

I. CONTENIDO DEL ANÁLISIS DE RIESGO PARA EL SECTOR HIDROCARBUROS

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).

De acuerdo con el Plan de Desarrollo del Área Contractual Misión Contrato No. CNH-M3-MISION/2018 se considera la perforación de 67 pozos de desarrollo, 22 en el Campo Santa Anita, 16 en el campo Arcabuz, 8 en el campo Forcado, 6 en el Campo Trapiche/Mandarín, 5 en el campo Cali/Integral, 5 en Géminis, 3 en la zona de Bocaxa y Tepozán y 2 pozos en el campo Valadeces. Así como 4 pozos exploratorios Forcado 101, Escudero 7, Santa Gertrudis 2 y 3. En las Tablas I.1 y I.2 se muestran las fechas de inicio de operaciones de los pozos que forman parte del Plan de desarrollo del Área Contractual Misión Contrato No. CNH-M3-MISION/2018.

Para el manejo de la producción prevista, únicamente se requieren adecuaciones en Módulos de Recolección, adecuaciones a la infraestructura de Separación para trabajar con suficiencia y seguridad (holgura) en el manejo de los volúmenes por estación, mejora en el manejo operativo del mantenimiento de compresores y mejoras a los puntos de medición. En la Tabla I.3 se muestran las fechas de inicio de operaciones de las instalaciones que forman parte de la infraestructura del Plan de Desarrollo Área Contractual Misión.

Tabla I.1.- Fecha de inicio de operaciones de los Pozos del Plan de desarrollo del Área Contractual Misión Contrato No. CNH-M3-MISION/2018 que cuentan con coordenadas superficiales.

No.	Pozos	Fecha de operación
1	Arcabuz 448	01 de Noviembre del 2019
2	Arcabuz 640	28 de Agosto del 2019
3	Arcabuz 641	17 de Septiembre del 2019
4	Arcabuz 642	2020 - 2023
5	Arcabuz 652	23 de Febrero del 2019
6	Arcabuz 653	08 de Agosto del 2019
7	Arcabuz 654	07 de Octubre del 2019
8	Forcado 2	20 de Abril del 2019
9	Forcado 3	31 de Diciembre del 2019
10	Forcado 101	2019
11	Santa Anita 277	15 de Julio de 2019
12	Santa Anita 278	17 de Marzo del 2019
13	Santa Anita 279	02 de Julio del 2019
14	Santa Anita 281	03 de Junio del 2019
15	Santa Anita 282	2020 - 2023
16	Santa Anita 283	30 de Julio del 2019
17	Santa Anita 285	17 de Junio del 2019
18	Santa Anita 286	2020 - 2023
19	Santa Anita 287	2020 - 2023
20	Santa Anita 289	2020 - 2023
21	Santa Anita 290	2020 - 2023
22	Santa Anita 502	09 de Mayo del 2019
23	Santa Anita 503	17 de Enero del 2020
24	Tepozan 2	09 de Abril del 2019

Tabla I.2.- Fecha de inicio de operaciones de los Pozos del Plan de desarrollo d del Área Contractual Misión Contrato No. CNH-M3-MISION/2018 que cuentan con coordenadas objetivo.

No.	Pozos	Fecha de operación
1	Arcabuz 438	2020 - 2023
2	Arcabuz 444	2020 - 2023
3	Arcabuz 445	2020 - 2023
4	Arcabuz 446	2020 - 2023
5	Arcabuz 447	2020 - 2023

Continuación Tabla I.2

No.	Pozos	Fecha de operación
6	Arcabuz 449	2020 - 2023
7	Arcabuz 643	2020 - 2023
8	Arcabuz 655	2020 - 2023
9	Arcabuz 656	2020 - 2023
10	Bocaxa 13	2020 - 2023
11	Cali 16	2020 - 2023
12	Escudero 7	2021
13	Forcado 4	2020 - 2023
14	Forcado 5	2020 - 2023
15	Forcado 6	2020 - 2023
16	Forcado 7	2020 - 2023
17	Forcado 8	2020 - 2023
18	Forcado 9	2020 - 2023
19	Géminis 1013	2020 - 2023
20	Géminis 1015	2020 - 2023
21	Géminis 1016	2020 - 2023
22	Géminis 1164	2020 - 2023
23	Géminis 1165	2020 - 2023
24	Integral 8	2020 - 2023
25	Integral 9	2020 - 2023
26	Integral 10	2020 - 2023
27	Integral 11	2020 - 2023
28	Mandarin 2	2020 - 2023
29	Mandarin 3	2020 - 2023
30	Santa Anita 288	2020 - 2023
31	Santa Anita 504	2020 - 2023
32	Santa Anita 505	2020 - 2023
33	Santa Anita 506	2020 - 2023
34	Santa Anita 507	2020 - 2023
35	Santa Anita 508	2020 - 2023
36	Santa Anita 509	2020 - 2023
37	Santa Anita 510	2020 - 2023
38	Santa Anita 511	2020 - 2023
39	Santa Gertudis 2	2020
40	Santa Gertrudis 3	2020
41	Tepozan 3	2020 - 2023

Continuación Tabla I.2

No.	Pozos	Fecha de operación
42	Trapiche 17	2020 - 2023
43	Trapiche 43	2020 - 2023
44	Trapiche 57	2020 - 2023
45	Trapiche 59	2020 - 2023
46	Valadeces 11	2020 - 2023
47	Valadeces 21	2020 - 2023

Tabla I.3.- Fecha de inicio de operaciones de las instalaciones del Plan de desarrollo del Área Contractual Misión Contrato No. CNH-M3-MISION/2018.

No.	Instalación	Fecha de operación
1	Módulo de Recolección de Gas Santa Anita Norte 1	21 de Junio del 2019
2	Módulo de Recolección de Gas Forcado 1	29 de Agosto del 2019
3	Módulo de Recolección de Gas Arcabuz Oeste 1	06 de Junio del 2019

En las Figuras I.1 y I.2 se describe de manera general la infraestructura que va a ser construida y empleada como parte del Plan de Desarrollo del Área Contractual Misión Contrato No. CNH-M3-MISION/2018, la cual es requerida como parte de la Infraestructura que está directamente relacionada con la extracción de hidrocarburos.

Tipo de Infraestructura	Descripción	Uso individual o compartido	Inicio de operación
Tuberías	Módulo de Recolección de recolección de gas Arcabuz Oeste 1 (2 Módulos de recolección de 5 entradas cada uno).	Individual	Año 2019
Equipos y tuberías de proceso	Almacenamiento y Desfogue en el Módulo Arcabuz Oeste 1.	Individual	Año 2019
Tuberías	Re-direccionamiento de los pozos del Campo Arcabuz recibidos de PEP a fin de contar con la producción de estos pozos.		
	Redireccionamiento de la LDD del pozo Arcabuz 650 al Módulo de recolección de Gas Arcabuz Oeste 1	Individual	Año 2019
	Redireccionamiento de la LDD del pozo Arcabuz 555 al Módulo de recolección de Gas Arcabuz Oeste 1	Individual	Año 2019
	Sujeto a la producción del pozo luego de la intervención o reactivación:		
	Redireccionamiento de la LDD del pozo Arcabuz 401 a la ERG Arcabuz Norte 1 (1a Sección)	Individual	Año 2019
	Adecuación de la LDD Arcabuz 401 para el Redireccionamiento de los pozos Arcabuz 329, 406, 400, y 328	Individual	Año 2019
	Interconexión de la LDD de los pozos Arcabuz 414, 407, 402 y 336 en la LDD Arcabuz 450	Individual	Año 2019
	Redireccionamiento de la LDD del pozo Arcabuz 521 al Módulo de recolección de Gas Arcabuz Oeste 1	Individual	Año 2019
	Redireccionamiento de la LDD del pozo Arcabuz 607 a la Interconexión con la LDD Arcabuz 440	Individual	Año 2019
	Redireccionamiento de la LDD del pozo Arcabuz 607 a la Interconexión con la LDD Arcabuz 440	Individual	Año 2019
Tuberías	5º Módulo de 2 entradas en la ERG Sta. Anita 2.	Individual	Año 2019
Tuberías	Módulo de recolección de gas Sta. Anita Norte 1, Incluye Línea de 6" (Baja) y de 3" (Prueba)	Individual	Año 2019
Tuberías	Módulo de recolección de gas Forcado 1.	Individual	Año 2019
Equipos y tuberías de proceso	Sustitución de Separador de "Súper baja" TG-102 de la ERG Cali 1, por el Separador TG-100 de la ERG Misión 2.	Individual	Año 2019
Equipos y tuberías de proceso	Sustitución de Separador TG-100 en la ERG Sta. Anita 1, por el Separador TG-100 de la ERG Trapiche 1.	Individual	Año 2019
Tuberías	Cabezal de Compresión en la ERG Cali 1 y Sta. Anita 2, No incluye Montaje de Unidad de compresión.	Individual	Año 2019
Equipos y tuberías de proceso	Unidades para Medición de Líquidos en ERG Cali 1.	Individual	Año 2019
Equipos y tuberías de proceso	Unidades para Medición de Líquidos en ERG Misión 2.	Individual	Año 2019

Figura I.1-1.-Tabla con el resumen de Infraestructura a desarrollar como parte del Plan de desarrollo.

Tipo de Infraestructura	Descripción	Uso individual o compartido	Inicio de operación
Línea de Descarga	Línea de descarga del pozo Arcabuz 652		
	o Línea de descarga del pozo Arcabuz 652 a interconexión con la línea de descarga del pozo Arcabuz 650	Individual	Año 2019
	o Re direccionamiento de línea de descarga del pozo Arcabuz 652 a módulo Arcabuz oeste 1	Individual	Año 2019
Línea de Descarga	Línea de descarga del pozo Sta. Anita 278		
	o Línea de descarga del pozo Sta. Anita 278 interconexión con la línea de descarga del pozo Sta. Anita 276	Individual	Año 2019
	o Re direccionamiento de línea de descarga del pozo Sta. Anita 278 al módulo Sta. Anita norte 1	Individual	Año 2019
Línea de Descarga	Línea de descarga del pozo Tepozán 2 a interconexión con la línea de descarga del pozo tepozán 1	Individual	
Línea de Descarga	Línea de descarga del pozo Forcado 2	Individual	
	o Línea de descarga del pozo Forcado 2 interconexión a línea de descarga del pozo Forcado 1	Individual	Año 2019
	o Redireccionamiento de línea de descarga del pozo Forcado 2 a módulo de recolección Forcado 1	Individual	Año 2019
Línea de Descarga	Línea de descarga del pozo Sta. Anita 502	Individual	
Línea de Descarga	Línea de descarga del pozo Sta. Anita 281	Individual	Año 2019
Línea de Descarga	Línea de descarga del pozo Sta. Anita 285	Individual	Año 2019
Línea de Descarga	Línea de descarga del pozo Sta. Anita 279 al módulo Sta. Anita norte 1	Individual	Año 2019
Línea de Descarga	Línea de descarga del pozo Sta. Anita 277 al módulo Sta. Anita norte 1	Individual	Año 2019
Línea de Descarga	Línea de descarga del pozo Sta. Anita 283 al módulo Sta. Anita norte 1	Individual	Año 2019
Línea de Descarga	Línea de descarga del pozo Arcabuz 653	Individual	
	o Línea de descarga del pozo Arcabuz 653 a interconexión con la línea de descarga del pozo Arcabuz 550	Individual	Año 2019
	o Línea de descarga del pozo Arcabuz 653 al módulo Arcabuz oeste 1	Individual	Año 2019
Línea de Descarga	Línea de descarga del pozo Arcabuz 640 al módulo Arcabuz oeste 1	Individual	Año 2019
Línea de Descarga	Línea de descarga del pozo Arcabuz 641 al módulo Arcabuz oeste 1	Individual	Año 2019
Línea de Descarga	Línea de descarga del pozo Arcabuz 654 al módulo Arcabuz oeste 1	Individual	Año 2019
Línea de Descarga	Línea de descarga del pozo Arcabuz 448 al módulo Arcabuz oeste 1	Individual	Año 2019
Línea de Descarga	Línea de descarga del pozo Forcado 30 al módulo Forcado 1	Individual	Año 2019
Línea de Descarga	Línea de descarga del pozo Forcado 3 al módulo Forcado 1	Individual	Año 2020
Línea de Descarga	Línea de descarga del pozo Sta. Anita 503 a la estación Sta. Anita 2	Individual	Año 2020

Figura I.2.- Tabla con el resumen de infraestructura asociada a la extracción de hidrocarburos a desarrollar como parte del Plan de desarrollo.

Solo en caso de ser requerido se tiene previsto efectuar la interconexión de las Líneas de descarga de los siguientes pozos y posterior re-direccionamiento de acuerdo como sigue:

Línea de descarga del pozo Sta. Anita 502 a la interconexión con la LDD Sta. Anita 501

Línea de descarga del pozo Sta. Anita 281 a la interconexión con la LDD del pozo más conveniente.

Línea de descarga del pozo Sta. Anita 285 a la interconexión con la LDD del pozo más conveniente

Para dar continuidad al desarrollo del Área Contractual Misión Contrato No. CNH-M3-MISION/2018, se

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

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

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

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

A continuación se menciona una lista con las tecnologías a la utilizar:

Tabla I.4.- Tecnología utilizada.

Tecnología	Ventaja
Skidding ó Walking Rigs	Reduce significativamente los tiempos y costos de perforación, ya que permite el desplazamiento de un contra pozo a otro sin necesidad de armar y desarmar el equipo.
Top Drive	-Perfora con conjuntos de TP doble o triples. - Las conexiones se hacen con la barrena en el fondo. -Elimina pérdidas de tiempo para cambiar de perforación a viaje. - Menor posibilidad de que se pegue la sarta. - Aprieta y afloja las conexiones de la tubería de perforación. - Se reduce el uso de la llave de ajuste. - Requiere menos personal en el piso del equipo durante las conexiones, reducen el riesgo de accidentes para el personal.
MPD	Permite un control más preciso de los gradientes de presión. -Menor densidad de lodo, previene perdidas de circulación y costos de lodo excesivos. -Optimización del diseño del pozo, menor cantidad de etapas de cañerías de entubación. -Mayor velocidad de penetración.
Perforación con Tubería de Revestimiento (CWD, Casing While Drilling)	Elimina los viajes de entrada y salida del pozo, reduce el riesgo de atascamiento de tuberías. Aumenta la velocidad en el levantamiento de recortes lo que mejora la limpieza del pozo y minimiza problemas de pérdida de circulación.
Lodos	Base Agua: Poliméricos para Altas Temperaturas. -Permite la perforación de etapas intermedias y de producción a un menor costo de lodo y disposición. -Menor impacto ambiental. Base Aceite: Sistemas libres de sólidos. -Disminución de ECD. -Proporciona mayor ventana operativa.
Lechadas Alivianadas	Permite la realización de cementaciones primarias en pozos que presenten zonas con bajos gradientes de fractura, ayudando a optimizar la producción, evitando la comunicación entre zonas y la contaminación de acuíferos de agua dulce.
Válvulas de Flujo Alterno PBL (Con sistema de identificación por radiofrecuencia)	Permite la colocación con precisión las píldoras de pérdida de circulación, permitiendo alcanzar la profundidad objetivo.
Sistemas de Oscilación Axial	Disminuye la reducción de fricción, permitiendo mayor transmisión de energía a la barrena, mejorando la ROP.
Sistemas Rotativo Direccional	Permite la perforación en forma direccional con rotación continua desde la superficie. Eliminando la necesidad de deslizar un motor direccional.
LWD (Logging While Drilling)	Permite la toma de registros eléctricos (Propiedades de la formación) mientras se construye el pozo. Contar con esta información en tiempo real, permite la realización de procesos de perforación más seguros y eficientes.
Registros Asistidos	Permite la toma de registros en pozo que presentan complejidad debido a su geometría o a los altos ángulos, lo que dificulta la toma de registros de manera convencional.
Empacadores Hinchables	-Restringe migración por el espacio anular. -Permite manejar el flujo de hidrocarburos. -Reduce el tiempo de terminación del pozo.
Camisas para Terminación de Fracturas Múltiples	-Compatibles con terminaciones cementadas o en hoyo desnudo. -Elimina la necesidad de intervención postestimulación. -Después de la estimulación, la limpieza de pozo se realiza haciendo fluir todas las zonas simultáneamente.

En la Terminación de Pozos con Fractura:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Como se mencionó en párrafos anteriores, la Asignación Misión (Contrato No. CNH-M3-MISION/2018) considera un plan exploratorio con 4 pozos exploratorios (prospectos), y un plan de desarrollo con 67 pozos (19 pozos de reservas probadas, 29 de reservas probables pozos y 19 pozos de reservas posibles); de los 67 pozos de desarrollo, 22 se realizarán en el Campo Santa Anita, 16 en el campo Arcabuz, 8 en el campo Forcado, 6 en el Campo Trapiche/Mandarín, 5 en el campo Cali/Integral, 5 en Géminis, 3 en la zona de Bocaxa y Tepozán y 2 pozos en el campo Valadeces.

En el Campo Santa Anita hay dos zonas de desarrollo principales una en el sector norte con 12 de los pozos propuestos y que tienen como objetivo continuar con el desarrollo de la formación Queen City en la arena Eqc-1. La segunda zona de desarrollo se ubica en el sudeste del Campo en un bloque de falla que fue evaluado por el exploratorio STA-501 con producciones de gas de la formación Queen City en la arena Eqc-1. En esta zona existen 10 pozos propuestos de distintas categorías según la reserva.

En el Campo Santa Anita también se está previendo una actividad de reparaciones mayores que contempla la apertura de 46 arenas. El principal objetivo es la arena Eqc-1 y como segunda en importancia aparecen los niveles de Ecm.

En el Campo Arcabuz los pozos a perforar se pueden agrupar por zonas, en el sector oeste hay un total de 9 pozos que continuará con el desarrollo iniciado por los pozos ARC-650 y ARC-651 hacia el norte, para producir de la formación Eoceno Wilcox, en la arena Ew-4. Son tres pozos en reservas probadas, tres en reservas probables y tres posibles.

También se está proponiendo realizar la reparación en la arena Ew-2D ubicada por encima de la anterior, que no fue probada en esta zona y que presenta buen pronóstico por análisis petrofísico.

En el sector oriental del Campo se ubican los 7 pozos nuevos restantes, tres de los cuales se encuentran en un bloque donde por reparaciones mayores se comprobó buen potencial en las arenas Ew-2B y Ew-2. Más al este se evaluará una estructura anticlinal en el bloque bajo de una falla de expansión, con cuatro pozos que buscan la extensión hacia el norte de las arenas productivas presentes en los pozos ARC-429 y ARC-430.

En el Campo Arcabuz también se está previendo una actividad de reparaciones mayores que contempla la apertura de 57 arenas. Las principales están en la formación Eoceno Wilcox que contiene múltiples yacimientos para un mismo pozo por lo que quedan todavía un grupo de arenas a reparar que están en el techo de esta formación (Ew-1 Ew-1C, Ew-1G, Ew-2, EW-2B entre otras) y un segundo paquete de arenas pertenecientes a la formación Reklaw denominados Ems (por ser del grupo Mount Selman) que se están previendo para una segunda reparación.

El Campo Forcado, es un campo nuevo descubierto por el pozo Forcado 1 que hasta el momento es el único pozo perforado. Se están proponiendo ocho pozos nuevos con objetivo en la formación Eoceno Queen City en el yacimiento Eqc-5, que se desarrolla en la parte más alta de la estructura de un bloque yacente de falla. Como un objetivo secundario aparece la formación Eoceno Yegua que también resultó productiva en el FOR-1. En esta zona se considera la perforación de ocho pozos nuevos de distintas categorías según la reserva.

En los Campos Bocaxa y Tepozán hay tres pozos nuevos a perforar, el Tepozán 2 ubicado en el sur del área tiene un doble objetivo uno de mayor profundidad que es la formación Yegua con antecedentes de prueba de producción en el pozo Pita 1 y uno más somero que corresponde a niveles del Eoceno Jackson. En ese mismo sector y con objetivos similares está el Tepozán 3. En la zona de Bocaxa se ubicó un pozo con objetivos al Eoceno Jackson medio a las arenas Ejm-6 y Ejm-4. Esta última arena será probada en la reparación programada en el pozo Bocaxa 2.

Hay también tres RME programadas en los pozos BOC-1, BOC-10 y TEP-1 para recupera zonas productivas que han quedado bajo tapones.

En los Campos Cali-Integral hay dos zonas de desarrollo principales, una en el sector sudeste con su desarrollo por pozos prácticamente completo y donde si existe un número de reparaciones que consiste en la apertura de unas 9 zonas de Ejm-2 y Ejm-1. En cuanto a pozos nuevos se está previendo un pozo a perforar en un bloque de falla separado que evaluará reservas probables (CAL-16) de la formación Eoceno Jackson medio.

Hacia el noreste y siguiendo las mejores posiciones estructurales del “roll-over” desarrollado en el bloque bajo de la falla de expansión, se ubica un pozo cercano al INT-2 e INT-1 con objetivos al Eoceno Jackson medio Ejm-3 y Ejm-4. Por último, en el sector noroeste sobre un máximo estructural hay tres pozos con objetivos a Eoceno Jackson medio.

En el Campo Trapiche, descubierto por el TRA-1, la formación productiva es Eoceno Yegua, con producciones en tres reservorios, Ey-10, Ey-8 y Ey-5. En el sector oeste los pozos producen del yacimiento Ey-5 y se está proponiendo un pozo para completar el desarrollo. En el bloque ubicado al este, donde se perforó el pozo delimitador TRA-27, producen las arenas Ey-10 y Ey-8 y se está contemplando la perforación de tres pozos con ese objetivo. A su vez se realizarán reparaciones para abrir Ey-8 en los pozos que falte y se evaluará Ey-5 que no fue probada en este bloque.

Los resultados de las reparaciones son importantes ya que este Campo la productividad es crítica para poder perforar nuevos pozos.

El Campo Mandarín es la continuación hacia el sur de Trapiche, y la formación productiva es Eoceno Yegua, con producciones en tres reservorios, Ey-8, Ey-3 y Ey-2B. Para terminar de definir el área es necesario rotar los tapones en el mandarín 1 para evaluar el real potencial del área y así definir los pozos a perforar. Se están presentando dos pozos en reservas de categoría probable.

El Campo Géminis, produce de las formaciones Eoceno Reklaw y Queen City en los yacimientos Ems-12, Eqc-5, Eqc-3, Eqc-2, Eqc-1 y tiene algunos pozos con producciones en la formación Eoceno Cook Mountain (Ecm-1).

En la parte central del Campo producen todas las arenas antes mencionadas y se propone continuar el desarrollo hacia el sudeste con tres pozos dirigidos que se perforarán debajo de la presa Marte R. Gomez. Al este hay un bloque que produce de las arenas Eqc-3, Eqc-2 y Eqc-1 donde se están proponiendo dos pozos nuevos, con un total de cinco pozos nuevos. También está prevista una actividad de reparaciones para incorporar las arenas más someras en los pozos que las tengan sin producir.

En el Campo Misión no se visualizan pozos nuevos, pero si existe un importante potencial de reparaciones mayores en yacimientos correspondientes a la formación Oligoceno Vicksburg. Al existir numerosos cuerpos reservorios por pozo han quedado sin producir las arenas correspondientes al tercio superior de esta formación como Ov- Martin, Ov-Heard, Ov-Misión, Ov-2020.

En el Campo Valadeces ubicado al norte del Bloque las producciones provienen de arenas de la Formación Oligoceno Vicksburg y hay propuestos dos pozos nuevos uno en reservas probadas y otro en reservas probables.

Selección del sitio

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

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

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

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

1. Características físicas del sitio

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

2. Características geográficas

- Uso de suelo

3. Características ambientales

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

4. Características socioeconómicas

- Autorización del propietario

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

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.

Sitio seleccionado

La fase de estudios técnicos (Geología, Geofísica, etc.) permitió identificar los Pozos Exploratorios, ubicados dentro del área contractual Misión en el estado de Tamaulipas; como una opción viable, para la localización de yacimiento de gas natural y condensado. Estos estudios se profundizan para obtener información detallada, mediante la Prospección Sismológica y la Perforación Exploratoria. De ubicarse yacimientos potenciales, la selección de sitios de obra para la extracción, transportación y procesamiento de gas, se efectuará de acuerdo a procedimientos de valoración de sitio.

De igual manera, el desarrollo de obras petroleras bajo el amparo de otros proyectos regionales previamente autorizados en materia de impacto y riesgo ambiental para el área de estudio (como lo son el “Proyecto Integral Cuenca de Burgos 2004- 2022” (Anexo “G” Resolutivo 2440) ha permitido a SMB evaluar el potencial del aprovechamiento de estos yacimientos de hidrocarburo, con lo que se ha determinado continuar con la actividad petrolera en la región.

Estudios técnicos de campo

Se han llevado a cabo estudios preliminares para la selección del sitio, en los cuales predominan los estudios de Prospección Sismológica que permiten determinar el potencial del yacimiento, entre otros, así como también estudios de exploración, etc, que han permitido el desarrollo del ACM, a continuación, se presentan los estudios que se han realizado.

Exploración

La actividad exploratoria en el Bloque Misión reconoce 4 Etapas Principales:

- Etapla Inicial (1932-1944): la exploración en la cuenca comienza de la mano de la empresa “Ohio Mexico Oil” a comienzos de la década del 30. En 1939 Petróleos Mexicanos inicia sus trabajos de exploración.
- 2) Etapa Intermedia 1 (1945-1983): En este período se producen los primeros descubrimientos en los distintos Plays presentes en el Contrato Misión:
- Etapa Intermedia 2 (1994-2004): Tercera y última etapa exploratoria realizada por Pemex, la cuenca fue sometida a un proceso de rejuvenecimiento que inició con un estudio de factibilidad, en el cual se puso en marcha un plan agresivo de perforación de pozos con resultados exitosos.
- 4) Etapa Reciente (2004 – 2015): en 2003 PEMEX lanzó una serie de procesos licitatorios, invitando a participar a empresas nacionales y extranjeras. Comienza en el Bloque Misión un nuevo período de actividad exploratoria de la mano de un Contrato COPF (Contrato de Obra Pública Financiada), otorgado a la compañía Servicios Múltiples de Burgos S.A. En este marco se lleva a cabo una actualización de estudios de los distintos *Plays*, generándose nuevos modelos geológicos basados en los estudios de *Plays* de PEMEX. Se reprocesa gran parte del dato sísmico 3D existente.

Actividad física realizada etapa COPF:

Las actividades físicas realizadas en el Área Contractual Misión entre los años 2007 y 2016, fueron enfocadas en la extensión de los plays terciarios Eoceno Wilcox, Queen City, Yegua, Jackson y Vicksburg.

Estudio del Sistema Petrolero

Los resultados de la simulación del modelo dinámico 3D realizado en el 2007 para toda la cuenca de Burgos por parte de PEMEX, permitieron conocer los procesos de generación y migración de los hidrocarburos en la cuenca de Burgos, así como entender la carga y sincronía con los demás elementos como lo son la roca generadora y el sello

Registros de pozos y evaluaciones petrofísicas

La evaluación petrofísica, se efectuó utilizando registros geofísicos en agujero abierto, para la evaluación de la porosidad y saturación de agua; para la determinación de saturación de agua, porosidad y litología se utilizaron los parámetros descritos en la tabla adjunta. Los registros básicos obtenidos en los pozos son: Sónico dipolar de onda completa, AIT / Rayos Gamma (AIT/RG,) Neutrón Compensado (CNL), Litodensidad (LDT) Inclínometría (IS).

El análisis y diseño estructural se sigue las recomendaciones de las normas de referencia y especificaciones, que a continuación se mencionan:

NORMAS O CODIGOS	DESCRIPCIÓN
ACI 318S-14	AMERICAN CONCRETE INSTITUTE "REQUISITOS DE REGLAMENTO PARA CONCRETO ESTRUCTURAL".
NRF-137-PEMEX-2012	DISEÑO DE ESTRUCTURAS DE ACERO TERRESTRES
NRF-138-PEMEX-2012	DISEÑO DE ESTRUCTURAS DE CONCRETO TERRESTRES
NRF-139-PEMEX-2012	SOPORTES PARA TUBERÍA DISEÑO
NRF-159-PEMEX-2013	CIMENTACIÓN DE ESTRUCTURAS Y EQUIPO
Manual de diseño de obras Civiles (CFE)	DISEÑO POR VIENTO VERSIÓN 2008
Manual de diseño de obras Civiles (CFE)	DISEÑO POR SISMO VERSIÓN 2015

A continuación, se enlistan los documentos, normas y estándares de referencia que sirven como base para el cálculo y selección de los conductores del sistema de tierras.

NORMAS O CODIGOS	DESCRIPCIÓN
NOM-001-SEDE-2012	NORMA OFICIAL MEXICANA, INSTALACIONES ELÉCTRICAS (UTILIZACIÓN)
NFPA-70-2017	NATIONAL ELECTRICAL CODE
NFPA 77-2007	RECOMMENDED PRACTICE ON STATIC ELECTRICITY
IEEE Std 142-2007	RECOMMENDED PRACTICE FOR GROUNDING OF INDUSTRIAL AND COMMERCIAL POWER SYSTEMS
IEEE Std 1100-1999	RECOMMENDED PRACTICE FOR POWERING AND GROUNDING ELECTRONIC EQUIPMENT

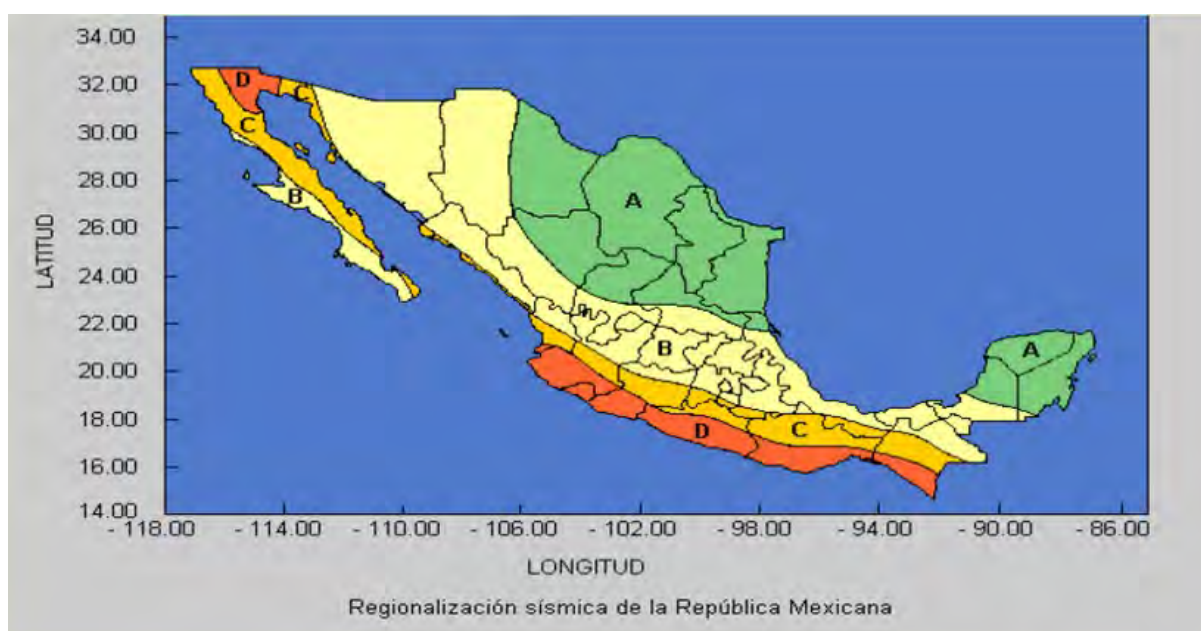
Para las especificaciones de materiales para tuberías se tomarán como referencia las siguientes normas internacionales.

NORMAS O CODIGOS	DESCRIPCIÓN
ASME B 31.3 – 2016	PROCESS PIPING
ASME B 16.9	FACTORY-MADE WROUGHT STEEL BUTT WELDING FITTINGS
ASME B 16.11	FORGED FITTINGS, SOCKET-WELDING, AND THREADED
ASME B 16.20	METALLIC GASKET FOR PIPE FLANGES
ASME B 16.21	NONMETALLIC FLAT GASKETS FOR PIPE FLANGES
ASME B 16.34	VALVES FLANGED, THREADED, AND WELDING END
ASTM A 105 - 2011	STANDARD SPECIFICATION FOR CARBON STEEL FORGINGS FOR PIPING APPLICATIONS
ASTM A 106	STANDARD SPECIFICATION FOR SEAMLESS CARBON STEEL PIPE FOR HIGH TEMPERATURES SERVICE
ASTM A 234 - 2011	STANDARD SPECIFICATION FOR PIPING FITTINGS OF WROUGHT CARBON STEEL AND ALLOY STEEL FOR MODERATE AND HIGH TEMPERATURE SERVICE
ASTM A 194	STANDARD SPECIFICATION FOR CARBON AND ALLOY STEEL NUTS FOR BOLTS FOR HIGH PRESSURE AND HIGH TEMPERATURE SERVICE

Dentro de los parámetros físicos que fueron tomados en cuenta para la selección del sitio están los siguientes:

A) Sismicidad.

En cuanto a sismicidad, Área Contractual Misión Contrato No. CNH-M3-MISION/2018 se encuentra dentro de la zona sísmica A, dicha zona es la de menor intensidad sísmica en todo el territorio nacional, debido a su ubicación en la placa tectónica norteamericana, alejada del frente de colisión con la placa de Cocos. En esta zona las aceleraciones del terreno se esperan menores al 10% de g.



FUENTE: Sismológico Nacional

Figura I.3.- División Sísmica en la República Mexicana.

B) Huracanes.

El Golfo de México se caracteriza por ser una zona expuesta a los fenómenos meteorológicos en este caso, los huracanes tropicales ocasionados por las intensas depresiones atmosféricas que se generan en la zona intertropical de convergencia del Atlántico, que a su vez generan vientos en torbellino de gran magnitud, cabe mencionar que en el del Área Contractual Misión Contrato No. CNH-M3-MISION/2018 predominan la incidencia de hidrometeoro tropical se cuenta con dos con categoría uno, uno de categoría dos, cinco tormentas tropicales y dos depresiones tropicales por lo que se esperan velocidades de viento menores a

62 km/h y huracanes que alcanzan velocidades de hasta 177 km/h. De acuerdo a los registros estadísticos; indican que diez fenómenos han tocado o acercado al Área Contractual Misión a 100 km, en un período de 67 años, el mes con mayores registros en junio, agosto y septiembre con tres y julio con uno, de acuerdo al Centro Nacional de Huracanes de Miami, Florida (Tabla I.5).

Tabla I.5.- Tormentas tropicales y Huracanes registrados en el del Área Contractual Misión Contrato No. CNH-M3-MISION/2018 para los años 1950-2017.

Año	Mes	Nombre	Categoría
2010	Agosto	Barry	TT
2008	Julio	Dolly	H-1
2002	Septiembre	Fay	DT
1989	Junio	Cosme	DT
1983	Agosto	Barry	TT
1980	Agosto	Allen	H-2
1971	Septiembre	Fern	TT
1967	Septiembre	Beulah	TT
1958	Junio	Almex	TT
1954	Junio	Alice	H-1

Fuente: Centro Nacional de Huracanes, Miami, Florida, USA. 2018.

DT Depresión tropical (Menor de 62 km/h)

TT Tormenta Tropical (63-118 km/h)

C1 Categoría 1 (119-153 km/h)

C2 Categoría 2 (154-177 km/h)

C3 Categoría 3 (178-208 km/h)

C4 Categoría 4 (209-251 km/h)

C5 Categoría 5 (Más de 252 km/h)

I.1.1 Proyecto y/o Instalación

Los Regulados describirán las características de los equipos de proceso principales y auxiliares, especificando: clave o identificación, cantidad, dimensiones, condiciones de operación, materiales de construcción, capacidad, sistemas de control y seguridad de proceso, para la contención en caso de derrames y otros que se consideren pertinentes por el tipo de Proyecto; códigos o estándares de Diseño y construcción, tiempo de vida útil y área de localización dentro de la Instalación, anexando los planos de detalle del Diseño mecánico de los equipos de procesos principales y auxiliares, así como el plano de localización general de equipos, diagramas de flujo de proceso y diagrama de bloques

En la Tabla I.6 se muestran los principales equipos de proceso con los que contará el Módulo de Recolección Santa Anita Norte 1 y en el Apartado I.9.1 se anexan los planos Modulo de recolección de planta, cortes y detalles, Isométrico de tuberías del módulo de recolección de gas, salida y de descarga del gas del módulo y plano de soportes para el módulo de recolección.

En cuanto a los Módulos de Recolección Gas Forcado 1 y Módulo de Recolección de Gas Arcabuz Oeste 1, el diseño, construcción, proceso y operación es similar al Módulo de Recolección Santa Anita Norte 1, por lo que se la descripción de equipos de proceso de la Tabla I.6 se maneja como información tipo para estas instalaciones.

Tabla I.6.- Descripción de equipos de proceso.

Descripción	TAG	Año Fab	Presión de Prueba Hidrostática kg/cm ²	Código de Diseño	Presión kg/cm ²			Temperaturas °C			Ubicación
					Min.	Normal	Máx	Min.	Normal	Máx	
Tubería 3"	NA	ND	ND	API5L	100	900	1200	ND	90	ND	Línea de descarga
Colector 8" alta presión	P-105-DFCS	ND	ND	ASTM A106-GrB, ASME B3610.	100	900	1200	ND	90	ND	Módulo de recolección
Colector 10" baja presión	P-106-DFCS	ND	ND	ASTM A106-GrB, ASME B3610.	100	600	1200	ND	90	ND	Módulo de recolección
Colector 3" atmosfera	D-100-dcs1	ND	ND	ASTM A106-GrB, ASME B3610.	--	900	1200	ND	90	ND	Módulo de recolección
Tubería 3"	NA	ND	ND	API5L	100	900	1200	ND	90	ND	Módulo de recolección
Tubería 6"	NA	ND	ND	API5L	100	900	1200	ND	90	ND	Módulo de recolección

ND=No Determinada

Condiciones de Operación Tipo para los Módulos de Recolección:

En la Tabla I.7 se muestran las condiciones de operación de llegada por pozo en línea 3".

