ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL (ERA)/ANÁLISIS DE RIESGO DE PROCESO (ARP) PARA LA REALIZACIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN DEL POZO B0 DELIMITADOR CON EL EQUIPO DE PERFORACIÓN VC-02 CON CAPACIDAD DE 900 HP.

CAMPO VC01

Consultoría Ambiental y Seguridad Industrial S. de R.L. de C.V.

Octubre 2019

ESTE ESTUDIO ESTÁ ELABORADO CONFORME AL PROCEDIMIENTO: P-3.2-VC01-01 *"IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS, ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS"*, DEL SASISOPA.

INDICE DE CONTENIDO

1. LÍDER DEL ANÁLISIS DE RIESGO DE PROCESO INTEGRAL E INTEGRANTES DEL GRUPO MULTIDISCIPLINARIO DEL SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS, MEDIO AMBIENTE Y CALIDAD. 2
2. OBJETIVO Y ALCANCE DEL ESTUDIO. 1
3. DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA DE PERFORACIÓN DEL POZO B0 DELIMITADOR..... 1
3.1. Ubicación Geológica 1
3.2. Geología Regional 3
3.3. Geología Local 5
3.4. Columna Geológica proyectada. 8
3.5. Hidrocarburos esperados. 8
3.6. Diseño de la trayectoria y análisis anticolisión. 9
3.7. Estado mecánico programado. 11
3.8. Programa de fluidos de Perforación. 12
3.9. Programa direccional. 13
Figura 3.9-4 Diseño de sarta etapa 8 ½" de 100 a 460 m 18
3.10. Programa de adquisición de información, en donde se detallen las etapas en las que se recabarán los siguientes datos y registros. 22
Programa de tuberías de revestimiento y programa de cementación para cada etapa de Perforación establecida. 23
4. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL ENTORNO DONDE SE REALIZARÁ LA EXPLORACIÒN DEL POZO B0 DELIMITADOR, DELIMITACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO, CARACTERIZACIÓN Y ANÁLISIS DEL SISTEMA (ASPECTOS ABIÓTICOS, BIÓTICOS, PAISAJE, MEDIO SOCIOECONÓMICO Y DIAGNÓSTICO AMBIENTAL)..... 1
4.1. Medio abiótico. 1
4.1.1. Clima 1
4.1.2. Temperatura. 2
4.1.3. Humedad. 5
4.1.4. Vientos. 6
4.1.5. Hidrología. 6
4.1.6. Hidrología subterránea. 9
4.1.7. Suelos 12
4.2. Medio biótico. 13
4.2.1. Vegetación. 13

4.2.2. Fauna. 13
4.2.3. Rutas migratorias y sitios de anidación. 14
4.3. Aspectos socioeconómicos. 14
4.4. Diagnóstico. 15
5. PREMISAS, CONSIDERACIONES Y CRITERIOS APLICADOS PARA LA SELECCIÓN Y APLICACIÓN DE LAS METODOLOGÍAS EN EL ANÁLISIS DE RIESGO DE PROCESO INTEGRAL 1
5.1. Durante el Análisis Preliminar de Riesgos 1
5.2. Durante el Análisis de Riesgos Cualitativo 2
5.3. Durante el Análisis de Riesgos Cuantitativo 2
6. DESCRIPCIÓN DE LAS METODOLOGÍAS SELECCIONADAS Y APLICADAS PARA LA IDENTIFICACIÓN DE LOS PELIGROS Y EVALUACIÓN DE LOS RIESGOS. 1
6.1. Análisis Lista de Verificación. 1
6.2. Análisis ¿Qué pasa sí…? 2
6.2.1. Jerarquización de riesgos 4
6.2.2. Magnitud de Riesgos 8
6.3. Análisis de Consecuencias. 10
7. DESARROLLO DE LOS RESULTADOS DE LAS METODOLOGÍAS SELECCIONADAS PARA LA IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS Y EVALUACIÓN DE LOS RIESGOS. 1
7.1. Durante el Análisis Preliminar de Riesgos 1
7.2. Durante el Análisis de Riesgos Cualitativo. 2
8. RELACIÓN DE TODOS LOS ESCENARIOS DE RIESGO IDENTIFICADOS EN EL ANÁLISIS DE RIESGO CUALITATIVO DE ACUERDO A SU MAGNITUD DE RIESGO. 1
9. RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN Y JERARQUIZACIÓN DE LOS ESCENARIOS DE RIESGO IDENTIFICADOS POR EL GMAER EN EL ANÁLISIS DE RIESGO CUALITATIVO. 1
9.1. Matriz de Jerarquización de los Riesgos Inherentes (59 escenarios) 1
9.2. Matriz de Jerarquización de los Riesgos Operativos (59 escenarios) 2
10. RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN CUANTITATIVA EN EL ANÁLISIS DE CONSECUENCIAS PARA LOS ESCENARIOS CONSIDERADOS COMO CASO ALTERNO Y PEOR CASO 1
11. RESULTADOS DE LA RE-JERARQUIZACIÓN DE LOS ESCENARIOS DE “RIESGO NO TOLERABLES” (A) E “INDESEABLES” (B) EVALUADOS EN EL

ANÁLISIS CUANTITATIVO (REPOSICIONAMIENTO DE ESCENARIOS DE RIESGO). 1
12. RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE COSTO BENEFICIO REALIZADO A LAS RECOMENDACIONES (MEDIDAS DE CONTROL) EMITIDAS PARA LOS ESCENARIOS DE RIESGO “ACEPTABLE CON CONTROLES (C)”. 1
13. LISTADO DE LOS EQUIPOS CRÍTICOS QUE DEBERÁN CONSIDERARSE PARA LOS PROGRAMAS DE INSPECCIÓN, PRUEBAS Y MANTENIMIENTO DEL EQUIPO DE REPARACIÓN Y LOS INSUMOS PARA LA REPARACIÓN DEL POZO (CABEZAL, TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO, DE PRODUCCIÓN, ÁRBOLES DE PRODUCCION, ETC) ASÍ COMO PARA EL ASEGURAMIENTO DE LA CALIDAD CORRESPONDIENTE. 1
14. CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS DE RIESGO DE PROCESO INTEGRAL. ... 1
15. LISTADO DE TODAS LAS RECOMENDACIONES (MEDIDAS DE CONTROL) QUE SE EMITIERON EN EL ANÁLISIS PRELIMINAR DE RIESGOS, ANÁLISIS DE RIESGOS CUALITATIVO Y ANÁLISIS DE RIESGO CUANTITATIVO. 1
16. LISTADO DE ANEXOS 1
17. BIBLIOGRAFÍA CONSULTADA 1

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 4.1.2-1 Temperatura Media Anual 2
Tabla 4.1.2-2 Temperatura máxima reportada para el municipio de Soledad de Doblado. Datos obtenidos de la Estación Meteorológica de la CONAGUA No.30163. 3
Tabla 4.1.2-3 Temperatura mínima reportada para el municipio de Soledad de Doblado. Datos obtenidos de la Estación Meteorológica de la CONAGUA No.30163. 4
Tabla 4.1.3-1 Evaporación reportada para el municipio de Soledad de Doblado. Datos obtenidos de la Estación Meteorológica de la CONAGUA No.30163 5
Tabla 4.1.6-1 Acuífero correspondiente al área del proyecto. Elaborada a partir de datos de la CONAGUA del acuífero Costera Veracruz, 2018. 11
Tabla 4.3-1 Resultados de los rasgos sociodemográficos y socioeconómicos de las localidades implicadas en el Área Núcleo 15
Tabla 6.2-1. Categorías de Frecuencia 3
Tabla 6.2-2 Categorías de Consecuencias 4
Tabla 6.2.2-1 Clasificación de la Magnitud de Riesgo (MR). 9
Tabla 7.1-1. Recomendaciones derivadas del Análisis Preliminar 2
Tabla 7.2-1. Escenarios identificados en el Análisis Cualitativo 3
Tabla 8-1 Relación de escenarios de riesgos. 1
Tabla 9.1-1 Matriz de jerarquización de acuerdo con la Magnitud de riesgo (MR). 1
Tabla 9.2-1. Matriz de jerarquización de acuerdo con la Magnitud de riesgo (MR). 2
Tabla 9.2-2 Resumen total de escenarios de acuerdo a su MR 3
Tabla 10-1 Escenarios Simulados. 2
Tabla 10-2 Datos para el inventario y la tasa de descarga 2
Tabla 10-3.-Formato 3 Matriz de Resultados genéricos de consecuencias. 3
Tabla 10-4.-Formato 4 Identificación de las zonas de seguridad. 4
Tabla 12-1 Categorías de exposición del riesgo 2
Tabla 12-2 Categorías por el costo de recomendación. 2
Tabla 12-3 Categorías sobre la reducción de riesgo. 3
Tabla 13-1. Listado de equipos críticos 1
Tabla 15-1.- Recomendaciones derivadas para las actividades de exploración del Pozo B0 DELIMITADOR. 1

