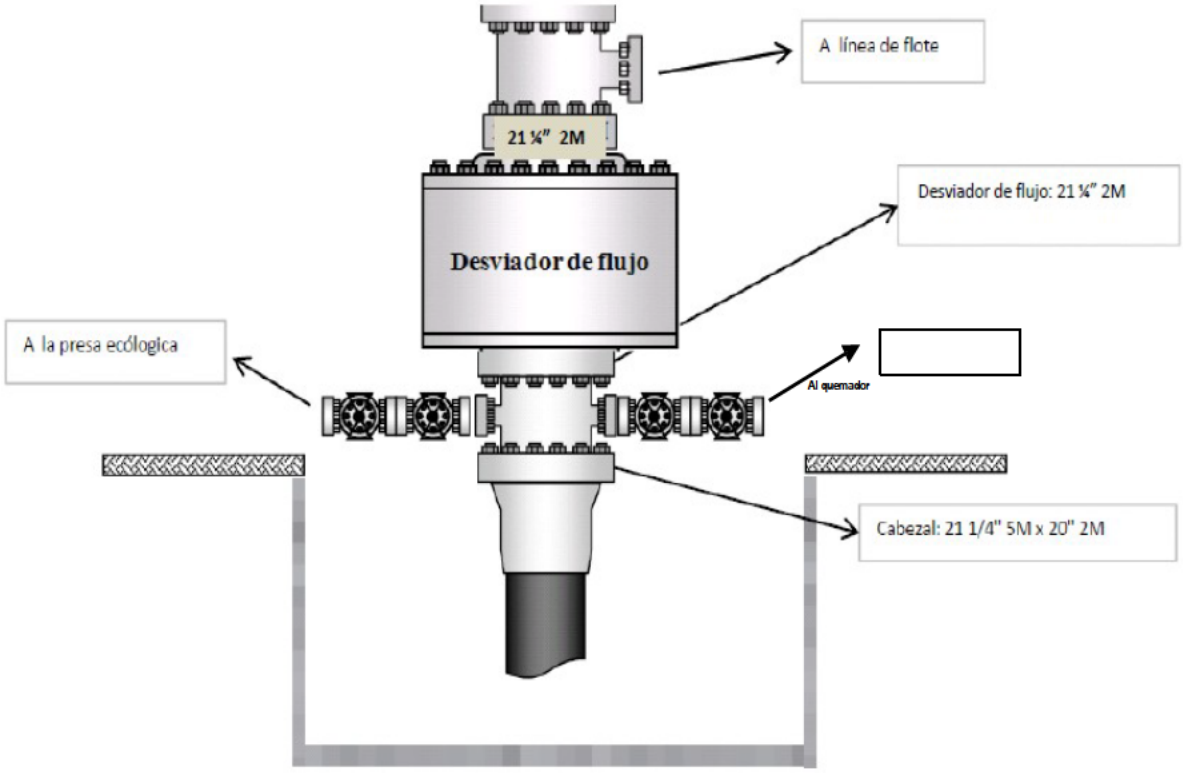


Figura I.10.- Arreglo de Preventores sección de 17 1/2".

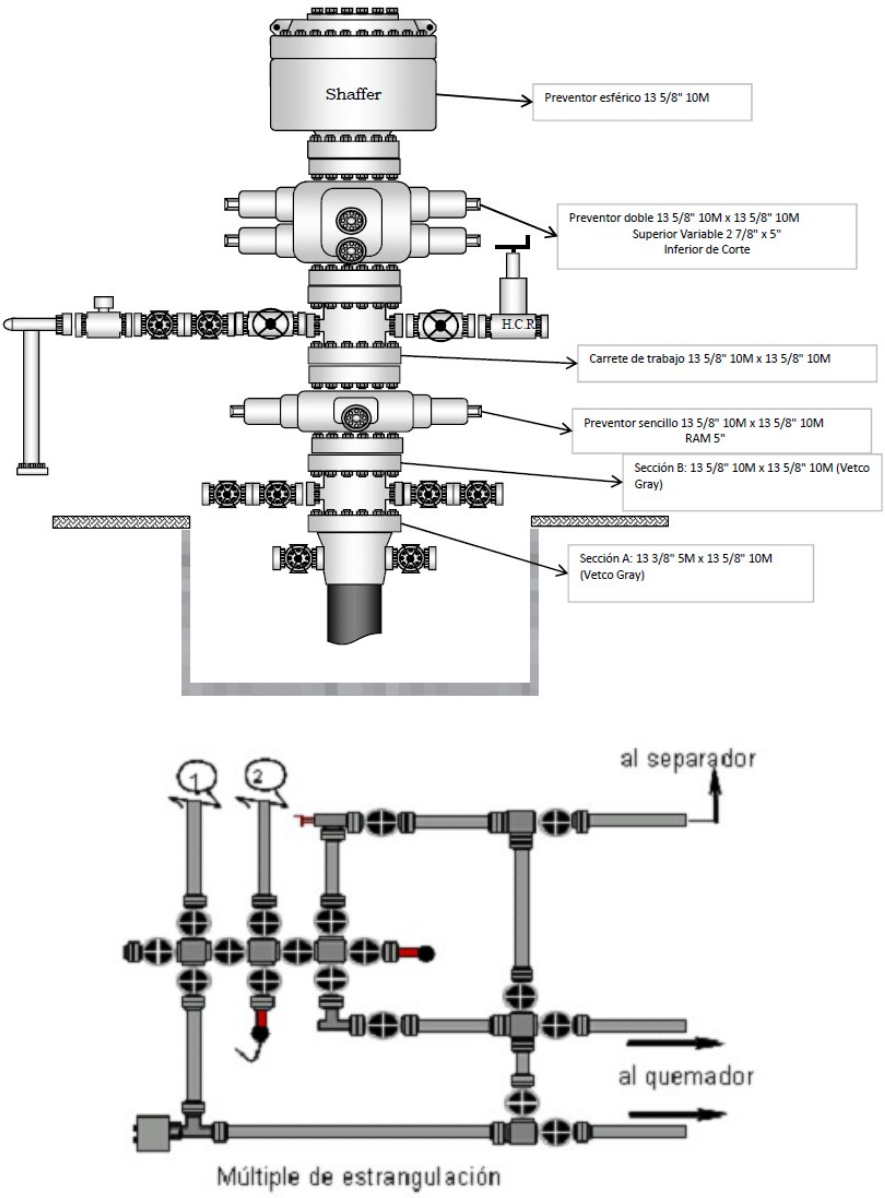


Figura I.11.- Arreglo de Preventores.

I.1.1.11 Disposición del Medio Árbol

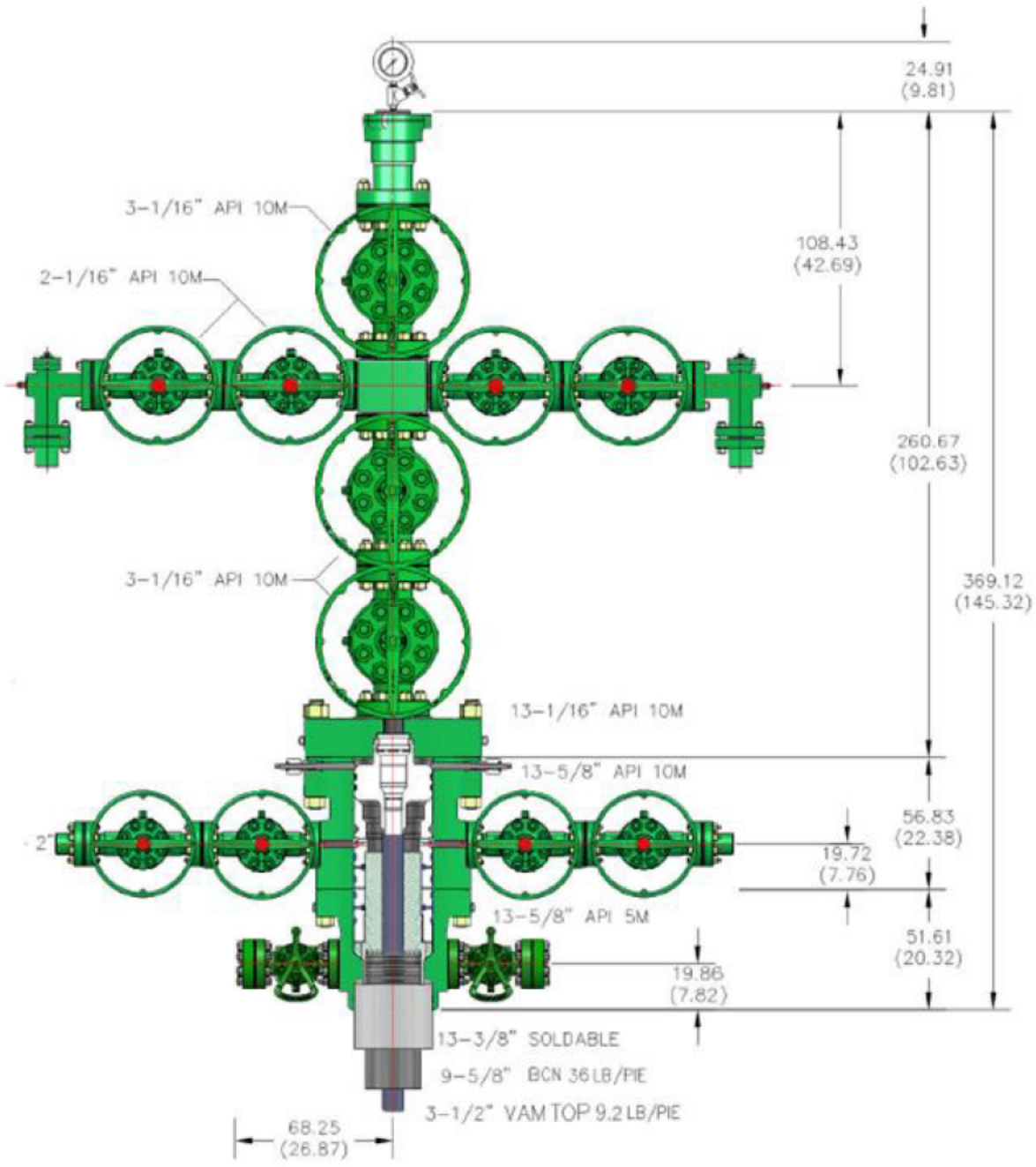


Figura 12.- Cabezal y medio árbol de válvula.