Tabla I.7- Condiciones de Operación.

A) Flujo máximo:	5.0 MMPCSD
B) Flujo normal:	2.0 MMPCSD
C) Flujo mínimo:	1.0 MMPCSD
D) Condensados:	100 BPD
E) Agua:	50 BPD

Las condiciones de operación máximas de la mezcla de entrada son variables dependiendo de la producción del área explotada.

Capacidad y especificación de cabezales colectores

En la Tabla I.8 se muestra la Capacidad (Colector 8" de Alta presión, 1200, 900 y 100 psig)

Tabla I.8.- Capacidad de colectores de 8" de Alta presión.

A) Flujo máximo:	15.0 MMPCSD
B) Flujo normal:	12.5 MMPCSD
C) Flujo mínimo:	12.5 MMPCSD
D) Condensados: Max/Nor/Min(BPD)	500
E) Agua: Max/Nor/Min (BPD)	250

En la Tabla I.9 Se muestra la Capacidad (Colector 10" de baja presión, 1200, 600, y 100 psig)

Tabla I.9.- Capacidad de colectores de 10" de Baja presión.

A) Flujo máximo:	15.0 MMPCSD
B) Flujo normal:	12.5 MMPCSD
C) Flujo mínimo:	12.5 MMPCSD
D) Condensados:Max/Nor/Min(BPD)	500
E) Agua: Max/Nor/Min (BPD)	250

En la Tabla I.10.-Se muestra la Capacidad (Cabezal atmosférico 3"; Sistema de prueba 1200 y 900 psig).

Tabla I.10- Capacidad de colectores de 3" Cabezal atmosférico.

A) Flujo máximo:	10.0 MMPCSD
B) Flujo normal:	5.0 MMPCSD
C) Flujo mínimo:	5.0 MMPCSD
D) Condensados:Max/Nor/Min(BPD)	100
E) Agua: Max/Nor/Min (BPD)	40

En la Tabla I.11 Se muestra la composición de la mezcla

Tabla I.11.-Composición de la Mezcla

Nombre de la Sustancia	Composición % mol	
Gas Natural	Metano	90.776

Condiciones de Operación Utilizadas en las Simulaciones Phast.

PRESIÓN	TEMPERATURA
Yacimiento	
5390 psi	90°C
Línea de Descarga	
1200 psi	90°C
Módulo de Recolección de Gas	
1200 psi	90°C

I.1.2 Pozos

El Plan de Desarrollo del Área Contractual Misión tiene considerados tres pozos tipo, Santa Anita Somero, Arcabuz profundo y el resto de los pozos del Área Contractual, se adjunta la Figura I.1 con la comparativa de los pozos tipo.

En la Tabla I.12 se muestra el Resumen de las características de Pozos que cuentan coordenadas superficiales y en la Tabla I.13 el Resumen de las características de Pozos que cuentan con coordenadas objetivo.

Características	Pozo Tipo 1 Todos los Campos	Pozo Tipo 2 Santa Anita Somero	Pozo Tipo 3 Arcabuz Profundo
Actividad Física (# pozos)	29	22	16
Objetivo General	Eoceno (principalmente Yegua/Queen City/Jackson)	Eoceno Queen City	Eoceno Wilcox
Formación	Eoceno (principalmente Yegua/Queen City/Jackson)	Eoceno Queen City	Eoceno Wilcox
Geometría	Vertical / Tipo S	Vertical / Tipo S	Vertical / Tipo S
Profundidad	2700	2300	2800
Diseño de tuberías	Des (3 Etapas)	Des (3 Etapas)	Des (3 Etapas)
Terminación	Tubingless	Tubingless	Tubingless
Tecnologías	MPD-BRG / Top Drive / Skidding	MPD-BRG / Top Drive / Skidding	MPD-BRG / Top Drive / Skidding
Distancia entre Pozos (mts)	550	550	600
Costo (usd)	3,030,000	2,250,000	3,976,000
Tiempo de ejecución (días)	21	20	25
Equipo	Top Drive	Top Drive	Top Drive
Recuperación final estimada	2.4 BCF	1.8 BCF	2.4 BCF

Figura I.4.- Comparativa de los pozos tipo.

I.1.2.1 Resumen de las características de Pozos

Tabla I.12.- Resumen de las características de Pozos del Plan de desarrollo del Área Contractual Misión Contrato No. CNH-M3-MISION/2018 que cuentan con coordenadas superficiales.

No	Pozos	Coordenadas		Profundidad (m)	Tipo	Año de Perforación	Estado Operativo
		X	Y				
1	Arcabuz 448	COORDENADAS DE UBICACIÓN DE POZOS (INFORMACIÓN RESERVADA) INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.		3030	Vertical	2019	En programación de perforación
2	Arcabuz 640			2480	Vertical	2019	En programación de perforación
3	Arcabuz 641			2480	Vertical	2019	En programación de perforación
4	Arcabuz 642			2500	Vertical	2020 - 2023	En programación de perforación
5	Arcabuz 652			2620	Tipo S	2019	En programación de perforación
6	Arcabuz 653			2515	Vertical	2019	En programación de perforación
7	Arcabuz 654			2515	Vertical	2019	En programación de perforación
8	Forcado 2			2640	Vertical	2019	En programación de perforación
9	Forcado 3			2680	Vertical	2019	En programación de perforación
10	Forcado 101			3200	Vertical	2019	En programación de perforación
11	Santa Anita 277			1650	Vertical	2019	En programación de perforación
12	Santa Anita 278			1750	Tipo S	2019	En programación de perforación
13	Santa Anita 279			1650	Vertical	2019	En programación de perforación
14	Santa Anita 281			1620	Vertical	2019	En programación de perforación
15	Santa Anita 282			1700	Vertical	2020 - 2023	En programación de perforación
16	Santa Anita 283			1700	Vertical	2019	En programación de perforación
17	Santa Anita 285			1650	Tipo S	2019	En programación de perforación
18	Santa Anita 286			1715	Vertical	2020 - 2023	En programación de perforación
19	Santa Anita 287			1740	Vertical	2020 - 2023	En programación de perforación
20	Santa Anita 289			1650	Vertical	2020 - 2023	En programación de perforación

Continuación Tabla I.12

No	Pozos	Coordenadas		Profundidad (m)	Tipo	Año de Perforación	Estado Operativo
21	Santa Anita 290	516 408.00	2 887 183.00	1680	Vertical	2020 - 2023	En programación de perforación
22	Santa Anita 502	521 364.00	2 881 693.00	2300	Tipo S	2019	En programación de perforación
23	Santa Anita 503	521 365.00	2 882 685.00	2260	Vertical	2019	En programación de perforación
24	Tepozan 2	533 380.93	2 876 678.03	2900	Tipo S	2019	En programación de perforación

Tabla I.13.- Resumen de las características de Líneas de descargas de Pozos del Plan de desarrollo del Área Contractual Misión Contrato No. CNH-M3-MISION/2018 que cuentan con coordenadas superficiales.

No	Línea de Descarga	Coordenadas Origen		Destino	Coordenadas Destino		Diámetro	Longitud (Km)	Descripción de la tubería	Año	Estado Operativo
		X	Y		X	Y					
1	Arcabuz 448	COORDENADAS DE UBICACIÓN DE DUCTOS (INFORMACIÓN RESERVADA) INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.		ERG Arcabuz Norte 1	COORDENADAS DE UBICACIÓN DE DUCTOS (INFORMACIÓN RESERVADA) INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.		3"	4.17	API5L	2019	Programación de construcción
2	Arcabuz 640			MRG Arcabuz Oeste 1			3"	1.760	API5L	2019	Programación de construcción
3	Arcabuz 641			MRG Arcabuz Oeste 1			3"	1.760	API5L	2019	Programación de construcción
4	Arcabuz 642			MRG Arcabuz Oeste 1			3"	1.760	API5L	2020 - 2023	Programación de construcción
5	Arcabuz 652			MRG Arcabuz Oeste 1			3"	1.420	API5L	2019	Programación de construcción
6	Arcabuz 653			MRG Arcabuz Oeste 1			3"	0.60	API5L	2019	Programación de construcción
7	Arcabuz 654			MRG Arcabuz Oeste 1			3"	0.70	API5L	2019	Programación de construcción
8	Forcado 2			MRG Forcado 1			3"	3.240	API5L	2019	Programación de construcción
9	Forcado 3			MRG Forcado 1			3"	3.240	API5L	2019	Programación de construcción
10	Forcado 101			MRG Forcado 1			Sin Línea de descarga hasta que no se obtenga la producción esperada				
11	Santa Anita 277			MRG Santa Anita Norte 1			3"	2.77	API5L	2019	Programación de construcción
12	Santa Anita 278			MRG Santa Anita Norte 1			3"	1.71	API5L	2019	Programación de construcción
13	Santa Anita 279			MRG Santa Anita Norte 1			3"	0.680	API5L	2019	Programación de construcción

Continuación Tabla I.13

No	Línea de Descarga	Coordenadas Origen		Destino	Coordenadas Destino		Diámetro	Longitud (Km)	Descripción de la tubería	Año	Estado Operativo
		X	Y		X	Y					
14	Santa Anita 28	COORDENADAS DE UBICACIÓN DE DUCTOS (INFORMACIÓN RESERVADA) INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.		MRG Santa Anita Norte 1	COORDENADAS DE UBICACIÓN DE DUCTOS (INFORMACIÓN RESERVADA) INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.		3"	0.660	API5L	2019	Programación de construcción
15	Santa Anita 28			MRG Santa Anita Norte 1			3"	2.1	API5L	2020 - 2023	Programación de construcción
16	Santa Anita 28			MRG Santa Anita Norte 1			3"	2.1	API5L	2019	Programación de construcción
17	Santa Anita 28			MRG Santa Anita Norte 1			3"	0.670	API5L	2019	Programación de construcción
18	Santa Anita 28			MRG Santa Anita Norte 1			3"	2.1	API5L	2020 - 2023	Programación de construcción
19	Santa Anita 28			MRG Santa Anita Norte 1			3"	2.1	API5L	2020 - 2023	Programación de construcción
20	Santa Anita 28			MRG Santa Anita Norte 1			3"	2.1	API5L	2020 - 2023	Programación de construcción
21	Santa Anita 29			MRG Santa Anita Norte 1			3"	3.39	API5L	2020 - 2023	Programación de construcción
22	Santa Anita 50			ERG Santa Anita 2			3"	3.15	API5L	2019	Programación de construcción
23	Santa Anita 50			ERG Santa Anita 2			3"	3.98	API5L	2019	Programación de construcción
24	Tepozan 2			Int. Con ldd del Pozo Tepozán 1			3"	0.610	API5L	2019	Programación de construcción

Tabla I.14.- Resumen de las características de Pozos de Pozos del Plan de Desarrollo del Área Contractual Misión Contrato No. CNH-M3-MISION/2018 que cuentan con coordenadas objetivo.

No	Pozos	Coordenadas		Profundidad (m)	Tipo	Año de Perforación	Estado Operativo
1	Arcabuz 438	COORDENADAS DE UBICACIÓN DE POZOS (INFORMACIÓN RESERVADA) INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.		3200	Vertical	2020 - 2023	En programación de perforación
2	Arcabuz 444			3200	Vertical	2020 - 2023	En programación de perforación
3	Arcabuz 445			3200	Vertical	2020 - 2023	En programación de perforación
4	Arcabuz 446			3200	Vertical	2020 - 2023	En programación de perforación
5	Arcabuz 447			2760	Vertical	2020 - 2023	En programación de perforación
6	Arcabuz 449			3030	Vertical	2020 - 2023	En programación de perforación
7	Arcabuz 643			2500	Vertical	2020 - 2023	En programación de perforación
8	Arcabuz 655			2500	Vertical	2020 - 2023	En programación de perforación
9	Arcabuz 656			2515	Vertical	2020 - 2023	En programación de perforación
10	Bocaxa 13			710	Vertical	2020 - 2023	En programación de perforación
11	Cali 16			2450	Tipo S	2020 - 2023	En programación de perforación
12	Escudero 7			n rogramación e perforación			
13	Forcado 4			2700	Vertical	2020 - 2023	En programación de perforación
14	Forcado 5			2680	Tipo S	2020 - 2023	En programación de perforación
15	Forcado 6			2700	Vertical	2020 - 2023	En programación de perforación
16	Forcado 7			2770	Vertical	2020 - 2023	En programación de perforación
17	Forcado 8			2790	Vertical	2020 - 2023	En programación de perforación
18	Forcado 9			2800	Vertical	2020 - 2023	En programación de perforación
19	Géminis 1013			1600	Vertical	2020 - 2023	En programación de perforación
20	Géminis 1015			1600	Vertical	2020 - 2023	En programación de perforación
21	Géminis 1016			1600	Vertical	2020 - 2023	En programación de perforación
22	Géminis 1164			1350	Tipo S	2020 - 2023	En programación de perforación

Continuación Tabla I.14

No	Pozos	Coordenadas		Profundidad (m)	Tipo	Año de Perforación	Estado Operativo
		X	Y				
23	Géminis 1165	COORDENADAS DE UBICACIÓN DE DUCTOS (INFORMACIÓN RESERVADA) INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.		1350	Tipo S	2020 - 2023	En programación de perforación
24	Integral 8			2600	Tipo S	2020 - 2023	En programación de perforación
25	Integral 9			2480	Vertical	2020 - 2023	En programación de perforación
26	Integral 10			2540	Vertical	2020 - 2023	En programación de perforación
27	Integral 11			2540	Vertical	2020 - 2023	En programación de perforación
28	Mandarin 2			2560	Vertical	2020 - 2023	En programación de perforación
29	Mandarin 3			2560	Vertical	2020 - 2023	En programación de perforación
30	Santa Anita 288			1745	Vertical	2020 - 2023	En programación de perforación
31	Santa Anita 504			2315	Vertical	2020 - 2023	En programación de perforación
32	Santa Anita 505			2145	Vertical	2020 - 2023	En programación de perforación
33	Santa Anita 506			2375	Vertical	2020 - 2023	En programación de perforación
34	Santa Anita 507			2375	Vertical	2020 - 2023	En programación de perforación
35	Santa Anita 508			2400	Vertical	2020 - 2023	En programación de perforación
36	Santa Anita 509			2400	Vertical	2020 - 2023	En programación de perforación
37	Santa Anita 510			2390	Vertical	2020 - 2023	En programación de perforación
38	Santa Anita 511			2425	Vertical	2020 - 2023	En programación de perforación
39	Santa Gertudris 2			DEFINIR		2020	En programación de perforación
40	Santa Gertrudis 3			DEFINIR		2020	En programación de perforación
41	Tepozan 3			2900	Tipo S	2020 - 2023	En programación de perforación
42	Trapiche 17			2900	Vertical	2020 - 2023	En programación de perforación
43	Trapiche 43			2600	Vertical	2020 - 2023	En programación de perforación
44	Trapiche 57			2900	Vertical	2020 - 2023	En programación de perforación
45	Trapiche 59			2900	Vertical	2020 - 2023	En programación de perforación

Continuación Tabla I.14

No	Pozos	Coordenadas		Profundidad (m)	Tipo	Año de Perforación	Estado Operativo
		X	Y				
46	Valadeces 11	COORDENADAS DE UBICACIÓN DE DUCTOS (INFORMACIÓN RESERVADA) INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.		1000	Vertical	2020 - 2023	En programación de perforación
47	Valadeces 21			1000	Vertical	2020 - 2023	En programación de perforación

I.1.2.2 Estado Mecánico

SECRETO INDUSTRIAL (ESTADO MECÁNICO). INFORMACIÓN
PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 13 FRACCIÓN II DE LA LFTAIIP Y 116
CUARTO PÁRRAFO DE LA LGTAIP.

Figura I.5.- Estado Mecánico

I.1.2.3 Programa Direccional

SECRETO INDUSTRIAL (PROGRAMA DIRECCIONAL). INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 13 FRACCIÓN II DE LA LFTAIP Y 116 CUARTO PÁRRAFO DE LA LGTAIP.

Figura I.6.- Programa direccional 1 Etapa 8 1/2".

SECRETO INDUSTRIAL (PROGRAMA DIRECCIONAL). INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 13 FRACCIÓN II DE LA LFTAIP Y 116 CUARTO PÁRRAFO DE LA LGTAIP.

Figura 1.7.- Programa direccional 2 Etapa 6 1/8".

I.1.2.4 Ventana Operacional

**SECRETO INDUSTRIAL (VENTANA OPERACIONAL). INFORMACIÓN PROTEGIDA
BAJO LOS ARTÍCULOS 13 FRACCIÓN II DE LA LFTAIP Y 116 CUARTO PÁRRAFO DE
LA LGTAIP.**

I.1.2.5 Producción inicial pronosticada-Pozo Tipo

Se espera un gasto estimado inicial de 90,614 m³ de gas (3.2 MMpc/d) y un acumulado de 6,200,000 m³ (2.2 Bcf) para esta capa.

I.1.2.6 Fluidos de Perforación

Etapa	Nº	I	II	III
Barrena	plg.	SECRETO INDUSTRIAL (COMPOSICIÓN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN). INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 13 FRACCIÓN II DE LA LFTAIPI Y 116 CUARTO PÁRRAFO DE LA LGTAIP.		
Revestidor	plg.			
Profundidad Inicial	m			
Profundidad Final	m			
Tramo Perforado	m			
Fluido	Tipo			
Parámetros	Unidad			
Densidad	grs / cc			
Visc. Marsh	seg			
Visc. Aparente	cps			
Visc. Plástica	cps			
Pto. Cedente	lbs / 100 pie ²			
Geles 10" / 10'	lbs / 100 pie ²			
Filtrado API	cc. / 30 min.			
Filtrado APAT	cc. / 30 min.			
Enjarre	mm.			
Sólidos	% V.			
Aceite	% V.			
Agua	% V.			
Arena	% V.			
Alcalinidad	cc.			
Exceso de Cal	kgr / m ³			
Salinidad	ppm.			
Relación	O / W			
Est. Eléctrica	voltios			
Temblorina Norte	mesh			
Temblorina Sur	mesh			
Limpia Lodo	mesh			

Figura I.9.- Propiedades Físico química del fluido de perforación.

I.1.2.7. Tuberías de Revestimiento y Accesorios

Tabla I.15.- Asentamiento de tuberías de revestimiento y densidades de fluidos.

ETAPA	DIÁMETRO	PROFUNDIDAD (m)		DENSIDADES	CEMENTACIÓN
	(pg)	Vertical	Medida	(gr/cc)	CIA.
1	9-5/8"	150	150	1.25	Halliburton
2	7"	1401	1500	1.15	Halliburton
3	3-1/2"	2484	2620'	1.67	Halliburton

NOTAS:

La profundidad de asentamiento de las TR de 9 5/8" - 7" y del TL de 3-1/2", dependerá de las condiciones operacionales y de la evaluación geológica a efectuar durante la perforación del pozo.

Tabla I.16.- Características de Tuberías de Revestimiento

INTERVALO (mD)	OD (pg.)	GRADO	PESO (lb/pie)	JUNTA	APRIETE OPT. (lb-pie)
0 – 150	9-5/8"	J-55	32.3	STC	Geométrico
0 – 1500	7"	N-80	23	BCN	Geométrico
0– 2650	3-1/2"	N-80	9.3	EUE	3200

INTERVALO (mD)	OD (pg.)	ID (pg)	DRIFT (pg)	RESISTENCIA INT (psi)	RESISTENCIA COLAPSO (psi)	RESISTENCIA TENSIÓN Cuerpo (lbs)	RESISTENCIA TENSIÓN Junta (lbs)
0 – 300	9-5/8"	9.001	8.845	3120	1570	278,000	188,000
0 – 1500	7"	6.366	6.241	6340	3830	295,000	326,000
0 – 2650	3-1/2"	2.992	2.867	10160	10540	207,000	207,000

I.1.2.8. Registros

El detalle de los estudios y toma de información considerada en dicho plan incluye registros de pozos para evaluaciones petrofísicas y caracterización estática de los yacimientos y gradientes de presión.

Los registros de pozos planeados para los pozos a perforar durante el Plan de Desarrollo son: registros de rayos gamma, eléctricos de inducción, neutrón compensado, litodensidad, y sónico dipolar de onda completa.

Finalmente se realizarán las evaluaciones petrofísicas de las formaciones a través del cálculo de la arcillosidad de los yacimientos, el cálculo de la saturación de agua y de la porosidad efectiva para determinar el espesor neto útil de los yacimientos e individualizar las zonas de interés. Las evaluaciones petrofísicas son de vital importancia para la estimación volumétrica de reservas y la predicción de productividad de los pozos. Los núcleos rotados de pared (tapones) se toman en pozos exploratorios y delimitadores y permiten realizar análisis de petrofísica básica y análisis petrográficos. De lo anterior, se confirma que no se tomarán núcleos en los pozos del Plan de Desarrollo.

Se realizará detección de gas mediante sensores permanentes durante la perforación. Complementa la información de registros ya que además de detectar el gas detecta caídas en la densidad del lodo y en conjunto con el resto de la información es empleada para definir el potencial de las arenas.

Calibración de tuberías de pozos, toma de muestras de fondo y/o impresión de block

Las calibraciones de tuberías de pozos (incluyen tomas de muestras de fondo y/o la impresión de block), tienen como objetivo determinar las condiciones físicas en el interior de la tubería de producción (geometría, colapsos, incrustaciones, obstrucciones, etc.), con la finalidad de evaluar posibles restricciones entre los intervalos productores y la tubería.

La operación de calibración también tiene como finalidad el determinar que la tubería carece de obstrucciones previas a registros u operaciones de inducción del pozo.

Registro sónico de Nivel de Fluido (Ecómetro)

El registro sónico de nivel de fluidos (Ecómetro), tiene como objetivo determinar la columna efectiva de fluido en un pozo, las condiciones de presión de cabeza del mismo y anomalías físicas en la tubería (colapsos, roturas, reducciones, etc.), a través de la propagación de las ondas sonoras en el espacio anular o tubería de producción del pozo.

Una vez obtenida la información medida por medio de los sensores del equipo, el software del mismo calcula las presiones de fondo del pozo (Presión de fondo fluvente y presión estática de fondo), las cuales son

utilizadas para dar seguimiento a la producción y futuras optimizaciones de parámetros de explotación del pozo.

Registro de presión/temperatura de fondo (estático o dinámico)

Los registros de presión/temperatura de fondo (estático o dinámico) tienen como objetivo el medir el cambio en la presión y temperatura por unidad de profundidad en un pozo.

Dichos gradientes pueden ser utilizados para la evaluación de las condiciones estáticas o dinámicas de los fluidos dentro del pozo, el potencial del yacimiento y las condiciones de producción del mismo así como parámetros de entrada para emplear en software de simulación.

I.1.2.9 Programa de Materiales

CANT.	UNIDAD	DESCRIPCION
		Diesel para motores
		Agua de perforación
		Agua de uso general
1	Pza	Kelly spinner
1	Pza	Macho Kelly 8 5/8"
1	Pza	Kelly hexagonal 3 1/2"
1	Pza	Sustituto NC-38
1	Pza	Valvula de pie NC-38
HTAS DE PERFORACION PRIMERA ETAPA		
1	Pza	BARRENA PDC 12-1/4"
1	Pza	DOBLE CAJA ESTAB 8" x ALETA 12-1/8 C/VCP
1	Pza	DRILL COLLAR ESPIRAL 8" x 6-5/8 REG
1	Pza	ESTABILIZADOR 8" x ALETA 12-1/8" x 6-5/8 REG
1	Pza	DRILL COLLAR ESPIRAL 8" x 6-5/8 REG
1	Pza	ESTABILIZADOR 8" x ALETA 12-1/8" x 6-5/8 REG
2	Pza	DRILL COLLAR ESPIRAL 8" x 6-5/8 REG
1	Pza	COMBINACION 6-5/8 REG X 4 IF
8	Pza	DRILL COLLAR ESPIRAL 6-1/2" x 4 IF
1	Pza	COMBINACION 4 IF X 3 1/2" IF
18	Pza	HWDP 3 1/2" x 3 1/2 IF
MATERIAL QUIMICO		
100	M3	Lodo Emulsion Inversa de 1.10-1.20 gr/cc
5	Pza	Pipas para sacar lodo Bentonitico
10	M3	Agua de perforación para lodo B
20	M3	Diesel para lodo
100	tn	Barita
Nec		Material Quimico
EQUIPO PARA INTRODUCIR TR 9 5/8"		
1	Pza	Elevador de 9 5/8"
1	Pza	Collarin 9 5/8"
1	Pza	Araña para TR 9 5/8"
1	Pza	Manguera para llenar y circular
1	Pza	Llave Hidraulica con mordazas de 9 5/8"
1	Pza	Unidad de potencia para llave hidráulica
1	Pza	Botella

Figura I.10.- Programa de Materiales.

Continuación Figura I.10

TR 9 5/8" Y ACCESORIOS		
1	Pza	Zapata guía 9 5/8" 32.3 lb/ft N-80 STC
1	Pza	Cople Flotador 9 5/8" 32.3lb/ft N-80 STC
150	mts	TR 9 5/8" 32.3 lb/ft , N-80, STC
1	Pza	Grasa para 9 5/8" 32.3lb/ft N-80 STC
		Centradores 9 5/8"
		Collarines 9 5/8"
CEMENTACION TR 9 5/8"		
		Cemento densidad 1.89 gr/cc
1	Pza	Cabeza para cementación 9 5/8"
1	Pza	Tapon Diafragma
1	Pza	Tapon Solido
CSC SEGUNDA Y TERCERA ETAPA		
1	Set	Conjunto de prebentores 11" 10M (Esferico-Doble-Sencillo)
1	Pza	Carrete espaciador
1	Pza	Buje de desgaste
1	Pza	RAMS 7- 3 1/2"
1	Pza	Equipo de pruebas para pribar C.S.C.
1	Pza	Mandril de pruebas
1	Pza	Tapon de pruebas
HTAS DE PERFORACION TERCERA ETAPA		
1	Pza	BARRENA PDC 8-1/2"
1	Pza	DOBLE CAJA ESTAB 6-1/2" x ALETA 8-3/8" C/VCP
1	Pza	COMBINACION 4 IF x 4 1/2 IF
1	Pza	MOTOR DE FONDO"
1	Pza	COMBINACION 4-1/2" IF x 4" IF
8	Pza	DRILL COLLAR ESPIRAL 6-1/2" x 4 IF
1	Pza	COMBINACION 4 IF x 4 1/2 IF
1	Pza	MARTILLO HYDRAULICO-MECANICO 6-1/2" x 4-1/2 IF
1	Pza	COMBINACION 4-1/2" IF x 4" IF
1	Pza	DRILL COLLAR LISO 6-1/2" x 4" IF
20	Pza	HWDP 3 1/2" x 3 1/2 IF
160	Pza	TP 3 1/2" 13.3 #

Continuación Figura I.10

MATERIAL QUIMICO		
		Lodo Emulsion Inverasade 1.10-1.20 gr/cc
		Agua de perforación para lodo B
		Diesel para lodo
		Barita
		Material Quimico
EQUIPO PARA INTRODUCIR TR 7"		
1	Pza	Elevador de 7"
1	Pza	Collarin 7"
1	Pza	Araña para TR 7"
1	Pza	Manguera para llenar y circular
1	Pza	Llave Hidraulica con mordazas de 7"
1	Pza	Unidad de potencia para llave hidráulica
1	Pza	Botella
TR 7" Y ACCESORIOS		
1	Pza	Zapata guía 7" 26 lb/ft, N-80, BTC
1	Pza	Cople Flotador 7" 26lb/ft, N-80, BTC
1650	mts	TR 7" 26lb/ft, N-80 BTC
1	Pza	Grasa para 7" 26lb/ft N-80 BTC
		Centradores 7"
		Collarines 7"
CEMENTACION TR 7"		
		Cemento densidad 1.50 gr/cc
		Cemento densidad 1.89 gr/cc
1	Pza	Cabeza para cementación 9 5/8"
1	Pza	Tapon Diafragma
1	Pza	Tapon Solido
HTAS DE PERFORACION CUARTA ETAPA		
1	Pza	BARRENA PDC 6-1/8"
1	Pza	DOBLE CAJA ESTAB 4-3/4" x ALETA 6" C/VCP
1	Pza	MOTOR DE FONDO 4 3/4"
7	Pza	DRILL COLLAR ESPIRAL 4-3/4" x 3-1/2" IF
1	Pza	MARTILLO HIDRAULICO 4-3/4" X 3 1/2 IF
1	Pza	DRILL COLLAR ESPIRAL 4-3/4" x 3-1/2" IF
20	Pza	HWDP 3 1/2" x 3 1/2 IF
250	Pza	TP 3-1/2" 13.3# G-105 x 3-1/2" IF

Continuación Figura I.10

MATERIAL QUIMICO		
		Lodo Emulsion Inverasade 1.45-1.70 gr/cc
		Pipas para sacar lodo Bentonitico
		Agua de perforación para lodo B.A
		Diesel para lodo
		Barita
		Material Quimico
EQUIPO PARA INTRODUCIR TL 3 1/2"		
1	Pza	Elevador de 3 1/2"
1	Pza	Collarin 3 1/2"
1	Pza	Araña para TR 3 1/2"
1	Pza	Manguera para llenar y circular
1	Pza	Llave Hidraulica con mordazas de 3 1/2"
1	Pza	Unidad de potencia para llave hidráulica
1	Pza	Botella
TL 3 1/2" Y ACCESORIOS		
1	Pza	Zapata flotadora 3 1/2 9,3 lb/ft N-80 EUE
1	Pza	Cople Flotador 3 1/2 9,3 lb/ft N-80 EUE
2550	m	TL 3 1/2 9,2 lb/ft 9,3 lb/ft N-80 EUE
1	Pza	Grasa para 3 1/2 9,3 lb/ft N-80 EUE
		Centradores 3 1/2"
		Collarines 3 1/2"
CEMENTACION TL 3 1/2"		
		Cemento densidad 1.89 gr/cc
1	Pza	Cabeza para cementación
1	Pza	Tapon Diafragma
1	Pza	Tapon Solido
CSC TERMINACION		
1	Pza	Medio Arbol de válvulas de 9 5/8" x 7" x 3 1/2" 10M
1	Pza	Válvulas de 2 1/16 5M
1	Pza	Cruceta 2 1/16" 5M
1	Pza	Bonete de árbol de produccion 11" 10M
1	Pza	Manometro de Aguja

I.1.2.10 Distribución de Tiempos

Teapetrol	Profund. entrada [m(bhp)]	Profund. salida [m(bhp)]	SOP Veloc. [m/h]	Avance [m]	Tiempo [horas]	Profund. total [m(bhp)]	Tiempo [días]	Tiempo Acum. [días]
Descripción por sección								
DTM	0	0		0	0.00	0	0.00	0
Armar y calibrar barrenos PDC de 12-1/4"	0	0		0	2.00	0	0.08	0.08
Perforar vertical @ 150 m	0	150	15	150	10.00	150	0.42	0.50
Bombear bache viscoso y circular para limpiar el pozo	150	150		0	1.00	150	0.04	0.54
Hacer viaje de acondicionamiento hasta superficie. Regresar a fondo	150	150		0	3.00	150	0.15	0.67
Circular para limpieza del pozo.	150	150		0	1.00	150	0.04	0.71
Sacar sarta hasta superficie. Quebrar BHA y bna, limpiar piso de perforación	150	150		0	2.00	150	0.08	0.79
Reunión preoperacional e instalar equipo para corrida de TR	150	150		0	0.50	150	0.02	0.81
Meter TR de 9-5/8" @ 150 m	150	150		0	3.00	150	0.15	0.94
Instalar cabeza y líneas, probar las mismas	150	150		0	1.00	150	0.04	0.98
Circular para limpiar hueco	150	150		0	1.00	150	0.04	1.02
Cementar TR de 9-5/8"	150	150		0	2.00	150	0.08	1.10
Retirar cabeza y líneas de cementación, limpiar contrapozo, cortar y biselar tubo 9-5/8". Limpiar Bodega	150	150		0	1.00	150	0.04	1.15
Instalar y probar Cabezal	150	150		0	2.00	150	0.08	1.23
Reunión preoperacional para instalar BOP	150	150		0	1.00	150	0.04	1.27
Instalar preventores, válvulas laterales, líneas laterales y estrangulador	150	150		0	12.00	150	0.50	1.77
Probar estrangulador y acumulador (con el 80% de presión del equipo BOP)	150	150		0	2.00	150	0.08	1.85
Instalar Cabeza Rotatoria en SET de preventores y probar	150	150		0	4.00	150	0.17	2.02
Instalar charola ecológica, tubo campana, línea de flete y wear bushing	150	150		0	2.00	150	0.08	2.10
Realizar reunión preoperacional etapa de 3 1/2"	150	150		0	1.00	150	0.04	2.15
Armar BHA direccional de con Bna PDC de 8-1/2"	150	150		0	2.00	150	0.08	2.23
Baja sarta hasta 150 m	150	150		0	2.00	150	0.08	2.31
Bajar sarta hasta cople flotador	150	150		0	1.00	150	0.04	2.35
Conectar flecha, circular y probar TR de 9-5/8"	150	150		0	0.50	150	0.02	2.38
Perforar cople flotador y 5 m de cemento	150	150		0	1.00	150	0.04	2.42
Conectar flecha, circular y probar TR de 9-5/8"	150	150		0	0.50	150	0.02	2.44
Perforar cemento y zapata guía	150	150		0	1.00	150	0.04	2.48
Perforar 30 m de formación nueva @ 180 M	150	180	15	30	2.00	180	0.08	2.56
Circular pozo, realizar PIF a 2.00 gr/cc	180	180		0	1.00	180	0.04	2.60
Perforar direccional en 8 1/2 desde 180 m @ aprox. 900 m	180	900	20	720	36.00	900	1.50	4.10
Instalar salero doble en cabeza rotatoria	900	900		0	6.00	900	0.25	4.35
Perforar direccional en 8 1/2 desde 900 m @ aprox. 1200 m	900	1200	20	300	15.00	1200	0.63	4.98
Circular a hueco limpio y tomar de survey	1200	1200		0	0.00	1200	0.00	4.98
Perforar hueco de 8 1/2 desde 1200 m @ aprox. 1500 m	1200	1500	15	300	22.33	1500	0.98	5.91
Circular a hueco limpio y tomar registro de desviación	1500	1500		0	2.00	1500	0.08	5.99
Bombear bache de limpieza y circular a hueco limpio hasta homogenizar	1500	1500		0	2.00	1500	0.08	6.08
Realizar viaje de calibración hasta zapata de 9-5/8", regresar a fondo.	1500	1500		0	8.00	1500	0.33	6.41
Bombear bache viscoso y circular a limpio	1500	1500		0	2.00	1500	0.08	6.49
Sacar sarta desde 1535 m hasta 300 m	1500	1500		0	8.00	1500	0.33	6.83
Sacar Barreno 8 1/2" a 90 m	1500	1500		0	2.00	1500	0.08	6.91
Sacar BHA, Quebrar herramienta 6 1/2" y direccional	1500	1500		0	1.00	1500	0.04	6.95
Limpier piso de perforación y hacer reunión preoperacional	1500	1500		0	1.00	1500	0.04	6.99
Armar unidad de registros eléctricos	1500	1500		0	2.00	1500	0.08	7.08
Tomar registros eléctricos en hueco abierto (L Carrera) Combo	1500	1500		0	8.00	1500	0.33	7.41
Quebrar lra de registros y retirar unidad	1500	1500		0	2.00	1500	0.08	7.49
Retirar buje de desgaste, realizar reunión preoperacional e instalar equipo	1500	1500		0	1.00	1500	0.04	7.53
Meter Casing de 7" @ 1500 m	1500	1500		0	15.00	1500	0.63	8.16
Instalar colgador de 9-5/8" x 7", desmantelar llave hidráulica	1500	1500		0	1.00	1500	0.04	8.20
Circular acondicionando todo previo a cementación	1500	1500		0	1.00	1500	0.04	8.24
Realizar reunión preoperacional e instalar cabeza, líneas de cementación y cemento TR de 7"	1500	1500		0	1.00	1500	0.04	8.28
Retirar cabeza y líneas de cementación	1500	1500		0	2.00	1500	0.08	8.37
Cambiar arriets/s de 7" a 5 1/2"	1500	1500		0	1.00	1500	0.04	8.45
Reunión e instalar bache no de cabeza rotativa	1500	1500		0	2.00	1500	0.08	8.53

Figura I.11.- Distribución de Tiempos

Continuación Figura I.11.-

Tecpetrol		Profund. entrada	Profund. salida	ROP Veloc.	Avance	Tiempo	Profund. total	Tiempo	Tiempo
Descripción por sección		(mibbp)	(mibbp)	(m/h)	(m)	(horas)	(mibbp)	(días)	Acum.
Armar BHA empacado y bna de 6-1/8"		1500	1500		0	1.00	1500	0.04	8.58
Baja sarta hasta 1630 m		1500	1500		0	8.00	1500	0.33	8.91
Bajar sarta hasta cople flotador		1500	1500		0	0.50	1500	0.02	8.93
Conectar flecha, circular y probar TR de 7"		1500	1500		0	0.75	1500	0.03	8.96
Perforar cople flotador y 5 m de cemento		1500	1500		0	1.00	1500	0.04	9.00
Conectar flecha, circular y probar TR de 7"		1500	1500		0	0.50	1500	0.02	9.02
Perforar cemento y zapata guía		1500	1500		0	1.00	1500	0.04	9.07
Perforar 30 m de formación nueva @ 1530 m		1500	1530	30	30	1.00	1530	0.04	9.11
Circular pozo, con RT		1530	1530		0	1.50	1530	0.06	9.17
Perforar hueco de 6-1/8 desde 1530 m @ aprox. 2200 m		1530	2200	10	670	67.00	2200	2.79	11.96
Circular a hueco limpio y tomar survey		2200	2200		0	0.00	2200	0.00	11.96
Perforar hueco de 6-1/8 desde 2200 m @ aprox. 2400 m		2200	2400	10	200	20.00	2400	0.83	12.80
Circular a hueco limpio y tomar registro de desviación		2400	2400		0	0.00	2400	0.00	12.80
Perforar hueco de 6-1/8 desde 2400 m @ aprox. 2650 m		2400	2650	7	250	35.71	2650	1.49	14.28
Bombear bache de limpieza y circular a hueco limpio hasta homogeneizar		2650	2650		0	3.00	2650	0.13	14.41
Realizar viaje de calibración hasta zapata de 7", regresar a fondo.		2650	2650		0	4.00	2650	0.17	14.57
Bombear bache viscoso y circular homogenizando densidad de sacada		2650	2650		0	2.00	2650	0.08	14.66
Sacar sarta desde 2650 m hasta 1555 m aprox.		2650	2650		0	4.00	2650	0.17	14.82
Instalar izadora de tubería y sacar quebrando TXT		2650	2650		0	0.00	2650	0.25	15.07
Sacar barrera a superficie + quebrar BHA 4 3/4" + herramienta direccional		2650	2650		0	3.00	2650	0.13	15.20
Limpiar piso de perforación y hacer reunión preoperacional		2650	2650		0	1.00	2650	0.04	15.24
Armar unidad de registros eléctricos		2650	2650		0	1.00	2650	0.04	15.28
Tomar registros eléctricos en hueco abierto (1 Carrera) Combo		2650	2650		0	3.00	2650	0.33	15.62
Desarmar sonda 1 carrera		2650	2650		0	1.00	2650	0.04	15.66
Armar sonda 4 carrera		2650	2650		0	1.00	2650	0.04	15.70
Tomar registros eléctricos en hueco abierto (4 Carrera) CBL en 7"		2650	2650		0	4.00	2650	0.17	15.87
Quebrar herramientas de registros y retirar unidad		2650	2650		0	1.00	2650	0.04	15.91
Retirar flujo de desaste, realizar reunión preoperacional e instalar equipo		2650	2650		0	1.00	2650	0.04	15.95
Meter tubingless de 5-1/2" @ 2650 m		2650	2650		0	19.50	2650	0.80	16.75
Instalar colgador de 11" x 3-1/2", desmantelar llave hidráulica		2650	2650		0	2.00	2650	0.08	16.84
Circular acondicionando lodo previo a cementación		2650	2650		0	1.00	2650	0.08	16.92
Realizar reunión preoperacional e instalar cabeza, líneas de cementación y		2650	2650		0	1.00	2650	0.04	16.96
Cementar tubingless de 5 1/2", desplazar con salmuera de 1.02 g/cc		2650	2650		0	4.00	2650	0.17	17.13
Retirar cabeza y líneas de cementación		2650	2650		0	1.00	2650	0.04	17.17
Esperar fraguado de cemento (quebrar 2000 mts de TP, DC's HW/DP, limpiar interior de BOP con agua, aliojar tornillería, limpiar presas de lodo, retirar línea de flujo, charola ecológica, y campana)		2650	2650		0	12.00	2650	0.50	17.67
Desmantelar set de preventores, válvulas laterales y accesorios, MPD		2650	2650		0	7.00	2650	0.28	17.96
Instalar árbol de producción y probar sellos con 8000/500 psi.		2650	2650		0	1.00	2650	0.04	18.00
						451.99	2650		18

I.1.2.11 Secuencia Operativa

I.1.2.11.1 Primera Etapa

Agujero Superficial en 12 ¼" Revestimiento de 9 5/8" 32.3lbs J-55 STC a 150 m (MD/TVD)

Objetivo

Proteger los acuíferos superficiales de una posible contaminación. Perforar con barrena de 12 ¼" hasta 150 m, bajar y cementar tubería de revestimiento de 9 5/8" que proveerá el soporte estructural para instalar las conexiones superficiales de control para perforar la siguiente etapa.