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3.1-1. Mapa de ubicación de localización B0 DELIMITADOR..... 2
Tabla 3.1-3 Coordenadas de la localización B0 DELIMITADOR..... 3
Tabla 3.2-1 Estructuras conforman las trampas (estructurales) de hidrocarburos .. 4
Tabla 3.2-2 Columna sedimentaria del pozo B0 DELIMITADOR..... 5
Tabla 3.3-1 Estructura de tipo anticlinal pozo B0 DELIMITADOR..... 6
Tabla 3.3-2 Sección estructural del pozo B0 DELIMITADOR 7
Tabla 3.4-1 *Columna geológica probable para la localización B0 DELIMITADOR* . 8
Tabla 3.5-1 Pronóstico de Hidrocarburos esperados del pozo B0 DELIMITADOR. 8
Figura Figura 3.6-1 Conductor del pozo B0 DELIMITADOR..... 9
Figura 3.6-2 Ubicación de la localización B0 DELIMITADOR 10
Figura 3.7-1 Estado mecánico programado B0 DELIMITADOR. 11
Tabla 3.8-1 Programa de fluidos para la localización B0 DELIMITADOR. 12
Figura 3.8-1 Densidades programadas B0 DELIMITADOR. 12
Tabla 3.8-2 Equipo de control de sólidos para la localización B0 DELIMITADOR. 13
Tabla 3.9-1 Anexo sumario de desviación (tabulaciín ITRF08). 13
Tabla 3.9-2 Programa de barrenas. 14
Tabla 3.9-3 Programa de hidráulica. 14
Figura 3.9-1 Densidades programadas B0 DELIMITADOR. 15
Figura 3.9-3 Densidades programadas B0 DELIMITADOR. 16
Figura 3.9-5 Hidraulica B0 DELIMITADOR. 18
Figura 3.9-6 ECD Análisis B0 DELIMITADOR. 19
Figura 3.9-7 Diseño de sarta etapa 6 1/8” de 460 a 750 m. 20
Figura 3.9-8 Hidraulica B0 DELIMITADOR. 21
Figura 3.9-9 ECD Análisis B0 DELIMITADOR. 21
Tabla 3.10-1 Factores de diseño para tuberías de revestimiento. 24
Figura 3.10-1 Arreglo BOP´s. 29
Figura 3.10-2 Árbol de producción. 30
Figura 3.10-3 Lavado del pozo..... 37
Gráfica 4-1 Temperatura máxima de Soledad de Doblado, lugar más cercano al SA. Datos obtenidos de la Estación Meteorológica de la CONAGUA No.30163. 3
Gráfica 4-2 Temperatura mínima de Soledad de Doblado, lugar más cercano al SA. Datos obtenidos de la Estación Meteorológica de la CONAGUA No.30163. 5

Gráfica 4-3 Evaporación (mm) de Soledad de Doblado, lugar más cercano al SA. Datos obtenidos de la Estación Meteorológica de la CONAGUA No.30163. 6

Figura 4.1.6-1 Acuífero costero de Veracruz, el más cerca del Sistema Ambiental. Imagen obtenida del documento “Actualización de la disponibilidad media anual de agua en el acuífero Costera de Veracruz (3006). 9

Figura 6.2.1-1 Principio de Jerarquización del Riesgo 6

Figura 6.2.1-2 Matrices de Riesgo para la jerarquización de los riesgos. 7

Figura 6.2.2-1 Valores para clasificar los escenarios de acuerdo a su Magnitud de Riesgo (MR) 9

Declaro, y se dictamina, bajo protesta de decir verdad, que los resultados se obtuvieron a través de la aplicación de las mejores técnicas y metodologías comúnmente utilizadas por la comunidad científica del país y del uso de la mayor información disponible, apegándose a la legislación y normatividad vigente, así como a las Disposiciones Administrativas de Carácter General, así como la información proporcionada por El Regulado, como lo señala el artículo 36 del Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Evaluación del Impacto Ambiental, que incluye los estudios de riesgo ambiental.

Representante legal El Regulado

Nombre: Karina Vázquez Zepeda

Empresa: VC01 S.A.P.I. de C.V.

Firma

Nombre y firma de persona física, datos protegidos conforme al Art. 113 fracción I de la LFTAIP y 116 primer párrafo de la LGTAIP.

Nombre y firma de persona física, datos protegidos conforme al Art. 113 fracción I de la LFTAIP y 116 primer párrafo de la LGTAIP.

Nombre y firma de persona física, datos protegidos conforme al Art. 113 fracción I de la LFTAIP y 116 primer párrafo de la LGTAIP.

1. LÍDER DEL ANÁLISIS DE RIESGO DE PROCESO INTEGRAL E INTEGRANTES DEL GRUPO MULTIDISCIPLINARIO DEL SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS, MEDIO AMBIENTE Y CALIDAD.

Nombres de personas físicas, datos protegidos conforme al Art. 113 fracción I de la LFTAIP y 116 primer párrafo de la LGTAIP.

Director de Operación y Desarrollo	Superintendente de Exploración y Producción	Jefatura de Ingeniería y Construcción
Coordinador de Seguridad del SARMAC	Líder de Seguridad, Salud y Medio Ambiente y Calidad del SARMAC	Líder Especialista de Análisis de Riesgo de Proceso
Nombre de persona física, datos protegidos conforme al Art. 113 fracción I de la LFTAIP y 116 primer párrafo de la LGTAIP. Secretario Técnico		Nombre y firma de persona física, datos protegidos conforme al Art. 113 fracción I de la LFTAIP y 116 primer párrafo de la LGTAIP. Secretario Técnico

2. OBJETIVO Y ALCANCE DEL ESTUDIO.

Objetivo

Identificar los peligros y riesgos al personal, población, medio ambiente, producción e instalación que se puedan presentar durante las actividades de exploración del **Pozo B0 DELIMITADOR** (perteneciente al Campo **Plan de Oro,** ubicado en el municipio de Soledad de Doblado Veracruz, que está considerado dentro de la Área Contractual VC-01), la identificación de las amenazas y desviaciones involucradas en los principales sistemas del equipo de perforación VC-02 con capacidad de 900 HP que se va a emplear para la intervención; así como también la evaluación y jerarquización de los mismos para establecer las medidas y controles necesarios para su administración.

Alcance.

El alcance del presente **Análisis de Riesgo del Proceso Integral** estará establecido en la identificación de los peligros y riesgos que se puedan presentar en:

- ✓ La Columna geológica durante las actividades de exploración del **Pozo B0 DELIMITADOR**, tomando como base su ingeniería de detalle (programa de perforación).
- ✓ Las operaciones durante la exploración del Pozo B0 DELIMITADOR con el equipo de perforación VC-02 con capacidad de 900 HP.

Este estudio da cumplimiento a lo establecido en el Contrato No. CNH-R02-L03-VC-01/2017 celebrado con la Comisión Nacional de Hidrocarburos para la extracción de hidrocarburos, mediante la aplicación del procedimiento P-3.2-VC01-01: *PROCEDIMIENTO DE IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS, ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS*, perteneciente al SASISOPA de conformidad con la Agencia de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, mediante la Clave Única de Registro del Regulado (CURR): ASEA-BOV18F22C con fecha de 01 de noviembre de 2018.

Se reitera que el objetivo del presente análisis de riesgos es identificar, evaluar y categorizar los riesgos potenciales asociados a las actividades de exploración expresas en el alcance, desarrollado con base en la información proporcionada por VC-01 y a la luz de las técnicas y procedimientos utilizados en dicho estudio, considerando criterios estrictamente técnicos y objetivos en la medida que el estado actual de la tecnología lo permite, así como de la experiencia y conocimientos del personal que participó durante el desarrollo de las metodologías.

3. DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA DE PERFORACIÓN DEL POZO B0 DELIMITADOR.

3.1. Ubicación Geológica

La localización B0 DELIMITADOR está ubicado en el Municipio de Soledad de Doblado, Estado de Veracruz; en las coordenadas geográficas de 96°31”47.4” de longitud oeste y 19°00”14.1” de latitud norte, se muestra en la Figura 1.

El Área Contractual VC-01 tiene una extensión de 193.264 km2, en ella se ubica la localización B0 DELIMITADOR, en donde además existen los campos Tres Higueras, Plan de Oro y Lagarto.

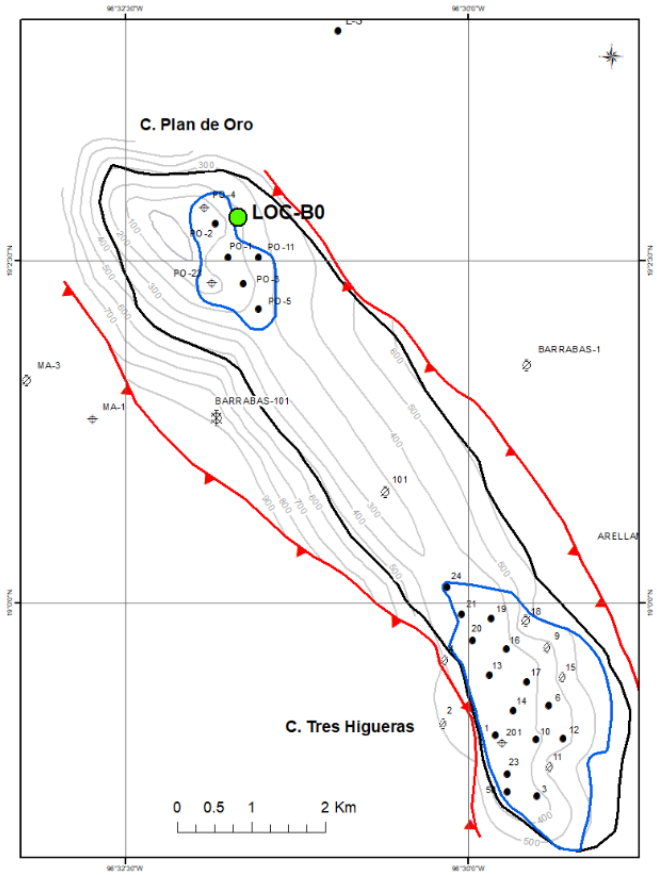


Figura 3.1-1. Mapa de ubicación de localización B0 DELIMITADOR.