I.1.1.12 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.47.- 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 Buje 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 Dirve	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	Rev. 0
Toma de Registros	IHS-OG-CON-PRO-MEX-114	Rev. 0
Cambio de Rams	IHS-OG-CON-PRO-MEX-115	Rev. 0
Introducción de TR	IHS-OG-CON-PRO-MEX-116	Rev. 0
Cementación	IHS-OG-CON-PRO-MEX-117	Rev. 0
Prueba de Hermeticidad TR	IHS-OG-CON-PRO-MEX-118	Rev. 0
Pruebas de Integridad de Formación y de Goteo	IHS-OG-CON-PRO-MEX-119	Rev. 0
Anclaje de Tuberías Cortas (Liners)	IHS-OG-CON-PRO-MEX-120	Rev. 0
Instalación de Medio Árbol de Producción y Sello Externo	IHS-OG-CON-PRO-MEX-121	Rev. 0
Reuniones y Reportes de Avance de Operaciones	IHS-OG-CON-PRO-MEX-122	Rev. 0
Movilización de Equipo Calisto dentro de la misma Localización	IHS-OG-CON-PRO-MEX-123	Rev. 0
Movilización de Equipo Calisto dentro de la otra Localización	IHS-OG-CON-PRO-MEX-124	Rev. 0
Movilización de Equipo Galileo-Europa dentro de la misa Localización	IHS-OG-CON-PRO-MEX-125	Rev. 0
Movilización de Equipo Galileo-Europa dentro de la Otra Localización	IHS-OG-CON-PRO-MEX-126	Rev. 0
Movilización de Equipo Titán dentro de la misa Localización	IHS-OG-CON-PRO-MEX-127	Rev. 0
Movilización de Equipo Titán hacia Otra Localización	IHS-OG-CON-PRO-MEX-128	Rev. 0
Colocación de Tanques de Cemento	IHS-OG-CON-PRO-MEX-129	Rev. 0
Meter y Sacar Tubería Bajo presión (Sripping)	IHS-OG-CON-PRO-MEX-130	Rev. 0
Selección y Operación de Herramientas de Pesca	IHS-OG-CON-PRO-MEX-131	Rev. 0
Entrega de Localización con Pozos Perforados incluyendo Árbol de Válvulas	IHS-OG-CON-PRO-MEX-132	Rev. 0
Mantenimiento de Equipo de Perforación	IHS-OG-CON-PRO-MEX-133	Rev. 0
Gerencia de Cambio	IHS-OG-CON-PRO-MEX-134	Rev. 0
Instalación y Prueba de Separadores de Gas-Lodo	IHS-OG-CON-PRO-MEX-135	Rev. 0
Instalación y Prueba de Equipo de Control de Sólidos	IHS-OG-CON-PRO-MEX-136	Rev. 0
Perforación Direccional	IHS-OG-CON-PRO-MEX-137	Rev. 0
Análisis de Fluidos de Perforación	IHS-OG-CON-PRO-MEX-138	Rev. 0
Expediente de Pozo	IHS-OG-CON-PRO-MEX-139	Rev. 0
Inspección de Componentes de los Equipos de Perforación y Tubulares	IHS-OG-CON-PRO-MEX-140	Rev. 0
Bypass para Trabajar sin Encoder	IHS-OG-CON-PRO-MEX-141	Rev. 0
Configuración de Tarjeta Basler (DESCS-100)	IHS-OG-CON-PRO-MEX-142	Rev. 0
Medición de Resistencia de Aislamiento ANSI-IEEE 43-2000	IHS-OG-CON-PRO-MEX-143	Rev. 0
Calibración de Circuito Hidráulico	IHS-OG-CON-PRO-MEX-144	Rev. 0

Configuración Woodward GCP-30	IHS-OG-CON-PRO-MEX-145	Rev. 0
Imágenes Compact Flash SBC	IHS-OG-CON-PRO-MEX-146	Rev. 0
Duplicado de Compact Flash	IHS-OG-CON-PRO-MEX-147	Rev. 0
Reforzamiento del Primer Tramo de Tubería de Producción	IHS-OG-CON-PRO-MEX-148	Rev. 0
Recepción de la Localización	IHS-OG-CON-PRO-MEX-149	Rev. 0
Operativo para el Control de Brotes	IHS-OG-CON-PRO-MEX-150	Rev. 0
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	Rev. 1
Clasificación Manejo y Disposición de Residuos	IHS-OG-AMB-PRO-MEX-002	Rev. 1
Tratamiento, Manejo y Descarga de Aguas Residuales	IHS-OG-AMB-PRO-MEX-004	Rev. 1
Trabajos en Alturas	IHS-OG-SEG-PRO-MEX-017	Rev.0
Identificación y Comunicación de Peligros por Sustancias Químicas	IHS-OG-SEG-PRO-MEX-016	Rev. 0
Realizar Maniobras con Equipos y Dispositivos de Izaje	IHS-OG-SEG-PRO-MEX-011	Rev. 0
Trabajo en Espacios Confinados	IHS-OG-SEG-PRO-MEX-007	Rev. 0
Identificación de peligro y evaluación de riesgos	IHS-OG-SEG-PRO-MEX--001	Rev. 0
Permisos de Trabajo	IHS-OG-SEG-PRO-MEX-002	Rev. 0
Investigación de accidentes e incidentes	IHS-OG-SEG-PRO-MEX-003	Rev. 0

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.

Preparación del Sitio

La fase de preparación inicia con la limpieza, desmonte y/o despalme de los sitios donde se ubicarán las obras de Prospección sismológica 3D, Exploración y Explotación de pozos. En esta misma fase, se acondicionan los caminos de acceso primarios y también las extensiones de caminos de terracería para los accesos a los Pozos, de acuerdo a las especificaciones de la Normatividad Vigente.

Las principales actividades que se desarrollarán en la etapa de preparación de los sitios de las obras son:

- Derechos de Vía
- Desmonte.
- Despalme.
- Extracción y acarreo de materiales.
- Excavación y nivelación del terreno.
- Formación de plataformas de terracería.
- Construcción de campamentos y almacenes.
- Manejo y disposición de los residuos generados en el desmonte y despalme del terreno.

Prospección Sismológica (Acondicionamiento de Líneas Sísmicas)

Para el acondicionamiento de las líneas sísmicas, se requerirá de equipo especializado que únicamente eliminará la parte superior de la vegetación sin remoción de tallos, raíces y suelo con el objeto de promover la recuperación natural de las líneas una vez terminadas las actividades de exploración.

La Poda de la vegetación para la ubicación de las líneas sísmicas, se realizará con el empleo de maquinaria (tractores agrícolas) con los implementos de desvaradora y cargador frontal; las líneas Fuente tendrán un ancho de 4 m, con longitud de 9.28 km de largo; las líneas Receptoras tendrán un ancho de 2 m, con longitud de 7.92 km de largo.

El empleo del cargador frontal se utilizará solamente cuando exista alguna obstrucción (piedras de gran tamaño) para el buen funcionamiento de la desvaradora.

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/cm^3
- ✓ 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.13 se muestra el diagrama del proceso de perforación.

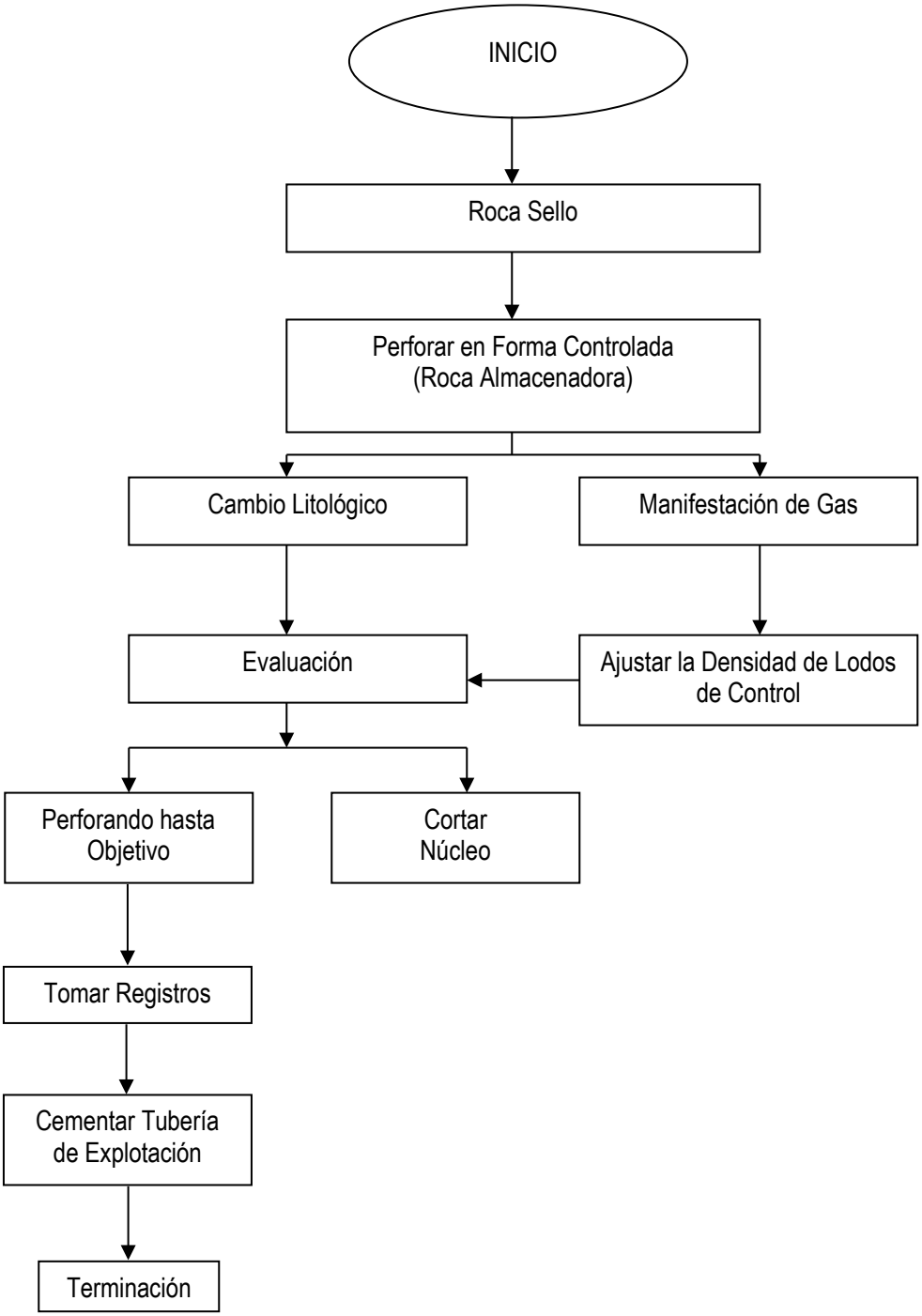


Figura I.13.- Diagrama de flujo del proceso de Perforación.