Consideraciones Especiales

- Presencia de arcilla pastosa que ocasiona taponamiento en la línea de flote y embolamiento de la barrena.
- Emplear un sistema de lodo bentonítico inhibido para prevenir la hidratación de las arcillas.
- Desgaste excesivo de estabilizadores debido a elevada abrasión en las intercalaciones de arenas.
- Bajas velocidades anulares debido al diámetro del agujero vs diámetro tubería de perforación, se requieren gastos superiores a 600 gpm para reducir los efectos de una mala limpieza.
- Instalar camisas de 6-1/4" en las bombas de lodo para tener mayor disponibilidad de gasto.
- Verificar el correcto funcionamiento del equipo de control de sólidos, especialmente el *mud cleaner* y temblorinas.

Procedimiento Operacional

- Realizar inspección del conjunto preventor, cabezal, contrapozo y campana para comprobar dimensiones y realizar los ajustes de ser necesarios. Se utilizará arreglo de tres etapas.
- Armar arreglo de fondo empacado con barrena PDC de 12 ¼", agregar lastra-barrenas y estabilizadores (1/8" bajo calibre), a medida que se va perforando de acuerdo a programa.
- El fluido de perforación se deberá preparar con anterioridad para tener la suficiente inhibición y no permitir la reacción de las arcillas superficiales que tienden a embolar la barrena, con la agravante de que no se utilizará alto gasto en los primeros 50 m, para evitar lavar la base del contrapozo.

- Para reducir el embolamiento bombear baches a pleno gasto con una concentración de 80 kg/m³ de cáscara de nuez grueso, para limpiar la barrena.
- Perforar agujero vertical hasta 150 m
- Antes de efectuar las conexiones, circular el tiempo necesario para asegurar la limpieza del anular
- Bombear y circular bache viscoso para limpiar agujero
- De acuerdo a las condiciones del agujero efectuar viaje de calibre.
- Alistar, bajar y cementar TR de 9 5/8" equipada con 3 centradores 1 collarin tope y cople flotador + zapata guía soldable. Desplazar cemento con lodo base aceite de la siguiente sección utilizando las bombas de la UAP, los últimos 10 bbl desplazar con agua para evitar el riesgo de fuego durante el corte de la TR 9 5/8".
- Asegurar la logística necesaria en superficie para efectuar el desplazamiento (frac tanks, centrífugas adicionales, pipas).
- Instalar unidad de corte de Cía. FMC. Cortar y biselar TR de 9-5/8". Soldar sección "A" 11" x 9 5/8" 5M.
- (El corte de la TR 9-5/8" deberá permitir la instalación del conjunto de preventores 11" 10M + Cabeza rotatoria 7100)
- Realizar prueba a sección "A" de cabezal con 600 psi de Nitrógeno por 10 min.
- Instalar válvulas laterales 2 1/16" de sección "A".
- Instalar sección "B" 11" 5M x 11" 10 M y válvulas laterales.
- Instalar y apretar BOP 11" 10 M .
- Instalar cabeza rotativa 7100 (MPD) y válvulas laterales.
- Realizar funcionamiento del acumulador.
- Instalar copa y probar cabezal con 300/1500 psi.
- Probar conexiones superficiales de control con 500/8000 psi x 5/10 min.
- Probar Esférico con 500/4000 psi x 5/10 min.
- Probar cabeza rotativa y manifold de estrangulación de MPD con 500/2000 psi por 5/10 min.
- Probar manifold de estrangulación con 500 / 4000 psi x 5/10 minutos
- Instalar buje de desgaste, campana, línea de flote y charola ecológica.

Problemas Potenciales y Recomendaciones

- Taponamiento de la línea de flote. Incorporación de toberas a lo largo de la línea de flote y control de la tasa de penetración en casos muy severos.
- Embotamiento de barrena. Uso de productos anti-embotamiento cáscara de nuez, si se utiliza detergentes que producen espuma, romper la tensión superficial para evitar generar espuma que reduzca la eficiencia de las bombas (gasto).
- Rebalse de lodo en temblorinas. Uso de encapsuladores de arcilla. Óptimo funcionamiento del equipo de control de sólidos (temblorinas, mud cleaner).
- Asegurar la logística a tiempo de las góndolas transportadoras de recortes, disponibilidad, etc.
- Hinchamiento de arcillas. Uso de inhibidores y encapsuladores de arcilla.
- Pérdida de circulación. Buena limpieza del agujero para evitar inducir pérdidas por acumulación de recortes en el anular. Adicionar material anti-pérdida al sistema como contingencia.
- Posible pega de revestimiento por mecanismo diferencial. Minimizar tiempo en las conexiones durante la corrida del revestimiento.
- Mantener la concentración de sólidos de baja gravedad (LGS) por debajo del 6%.
- Canalización del cemento. Asegurar valores de reología mínimos al final de la sección. Utilizar mayor volumen de lavador en el diseño de la cementación. Emplear altos gastos de bombeo durante la cementación.
- Comunicación. Establecer un plan de acción entre el ingeniero de lodos, TFM, perforador/rig manager, mud-logger, Ingeniería de diseño y company-man a fin de detectar a tiempo cualquier anomalía de presión que puede ser indicador de sobrecarga en el anular, rotura o agujero en la tubería, derrame de lodo por temblorinas o por línea de flote, etc. a fin de tomar las acciones adecuadas a tiempo.

I.1.2.11.2. Segunda Etapa

Agujero Intermedio en 8 1/2 Revestimiento de 7" 23 lbs/ft, N-80, BCN a 1500 mD/ 1401mV

Objetivo

Perforar a través de la zona de baja presión ECM, EQC, EMS-17, EMS-19. Bajar y cementar tubería de revestimiento de 7". Aislado las mencionadas formaciones para permitir la perforación de la etapa de producción.

Consideraciones Especiales

- Posible bajas tasas de penetración. (arenas)
- Posibles pérdidas de circulación en EQC y al incrementar la densidad por entrada de gas.
- Cumplimiento del programa monitoreando la hidráulica y limpieza del agujero.

Procedimiento Operacional

- Armar BHA direccional con barrena PDC de 8-1/2".
- Bajar sarta hasta la cima de los tapones de desplazamiento.
- Cerrar preventor y probar TR 9-5/8" con 1000 psi de presión en cabeza.
- Rebajar equipo de flotación de TR 9-5/8" y cemento hasta 5 m antes de zapata.
- Cerrar preventor y probar TR 9-5/8" con 1000 psi de presión en cabeza.
- Perforar zapata y 30 m de formación. Circular y homogenizar densidad de lodo de entrada y salida.
- Levantar barrena dentro de la TR y efectuar PIF para una D.E. 1.70 gr/cc.
- Después de la PIF Mantener el sistema de fluido con 30 kg/m³ de CaCO₃ combinado.
- Pérdidas de circulación, mantener la densidad del lodo dentro del rango programado, bombeando baches obturantes cada 2 conexiones, pudiendo variar esta frecuencia en función del ROP y condiciones del agujero

- Perforar hasta 300 m (TVD) donde inicia KOP con DIs de 2.5 °c/30m hasta la profundidad de 600 mD con 25°, mantener tangente hasta 1312 mD, e iniciar el decremento de ángulo con 2.5°c/30m hasta quedar con una inclinación de 9°, en 1500 mD profundidad final de la etapa, tomando survey cada 30 tramos.
- De acuerdo a las condiciones del agujero (condiciones en las conexiones, arrastre y torque excesivo, sobre presión, etc.) efectuar viaje corto de calibración hasta la zapata de 9-5/8”.
- Circular y bombear bache viscoso, limpiar pozo.
- Retirar buje de desgaste
- Correr registros eléctricos de acuerdo a programa.
- Cambiar RAM's a 7”, (Realizar prueba de rams con 500 / 8000 psi durante 5 / 10 min).
- Meter TR de 7” 23 lbs/ft, N-80, BCN hasta la profundidad programada (Se proveerá procedimiento adicional para la corrida de la tubería de revestimiento que incluye velocidad de bajada y el efecto de presiones ‘surge’ y ‘swab’). (Colocar dos tramos entre zapata guía y cople flotador, centralizando cada uno).
- Circular, monitorear volúmenes. Acondicionar lodo para cementación.
- Colgar TR de 7” en su nido. Disponer de cuñas de emergencia.
- Cementar TR de 7” según programa. Efectuar el desplazamiento con lodo y asentar tapones con la UAP
- Esperar fragüe a incremento de 500 psi de esfuerzo compresivo.
- Desconectar y retirar tubo madrina (landing joint).
- Instalar y probar ensamble de sellos y asentar sobre colgador.
- Probar conjunto de preventores (Después de 21 días de la última prueba si aplica) e instalar buje de desgaste.

Problemas Potenciales y Recomendaciones

- Bombeo de baches con material sellante.
- En caso de observar altas pérdidas de circulación será necesario cementar la TR con lechada de relleno de menor densidad.
- Mantener la densidad del fluido de perforación de acuerdo al programa.
- Gasificaciones e incrementos de densidad que puedan generar pérdidas de circulación.

- Aporte de gas, Mantener la densidad del lodo de acuerdo a los valores recomendados, monitorear constantemente los volúmenes en los tanques, utilizar material obturante.
- Inestabilidad de agujero. Mantener la densidad del lodo dentro de los valores recomendados. Monitorear volumen, tamaño y forma de los recortes.
- Problemas con la limpieza del agujero, pega de tubería por empaquetamiento.
- Cumplimiento del programa direccional.
- Bajada de TR de 7" 23 lbs/ft, N-80, BCN.
- Si la operación de registros eléctricos muestra arrastres anormales, será necesario hacer un viaje de limpieza previo a la corrida de la TR.
- Comunicación. Establecer un plan de acción entre el ingeniero de lodos, TFM, perforador/rig manager, mud-logger, Ingeniería de diseño y company-man a fin de detectar a tiempo cualquier anomalía de presión que puede ser indicador de sobrecarga en el anular, rotura o agujero en la tubería, derrame de lodo por temblorinas o por línea de flote, etc. a fin de tomar las acciones adecuadas a tiempo.

I.1.2.11.3 Tercera Etapa

Agujero de Producción en 6 1/8" / Tubing less 3 1/2" 9.3 lbs/ft , N-80 EUE hasta 2650 mD / 2550 mV.

Objetivo

Perforar a través de la zona denominada como Exploratoria de las arenas EW-2, EW-4 y bajar TL de 3 1/2" para la explotación selectiva de la formación que resulte de la prospección.

Consideraciones Especiales

- Mantener el sistema de fluido con 30 kg/m³ de CaCO₃ combinado
- Entrada de gas en las zonas de Eoceno Wilcox.
- Pérdidas de circulación, mantener la densidad del lodo dentro del rango programado, bombeando baches obturantes cada de 3 conexiones, pudiendo variar esta frecuencia en función del ROP y condiciones del agujero.

- Problemas con la limpieza del agujero, pega de tubería por empaquetamiento. Monitoreo de hidráulicas de limpieza del pozo.
- Presencia de arenas de gas, zonas con alta permeabilidad y presiones alrededor de las 5800 psi.
- Posible bajas tasas de penetración. (arenas)
- Posibles pérdidas de circulación al incrementar la densidad por entrada de gas.
- Efecto de Fuelleo (Ballooning).
- Cumplimiento del programa de perforación, cuidando con la hidráulica y limpieza del agujero.

Procedimiento Operacional

- Armar arreglo de fondo direccional con barrena PDC de 6 1/8".
- Bajar sarta hasta cima de los tapones de desplazamiento.
- Cerrar preventor y probar TR 7" con 1600 psi de presión en cabeza
- Rebajar equipo de flotación de TR 7" y cemento hasta 5 m antes de zapato.
- Cerrar preventor y probar TR 7" con 1600 psi de presión en cabeza. Perforar zapata y 30 m de formación. Circular y homogenizar densidad de lodo de entrada y salida
- Levantar barrena dentro de la TR y efectuar PIF para una D.E. 2.00 gr/cc.
- Instalar balero doble en cabeza rotativa 7100 al inicio de la etapa.
- Después de efectuar PIF Mantener el sistema de fluido con 30 kg/m³ de CaCO₃ combinado.
- Pérdidas de circulación, mantener la densidad del lodo dentro del rango programado, bombeando baches obturantes cada 2 conexiones, pudiendo variar esta frecuencia en función del ROP y condiciones del agujero
- Continuar perforando decrementando ángulo 2.5 ° Dls, cada 30 mts, hasta la profundidad de 1612 mD, donde alcanzaría la verticalidad del pozo y mantener verticalidad hasta 2635 mD.
- Verificar condiciones de gomas en balero doble antes de entrar a las arenas EW-2 y EW-4.
- Cuando se observe resistencia al bajar sarta después de conexión, repasar agujero perforado hasta quedar libre.
- De acuerdo a las condiciones del agujero (condiciones en las conexiones, arrastre y torque excesivo, sobre presión, etc.) efectuar viaje corto de calibración hasta la zapata de 7".

- Si el pozo presenta amagos de atrapamiento por empaquetamiento, agujero apretado y/o cualquier otro síntoma, repasar repetidas veces la lingada antes de efectuar la conexión.
- Antes de efectuar la conexión se deberá bombear y circular un bache viscoso asegurando el fondo arriba. Estos procedimientos permiten minimizar los riesgos de un empaquetamiento de la sarta.
- Una vez se llegue a la profundidad total efectuar un viaje corto hasta la zapata de 7" para acondicionar el agujero y medición de entrada de gas, para ajustar densidad de lodo antes de correr registros eléctricos.
- Sacar sarta dejando 1000 m de tubería parada sobre la mesa.
- Correr registros eléctricos de acuerdo a programa.
- Cambiar RAM's a 3 1/2". (Realizar prueba de rams con 500 / 8000 psi durante 5 / 10 min)
- Instalar isadora y bajar TL 3 1/2" hasta la profundidad total programada. (Colocar dos tramos entre zapata flotadora y cople flotador, centralizando cada uno de acuerdo a programa)
- Circular, monitorear volúmenes. Acondicionar lodo para cementación.
- Colgar TL de 3-1/2" en su nido.
- Cementar TL de 3-1/2" de acuerdo a programa. Efectuar el desplazamiento con salmuera de 1.02 gr./cc, y verificando volumen en cajas de UAP asentar tapones con la presión recomendada.
- Desconectar y retirar tubo madrina (landing joint).
- Esperar fragüe 12 horas.
- Quebrar lingadas paradas en el mástil, desarmar BOP's.
- Instalar medio árbol de producción.
- Problemas Potenciales y Recomendaciones
- Bajas tasas de penetración, verificar parámetros indicativos que demoren la tasa de penetración. Realizar prueba de perforabilidad y ajustar los parámetros de perforación.
- Mantenimiento de ángulo puede implicar realizar deslizamientos frecuentes que implicaría una baja en la ROP del pozo.
- Verificar los parámetros de Torque y Arrastres y verificar que estén en el orden de las simulaciones realizadas.
- Pegas de tubería.
- Empaquetamiento causado por derrumbe de zona de lutitas, densidad apropiada.

- Empaquetamiento causado por mala limpieza del agujero, utilizar mínimo 180 gpm y bombear bache de limpieza.
- Entradas de gas, mantener la densidad del lodo de acuerdo a los valores recomendados, monitorear constantemente los volúmenes en los tanques, utilizar material obturante.
- Comunicación. Establecer un plan de acción entre el ingeniero de lodos, perforador/rig manager, mud-logger, Ingeniería de Diseño y company-man a fin de detectar a tiempo cualquier anomalía de presión que puede ser indicador de sobrecarga en el anular, rotura o agujero en la tubería, derrame de lodo por temblorinas o por línea de flote, etc. o ganancia/pérdida de volumen de lodo, aceleración de las bombas, etc., a fin de tomar las acciones adecuadas a tiempo.
- Si durante los registros eléctricos se observa problemas, efectuar viaje de calibre previo a la corrida de la TL de 3-1/2".
- Bombeo de baches con material sellante. En caso de observar altas pérdidas de circulación será necesario cementar la TR con lechada de relleno de menor densidad.
- En caso de superar los 21 días después de la última prueba de Preventores y equipo auxiliar conexiones superficiales de control, realizar las mismas (500 psi en baja / 80 % de presión en alta), durante 5/10 min anotar misma en reporte SIOP.

I.1.2.11.4 Cementación

Procedimiento operativo de cementación

1. Efectuar Junta de Seguridad, Calidad, Protección al Medio Ambiente y Acuerdos Operativos con todo el personal involucrado en la operación y que se encuentre presente en la locación.
2. Con la Tubería de Revestimiento a 1,500 m MD, revisar ajuste de Tubería introducida al pozo y verificar el peso de la Tubería de Revestimiento.
3. Revisar el correcto funcionamiento de la cabeza de Cementar.
 - a. Verificar las líneas de circulación.
 - b. Verificar el correcto funcionamiento de las válvulas Lo-Torc.
 - c. Verificar el correcto funcionamiento del vástago.

- d. Contabilizar el número de vueltas para introducir y extraer el vástago.
 - e. Verificar el correcto funcionamiento del chismoso.
 - 4. Instalar cabeza de cementar.
 - 5. Iniciar a circular el pozo con las bombas del equipo por lo menos 2 ciclos completos.
 - a. Efectuar pruebas de densidad Equivalente de Circulación
- Nota: Verificar circulación a través del ensamble de estrangulación hacia el separador gas lodo, antes de iniciar la operación.
- 6. Verificar volúmenes en Presas monitoreando constantemente los niveles.
 - 7. Verificar el peso de la Tubería de Revestimiento asentada en el fondo.
 - 8. En el intermedio efectuar preparativos para cementar.
 - a. Agua de Mezcla.
 - b. Bache Espaciador.
 - 9. Verificar que estén libres las líneas de cementar del equipo.
 - 10. Instalar en la cabeza de cementar el tapón de limpieza (procurar no dañar el diafragma del mismo) en la posición del tapón de desplazamiento.
 - 11. Girar el vástago para liberar el Tapón de Limpieza.
 - 12. Bombear un volumen de 3.0 – 5.0 bbl observando el paso del tapón por el indicador.
 - 13. Suspender bombeo.
 - 14. Efectuar prueba de líneas con 3,000 psi.
 - 15. Una vez que se tengan los volúmenes y densidades de los fluidos (Lechadas y Espaciadores) así como las aguas de mezclas iniciar con la premezcla de las lechadas de cemento.
 - 16. Liberar primer tapón diafragma
 - 17. Bombear 35 bbl de Bache Espaciador Tuned Spacer III 1.25 gr/cc.
 - 18. Mezclar y bombear Lechada llenado ExtendaCem™ Cement densidad de 1.50 g/cc
 - 19. Mezclar y Bombear Lechada de amarre GasStopCem™ Cement densidad de 1.89 g/cc.
 - 20. Realizar un paro para proceder a soltar tapon solido (desplazamiento)
 - 21. Extraer el vástago para liberar el tapón de desplazamiento.
 - 22. Iniciar con el desplazamiento con lodo de emulsión inversa de 1.15 gr/cc a un gasto de 2.0 bpm verificar la activación del indicador.

23. Continuar con la cedula de desplazamiento. Disminuir el gasto a 2.0 bpm para observar el asentamiento de tapones. Presurizar con 500 psi por encima de la presión de bomba.
24. Efectuar prueba al equipo de flotación.
25. Esperar 24 hrs de fraguado o de acuerdo a los resultados de las pruebas al esfuerzo compresivo a pozo cerrado.

Nota: Este programa puede y debe ser modificado dependiendo las condiciones reales de Pozo.

I.1.2.11.5 Terminación

Bajada de Revestimiento de 3 1/2".

- 1.- Meter Tubing Less 3 1/2", 9.3 Lb/pie, N-80, EUE / 2650 mts (MD/TVD). Apretando con llave hidráulica (3200 lbs.), instalar bola integral, cementar y desplazar con salmuera, probar equipo de flotación y descargar presión de Tubing Less a cero.
- 2.- Esperar fraguado con espacio anular cerrado e interior de Tubing Less abierto, instalar válvula de pie o dejar cabeza de cementación con macho abierto.
- 3.- Abrir espacio anular, observar pozo, descargar lodo de preventores por carrete de trabajo levantar y sentar preventores, recuperar tubo ancla, retirar preventores, instalar sellos a bola colgadora, instalar bonete, árbol de válvulas y probar.
- 4.- Desmantelar equipo.

I.1.2.12 Mapa de Riesgos de la Perforación

A continuación se presenta matriz con eventos identificados durante las operaciones de perforación con presión controlada (MPD).

Tabla I.17.- Matriz de Riesgo para Llevar Acabo la Perforación con MPD

Situación/ Problema	Causa Probable	Acción a tomar
Perdida de Circulación	Zona de menor presión o fractura de gran tamaño	Liberar la presión de la sarta y sacar hasta zapato. Tomar nivel de fluido para calcular la presión de formación. Re-calcular la hidráulica para estimar los nuevos parámetros. Restablecer circulación con los parámetros calculados en el punto anterior. Volver a fondo circulando y reiniciar perforación.
Mayor producción de la pronosticada	Presión de formación superior a la estimada	Si se tiene la capacidad para recibir el exceso de producción, seguir perforando. Si no existe esta capacidad ajustar el ECD.
Volumen de recortes menor al equivalente del cortado por la barrena	Mala limpieza del hoyo por: Falta de velocidad anular. Poca capacidad de arrastre de lodo.	Incrementar, hasta donde sea posible, los caudales de lodo sin afectar el ECD. Mejorar la reología del lodo.
Caída anormal de la presión de inyección	Cambio en los caudales de lodo. Falla en las bombas. Tubería lavada. Pérdida de una boquilla.	Chequear caudales y ajustar. Chequear equipo y reparar daño. Sacar la sarta. Analizar y decidir si se sigue perforando o se hace necesario sacar.
Incremento anormal de la presión de inyección.	Cambio en los caudales de lodo. Taponamiento de una boquilla. Anular sobrecargado de recortes. Incremento del influjo.	Chequear caudales y ajustar si es necesario. Evaluar si se puede seguir perforando en estas condiciones y decidir. Mejorar la limpieza del hueco. Verificar el caudal de influjo recibido en superficie y decidir si se ajusta el ECD o se continúa perforando.
Arrastre y/o torque anormales durante la perforación.	Inestabilidad del hueco. Limpieza deficiente.	Rimar la zona que presenta el problema, si este es muy crítico. Si el problema persiste evaluar soluciones alternativas como incrementar el ECD. Mejorar la limpieza de caudales o reología.
Arrastre anormal durante las conexiones y/o llenado.	Derrumbe del hueco Circulación insuficiente antes de la conexión	Evaluar la causa del derrumbe y si es posible controlar el ECD. Suficiente tiempo de circulación antes de la conexión. Hacer la conexión lo más rápido posible. Bombear píldora viscosa cuando falte entre 1 y 2 metros, para terminar de perforar la parada.
Falla en las bombas	Daño de las bombas	Usar la bomba de back up. Si no hay back up, parar inmediatamente la perforación hasta encontrar una reparación o reposición para la bomba dañada.
Falla de la goma del cabezal rotativo	Desgaste normal	Parar la perforación y seguir circulando al menos 1-1/2 fondos arriba. Si se presenta arrastre anormal sacar hasta el zapato para hacer el cambio de la goma.

Identificación de los riesgos relevantes en el desarrollo de cada actividad.

Los problemas más frecuentes durante la perforación del pozo son los que describen a continuación.

La arremetida

Se conoce por arremetida a la situación en que el fluido de perforación ejerce una presión inferior a la de otros fluidos que se encuentran en los estratos perforados. Estos fluidos pueden ser el mismo petróleo o gas o bolsas de agua que se encuentren en el camino de la barrena.

En estos casos una columna de fluido empuja hacia arriba al fluido de perforación haciéndolo ascender por el espacio anular. Esta situación se observa en la superficie debido al aumento de volumen y presión que sufre el tanque de separación del barro de perforación.

Para evitar arremetidas es importante mantener la columna de presión que el fluido de perforación ejerce sobre el pozo. En el caso de una caída de planta y fallo en las bombas del fluido se podría producir una arremetida.

Otro caso en que se produce esta situación es el de falta de presión de relleno mientras se extrae la tubería de perforación. Durante este tiempo, si no se llena correctamente el pozo de fluido, podría producirse una arremetida ya que la sarta ejerce una presión elevada en las paredes del hoyo.

Los procesos para detener la arremetida se basan en aumentar la presión del fluido de perforación para que sea capaz de salir de la barrena y realizar su función habitual. La arremetida más peligrosa es la de gas debido a su alta velocidad, inflamabilidad y contenido en sulfuro de hidrógeno; que puede resultar extremadamente corrosivo para las sarta.

El equipo básico de control de arremetidas es el llamado Stack o Arreglo Apilado. Este sistema es capaz de sellar el pozo y controlar el flujo de fluidos evitando que estos salgan de manera descontrolada y permitiendo

un movimiento seguro de la sarta de tuberías. El sistema consiste en un conjunto de sellos, válvulas y tuberías colocados en la cabeza del pozo.

El reventón

El reventón o brote es una fase siguiente a la arremetida y se produce cuando ésta queda totalmente fuera de control. Si no es posible restablecer la presión del fluido de perforación durante una arremetida el pozo expulsará el crudo, gas o agua; hasta que el parámetro se restablezca.

Cabe destacar que el reventón puede durar días, incluso meses, con los problemas de seguridad, medioambientales y económicos que esto conlleva.

Para que el lector se haga una idea de la magnitud de la situación se observa en esta imagen un pozo de petróleo en estado de reventón.

El incendio

El incendio es una situación de peligro muy ligada a las tareas de explotación y transporte de productos petrolíferos. Los casos de incendio más comunes en las perforaciones de petróleo se producen tras un reventón.

La columna de hidrocarburo expulsada por el yacimiento, al entrar en contacto con el oxígeno del aire, forma una atmósfera explosiva.

En situaciones de reventón la posibilidad de chispas se acentúa debido a las altas fuerzas a las que el crudo somete a la instalación.

Cabe destacar que en una instalación de este tipo, los sistemas contraincendios cumplen con las más exigentes normativas aunque por la simple caída de una pieza metálica puede producirse una chispa que encienda la mezcla.

El Atascamiento

El atascamiento y el desenrosque son problemas relacionados con la sarta de perforación.

En el caso que una de las sartas u otros elementos se desenrosquen o queden atascadas extraerlas se convierte en una operación compleja comúnmente conocida como “pesca”. La sarta puede incluso partirse debido a los esfuerzos que debe soportar y, en caso de hacerlo; normalmente, lo hace por una de sus juntas. Esta situación requiere, si es posible, extraer la totalidad de la sarta y a través de ganchos, cadenas y cestas extraer el elemento entorpecedor.

Existen situaciones por las que la sarta de tuberías queda atascada completamente y no se puede extraer lo que conlleva al abandono del hoyo. En otros casos de atascamiento puede optarse por desviar la perforación.

El derrumbe

Debido a los esfuerzos y vibraciones que se transmiten a los estratos geológicos el hoyo puede ceder desplazando grandes masas de rocas e inutilizando el pozo.

Con objeto de prevenir el derrumbe del pozo se realizan tareas de cimentación que, cubriendo el pozo con cemento, lo dotan de rigidez.

La sarta de tuberías y el fluido de perforación también contribuyen, debido a los esfuerzos que soportan, a detener los derrumbes.

Tabla I.18.- Análisis de Riesgo de la Cementación

ACTIVIDAD	PLANEACION	EJECUCION	RIESGOS AMBIENTALES	CONSECUENCIAS	MEDIDAS DE MITIGACION
Cementación	- Disponibilidad de materiales y equipos - Diseño de Cementación - Control de Calidad - Personal Competente	- Previo al Inicio de Operaciones en pozo se enviara el material y Equipo Requerido. - En base al Programa de Perforación se diseñara la Operación de cementación para una vez que se perfore la etapa se ajustara con valores reales obtenidos. - Una vez que se disponga el material abordo se bajaran muestras de los silos a utilizar.	- Materiales y equipos insuficientes. - Fallas y/o complicaciones con personal incompetente. - Tiempos Bombeables y Esfuerzos compresivos inadecuados. - Mezcla y bombeo de cemento incompleto y/o densidad errónea.	- Fragüe Prematuro de Cementos. - Cemento Inconsistente en Zapata. - Alimento Inadecuado para el revestimiento. - Cementación Remedial.	- Previo a Iniciar Operación se verificara se cumpla con la Ejecución de lo planeado. - Seguimiento Puntual al Desarrollo del Pozo. - Comunicación Constante cliente Halliburton - Muestreo y Pruebas del Cemento disponible.
Calculo Volumen de Cemento	En Base a las mejores prácticas se dispondrá y planea la mezcla y el bombeo del volumen equivalente al 10 % de exceso del agujero.	Se Bombeara Bache Espaciador.	Incompatible entre el Bache Espaciador y el Lodo de Perforación	- Aislamiento Inadecuado para el Revestimiento. - Cima de cemento fuera de lo acordado. - Canalización de la Lechada de cemento. - Adherencia pobre o nula, tubería-cemento-formación.	Realizar Pruebas de compatibilidad Bache espaciador-lodo de perforación.
Preparación y Bombeo Bache Espaciador	- En laboratorio se realizan pruebas de estabilidad y compatibilidad. - Se verificara libre flujo de las líneas de presa –UAP. - Personal usara EPP	- Se realizara el permiso de Trabajo Correspondiente. - Personal abordo dispondrá de pruebas realizadas con la recta final para la adecuada preparación del bache espaciador.	- Inadecuada dosificación de surfactantes. - Inadecuada preparación del bache espaciador (demasiado volumen)	- Canalización de cemento - Incompatibilidad entre el lodo y el bache espaciador. - Espaciador inestable sin capacidad para invertir la emulsión del fluido de control - Falta de capacidad de movilizar el lodo de E.I. por parte del bache espaciador.	- Se Realizara la prueba de compatibilidad con el fluido de control presente en el pozo con la densidad final programada. - En locación se realizara junta con personal involucrado para exponer los requerimientos

Suministro de Cemento UAP	- En base al volumen a utilizar, se programa el consumo y orden de cada silo. - Previo iniciar operación, la alimentación y descarga de cada silo serán inspeccionadas. - Se re-presionaran los silos previos a iniciar.	- Se verificara la cantidad de cemento en cada silo y en base a esto se designara el orden de cada uno. - Personal de Halliburton verificara el correcto funcionamiento de los silos de las unidades 660 ft3	- Paro no programado. - Cemento insuficiente. - Tiempo bombeable inadecuado. - Dificultad para mezclar lechada.	Aislamiento inadecuado para el revestimiento. Tirante de cemento en anular insuficiente. Fragüe prematuro de cemento Cemento inconsistente en Zapata.	- Reunión pre operativa con todo el personal involucrado en la cementación. - Inspección y mantenimiento de cada silo.
Bombeo y Mezcla de Lechada	En base al ajuste final del diseño se determinara el gasto de Mezcla y bombeo	- Con los volúmenes de cemento determinado, se mezclaran las toneladas necesarias al gas programador. - El agua de mezcla se dosificara de acuerdo a las pruebas obtenidas en el laboratorio. - Se inspeccionara y realizara Check list de las condiciones de UAP.	- Densidad inadecua. - Paro no programado. - Falla de UAP - Mala dosificación de agua de Mezcla.	Aislamiento inadecuado para revestimiento. Fragüe prematuro de cemento Cemento inconsistente en zapata. LOT no adecuado.	- Reunión pre operativa con todo el personal involucrado en oda la cementación. - Muestreo y pesa de lechada con balanza presurizada durante la mezcla de cemento. - Muestreo de cemento y agua de mezcla utilizada. - Se atenderán los detalles o fallas que resulten del Check list realizado a UAP. - Operador competente.
Desplazamiento	- PEMEX Proporcionara la distribución final de tuberías - En común acuerdo cliente Halliburton determinaran el volumen máximo a desplazar. - Se debe disponer del volumen total acordado a desplazar por la UAP.	Durante el armado e introducción de TR se definirá la distribución final a manejar.	- Volumen de desplazamiento inadecuado. - Falla de bombas de equipo para suministrar fluido de control. - Falla de UAP Para desplazar con lodo Emulsión Inversa	Zapata lavada. Exceso de cemento dentro de TR	- Reunión pre operativa con todo el personal involucrado en la cementación. - Verificar y asegurar suministro de lodo previo a iniciar. - Instalación con `` Y`` con bombas de Equipo.

Tabla I.19.- Análisis de Riesgo de la Cementación Etapa Intermedia.