Altura del terreno sobre el nivel del mar	67 m
Elevación de la mesa rotaria	3.5 m
Coordenadas (ITRF-08)	
Coordenadas UTM conductor:	Coordenadas de ubicación de la instalación. (Información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP 113 fracción I de la LGTAIP.
Coordenadas UTM objetivos:	
Coordenadas geográficas	
Coordenadas geográficas del conductor:	Coordenadas de ubicación de la instalación. (Información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP 113 fracción I de la LGTAIP.
Coordenadas geográficas objetivo	

Tabla 3.1-3 Coordenadas de la localización B0 DELIMITADOR

3.2. Geología Regional

El Área Contractual VC-01 se ubica en la Cuenca de Veracruz esta a su vez está dentro de la Provincia Geológica de Veracruz, está formada por dos elementos geológicos importantes, la Plataforma de Córdoba y la Cuenca Terciaria de Veracruz, cuyas características son las siguientes:

La Plataforma de Córdoba en donde se ubica el Área Contractual VC-01 abarca aproximadamente 8,100 km2, está compuesta principalmente por rocas carbonatadas del Cretácico, plegadas y afectadas por fallas inversas que limitan estructuras complejas, formando bloques que se profundizan hacia el oriente y al sur, y que constituyen el Frente Tectónico Sepultado de pliegues imbricados por el efecto del apilamiento de fallas inversas. Estas estructuras conforman las trampas (estructurales) de hidrocarburos que son típicos de este elemento geológico (Figura 3.2-1).

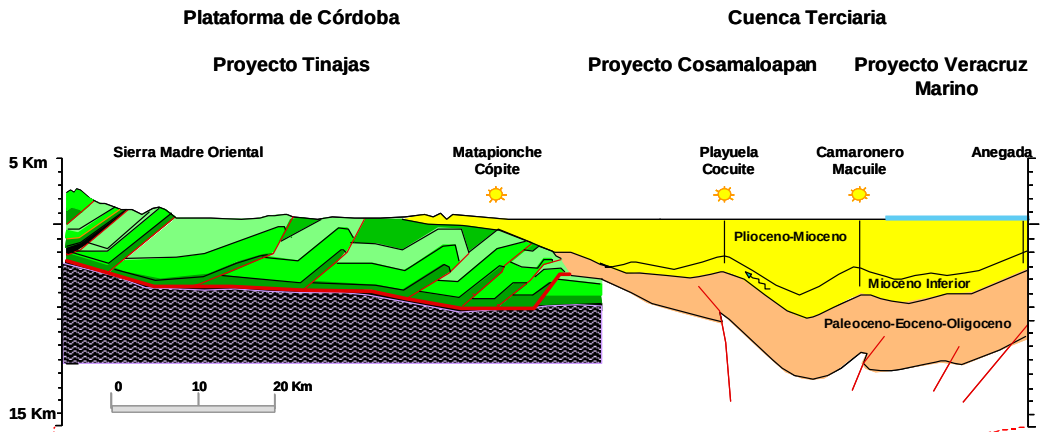


Tabla 3.2-1 Estructuras conforman las trampas (estructurales) de hidrocarburos

En esta área se produce principalmente gas húmedo y aceite, los hidrocarburos de la porción Norte se generaron a partir de rocas carbonatadas-evaporíticas del Cretácico Inferior – Medio y los de la parte sur por facies siliciclásticas carbonatadas del Jurásico Superior y/o Turoniano.

La columna estratigráfica de la Provincia Petrolera Veracruz está constituida por rocas mesozoicas predominantemente carbonatadas y terciarias siliciclásticas, cuyo espesor total máximo se calcula puede alcanzar 12,000 m. La presencia de las secuencias mesozoicas en el centro de la cuenca terciaria se infiere por medio de los estudios geológicos realizados en la margen occidental, donde estas rocas afloran en la Sierra de Zongolica o han sido penetradas por pozos exploratorios en la Plataforma de Córdoba. La columna sedimentaria descansa sobre un basamento cristalino complejo del Paleozoico-Triásico constituido de granitos y granodioritas con edades de 323 M.a (Figura 3.2-2).

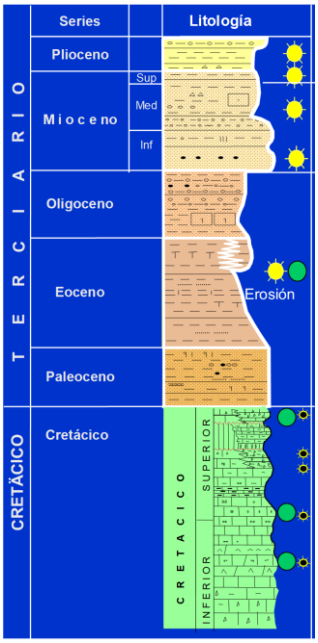


Tabla 3.2-2 Columna sedimentaria del pozo B0 DELIMITADOR

3.3. Geología Local

Petróleos Mexicanos efectuó levantamientos geofísicos en la porción Occidental de la Cuenca de Veracruz que dio como resultado el descubrimiento de varios máximos residuales que se orientan en general de Sureste a Noroeste, dirección que guarda cierto paralelismo con los plegamientos determinados por el método geológico superficial en las estribaciones septentrionales de la Sierra Madre Oriental. Algunos de estos máximos residuales como los de Angostura, Casa Blanca y Tres Valles fueron cubiertos posteriormente con estudios sismológicos que demostraron la muy estrecha relación que existe entre los máximos residuales y las estructuras anticlinales detectadas por sismología. Sobre estas estructuras perforaron varios pozos que dieron lugar al descubrimiento de los Campos Angostura y Casa Blanca.

Después de la perforación del pozo Tres Higueras 101, inició el desarrollo del campo Plan de Oro, el cual, de acuerdo con el análisis geológico, pertenece a la misma estructura donde se desarrolló el campo Tres Higueras.

En el área del Campo Plan de Oro, la gravimetría muestra un eje de máximos gravimétricos que siguen una orientación igual a la de los Campos Angostura – Casa Blanca - Tres Higueras, que coinciden con una serie de estructuras alineadas de tipo anticlinal formadas en calizas cretácicas.

En los informes de los pozos perforados en el área se menciona que se efectuó un levantamiento sismológico por el método de refracción. De acuerdo con la interpretación estructural de la cima de la Formación Guzmantla en el área de Plan de Oro, se define una estructura de tipo anticlinal, la cual se infiere corresponde a la prolongación NW del alineamiento estructural del Campo Tres Higueras (Figura 3.3-1).

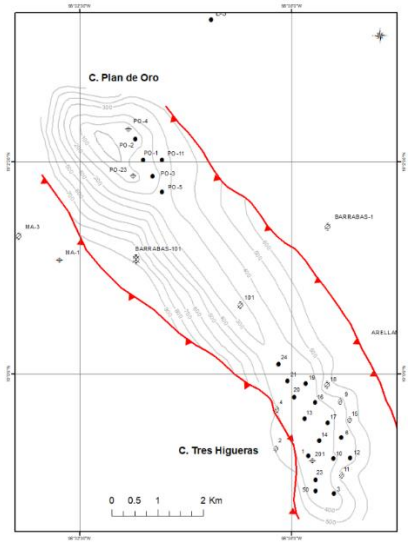


Tabla 3.3-1 Estructura de tipo anticlinal pozo B0 DELIMITADOR

El primer pozo perforado en el campo fue el pozo exploratorio Plan de Oro 1 el 14 de febrero de 1973, alcanzando una profundidad de 2,671 metros bajo mesa rotaria, el objetivo original fue el de confirmar si la formación Guzmantla de Plataforma se encontraba en las mismas condiciones de porosidad, permeabilidad y contenido de hidrocarburos que las encontradas en el campo Tres Higueras y los pozos Lagarto 2 y 3.

En el intervalo perforado en la formación Guzmantla de Plataforma se observó tanto por el análisis de núcleos como por muestras de canal, impregnación de hidrocarburos con una longitud calculada en 250 m. quedando terminado como

productor de aceite el en la cima de la formación Guzmantla de Plataforma (Intervalo 461-475 mbmr).

Después del descubrimiento del campo, se perforaron 6 pozos de desarrollo, de los cuales cuatro resultaron productores de aceite (Plan de Oro 2, 3, 5 y 11) y dos fueron improductivos (Plan de Oro 4 y 23).

En este campo se tuvieron dos periodos de producción. El primer periodo de febrero de 1972 a octubre de 1974, con gastos promedio de aceite de 28 bpd y producciones puntuales superiores de 43 bpd, en el segundo periodo de diciembre de 1992 a agosto de 1998 con gastos promedio de 10 bpd y gastos puntuales superiores a 20 bpd. La producción de aceite acumulada total en el campo fue de 239,630 barriles. La producción de gas del campo fue muy reducida. El campo se abandonó en el mes de agosto de 1998 y todos los pozos fueron taponados.