Se estará perforando hasta los 150 m con sarta lisa y barrena de 26" asentando TR conductor de 20" como requerimiento para cubrir los mantos acuíferos y permitir la instalación de la primera sección del cabezal, desviador de flujo y conexiones superficiales de control para afrontar cualquier posible descontrol que llegase a presentarse en la siguiente etapa de perforación.

La segunda etapa de perforación será vertical con sarta empacada y barrena de 17 1/2", perforará el intervalo 150 – 1000 mV, cubriendo con revestidor superficial de 13 3/8" a la profundidad de 1000 mV. La densidad con la que se perforará inicia con 1.15 gr/c.c. y se incrementará gradualmente a 1.30 gr/c.c. Además, se realizará la instalación de los preventores y conexiones superficiales de control para afrontar cualquier posible descontrol que llegase a presentarse durante la perforación.

La tercera etapa de perforación será vertical con sarta empacada y con barrena de 12 1/4", perforará el intervalo 1000 – 2,300 mV, cubriendo con revestidor de 9 5/8" a la profundidad de 2,300 mV. La densidad con la que se perforara inicia con 1.30 gr/c.c. y se incrementará gradualmente a 1.35 gr/c.c.

La cuarta etapa de perforación será vertical con barrena de 8 ½", perforará el intervalo 2,300 – 3,000 mD cubriendo con liner de 7" a la profundidad de 3,000 mD. La densidad con la que se perforara inicia con 1.40 gr/c.c. y se incrementará gradualmente a 1.60 gr/c.c.

La quinta etapa de perforación será vertical con barrena de 6 1/8", perforará el intervalo 3,000 – 4,000 mD abarcando las zona de producción hasta alcanzar la profundidad total. Se introducirá y cementará tubería de producción 3 ½" completando el pozo con una terminación tipo "Tubing less". La densidad inicial con la que se perforará es de 1.70 gr/c.c. incrementando gradualmente, finalizando etapa con 1.85 gr/c.c.

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.48 y I.49.

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.48.- 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.49.- Materiales utilizados para la preparación de fluidos de perforación base aceite.

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 m^3.

La cantidad de diesel utilizada en el sistema circulante del lodo de perforación (emulsión inversa), es aproximadamente de 98 m^3; se utilizan aproximadamente 4 m^3 de diesel diarios. La cantidad máxima de almacenamiento de esta sustancia es de 25 m^3, 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

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 m^3 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 m^3. 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 m^3. La cantidad de almacenamiento dependerá de las condiciones que se presenten durante la etapa de perforación, pero en general es de 25 m^3. 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 m^3, 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 m^3, 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.50.- Fluidos de perforación.

Intervalo	Densidad (gr/cc)	Tipo de lodo
0-150	1.10 – 1.15	Base agua
150-1000	1.15 – 1.30	Base aceite
1000 -2300	1.20 a 1.35	Base aceite
2300 - 3000	1.40 – 1.60	Base aceite
3000 - 4000	1.70 – 1.85	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.51 se presentan los sitios de interés cercanos de cada instalación, cabe señalar que Pozos Exploratorios (Aquiles 101 y 201) del Área Contractual BG-04, 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-04.

Para accesar a la localización del Pozo Aquiles 201 en el Área Contractual BG-04, que se ubica en el municipio de Méndez y Reynosa Tamaulipas, es necesario tomar la carretera Reynosa-San Fernando No. 97, así mismo, en el kilómetro 65 girar al oeste para continuar 2.3 kilómetros hasta llegar al acceso del rancho El Barril, una vez entrando se recorren 3.5 kilómetros hacia el suroeste hasta llegar al camino de acceso de la localización de los pozos Aquiles 101 y 201.

Tabla I.51.- Colindancias, usos de suelo y sitios de interés entorno a los pozos exploratorios del Área Contractual BG-04.

Coordenadas de ubicación de la instalación. (Información Reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.

Coordenadas de ubicación de la instalación. (Información Reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.

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.

Con relación al aspecto climático, el Área Contractual está incluida en la Región Climática Noreste (Vidal, 2005), que comprende de la vertiente este de la Sierra Madre Oriental que se encuentra al norte del paralelo 23°N, y la llanura costera del Golfo de México, adyacente; se extiende de noroeste a sureste, en su mayor parte al norte del Trópico de Cáncer. El Área se encuentra en la porción norte de esta Región.

Esta Área se encuentra bajo la influencia de una franja de alta presión, subsidiaria de la celda subtropical Bermuda-Azores, en la que domina el descenso de aire que ocasiona calentamiento por compresión y escasa precipitación. En la porción norte de la Región Climática Noreste, los vientos dominantes durante la estación caliente del año son los vientos alisios del hemisferio norte, que soplan del paralelo 30² N hacia el ecuador desviados al suroeste, que no llevan mucha humedad por haber atravesado sólo una pequeña porción del Golfo de México o por venir del continente. A fines del verano y parte del otoño, los ciclones que se forman en el Mar Caribe y Golfo de México, suelen invadir el sur de la Región Climática Noreste produciendo lluvias, pero al encontrarse con la Sierra de Tamaulipas se desvían hacia el noreste; sin embargo, introducen humedad en toda la Región. En el invierno las masas de aire polar continental procedentes de los Estados Unidos y Canadá, producen sólo un leve incremento en la precipitación de los meses fríos (Vidal, 2005).

Las fuentes de información para la caracterización climática y meteorológica para el Área contractual son las siguientes: de la base de datos Normales Climatológicas de la estación González Villarreal (00028048), ubicada en el municipio de San Fernando, Tamaulipas (a 13 km del Área Contractual), de la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA), se obtuvieron las variables de: temperatura máxima, mínima, media, precipitación, niebla, tormentas eléctricas y granizo. Para la humedad relativa, evaporación potencial y dirección y velocidad del viento, se utilizaron datos de la estación agroclimática Martín Rocha, ubicada en el municipio de Reynosa, Tamaulipas (a 3.6 km del Área Contractual), 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 I.52.- Localización geográfica de las estaciones climatológica y agroclimática.

UTM, WGS84, 14 R		
Estación	**X**	**Y**
Estación Climatológica González Villarreal, 00028048, CONAGUA)	602724.98 m E	2805867.54 m N
Estación Agroclimática Martín Rocha (INIFAP)	582740.95 m E	2821185.15 m N

Clima

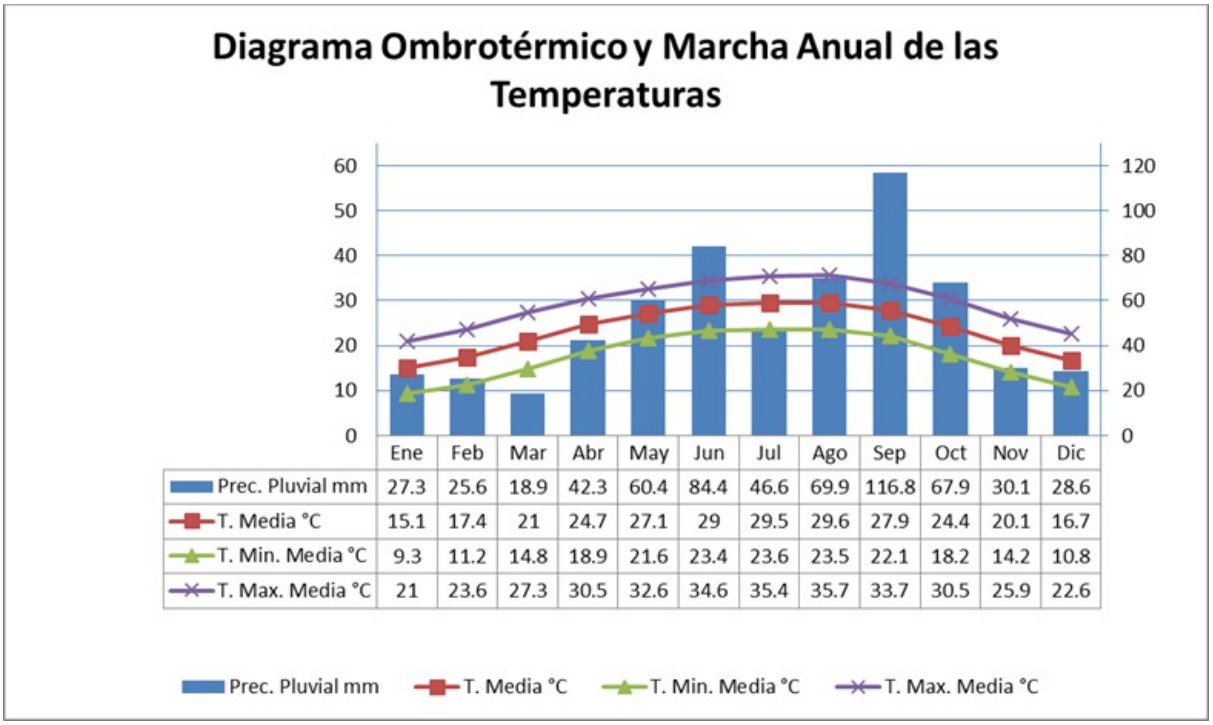
En el Área Contractual se presenta sólo un tipo de clima: **BS1 (h')(x´)**, Semiárido, cálido, temperatura media anual mayor de 22 °C, temperatura del mes más frío mayor de 18 °C. Lluvia escasa todo el año.

Temperatura y precipitación

La temperatura media anual es de 23.5°C, la máxima promedio de 29.5°C, y la mínima promedio de 17.6°C. La temperatura máxima absoluta registrada en la estación fue de 43°C y se registró el 21 de junio de 1998. La precipitación media anual es de 618.8 mm, el mes más húmedo es septiembre con 116.8 mm y el más seco es marzo con 18.9 mm.