ACTIVIDAD	PLANEACION	EJECUCION	RIESGOS AMBIENTALES	CONSECUENCIAS	MEDIDAS DE MITIGACION
CEMENTACION	- Disponibilidad de materiales y equipos - Diseño de Cementación - Control de Calidad - Personal Competente	Previo al Inicio de Operaciones en pozo se enviara el material y Equipo Requerido. En base al Programa de Perforación se diseñara la Operación de cementación para una vez que se perfore la etapa se ajustara con valores reales obtenidos. Una vez que se disponga el material abordo se bajaran muestras de los silos a utilizar.	- Materiales y equipos insuficientes. - Fallas y/o complicaciones con personal incompetente. - Tiempos Bombeables y Esfuerzos compresivos inadecuados. - Mezcla y bombeo de cemento incompleto y/o densidad errónea.	- Fragüe Prematuro de Cementos. - Cemento Inconsistente en Zapata. - Alimento Inadecuado para el revestimiento. - Cementación Remedial.	- Previo a Iniciar Operación se verificara se cumpla con la Ejecución de lo planeado. - Seguimiento Puntual al Desarrollo del Pozo. - Comunicación Constante cliente Halliburton - Muestreo y Pruebas del Cemento disponible.
CALCULO VOLUMEN DE CEMENTO	En Base a las mejores prácticas se dispondrá y planeara la mezcla y el bombeo del volumen equivalente al 15 % de exceso del agujero.	Se Bombeara Bache Espaciador.	Incompatible entre el Bache Espaciador y el Lodo de Perforación	- Aislamiento Inadecuado para el Revestimiento. - Cima de cemento fuera de lo acordado. - Canalización de la Lechada de cemento. - Adherencia pobre o nula, tubería-cemento-formación.	Realizar Pruebas de compatibilidad Bache espaciador-lodo de perforación.
PRECARACION Y BOMBEO BACHE ESPACIADOR	- En laboratorio se realizan pruebas de estabilidad y compatibilidad. - Se verificara libre flujo de las líneas de presa –UAP. - Personal usara EPP	- Se realizara el permiso de Trabajo Correspondiente. - Personal abordo dispondrá de pruebas realizadas con la recta final para la adecuada preparación del bache espaciador.	- Inadecuada dosificación de surfactantes. - Inadecuada preparación del bache espaciador (demasiado volumen)	- Canalización de cemento - Incompatibilidad entre el lodo y el bache espaciador. - Espaciador inestable sin capacidad para invertir la emulsión del fluido de control - Falta de capacidad de movilizar el lodo de E.I. por parte del bache espaciador.	- Se Realizara la prueba de compatibilidad con el fluido de control presente en el pozo con la densidad final programada. - En locación se realizara junta con personal involucrado para exponer los requerimientos

SUMINISTRO DE CEMENTO UAP	- En base al volumen a utilizar, se programa el consumo y orden de cada silo. - Previo iniciar operación, la alimentación y descarga de cada silo serán inspeccionadas. - Se re-presionaran los silos previos a iniciar.	- Se verificara la cantidad de cemento en cada silo y en base a esto se designara el orden de cada uno. - Personal de Halliburton verificara el correcto funcionamiento de los silos de las unidades 660 ft3	- Paro no programado. - Cemento insuficiente. - Tiempo bombeable inadecuado. - Dificultad para mezclar lechada.	- Aislamiento inadecuado para el revestimiento. - Tirante de cemento en anular insuficiente. - Fragüe prematuro de cemento - Cemento inconsistente en Zapata.	- Reunión pre operativa con todo el personal involucrado en la cementación. - Inspección y mantenimiento de cada silo.
BOMBEO Y MEZCLA DE LECHADA	En base al ajuste final del diseño se determinara el gasto de Mezcla y bombeo	- Con los volúmenes de cemento determinado, se mezclaran las toneladas necesarias al gas programador. - El agua de mezcla se dosificara de acuerdo a las pruebas obtenidas en el laboratorio. - Se inspeccionara y realizara Check list de las condiciones de UAP.	- Densidad inadecua. - Paro no programado. - Falla de UAP - Mala dosificación de agua de Mezcla.	- Aislamiento inadecuado para revestimiento. - Fragüe prematuro de cemento - Cemento inconsistente en zapata. - LOT no adecuado.	- Reunión pre operativa con todo el personal involucrado en la cementación. - Muestreo y pesa de lechada con balanza presurizada durante la mezcla de cemento. - Muestreo de cemento y agua de mezcla utilizada. - Se atenderán los detalles o fallas que resulten del Check list realizado a UAP. - Operador competente.
DESPLAZAMIENTO	- PEMEX Proporcionara la distribución final de tuberías - En común acuerdo cliente Halliburton determinaran el volumen máximo a desplazar. - Se debe disponer del volumen total acordado a desplazar por la UAP.	Durante el armado e introducción de TR se definirá la distribución final a manejar.	- Volumen de desplazamiento inadecuado. - Falla de bombas de equipo para suministrar fluido de control. - Falla de UAP Para desplazar con lodo Emulsión Inversa	- Zapata lavada. - Exceso de cemento dentro de TR	- Reunión pre operativa con todo el personal involucrado en la cementación. - Verificar y asegurar suministro de lodo previo a iniciar. - Instalación con ``Y`` con bombas de Equipo.

Tabla I.20.- Análisis de Riesgo de la Cementación Etapa de Producción.

ACTIVIDAD	PLANEACION	EJECUCION	RIESGOS AMBIENTALES	CONSECUENCIAS	MEDIDAS DE MITIGACION
CEMENTACION	- Disponibilidad de materiales y equipos - Diseño de Cementación - Control de Calidad - Personal Competente	Previo al Inicio de Operaciones en pozo se enviara el material y Equipo Requerido. En base al Programa de Perforación se diseñara la Operación de cementación para una vez que se perfore la etapa se ajustara con valores reales obtenidos. Una vez que se disponga el material abordo se bajaran muestras de los silos a utilizar.	- Materiales y equipos insuficientes. - Fallas y/o complicaciones con personal incompetente. - Tiempos Bombeables y Esfuerzos compresivos inadecuados. - Mezcla y bombeo de cemento incompleto y/o densidad errónea.	- Fragüe Prematuro de Cementos. - Cemento Inconsistente en Zapata. - Alimento Inadecuado para el revestimiento. - Cementación Remedial.	- Previo a Iniciar Operación se verificara se cumpla con la Ejecución de lo planeado. - Seguimiento Puntual al Desarrollo del Pozo. - Comunicación Constante cliente Halliburton - Muestreo y Pruebas del Cemento disponible.
CALCULO VOLUMEN DE CEMENTO	En Base a las mejores prácticas se dispondrá y planeara la mezcla y el bombeo del volumen equivalente al 6 1/8" + 10% de exceso del agujero.	Se Bombeara Bache Espaciador.	Incompatible entre el Bache Espaciador y el Lodo de Perforación	- Aislamiento Inadecuado para el Revestimiento. - Cima de cemento fuera de lo acordado. - Canalización de la Lechada de cemento. - Adherencia pobre o nula, tubería-cemento-formación.	Realizar Pruebas de compatibilidad Bache espaciador-lodo de perforación.
PRECARACION Y BOMBEO BACHE ESPACIADOR	- En laboratorio se realizan pruebas de estabilidad y compatibilidad. - Se verificara libre flujo de las líneas de presa –UAP. - Personal usara EPP	- Se realizara el permiso de Trabajo Correspondiente. - Personal abordo dispondrá de pruebas realizadas con la recta final para la adecuada preparación del bache espaciador.	- Inadecuada dosificación de surfactantes. - Inadecuada preparación del bache espaciador (demasiado volumen)	- Canalización de cemento - Incompatibilidad entre el lodo y el bache espaciador. - Espaciador inestable sin capacidad para invertir la emulsión del fluido de control - Falta de capacidad de movilizar el lodo de E.I. por parte del bache espaciador.	- Se Realizara la prueba de compatibilidad con el fluido de control presente en el pozo con la densidad final programada. - En locación se realizara junta con personal involucrado para exponer los requerimientos

SUMINISTRO DE CEMENTO UAP	- En base al volumen a utilizar, se programa el consumo y orden de cada silo. - Previo iniciar operación, la alimentación y descarga de cada silo serán inspeccionadas. - Se re-presionaran los silos previos a iniciar.	- Se verificara la cantidad de cemento en cada silo y en base a esto se designara el orden de cada uno. - Personal de Halliburton verificara el correcto funcionamiento de los silos de las unidades 660 ft3	- Paro no programado. - Cemento insuficiente. - Tiempo bombeable inadecuado. - Dificultad para mezclar lechada.	- Aislamiento inadecuado para el revestimiento. - Tirante de cemento en anular insuficiente. - Fragüe prematuro de cemento - Cemento inconsistente en Zapata.	- Reunión pre operativa con todo el personal involucrado en la cementación. - Inspección y mantenimiento de cada silo.
BOMBEO Y MEZCLA DE LECHADA	En base al ajuste final del diseño se determinara el gasto de Mezcla y bombeo	- Con los volúmenes de cemento determinado, se mezclaran las toneladas necesarias al gas programador. - El agua de mezcla se dosificara de acuerdo a las pruebas obtenidas en el laboratorio. - Se inspeccionara y realizara Check list de las condiciones de UAP.	- Densidad inadecua. - Paro no programado. - Falla de UAP - Mala dosificación de agua de Mezcla.	- Aislamiento inadecuado para revestimiento. - Fragüe prematuro de cemento - Cemento inconsistente en zapata. - LOT no adecuado.	- Reunión pre operativa con todo el personal involucrado en la cementación. - Muestreo y pesa de lechada con balanza presurizada durante la mezcla de cemento. - Muestreo de cemento y agua de mezcla utilizada. - Se atenderán los detalles o fallas que resulten del Check list realizado a UAP. - Operador competente.
DESPLAZAMIENTO	PEMEX Proporcionara la distribución final de tuberías En común acuerdo cliente Halliburton determinaran el volumen máximo a desplazar. Se debe disponer del volumen total acordado a desplazar por la UAP.	Durante el armado e introducción de TR se definirá la distribución final a manejar.	- Volumen de desplazamiento inadecuado. - Falla de bombas de equipo para suministrar fluido de control. - Falla de UAP Para desplazar con lodo Emulsión Inversa	- Zapata lavada. - Exceso de cemento dentro de TR	- Reunión pre operativa con todo el personal involucrado en la cementación. - Verificar y asegurar suministro de lodo previo a iniciar. - Instalación con "Y" con bombas de Equipo.

I.1.2.13 Equipo de Perforación

A continuación, se realiza una breve descripción de los componentes y accesorios que integran los diferentes procesos para la extracción gas en los Equipos de Perforación.

Sistemas de levantamiento o izaje de cargas y sus componentes.

Estructura Soportante: Puede definirse como la base estructural del sistema de perforación directa del pozo.

1. Sub-estructura.
2. Piso de Perforación.
3. Mástil (Torre de Perforación) Puede definirse como la base estructural del sistema de perforación directa del pozo.

Izaje de cargas.

La función principal de sistema; es izaje y Manipulación de las Tuberías de Perforación (TP) y Tubería de Revestimiento.

1. Malacate.
2. Block de Corona.
3. Block viajero.
4. Cable o línea de Perforación.

Sistema de Rotación y sus componentes.

El sistema de rotación básicamente proporciona la energía mecánica de accionamiento, para la perforación del Pozo mediante la rotación.

1. Mesa Rotaria
2. Sarta de Perforación
3. Barrena

Sistema de Potencia.

El Equipo cuenta con un sistema de Potencia Eléctrica cuya función es la Generación por el uso de motores de combustión interna, estos son alimentados por combustible Diésel. Los generadores producen la electricidad que la transmiten a los motores eléctricos.

Sistema de circulación de fluidos.

Una de las funciones principales del sistema de circulación de fluidos, es suministrar potencia hidráulica a la barrena para perforar, transporte del recorte hacia fuera del pozo, prevenir la entrada de fluido de la formación, enfriar y lubricar la barrena.

Los componentes principales son:

1. Fluido de Perforación
2. Área de Preparación
3. Equipo para Bombeo.
4. Área de almacenaje.

Sistema para el control superficial.

La función principal del sistema de Control Superficial, es prevenir un descontrol del pozo, provocado por un flujo incontrolado de fluidos, de la formación a la superficie.

Por mencionar algunos componentes están los siguientes:

1. Conjunto de Preventores.
2. Línea del estrangulador
3. Múltiple de estrangulación
4. Unidad acumuladora para operar preventores

En la Tabla I.21 se describen los principales equipos y auxiliares involucrados en la perforación de pozos

Tabla I.21.- Equipos utilizados en la perforación de pozos.

Especificaciones Técnicas de los componentes del equipo de perforación IPC-602 con capacidad de 1000 H.P. Equipo de perforación para 3000 mts									
Unidad	Cantidad	Marca	Modelo	Serie	CAP./ RPM	Nº Eco.	Tiempo Estimado de Uso	Vida útil	Obs
Mástil	1	L.C MOORE	27188	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	Estructural
Altura para manejar 3 tramos de tubería de perforación rango 2.	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Capacidad de carga al gancho (con 10 líneas)	N/D	N/D	N/D	N/D	480,000 LBS	N/D	N/D	N/D	N/D
Subestructura	1	L.C MOORE	27188	N/D	850,000 LBS	N/D	N/D	N/D	Estructural
Altura piso rotaria	N/D	N/D	N/D	N/D	7.12 mts	N/D	N/D	N/D	N/D
Altura libre bop's	N/D	N/D	N/D	N/D	5.98 mts	N/D	N/D	N/D	N/D
Petatillo para estibar 3000 m de tubería de perforación y lastrarrenas	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Ancla para la línea muerta	N/D	NATIONAL	D	N/D	50,000 LBS	N/D	N/D	N/D	Mecánico
Indicador de peso	N/D	MARTÍN DECKE	D	N/D	A 10 líneas	N/D	N/D	N/D	Mecánico
Malacate Principal	1	NATIONAL	80B	N/D	1000 HP	N/D	N/D	N/D	Mecánico
motores eléctricos	2	G.E	5GE752	N/D	1000 hp c/u	N/D	N/D	N/D	Eléctrico
Sistema de frenos principales	1	NATIONAL	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	Mecánico
Sistema para protección de la corona	1	CRONOMATIC	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	Neumático
Flecha principal con lebus ranurado para enrollamiento de cable con dos embragues uno de alta y otro de baja.	2	DY-AFLEX	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	Neumático
Flecha selectiva de velocidades con transmisión en baja y transmisión en alta	1	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Freno auxiliar electromagnético, acoplado a la flecha principal del malacate por medio de un acoplamiento mecánico	1	BAYLOR	6032	N/D	54000 LB/FT	N/D	N/D	N/D	N/D

Continuación Tabla I.21

Especificaciones Técnicas de los componentes del equipo de perforación IPC-602 con capacidad de 1000 H.P. Equipo de perforación para 3000 mts									
Unidad	Cantidad	Marca	Modelo	Serie	CAP./ RPM	Nº Eco.	Tiempo Estimado de Uso	Vida útil	Obs
Sistema de enfriamiento para el sistema de frenos	1	S/M	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Dos cabrestantes uno para apretar tubería y otro para quebrar tubería	2	NATIONAL	B-1	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Consola de control de: embragues, cabrestantes, transmisión y freno de corona	1	NATIONAL	80-B	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Guía de cable de la línea rápida; conjunto completo para guiar cable de acero.	1	OTECO	ROLES	N/D	1 1/4"	N/D	N/D	N/D	N/D
Corona	1	L.C. MORE	12B027	N/D	350 TON	N/D	N/D	N/D	Mecánico
Con 5 poleas de 42" y (1) de 55" rápida para cable de perforación de 1 1/4" de diámetro.	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
La corona cuenta con sistema de lubricación	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Polea Viajera (block) con 5 (cinco) poleas para cable de 1 1/4" de diámetro	1	IDECO	UTB-360	N/D	360 TON	N/D	N/D	N/D	Mecánico
Gancho	1	IDECO	UTB	N/D	360 TON	N/D	N/D	N/D	N/D
Amortiguador hidráulico.	1	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Top drive	1	N/D	N/D	N/D	275 TON	N/D	N/D	N/D	N/D
Unión Giratoria presión de trabajo a 4500 psi	1	IDECO	TL-400	N/D	400 TON	N/D	N/D	N/D	Mecánico
Cuello de ganso	1	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Piñon para conectar fleche hexagonal	1	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Piñon para conectar la manguera del stand pipe	1	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Tubo lavador y empaquetadura	1	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D

Continuación Tabla I.21

Especificaciones Técnicas de los componentes del equipo de perforación IPC-602 con capacidad de 1000 H.P. Equipo de perforación para 3000 mts									
Unidad	Cantidad	Marca	Modelo	Serie	CAP./ RPM	Nº Eco.	Tiempo Estimado de Uso	Vida útil	Obs
Sistema de generación y distribución de potencia	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Motores de combustión interna de 4 tiempos, tipo industrial, para uso continuo en equipo de perforación y para operar con combustible diésel	2	Caterpillar	3512B	N/D	1476 HP	N/D	N/D	N/D	N/D
Características mínimas y especificaciones técnicas del alternador/generadores	2	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Unidad electrógena no1	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Motor de combustión interna	1	CARTEPILLAR	3512B	N/D	1476 BHP	N/D	N/D	N/D	N/D
Generador	1	CARTEPILLAR	SR-4B	N/D	1750 KVA	N/D	N/D	N/D	N/D
Unidad electrógena no2	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Motor de combustión interna	1	CARTEPILLAR	3512B	N/D	1476 BHP	N/D	N/D	N/D	N/D
Generador	1	CARTEPILLAR	SR-4B	N/D	1750 KVA	N/D	N/D	N/D	N/D
Gabinete de control de generadores	N/D	ROSS HILL	1600	N/D	1600 AMP	N/D	N/D	N/D	N/D
Gabinetes de distribución de C:D: (SCR'S)	N/D	ROSS HILL	1600	N/D	1650AMP	N/D	N/D	N/D	N/D
Gabinetes transformadores y alumbrado	N/D	SQUARE D	3753	N/D	112.KVA	N/D	N/D	N/D	N/D
Mesa Rotaria	1	IDECO	27.5 K	N/D	500 TON	N/D	N/D	N/D	Mecánico
Motor de corriente directa, equipado con conjunto soplador para enfriamiento del propio motor de corriente directa o acoplada al malacate principal.	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Freno inercia	1	FAWICK	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D

Continuación Tabla I.21

Especificaciones Técnicas de los componentes del equipo de perforación IPC-602 con capacidad de 1000 H.P. Equipo de perforación para 3000 mts									
Unidad	Cantidad	Marca	Modelo	Serie	CAP./ RPM	Nº Eco.	Tiempo Estimado de Uso	Vida útil	Obs
Buje maestro cuadrado con guías para el busin g kelly	N/D	IDECO	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Tubo vertical (STAND –PIPE) 4"	1	IPC	N/D	N/D	5000 PSI	N/D	N/D	N/D	N/D
Changero	1	L.C. MORE	27188	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Charola colectora de fluido	1	IPC	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Piso de trabajo	1	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Caseta del perforador	1	IPC	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Sistema de izaje Auxiliar y malacates para maniobras	2	I.RAND	N/D	N/D	5000 LBS	N/D	N/D	N/D	NEUMÁTICO
Rampa, metálica para arrastrar los tramos de tubería de perforación, revestimiento	1	IPC	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Muelle hidráulico con patín con cargadores de tubería hidráulicos	1	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Cargadores para tuberías de perforación y revestimiento	4	IPC	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	TUBULAR
Monta carga con tenazas para tubería, brazo telescopico y balde	1	N/D	N/D	N/D	93000 LB	N/D	N/D	N/D	TELESCÓPICO
Bomba para operar preventores de reventones	1	JIM STERWART STEVENSON	BT-1516- 0316	N/D	5000 PSI	N/D	N/D	N/D	T-80
Bomba triplex reciprocante accionada por motor eléctrico.	1	N/D	UET20B	N/D	3000 PSI	N/D	N/D	N/D	7/8"
Dos bombas neumáticas accionadas con presión de aire.	2	N/D	UA7326	N/D	3.6 G.P.M	N/D	N/D	N/D	7-3/8"
Fuente alterna con gas nitrógeno (n2).	1	IPC	N/D	N/D	280 GAL	N/D	N/D	N/D	N2
Depósito para fluido de reserva.	1	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	

Continuación Tabla I.21

Especificaciones Técnicas de los componentes del equipo de perforación IPC-602 con capacidad de 1000 H.P. Equipo de perforación para 3000 mts									
Unidad	Cantidad	Marca	Modelo	Serie	CAP./ RPM	Nº Eco.	Tiempo Estimado de Uso	Vida útil	Obs
Tableros de control.	2	KOOMEY	A6GRB	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	REMOTO
Bastidor líneas hidráulicas.	1	IPC	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	12 líneas 1"
Bombas para inyección de fluidos no. 1	1	WEATHERFORD	MP-10	N/D	1000 H.P	N/D	N/D	N/D	TRIPLEX
Bomba centrífuga (supercarga)	N/D	MISSION	5x6R	N/D	1200 GPM	N/D	N/D	N/D	W
Bomba centrífuga lubricación vástagos.	N/D	G. DENVER	CA 122	N/D	1x 1 ½"	N/D	N/D	N/D	N/D
Amortiguador pulsación descarga.	N/D	HYDRIL	K-20-5000	N/D	5000 PSI	N/D	N/D	N/D	N/D
Amortiguador pulsación succión	N/D	NATIONAL	N/D	N/D	75 PSI	N/D	N/D	N/D	CILÍNDRICO
Válvula de seguridad.	N/D	RETSECO	30825-02	N/D	5000 LBS	N/D	N/D	N/D	"B"
Motor de eléctrico	1	G.E	5GE752	N/D	1000 H.P	N/D	N/D	N/D	N/D
Bombas para inyección de fluidos no. 2	1	WEATHERFORD	MP-10	N/D	1000 H.P	N/D	N/D	N/D	TRIPLEX
Bomba centrífuga (supercarga)	N/D	MISSION	5x6R	N/D	1200 GPM	N/D	N/D	N/D	W
Bomba centrífuga lubricación vástagos.	N/D	G. DENVER	CA 122	N/D	1x 1 ½"	N/D	N/D	N/D	N/D
Amortiguador pulsación descarga.	N/D	HYDRIL	K-20-5000	N/D	5000 LBS	N/D	N/D	N/D	N/D
Amortiguador pulsación succión	N/D	NATIONAL	N/D	N/D	75 PSI	N/D	N/D	N/D	CILÍNDRICO
Válvula de seguridad.	N/D	RETSECO	30825-02	N/D	5000 PSI	N/D	N/D	N/D	"B"
Motor de eléctrico	1	G.E	5GE752	N/D	1000 H.P	N/D	N/D	N/D	N/D
Múltiple de válvula de descarga	N/D	IPC	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Tanques para viajes	1	IPC	N/D	N/D	4.5 M³	N/D	N/D	N/D	N/D
Bomba centrífuga para trasegado de fluidos.	N/D	MISSION	2x3R	N/D	250 GPM	N/D	N/D	N/D	W
Motor eléctrico.	N/D	US ELECT MOTORS	FRAME215T	N/D	10 H.P	N/D	N/D	N/D	WA PRUEBA DE EXPL.
Poleas con escala é instrumentado a la consola del perforador.	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D

Continuación Tabla I.21

Especificaciones Técnicas de los componentes del equipo de perforación IPC-602 con capacidad de 1000 H.P. Equipo de perforación para 3000 mts									
Unidad	Cantidad	Marca	Modelo	Serie	CAP./ RPM	Nº Eco.	Tiempo Estimado de Uso	Vida útil	Obs
Conjunto de presas metálicas para un volumen de lodos utilizable de 185 m3.	3	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Presa de asentamiento	1	REC. BURGOS	N/D	N/D	35 m³	N/D	N/D	N/D	MONTADA EN PATÍN
Desgasificador atmosférico en posición vertical	1	DRILLCO	N/D	N/D	1000 GPM	N/D	N/D	N/D	ATMOSFÉRICO
Motor eléctrico, estación de botones a prueba de explosión	1	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Agitador de lodos con aspas de agitación de fluido no. 1	1	NORD	90521VFN25 0TC	N/D	20 HP	N/D	N/D	N/D	N/D
Motor eléctrico, estación de botones a prueba de explosión.	1	EMERSON	L11-A14279- M	N/D	20 HP	N/D	N/D	N/D	N/D
Presa de mezclado	1	REC. BURGOS	N/D	N/D	75 m³	N/D	N/D	N/D	SOBRE PATÍN
Bomba centrífuga (No1)	1	MISSION	6x8	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	CARACOL
Motor eléctrico, estación de botones a prueba de explosión	1	US ELECTRIC MOTORS	N/D	N/D	75 HP	N/D	N/D	N/D	N/D
Bomba centrífuga (No2)	1	MISSION	6x8	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	CARACOL
Motor eléctrico, estación de botones a prueba de explosión	1	US ELECTRIC MOTORS	N/D	N/D	75 HP	N/D	N/D	N/D	N/D
Embudos para un flujo de 200-1000 gpm, y manífull con válvula	2	N/D	N/D	N/D	200-1000 GP;	N/D	N/D	N/D	VORTEX
Tanque para mezcla de reactivos químicos con agitado	1	FAB. BURGOS	N/D	N/D	10 LBS	N/D	N/D	N/D	CILINDRICO
Agitador de lodos con aspas de agitación de fluido no. 2	1	LIGTHING	74-Q-20	N/D	20 HP	N/D	N/D	N/D	N/D
Motor eléctrico.	1	MARATHON	9A256TTGN4 026BBL	N/D	20 HP	N/D	N/D	N/D	N/D

Continuación Tabla I.21

Especificaciones Técnicas de los componentes del equipo de perforación IPC-602 con capacidad de 1000 H.P. Equipo de perforación para 3000 mts									
Unidad	Cantidad	Marca	Modelo	Serie	CAP./ RPM	Nº Eco.	Tiempo Estimado de Uso	Vida útil	Obs
Agitador de lodos con aspas de agitación de fluido no. 3	1	LIGTHING	74-Q-20	N/D	20 HP	N/D	N/D	N/D	N/D
Motor eléctrico.	1	US ELECTRIC MOTORS	N/D	N/D	20 HP	N/D	N/D	N/D	N/D
Presa de succión	1	REC. BURGOS	N/D	N/D	75 M³	N/D	N/D	N/D	SOBRE PATÍN
Agitador de lodos con aspas de agitación de fluido no. 4	1	LIGTHING	74-Q-20	N/D	20 HP	N/D	N/D	N/D	N/D
Motor eléctrico.	1	TOSHIBA	N/D	N/D	20 HP	N/D	N/D	N/D	N/D
Agitador de lodos con aspas de agitación de fluido no. 5	1	LIGTHING	74-Q-20	N/D	20 HP	N/D	N/D	N/D	N/D
Motor eléctrico.	N/D	TOSHIBA	N/D	N/D	20 HP	N/D	N/D	N/D	N/D
Agitador de lodos con aspas de agitación de fluido no. 6	1	NORD	SK9052HFN8 50	N/D	10 HP	N/D	N/D	N/D	N/D
Motor eléctrico.	N/D	BALDOR	C117C56T-1	N/D	10 HP	N/D	N/D	N/D	N/D
Presa ecológica	1	FAB. LOCAL	N/D	N/D	20 M³	N/D	N/D	N/D	N/D
Presa de desgasificador	N/D	N/D	N/D	N/D	10.5 M³	N/D	N/D	N/D	N/D
Mallas necesarias para la etapa	1	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Presa de recorte	1	FAB. LOCAL	N/D	N/D	30 M³	N/D	N/D	N/D	N/D
Temblorinas con mallas necesarias	N/D	DFTS	DF27XGS18	N/D	538 gpm SCREEN DFPM 110	N/D	N/D	N/D	N/D
Silo para barita	N/D	HALLIBURTON	2821	N/D	50 TON	N/D	N/D	N/D	N/D
Compresor con sistema de barrido con contención de polvo	1	DFTS	DFTS5XGMC 2X10 16x4	N/D	800 gpm	N/D	N/D	N/D	N/D
Equipo de control de sólidos con desarenador / descarrillador	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D

Continuación Tabla I.21

Especificaciones Técnicas de los componentes del equipo de perforación IPC-602 con capacidad de 1000 H.P. Equipo de perforación para 3000 mts									
Unidad	Cantidad	Marca	Modelo	Serie	CAP./ RPM	Nº Eco.	Tiempo Estimado de Uso	Vida útil	Obs
Temblorinas doble tanden y alto impacto con empaquetaduras y repuestos de mallas	N/D	N/D	N/D	N/D	20-600 GPM	N/D	N/D	N/D	N/D
Bombas ó jet con capacidad de succión hasta 600 gpm para succión de contrapozo para etapas superficiales	N/D	N/D	N/D	N/D	600 GPM	N/D	N/D	N/D	N/D
Tanques para almacenar diésel	2	REC. TALLER BURGOS	N/D	N/D	36 M²	N/D	N/D	N/D	CILINDRO HORIZONTAL
Bombas de trasiego	2	ROPER	2AM08	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Motores eléctricos con estación de botones y alumbrado a prueba de explosión	2	TECO	145 T	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Tanque para almacenamiento de agua potable	1	REC. TALLER BURGOS	N/D	N/D	70 M³	N/D	N/D	N/D	RECTANGULAR
Bomba centrífuga.	2	MT MISSION	2X3R	N/D	250 GPM	N/D	N/D	N/D	W
Motor eléctrico con estación de botones y alumbrado.	2	BALDOR	FRAME 245T	N/D	10 H.P	N/D	N/D	N/D	A PRUEBA E EXPLOSIÓN
Bomba para achique del contrapozo.	1	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	NEUMÁTICA
Caseta para personal de mantenimiento	1	IPC	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Caseta para personal de soldadura	1	IPC	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Cuarto de compresores de aire.	1	IPC	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Compresor de aire impulsado por motor de combustión interna	1	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Compresor reciprocante	N/D	I.TAND	2475F-11G	N/D	11 HP	N/D	N/D	N/D	30-T
Motor de combustión interna	N/D	KOHLER	CH11S	N/D	11 HP	N/D	N/D	N/D	N/D
Compresores de aire impulsados por motores eléctricos.	2	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D

Continuación Tabla I.21

Especificaciones Técnicas de los componentes del equipo de perforación IPC-602 con capacidad de 1000 H.P. Equipo de perforación para 3000 mts									
Unidad	Cantidad	Marca	Modelo	Serie	CAP./ RPM	Nº Eco.	Tiempo Estimado de Uso	Vida útil	Obs
Compresor rotatorio.	N/D	I.RAND	SSR-EP-30SE	N/D	127 CFM	N/D	N/D	N/D	TORNILLO
Motor eléctrico.	N/D	RELIANCE ELECT.	FRAME-286 TS	N/D	30 HP	N/D	N/D	N/D	P
Compresor rotario	N/D	I.RAND	SSR-HP-50SE	N/D	205 CFM	N/D	N/D	N/D	TORNILLO
Motor eléctrico.	N/D	RELIANCE ELECT.	FRAME 324 TS	N/D	30 HP	N/D	N/D	N/D	P
Tanque para aire con capacidad de 600 litros; con manómetro, válvula de seguridad y filtro, la válvula calibrada a 150 psi	1	N/D	N/D	N/D	600 LTS	N/D	N/D	N/D	N/D
Unidad secadora de aire.	1	I.RAND	TS250	N/D	2.47 KW	N/D	N/D	N/D	N/D
Separador vertical para gas-lodo.	1	IPC	N/D	N/D	1000 GPM	N/D	N/D	N/D	N/D
INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN CONVENCIONAL.	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Peso de la sarta	N/D	MERTIN DECKER	D	N/D	250 TON	N/D	N/D	N/D	N/D
Peso sobre la barrena.	N/D	MARTIN DECKER	D	N/D		N/D	N/D	N/D	N/D
Presión de bombeo	N/D	M/D TOTCO	6MGA-055	N/D	0-5000 PSI	N/D	N/D	N/D	N/D
Emboladas por minuto en las bombas.	N/D	M/D TOTCO		N/D	0-200 EPM	N/D	N/D	N/D	A PRUEBA DE EXP.
Velocidad de la mesa rotaria.	N/D	M/D TOTCO	RING-SENSE	N/D	0-300	N/D	N/D	N/D	ANÁLOGO
Torsión de la sarta de perforación.	N/D	M/D TOTCO	FA9	N/D	0-18640 LB/FT	N/D	N/D	N/D	HYDROMECH
Presión en la tubería de revestimiento (tr).	N/D	M/D TOTCO	RING-SENSE	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D

Continuación Tabla I.21

Especificaciones Técnicas de los componentes del equipo de perforación IPC-602 con capacidad de 1000 H.P. Equipo de perforación para 3000 mts									
Unidad	Cantidad	Marca	Modelo	Serie	CAP./ RPM	Nº Eco.	Tiempo Estimado de Uso	Vida útil	Obs
Totalizador de nivel de lodos en las presas, equipado con alarma audible.	N/D	M/D TOTCO	RING-SENSE	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Totalizador de pérdida y ganancia, equipado con alarma audible.	N/D	M/D TOTCO	RING-SENSE	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Sistema de equipo de alumbrado	1	RIG-A-LITE	N/D	N/D	2X 60 WATS	N/D	N/D	N/D	A PRUEBA DE EXPLOSIÓN
Servicio integral de tuberías para perforación	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Tubería De Perforación	3400 M	N/D	3 ½"	N/D	13.3 LBS/FT	N/D	N/D	N/D	N/D
Tubería de perforación	1000 M	N/D	4 ½"	X-95	15.7 LBS/FT	N/D	N/D	N/D	N/D
20 HWDP	20 TRAMOS	N/D	4 ½"	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
20 HWDP	20 TRAMOS	N/D	3 ½"	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Drill collar	10	N/D	4 ¾"	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Drill collar	10	N/D	6 ½"	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Drill collar	4	N/D	8"	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Conexiones y sustituto	1 LOTE	N/D		N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Inside bop para dp 3 1/2" y 4"	2	PACKAR INTERN	3 ½", 4 ½"	NC-38, NC-46	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Válvula de pie para dp de 3 1/2" y 4	2	RDT	3 ½", 4 ½"	NC-38, NC-46	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Botellas ó xo para csg de 9-5/8", 7" y 3 1/2", 13 3/8" (opcional)	3	N/D	N/D	NC-38, NC-46	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Herramientas Y Equipos Auxiliares	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Juego de llaves y accesorios para tuberías de producción de 3 1/2" - 4 1/2"	N/D	BJ	N/D	"SDD", "DB", "C"	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D

Continuación Tabla I.21

Especificaciones Técnicas de los componentes del equipo de perforación IPC-602 con capacidad de 1000 H.P. Equipo de perforación para 3000 mts									
Unidad	Cantidad	Marca	Modelo	Serie	CAP./ RPM	Nº Eco.	Tiempo Estimado de Uso	Vida útil	Obs
Elevadores y cuñas para tuberías de perforación	N/D	BJ	MGG	18°	250 TON	N/D	N/D	N/D	N/D
Gafas para la adaptación de los elevadores de tubería.	N/D	VARCO	N/D	144", 132"	350 TON	N/D	N/D	N/D	N/D
Válvulas de contrapresión superior é inferior con diámetro de 3 1/2".	1	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Válvulas de contrapresión superior é inferior con diámetro de 4 1/2"	1	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Dos válvulas de pie con diámetro de 3 1/2", para operar a 10000 psi	2	N/D	N/D	N/D	10000 PSI	N/D	N/D	N/D	N/D
Dos válvulas de pie con diámetro de 4 1/2", para operar a 10000 psi.	2	N/D	N/D	N/D	10000 PSI	N/D	N/D	N/D	N/D
Manguera de perforación con diámetro de 4 1/2" x 75 pies de longitud para 5000 psi de presión de trabajo	N/D	N/D	N/D	N/D	5000 PSI	N/D	N/D	N/D	N/D
Campana con brida de acuerdo al diámetro del preventor instalado y con línea de flote de 12" hacia la presa de asentamiento.	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Herramienta de alto torque (ezy-torq).	1	DRILLCO	"E"	N/D	40,000 LB/PIE	N/D	N/D	N/D	N/D
Juego de llaves de torque para tuberías de 2 3/8"- 8 1/4" con cable de seguridad	1	VARCO-BJ	HT-35	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Juego de llaves de torque para tuberías de 3 1/2" - 11 1/4" con cable de seguridad	1	VARCO-BJ	HT-65	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Juego de llaves de torque para tuberías de 3 1/2" - 11 1/4" con cable de seguridad	1	VARCO-BJ	HT-100	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Llave hidráulica para rolar tubería de 3 1/2" - 9 1/2"	1	VARCO	SSW-20	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	HIDRÁULICA

Continuación Tabla I.21

Especificaciones Técnicas de los componentes del equipo de perforación IPC-602 con capacidad de 1000 H.P. Equipo de perforación para 3000 mts									
Unidad	Cantidad	Marca	Modelo	Serie	CAP./ RPM	Nº Eco.	Tiempo Estimado de Uso	Vida útil	Obs
Llave hidráulica para torque de tuberías	1	VARCO	TW60	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	HIDRÁULICA
Tensores para los preventores	6	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Funda para tubería de trabajo para recolectar lodo de acuerdo a la etapa	1	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Hules limpiadores para la tubería de perforación de acuerdo a la etapa.	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Sifón para achique de contrapozo.	1	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Medio changuero para alinear tubería de revestimiento.	1	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Andamio para trabajo en altura para diferentes trabajos	1	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Quemador ecológico completo con accesorios longitud de 40 metros, capacidad 10, 000 bpd, 40 mmpdc.	1	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Herramienta de alto torque hidráulica para apretar herrajes de preventor.	1	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Unidad de alambre para totco	N/D	N/D	N/D	N/D	10°	N/D	N/D	N/D	N/D
Conexiones superficiales de control	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Preventor anular (esférico)	1	HYDRIL	11"	N/D	5000 PSI	N/D	N/D	N/D	N/D
Preventor anular (esférico)	1	CAMERON	11"	N/D	10000 PSI	N/D	N/D	N/D	N/D
Preventor doble	1	CAMERON	11"	N/D	10000 PSI	N/D	N/D	N/D	N/D
Preventor sencillo	1	CAMERON	11"	N/D	10000 PSI	N/D	N/D	N/D	N/D
Arietes para tp 4 1/2", 3 1/2"	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D

Continuación Tabla I.21

Especificaciones Técnicas de los componentes del equipo de perforación IPC-602 con capacidad de 1000 H.P. Equipo de perforación para 3000 mts									
Unidad	Cantidad	Marca	Modelo	Serie	CAP./ RPM	Nº Eco.	Tiempo Estimado de Uso	Vida útil	Obs
Carrete de control c/ bridas, anillos, birlos y accesorios con 2 salidas laterales, con 3 válvulas mecánicas 1 hidráulica	1	CAMERON	11"	U	10000 PSI	N/D	N/D	N/D	N/D
Múltiple de estrangulación	1	CAMERON	11"	N/D	10000 PSI	N/D	N/D	N/D	COMPUERTA
cámara de expansión integrada al múltiple	1	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
líneas primarias de tubería de producción de 3 1/2", grado trc-95, peso 9.2 lbs/pie	N/D	TAMSA	TRC-95 Y N-80	N/D	3 1/2" (9.2 LB/FT9	N/D	N/D	N/D	N/D
Sistema de intercomunicación, voceo y alarmas para emergencias.	1	GAI-TRONICS	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Estación de teléfono para área peligrosa	6	GAI-TRONICS	780-001	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	EXPLOSIÓN PROF
Estación de teléfono para intemperie.	1	GAI-TRONICS	701-302	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Estación de teléfono a manos libres con bocina integrada, para área peligrosa.	2	GAI-TRONICS	400-001	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	EXPLOSIÓN PROF
Altavoz con excitador de 30 watts, para área peligrosa.	3	GAI-TRONICS	13310-201	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	EXPLOSIÓN PROF
Estación de botones para emisión de alarmas, para área peligrosa.	3	GAI-TRONICS	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Estación de intercomunicación y voceo con un baffle.	2	GAI-TRONICS	726-202	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Equipos de radio comunicación.	2	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Equipos de respiración autosuficiente	8	LIFE-AIR	100540-600	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Tráiler habitación-oficina para jefe de pozo	1	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D

EQUIPO DE PERFORACIÓN

EQUIPO	MASTIL	ALTURA	CABLE	MALACATE	Top drive	POTENCIA
IPC - 602	L.C.Moore	136'	1-1/4"	National	250 ton	1000 Hp

Elevación: MR: 5.98 mts

Kelly Bushing: 1.14 mts

Total: 7.12 mts

Equipo	IPC-602	Tipo:	ELÉCTRICO	Potencia HP:	1,000 HP
Revisión:	23-26/11/2016	Diseño:	PERFORACION	Año de Fabricación/ Año de Reingeniería	2013

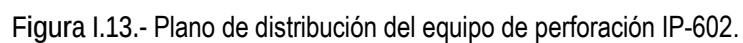
Unidad/Componente	Marca	Modelo	Capacidad/Potencia
Malacate	NATIONAL	80-B	1,000 HP (FRENO DE TAMBOR) CON 2 MOTORES ELÉCTRICOS DE C.D. G.E., 1000 HP C/U. 1 FRENO AUXILIAR, BAYLOR, 6032, 54000 LB/FT
Torre / Mástil	LEE C. MOORE	27168	TIPO PIRAMIDE (136') 480,000 LBS.
Corona	LEE C. MOORE	12B027	700,000 LBS. (10 LINEAS, CABLE 1 1/4")
Polea Viajera	IDECO	UTB-360	350 TON.
Rotaria	IDECO	27.5K	500 TON.
Ancla de Peso	NATIONAL	D	50,000 LBS.
Sistema de Generación	CATERPILLAR	3512B SR4B	2 MOTOGENERADORES (DIESEL), 1,475 BHP C/U. 2 GENERADORES DE 1750 KVA C/U.
Bombas para Lodos	WEATHERFORD	MP-10	2 BOMBAS TRIPLEX DE 1,000 HP CON 1 MOTOR ELÉCTRICO DE C.D. G.E., 1000 HP EN C / BOMBA.
Sistema BOP	ESFÉRICO: HYDRIL CAMERON DOBLE Y SENCILLO: CAMERON	ESFÉRICO: DL DOBLE Y SENCILLO: TIPO "U"	UN ESFÉRICO 11" 5K, UN ESFÉRICO 11" 10K, UN DOBLE ARIETE 11" 10K C/ RAMS DE CORTE Y UN SENCILLO 11" 10K.