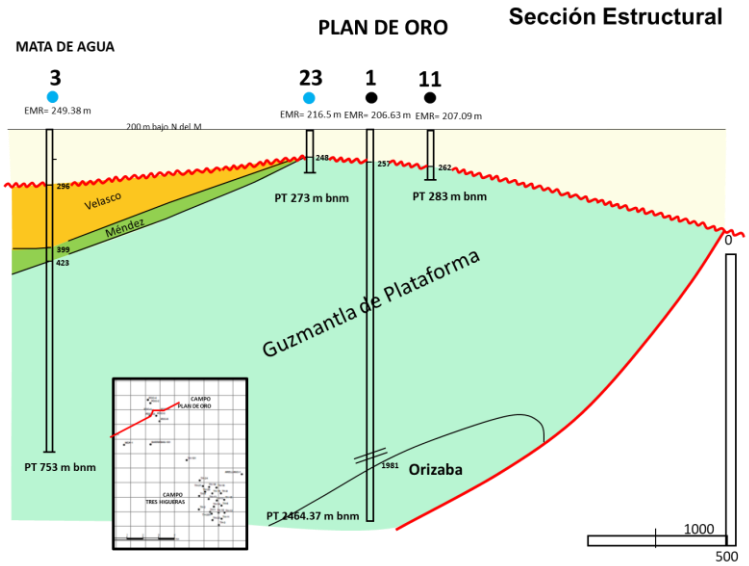


Tabla 3.3-2 Sección estructural del pozo B0 DELIMITADOR

3.4. Columna Geológica proyectada.

La columna geológica que se espera cortar con la perforación en la localización B0 DEL, inicia con rocas del Reciente y continúan con las rocas terrígenas del Terciario, posteriormente se cortarán rocas de la Formación Guzmantla Pelágica (Tabla 3.4-1).

Formación	Profundidad vertical (m.v.b.n.m.)	Profundidad vertical (m.v.b.n.t.)	Espesor (m)	Litología
Reciente	-	+210 Aflora m.s.n.m.	100	Gravillas, Arenas y Lutitas
Terciario	0	+110 m.s.n.m.	375	Sedimentos terrígenos
Guzmantla Pelágica	-265	-265	275	Caliza pelágica
PT	-540	-750	-	

Tabla 3.4-1 ***Columna geológica probable para la localización B0 DELIMITADOR***

M.D.B.N.T.(Metros desarrollados bajo nivel del terreno)
M.V.B.N.T.(Metros Verticales bajo nivel del terreno)
M.V.B.N.M. (Metros Verticales Bajo Nivel del Mar)
M.D.B.M.R. (Metros Desarrollados Bajo Mesa Rotaria)
M.S.N.M. (Metros Sobre Nivel del Mar)

3.5. Hidrocarburos esperados.

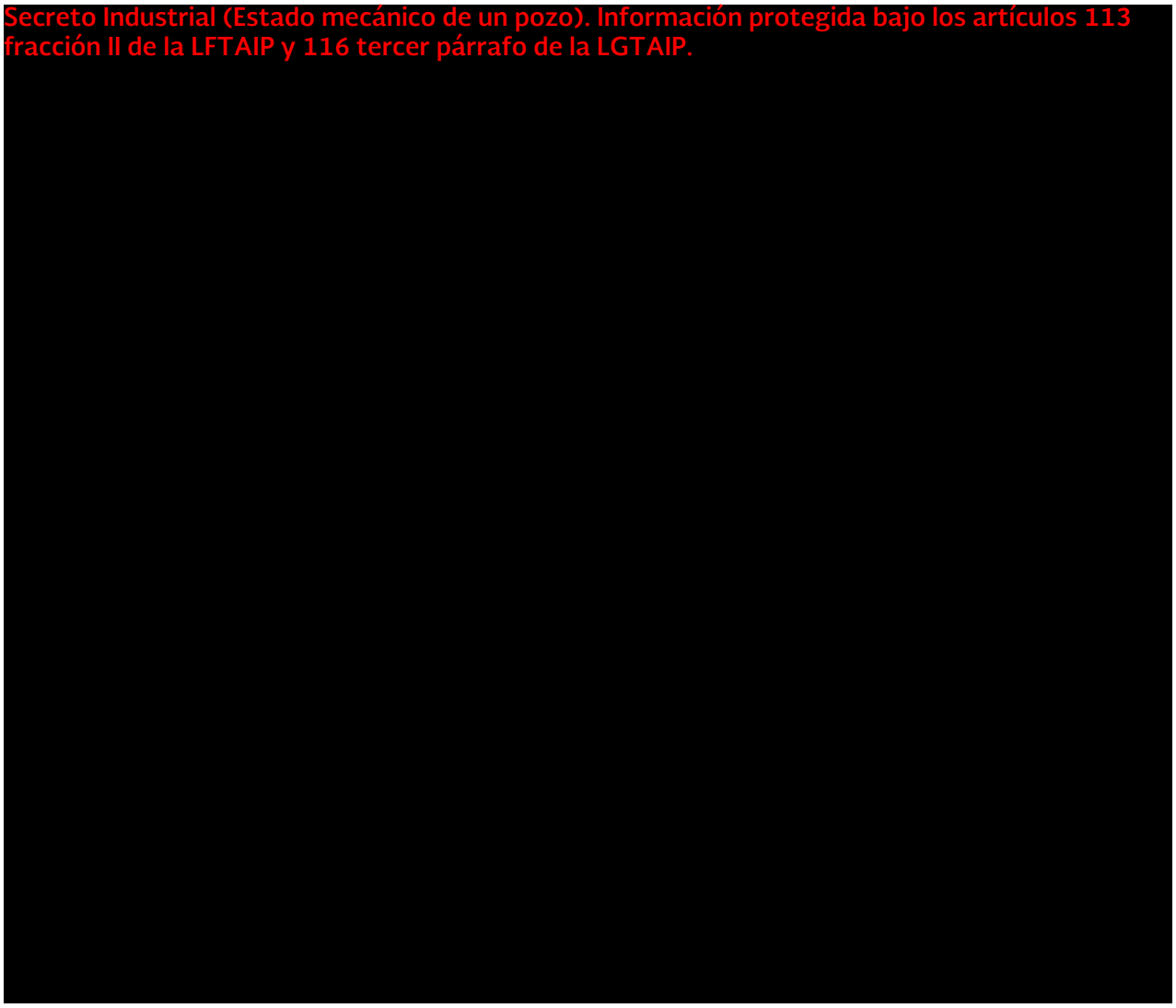
Intervalo	Formación	Litología	°API	Tipo de Hidrocarburo	Producción (bpd)	Temperatura (°C)	Pres. fondo (psi)	%mol	
								H2S	CO2
460-750	Guzmantla Pelágica	Caliza pelágica	25	Aceite pesado	150	50	800	-	-

Tabla 3.5-1 Pronóstico de Hidrocarburos esperados del pozo B0 DELIMITADOR

3.6. Diseño de la trayectoria y análisis anticolisión.

El conductor de la localización B0 DEL se encuentra en una nueva pera. Entre el conductor y los objetivos no existen pozos que represente riesgo de colisión con el pozo en estudio, la distancia al pozo más cercano es de ± 0.5 Km.

Secreto Industrial (Estado mecánico de un pozo). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 tercer párrafo de la LGTAIP.



Análisis Anticolisión

El conductor de la localización B0 DEL se encuentra en una nueva pera. Entre el conductor y los objetivos no existen pozos que represente riesgo de colisión con el pozo en estudio, la distancia al pozo más cercano es de ±1 Km.