En la Gráfica I.1, se presenta el diagrama ombrotérmico y la marcha anual de las temperaturas máxima, mínima y media mensuales en la estación Francisco González Villarreal; se observa que en las temperaturas máxima y promedio los valores más altos se registran en agosto, mientras que en el caso de la temperatura mínima el valor más alto corresponde al mes de julio, en general los meses más calientes son junio, julio y agosto, mientras que los más fríos son enero, febrero y diciembre. La temperatura más alta coincide con la sequía intraestival o canícula. En el diagrama ombrotérmico se observa que las estaciones húmeda y seca

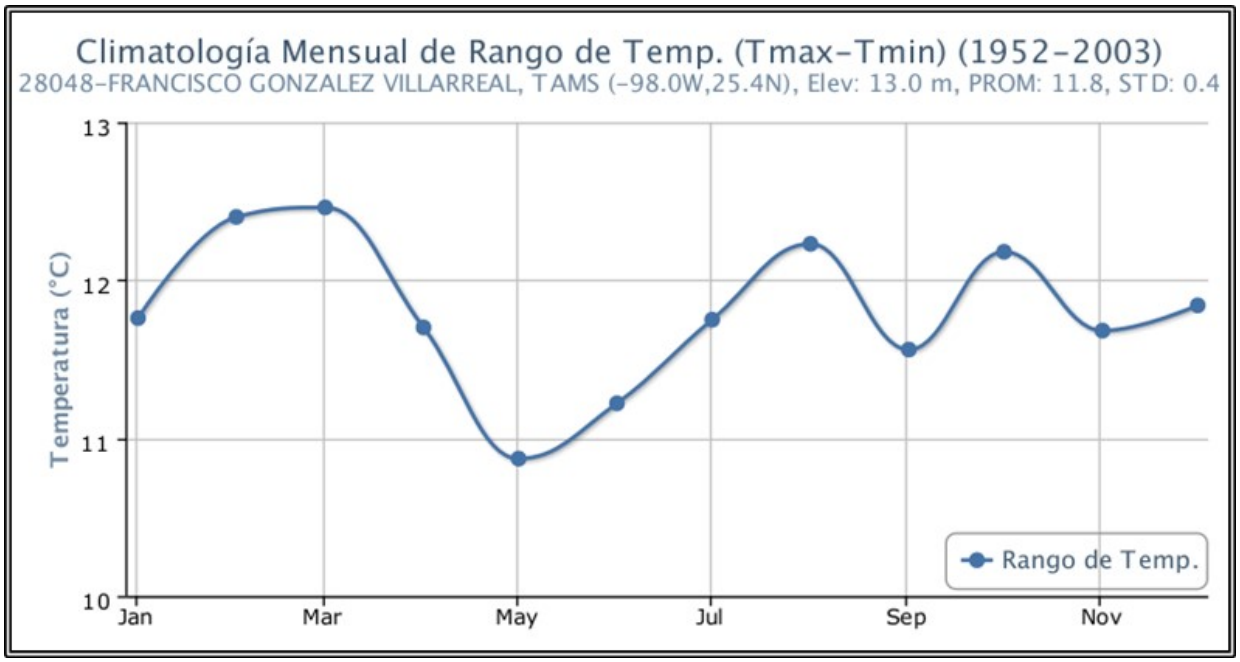
duran 5 y 7 meses respectivamente. La primera comprende los meses de mayo, junio, agosto, septiembre y octubre, mientras que la segunda abarca los meses de enero, febrero, marzo, abril, julio, octubre, noviembre y diciembre. Lo anterior de acuerdo con el índice de Gaussen, que indica que hay estación seca cuando el doble de las temperaturas es mayor o igual a las precipitaciones en un mes, por ello en los ejes colocamos la escala de las temperaturas al doble de las precipitaciones.



	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Prec. Pluvial mm	27.3	25.6	18.9	42.3	60.4	84.4	46.6	69.9	116.8	67.9	30.1	28.6
T. Media °C	15.1	17.4	21	24.7	27.1	29	29.5	29.6	27.9	24.4	20.1	16.7
T. Min. Media °C	9.3	11.2	14.8	18.9	21.6	23.4	23.6	23.5	22.1	18.2	14.2	10.8
T. Max. Media °C	21	23.6	27.3	30.5	32.6	34.6	35.4	35.7	33.7	30.5	25.9	22.6

Gráfica I.1.- Diagrama ombrotérmico y marcha anual de las temperaturas de la estación climatológica Francisco González Villarreal.

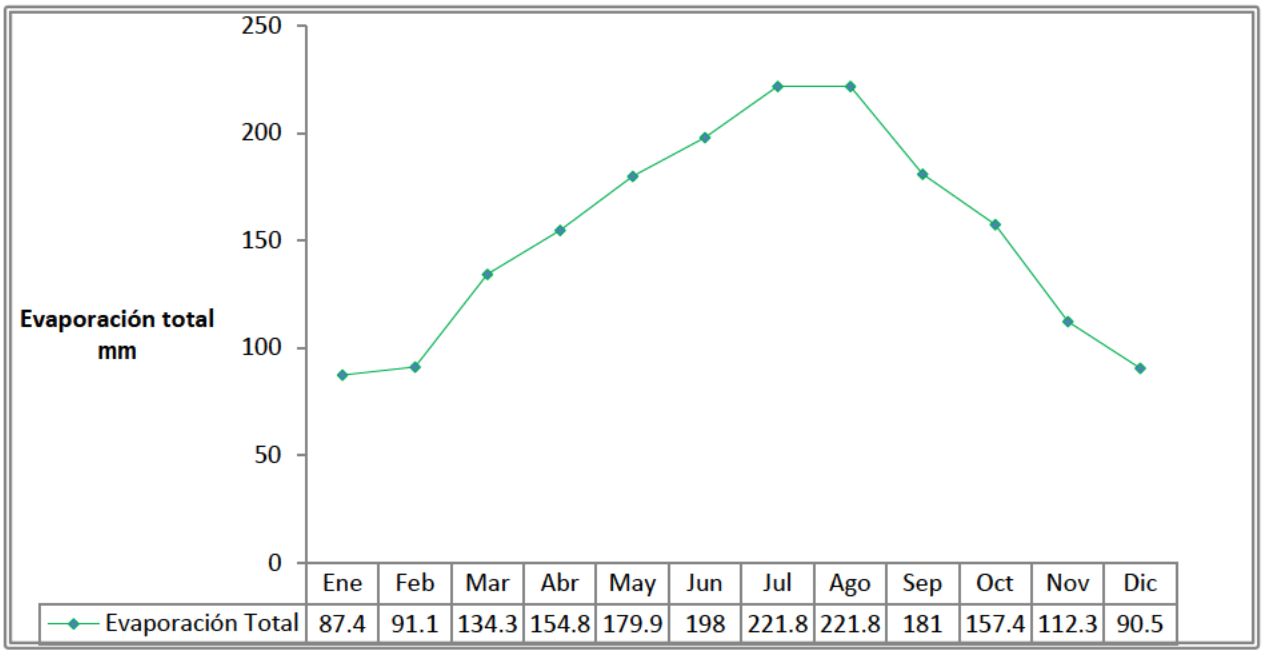
En la Gráfica I.2, e presenta el rango entre las temperaturas máxima y mínima en la estación climatológica Francisco González Villarreal; ahí se observa que la mayor diferencia se registra en el mes de marzo y la menor en el mes de mayo.



Gráfica I.2.- Rango de temperaturas en la estación climatológica Francisco González Villarreal.

Evaporación

La evaporación nos indica el poder de la atmósfera para evaporar el agua en un sitio definido; en la Gráfica I.3 climatológica Francisco González Villarreal, el mes con la mayor evaporación son julio y agosto, con 221.8 mm y el mes con la menor evaporación es enero con 87.4. Como puede observarse, la atmósfera tiene la capacidad para evaporar más de dos veces la precipitación pluvial de la zona.

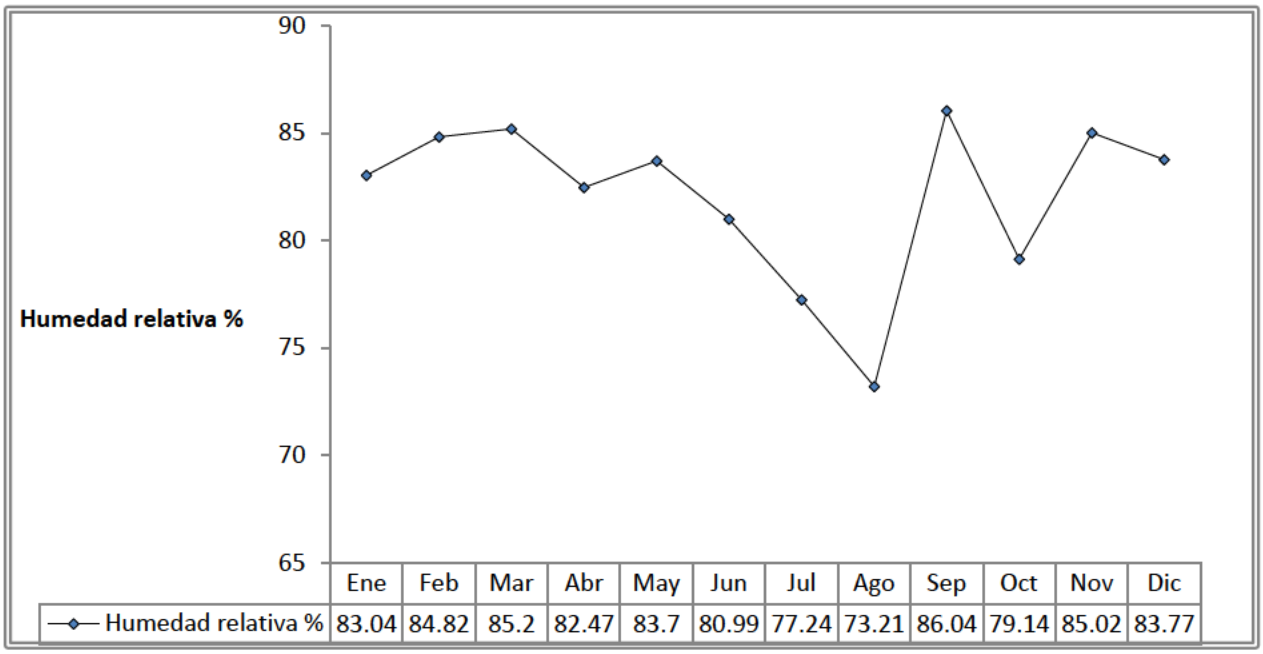


Gráfica I.3.- Evaporación promedio mensual en la estación climatológica Francisco González Villarreal.