IPC-602



ELÉCTRICO

Figura I.12.- Características generales del equipo de perforación.



Equipos involucrados en la Operación de pozos.

Una vez realizado el proceso de perforación, se instala un Árbol de válvulas, cuya función principal es controlar y regular las presiones de salida del gas a través de la línea de descarga.

El medio árbol de válvulas deberá tener 3 válvulas maestras y 4 válvulas laterales. Estas especificaciones están de acuerdo a las normas API-6A y NACE STANDARD MR.

Sección Semi-Compacto de 9 5/8", 10000 Psi x 11" ,10000 psi Bonete de Producción 11" x 3 1/8", 10000 psi
Rama de Distribución 11" x 3 1/8 x 2 1/16" , 10000 p

A continuación, se presentan las conexiones mecánicas superficiales de control de seguridad; y se muestra esquemáticamente los sistemas mecánicos y de seguridad para el árbol de producción:

Arbol y cabezal 9 5/8" x 7" x 3 1/2" 10 Kpsi

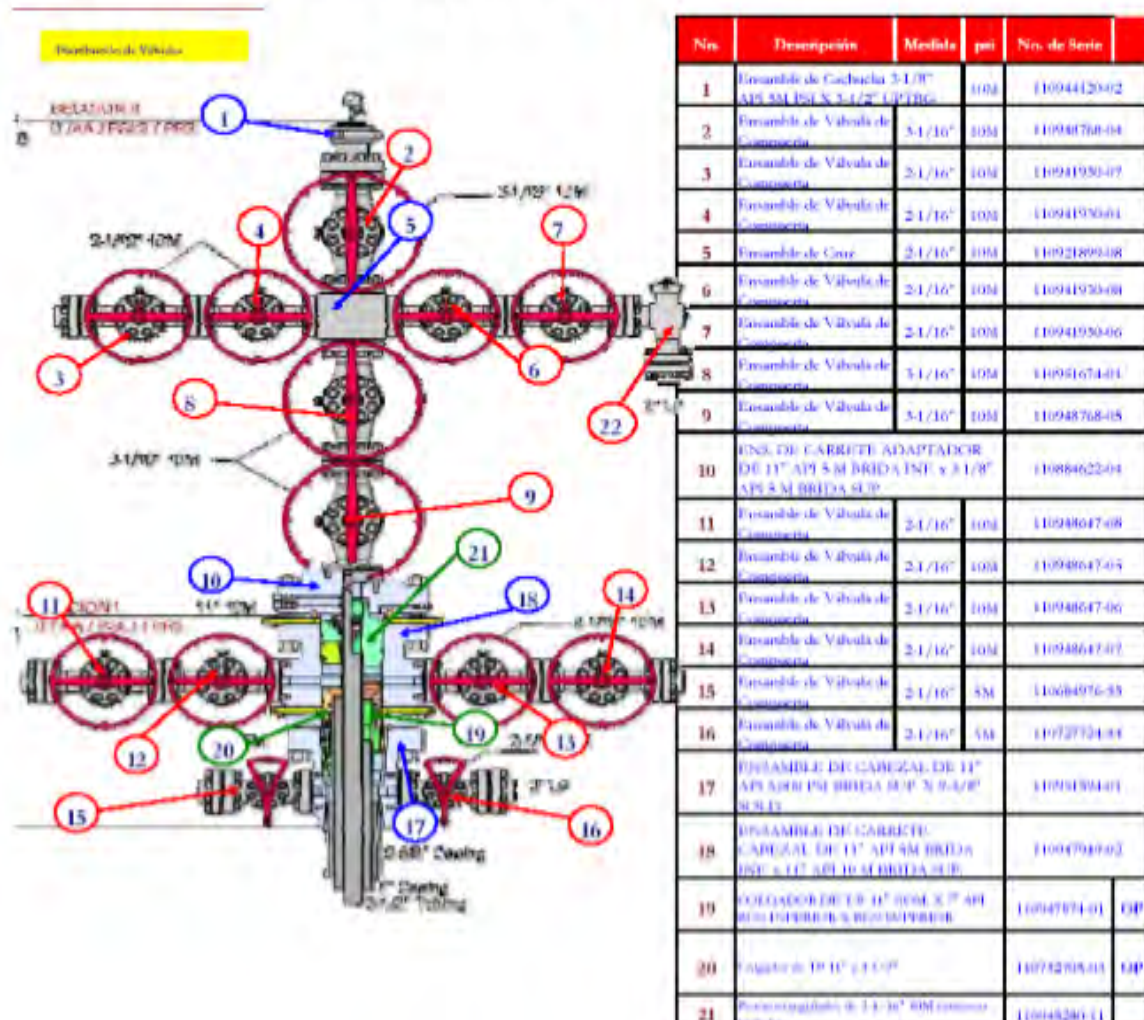


Figura I.14.- Árbol y cabezal 9 5/8" x 7" x 3 1/2" 10 Kpsi.

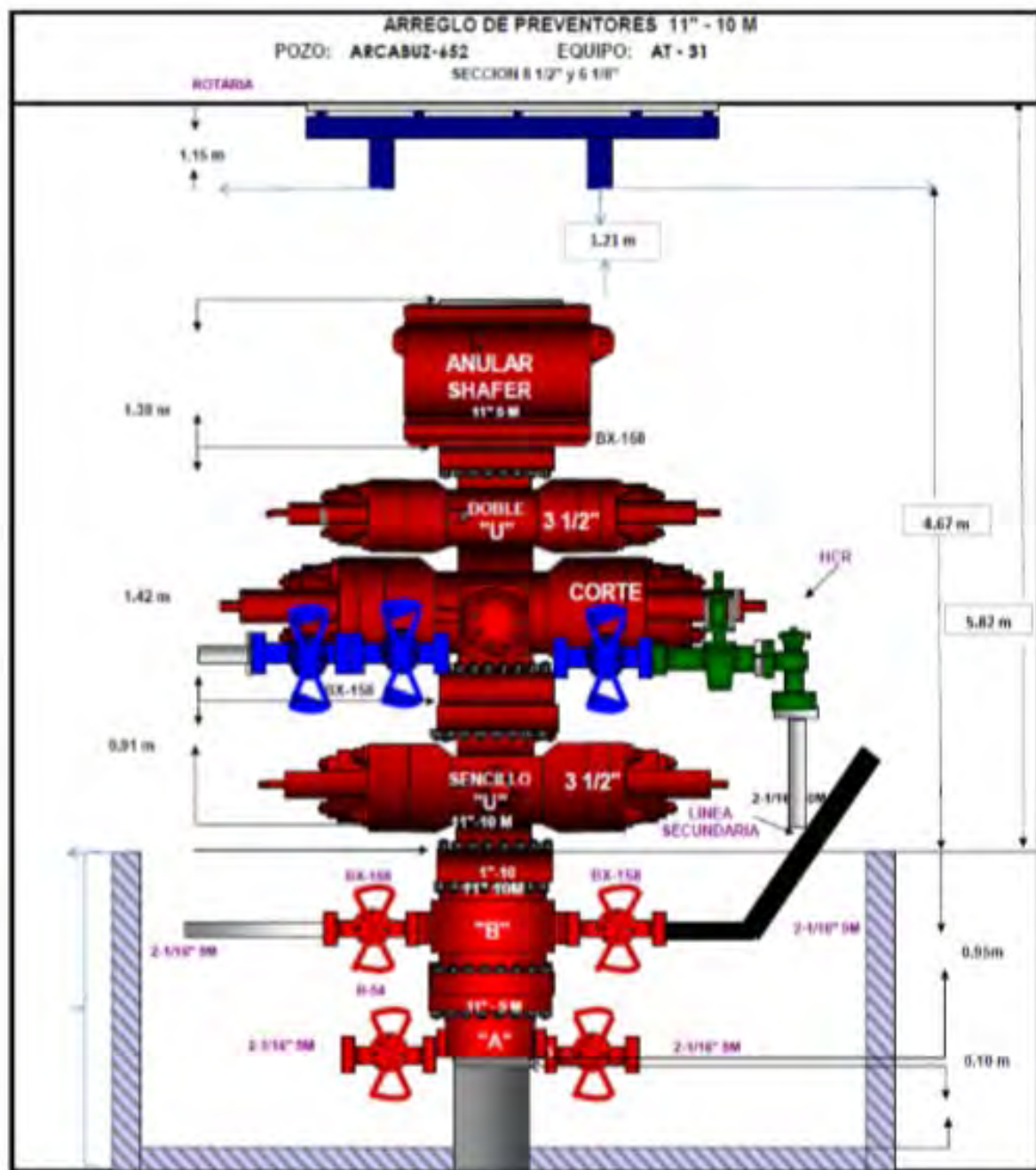


Figura I.15.- Arreglo de preventores

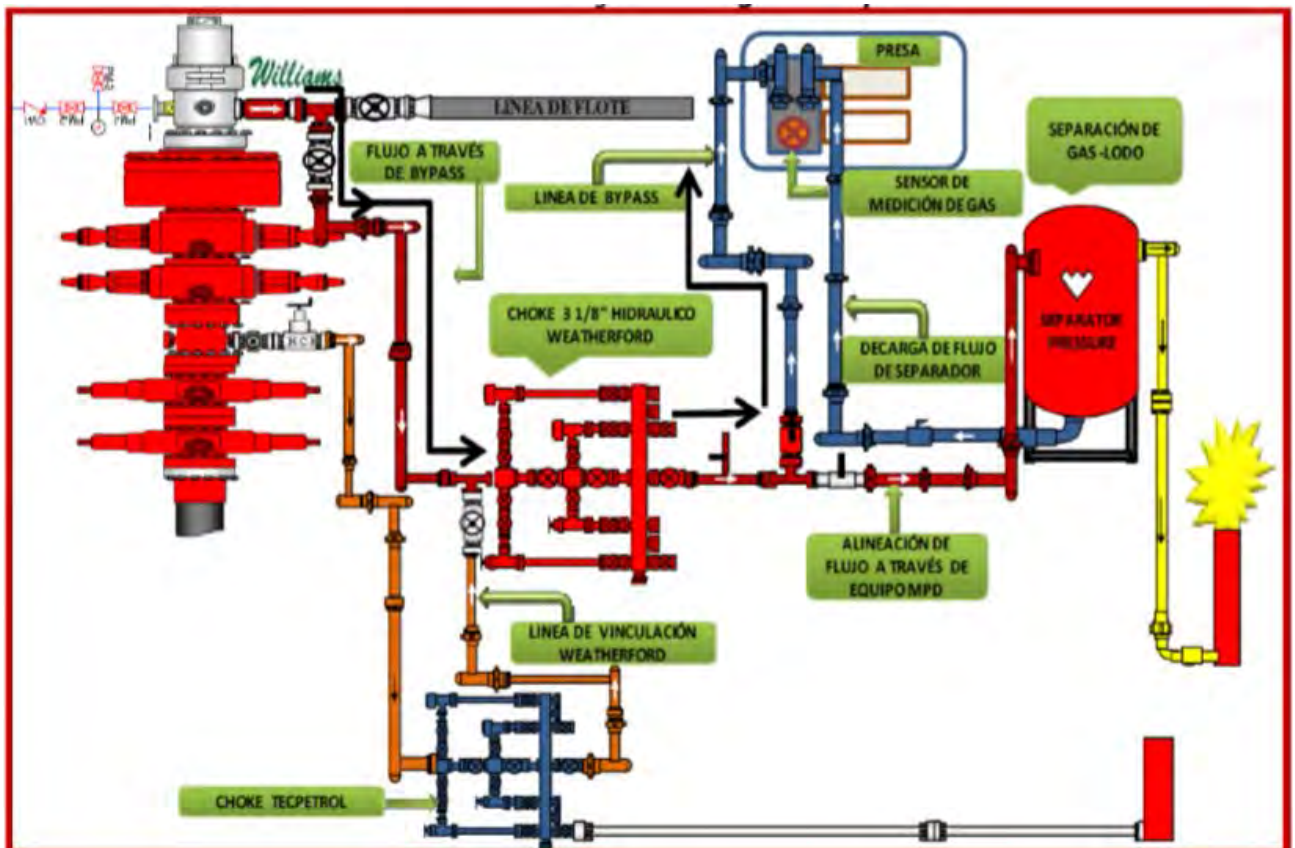


Figura I.16.- Diagrama de flujo a través del equipo MDP por BYPASS iniciando la perforación señalado con flechas negras.

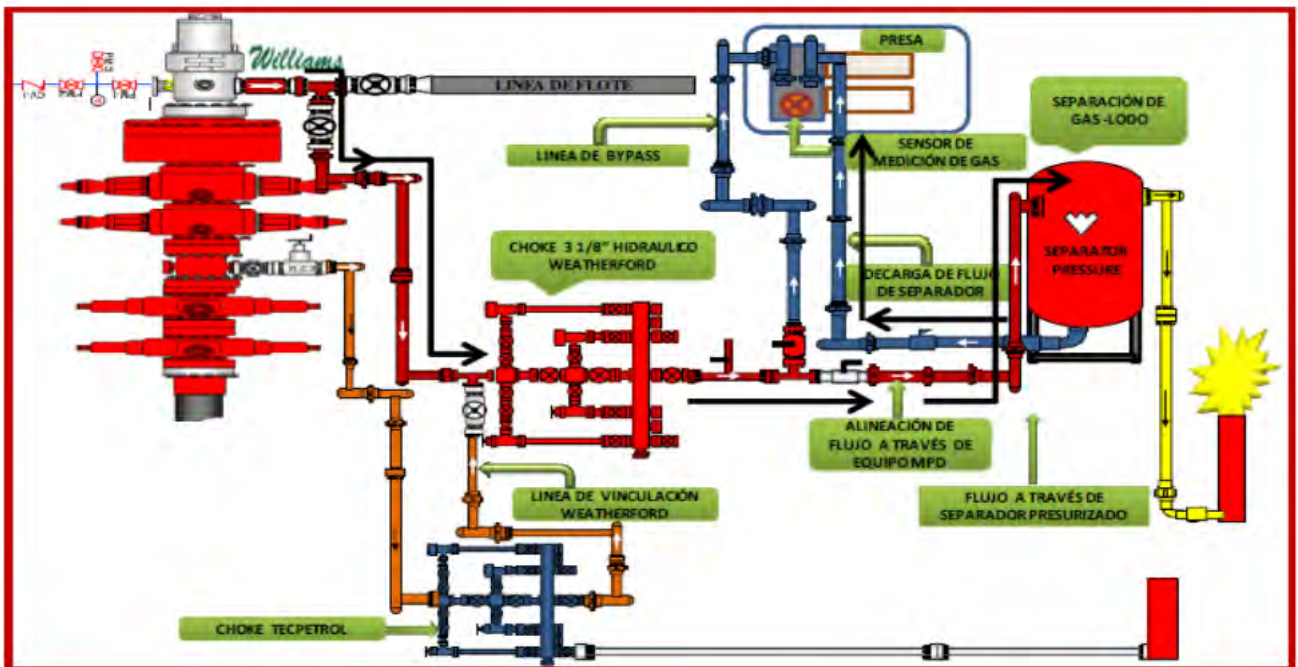


Figura I.17.- Diagrama de flujo a través del equipo MDP alineado por separador presurizado durante la perforación señalado con flechas negras.

I.1.2.16 Sistemas de Seguridad

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:

- o Arneses.
- o Charolas ecológicas de escurrimiento de fluidos.
- o Detectores de gases, vapores, y alarmas visuales y sonoras. Equipo de Protección Personal.
- o Equipo de salvamento.
- o Equipo portátil contra incendio. Equipos de Respiración Autónoma. Estación con regadera
- o Estación lavaojos Ruta de evacuación.
- o Señalización de seguridad.
- o Sistema auto retráctil.
- o Sistema de escape del chango.
- o Ventiladores industriales.

Listado de Procedimientos del Sistema de administración.

1. Supervisión a Compañías de servicios
2. Plan de Respuesta a Emergencias (PRE) en Equipos de Perforación
3. Plan de Respuesta a Emergencias (PRE) en Base.
4. Apertura de líneas y Equipos de Presión.
5. Programa de manejo de residuos.
6. Programa de Saneamiento de la localización.

7. Plan de Respuesta a Emergencias (PRE) Infraestructura.
8. Procedimiento de Investigación de Incidentes.
9. Identificación de aspectos, Evaluación de impactos y Determinación de controles.
10. Identificación de Peligro, Evaluación de Riesgo y Determinación de Controles.
11. Participación y Consulta.
12. Seguimiento y medición del Desempeño.
13. Objetivos, Metas, Programas e indicadores.
14. Preparación y Respuesta a Emergencias.
15. Plan Integral.
16. Identificación de Requisitos Legales.
17. Análisis de Seguridad en el Trabajo (AST).
18. Plan de Respuesta a Emergencias (PRE) Terminación y Reparación.
19. Prevención de Caídas.
20. Delimitación de Áreas de Riego.
21. Equipo de Protección Personal.
22. Entrada a Espacios Confinados.
23. Protección Contra Incendio.
24. Manejo y Almacenamiento de Sustancias Químicas.
25. Manejo del Malacate Neumático Ronco.
26. Operación de Equipos de Perforación.
27. Instalación del Conjunto de Preventores.
28. Desmantelamiento de Conjunto de Preventores.
29. Manejo de Unidad operadora de Preventores.
30. Deslizar y Cortar Cable del Tambor Principal del Malacate.
31. Procedimiento de inspección de bridas de izaje.
32. Reparación de Bombas de Lodo.
33. Uso de grúas y Montacargas en equipos de Perforación.
34. Mantenimiento Preventivo y General de Componentes Mecánicos de Equipo de

Perforación.

35. Ajuste del Freno del Malacate.
36. Mantenimiento General del Kelly Spinner.
37. Mantenimiento General de Bombas de Lodo (Armado Parte Hidráulica).
38. Mantenimiento General de Bombas de Lodo (Desarmado Parte Hidráulica).
39. Mantenimiento General para Agitadores de Lodo.
40. Mantenimiento General de la Corona.
41. Mantenimiento General de Bombas de Lodo (Parte Mecánica).
42. Mantenimiento a Cámara de Amortiguación de Pulsaciones de Descarga de Bombas de Lodo.
43. Procedimiento para Inspección, mantenimiento y reparación de equipos de perforación para pozos petroleros.
44. Mantenimiento Preventivo y General de Componentes de Instrumentación de Equipo de Perforación.
45. Inspección de Dispositivos de Medición y Control.
46. Instalación, Ajuste y Calibración del Sistema Indicador de Peso de Sarta y Barrena en los Equipos de Perforación Terrestre.
47. Verificación y/o Calibraciones a Equipos y/o Dispositivos de Presión.
48. Control de los Dispositivos de Seguimiento y Medición.
49. Mantenimiento Planeado y Verificación para Dispositivos de Seguimiento y Medición.
50. Mantenimiento Válvula de Alivio Koomey 3 500 PSI y 5 500 PSI.
51. Mantenimiento a Acumulador (Reemplazo de diafragma).
52. Mantenimiento Bomba para Operar Preventores marca "Koomey" T-80.
53. Perforación de pozos.
54. Meter y sacar Tubería.
55. Terminación y Reparación de Pozos.
56. Bloqueo de Energía.
57. Seguridad Eléctrica.

58. Mantenimiento Preventivo y General de Componentes Eléctricos de Equipos de Perforación.
59. Mantenimiento para Convertidores de CA/CD "SCR".
60. Mantenimiento de Alternadores C.A Tipo Anillos Rozantes.
61. Mantenimiento del Freno Electromagnético.
62. Mantenimiento de Motores de Corriente Alterna.
63. Mantenimiento de Motores de Corriente Directa.
64. Mantenimiento de Arrancadores de Motores de Corriente Alterna C.A.
65. Mantenimiento de la Consola Eléctrica del Perforador.
66. Mantenimiento del Pedal de Aceleración del Malacate Principal.
67. Mantenimiento de Sistemas de Iluminación.
68. Mantenimiento de Máquinas de Soldar Rotativas.
69. Intervención y Corrección de una Falla Originada por un Corto Circuito.
70. Mantenimiento al Sistema de Pararrayos.
71. Mantenimiento a Sistema de Tierras.

Controles administrativos:

- o Análisis de riesgo.
- o Análisis técnico de Incidentes para detección de causa raíz. Atlas de riesgo a la Salud.
- o Bitácora de mantenimiento. Bitácora de materiales.
- o Bitácora de personal.
- o Bitácora de recortes de perforación. Procedimientos de operaciones críticas. Plan de Respuesta a Emergencias.
- o Procedimiento de Investigación y reporte de incidentes. Procedimientos operativos.
- o Programa de simulacros. Programa de recorridos de la CSH.
- o Registros de entrada y salida de la instalación.

Aspectos generales durante todas las etapas de perforación de pozos en Seguridad Industrial y Protección Ambiental.

Cero Tolerancia en:

- o Accidentes personales
- o Accidentes industriales Cumplimiento total y absoluto:
- o Legislación, normatividad, resoluciones ambientales
- o Procedimientos y sistemas o
- Respeto al medio ambiente o
- Respeto a la población

Asesoría oportuna en todo momento por parte del corporativo, con especialistas por área de responsabilidad, con la finalidad de obtener los mejores resultados de las operaciones, basados en los más altos estándares de calidad apoyados siempre con personal operativo calificado y con experiencia.

Previo al inicio de la perforación

- o Transporte de equipo eficiente y seguro
- o Cumplir con los requerimientos restrictivos de velocidad en los caminos
- o Check List de las condiciones generales del equipo de perforación y sus componentes, equipos de protección al ambiente instalados y en perfectas condiciones de uso como:
 - Charolas recolectoras de fluidos.
 - Liners o Geo-membranas.
 - Presa metálica de recortes y lodos.
 - Presa de líquidos y quemador de alta eficiencia.
 - Contenedores de basura señalizados y con tapa.
- o Contenedores de derrame en áreas de manejo de combustibles y lubricantes.
- o Contenedores de derrame en áreas de transferencia de residuos.
- o Realizar auditoría de pre-arranque de equipo.

Durante la perforación

- o Previo al inicio de operaciones de cada turno realizar la reunión de seguridad industrial, salud ocupacional y protección ambiental.
- o Seguimiento a las mejores prácticas.
- o Apego en todo momento a procedimientos.
- o Verificación continua de condiciones laborales de los trabajadores.
- o Uso correcto y adecuado de los equipos de protección personal.
- o Uso correcto y adecuado de equipos y herramientas.
- o Cumplir en todo momento las indicaciones de la señalización de seguridad instalada en las diferentes áreas del equipo.
- o Orden y limpieza en todas las áreas tanto operativas como oficinas y habitacional.
- o Delimitación de áreas con manejo de materiales y residuos peligrosos, y de manejo especial.

Al finalizar las actividades de perforación

- o Previo al inicio del turno plática de SISOPA.
- o Desarmado de equipo conforme a procedimiento.
- o Apego en todo momento a procedimientos.
- o Cumplimiento irrestricto al sistema de permiso de trabajos con riesgo.
- o Verificación continua de condiciones laborales de los trabajadores.
- o Uso correcto y adecuado de los equipos de protección personal.
- o Uso correcto y adecuado de equipos y herramientas.
- o Seguimiento a Auditoria SISOPA.
- o Aplicación del programa de orden y limpieza de equipo, localización y contrapozo.

Equipos de Detección de H₂S Mínimo.

- o Un Detector de gas H₂S atmosférico, fijo con alarma audible ajustada a nivel de detección 10 ppm, con escala 0-100 y 0-1000 ppm, con 2 sensores ubicados a nivel del tubo campana y vibradores, con 100 tubos de prueba de concentración 200 ppm.

- o Dos Detectores electrónicos portátiles de gas hidrocarburos.
- o Tres Detectores de bomba H₂S con 100 tubos de prueba.
- o 100 pies Papel de acetato de plomo.
- o Un litro Ácido acético.
- o Tres Cupones planos de corrosión H₂S.
- o Dos Cupones, anillos de 6 ½" REG de corrosión H₂S para portamechas de 8" y 9".
- o Dos Cupones, anillos de 4 ½" IF de corrosión para portamechas de 6 ¼".
- o Doce juegos Aparatos autónomos de respiración con un cilindro de aire comprimido más un cilindro de repuesto para cada juego.
- o Unidad Resucitadora con 2 botellas de oxígeno.
- o Dos tambores de 50 galones Inhibidor de corrosión H₂S.
- o 300 libras Neutralizador H₂S.
- o Una Pistola de ignición.
- o Dos Ventiladores de 1.0 a 1.5 m de diámetro colocados en el piso del perforador.

Medios de Ignición

La pistola de ignición debe estar disponible para encender el H₂S en los casos siguientes:

- o Flujo de gas con H₂S a la presa del quemador.
- o Ignición de emergencia en caso de brote incontrolado.

Preparación de Personal

Antes de iniciar las operaciones en un pozo donde se espere corregir H₂S, el personal involucrado en las operaciones debe entrenarse correctamente, así mismo, durante la perforación deben realizarse simulacros de arremetidas con H₂S, para asegurar que el personal está bien preparado para reaccionar de manera ordenada en caso de una emergencia. A todo el personal se deben revisar los tímpanos para asegurarse que no estén perforados (riesgo por envenenamiento por las orejas). A las personas con barba no se permitirá operar en ambientes de H₂S en razón de que la máscara del aparato respiratorio no podrá hacer la hermeticidad requerida con la piel de la cara.

Procedimiento de Control H₂S

- o Situaciones de H₂S hasta un máximo de 10 ppm puede ser controlado por circulación normal y tratamiento del lodo (sin cerrar BOP's).
- o Situaciones de H₂S por encima de concentración 10 ppm, deben ser tratadas con el BOP cerrado, el equipo de perforación en ALERTA y el personal equipado con equipo protector.
- o Los efluentes con concentraciones por encima de 10 ppm, deberán ser tratados con las opciones siguientes:
- o Regresándolos a la formación.
- o Desviándolos al quemador.

Acciones Preventivas

- o Orientación del Equipo de Perforación: Debe tomarse en cuenta la dirección de vientos prevalecientes, a fin de colocar viento-arriba, las viviendas y los motores y ubicar viento-abajo a los vibradores y el circuito de lodo de perforación.
- o Viento: Un pronóstico exacto del viento debe estar disponible para el área donde opera el equipo de perforación. La dirección del viento debe ser mostrada por dos indicadores de viento visibles como manga de viento (una iluminada de noche).
- o Línea de descarga y quemador: Instalar una línea de descarga entre el múltiple de estrangulación y la fosa del quemador ubicada a 150 m viento-abajo del pozo.
- o Desgasificador vertical: El desgasificador vertical debe tener, como mínimo, 5 m de caída libre del lodo dentro del separador y el lodo por gravedad debe regresar al vibrador.

Atlas de Riesgo.

El equipo de perforación cuenta con Atlas de Riesgo donde se puede visualizar los peligros identificados en cada área. De esta forma el personal será responsable de cumplir con los lineamientos de seguridad requeridos durante su estancia en la instalación.

Los Atlas de Riesgo del Equipo de Perforación Terrestre IPC-602, se presentan en el Apartado I.9.1.

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 las Tabla I.26 y I.27 se presentan los sitios de interés cercanos de cada instalación, cabe señalar que las instalaciones que conforman el Área Contractual Misión Contrato No. CNH-M3-MISION/2018, no se encuentran ubicadas en áreas naturales protegidas o zonas de reserva ecológica. En el “Apartado I.9.1” se podrán observar planos de localización Microregional (Plano 1) por campos, en los cuales 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 cada instalación que conforman el Área Contractual Misión.

Tabla I.26.- Colindancias, usos de suelo y sitios de interés entorno a las instalaciones. Pozos

No	Instalación	Coordenadas	Municipio	Uso de suelo y vegetación	Zonas de interés	Descripción	Distancia respecto al Pozo
1	Arcabuz 448	COORDENADAS DE UBICACIÓN DE POZOS (INFORMACIÓN RESERVADA) INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.	Miguel Alemán	MET	Cuerpo de agua	Corrientes de agua intermitente	217 m al NE, 235 m al S
					Asentamiento Humanos	Casas aisladas	469 m al NO
					Vías de comunicación	--	--
					ANP	Laguna Madre y Delta del Río Bravo	184 Km al E
					RTP	Matorral Tamaulipeco del Bajo del Río Bravo	47Km al NO
						Sierra Picachos	65 Km al O
						Laguna Madre	171 Km al E
					RHP	Rio San Juan y Rio Pesquería	Dentro del Área
						Rio Bravo	20 Km al E
					AICAS	Picachos	152 km al O
						Delta del Río Bravo	164 km al E
						Laguna Madre	155 km al SE
					RAMSAR	Área de Protección de Flora y fauna Laguna Madre	171 km al E
2	Arcabuz 640	COORDENADAS DE UBICACIÓN DE POZOS (INFORMACIÓN RESERVADA) INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.	Miguel Alemán	IAPF	Cuerpo de agua	Cuerpos de agua Intermitente	161 km al E
							234 m al NNE
							475 m al NE
					Asentamiento Humanos	Casas a	460 m al SSE
							386 m al NNE
							374 m al ESE
							339 m al SSE
							367 m al SO
							362 m al O
							381 m al ONO
					Vías de comunicación	Línea de conducción eléctrica Terracería	158 m al E
							260 m al S
							422 m al O
							399 m al O

Continuación Tabla I.26

No	Instalación	Coordenadas		Municipio	Uso de suelo y vegetación	Zonas de interés	Descripción	Distancia respecto al Pozo
		X	Y					
2	Arcabuz 640	COORDENADAS DE UBICACIÓN DE POZOS (INFORMACIÓN RESERVADA) INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP.		Miguel Alemán	IAPF	ANP	Laguna Madre y Delta del Río Bravo	171 km al E
						RTP	Matorral Tamaulipeco del Bajo del Río Bravo	39 Km al NO
							Sierra Picachos	65 Km al O
							Laguna Madre	171 Km al E
						RHP	Rio San Juan y Rio Pesquería	Dentro del área
							Rio Bravo	45 km al E
						AICAS	Picachos	61 Km al O
							Delta del Río Bravo	178 Km al E
							Laguna Madre	180 Km al SE
						RAMSAR	Área de Protección de Flora y Fauna Laguna Madre	173 Km al SE
3	Arcabuz 641	COORDENADAS DE UBICACIÓN DE POZOS (INFORMACIÓN RESERVADA) INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP.		Miguel Alemán	IAPF	RMP	Laguna Madre	167 Km al E
						Otras instalaciones	Pozo Arcabuz 641	9 m al N
							Pozo Arcabuz 642	10 m al N
						Cuerpo de agua	Cuerpo de Agua Intermitente	234 m al NNE
								475 m al NE
								460 m al SSE
						Asentamiento Humanos	Casas a	386 m al NNE
								374 m al ESE
								339 m al SSE
								367 m al SO
								362 m al O
								381 m al ONO
						Vías de comunicación	Línea de conducción eléctrica Terracería	158 m al E
								260 m al S
								422 m al O
								399 m al O
						ANP	Laguna Madre y Delta del Río Bravo	171 km al E
						RTP	Matorral Tamaulipeco del Bajo del Río Bravo	39 Km al NO
							Sierra Picachos	65 Km al O
							Laguna Madre	171 Km al E

Continuación Tabla I.26

No		Instalación		Coordenadas		Municipio	Uso de suelo y vegetación	Zonas de interés	Descripción	Distancia respecto al Pozo				
		X	Y											
3	Arcabuz 641	COORDENADAS DE UBICACIÓN DE POZOS (INFORMACIÓN RESERVADA) INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.				Miguel Alemán	IAPF	RHP	Río San Juan y Río Pesquería	Dentro del área				
4	Arcabuz 642	COORDENADAS DE UBICACIÓN DE POZOS (INFORMACIÓN RESERVADA) INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.				Miguel Alemán	IAPF	Cuerpo de agua	Cuerpo de Agua Intermitente	234 m al NNE				

Continuación Tabla I.26

No	Instalación	Coordenadas	Municipio	Uso de suelo y vegetación	Zonas de interés	Descripción	Distancia respecto al Pozo
4	Arcabuz 642	COORDENADAS DE UBICACIÓN DE POZOS (INFORMACIÓN RESERVADA) INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.	Miguel Alemán	IAPF	RMP	Laguna madre	167 Km al E
					Otras instalaciones	Pozo Arcabuz 640	
						Pozo Arcabuz 641	
					Cuerpo de agua	Corriente de Agua Intermitente	253 m al N, 361 m al ENE
					Asentamiento Humanos	---	---
					Vías de comunicación	Brecha	110 m al O
					ANP	Laguna Madre y Delta del Rio Bravo	172 Km al E
					RTP	Matorral Tamaulipeco del Bajo del Rio Bravo	40 Km al NO
						Sierra Picachos	62 Km al O
						Laguna Madre	183 Km al E
					RHP	Rio San Juan y Rio Pesquería	Dentro del área
						Rio Bravo	41 Km al E
					AICAS	Picachos	62 Km al O
						Delta del Río Bravo	175 Km al E
						Laguna Madre	160 Km al SE
					RAMSAR	Área de Protección de Flora y Fauna	174 Km al SE
					RMP	Laguna Madre	168 Km al E
					Cuerpo de agua	---	---
					Asentamiento Humanos	---	---
					Vías de comunicación	Brecha	355 m al NNO
					ANP	Laguna Madre y Delta del Rio Bravo	167 Km al E
					RTP	Matorral Tamaulipeco del Bajo del Rio Bravo	41 Km al NO
						Sierra Picachos	67 Km al O
						Laguna Madre	181 Km al E
					RHP	Rio San Juan y Rio Pesquería	Dentro del área
						Rio Bravo	44 Km al E
5	Arcabuz 652		Miguel Alemán	IAPF			
6	Arcabuz 653		Miguel Alemán	IAPF			