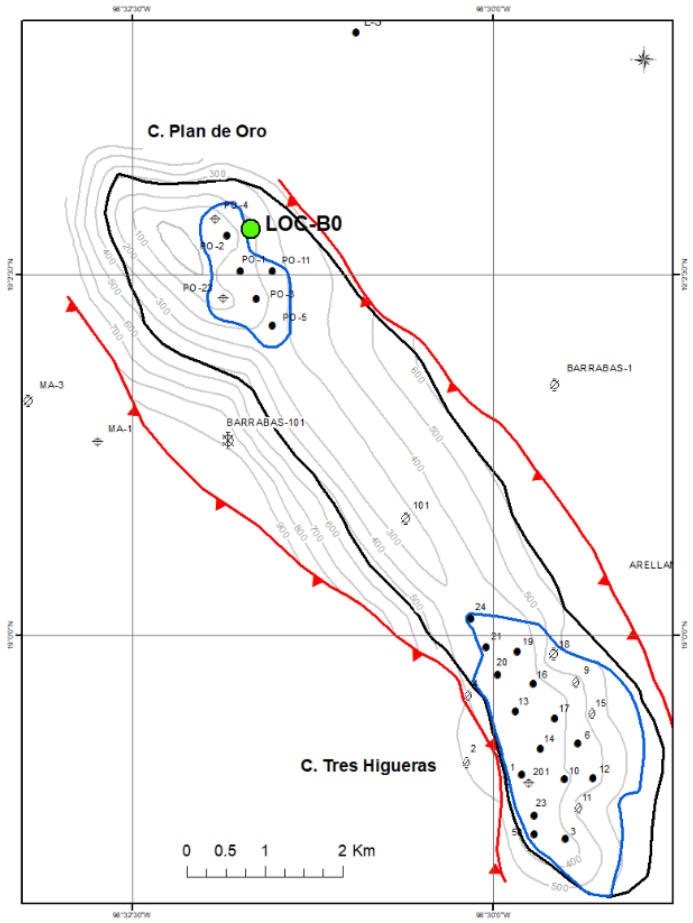
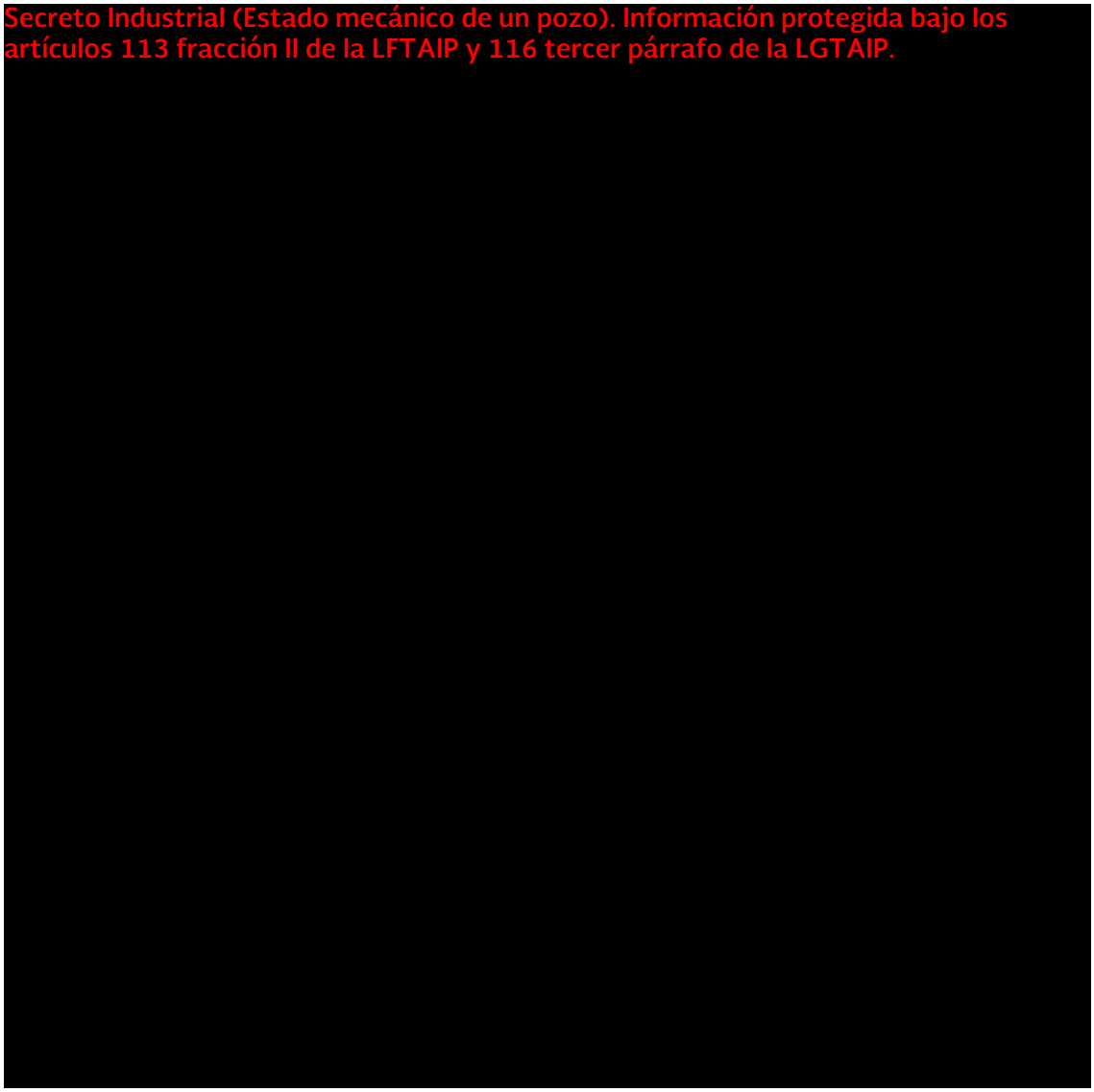


Figura 3.6-2 Ubicación de la localización B0 DELIMITADOR

3.7. Estado mecánico programado.

Secreto Industrial (Estado mecánico de un pozo). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 tercer párrafo de la LGTAIP.



3.8. Programa de fluidos de Perforación.

En la siguiente tabla se muestran el tipo, propiedades y características del fluido requeridas en cada etapa de la Perforación.

Propiedades del fluido											
Intervalo (m)		Tipo de fluido	ρ (gr/cc)	Visc. (Seg)	Filtr. (ml)	MBT kg/m^3	Sól. %	Vp (cps)	Yp Lb/ 1000ft^3	Sal. ppm	pH
0	100	Polimérico B. Agua	1.06-1.10	45-50	10-12	<50	7-13	13-29	13-29	800	9-10
100	460	Polimérico B. Agua	1.10-1.12	45-50	12-10	<50	9-11	14-20	14-20	800	9-10
460	750	Polimérico B. Agua	1.08-1.08	45-50	10-12	<50	9-11	14-20	14-20	800	9-10

Tabla 3.8-1 Programa de fluidos para la localización B0 DELIMITADOR.

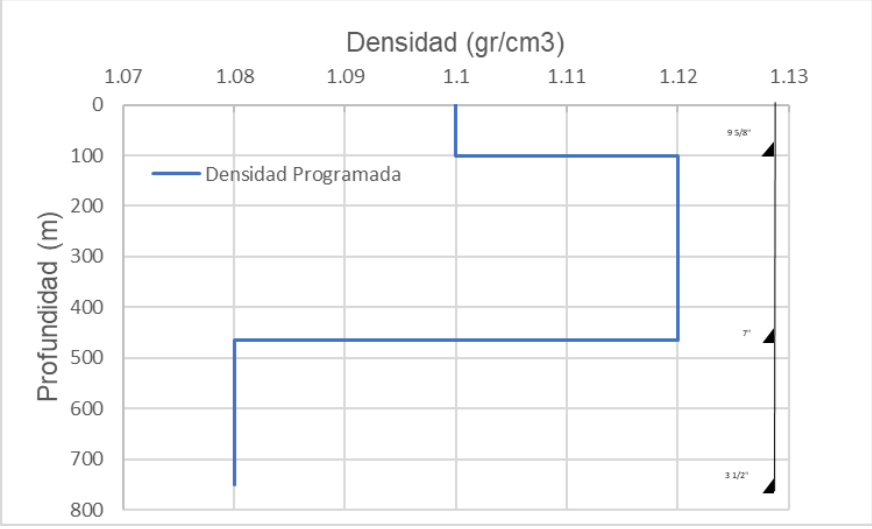


Figura 3.8-1 Densidades programadas B0 DELIMITADOR.

Nota: Durante la perforación de las formaciones del yacimiento, utilizar obturantes biodegradables y solubles al ácido. Emplear sistemas compatibles con la formación y evitar en lo posible el daño al yacimiento.

Etapa	Profundidad Intervalo (m)	Diámetro Agujero (pg)	Tipo y densidad lodo (gr/cc)	Equipo de control de sólidos	Tamaño de mallas
1	100	12 ¼	Polimérico 1.10	Temblorinas	80 -110 - 150
2	460	8 ½	Polimérico 1.12	Temblorinas	150 - 175 - 210
3	750	6 1/8	Polimérico 1.08	Temblorinas	150 - 175 - 210

Tabla 3.8-2 Equipo de control de sólidos para la localización B0 DELIMITADOR.

Los equipos de control de sólidos deberán ser capaces de manejar los caudales de bombeo utilizados durante la perforación, para este fin se requiere que todos los equipos existentes en el equipo funcionen con eficiencias mayores al 85%, lo cual permitirá reducir los volúmenes de dilución y, por tanto, costo del fluido.

3.9. Programa direccional.

MD (m)	Inc (grados)	Azimuth (grados)	TVD (m)	+N/-S (m)	+E/-W (m)	VS (m)	DLS (grad/30m)	Norte (m)	Este (m)
0	0	0	0	0	0	0	0	2107212	759983
750	0	0	750	0	0	0	0	2107212	759983

Tabla 3.9-1 Anexo sumario de desviación (tabulaciín ITRF08).

Programa de barrenas													
Etapa	Bna. No.	Diam. (pg.)	Tipo	Toberas 1/32"	Intervalo (m.)		Metros	Rotación (hr)	ROP (m/hr)	PSB (Ton)	RPM	P. Bba. (psi)	Gasto (gpm)
1	1	12 ¼	Tricónica	3x16	0	100	100	2	60	2 - 10	100-120	880	510
2	2	8 ½	PDC	5x12	100	460	360	8	50	2 - 8	120	794	380
3	3	6 1/8	PDC	5x12	460	750	385	20	20	2 - 8	120	566	275

Tabla 3.9-2 Programa de barrenas.