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 en la estación agroclimática Martín Rocha.



Gráfica I.4.- Humedad relativa en la estación agroclimática Martín Rocha.

Dirección y velocidad del viento

En la Tabla I.53 se presentan los parámetros del viento medidos en la estación agroclimática Martín Rocha, del INIFAP. Se incluyen datos de los años 2014 y 2015. Ahí se observa que en 9 de los 24 meses la dirección promedio del viento fue noroeste; así la dirección promedio del viento registró un promedio de 282.29 grados azimut para los dos años analizados, que corresponde precisamente con la dirección noroeste. La velocidad promedio del viento es de 5.77 km/h para el mismo período.

Tabla I.53.- Dirección (frecuencia) y velocidad del viento.

PARÁMETRO	ÑO	DIRECCIÓN (FRECUENCIA)								
		SSE	SSO	O	NO	NNO	ONO	S	SO	N
FREC. %	2014	8.34	8.33	25.00	33.33	16.67	8.33	-----	-----	-----
	2015	-----	8.33	16.67	16.66	16.66	16.67	8.34	8.33	8.34
VEL. Km/h	2014	6.42	8.86	5.81	5.65	8.51	6.1	-----	-----	-----
	2015	-----	3.92	4.19	4.24	6.36	5.10	3.03	5.81	7.62

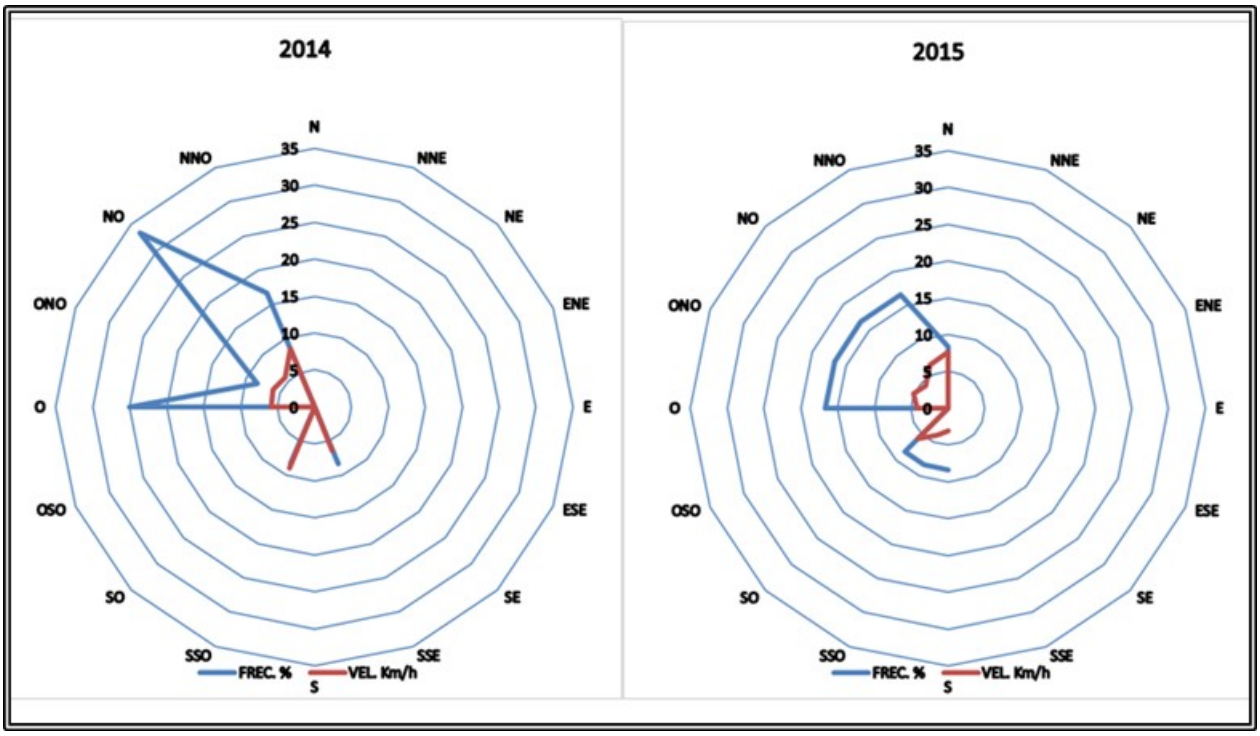


Figura I.14.- Dirección (frecuencia) y velocidad del viento.

Geología

El Área Contractual BG-04 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 (Eguiluz, 2011) (Figura I.15).

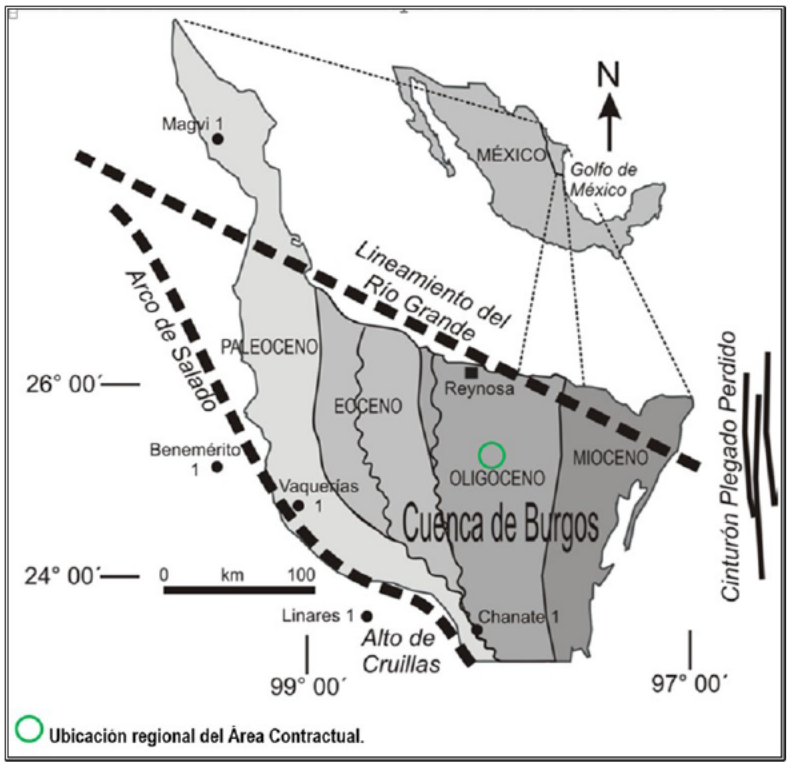


Figura I.15.- Cuenca de Burgos.

En la zona del proyecto afloran principalmente Asociaciones lutita-arenisca (lu-ar) del Eoceno (Te) y en menor proporción Material aluvial (al) del Cuaternario (Q).

En la Tabla I.54 se muestran las unidades litológicas de los Pozos Exploratorios del Área contractual BG-04. 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.54.- Unidad litológica de los Pozos Exploratorios del Área contractual BG-04.

No.	Pozos	Clave	Material
1	Aquiles-101	Q (al)	Aluvial Cuaternario
2	Aquiles-201	Q (al)	Aluvial Cuaternario

A continuación se hace una breve descripción de las principales características de la unidad litológica que aflora en el área de los Pozos Exploratorios del Área contractual BG-04.

Material aluvial (al) del Cuaternario (Q)

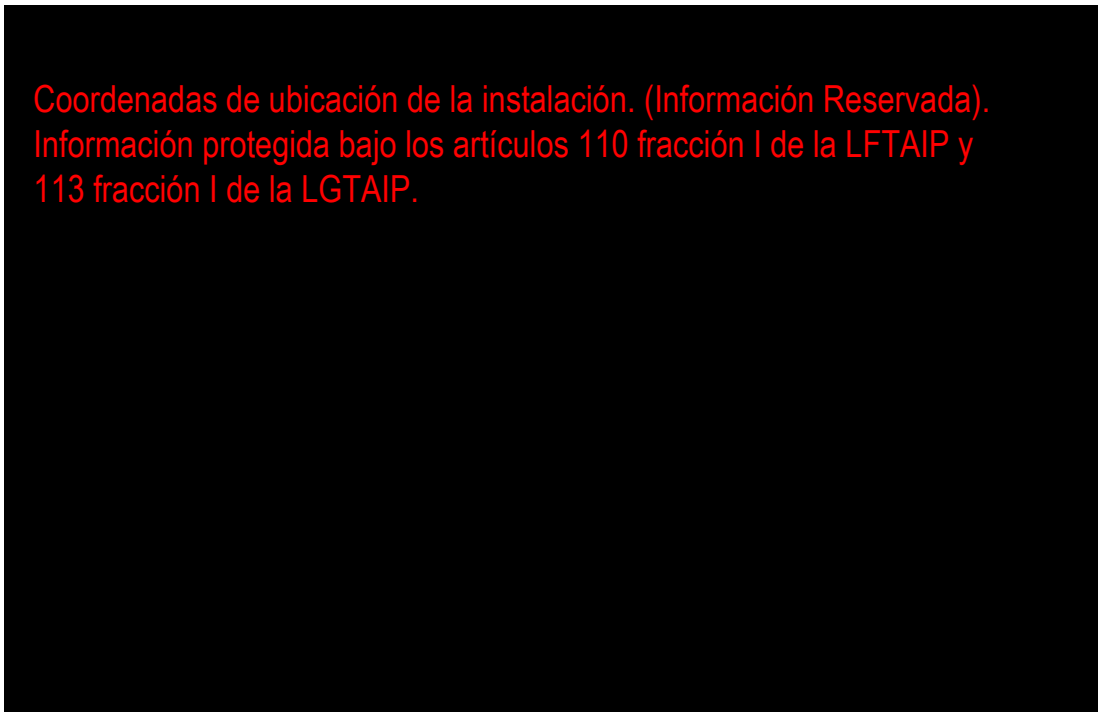
Existen dos tipos de aluviones, los derivados de las rocas del Eoceno y los que se derivan del Cretácico Superior y parte del Paleoceno. Los primeros son de tipo arcillo-arenoso con algunos fragmentos de roca y escasa materia orgánica. Los segundos son depósitos arcillo-limosos, también con escasa materia orgánica y algunos fragmentos de roca.