Continuación Tabla I.26

No		Instalación		Coordenadas		Municipio	Uso de suelo y vegetación	Zonas de interés	Descripción	Distancia respecto al Pozo				
6	Arcabuz 653	COORDENADAS DE UBICACIÓN DE POZOS (INFORMACIÓN RESERVADA) INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.				Miguel Alemán	IAPF	AICAS	Picachos	76 Km al O				
									Delta del Río Bravo	171 Km al E				
									Laguna Madre	164 Km al SE				
								RAMSAR	Área de Protección de Flora y Fauna	173 Km al SE				
								RMP	Laguna Madre	169 Km al E				
	Otras instalaciones					MRG Arcabuz Oeste 1	334 m al SSE							
7	Arcabuz 654									Miguel Alemán	IAPF	Cuerpo de agua	---	---
												Asentamiento Humanos	---	---
												Vías de comunicación	Brecha	355 m al NNO
												ANP	Laguna Madre y Delta del Río Bravo	167 Km al E
												RTP	Matorral Tamaulipeco del Bajo del Río Bravo	41 Km al NO
													Sierra Picachos	67 Km al O
													Laguna Madre	181 Km al E
												RHP	Río San Juan y Río Pesquería	Dentro del área
													Río Bravo	46 Km al E
		AICAS	Picachos	76 Km al O										
			Delta del Río Bravo	171 Km al E										
			Laguna Madre	164 Km al SE										
		RAMSAR	Área de Protección de Flora y Fauna	173 Km al SE										
		RMP	Laguna Madre	169 Km al E										
			Otras instalaciones	MRG Arcabuz Oeste 1	334 m al SSE									

Continuación Tabla I.26

No	Instalación	Coordenadas		Municipio	Uso de suelo y vegetación	Zonas de interés	Descripción	Distancia respecto al Pozo
		X	Y					
8	Forcado 2	COORDENADAS DE UBICACIÓN DE POZOS (INFORMACIÓN RESERVADA) INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.		Gustavo Díaz Ordaz	IAPF	Cuerpo de agua	Corrientes de Agua Intermittente	444 m E 304 Km al O
						Asentamiento Humanos	Localidad rural Juan Gutiérrez Localidad Rural Santa Elvira	463 m al SO 300 m al ONO
						Vías de comunicación	Terracería	387 m al O
						ANP	Laguna Madre y Delta del Río Bravo	129 Km al E
						RTP	Matorral Tamaulipeco del Bajo del Río Bravo	74 Km al NO
							Sierra Picachos	104 Km al O
							Laguna Madre	138 Km al E
						RHP	Rio San Juan y Río Pesquería	35 Km al O
							Rio Bravo	18 Km al NE
						AICAS	Picachos	121 Km al O
							Delta del Río Bravo	150 Km al E
							Laguna Madre	122 Km al SE
						RAMSAR	Área de Protección de Flora y Fauna	133 Km al SE
9	Forcado 3			Gustavo Díaz Ordaz	IAPF	AMP	Laguna Madre	124 Km al E
						Cuerpo de agua	---	---
						Asentamiento Humanos	Edificación	423 m al E, 478 m al S
						Vías de comunicación	Vereda	371 m al SE
						ANP	Laguna Madre y Delta del Río Bravo	157 Km al E
						RTP	Matorral Tamaulipeco del Bajo del Río Bravo	72 Km al NO
							Sierra Picachos	103 Km al O
							Laguna Madre	130 Km al E
						RHP	Rio San Juan y Río Pesquería	34 Km al O
							Rio Bravo	20 Km al NE

Continuación Tabla I.26

No	Instalación	Coordenadas		Municipio	Uso de suelo y vegetación	Zonas de interés	Descripción	Distancia respecto al Pozo		
		X	Y							
9	Forcado 3	COORDENADAS DE UBICACIÓN DE POZOS (INFORMACIÓN RESERVADA) INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.		Gustavo Díaz Ordaz	IAPF	AICAS	Picachos	109 Km al O		
10	Forcado 101			General Bravo		IAPF	Cuerpo de agua	Delta del Río Bravo	127 Km al E	
								Laguna Madre	113 Km al SE	
								RAMSAR	Área de Protección de Flora y Fauna	117 Km al SE
								AMP	Laguna Madre	126 Km al E
					Asentamiento Humano			---	---	
				Vías de comunicación						
				ANP	Laguna Madre y Delta del Río Bravo		145 Km al E			
				RTP	Matorral Tamaulipeco del Bajo del Río Bravo		82 Km al NO			
					Sierra Picachos		109 Km al O			
					Laguna Madre		133 Km al E			
				RHP	Río San Juan y Río Pesquería		Dentro del Área			
					Río Bravo		20 Km al E			
				AICAS	Picachos		97 km al O			
					Delta del Río Bravo		137 km al E			
Laguna Madre	123 km al SE									
RAMSAR	Área de Protección de Flora y fauna Laguna Madre			127 km al E						
APM	Laguna Madre			147 km al E						
11	Santa Anita 277			Camargo	MET	Cuerpo de agua	Cuerpo de Agua Intermitente	359 m al SO		
		Asentamiento Humano	---			---				
		Vías de comunicación	Brecha			149 m al S				
		ANP	Laguna Madre y Delta del Río Bravo			154 Km al E				

Continuación Tabla I.26

No	Instalación	Coordenadas		Municipio	Uso de suelo y vegetación	Zonas de interés	Descripción	Distancia respecto al Pozo
		X	Y					
11	Santa Anita 277	COORDENADAS DE UBICACIÓN DE POZOS (INFORMACIÓN RESERVADA) INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.		Camargo	MET	RTP	Matorral Tamaulipeco del Bajo del Río Bravo	106 Km al NO
							Sierra Picachos	91 Km al O
							Laguna Madre	136 Km al E
						RHP	Río San Juan y Río Pesquería	29 Km al O
							Río Bravo	25 Km al NE
						AICAS	Picachos	91 Km al O
							Delta del Río Bravo	138 Km al E
						RAMSAR	Laguna Madre	134 Km al SE
							Laguna Madre	145 Km al E
						AMP	Laguna Madre y Delta del Río Bravo	134 Km al E
12	Santa Anita 278	COORDENADAS DE UBICACIÓN DE POZOS (INFORMACIÓN RESERVADA) INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.		Camargo	IAPF	Otras instalaciones	Pozo Santa Anita 289	9 m al N
							Pozo Santa Anita 290	18 m al N
						Cuerpo de agua	Cuerpos de Agua Intermitente	484 m al NO, 309 m al O
						Asentamiento humano	---	---
						Vías de comunicación	---	---
						ANP	Laguna Madre y Delta del Río Bravo	154 Km al E
						RTP	Matorral Tamaulipeco del Bajo del Río Bravo	106 Km al NO
							Sierra Picachos	91 Km al O
							Laguna Madre	136 Km al E
						RHP	Río San Juan y Río Pesquería	29 Km al O
							Río Bravo	25 Km al NE
						AICAS	Picachos	91 Km al O
							Delta del Río Bravo	138 Km al E
							Laguna Madre	134 Km al SE
						RAMSAR	Laguna Madre	145 Km al E
						AMP	Laguna Madre y Delta del Río Bravo	134 Km al E

Continuación Tabla I.26

No	Instalación	Coordenadas		Municipio	Uso de suelo y vegetación	Zonas de interés	Descripción	Distancia respecto al Pozo		
		X	Y							
13	Santa Anita 279	COORDENADAS DE UBICACIÓN DE POZOS (INFORMACIÓN RESERVADA) INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.		Camargo	MET	Cuerpo de agua	Corrientes de Agua Intermite	152 m al O, 392 m al SE		
						Asentamiento Humano	---	---		
						Vías de comunicación	Brecha	301 m al S		
						Instalaciones	MRG STA Anita NTE 1	426 m al OSO		
						ANP	Laguna Madre y Delta del Rio Bravo	140 Km al E		
						RTP	Matorral Tamaulipeco del Bajo del Rio Bravo	67 Km al NO		
							Sierra Picachos	89 Km al O		
							Laguna Madre	144 Km al E		
						RHP	Rio San Juan y Rio Pesquería	14 Km al O		
							Rio Bravo	36 Km al NE		
						AICAS	Picachos	117 Km al O		
							Delta del Río Bravo	169 Km al E		
							Laguna Madre	144 Km al SE		
	RAMSAR			Laguna Madre	143 Km al E					
	AMP			Laguna Madre y Delta del Rio Bravo	150 Km al E					
14	Santa Anita 281			COORDENADAS DE UBICACIÓN DE POZOS (INFORMACIÓN RESERVADA) INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.		Camargo	MET	Cuerpo de agua	Corrientes de Agua Intermite	152 m al O, 392 m al SE
								Asentamiento Humano	---	---
								Vías de comunicación	---	---
								Instalaciones	MRG STA Anita NTE 1	426 m al OSO
								ANP	Laguna Madre y Delta del Rio Bravo	140 Km al E
								RTP	Matorral Tamaulipeco del Bajo del Rio Bravo	67 Km al NO
									Sierra Picachos	89 Km al O
									Laguna Madre	144 Km al E

Continuación Tabla I.26

No	Instalación	Coordenadas		Municipio	Uso de suelo y vegetación	Zonas de interés	Descripción	Distancia respecto al Pozo
		X	Y					
14	Santa Anita 281	COORDENADAS DE UBICACIÓN DE POZOS (INFORMACIÓN RESERVADA) INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.		Camargo	MET	RHP	Rio San Juan y Rio Pesquería	16 Km al O
							Rio Bravo	37 Km al NE
						AICAS	Picachos	117 Km al O
							Delta del Río Bravo	169 Km al E
							Laguna Madre	144 Km al SE
						RAMSAR	Laguna Madre	143 Km al E
						AMP	Laguna Madre y Delta del Rio Bravo	150 Km al E
15	Santa Anita 282	COORDENADAS DE UBICACIÓN DE POZOS (INFORMACIÓN RESERVADA) INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.		Camargo	IAPF	Cuerpo de Agua	Cuerpos de Agua Intermitente	423 m al NO, 481 m al SE
						Asentamiento Humano	Localidad Rural San Javier	386 m al ONO
						Vías de comunicación	Brecha	203 m al O
						ANP	Laguna Madre y Delta del Rio Bravo	147 Km al E
						RTP	Matorral Tamaulipeco del Bajo del Rio Bravo	133 Km al NO
							Sierra Picachos	116 K al O
							Laguna Madre	151 Km al E
						RHP	Rio San Juan y Rio Pesquería	17 Km al O
							Rio Bravo	25 Km al NE
						AICAS	Picachos	91 Km al O
							Delta del Río Bravo	154 K al E
							Laguna Madre	136 Km al SE
						RAMSAR	Laguna Madre	139 Km al E
						AMP	Laguna Madre y Delta del Rio Bravo	160 Km al E
						Otras instalaciones	Pozo Santa Anita 283	9 m al S
							Pozo Santa Anita 286	21 m al N
							Pozo Santa Anita 287	10 m al N

Continuación Tabla I.26

No	Instalación	Coordenadas	Municipio	Uso de suelo y vegetación	Zonas de interés	Descripción	Distancia respecto al Pozo
16	Santa Anita 283	COORDENADAS DE UBICACIÓN DE POZOS (INFORMACIÓN RESERVADA) INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.	Camargo	IAPF	Cuerpo de Agua	Cuerpos de Agua Intermitente	423 m al NO, 481 m al SE
					Asentamiento Humano	Localidad Rural San Javier	386 m al ONO
					Vías de comunicación	Brecha	203 m al O
					ANP	Laguna Madre y Delta del Rio Bravo	147 Km al E
					RTP	Matorral Tamaulipeco del Bajo del Rio Bravo	133 Km al NO
						Sierra Picachos	116 K al O
						Laguna Madre	151 Km al E
					RHP	Rio San Juan y Rio Pesquería	17 Km al O
						Rio Bravo	25 Km al NE
					AICAS	Picachos	91 Km al O
						Delta del Río Bravo	154 K al E
						Laguna Madre	136 Km al SE
					RAMSAR	Laguna Madre	139 Km al E
					AMP	Laguna Madre y Delta del Rio Bravo	160 Km al E
					Otras instalaciones	Pozo Santa Anita 282	9 m al N
Pozo Santa Anita 286	30 m al N						
Pozo Santa Anita 287	19 m al N						
17	Santa Anita 285		Camargo	MET	Cuerpo de Agua	---	---
					Asentamiento Humano	---	---
					Vías de comunicación	Brecha	287 m al S---
					ANP	Laguna Madre y Delta del Rio Bravo	140 Km al E
					RTP	Matorral Tamaulipeco del Bajo del Rio Bravo	67 Km al NO
						Sierra Picachos	89 Km al O
						Laguna Madre	144 Km al E
					RHP	Rio San Juan y Rio Pesquería	16 Km al O
						Rio Bravo	28 Km al NE

Continuación Tabla I.26

No	Instalación	Coordenadas		Municipio	Uso de suelo y vegetación	Zonas de interés	Descripción	Distancia respecto al Pozo
		X	Y					
17	Santa Anita 285	COORDENADAS DE UBICACIÓN DE POZOS (INFORMACIÓN RESERVADA) INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.		Camargo	MET	AICAS	Picachos	117 Km al O
							Delta del Río Bravo	169 Km al E
							Laguna Madre	144 Km al SE
						RAMSAR	Laguna Madre	143 Km al E
						AMP	Laguna Madre y Delta del Río Bravo	140 Km al E
18	Santa Anita 286			Camargo	IAPF	Cuerpo de Agua	Cuerpos de Agua Intermitente	423 m al NO, 481 m al SE
						Asentamiento Humano	Localidad Rural San Javier	386 m al ONO
						Vías de comunicación	Brecha	203 m al O
						ANP	Laguna Madre y Delta del Río Bravo	147 Km al E
						RTP	Matorral Tamaulipeco del Bajo del Río Bravo	133 Km al NO
							Sierra Picachos	116 Km al O
							Laguna Madre	151 Km al E
						RHP	Rio San Juan y Río Pesquería	17 Km al O
							Rio Bravo	25 Km al NE
						AICAS	Picachos	91 Km al O
							Delta del Río Bravo	154 Km al E
							Laguna Madre	136 Km al SE
						RAMSAR	Laguna Madre	139 Km al E
						AMP	Laguna Madre y Delta del Río Bravo	160 Km al E
						Otras instalaciones	Pozo Santa Anita 282	21 m al S
							Pozo Santa Anita 283	30 m al S
							Pozo Santa Anita 287	11 m al S

Continuación Tabla I.26

No	Instalación	Coordenadas		Municipio	Uso de suelo y vegetación	Zonas de interés	Descripción	Distancia respecto al Pozo
		X	Y					
19	Santa Anita 287	COORDENADAS DE UBICACIÓN DE POZOS (INFORMACIÓN RESERVADA) INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.		Camargo	IAPF	Cuerpo de Agua	Cuerpos de Agua Intermitente	423 m al NO, 481 m al SE
						Asentamiento Humano	Localidad Rural San Javier	386 m al ONO
						Vías de comunicación	Brecha	203 m al O
						ANP	Laguna Madre y Delta del Rio Bravo	147 Km al E
						RTP	Matorral Tamaulipeco del Bajo del Rio Bravo	133 Km al NO
							Sierra Picachos	116 K al O
							Laguna Madre	151 Km al E
						RHP	Rio San Juan y Rio Pesquería	17 Km al O
							Rio Bravo	25 Km al NE
						AICAS	Picachos	91 Km al O
							Delta del Río Bravo	154 K al E
							Laguna Madre	136 Km al SE
						RAMSAR	Laguna Madre	139 Km al E
						AMP	Laguna Madre y Delta del Rio Bravo	160 Km al E
						Otras instalaciones	Pozo Santa Anita 282	10 m al S
Pozo Santa Anita 283	19 m al S							
Pozo Santa Anita 286	11 m al N							
20	Santa Anita 289			Camargo	MET	Cuerpo de agua	Cuerpo de Agua Intermitente	359 m al SO
						Asentamiento Humano	---	---
						Vías de comunicación	Brecha	149 m al S
						ANP	Laguna Madre y Delta del Rio Bravo	154 Km al E
						RTP	Matorral Tamaulipeco del Bajo del Rio Bravo	106 Km al NO
							Sierra Picachos	91 Km al O
							Laguna Madre	136 Km al E

Continuación Tabla I.26

No	Instalación	Coordenadas		Municipio	Uso de suelo y vegetación	Zonas de interés	Descripción	Distancia respecto al Pozo
		X	Y					
20	Santa Anita 289	COORDENADAS DE UBICACIÓN DE POZOS (INFORMACIÓN RESERVADA) INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.		Camargo	MET	RHP	Rio San Juan y Rio Pesquería	29 Km al O
							Rio Bravo	25 Km al NE
						AICAS	Picachos	91 Km al O
							Delta del Río Bravo	138 Km al E
							Laguna Madre	134 Km al SE
						RAMSAR	Laguna Madre	145 Km al E
						AMP	Laguna Madre y Delta del Rio Bravo	134 Km al E
						Otras instalaciones	Pozo Santa Anita 277	9 m al S
							Pozo Santa Anita 290	11 m al N
						Cuerpo de agua	Cuerpo de Agua Intermitente	359 m al SO
21	Santa Anita 290			Camargo	MET	Asentamiento Humano	---	---
						Vías de comunicación	Brecha	149 m al S
						ANP	Laguna Madre y Delta del Rio Bravo	154 Km al E
						RTP	Matorral Tamaulipeco del Bajo del Rio Bravo	106 Km al NO
							Sierra Picachos	91 Km al O
							Laguna Madre	136 Km al E
						RHP	Rio San Juan y Rio Pesquería	29 Km al O
							Rio Bravo	25 Km al NE
							Picachos	91 Km al O
						AICAS	Delta del Río Bravo	138 Km al E
							Laguna Madre	134 Km al SE
						RAMSAR	Laguna Madre	145 Km al E
						AMP	Laguna Madre y Delta del Rio Bravo	134 Km al E
						Otras instalaciones	Pozo Santa Anita 277	21 m al S
							Pozo Santa Anita 289	11 m al S

Continuación Tabla I.26

No	Instalación	Coordenadas		Municipio	Uso de suelo y vegetación	Zonas de interés	Descripción	Distancia respecto al Pozo		
		X	Y							
22	Santa Anita 502	COORDENADAS DE UBICACIÓN DE POZOS (INFORMACIÓN RESERVADA) INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.		Camargo	IAPF	Cuerpo de agua	Cuerpos de Agua Intermite	214 m al E, 213 km al O		
						Asentamiento humano	---	---		
						Vías de comunicación	---	---		
						ANP	Laguna Madre y Delta del Rio Bravo	136 Km al E		
						RTP	Matorral Tamaulipeco del Bajo del Rio Bravo	113 Km al NO		
							Sierra Picachos	116 Km al O		
							Laguna Madre	145 Km al E		
						RHP	Rio San Juan y Rio Pesquería	26 Km al O		
							Rio Bravo	32 Km al NE		
						AICAS	Picachos	92 Km al O		
							Delta del Río Bravo	134 Km al E		
							Laguna Madre	127 Km al SE		
RAMSAR	Laguna Madre			144 Km al E						
AMP	Laguna Madre y Delta del Rio Bravo			130 Km al E						
23	Santa Anita 503			COORDENADAS DE UBICACIÓN DE POZOS (INFORMACIÓN RESERVADA) INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.		Camargo	MET	Cuerpo de agua	---	---
								Asentamiento humano	---	---
								Vías de comunicación	---	---
								ANP	Laguna Madre y Delta del Rio Bravo	136 Km al E
								RTP	Matorral Tamaulipeco del Bajo del Rio Bravo	113 Km al NO
									Sierra Picachos	116 Km al O
									Laguna Madre	145 Km al E
								RHP	Rio San Juan y Rio Pesquería	26 Km al O
									Rio Bravo	32 Km al NE

Continuación Tabla I.26

No	Instalación	Coordenadas		Municipio	Uso de suelo y vegetación	Zonas de interés	Descripción	Distancia respecto al Pozo
		X	Y					
23	Santa Anita 503	COORDENADAS DE UBICACIÓN DE POZOS (INFORMACIÓN RESERVADA) INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.		Camargo	MET	AICAS	Picachos	92 Km al O
							Delta del Río Bravo	134 Km al E
							Laguna Madre	127 Km al SE
						RAMSAR	Laguna Madre	144 Km al E
						AMP	Laguna Madre y Delta del Río Bravo	130 Km al E
24	Tepozán 2			General Bravo	MET	Cuerpo de agua	Corriente de Agua Intermittente	157 m al N, 273 m al S, 378 m al ONO
						Asentamiento Humano	---	---
						Vías de comunicación	Brecha	87 m al S
						ANP	Laguna Madre y Delta del Río Bravo	125 Km al E
						RTP	Matorral Tamaulipeco del Bajo del Río Bravo	85 Km al NO
							Sierra Picachos	109 Km al O
							Laguna Madre	132 Km al E
						RHP	Río San Juan y Río Pesquería	44 Km al O
							Río Bravo	29 Km al NE
						AICAS	Picachos	110 Km al O
							Delta del Río Bravo	132 Km E
							Laguna Madre	112 Km SE
						RAMSAR	Laguna Madre	127 Km E
						AMP	Laguna Madre y Delta del Río Bravo	129 Km E

Tabla I.27.- Colindancias, usos de suelo y sitios de interés entorno a las instalaciones. Módulos

No	Instalación	Coordenadas		Municipio	Uso de suelo y vegetación	Zonas de interés	Descripción	Distancia respecto al Módulo
		X	Y					
1	MRG STA ANITA NTE 1	COORDENADAS DE UBICACIÓN DE POZOS (INFORMACIÓN RESERVADA) INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.		Camargo	MET	Cuerpo de agua	Corriente de agua intermitente	276 m al ONO, 276 m al E, 322 m al SE, 174 m al S
						Asentamiento Humanos	--	---
						Vías de comunicación	Brecha	132 m al S
						ANP	Laguna Madre y Delta del Río Bravo	140 Km al E
						RTP	Matorral Tamaulipeco del Bajo del Río Bravo	74 Km al NO
							Sierra Picachos	91 Km al O
							Laguna Madre	146 Km al E
						RHP	Rio San Juan y Rio Pesquería	13 km al NO
							Rio Bravo	20 Km NE
						AICAS	Picachos	87 km O
							Delta del Río Bravo	139 km E
							Laguna Madre	129 km SE

Continuación Tabla I.27

No	Instalación	Coordenadas		Municipio	Uso de suelo y vegetación	Zonas de interés	Descripción	Distancia respecto al Módulo
		X	Y					
1	MRG STA ANITA NTE 1	COORDENADAS DE UBICACIÓN DE POZOS (INFORMACIÓN RESERVADA) INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.		Camargo	MET	RAMSAR	Área de Protección de Flora y fauna Laguna Madre	140 km E
2	MRG FORCADO 1					AMP	Laguna Madre	145 km
				General Bravo	IAPF	Cuerpo de agua	Cuerpo de Agua Intermitente	303 Km al NE, 308 Km al O
						Asentamiento Humanos	Edificación	401 km al NNE, 465 Km al SSE
						Vías de comunicación	---	---
						ANP	Laguna Madre y Delta del Rio Bravo	128 km al E
						RTP	Matorral Tamaulipeco del Bajo del Rio Bravo	90 Km al NO
							Sierra Picachos	99 Km al O
							Laguna Madre	127 Km al E
						RHP	Rio San Juan y Rio Pesquería	29 Km O
						AICAS	Rio Bravo	36 Km al E
							Picachos	127 km al O
Delta del Río Bravo	97 km al E							
RAMSAR	Laguna Madre			132 km al SE				
AMP	Área de Protección de Flora y fauna Laguna Madre			134 km al E				
3	MRG ARCABUZ OESTE 1			Miguel Alemán	IAPF	Cuerpo de agua	Cuerpo de Agua Intermitente	464 Km al S
						Asentamiento Humanos	Casas aisladas	478 Km al E
						Vías de comunicación	Brecha	283 Km al S
						ANP	Laguna Madre y Delta del Río Bravo	173 Km al E

Continuación Tabla I.27

No	Instalación	Coordenadas		Municipio	Uso de suelo y vegetación	Zonas de interés	Descripción	Distancia respecto al Módulo
3	MRG ARCABUZ OESTE 1	COORDENADAS DE UBICACIÓN DE POZOS (INFORMACIÓN RESERVADA) INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN DE LA		Miguel Alemán	IAPF	RTP	Matorral Tamaulipeco del Bajo del Río Bravo	78 Km al NO
							Sierra Picachos	61 Km al O
							Laguna Madre	166 Km al E
						RHP	Río San Juan y Río Pesquería	Dentro del Área
							Río Bravo	28 Km al E
						AICAS	Picachos	111km al O
							Delta del Río Bravo	162 km al E
							Laguna Madre	164 km al SE
						RAMSAR	Área de Protección de Flora y fauna Laguna Madre	124 km al E
						AMP	Laguna Madre	136km al E

Nota: MET (Matorral Espinoso Tamaulipeco), IAPF (Agrícola Pecuario y Forestal), ANP (Áreas Naturales Protegidas), RTP (Regiones Terrestres Prioritarias), RHP (Regiones Hidrológicas Prioritarias), AICAS (Áreas de Importancia Para la Conservación de las Aves).

Clima

El tipo de clima característico en el Área Contractual Misión Contrato No. CNH-M3-MISION/2018 de acuerdo INEGI, 2008 y Köppen modificado por E. García (1983), se encuentra definido por dos subtipos, seco semicálido BS0(h')hx' con el 64.27%, y el semiseco cálido BS1(h') hx' que representa el 35.73% está influenciada por las siguientes características climáticas:

BS1(h') hx' Semiseco muy cálido con régimen de lluvias escasa todo el año, con porcentaje de lluvia invernal mayor a 10.2 y una temperatura media anual mayor a 22°C.

BS0(h')hx' seco cálido húmedo con régimen de lluvias escasa todo el año, con porcentaje de lluvia invernal mayor a 10.2 y una temperatura media anual mayor a 22°C.

Temperatura media mensual y anual

La temperatura máxima promedio anual en el Área Contractual Misión Contrato No. CNH-M3-MISION/2018 es de 30,59°C; la temperatura promedio mínima anual es de 17,84°C, y promedio con 24.01°C en la Tabla I.28, se muestran los valores normales de temperatura máxima, mínima y promedio.

Tabla I.28- Temperaturas normales mensuales y anuales de las Estaciones Climatológicas y Agrometeorológicas utilizadas para el diagnóstico de temperatura.

ESTACIÓN	TEMPERATURA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
Madero	Maxima	22.10	24.70	28.90	33.70	36.60	38.20	38.50	38.90	34.80	30.90	26.70	24.70	31.60
	Minima	7.60	9.20	13.10	16.90	21.00	23.50	23.80	23.90	21.90	17.70	12.30	10.80	16.80
	Promedio	14.80	16.90	21.00	25.30	28.80	30.90	31.10	31.40	28.30	24.30	19.50	17.70	24.20
Cuervito	Maxima	20.50	23.40	27.30	30.50	33.90	35.00	36.00	36.20	32.20	28.70	25.40	20.30	29.10
	Minima	9.10	11.50	14.60	17.50	21.20	23.50	24.20	23.60	21.90	17.90	14.20	9.00	17.40
	Promedio	14.80	17.50	21.00	24.00	27.60	29.20	30.10	29.90	27.10	23.30	19.80	14.70	23.30
G. Treviño	Maxima	22.00	24.30	28.50	32.40	34.60	36.60	37.00	37.60	34.30	30.50	26.20	21.30	30.40
	Minima	9.10	11.50	14.70	18.00	20.80	23.30	22.60	23.30	22.00	18.10	13.30	8.20	17.10
	Promedio	15.60	17.90	21.70	25.20	27.70	30.00	29.80	30.50	28.20	24.30	19.70	14.80	23.80
Los Ángeles	Maxima	20.52	27.51	29.54	31.13	32.80	36.55	39.32	37.87	36.52	33.74	28.62	21.68	31.32
	Minima	7.71	10.44	16.84	19.28	22.34	23.83	25.49	25.25	24.08	20.16	17.20	12.82	18.79
	Promedio	13.63	18.68	22.42	24.55	26.89	29.58	31.66	30.88	29.68	26.80	22.38	16.73	24.49
Galeana	Maxima	21.26	26.38	28.21	29.74	32.19	34.36	36.77	36.42	35.50	33.08	28.29	24.24	30.54
	Minima	9.25	12.04	17.41	20.00	22.69	23.51	25.63	24.91	23.83	20.24	17.34	14.29	19.26
	Promedio	14.75	18.69	22.08	24.19	26.74	28.19	30.51	29.92	28.89	26.19	22.37	18.57	24.26

Fuente: Base de datos Normales Climatológicas CONAGUA (2010) y Estaciones Agrometeorológicas 2017.

Las temperaturas máximas y mínimas extremas registradas en las Estaciones Climatológicas correspondientes al Área Contractual Misión Contrato No. CNH-M3-MISION/2018 se aprecian en la Tabla I.29, reflejan un ambiente extremo con oscilaciones promedio de 56.0°C alcanzando máximos de 48.0°C y mínimo de extremo promedio es de -8.0°C. Que pueden limitar las actividades por riesgos de golpes de calor e hipotermia principalmente.

Tabla I.29.- Temperaturas máximas extremas de las Estaciones Climatológicas utilizadas para el diagnóstico de temperatura.

Estaciones	Temperatura Máxima Extrema en °C		Temperatura Mínima Extrema en °C	
Madero	45.8	16 de junio de 1998	-4.5	01 de enero de 1983
Cuervito	46.6	15 de junio de 1998	0.7	26 de diciembre del 1983
G. Treviño	48.0	19 de junio de 1998	-8.0	25 de diciembre de 1983

Fuente: Base de datos Normales Climatológicas CONAGUA (2010).

Precipitación media mensual y anual

La precipitación promedio anual en el Área Contractual Misión Contrato No. CNH-M3-MISION/2018 es de 581.10mm, las mínimas ocurren en los meses de enero, febrero, marzo, noviembre y diciembre, la precipitación mínima promedio es de 15.7.00mm; las máximas ocurren en el periodo de junio a octubre agudizado el mes de septiembre con promedio máxima de 107.70mm, lo que determina en gran medida la presencia de comunidades vegetales que en ella se desarrollan. Las precipitaciones máximas históricas han ocurrido en el mes de septiembre, caracterizado por la mayor incidencia de huracanes provenientes del atlántico y Golfo de México, en Tabla I.30, se muestran los valores de precipitación de cada una de las estaciones.

Tabla I.30.- Precipitación media mensual y anual de las Estaciones Climatológicas en el Área Contractual Misión.

PRECIPITACIÓN	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
Madero	28.20	21.10	27.90	43.20	46.10	51.80	72.90	39.80	124.30	46.90	22.60	51.00	575.80
Cuervito	22.70	25.80	38.50	35.80	55.20	64.00	74.50	61.20	105.90	68.90	24.20	8.40	585.10
G. Treviño	22.50	30.40	24.70	52.10	75.10	49.90	85.30	62.20	92.80	49.80	20.00	17.50	582.30

Fuente: Base de datos Normales Climatológicas CONAGUA (2010).

Evaporación media anual

En la Tabla I.31, se muestran los valores de evaporación de las Estaciones Madero, S.J.3-42 Reynosa, Díaz Ordaz y G. Treviño, en donde se obtiene que la evaporación anual promedio es de 1856.85mm. Así mismo la mayor evaporación ocurre en los meses de julio y agosto con promedio máxima de 241.25mm y mínimas en diciembre y enero con promedio de 78.20mm.

Tabla I.31.- Evaporación media mensual y anual de las Estaciones Climatológicas en el Área Contractual Misión Contrato No. CNH-M3-MISION/2018

EVAPORACIÓN	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
Madero	89.70	110.10	163.90	190.40	209.60	230.40	242.70	248.70	180.40	149.50	107.60	97.10	2020.10
S.J. 3-42 REYNOSA	74.50	97.10	158.50	165.60	177.30	196.80	220.80	196.00	146.30	119.60	95.20	77.50	1725.20
Díaz Ordaz	76.40	97.50	153.00	165.30	182.90	209.80	224.40	228.20	170.00	131.20	92.50	81.60	1812.80
G. Treviño	72.20	89.90	134.10	165.00	184.80	232.30	267.30	235.70	164.50	145.50	104.40	73.60	1869.30
Promedio													1856.85

Fuente: Base de datos Normales Climatológicas CONAGUA (2010).

Humedad relativa

La humedad relativa de la Estaciones agrometeorológicas que comprenden el Área Contractual Misión Contrato No. CNH-M3-MISION/2018 se muestra en la Tabla I.32, el área comprendida cuenta con una humedad relativa promedio de saturación 72,28%.

Tabla I.32.- Humedad relativa de las Estaciones Agrometeorológicas Galeana, Los Ángeles y Lab. Biotecnología.

ESTACIÓN AGROMETEOROLÓGICA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
Galeana	75.27	63.29	77.38	79.34	77.35	76.40	68.22	70.24	71.39	69.57	76.39	78.06	73.58
Los Ángeles	74.11	57.42	73.25	77.29	78.60	71.64	64.09	68.75	70.09	67.77	74.99	83.28	71.77
Lab. Biotecnología	81.00	69.43	73.00	76.95	79.87	76.68	67.38	73.59	73.52	83.29	34.14	69.14	71.50

Dirección, velocidad de viento y vientos dominantes

En la Tabla I.33, se reportan las velocidades promedio mensual y dirección del viento que predomina en del Área Contractual Misión Contrato No. CNH-M3-MISION/2018 de la de la Estación Aeropuerto de Reynosa correspondiente al año 09-2017-09-2018; en donde la velocidad máxima promedio es de 14,82 km/h, la mínima de 12,964km/h y un promedio máxima de 12.964km/h; la frecuencia de la dirección del viento de

acuerdo a lo reportado en la Tabla I.33 y Figura I.22 la dirección del viento dominante y reinante es del SE con una frecuencia del 22.4%, posterior del SSE con el 17.1% y ESE con el 12.5%.

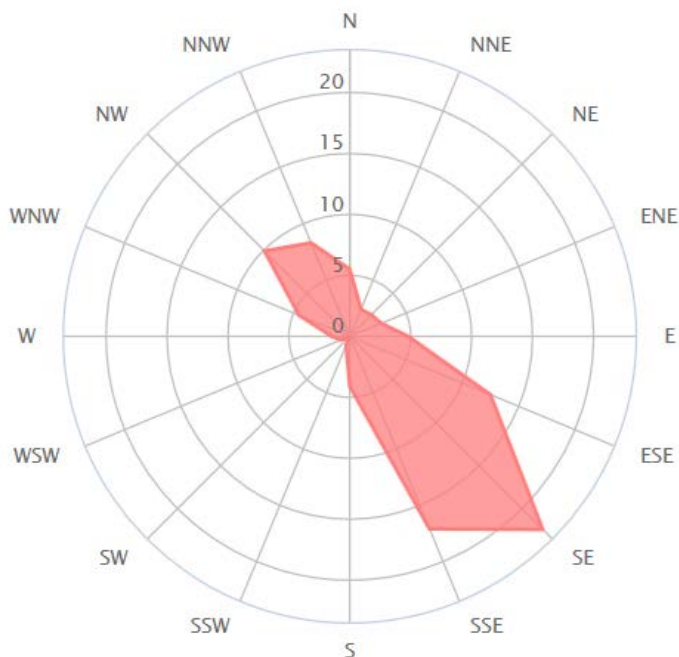


Figura I.22.- Rosa de los vientos anual de Estación Aeropuerto Reynosa. Consultado de Winfinder, 2018.

Tabla I.33.- Velocidades promedio mensuales en km/h, de la Estación Aeropuerto de Reynosa.

No.	Dirección	Porcentaje	Mes	Velocidad km/h
1	N	5.50	Enero	14.82
2	NNE	2.40	Febrero	16.67
3	NE	2.50	Marzo	14.82
4	ENE	2.80	Abril	16.67
5	E	4.80	Mayo	16.67
6	ESE	12.50	Junio	14.82
7	SE	22.40	Julio	12.96
8	SSE	17.10	Agosto	14.82
9	S	4.10	Septiembre	12.96
10	SSW	0.80	Octubre	12.96
11	SW	0.10	Noviembre	14.82
12	WSW	0.80	Diciembre	12.96
13	W	1.50	Promedio Anual	14.66
14	WNW	4.50		
15	NW	9.90		
16	NNW	8.30		
Dominante y reinante	SE	22.40		

Fuente: Windfinder, 2018. Estadísticas Reynosa Aeropuerto, consultado el 16 de diciembre del 2018.

Geología

En México las Grandes Llanuras de Norteamérica presenta una alternancia de llanuras y lomeríos compuestos por rocas sedimentarias del Terciario que no han sido plegadas fuertemente, por lo que muestran un relieve suave, semejante a una penillanura. En algunas localidades afloran cuerpos intrusivos (Burgos, Tamaulipas). A principios del Terciario hubo un fuerte depósito de sedimentos transportado por los ríos en la llamada cuenca de Burgos, lo que originó la regresión marina hacia el oriente, que continua hasta hoy; así, las rocas más antiguas están depositadas al occidente y los depósitos más recientes al oriente. Las rocas más importantes son lutitas y areniscas.

El Área contractual Misión Contrato No. CNH-M3-MISION/2018 se encuentra en las Grandes Llanuras de Norteamérica en la subprovincia Fisiográfica denominada: Llanuras de Coahuila y Nuevo León.

Estratigrafía

En esta región afloran rocas sedimentarias, principalmente de tipo detríticas y en menor proporción las rocas químicas, las edades varían desde el Cretácico Superior hasta el Cuaternario.