Programa hidráulico													
Bna. No.	Dens. (gr/cc)	Vp (cp)	Yp lb/100p2	TFA (pg^2)	DPbna (psi)	% Bna	HP @ Bna.	HSI (Hp/pg2)	V. Anul. (m/min)	Eficiencia Transporte	DEC (gr/cc)	HP (sup)	Camisas (pg.)
1	1.10	22	20	0.589	518	64	216	4.73	25	90	1.03	262	6 1/2
2	1.12	20	20	0.552	601	42	383	2.84	54	90	1.19	148	6 1/2
3	1.10	20	20	0.752	103	63	24	0.53	90	94	1.15	125	6

Tabla 3.9-3 Programa de hidráulica.

Etapa	12 1/4"	Intervalo (m):	0-100	Densidad Lodo (gr/cm3):	1.10	Factor Flotación:	0.86	MOP (TON)	290

Descripción	Diám. (pg)	Cant.	Long. (m)	Peso Ajust. (kg/m)	Peso en Aire (Ton.)	Peso Flotado (Ton.)	Peso Acumul. (Ton.)	Apriete (lb-ft)
Doble caja estabilizado 12 1/4"	6 3/4	1	1.50	147.600	0.221	0.190	0.190	22900
Lastrabarrena	6 3/4	1	4.00	136.500	0.546	0.469	0.660	22900
Estabilizador aleta 12 1/4"	6 3/4	1	1.50	147.600	0.221	0.190	0.850	22900
Lastrabarrena	6 3/4	1	9.00	136.500	1.229	1.056	1.907	22900
Estabilizador aleta 12 1/4"	6 3/4	1	1.50	147.600	0.221	0.190	2.097	22900
Lastrabarrena	6 3/4	1	9.00	136.600	7.376	6.343	8.440	22900
HW DP Rango 2	4 1/2	8	73.50	62.580	1.690	1.453	9.893	21800

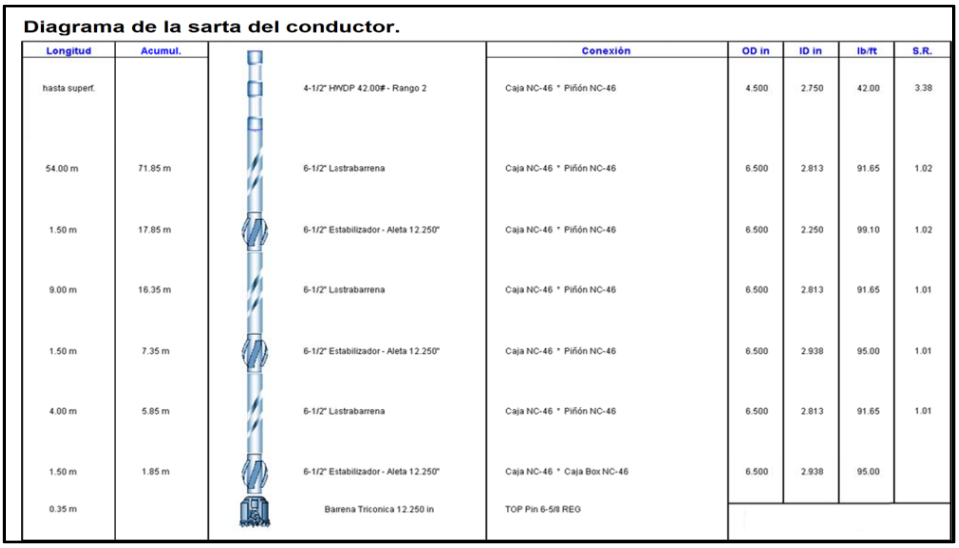


Diagrama de la sarta del conductor.

Longitud	Acumul.		Conexión	OD in	ID in	lb/ft	S.R.
hasta superf.		4-1/2" HWDP 42.00# - Rango 2	Caja NC-46 * Piñón NC-46	4.500	2.750	42.00	3.38
54.00 m	71.85 m	6-1/2" Lastrabarrena	Caja NC-46 * Piñón NC-46	6.500	2.813	91.65	1.02
1.50 m	17.85 m	6-1/2" Estabilizador - Aleta 12.250"	Caja NC-46 * Piñón NC-46	6.500	2.250	99.10	1.02
9.00 m	16.35 m	6-1/2" Lastrabarrena	Caja NC-46 * Piñón NC-46	6.500	2.813	91.65	1.01
1.50 m	7.35 m	6-1/2" Estabilizador - Aleta 12.250"	Caja NC-46 * Piñón NC-46	6.500	2.938	95.00	1.01
4.00 m	5.85 m	6-1/2" Lastrabarrena	Caja NC-46 * Piñón NC-46	6.500	2.813	91.65	1.01
1.50 m	1.85 m	6-1/2" Estabilizador - Aleta 12.250"	Caja NC-46 * Caja Box NC-46	6.500	2.938	95.00	
0.35 m		Barrena Triconica 12.250 in	TOP Pin 6-5/8 REG				

Figura 3.9-1 Densidades programadas B0 DELIMITADOR.

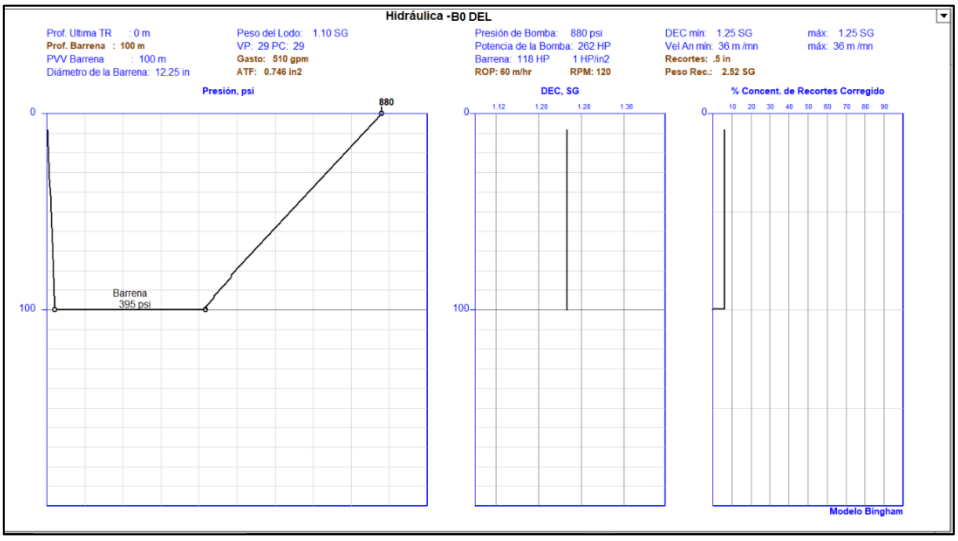


Figura 3.9-2 Densidades programadas B0 DELIMITADOR.

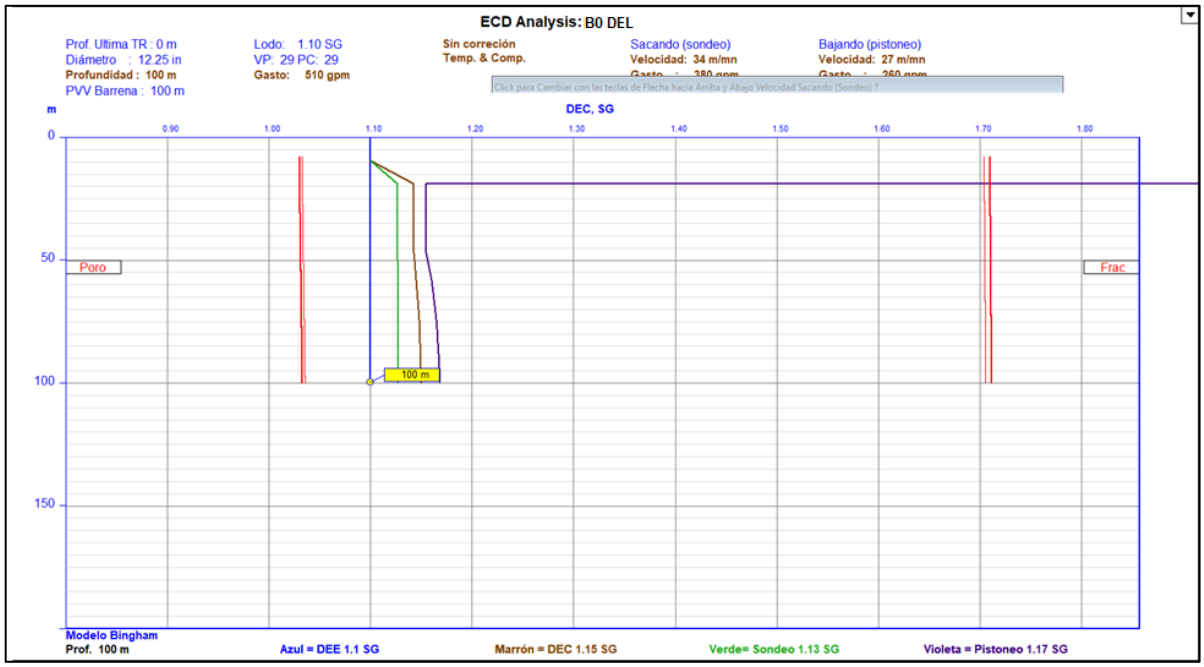


Figura 3.9-3 Densidades programadas B0 DELIMITADOR.