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, en donde el Área Contractual 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,* con una *energía o amplitud del relieve predominante de menos de 10 m/km².* Por otro lado, Lugo-Hubp, J., F. Aceves-Quezada, *et al*. (1992), las formas terrestres en el área contractual están clasificadas como *Lomerío.* El INEGI, en el Mapa Digital presenta el Sistema de Topoformas, en donde las formas que dominan el área contractual en términos de superficie son los *Lomeríos*, sólo una reducida superficie en la porción nornoroeste del Área está clasificada como *Sierra*.

Como se estipuló antes, la subprovincia fisiográfica *Llanuras de Coahuila y Nuevo León* presenta una alternancia de llanuras y lomeríos, el área contractual se encuentra en su totalidad en lomeríos; que son progresivamente más agrestes conforme se avanza al oeste. Al interior del área contractual, los dos sitios de mayor altitud son las lomas La Herradura, con 314 msnm, y El Diablo, con 245 msnm. En el límite este, hacia la llanura, se localiza la menor altitud, 117 msnm.

En las Figuras I.16 – I.21 se presentan los perfiles de elevación de 6 transectos; 3 Este-Oeste y 3 Norte-Sur al interior del Área Contractual.

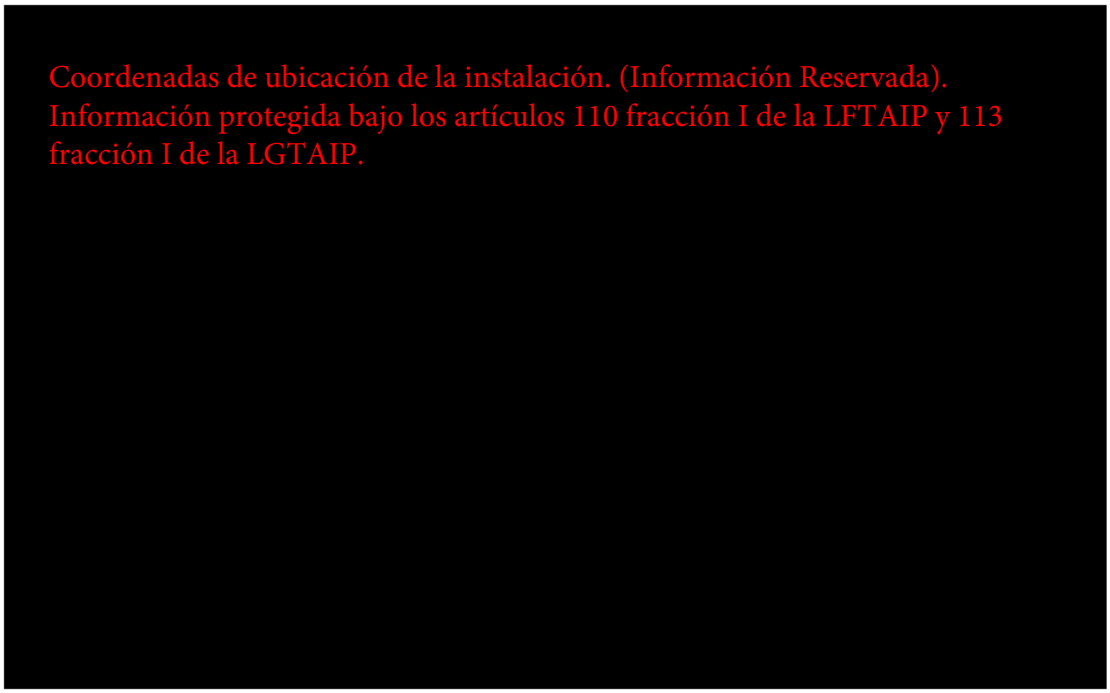


Coordenadas de ubicación de la instalación. (Información Reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.

Coordenadas de ubicación de la instalación. (Información Reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.

Coordenadas de ubicación de la instalación. (Información Reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.

Coordenadas de ubicación de la instalación. (Información Reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.



Edafología

La carta edafológica del INEGI nos indica que para el Primer Nivel de Clasificación de la WRB se encuentran en el área los siguientes Grupos de Suelos de Referencia (GSR), que en orden de importancia por la proporción del área contractual que representan son: Chernozems, Kastañozems, Vertisoles.

Las unidades de suelo en la ubicación de los Pozos exploratorios del Área contractual BG-04, se listan en la Tabla I.55.

Tabla I.55.- Unidad de suelos de los Pozos Exploratorios del Área contractual BG-04.

No.	Pozos	Unidad de suelos	Descripción
1	Aquiles 101	VRsowcc/3	Vertisol hiposódico cálcico textura fina
2	Aquiles 201	VRsowcc/3	Vertisol hiposódico cálcico textura fina

Características principales de los suelos

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

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.

Hiposódico (sow): La saturación de sodio es del 6% o superior en algún subhorizonte de más de 20 cm situado en el primer metro de 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.56.- 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
								Análisis de Frecuencia				Análisis de Consecuencias			
	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	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 nstalación	
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 descontroles 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 Nationale 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. APPEL. 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.57, 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.57.- 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.58.- Accidentes e Incidentes en Perforación de Pozos Terrestres.

No.	Año	Ciudad y/o Pais	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.
	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.59 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.59.- 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				Fec ha	
No.	Lista de Verificación	Resp (Si/No)	Desvia-ciones	Controles Administrativos	F	Consecuencias				Recomen-daciones	Responsable	Aceptación del Riesgo				M R
						Pe	Po	A M	Pr/l ns			Pe	Po	Am	Pr/ln s	
1																
2																
3																
4																
5																
6																

Durante el Análisis de Riesgos Cualitativo y Cuantitativo

Para realizar el Análisis de Riesgos Cualitativo, se seleccionó la metodología "Que pasa si" (What If). El formato establecido para la metodología What If, es el indicado en la Guía de referencia para elaboración de ARP.

Tabla I.60, Formato "What If' para utilizar en los Análisis de Riesgos de Proceso realizados para los Proyectos de Inversión Procesos/Instalaciones de PEP para la Identificación de los Equipos Críticos de los pozos, líneas de descargas y módulos de recolección.

Tabla I.60.- Formato "What If'.

Nombre del Estudio:	(1)										Rev.	(2)	Hoja (3) de			
Organismo / Centro de Trabajo / Planta o área de Trabajo:	(4)															
Sistema / Subsistema / Nodo:	(5)					Equipo Multidisciplinario:	(6)				Fecha:	(7)				
Situación / Condiciones de Diseño (Del Nodo a Analizar):	(8)										Referencia documental:	(9)				
No	¿Qué pasa si ..?	Desviación	Causa (s)	Consecuencias	Salvaguardas / Barreras	r	Consecuencias Pe	Po	Am	Pr/In	Recomendaciones / Acciones	Responsable	Aceptación del Riesgo Pe	Po	Am	Pr/In	nm
(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)
						-	-	-	-	-			-	-	-	-	-
						-	-	-	-	-			-	-	-	-	-
						-	-	-	-	-			-	-	-	-	-
						-	-	-	-	-			-	-	-	-	-
						-	-	-	-	-			-	-	-	-	-
						-	-	-	-	-			-	-	-	-	-
						-	-	-	-	-			-	-	-	-	-

Ver apartado I.9 inciso f, hojas de trabajo What If? aplicado.

Para el desarrollo del Análisis de Riesgo Cuantitativo, se seleccionaron las metodologías siguientes, de acuerdo al Objetivo y Alcance del Análisis de Riesgo:

- Análisis del Árbol de Fallas (FTA).
- Análisis de Consecuencias de fuego, explosión y toxicidad, utilizando el Software Process Hazard Analysis Software Tool (PHAST).

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 si? 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 si? 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 si?". 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

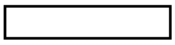
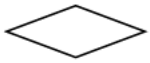
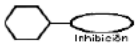
Es necesario un entendimiento de la información sobre las causas y consecuencias de un riego, y las barreras y controles que pueden prevenirlo, mitigarlo o estimularlo.

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.61.

Tabla I.61.- Representación lógica.

SIMBOLO	APLICACIÓN
	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:

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

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 (iIt) 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.

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

Importancia Crítica

El índice de importancia crítica ICR (iIt) 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.

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

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

<u>Medida de la Mejora Potencial</u>

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

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

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 Practico, 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.62) y la categoría de severidad de las consecuencias (C) sobre él personal, la población, el medio ambiente y el negocio (Tabla I.63). Esas matrices están divididas en regiones que representan los riesgos tolerables, en región ALARP y los no tolerables (Figura I.22).

Tabla I.62.- 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 ($\geq 1x10^{0}$)
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 ($\geq 2x10^{-1}$ a $<1x10^{0}$)
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 ($\geq 1x10^{-1}$ a $<2x10^{-1}$)
F 3	Raro	Puede ocurrir una o más veces en un periodo mayor a 10 años.	≥0.01 a <0.1 ($\geq 1x10^{-2}$ a $<1x10^{-1}$)
F 2	Muy raro	Puede ocurrir solamente una vez en la vida útil de la Instalación.	≥0.001 a <0.01 ($\geq 1x10^{-3}$ a $<1x10^{-2}$)
F 1	Extremadamente raro	Es posible que ocurra, pero que a la fecha no existe ningún registro.	≥0.0001 a <0.001 ($\geq 1x10^{-4}$ a $<1x10^{-3}$)

Tabla I.63.- 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 generan 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.