En la Tabla I.34 se muestran las unidades litológicas de los Pozos con coordenadas superficiales del Área contractual Misión Contrato No. CNH-M3-MISION/2018. Cabe mencionar que la información fue tomada con base de las Cartas Geológico-Mineras a escalas 1:250,000 y 1:50,000 del Estado de Tamaulipas, elaboradas y publicadas por el Servicio Geológico Mexicano (2006)

Tabla I.34.- Unidad litológica de los Pozos con coordenadas superficiales Área contractual Misión Contrato No. CNH-M3-MISION/2018.

No.	Pozos	Unidad litológica
1	Arcabuz 448	Te (lu-ar)
2	Arcabuz 640	Te (lu-ar)
3	Arcabuz 641	Te (lu-ar)
4	Arcabuz 652	Te (lu-ar)
5	Arcabuz 653	Te (lu-ar)
6	Arcabuz 654	Te (lu-ar)
7	Forcado 2	Q-al
8	Forcado 3	To (lu-ar)
9	Forcado 101	To (lu-ar)
10	Santa Anita 277	Te (lu-ar)
11	Santa Anita 278	Te (lu-ar)
12	Santa Anita 279	Te (lu-ar)
13	Santa Anita 281	Te (lu-ar)
14	Santa Anita 283	Q-al
15	Santa Anita 285	Te (lu-ar)
16	Santa Anita 502	To (lu-ar)
17	Santa Anita 503	To (lu-ar)
18	Tepozan 2	Tpl (cg)

Tabla I.35.- Unidad litológica de las instalaciones del Área contractual
Misión Contrato No. CNH-M3-MISION/2018.

No.	Instalación	Unidad litológica
1	Módulo de Recolección de Gas Santa Anita Norte 1	Te (lu-ar)
2	Módulo de Recolección de Gas Forcado 1	To (lu-ar)
3	Módulo de Recolección de Gas Arcabuz Oeste 1	Te (lu-ar)

A continuación se hace una breve descripción de las principales características de cada unidad litológica que aflora en el Área contractual Misión Contrato No. CNH-M3-MISION/2018.

Aluvión (Qhoal). Esta unidad está representada por clastos de diferentes granulometrías, desde arcillas a cantos de hasta 20 cm. Se distribuye en grandes zonas de los distintos Municipios que conforman el área de estudio, principalmente sobre las márgenes de arroyos y en las zonas de planicies, básicamente es producto de la desintegración de rocas preexistentes, principalmente calizas.

Conglomerado Reynosa (Tpl Cgp). Se encuentra constituida por sedimentos continentales con granulometrías que varían de gravas a arcillas, son fragmentos de calizas, areniscas, pedernal, rocas ígneas, etc., englobados en una matriz arcillosa y cementados por carbonatos, sus espesores varían de 10 a 30 m. Se distribuye en pequeños manchones al norte del Municipio de Guerrero por la localidad de Palo Blanco, al oeste de Mier, al suroeste de Miguel Alemán, al noroeste y sureste de Camargo, así como al sureste de Gustavo Díaz Ordaz. Su depósito se efectuó en un medio continental donde ríos y arroyos acarrearón los sedimentos hacia las partes bajas dando origen a grandes abanicos deltaicos.

Formación Laredo (Te Lu-Ar) Se encuentra representada por una secuencia de areniscas y lutitas con estratificación cruzada, concreciones calcáreas, bioturbaciones, restos fósiles y madera petrificada. Entre sus afloramientos destaca el ubicado en gran parte de los márgenes del Río Bravo en los Municipios de Guerrero y Mier, asimismo se encuentra al suroeste de Miguel Alemán. Su espesor varía de 250 a 270 m, fue depositada en un ambiente litoral de alta energía. Subyace concordantemente a la Formación Yegua y de igual manera sobreyace a la Formación Pico Clay.

Formación Frío (To Lu-Ar). Secuencia de lutitas arcillosas con areniscas y algunos horizontes de bentonita, se encuentran cementados por carbonatos, con un espesor que varía entre 40 y 50 m. Entre sus afloramientos principales destaca la franja orientada norte-sur en los Municipios de Camargo y Gustavo Díaz Ordaz. Sobreyace concordantemente a la Formación Vicksburg, a la vez que subyace discordantemente a la Formación Catahoula.

Edafología

Los tipos de suelos en el Área Contractual Misión Contrato No. CNH-M3-Misión/2018, se listan en la Tabla I.136 Los tipos de suelo presentes en el área de ubicación de los Pozos con coordenadas superficiales y en la Tabla I.37.-Los tipos de suelo presentes en el área de ubicación de las instalaciones.

Tabla I.36.- Unidad de suelos de los Pozos del Área Contractual Misión Contrato No. CNH-M3-Misión/2018 que con coordenadas superficiales.

No.	Pozos	Unidad de suelos	Descripción
1	Arcabuz 448	CLha+CLlv+VRcrca/2	Calcisol háplico asociado con Calcisol lúvico y Vertisol crómico calcárico de textura media
2	Arcabuz 640	CLha+CLlen/2	Calcisol háplico asociado con Calcisol endoléptico de textura media
3	Arcabuz 641	CLha+CLlen/2	Calcisol háplico asociado con Calcisol endoléptico de textura media
4	Arcabuz 652	CLha+CLlen/2	Calcisol háplico asociado con Calcisol endoléptico de textura media
5	Arcabuz 653	CLha+CLlen/2	Calcisol háplico asociado con Calcisol endoléptico de textura media
6	Arcabuz 654	CLha+CLlen/2	Calcisol háplico asociado con Calcisol endoléptico de textura media
7	Forcado 2	VRszwca+CLlv/3	Vertisol hiposalico calcarico con Calcisol lúvico de textura media
8	Forcado 3	KSc+CLha/2	Kastañozem calcico con Calcisol haplico de textura media
9	Forcado 101	KSc+CLha/2	Kastañozem calcico con Calcisol haplico de textura media
10	Santa Anita 277	CLha+CLlv+VRcrca/2	Calcisol háplico asociado con Calcisol lúvico y Vertisol crómico calcárico de textura media
11	Santa Anita 278	VRszwson+CLha/3	Vertisol hiposalico endosódico con Calcisol háplico de textura media
12	Santa Anita 279	CLha+CLlv+VRcrca/2	Calcisol háplico asociado con Calcisol lúvico y Vertisol crómico calcárico de textura media
13	Santa Anita 281	CLha+CLlv+VRcrca/2	Calcisol háplico asociado con Calcisol lúvico y Vertisol crómico calcárico de textura media
14	Santa Anita 283	VRszwson+CLha/3	Vertisol hiposalico endosódico con Calcisol háplico de textura media
15	Santa Anita 285	CLha+CLlv+VRcrca/2	Calcisol háplico asociado con Calcisol lúvico y Vertisol crómico calcárico de textura media
16	Santa Anita 502	CLha+CLlv+VRcrca/2	Calcisol háplico asociado con Calcisol lúvico y Vertisol crómico calcárico de textura media
17	Santa Anita 503	CLha+CLlv+VRcrca/2	Calcisol háplico asociado con Calcisol lúvico y Vertisol crómico calcárico de textura media
18	Tepozan 2	CLha+CLlv+VRcrca/2	Calcisol háplico asociado con Calcisol lúvico y Vertisol crómico calcárico de textura media

Tabla I.37.- Unidad de suelos de las instalaciones del Área contractual Misión Contrato No. CNH-M3-MISION/2018.

No.	Instalación	Unidad de suelos	Descripción
1	Módulo de Recolección de Gas Santa Anita Norte 1	CLha+CLlv+VRcra/2	Calcisol háplico asociado con Calcisol lúvico y Vertisol crómico calcáreo de textura media
2	Módulo de Recolección de Gas Forcado 1	KSc+CLha/2	Kastañozem calcico con Calcisol haplico de textura media
3	Módulo de Recolección de Gas Arcabuz Oeste 1	CLha+CLlen/2	Calcisol háplico asociado con Calcisol endoléptico de textura media

Características principales de los suelos

Calcisol

Suelos minerales condicionados por clima árido que presenta una acumulación secundaria sustancial de calcáreo y/o una capa cementada con (CaCO_3) mayor de 10 cm de espesor, dentro de los primeros 100 cm de profundidad del suelo.

Chernozem

Suelo que presenta una capa superficial de color oscuro (horizonte mólico) y concentraciones de carbonatos secundarios de CaCO_3 , dentro de los primeros 50 cm de la superficie del suelo.

Fluvisol

Suelo joven caracterizado por tener una serie de capas estratificadas de sedimentos recientes de origen aluvial, lacustre y marino, por lo menos hasta una profundidad de 50 cm, poca diferencias en el perfil. Se localizan en llanuras de ríos y abanicos fluviales, valles, depresiones lacustres y marismas en todos los continentes y en todas las zonas climáticas; no hay agua freática ni alto contenido de sales en el suelo superficial; muchos Fluvisoles en condiciones naturales se inundan periódicamente.

Kastañozem

Suelo que presenta una capa superficial de color muy oscuro (horizonte mólico) y concentraciones de carbonatos secundarios de CaCO_3 , dentro de los primeros 100 cm de profundidad del suelo.

Leptosol

Suelos con enraizamiento limitado, delgados o con muchos fragmentos gruesos, comprenden suelos muy delgados sobre roca continua y suelos que son extremadamente ricos en fragmentos gruesos. Son particularmente comunes en regiones montañosas. Con Material parental Varios tipos de roca continua o de materiales no consolidados con menos del 20% (en volumen) de tierra fina.

Phaeozem

Acumulación pronunciada de materia orgánica en el suelo mineral superficial, Suelo superficial oscuro, sin carbonatos secundarios (a menos que estén muy profundos), alta saturación de bases, integra suelos de praderas relativamente húmedos y regiones de bosque en climas moderadamente continentales. Los Phaeozems son muy parecidos a los Chernozems y Kastanozems pero están lixiviados de manera más intensa. En consecuencia, tienen un horizonte superficial oscuro, rico en humus que, en comparación con los Chernozems y Kastanozems, es menos rico en bases. Los Phaeozems están libres de carbonatos secundarios o los tienen sólo a mayores profundidades. Todos ellos tienen una alta saturación de bases en el metro superior del suelo.

Regosol

Suelos con poca o ninguna diferenciación del perfil, ningún desarrollo significativo del perfil, son suelos poco desarrollados en materiales no consolidados que carecen de un horizonte mólico o úmblico, no son muy delgados o muy ricos en fragmentos gruesos (Leptosols), tampoco arenosos (Arenosols), ni con materiales flúvicos (Fluvisols). Los Regosoles son muy extensos en tierras erosionadas y zonas de acumulación, en particular en zonas áridas y semiáridas y en terrenos montañosos.

Solonchak

Suelos con enraizamiento limitado, Alta concentración de sales solubles, tienen una alta concentración de sales solubles en algún momento del año. Estos suelos se encuentran esencialmente en las zonas climáticas áridas y semiáridas y regiones costeras en todos los climas.

Vertisol

Suelos con enraizamiento limitado, condiciones alternas de sequía-humedad, arcilla de expansión-retracción, son suelos de arcillas pesadas con una alta proporción de arcillas expandibles. Estos suelos forman profundas y anchas grietas desde la superficie hacia abajo cuando se secan, lo cual sucede en la mayoría de los años.

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 Pemex Exploración y Producción (GO-SS-TC-0002-2015), 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.38. 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 de Pemex Exploración y Producción (PEP).

	Para la elaboración del Análisis Preliminar de Riesgos			Para la elaboración de un ARP Cualitativo				Para la elaboración de un ARP Cuantitativo							Análisis costo beneficio	
	Identificación de Peligros (Hazard)	Lista de verificación	Revisión de seguridad	¿Qué pasa si?	Lista de verificación / ¿Qué pasa si?	Análisis de peligros y operación (HAZOP)	Análisis Bow-Tie	Análisis de Frecuencias				Análisis de Consecuencias				
								Árbol de fallas (FTA)	Árbol de Eventos (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 instalaciones		
Visualización	SI	SI	SI	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Conceptualización (Ingeniería conceptual)	---	---	---	SI	SI	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Definición (Ingeniería Básica)	---	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	---	---	SI	SI	SI	SI	SI
Seguimiento (Ingeniería de 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	SI
Camb. De Tec. Permanentes y/o Temporales	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	---	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Camb. Menores o 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	SI
Paro de Instalaciones	---	SI	SI	SI	SI	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Desmantelamiento de instalaciones	---	SI	SI	SI	SI	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

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

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

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

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

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

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

- **MHIDAS (Major Hazard Incident Data Service):** Distribuido por AEA Technology a través de Health and Safety Executive (HSE) de Inglaterra y GEMS; cuenta con más de 7 000 accidentes de todo el mundo, que han ocurrido durante el transporte, almacenamiento de materiales peligrosos que dieron como resultado o se consideraron como la causa potencial de impactos en sitio.
- **SONATA ENI (Summary of Notable Accidents in Technical Activities):** Banco de datos de accidentes italiano elaborado por el ENI (Ente Nazionale Idrocarburi) que recaba un total de 2 500 accidentes en la industria química, petroquímica y del transporte de mercancías peligrosas desde 1930 hasta 1985.
- **MARS (Major Accident Reporting System):** el Banco de Datos MARS fue creado en 1982 como previsión a la comunidad para el control de los Accidentes Industriales Mayores (después del accidente famoso en Seveso), cuenta con 450 registros de accidentes.
- **UNEP. 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.39. 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.39.- 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
Acido 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.40.- Accidentes e Incidentes en Perforación de Pozos Terrestres.

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

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

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

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

I.5.1. Análisis cualitativo de Riesgo

I.5.1.1. Identificación de Peligros y Evaluación de Riesgos

Durante el Análisis Preliminar de Riesgos

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

La Tabla I.41 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.41.- 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			
N o.	Lista de Verificación	Resp .(Si/No)	Desviaciones	Controles Administrativos	F	Consecuencias				Recomendaciones	Responsable	Aceptación del Riesgo				M R		
						P e	P o	A M	Pr/l ns			P e	P o	A m	Pr/l ns			
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.42, 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.42.- 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	
Ubicación / Condiciones de Diseño (Del Nodo a Analizar):										8										Referencia documental:		9					
No.	¿Qué pasa si...?	Definición	Causa (s)	Consecuencias	Salvaguardas / Barreras	r	Pe	Po	Am	Pe/Po	Recomendaciones / Acciones	Responsable	Pe	Po	Am	Pe/Po	Am										
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

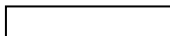
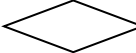
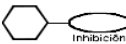
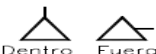
Es necesario un entendimiento de la información sobre las causas y consecuencias de un riesgo, y las barreras y controles que pueden prevenirlo, mitigarlo o estimularlo.

Proceso

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

Para la representación lógica se utiliza la simbología que se muestra en la Tabla I.43

Tabla I.43.-Representación lógica

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

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

Índice Birnbaum;

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

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

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

Índice Fussell-Vesely:

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

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

Importancia Crítica

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

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

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

Medida de la Mejora Potencial

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

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

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:

- o Ser simple de entender y fácil de usar.
- o Incluir todo el espectro de frecuencia de ocurrencia de escenarios de riesgo potenciales.
- o Describir detalladamente las consecuencias en cada categoría (personal, población, medio ambiente, negocio, bienes de terceros y bienes de la nación),
- o 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.44) y la categoría de severidad de las consecuencias (C) sobre el personal, la población, el medio ambiente y el negocio (Tabla I.45). Esas matrices están divididas en regiones que representan los riesgos tolerables, en región ALARP y los no tolerables (Figura I.23).

Tabla I.44.- Categorías de Frecuencia.

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

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

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

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

DAÑOS AL PERSONAL

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

EFFECTOS A LA POBLACION

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

IMPACTO AMBIENTAL

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

PERDIDA DE PRODUCCIÓN / DAÑO A
INSTALACIONES

Figura I.23.- Matrices de Riesgos.

Cálculo de Magnitud del Riesgo

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

$$MR = F \times C$$

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

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

Donde:

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

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

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

Figura I.24.- 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 este autorizado por la MACT responsable de la instalación.

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

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

correctivas y preventivas establecidas para dar atención a las recomendaciones emitidas para Administrar los Riesgos identificados.

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

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

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

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

Obteniéndose los siguientes resultados:

Tabla I.46.- Escenarios por tipo de riesgo Inherente.

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

Tabla I.47.- 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.48, I.49 y I.50.

Tabla I.48.-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.49.-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.50.-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.51, se presentan los resultados.

Tabla I.51.- 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	Mas Probable	≥ 0.001 a < 0.1	Muy Raro
2	Fuga de gas, por descontrol de pozo (blow out), degollamiento entre la sección A y el cabezal con tubería de perforación en agujero descubierto (40% del diámetro de la tubería de revestimiento).	1.77 E-06	0.00000177	Evento 6, 7	Alternativo	≥ 0.0001 a < 0.001	Extremadamente raro
3	Fuga de gas, por descontrol de pozo (blow out), degollamiento entre la sección de la tubería de revestimiento cementada	1.77 E-06	0.00000177	Evento 6, 7	Peor Caso	≥ 0.0001 a < 0.001	Extremadamente raro

Nota: La frecuencia referida a las instalaciones de PEMEX 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.52 y se presentan en el Apartado I.9.3 inciso h.

Tabla I.52. 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.53. 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 se debe ser consideradas sustancias puras, para este caso las mezclas tipo se determinaron mediante información proporcionada por el documento por la compañía Servicios Múltiples de Burgos (SMB) mediante el la cromatografía del gas Fase de Visualización” Tabla I.54 y apartado I.9.3 inciso c:

Tabla I.54.- Composición de las sustancias Modeladas.

Nombre de la Sustancia	Composición % mol	
Gas Natural	Metano	SECRETO INDUSTRIAL (COMPOSICIÓN PORCENTUAL DEL GAS). INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 13 FRACCIÓN II DE LA LFTAI Y 116 CUARTO PÁRRAFO DE LA LGTAI.
	Etano	
	Propano	
	N-butano	
	Iso-butano	
	Iso-pentano	
	Dióxido de Carbono	
	Nitrógeno	
	Hexano	
	Heptano	
	Octano	

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.55.

Tabla I.55.-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.56

Tabla I.56.- 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 atrapado entre las válvulas de seccionamiento que aíslan la fuga, se calcula con la fórmula 1.

Inventarlo final para escenarios de riesgo de fuga

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

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".

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

Donde:

DEF =Diámetro equivalente de fuga

A = Área por la que ocurre la fuga

Tipos de escenarios esperados de las simulaciones.

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

Tipos de escenarios esperados de las simulaciones.

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

- Pool Fire (Charco de Fuego)

El evento de Pool Fire o charco de fuego se aplica a una combustión estacionaria con llama de difusión, de un líquido en un recinto descubierto de dimensiones (extensión) dadas. La

fuga al exterior tras un derrame no confinado con generación de un incendio, tiene en este caso un efecto de propagación mayor al riesgo intrínseco del suceso de peligro principal, esto podría generar circunstancias negativas para el depósito que contiene el líquido derramado o para otros depósitos cercanos.

- Jet Fire (Dardo de fuego)

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

- Flamazo (Flash Fire)

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

- Bola de fuego (Fire Ball)

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

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

La explosión de nube de vapor no confinada se presenta cuando la sustancia ha sido dispersada y se incendia a una distancia del lugar de descarga. La magnitud de la explosión depende del tamaño de la nube y de las propiedades químicas de la sustancia, las

explosiones confinadas pueden dar lugar a deflagraciones y los efectos adversos que pueden provocar son: ondas de presión, formación de proyectiles y radiación.

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

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

- Nube tóxica (NT)

En los casos en que una fuga de material tóxico no sea detectada y controlada a tiempo, se corre el riesgo de la formación de una nube de gas tóxico que se dispersará en la dirección del viento. Su concentración variará 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.57 Se describen los efectos de los valores de intensidad de Radiación Térmica.

Tabla I.57.- Efectos generados a diferentes intensidades de Radiación Térmica.

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

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

Tabla I.58.- Vulnerabilidad de Materiales a la radiación.

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

Fuente: Análisis y Reducción de Riesgos en la Industria QuímicaAPFRE.

En la Tabla I.59 , se indican los efectos producidos a personas y objetos durante el evento denominado “Flash Fire”.

Tabla I.59.- 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 ésta 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 ésta 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.60, 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.60.-Efectos generados a diferentes niveles de Sobrepresión

Valor umbral				Descripción
mbar	bar	kPa	psi	
34.5	0.0345	3.45	0.5	Dstrucción 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.61. 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.
Línea de Descargas	1,2,3	Fuga de gas por un orificio de 0.3", en la línea de descarga de 3", esta fuga se presenta en la llegada al módulo de recolección.
	1,2,3	Fuga de gas por un orificio de 0.6", en la línea de descarga de 3", esta fuga se presenta en la llegada al módulo de recolección.
	1,2,3	Fuga de gas por un orificio de 3.0", en la línea de descarga de 3.0", esta fuga se presenta en la llegada al módulo de recolección.
Módulo de Recolección de Gas	1,2,3	Fuga de gas por un orificio de 0.8" en el cabezal de alta presión 8" del módulo de recolección de gas
	1,2,3	Fuga de gas por un orificio de 1.6" en el cabezal de alta presión 8" del módulo de recolección de gas
	1,2,3	Fuga de gas por un orificio de 8.0" en el cabezal de alta presión 8" del módulo de recolección de gas

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 seleccionadas, las hipótesis se presentan en la Tabla I.62

Tabla I.62.-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 alternativo y peores casos.

Considerando las actividades y escenarios de riesgo identificados en la actividad de perforación de los Pozos, líneas de descargas y módulos de recolección de gas, se definieron 9 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.63.

Tabla I.63.- 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.
Línea de Descargas	1,2,3	Fuga de gas por un orificio de 0.3", en la línea de descarga de 3", esta fuga se presenta en la llegada al módulo de recolección.
	1,2,3	Fuga de gas por un orificio de 0.6", en la línea de descarga de 3", esta fuga se presenta en la llegada al módulo de recolección.
	1,2,3	Fuga de gas por un orificio de 3.0", en la línea de descarga de 3.0", esta fuga se presenta en la llegada al módulo de recolección.
Módulo de Recolección de Gas	1,2,3	Fuga de gas por un orificio de 0.8" en el cabezal de alta presión 8" del módulo de recolección de gas
	1,2,3	Fuga de gas por un orificio de 1.6" en el cabezal de alta presión 8" del módulo de recolección de gas
	1,2,3	Fuga de gas por un orificio de 8.0" en el cabezal de alta presión 8" del módulo de recolección de gas

Tabla I.64. Escenario de Pozo, Líneas de Descargas y Módulos de Recolección.

Clave del escenario de Riesgo	Tipo ⁽¹⁾	Nombre del Escenario	Nombre de la Sustancia Peligrosa	Inventario Involucrado (kg)
E1-SMB-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	449.814
E2-SMB-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	449.814
E2-SMB-P	PC	Fuga de gas, por descontrol de pozo (blow out), degollamiento entre la sección de la tubería de revestimiento cementada.	Gas	5397.89
E4-SMB-LLD	CMP	Fuga de gas por un orificio de 0.3", en la línea de descarga de 3", esta fuga se presenta en la llegada al módulo de recolección.	Gas	2236
E5-SMB-LLD	CA	Fuga de gas por un orificio de 0.6", en la línea de descarga de 3", esta fuga se presenta en la llegada al módulo de recolección.	Gas	2236
E6-SMB-LLD	PC	Fuga de gas por un orificio de 3.0", en la línea de descarga de 3.0", esta fuga se presenta en la llegada al módulo de recolección.	Gas	2236
E7-SMB-MR	CMP	Fuga de gas por un orificio de 0.8" en el cabezal de alta presión 8" del módulo de recolección de gas	Gas	444
E8-SMB-MR	CA	Fuga de gas por un orificio de 1.6" en el cabezal de alta presión 8" del módulo de recolección de gas	Gas	444
E9-SMB-MR	PC	Fuga de gas por un orificio de 8.0" en el cabezal de alta presión 8" del módulo de recolección de gas	Gas	444
⁽¹⁾ Caso Más Probable (CMP), Peor Caso (PC), Caso Alternativo (CA)				

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

- ✓ Los hidrocarburos del yacimiento donde se perforarán los Pozos, arroja como producto final Gas natural por lo cual para efectos de la simulación en PHAST, la mezcla de gas de acuerdo al análisis cromatográfico que se muestra en el presente documento.
- ✓ Se consideran las condiciones de operación de presión a nivel yacimiento de 5390 psi y una temperatura de 90°C para esta simulación.
- ✓ La altura a la que se encuentra el punto de fuga, es de 5 metros (sección A parte superior del cabezal.)
- ✓ La dirección de la fuga se toma en ángulo de incidencia con la horizontal (por el choque con estructuras y equipos en el pozo).
- ✓ Al momento de la fuga, se considera que las condiciones ambientales son las más adversas para la dispersión del Gas: velocidad del viento de 1.5 m/s y condición de estabilidad atmosférica de Pasquill F- Estable (Noche con nublado moderado y vientos ligeros a moderados) para ambas simulaciones.
- ✓ Asimismo, se considera que las condiciones ambientales y meteorológicas permanecen constantes, durante el tiempo del evento.
- ✓ A las condiciones de operación ya mencionadas, se estima un inventario base de 449.814 kg/ 5 min tiempo necesario para poder llevar el escenario a un control total de operaciones de emergencia.
- ✓ Este escenario aplica para los Pozos Arcabuz 448, 640, 641, 642, 652, 653, 654, Forcado 2, 3, Santa Anita 277, 278, 279, 281, 282, 283, 285, 286, 287, 290, 502, 503 y Tepozán 2., se debe considerar que algunos pozos están ubicados en una misma macropera y se representa los radios en un solo pozo.

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

- ✓ Los hidrocarburos del yacimiento donde se perforarán los Pozos, arroja como producto final Gas natural por lo cual para efectos de la simulación en PHAST, la mezcla de gas de acuerdo al análisis cromatográfico que se muestra en el presente documento.
- ✓ Se consideran las condiciones de operación de presión a nivel yacimiento de 5390 psi y una temperatura de 90°C para esta simulación.
- ✓ La altura a la que se encuentra el punto de fuga, es de 3 metros. (sección A y el cabezal con tubería de perforación en agujero descubierto)
- ✓ La dirección de la fuga se toma en ángulo de incidencia con la horizontal (por el choque con estructuras y equipos en el pozo).
- ✓ Al momento de la fuga, se considera que las condiciones ambientales son las más adversas para la dispersión del Gas: velocidad del viento de 1.5 m/s y condición de estabilidad atmosférica de Pasquill F- Estable (Noche con nublado moderado y vientos ligeros a moderados) para ambas simulaciones.
- ✓ Asimismo, se considera que las condiciones ambientales y meteorológicas permanecen constantes, durante el tiempo del evento.
- ✓ A las condiciones de operación ya mencionadas, se estima un inventario base de 449.814 kg/ 5 min tiempo necesario para poder llevar el escenario a un control total de operaciones de emergencia.
- ✓ En la segunda etapa de perforación cementada y con agujero abierto el revestimiento es CASING.
- ✓ Este escenario aplica para los Pozos Arcabuz 448, 640, 641, 642, 652, 653, 654, Forcado 2, 3, Santa Anita 277, 278, 279, 281, 282, 283, 285, 286, 287, 290, 502, 503 y Tepozán 2., se debe considerar que algunos pozos están ubicados en una misma macropera y se representa los radios en un solo pozo.

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

- ✓ Los hidrocarburos del yacimiento donde se perforarán los Pozos, arroja como producto final Gas natural por lo cual para efectos de la simulación en PHAST, la mezcla de gas de acuerdo al análisis cromatográfico que se muestra en el presente documento.
- ✓ Se consideran las condiciones de operación de presión a nivel yacimiento de 5390 psi y una temperatura de 129°C para esta simulación.
- ✓ La altura a la que se encuentra el punto de fuga, es de 4 metros. (sección de la última tubería de revestimiento cementada)
- ✓ La dirección de la fuga se toma en ángulo de incidencia con la horizontal (por el choque con estructuras y equipos en el pozo).
- ✓ Al momento de la fuga, se considera que las condiciones ambientales son las más adversas para la dispersión del Gas: velocidad del viento de 1.5 m/s y condición de estabilidad atmosférica de Pasquill F- Estable (Noche con nublado moderado y vientos ligeros a moderados) para ambas simulaciones.
- ✓ Asimismo, se considera que las condiciones ambientales y meteorológicas permanecen constantes, durante el tiempo del evento.
- ✓ A las condiciones de operación ya mencionadas, se estima un inventario base de 5397.89 kg/ 60 min tiempo necesario para poder evaluar en todos los niveles de ERPG la respuesta a emergencia con un escenario considerado PC.
- ✓ En la etapa de perforación cementada la última tubería CASING.
- ✓ Este escenario aplica para los Pozos Arcabuz 448, 640, 641, 642, 652, 653, 654, Forcado 2, 3, Santa Anita 277, 278, 279, 281, 282, 283, 285, 286, 287, 290, 502, 503 y Tepozán 2., se debe considerar que algunos pozos están ubicados en una misma macropera y se representa los radios en un solo pozo.

E4-SMB-LLD CMP.- Fuga de gas por un orificio de 0.3", en la línea de descarga de 3", esta fuga se presenta en la llegada al módulo de recolección.

- ✓ La corriente de hidrocarburo que será transportada por la línea de descarga, es proveniente de los Pozos, arroja como producto final Gas natural por lo cual para efectos de la simulación en PHAST, la mezcla de gas de acuerdo al análisis cromatográfico que se muestra en el presente documento.
- ✓ Se considera el diámetro de la fuga el 10% (0.3") del diámetro nominal de la tubería de 3.0" CMP.
- ✓ Se consideran las condiciones de operación de presión 1200 psi y una temperatura de 90°C para esta simulación.
- ✓ La altura a la que se encuentra el punto de fuga, es de 0 metros. (sección de la última tubería enterrada)
- ✓ La dirección de la fuga se toma en ángulo de incidencia con la horizontal.
- ✓ 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.
- ✓ Las condiciones de operación ya mencionadas, se estima un inventario base de 2236 kg.
- ✓ Para el caso de la simulación de gas, se esperan afectaciones por posibles escenarios; jet Fire, bola de fuego, fogonazo y explosión.

E5-SMB-LLD CA.- Fuga de gas por un orificio de 0.6", en la línea de descarga de 3", esta fuga se presenta en la llegada al módulo de recolección.

- ✓ La corriente de hidrocarburo que será transportada por la línea de descarga, es proveniente de los Pozos, arroja como producto final Gas natural por lo cual para efectos de la simulación en PHAST, la mezcla de gas de acuerdo al análisis cromatográfico que se muestra en el presente documento.
- ✓ Se considera el diámetro de la fuga el 20% (0.6") del diámetro nominal de la tubería de 3.0" CA.
- ✓ Se consideran las condiciones de operación de presión 1200 psi y una temperatura de 90°C para esta simulación.
- ✓ La altura a la que se encuentra el punto de fuga, es de 0 metros. (sección de la última tubería enterrada)
- ✓ La dirección de la fuga se toma en ángulo de incidencia con la horizontal.
- ✓ 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.
- ✓ Las condiciones de operación ya mencionadas, se estima un inventario base de 2236 kg.
- ✓ Para el caso de la simulación de gas, se esperan afectaciones por posibles escenarios; jet Fire, bola de fuego, fogonazo y explosión.

E6-SMB-LLD PC - Fuga de gas por un orificio de 3.0", en la línea de descarga de 3.0", esta fuga se presenta en la llegada al módulo de recolección.

- ✓ La corriente de hidrocarburo que será transportada por la línea de descarga, es proveniente de los Pozos, arroja como producto final Gas natural por lo cual para efectos de la simulación en PHAST, la mezcla de gas de acuerdo al análisis cromatográfico que se muestra en el presente documento.
- ✓ Se considera el diámetro de la fuga el 100% (3.0") del diámetro nominal de la tubería de 3.0" PC.
- ✓ Se consideran las condiciones de operación de presión 1200 psi y una temperatura de 90°C para esta simulación.
- ✓ La altura a la que se encuentra el punto de fuga, es de 0 metros. (sección de la última tubería enterrada)
- ✓ La dirección de la fuga se toma en ángulo de incidencia con la horizontal.
- ✓ 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.
- ✓ Las condiciones de operación ya mencionadas, se estima un inventario base de 2236 kg.
- ✓ Para el caso de la simulación de gas, se esperan afectaciones por posibles escenarios; jet Fire, bola de fuego, fogonazo y explosión.

E7-SMB-MR CMP.- Fuga de gas por un orificio de 0.8" en el cabezal de alta presión 8" del módulo de recolección de gas.

- ✓ La corriente de hidrocarburo que será transportada por la línea de descarga, es proveniente de los Pozos, arroja como producto final Gas natural por lo cual para efectos de la simulación en PHAST, la mezcla de gas de acuerdo al análisis cromatográfico que se muestra en el presente documento.
- ✓ Se considera el diámetro de la fuga el 10% (0.8") del diámetro nominal de la tubería de 8.0" CMP.
- ✓ Se consideran las condiciones de operación de presión 1200 psi y una temperatura de 90°C para esta simulación.
- ✓ La altura a la que se encuentra el punto de fuga, es de 0 metros. (sección de la última tubería enterrada)
- ✓ La dirección de la fuga se toma en ángulo de incidencia con la horizontal.
- ✓ 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.
- ✓ Las condiciones de operación ya mencionada, se estima un inventario base de 444 kg.
- ✓ Para el caso de la simulación de gas, se esperan afectaciones por posibles escenarios; jet Fire, bola de fuego, fogonazo y explosión.

E8-SMB-MR CA.- Fuga de gas por un orificio de 1.6" en el cabezal de alta presión 8" del módulo de recolección de gas.

- ✓ La corriente de hidrocarburo que será transportada por la línea de descarga, es proveniente de los Pozos, arroja como producto final Gas natural por lo cual para efectos de la simulación en PHAST, la mezcla de gas de acuerdo al análisis cromatográfico que se muestra en el presente documento.
- ✓ Se considera el diámetro de la fuga el 20% (1.6") del diámetro nominal de la tubería de 8.0" CA.
- ✓ Se consideran las condiciones de operación de presión 1200 psi y una temperatura de 90°C para esta simulación.
- ✓ La altura a la que se encuentra el punto de fuga, es de 0 metros. (sección de la última tubería enterrada)
- ✓ La dirección de la fuga se toma en ángulo de incidencia con la horizontal.
- ✓ 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.
- ✓ Las condiciones de operación ya mencionada, se estima un inventario base de 444 kg.
- ✓ Para el caso de la simulación de gas, se esperan afectaciones por posibles escenarios; jet Fire, bola de fuego, fogonazo y explosión.

E9-SMB-MR PC.- Fuga de gas por un orificio de 8.0" en el cabezal de alta presión 8" del módulo de recolección de gas

- ✓ La corriente de hidrocarburo que será transportada por la línea de descarga, es proveniente de los Pozos, arroja como producto final Gas natural por lo cual para efectos de la simulación en PHAST, la mezcla de gas de acuerdo al análisis cromatográfico que se muestra en el presente documento.
- ✓ Se considera el diámetro de la fuga el 100% (8.0") del diámetro nominal de la tubería de 8.0" PC.
- ✓ Se consideran las condiciones de operación de presión 1200 psi y una temperatura de 90°C para esta simulación.
- ✓ La altura a la que se encuentra el punto de fuga, es de 0 metros. (sección de la última tubería enterrada)
- ✓ La dirección de la fuga se toma en ángulo de incidencia con la horizontal.
- ✓ 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.
- ✓ Las condiciones de operación ya mencionada, se estima un inventario base de 444 kg.
- ✓ Para el caso de la simulación de gas, se esperan afectaciones por posibles escenarios; jet Fire, bola de fuego, fogonazo y explosión.