Vigilar la limpieza del pozo, estricto control en el gasto de circulación programado. Perforar con metros controlados, contar con el fluido de perforación necesario desde el inicio de la etapa con densidad de 1.10 gr/cc para evitar incrementar la densidad durante la etapa, conforme se perfora acondicionar el fluido para mantenerlo en condiciones óptimas, monitorear el contenido de sólidos finos. Al término de la etapa circular a alto gasto y altas RPM's para asegurar la limpieza del agujero, levantarse a 500m y colocar bache viscoso de 1.10 gr/cc x 150 segundos y dejarlo en el agujero para la toma de información.

Diseño de sarta etapa 8 ½" de 100 a 460 m

Etapa:	8 1/2"	Intervalo (m):	100-460	Densidad Lodo (gr/cm3):	1.12	Factor Flotación:	0.86	MOP	134

Descripción	Diám. (pg)	Cant.	Long. (m)	Peso Ajust. (kg/m)	Peso en Aire (ton.)	Peso Flotado (ton.)	Peso Acumul. (ton.)	Apriete (lb-ft)
Doble caja estabilizado 8 ½"	6 3/4	1	1.50	137.08	0.21	0.18	0.18	22200
Lastrabarrena	6 1/2	1	2.50	137.08	0.31	0.26	0.44	22200
Estabilizador aleta 8 1/2"	6 3/4	1	1.50	137.08	0.26	0.22	0.66	22200
Lastrabarrena	6 1/2	1	9.00	137.08	1.23	1.05	1.71	22200
Estabilizador aleta 8 1/2"	6 3/4	1	1.50	137.08	0.19	0.16	1.87	22200
Lastrabarrena	6 1/2	1	18.00	137.08	2.47	2.11	3.98	22200
Estabilizador aleta 8 1/2"	6 3/4	1	1.50	137.08	0.19	0.16	4.14	22200
Lastrabarrena	6 1/2	6	54	137.08	7.40	6.32	10.46	22200
HW DP Rango 2	4 1/2	12	84.0	62.58	6.76	5.77	16.23	21800
Combinación	4 1/2	1	1	20.75	0.02	0.02	16.24	13500
TP	4	56	525	22.82	11.98	10.30	26.54	13500

Longitud	Acumul.		Conexión	OD in	ID in	lb/ft	S.R.
hasta superf.		4" T.P.14.00# - X95 - Premium	TOP Box 4 IF * BTM Pin 4 IF	3.868	3.341	14.00	3.97
1.00 m	209.50 m	Combinacion - OD 4.75"	TOP Box 4 IF * BTM Pin 4 IF	4.750	2.250	46.83	1.30
108.00 m	208.50 m	4-1/2" HWDP 42.00# - Rango 2	TOP Box 4 IF * BTM Pin 4 IF	4.500	2.750	42.00	3.38
54.00 m	100.50 m	6-1/2" Lastrabarrena	TOP Box NC-46 * BTM Pin NC-46	6.500	2.813	91.65	1.01
1.50 m	46.50 m	6-1/2" Estabilizador - Aleta 8.500"	TOP Box NC-46 * BTM Pin NC-46	6.500	2.938	95.00	1.01
27.00 m	45.00 m	6-1/2" Lastrabarrena	TOP Box 5 H90 * BTM Pin 5 H90	6.500	2.813	91.65	1.01
1.50 m	18.00 m	6-1/2" Estabilizador - Aleta 8.500"	TOP Box NC-46 * BTM Pin NC-46	6.500	2.938	95.00	1.01
9.00 m	16.50 m	6-1/2" Lastrabarrena	TOP Box NC-46 * BTM Pin NC-46	6.500	2.813	91.65	1.01
1.50 m	7.50 m	6-1/2" Estabilizador - Aleta 8.500"	TOP Box NC-46 * BTM Pin NC-46	6.500	2.938	95.00	1.01
4.00 m	6.00 m	6-1/2" Lastrabarrena	TOP Box 5 H90 * BTM Pin 5 H90	6.500	2.813	91.65	1.01
1.50 m	2.00 m	6-1/2" Estabilizador - Aleta 8.500"	TOP Box NC-46 * BTM Box NC-46	6.500	2.938	95.00	
0.50 m		Barrena PDC 8 1/2"	TOP Pin 4-1/2 REG				

Figura 3.9-4 Diseño de sarta etapa 8 ½" de 100 a 460 m

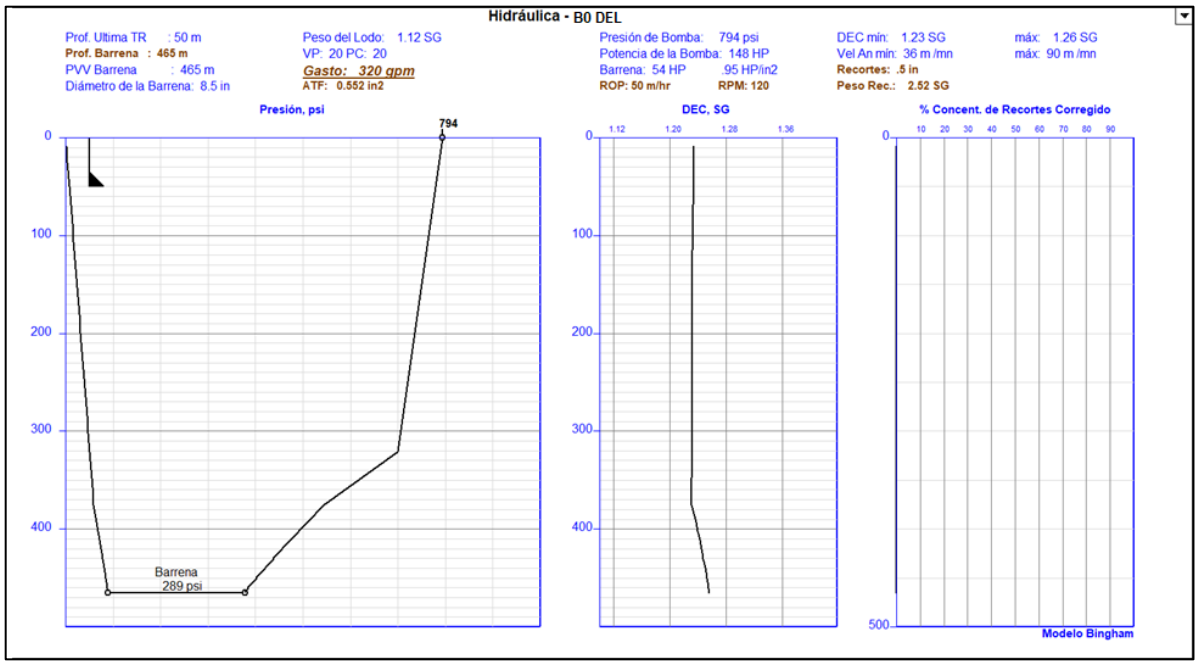


Figura 3.9-5 Hidraulica B0 DELIMITADOR.

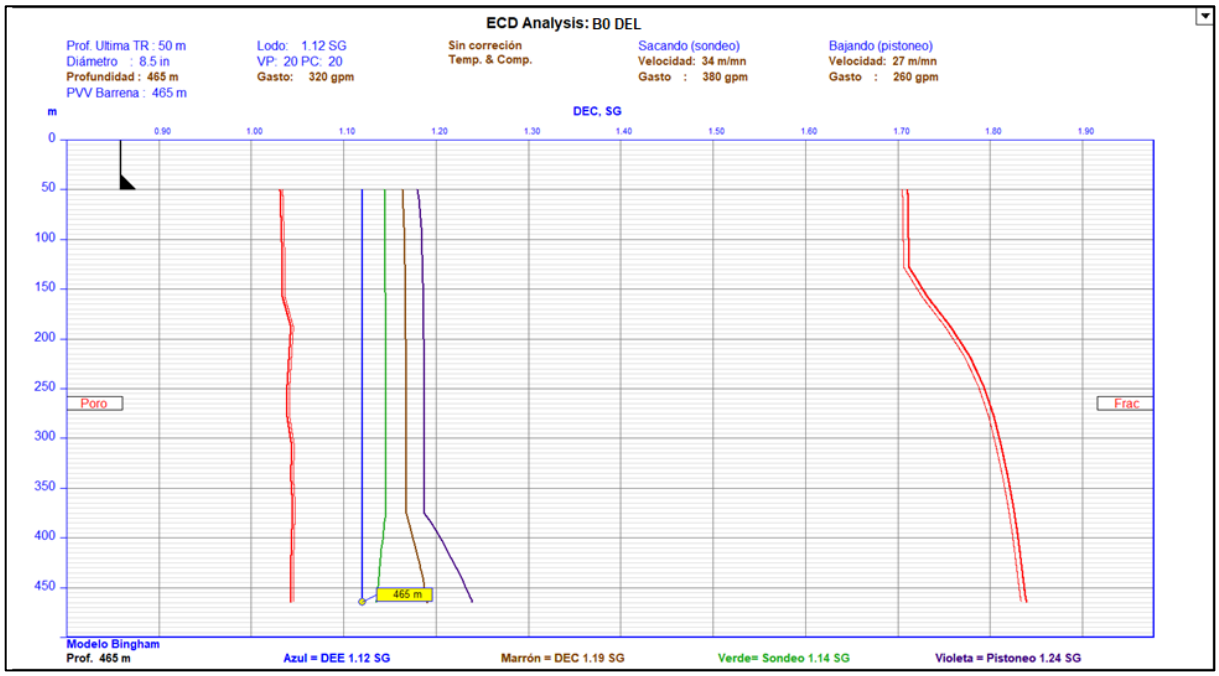


Figura 3.9-6 ECD Análisis B0 DELIMITADOR.