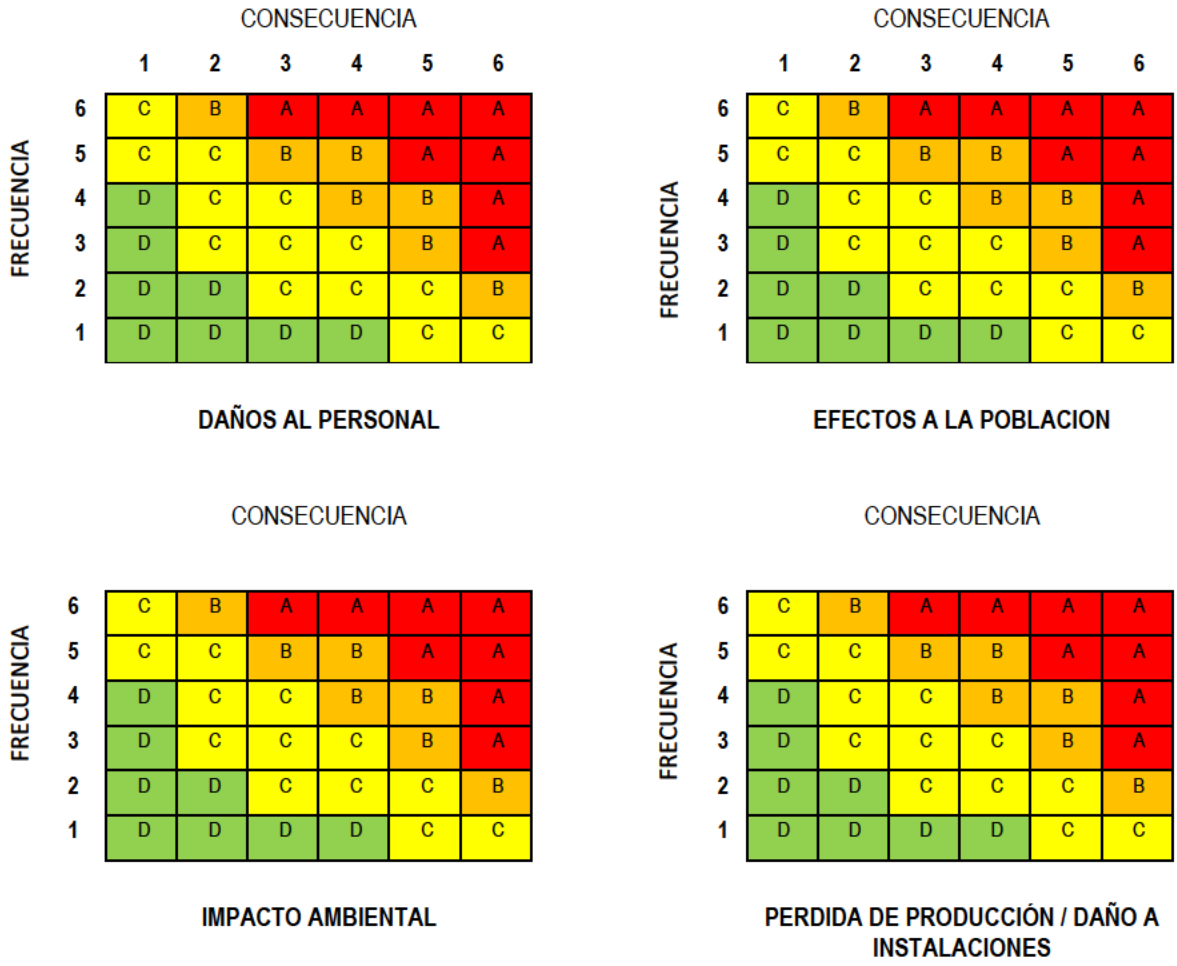


Figura I.22.- Matrices de Riesgos.

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:

$$MR = F \times Cpe + F \times Cpo + F \times Cma + F \times Cpr$$

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.

FRECUENCIA	CONSECUENCIA 1	2	3	4	5	6
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.23.- 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 debe 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 hecha 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.64.- Escenarios por tipo de riesgo Inherente.

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

Tabla I.65.- 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.66, I.67 y I.68.

Tabla I.66.- 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.67.- 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.68.- 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 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.

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.69, se presentan los resultados.

Tabla I.69.- 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	Alterno	≥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.70 y se presentan en el Apartado I.9.3 inciso h.

Tabla I.70.- 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 resultados eventos probables durante los trabajos de perforación de los pozos resultaran como eventos probables de la aplicación de la metodología What if?.

Tabla I.71.- 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.72 y apartado I.9.3 inciso c:

Tabla I.72.- 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.73.

Tabla I.73.- 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.74.

Tabla I.74.- Estabilidad de Pasquill

	Radiación Solar durante el día		Condiciones en la noche		A cualquier hora	
Velocidad del viento en la superficie, (m/s)	**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 entrampado entre las válvulas de seccionamiento que aíslan la fuga, se calcula con la fórmula 1.

Inventarlo final para escenarios de riesgo de fuga

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

donde:

IF = Inventario de fuga (kg).

F= Flujo másico (kg/seg).

m

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".

$$DEF = \sqrt{\frac{4A}{\pi}} \quad \text{.....fórmula 2}$$

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 externar 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 externar 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 liquido/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 toxico no sea detectada y controlada a tiempo, se corre el riesgo de la formación de una nube de gas toxico 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.75 se describen los efectos de los valores de intensidad de Radiación Térmica.

Tabla I.75.- Efectos generados a diferentes intensidades de Radiación Térmica.

Valor umbral					Descripción
kW/m^2	MW/m^2	W/m^2	BTU/pie^2h	BTU/pie^2s	
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 etalidad

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

Tabla I.76.- Vulnerabilidad de Materiales a la radiación.

Radiación (kW/m²)	Material	Radiación (kW/m²)	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.77, se indican los efectos producidos a personas y objetos durante el evento denominado "Flash Fire".

Tabla I.77.- 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.	• 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. • La probabilidad de muerte es muy elevada. Aproximadamente morirá • 14.0 % de la población sometida a esta radiación con un 20.0% como mínimo de quemaduras importantes. • 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 esta superficie que comprendería la cabeza 7.0 %; manos 5.0 % y los brazos 8.0 %). • 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.

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

La Tabla I.78, 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.78.- 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.79.- 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.80.

Tabla I.80.- 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 Alterno
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 alterno 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.81.

Tabla I.81.- 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.82.- 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 Alterno (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, arrojan 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, fogonazo 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, arrojan 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, fogonazo 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, arrojan 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, fogonazo y explosión.
- ✓ En la etapa de perforación cementada la última tubería CASING.

Tabla I.83.- Identificación de las zonas de seguridad.

CLAVE	NOMBRE	CLASE	ZONAS INTERMEDIAS DE SALVAGUARDA (M)							
			TOXICIDAD		RADIACIÓN TÉRMICA			SOBREPRESIÓN		
			ALTO RIESGO	AMORT	RIESGO	AMORT.		RIESGO	AMORT.	
			IDLH	TLV_8 O TLV_{15}	5 KW/M^2	1.4 KW/M^2	37.5 KW/M^2	1 PSI	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.84.- 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.	**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.	**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.84

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.	**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			Rev.	0	hoja		de	1
Área Contractual BG-04	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, 2.6.1 , 2.06.01, 2.6.2 , 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

Análisis de Riesgo Perforación de Pozos			Rev.	0	hoja		de	1
Área Contractual BG-04	Equipo Multidisciplinario		CUVAE		Fecha	13-02-2019		
Recomendación	Elementos SASISOPA	Escenario de Riesgo (s)	TIPO DE RIESGO	MR				
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 sartas 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 ACTIVIDADES, ARRANQUES Y CAMBIOS -18 INFORMES DE DESEMPEÑO	5.01.01, 5.01.02, 5.01.03	C	15				
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. INTEGRID AD 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		Rev.	0	hoja		de	1
Área Contractual BG-04	Equipo Multidisciplinario	CUVAE		Fecha	13-02-2019		

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 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.

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 enlistas las siguientes las 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 sartas 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 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.

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	CENTRO UNIVERTARIO DE VINCULACION Y ACTIVIDAD EMPRESARIAL, S.A. DE C.V.		Registro		
Nombre de la persona responsable	Lic. Dionicio Rodríguez Cabrera		Cargo	Coordinador	
DATOS GENERALES DE LA EMPRESA					
No. de Registro INE			R.F.C.	SMB031107342	
Nombre	Iberoamericana de Hidrocarburos CQ Exploración & Producción de México S.A. de C.V.				
Nombre del Proyecto	AREA CONTRACTUAL BG-04				
Objeto de la Instalación o Proyecto	BG-04				
UBICACIÓN DE LAS INSTALACIONES					
Calle y Número			Colonia/Localidad		
Municipio/Delegación			Estado	Nuevo León	
Codigo Postal					
DOMICILIO PARA OIR O RECIBIR NOTIFICACIONES					
Calle y Número	Edificio Torres Martel - Prolongación Los Soles # 200 Torre III Poniente, Oficina 401, Nivel 4,		Colonia/Localidad	Valle Oriente, Sec. Loma Larga	
Municipio/Delegación	San Pedro Garza García		Estado	Nuevo Leon	
Codigo Postal	66266				
Teléfonos		Fax		Correo electronico	ecruz@ihsacq.mx
Nombre del representante de la empresa	Lic. David Martínez Verano				
Cargo	Representante Legal				

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

X	Agrícola	X	Rural		Habitacional		Industrial
	Comercial		Mixto				

LA EMPRESA SE ENCUENTRA UBICADA EN UNA ZONA CON LAS SIGUIENTES CARACTERÍSTICAS

	Zona industrial		Zona habitacional		Zona suburbana
	Parque industral		Zona urbana	X	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 TRANPORTARAN 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/m²	5 KW/m²	
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 (ACG H), 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-D33 Tamaulipas INEGI (2009)
- Cartas de uso de suelo y vegetación para la zona y se deicidio 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 Cromatógrafico 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 oxigeno 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);

En la Tabla siguiente se presentan las coordenadas de los sitios propuestos en la Metodología y los realizados. En la Figura I.24 se encuentran representados.

Coordenadas de ubicación de la instalación. (Información Reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.

Resultados

En la Tabla siguiente 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 diferente al del encabezado de la tabla.

Son aguas que en forma estricta no son aptas para consumo humano tal cual salen del pozo, se encuentran muy mineralizadas, con valores de sólidos disueltos totales que en el 50% van de 6770 a 9948 mg/l; el 33.33% cumplen con la norma. En todos los casos los niveles de sodio rebasan los LMP, con niveles de 229 a 1810 mg/l. En el 50% de los casos se rebasó el LMP de sulfatos, se registraron valores de 576 y 596 mg/l. En el aspecto físico sólo una muestra rebasó los parámetros de turbiedad y color.

En una muestra, 16.66% de los casos, el nivel de Bario alcanzó los 4.5 mg/l, cuando el NMP es de 0.7.