Tabla I.65.- Identificación de las zonas de seguridad

CLAVE	NOMBRE	CLASE	ZONAS INTERMEDIAS DE SALVAGUARDA (M)					
			TOXICIDAD		RADIACIÓN TÉRMICA		SOBREPRESIÓN	
			ALTO RIESGO IDLH	AMORT TLV ₈ O TLV ₁₅	RIESGO 5 KW/M ²	AMORT. 1.4 KW/M ²	RIESGO 1 PSI	AMORT. 0.5 PSI
E1-SMB-P	Fuga de gas en árbol de válvulas y cabezal (brote), la fuga se da en la sección A, parte superior del cabeza	CMP	-----	-----	159.051	239.604	180.371	249.271
E2-SMB-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)	CA	-----	-----	286.271	441.451	232.336	291.246
E3-SMB-P	Fuga de gas, por descontrol de pozo (blow out), degollamiento entre la sección de la tubería de revestimiento cementada	PC	-----	-----	342.457	530.649	446.53	613.881
E4-SMB-LDD	Fuga de gas por un orificio de 0.3", en la línea de descarga de 3", esta fuga se presenta en la llegada al módulo de recolección	CMP	-----	-----	11.7	14.539	23.172	34.403
E5-SMB-LDD	Fuga de gas por un orificio de 0.6", en la línea de descarga de 3", esta fuga se presenta en la llegada al módulo de recolección	CA	-----	-----	24.168	32.115	57.402	80.768
E6-SMB-LDD	Fuga de gas por un orificio de 3.0", en la línea de descarga de 3.0", esta fuga se presenta en la llegada al módulo de recolección	PC	-----	-----	215.648	328.495	316.878	452.196
E7-SMB-MR	Fuga de gas por un orificio de 0.8" en el cabezal de alta presión 8" del módulo de recolección de gas	CMP	-----	-----	32.571	44.658	55.595	68.893
E8-SMB-MR	Fuga de gas por un orificio de 1.6" en el cabezal de alta presión 8" del módulo de recolección de gas	CA			64.892	92.173	125.963	156.627
E9-SMB-MR	Fuga de gas por un orificio de 8.0" en el cabezal de alta presión 8" del módulo de recolección de gas	PC			279.643	430.453	241.638	296.3

Tabla I.66.-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-SMB-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 este 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		

Continuación Tabla I.66

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)		
E2-SMB-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.66

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-SMB-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 este 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		

Continuación Tabla I.66

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)		
E4-SMB-LDD	Fuga de gas por un orificio de 0.3", en la línea de descarga de 3", esta fuga se presenta en la llegada al módulo de recolección	Gas natural	Cabezales alta, baja y atmosférico	30	Derivado de los resultados del análisis de consecuencias se encontró el riesgo mayor por la variable de sobrepresión, tanto para los cabezales y rack de recolección de gas es suficiente para provocar daños en equipos de proceso y al personal.	1. Asegurar que los dispositivos de seguridad del sistema de control superficial cuenten con integridad mecánica y las certificaciones correspondientes. 2. Contar con brigadas de Emergencia para atender cualquier eventualidad. 3. Difundir resultados del análisis de consecuencias al personal operativo. 4. Difundir el Plan de respuesta a emergencia al personal operativo involucrado

Continuación Tabla I.66

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)		
E5-SMB-LDD	Fuga de gas por un orificio de 0.6", en la línea de descarga de 3", esta fuga se presenta en la llegada al módulo de recolección	Gas natural	Cabezales alta, baja y atmosférico	30	Derivado de los resultados del análisis de consecuencias se encontró el riesgo mayor por la variable de sobrepresión, tanto para los cabezales y rack de recolección de gas es suficiente para provocar daños en equipos de proceso y al personal.	1. Asegurar que los dispositivos de seguridad del sistema de control superficial cuenten con integridad mecánica y las certificaciones correspondientes. 2. Contar con brigadas de Emergencia para atender cualquier eventualidad. 3. Difundir resultados del análisis de consecuencias al personal operativo. 4. Difundir el Plan de respuesta a emergencia al personal operativo involucrado

Continuación Tabla I.66

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)		
E6-SMB-LDD	Fuga de gas por un oficio de 3.0", en la línea de descarga de 3.0", esta fuga se presenta en la llegada al módulo de recolección	Gas natural	Cabezales alta, baja y atmosférico	30	Derivado de los resultados del análisis de consecuencias se encontró el riesgo mayor por la variable de sobrepresión, tanto para los cabezales y rack de recolección de gas es suficiente para provocar daños en equipos de proceso y al personal.	1. Asegurar que los dispositivos de seguridad del sistema de control superficial cuenten con integridad mecánica y las certificaciones correspondientes. 2. Contar con brigadas de Emergencia para atender cualquier eventualidad. 3. Difundir resultados del análisis de consecuencias al personal operativo. 4. Difundir el Plan de respuesta a emergencia al personal operativo involucrado

Continuación Tabla I.66

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)		
E7-SMB-MR	Fuga de gas por un orificio de 0.8" en el cabezal de alta presión 8" del módulo de recolección de gas	Gas natural	Línea de Descarga	30	Derivado de los resultados del análisis de consecuencias se encontró el riesgo mayor por la variable de sobrepresión, tanto para los cabezales y rack de recolección de gas es suficiente para provocar daños en equipos de proceso y al personal.	1. Asegurar que los dispositivos de seguridad del sistema de control superficial cuenten con integridad mecánica y las certificaciones correspondientes. 2. Contar con brigadas de Emergencia para atender cualquier eventualidad. 3. Difundir resultados del análisis de consecuencias al personal operativo. 4. Difundir el Plan de respuesta a emergencia al personal operativo involucrado

Continuación Tabla I.66

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)		
E8-SMB-MR	Fuga de gas por un orificio de 1.6" en el cabezal de alta presión 8" del módulo de recolección de gas	Gas natural	Línea de Descarga	30	Derivado de los resultados del análisis de consecuencias se encontró el riesgo mayor por la variable de sobrepresión, tanto para los cabezales y rack de recolección de gas es suficiente para provocar daños en equipos de proceso y al personal.	1. Asegurar que los dispositivos de seguridad del sistema de control superficial cuenten con integridad mecánica y las certificaciones correspondientes. 2. Contar con brigadas de Emergencia para atender cualquier eventualidad. 3. Difundir resultados del análisis de consecuencias al personal operativo. 4. Difundir el Plan de respuesta a emergencia al personal operativo involucrado

Continuación Tabla I.66

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)		
E9-SMB-MR	Fuga de gas por un orificio de 8.0" en el cabezal de alta presión 8" del módulo de recolección de gas	Gas natural	Línea de Descarga	30	Derivado de los resultados del análisis de consecuencias se encontró el riesgo mayor por la variable de sobrepresión, tanto para los cabezales y rack de recolección de gas es suficiente para provocar daños en equipos de proceso y al personal.	1. Asegurar que los dispositivos de seguridad del sistema de control superficial cuenten con integridad mecánica y las certificaciones correspondientes. 2. Contar con brigadas de Emergencia para atender cualquier eventualidad. 3. Difundir resultados del análisis de consecuencias al personal operativo. 4. Difundir el Plan de respuesta a emergencia al personal operativo involucrado

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

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

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

Análisis de Riesgo Perforación de Pozos		Re v.	0	hoja	de	1
Área Contractual I Misión	Equipo Multidisciplinario	SMB-UAT	Fecha		13-12-2018	
Recomendación	Elementos SASISOP	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,		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,		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	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	2.01.02, 3.01.02, 4.01.03	C	15
Asegurar que el Personal operativo durante las etapas de perforación este calificado y certificado.	10. CONTROL DE ACTIVIDADES, ARRANQUES Y CAMBIOS -	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	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	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	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	11. INTEGRIDAD	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	11. INTEGRIDAD MECÁNICA Y	4.04.01, 4.04.02, 4.07.01, 5.03.01	B	44
Asegurar que los dispositivos de seguridad del sistema de control	11. INTEGRIDAD MECÁNICA Y ASEGUR	4.04.01, 4.04.02, 4.07.01, 5.03.01	B	44

Análisis de Riesgo Perforación de Pozos		Re v.	0	hoja		de	1
Área Contractual Misión	Equipo Multidisciplinario		SMB- UAT	Fecha	13-12-2018		
Recomendación		Elementos SASISOP	Escenario de Riesgo (s)		TIPO DE RIESGO	MR	
Superficial cuentan con integridad mecánica y las certificaciones correspondientes.							
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	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	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, líneas de descargas y módulos de recolección de gas, consideró la identificación y evaluación de los riesgos durante la perforación, cambio de etapa y terminación de pozo, operación de la línea de descarga y de los módulos de recolección, 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 con capacidad de 1200 HP. 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 9 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. En cuanto la línea de descarga se consideraron durante la etapa de operación al igual que los módulos de recolección.

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 9 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, líneas de descargas y módulos de recolección de gas, 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 9 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. En cuanto la línea de descarga se consideraron durante la etapa de operación al igual que los módulos de recolección.

Con resultado del análisis se enlistan 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.

Líneas de descargas

1. Asegurar que los dispositivos de seguridad del sistema de control superficial cuenten con integridad mecánica y las certificaciones correspondientes.
2. Contar con brigadas de Emergencia para atender cualquier eventualidad.
3. Difundir resultados del análisis de consecuencias al personal operativo.
4. Difundir el Plan de respuesta a emergencia al personal operativo involucrado

Módulos de Recolección

1. Asegurar que los dispositivos de seguridad del sistema de control superficial cuenten con integridad mecánica y las certificaciones correspondientes.
2. Contar con brigadas de Emergencia para atender cualquier eventualidad.
3. Difundir resultados del análisis de consecuencias al personal operativo.
4. Difundir el Plan de respuesta a emergencia al personal operativo involucrado

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, líneas de descargas y módulos de recolección de gas, consideró la identificación y evaluación de los riesgos durante la perforación, cambio de etapa y terminación de pozo, operación de la línea de descarga y de los módulos de recolección, 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 con capacidad de 1200 HP. 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 9 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. En cuanto la línea de descarga se consideró durante la etapa de operación al igual que los módulos de recolección.

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 9 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, líneas de descargas y módulos de recolección de gas, se encuentran dentro de los Riesgo Indeseable Tipo "B", riesgos aceptables con controles Tipo "C" y riesgos tolerables Tipo "D".

Fecha de Ingreso _____											
DATOS DE LA COMPAÑÍA ENCARGADA DE LA ELABORACIÓN DEL ESTUDIO DE RIESGO											
Compañía <u>SERVICIOS MULTIPLES DE BURGOS, S.A. DE C.V.</u> Registro _____											
Nombre de la persona responsable <u>Lic. Dionicio Rodríguez Cabrera</u> Cargo <u>Coordinador</u>											
DATOS GENERALES DE LA EMPRESA											
No. de Registro INE _____ R.F.C. <u>SMB031107342</u>											
Nombre <u>SERVICIOS MULTIPLES DE BURGOS, S.A. DE C.V.</u>											
Nombre del Proyecto <u>AREA CONTRACTUAL MISION CONTRATO CNH-M3-MISION-2018</u>											
Objeto de la Instalación o Proyecto <u>Transporte de Gas Natural hacia el Centro del País</u>											
UBICACIÓN DE LAS INSTALACIONES											
Calle y Número _____ Colonia/Localidad _____											
Municipio/Delegación _____ Estado <u>Nuevo León, Tamaulipas y San Luis Potosí</u>											
Codigo Postal _____											
DOMICILIO PARA OIR O RECIBIR NOTIFICACIONES											
Calle y Número _____ Municipio/Delegación _____ Codigo Postal _____ Teléfonos _____ Nombre del representante _____ Cargo <u>Represe</u> DOMICILIO, TELÉFONO Y CORREO ELECTRÓNICO DEL REPRESENTANTE LEGAL. INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP Y 116 PRIMER PÁRRAFO DE LA LGTAIP.											
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

☒	Agrícola	☒	Rural	☐	Habitacional	☐	Industrial
☐	Comercial	☐	Mixto				

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

☐	Zona industrial	☐	Zona habitacional	☐	Zona suburbana
☐	Parque industrial	☐	Zona urbana	☒	Zona rural

Sustancias manejadas

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

Sustancias transportadas por ductos

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

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
4	4.1	corrosión o falla mecánica del material			X	X			X		línea de descarga 3"	Hazop
5	5.1	corrosión o falla mecánica del material			X	X			X		línea de descarga 3"	Hazop
6	6.1	corrosión o falla mecánica del material			X	X			X		línea de descarga 3"	Hazop
7	7.1	deterioro, erosión, corrosión, vibración o golpe externo			X	X		X			cabezal de alta presion 8"	Hazop
8	8.1	deterioro, erosión, corrosión, vibración o golpe externo			X	X		X			cabezal de alta presion 8"	Hazop
9	9.1	deterioro, erosión, corrosión, vibración o golpe externo			X	X		X			cabezal de alta presion 8"	Hazop

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	449.814	kg	Gas	Phast 7.1 (Radiacion)	159.051	3600	239.604	3600
1	1.2		X	449.814	kg	Gas	Phast 7.1 (Sobrepresion)	180.371	3600	249.271	3600
2	2.1		X	449.814	kg	Gas	Phast 7.1 (Radiacion)	286.271	300	441.451	300
2	2.2		X	449.814	kg	Gas	Phast 7.1 (Sobrepresion)	232.336	300	291.246	300
3	3.1		X	5397.89	kg	Gas	Phast 7.1 (Radiacion)	342.457	3600	530.649	3600
3	3.2		X	5397.89	kg	Gas	Phast 7.1 (Sobrepresion)	446.53	3600	613.881	3600
4	4.1		X	2236	kg	Gas	Phast 7.1 (Radiacion)	11.7	3600	14.539	3600
4	4.2		X	2236	kg	Gas	Phast 7.1 (Sobrepresion)	23.172	3600	34.403	3600
5	5.1		X	2236	kg	Gas	Phast 7.1 (Radiacion)	24.168	3600	32.115	3600
5	5.2		X	2236	kg	Gas	Phast 7.1 (Sobrepresion)	57.402	3600	80.768	3600
6	6.1		X	2236	kg	Gas	Phast 7.1 (Radiacion)	215.648	3600	328.495	3600
6	6.2		X	2236	kg	Gas	Phast 7.1 (Sobrepresion)	316.878	3600	452.196	3600
7	7.1		X	444.00	kg	Gas	Phast 7.1 (Radiacion)	32.571	3600	44.658	3600
7	7.2		X	444.00	kg	Gas	Phast 7.1 (Sobrepresion)	55.595	3600	68.893	3600
8	8.1		X	444.00	kg	Gas	Phast 7.1 (Radiacion)	64.892	3600	92.173	3600
8	8.2		X	444.00	kg	Gas	Phast 7.1 (Sobrepresion)	125.963	3600	156.627	3600
9	9.1		X	444.00	kg	Gas	Phast 7.1 (Radiacion)	279.643	3600	430.453	3600
9	9.2		X	444.00	kg	Gas	Phast 7.1 (Sobrepresion)	241.638	3600	296.3	3600

Resultados de la estimación de consecuencias

No. de Registro	No. de Orden	Toxicidad					Explosividad		Radiación Térmica		Otros Criterios
		IDHL	TLV ₈	TLV ₁₅	Velocidad del Viento (m/seg)	Estabilidad Atmosférica	0.5 psi	1.0 psi	1.4 KW/m ²	5 KW/m ²	
1	1.1	*	*	*	1.5	Pasquill-F	180.371	249.271	239.604	159.051	Temperatura ambiente: se consideró de 29° C; Presión de Operación: 5390 PSI Temperatura del contenido 90 °C
2	2.1	*	*	*	1.5	Pasquill-F	291.246	232.336	441.451	286.271	Temperatura ambiente: se consideró de 29° C; Presión de Operación: 5390 PSI Temperatura del contenido 90 °C
3	3.1	*	*	*	1.5	Pasquill-F	613.881	446.53	530.649	342.457	Temperatura ambiente: se consideró de 29° C; Presión de Operación: 5390 PSI Temperatura del contenido 90 °C
4	4.1	*	*	*	1.5	Pasquill-F	34.403	23.172	14.539	11.7	Temperatura ambiente: se consideró de 29° C; Presión de Operación: 1200 PSI Temperatura del contenido 90 °C
5	5.1	*	*	*	1.5	Pasquill-F	80.768	57.402	32.115	24.168	Temperatura ambiente: se consideró de 29° C; Presión de Operación: 1200 PSI Temperatura del contenido 90 °C
6	6.1	*	*	*	1.5	Pasquill-F	452.196	316.878	328.495	215.648	Temperatura ambiente: se consideró de 29° C; Presión de Operación: 1200 PSI Temperatura del contenido 90 °C
7	7.1	*	*	*	1.5	Pasquill-F	68.893	55.595	44.658	32.571	Temperatura ambiente: se consideró de 29° C; Presión de Operación: 1200 PSI Temperatura del contenido 90 °C
8	8.1	*	*	*	1.5	Pasquill-F	156.627	125.963	92.173	64.892	Temperatura ambiente: se consideró de 29° C; Presión de Operación: 1200 PSI Temperatura del contenido 90 °C
9	9.1	*	*	*	1.5	Pasquill-F	241.64	296.3	430.45	279.64	Temperatura ambiente: se consideró de 29° C; Presión de Operación: 1200 PSI Temperatura del contenido 90 °C
* La Conferencia Americana de Higienistas Industriales Gubernamentales (ACGIH), cataloga al Gas Metano como un asfixiante simple, por lo que no se definen Valores Límite Umbral (TLV) para este tipo de sustancia. Así mismo, la Secretaría del Trabajo y Previsión Social (STPS) no define límites máximos permisibles de exposición al Gas Natural, debido a que la sustancia es clasificada como asfixiante.											

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

I.9.1.-Planos:

En este apartado se anexan los siguientes planos:

- Plano Microregional (P1)
- Plano de Vegetación y Usos de Suelo (P2)
- Plano de Soportes para el Módulo de Recolección CEEM-SAN1-MR-P-PL-001 Rv. 0
- Módulo de Recolección de Planta, Cortes y Detalles CEEM-SAN1-MR-P-PL-003 Rv. 0
- Isométrico de Tuberías Módulo de Recolección de Gas CEEM-SAN1-MR-P-IS-001 Rv. 0
- Isométrico de Tuberías Descarga de Gas del Módulo CEEM-SAN1-MR-P-IS-002 Rv. 0
- Isométrico de Tuberías Salida de Gas del Módulo CEEM-SAN1-MR-P-IS-003 Rv. 0
- Atlas de Riesgo a la Salud Equipo de Perforación (5)

ESTA HOJA FUE DEJADA EN BLANCO INTENCIONALMENTE

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.

ESTA HOJA FUE DEJADA EN BLANCO INTENCIONALMENTE

I.9.3.-Otros anexos:

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

En este apartado se anexa:

- Acta Constitutiva Servicios Múltiples Burgos - 7 Noviembre 2mil3 (1er. Testimonio)
RPPC
- Otorgamiento de poderes SMB 15 DE JUNIO REGISTRADA
- LAR Pasaporte Identificación

ESTA HOJA FUE DEJADA EN BLANCO INTENCIONALMENTE

b. Cartografía consultada:

A continuación se enlista cartografía consultada:

Carta Topográfica Escala 1:50,000 G14-B71 Camargo INEGI (2015)

Carta Topográfica Escala 1:50,000 G14-B72 Ciudad Gustavo Díaz Ordaz INEGI (2017)

C Carta Topográfica Escala 1:50,000 G14-A79 Ciudad Miguel Alemán INEGI (2015)

Carta Topográfica Escala 1:50,000 G14-A89 Los Aldamas INEGI (2015)

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

Carta Topográfica Escala 1:50,000 G14-B82 Ciudad Gustavo Díaz Ordaz INEGI (2015)

Carta Topográfica Escala 1:50,000 G14-C19 General Bravo INEGI (2015)

Carta Topográfica Escala 1:50,000 G14-D11 El Brasil INEGI (2017)

Carta Topográfica Escala 1:50,000 G14-D12 Congregación Garza INEGI (2015)

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

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

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

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

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

Se anexa copia simple en formato electrónico los siguientes documentos:

- Análisis Cromatógrafo Gas Natural
- Especificaciones técnicas del equipo de perforación
- Ficha técnica del equipo de perforación
- Infraestructura
- Movimiento de equipos de perforación 2019
- Programación de Perforación y Terminación

- d. Análisis de posibles Riesgos de contaminación hacia el suelo y los recursos hídricos, que incluya:
 - i. Caracterización de los materiales o residuos que serán manejados o depositados en el sitio, anexando la información toxicológica de Sustancias Peligrosas identificadas;

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

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

En base a los resultados obtenidos de los análisis realizados a cuatro cuerpos de agua superficial representativos del sistema ambiental (rio bravo, río san juan, presa marte r. Gómez y el canal rodhe) mediante la toma de 3 muestras en cada cuerpo de agua (una aguas arriba, otra en la parte centro y una más aguas abajo del sistema ambiental) con la finalidad de detectar la presencia de algún contaminante. Se analizaron y evaluaron 44 parámetros para hidrología superficial y 60 parámetros para hidrología subterránea.

Se concluye que no existe presencia de hidrocarburos totales de petróleo en sus fracciones ligeras, media y pesada, hidrocarburos poliaromáticos y BTEX. Para las aguas superficiales los resultados obtenidos comparados con los parámetros que coinciden en referencia a los Criterios Ecológicos de Calidad del Agua CE-CCA-001/89 se puede concluir a reserva de lo que determine la autoridad que los cuerpos de agua monitoreados presentan una buena calidad del agua esto al estar dentro de los niveles máximos establecidos y solo cuatro parámetros están por encima de estos niveles. Los resultados obtenidos determinan que la calidad del agua en el rio bravo en relación al ICA es Excelente con un 67% de los valores obtenidos, buena calidad 22% y aceptable con un 11%, para el rio san juan la calidad del agua es excelente con un 67%, buena y aceptable con un 11% cada una y un 17% de contaminación registrada en el sitio 1 que corresponde a la muestra tomada aguas arriba. La presa marte r. Gómez tiene una calidad del agua excelente con un 78% y aceptable de 22% en DBO principalmente y por último la calidad del agua del canal rodhe que es derivada de la presa marte r, gomez tiene una calidad del agua excelente con 61%, 17% para buena calidad y aceptable y un sitio de contaminación por DQO que representa el 5%.

Del comparativo realizado para las aguas subterráneas con la NOM-127SSA1-1994 Modificación 2000, se puede observar que de los 60 parámetros analizados, 11 parámetros rebasaron los LMP. Cabe mencionar que estos límites corresponden para cuerpos de agua que se utilicen para uso y consumo humano, para el caso específico de los sitios monitoreados se utiliza para actividades agropecuarias y no para consumo humano. Por lo que si se quisiera para este uso está muy cerca de cumplir con los límites permisibles. Todas las muestras fueron recolectadas por signatarios acreditados ante la EMA y analizadas por el laboratorio INTERTEK Testing Services de México S.A. de C.V. acreditado ante la EMA y aprobado por la Comisión Nacional del Agua.

El agua es uno de los recursos que se debe cuidar en cada proceso que se realiza, asegurando la integridad y disponibilidad para las futuras generaciones, en el proyecto del Sistema Ambiental del Área Contractual Misión son se

requiere utilizar volúmenes considerables de agua y considerando que dentro de las subcuencas que incide el proyecto no existe disponibilidad de agua superficial, el agua que se requiera emplear en los procesos de perforación y terminación se obtendrá de plantas de tratamiento de agua residual que opera la Comisión de Agua Potable y Alcantarillando de Reynosa y/o de aprovechamientos subterráneos autorizados por la Comisión Nacional del Agua. En este sentido se cuenta con disponibilidad de agua subterránea en el acuífero bajo río bravo. Las actividades que contempla la operación del presente proyecto pueden en un momento afectar las condiciones de la calidad del agua superficial y subterránea que se deberán de contemplar al momento de realizar la evaluación de impactos ambientales.

Índice de calidad del agua de acuerdo a los parámetros utilizados por la CONAGUA en los sitios muestreados de agua superficial en el Área Contractual Misión.

Identificación	Cuerpo de agua	Resultados de laboratorio y comparativo con el ICA de la CONAGUA					
		Coliformes Fecales / NMP/100ml	Demanda Bioquímica de Oxígeno mg/l	Demanda Química de Oxígeno mg/l	Solidos Suspendidos Totales mg/l	Toxicidad	
						Vibrio Fisheri UT	Daphnia magna UT
LBA-HSP-01	Río San Juan	>2420	32.5	80.0	20.	NR	NR
LBA- HSP-02	Río San Juan	101	9.6	21.0	24.	NR	NR
HSP-03	Río San Juan	ND	3	ND	43	< 1	< 1
LBA-HSP-04	Río Bravo	980	6.2	14.0	15.	NR	NR
HSP-05	Río Bravo	150	3	ND	14	< 1	< 1
HSP-06	Río Bravo	ND	6	ND	ND	< 1	< 1
LBA-HSP-07	Canal Rodhe	15	17.3	42.0	18	NR	NR
HSP-08	Canal Rodhe	230	3	ND	68	< 1	< 1
HSP-09	Canal Rodhe	230	3	ND	11	< 1	< 1
HSP-10	Presa Marta R. Gómez	40	8	ND	17	< 1	< 1
HSP-11	Presa Marta R. Gómez	40	5	ND	ND	< 1	< 1
HSP-12	Presa Marta R. Gómez	230	7	ND	20	< 1	< 1
Excelente		CF ≤ 100	DBO ₅ ≤ 3	DQO ≤ 10	SST ≤ 25	TA < 1	TA < 1
Buena		100 < CF ≤ 200	3 < DBO ₅ ≤ 6	10 < DQO ≤ 20	25 < SST ≤ 75	1 ≤ TA ≤ 1.33	1 ≤ TA ≤ 1.33
Aceptable		200 < CF ≤ 1000	6 < DBO ₅ ≤ 30	20 < DQO ≤ 40	75 < SST ≤ 150	1.33 < TA < 5	1.33 < TA < 5
Contaminada		1000 < CF ≤ 10000	30 < DBO ₅ ≤ 120	40 < DQO ≤ 200	150 < SST ≤ 400	TA ≥ 5	TA ≥ 5
Fuertemente Contaminada		CF > 10000	DBO ₅ > 120	DBO ₅ > 200	SST > 400		

NMP=Numero mas probable, UT=Unidades de toxicidad, NR= No realizado, los resultados fueron tomados del estudio LBA.

Resultados de las muestras colectadas y analizadas en el sistema ambiental del Área Contractual Misión y su comparativo dentro de los Límite Máximo Permisibles con la NOM-127SSA1-1994 Modificación 2000.

Parámetros	Sitios de muestreo		LMP
			Cumple
	HSB-MIS-01	LBA-HSB-02	No cumple
Características bacteriológicas			
Coliformes Fecales NMP/100 MI	SECRETO INDUSTRIAL (RESULTADOS DE ANÁLISIS DE CAMPO). INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 13 FRACCIÓN II DE LA LFTAIIP Y 116 CUARTO PÁRRAFO DE LA LGTAIP.		
Coliformes Totales NMP/100 MI			
Car			
Color Verdadero (Pt-Co) U Pt/Co			
Olor No. Umbral			
Sabor No. Umbral			
Turbiedad UTN			
Aluminio Total Mg/L			
Arsenico Total Mg/L			
Bario Total Mg/L			
Cadmio Total Mg/L			
Cobre Total Mg/L			
Cromo Total Mg/L			
Fierro Total Mg/L			
Manganeso Total Mg/L			
Mercurio			
Plomo Total Mg/L			
Sodio Total Mg/L			
Zinc Total Mg/L			

Parámetros	Sitios de muestreo		LMP
			Cumple
	HSB-MIS-01	LBA-HSB-02	No cumple
Compuestos orgánicos			
Fenoles Totales Mg/L	SECRETO INDUSTRIAL (RESULTADOS DE ANÁLISIS DE CAMPO). INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 13 FRACCIÓN II DE LA LFTAIP Y 116 CUARTO PÁRRAFO DE LA LGTAIP.		
Trihalometanos Totales Ug/L			
Benceno (71-43-2) Ug/L			
Bromodichlorometano (75-27-4)			
Bromoformo (75-25-2)			
Clorodibromometano (124-48-1)			
Cloroformo (67-66-3)			
Etilbenceno (100-41-4) Ug/L			
m+p Xileno			
o-Xileno			
Tolueno (108-88-3) Ug/L			
Aldrin Mg/L			
Dieldrin Mg/L			
Clordano (57-74-9) Mg/L			
DDD (4,4-DDD)			
DDE (4,4-DDE)			
DDT (4,4-DDT) Mg/L			
GAMA-BCH (LINDANO) Mg/L			
Hexaclorobenceno (118-74-1) Mg/L			
Heptacloro (57-74-9)			
Heptacloro Epoxido (1024-57-3) Mg/L			
Metoxicloro (72-43-5) Mg/L			
2,4-D Mg/L			
Cianuros Totales Mg/L			
Cloro Residual Libre En Campo Mg/L			
Cloruros Mg/L			
Dureza Total Mg/L CaCO ₃			
Fluoruros Mg/L			
Nitratos (Nitrogeno De) Mg/L			
Nitritos (Nitrogeno De) Mg/L			

Parámetros	Sitios de muestreo		LMP
			Cumple
	HSB-MIS-01	LBA-HSB-02	No cumple
Nitrogeno AmoniacaL Mg/L	SECRETO INDUSTRIAL (RESULTADOS DE ANÁLISIS DE CAMPO). INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 13 FRACCIÓN II DE LA LFTAIP Y 116 CUARTO PÁRRAFO DE LA LGTAIP.		
pH U Ph			
Solidos Disueltos Totales Mg/L			
Sulfatos Mg/L			
SAAM Mg/L			
Radiactividad Alfa Total Bq/L			
Radiactividad Beta Total Bq/L			
Demanda Bioquímica de Oxígeno Mg/L			
Demanda Química de Oxígeno Mg/L			
Solidos Suspendidos Totales Mg/L			
Conductividad electrolítica			
Temperatura en campo			
NA= No aplica NR= No realizado, resultados tomados del estudio LBA. LMP= Limite Máximo Permissible ND= No detectado.			

Suelo

De acuerdo con los resultados, el suelo de textura franco-arcillo-arenoso; pH medianamente alcalino, conductividad eléctrica efectos despreciables a la salinidad en A y B fuertemente salino; bajo en materia orgánica, los nutrientes principales de nitrógeno alto y fósforo medio son bajos mientras que el potasio con valores bajos, mientras que en el B medio en nitrógeno, bajo en fósforo y alto en potasio; los micronutrientes en A son deficientes mientras que en B, marginal en fierro y cobre, zinc y manganeso deficientes, la capacidad de retención de agua del 35,00 el porcentaje de saturación de 45,00 y una densidad aparente de 1,19 g/cm³ en ambos horizontes el cual indican un espacio poroso de 55,09%.

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

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

Debido a que la sustancia manejada en el proceso es Gas Natural puede llegar a encontrar un punto de ignición en donde la dirección del viento y la velocidad son un factor importante en el Área Contractual Misión Contrato CNH-M3-Misión/2018 de la de la Estación Aeropuerto de Reynosa correspondiente al año 09-2017-09-2018; en donde la velocidad máxima promedio es de 14,82km/h, la mínima de 12,964km/h y un promedio máxima de 12.964km/h; la dirección del viento dominante y reinante es del SE con una frecuencia del 22.4%, posterior del SSE con el 17.1% y ESE con el 12.5%.

iv. Población potencialmente expuesta;

Dentro del Área contractual Misión Contrato CNH-M3-Misión/2018 se ubicaron 348 localidades correspondientes a los Estados de Tamaulipas y Nuevo León. En la Tabla se indican distancias de los asentamientos humanos encontrados en un radio de 500 metros a partir de la ubicación de los pozos con coordenadas superficiales y de las la Instalaciones.

Las localidades encontradas en un radio de 500 metros del Pozo Forcado 2 son La localidad Juan Gutiérrez perteniente al municipio de Díaz Ordaz cuentan con una población de 5 habitantes, con respecto a la Localidad Santa Elvira es importante indicar que esta localidad se encuentra deshabitada. En el Pozo Santa Anita 283 se encuentra la Localidad San Javier esta localidad se encuentra deshabitada.

Asentamientos humanos

No	Pozos	Descripción	Distancia respecto al Pozo
1	Arcabuz 448	Casas aisladas	469 m al NO
2	Arcabuz 640	Casas a	386 m al NNE
			374 m al ESE
			339 m al SSE
			367 m al SO
			362 m al O
			381 m al ONO
3	Arcabuz 641	Casas a	386 m al NNE
			374 m al ESE
			339 m al SSE
			367 m al SO
			362 m al O
			381 m al ONO
4	Arcabuz 652	---	---
5	Arcabuz 653	---	---
6	Arcabuz 654	---	---
7	Forcado 2	Localidad rural Juan Gutiérrez Localidad Rural Santa Elvira	463 m al SO 300 m al ONO
8	Forcado 3	Edificación	423 m al E, 478 m al S
9	Forcado 101	---	---
10	Santa Anita 277	---	---
11	Santa Anita 278	---	---
12	Santa Anita 279	---	---
13	Santa Anita 281	---	---
14	Santa Anita 283	Localidad Rural San Javier	386 m al ONO
15	Santa Anita 285	---	---
16	Santa Anita 502	---	---
17	Santa Anita 503	---	---
18	Tepozán 2	---	---

No.	Instalación	Descripción	Distancia respecto a la instalación
1	Módulo de Recolección de Gas Santa Anita Norte 1	---	---
2	Módulo de Recolección de Gas Forcado 1	Edificación	401 km al NNE, 465 Km al SSE
3	Módulo de Recolección de Gas Arcabuz Oeste 1	Casas aisladas	478 Km al E

v. Biota potencialmente expuesta;

Fauna

La riqueza del Área Contractual Misión, está conformada por 112 especies de vertebrados terrestres, cinco (5) Anfibios, 13 son Reptiles, 76 Aves y 18 Mamíferos. En cuanto a la abundancia se obtuvo una abundancia de 2260 individuos; de los cuales 127 son anfibios, 64 Reptiles, 1952 de Aves y 117 de Mamíferos

Se realizó un análisis de la riqueza y abundancia dentro del Área Contractual Misión en el cual fue por cada uno de los dos estratos. El estrato con mayor riqueza de especies dentro del Área Contractual Misión fue el Estrato 1 (IAPF y Pastizales) con 101 especies registradas, aunado a esto el Estrato 2 (Matorrales y Vegetación Halófila) registro un total de 86 especies.

Con base en la Norma Oficial Mexicana-059-SEMARNAT-2010, dentro del Área Contractual Misión existen 17 especies en algún estatus de esta norma o en CITES 2017; siendo el grupo de las aves el que presento un registro de ocho (8) especies en alguno de estos estatus.

Especies en alguna categoría de riesgo y conservación dentro del Área Contractual Misión.

Nombre científico	Nombre en español	Nombre en inglés	Estatus NOM-059-SEMARNAT-2010	Apéndice CITES 2017		
				I	II	III
<i>Lithobates berlandieri</i>	Rana leopardo	Rio Grande Leopard Frog	Pr			
<i>Crotaphytus reticulatus</i>	Lagartija de Collar Reticulada del Noreste	Reticulate Collared Lizard	A			
<i>Thamnophis proximus</i>	Culebra rayada	Ribbon snake	A			
<i>Crotalus atrox</i>	Vibora de diamantes	Western Diamondback Rattlesnake	Pr			
<i>Trachemys scripta</i>	Tortuga orejas rojas	Red-eared Slider	Pr			
<i>Gopherus berlandieri</i>	Galápagos Tamaulipas	Texas Tortoise	A			
<i>Pandion haliaetus</i>	Águila pescadora	Osprey			X	
<i>Parabuteo unicinctus</i>	Aguililla rojinegra	Harris' Hawk	A		X	
<i>Buteo jamaicensis</i>	Aguililla cola roja	Red-tailed Hawk			X	
<i>Geranoaetus albicaudatus</i>	Aguililla coliblanca	White-tailed Hawk	Pr		X	
<i>Rupornis magnirostris</i>	Aguililla Caminera	Roadside Hawk			X	
<i>Elanus leucurus</i>	Milano coliblanco	White-tailed Kite			X	
<i>Caracara cheriway</i>	Quebrantahuesos	Crested Caracara			X	
<i>Falco sparverius</i>	Cernicalo americano	American Kestrel			X	
<i>Herpailurus yagouaroundi</i>	Jaguarundi, Onza	Jaguarundi	A	X	X	
<i>Leopardus pardalis</i>	Tigrillo. Ocelote	Ocelot	P	X		
<i>Lynx rufus</i>	Gato rabon	Bob cat			X	

FUENTE: *NOM-059- SEMARNAT-2010.- Categoría de riesgo: A.- Amenazada, P.- Peligro de extinción, Pr.- Protección especial. CITES 2017.

Vegetación

Riqueza y diversidad de especies

Se inventariaron un total de 724 individuos correspondientes a 76 especies, 70 géneros 39 familias botánicas. La comunidad con más especies fue el matorral espinoso con 29 especies, seguido del matorral submontano 25 especies, la vegetación halófila 23 especies, mezquital 22 especies y finalmente el IAPF y pastizal inducido con 8 y 9 especies respectivamente.

Especies protegidas y su distribución en el SAR

Se encontraron un total de diez especies bajo alguna categoría de protección tres en la NOM-059-SEMARNAT 2010 y cinco listadas en el apéndice II del CITES. Estas especies fueron encontradas dentro las comunidades de matorral espinoso tamaulipeco, mezquiales, y vegetación halófila. Son en su mayoría especies de lento crecimiento de la familia Cactaceae

Listado de especies en protección

Nº	Nombre científico	Nombre común	Endémicas	NOM-059	CITES
1	<i>Amoreuxia wrightii</i> A. Gray	huevos de víbora	no endémica	P	
2	<i>Echinocactus texensis</i> Hopffer	Mancacaballo	endémica		Appendix II
3	<i>Echinocereus poselgeri</i> Lem.	órgano pequeño sacasil	no endémica	Pr	Appendix II
4	<i>Escobaria emskoetteriana</i> (Quehl) Borg	biznaga	no endémica		Appendix II
5	<i>Frankenia johnstonii</i>	Flor de cal	no endémica	P	
6	<i>Lophophora williamsii</i>	Peyote	endémica	Pr	
7	<i>Mammillaria heyderi</i> Muehlenpf.	biznaga china	no endémica		Appendix II
8	<i>Manfreda longiflora</i> (Rose) Verh-Will	amole de río	no endémica	A	
9	<i>Sclerocactus scheeri</i> (Salm-Dyck) N.P. Taylor	Biznaga Bola Ganchuda	no endémica		Appendix II
10	<i>Thelocactus setispinus</i> (Engelm.) E.F. Anderson	Biznaga Pezón Setosa	endémica		Appendix II

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

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

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

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

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

No aplica por lo señalado en apartados anteriores.

- e. Hojas de trabajo del Análisis Preliminar de Riesgos;

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

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

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

ESTA HOJA FUE DEJADA EN BLANCO INTENCIONALMENTE

g. Catálogo de Escenarios de Riesgo;

En este apartado se anexa catálogo de escenarios de riesgo.

ESTA HOJA FUE DEJADA EN BLANCO INTENCIONALMENTE

h. Resultado del análisis detallado de frecuencias.

En este apartado se anexa el Análisis del Árbol de Fallas

ESTA HOJA FUE DEJADA EN BLANCO INTENCIONALMENTE

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.

ESTA HOJA FUE DEJADA EN BLANCO INTENCIONALMENTE

j. **Listado de recomendaciones, y**

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

ESTA HOJA FUE DEJADA EN BLANCO INTENCIONALMENTE

- 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 ya que se está en proceso de evaluación.

ESTA HOJA FUE DEJADA EN BLANCO INTENCIONALMENTE