Tabla I.86.- Resultados de laboratorio.

Resultados de laboratorio (secreto industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 tercer párrafo de la LGTAIP.

Resultados de laboratorio (secreto industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 tercer párrafo de la LGTAIP.

Continuación Tabla I.86

Resultados de laboratorio (secreto industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 tercer párrafo de la LGTAIP.

Suelo

La superficie de esta Área Contractual es de aproximadamente 200 km², por lo que se describieron 4 perfiles de suelo, localizados en las coordenadas que se presentan en la Tabla siguiente y representados en la siguiente Figura.

Tabla I.87.- Puntos de muestreo de suelo.

Coordenadas de análisis de campo (secreto industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 tercer párrafo de la LGTAIP.

Se realizó un levantamiento exploratorio a través del cual se verificaron los tipos de suelo que el INEGI ha determinado para el Área Contractual, se encontró que las características del perfil, del paisaje superficial, así como los valores obtenidos en las pruebas de laboratorio concuerdan con las unidades de mapa en la carta edafológica.

La clasificación de suelos se basa en propiedades del suelo definidas en términos de horizontes, propiedades y materiales de diagnóstico, estas características son inherentes a los procesos edafogenéticos, los cuales se desarrollan a ritmo lento (de ahí el carácter de recurso no renovable del suelo), así, en nuestra escala del tiempo no es común observar el cambio de uno a otro tipo de suelo.

En el transcurso de un determinado período de tiempo los parámetros diagnósticos permanecen, sin embargo, los parámetros indicadores de degradación de este recurso sí pueden cambiar a ritmo que puede ser monitoreados; así, la determinación cuantitativa, bajo métodos estandarizados, de ciertos parámetros indicadores de la degradación de los suelos puede representar una línea base o referencia de la cual se puede partir para valorar los futuros cambios.

En el 100% de los casos los suelos resultaron con alcalinidad mediana, valores de pH entre 7.8 y 7.94, con un promedio de 7.89; en cuanto a materia orgánica, el 75% presenta contenido medio y el 25% bajo, con valores que van de 0.92 a 2.32% y promedio de 1.82%; en el 100% de los casos los efectos de la salinidad son insignificantes, con valores de 0.48 a 0.98 y promedio de 0.66 dS/m de conductividad eléctrica; el 50% corresponden a la clase textural Franca; el 25% Franca-arcillosa y 25% Arcilla; el 50% registró densidad aparente de 1.28 a 1.38 g/cm³, con promedio de 1.35, de modo que la porosidad entre el 47.93 y 51.69% adecuada para el desarrollo vegetal; reserva nutrimental de media a alta, con valores de CIC de 25 a 30 Meq/100g; los valores de sodio intercambiable se encuentran son normales, con valores entre 4.70 y 10 Meq/100g. En la Tabla siguiente se presentan los valores de los parámetros analizados en laboratorio, los cuales son indicadores de la degradación física, química, biológica, salinización-sodicación del suelo (FAO, 1980); que son complementados con las estimaciones de erosión hídrica y eólica realizadas en el apartado correspondiente.

Tabla I.88.- Parámetros determinados en laboratorio.

Resultados de laboratorio (secreto industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 tercer párrafo de la LGTAIP.

i. **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-04.En el Área Contractual se presenta sólo un tipo de clima: **BS1 (h')(x´)**, Semiárido, cálido, temperatura media anual mayor de 22 °C, temperatura del mes más frío mayor de 18 °C. Lluvia escasa todo el año. La temperatura media anual es de 23.5°C, la máxima promedio de 29.5°C, y la mínima promedio de 17.6°C. La temperatura máxima absoluta registrada en la estación fue de 43°C y se registró el 21 de junio de 1998. La precipitación media anual es de 618.8 mm, el mes más húmedo es septiembre con 116.8 mm y el más seco es marzo con 18.9 mm.

ii. Población potencialmente expuesta;

Dentro del Área contractual BG-04, no se ubicaron localidad alguna en un radio de 500 metros. Las localidades más cercanas a los pozos, se presentan en la tabla siguiente

Tabla I.89.- Asentamientos humanos

No	Pozos	Descripción	Distancia respecto al Pozo
1	Aquiles 101	Localidad Rural El Paraiso, La Noria	4.58 km al E, 5.14 km al SE
2	Aquiles 201	Localidad Rural El Paraiso, La Noria	5.18 km al O, 6.57 km al SE

iii. Biota potencialmente expuesta;

Fauna

Resultados

Identificación del Daño Ambiental

La fauna silvestre registrada dentro del Área Contractual BG-04 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-04, 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-04, 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-04 se han registrado las siguientes especies de vertebrados terrestres que se encuentran en dentro de algún grado de extinción: Gavilán de Cooper *(Accipiter cooperii* – Pr), Aguililla coliblanca *(Geranoaetus albicaudatus* - Pr*)*, Víbora de Cascabel *(Crotalus atrox* - Pr*),* Galápago Tamaulipeco *(Gopherus berlandieri* – A*).* y Rana Leopardo *(Lithobates berlandieri* – Pr).

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-04 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. En este nuevo escenario el paisaje en la zona está dominado por áreas destinadas a cultivo de sorgo, 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), 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 se puede constatar que en el Área Contractual BG-04 la diversidad de especies de fauna silvestre es baja, ya que durante los trabajos de campo solo se detectaron 65 especies de vertebrados terrestres, de los cuales 1 especie de anfibio, 7 especies de reptiles, 42 especies de aves y 15 especies de mamíferos. La presencia de un mayor número de especies de aves es comprensible por dos razones principales, la primera es que las aves son más reconocidas 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

Dentro del polígono que conforma el Área Contractual BG-04, es posible encontrar cuatro tipos de vegetación (Figura I.25), siendo el denominado Información Agrícola, Pecuaria y Forestal (IAPF) el de mayor cobertura, seguido del Matorral Espinoso Tamaulipeco (MET), Pastizal Inducido (PI) La cobertura del Mezquital Desértico (MKX); se limita a una pequeña proporción del área total del polígono. Esto nos provee información acerca del estado actual de conservación del área, pues al ocupar la mayor área un tipo de vegetación propiciado por las actividades del hombre, es evidente que se trata de un lugar con cierto nivel de perturbación, en el que únicamente algunos parches de vegetación nativa podrían ser los remanentes de hábitat de la fauna que originalmente se distribuye en la región. Esto sugiere que las poblaciones de animales aún presentes en el polígono podrían tener poca viabilidad para seguir habitando el lugar en el futuro, lo que crea la necesidad de crear programas de protección y restauración en la zona si se desea conservar su presencia a largo plazo.

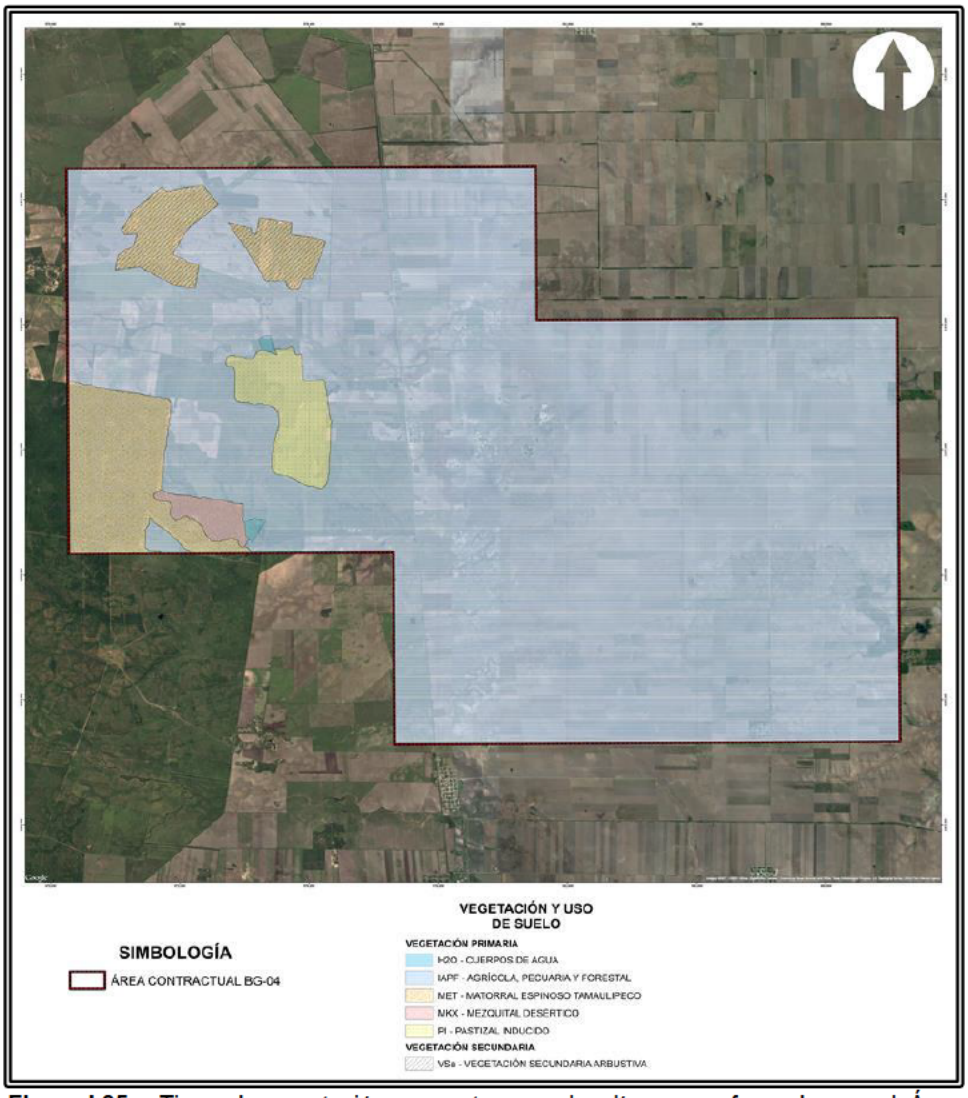


Figura I.25.- Tipos de vegetación presentes en el polígono conformado por el Área Contractual BG-04. IAPF=Información Agrícola, Pecuaria y Forestal; MET=Matorral Espinoso Tamaulipeco; MKX=Mezquital Desértico; PI= Pastizal Inducido.

iv. 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.

v. **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.

vi. **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 metodología What If?/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.