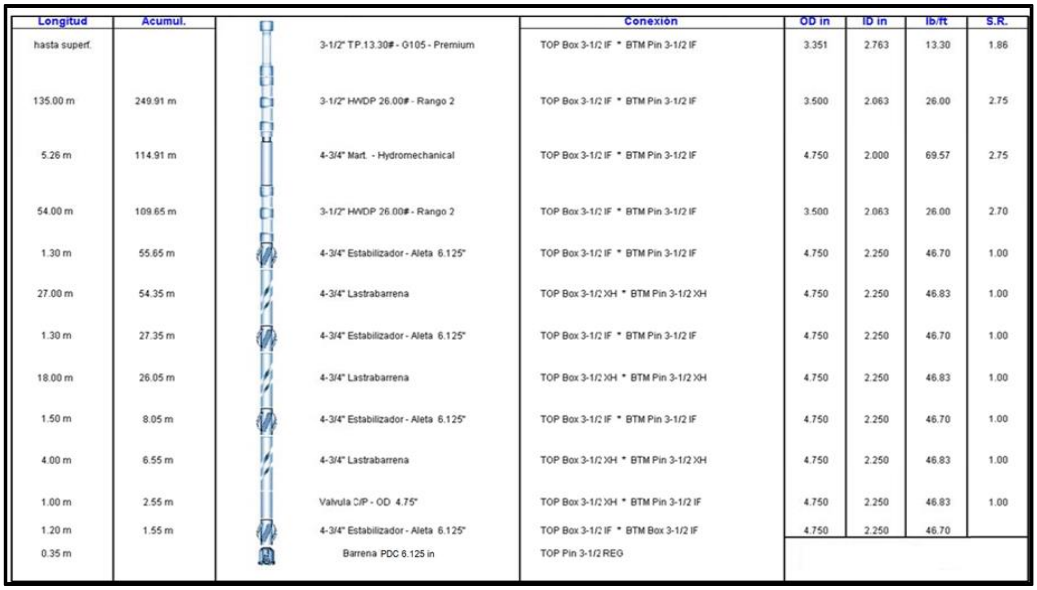
Debido a que el pozo es vertical será necesario circular baches con mayor punto de cedencia de la que tenga el fluido de control en ese momento para asegurar una limpieza adecuada del agujero, aunado a esto se debe rotar la sarta a más de 100 rpm para levantar los recortes y mejorar la limpieza del mismo. Si se maneja el gasto programado se minimizará la concentración de recortes más se debe estar conscientes que al apagar la bomba la precipitación del recorte es inevitable, por lo que se deberá tener cuidado al realizar la conexión para minimizar el tiempo de la misma, lo que nos representará en una mejor limpieza del agujero, así como en un mejor avance diario. El fluido a su vez deberá tener las características apropiadas para sustentar los recortes una vez que se apaguen las bombas. En las zonas del yacimiento se debe evitar circular con baches antipérdida, principalmente al término de la etapa de perforación. Se deben monitorear constantemente los parámetros de perforación para determinar si se tienen una limpieza adecuada del agujero. En esta etapa se puede optar por una sarta navegable equipada con motor de fondo para asegurar la verticalidad del pozo.

Diseño de sarta etapa 6 1/8” de 460 a 750 m

Etapa:	6 1/8”	Intervalo (m):	460-750	Densidad Lodo (gr/cm3):	1.08	Factor Flotación:	0.86	MOP	98.5

Descripción	Diám. (pg)	Cant.	Long. (m)	Peso Ajust. (kg/m)	Peso en Aire (ton.)	Peso Flotado (ton.)	Peso Acumul. (ton.)	Apriete (lb-ft)
Doble caja estabilizado 6 1/8"	4 ¾	1	1.50	70.03	0.08	0.07	0.07	9900
Válvula contra presión	4 ¾	1	1.00	70.03	0.07	0.06	0.13	9900
Lastrabarrena corto	4 ¾	1	4.00	70.03	0.21	0.18	0.31	9900
Estabilizador aletas 6 1/8"	4 ¾	1	1.50	70.03	0.11	0.09	0.40	9900
Lastrabarrena	4 ¾	1	18.0	70.03	0.63	0.54	0.95	9900
Estabilizador aletas 6 1/8"	4 ¾	1	1.50	70.03	0.09	0.08	1.03	9900
Lastrabarrena	4 ¾	3	27.0	70.03	0.63	0.54	1.57	9900
Estabilizador aletas 6 1/8"	4 ¾	1	1.50	70.03	0.09	0.08	1.65	9900
Lastrabarrena	4 ¾	6	54.0	70.03	1.89	1.63	3.28	9900

Martillo Hidromecánico	4 ¾	1	5.26	38.74	0.21	0.18	5.17	9900
HW DP Rango 2	4 ½	3	15	38.74	5.23	4.51	9.68	9900
TP	4	75	719	23.54	16.92	14.55	24.23	13500



Longitud	Acumul.		Conexión	OD in	ID in	lb/ft	S.R.
hasta superf.		3-1/2" TP.13.30# - G105 - Premium	TOP Box 3-1/2 IF * BTM Pin 3-1/2 IF	3.351	2.763	13.30	1.86
135.00 m	249.91 m	3-1/2" HWDP 26.00# - Rango 2	TOP Box 3-1/2 IF * BTM Pin 3-1/2 IF	3.500	2.063	26.00	2.75
5.26 m	114.91 m	4-3/4" Mart. - Hydromechanical	TOP Box 3-1/2 IF * BTM Pin 3-1/2 IF	4.750	2.000	69.57	2.75
54.00 m	109.65 m	3-1/2" HWDP 26.00# - Rango 2	TOP Box 3-1/2 IF * BTM Pin 3-1/2 IF	3.500	2.063	26.00	2.70
1.30 m	55.65 m	4-3/4" Estabilizador - Aleta 6.125"	TOP Box 3-1/2 IF * BTM Pin 3-1/2 IF	4.750	2.250	46.70	1.00
27.00 m	54.35 m	4-3/4" Lastrabarrena	TOP Box 3-1/2 XH * BTM Pin 3-1/2 XH	4.750	2.250	46.83	1.00
1.30 m	27.35 m	4-3/4" Estabilizador - Aleta 6.125"	TOP Box 3-1/2 IF * BTM Pin 3-1/2 IF	4.750	2.250	46.70	1.00
18.00 m	26.05 m	4-3/4" Lastrabarrena	TOP Box 3-1/2 XH * BTM Pin 3-1/2 XH	4.750	2.250	46.83	1.00
1.50 m	8.05 m	4-3/4" Estabilizador - Aleta 6.125"	TOP Box 3-1/2 IF * BTM Pin 3-1/2 IF	4.750	2.250	46.70	1.00
4.00 m	6.55 m	4-3/4" Lastrabarrena	TOP Box 3-1/2 XH * BTM Pin 3-1/2 XH	4.750	2.250	46.83	1.00
1.00 m	2.55 m	Valvula CIP - OD 4.75"	TOP Box 3-1/2 XH * BTM Pin 3-1/2 IF	4.750	2.250	46.83	1.00
1.20 m	1.55 m	4-3/4" Estabilizador - Aleta 6.125"	TOP Box 3-1/2 IF * BTM Box 3-1/2 IF	4.750	2.250	46.70	
0.35 m		Barrena PDC 6.125 in	TOP Pin 3-1/2 REG				

Figura 3.9-7 Diseño de sarta etapa 6 1/8" de 460 a 750 m.

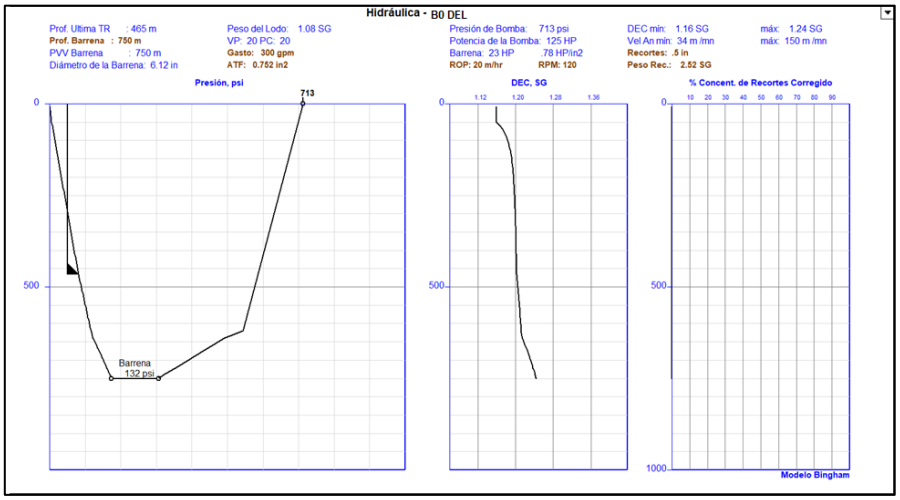


Figura 3.9-8 Hidraulica B0 DELIMITADOR

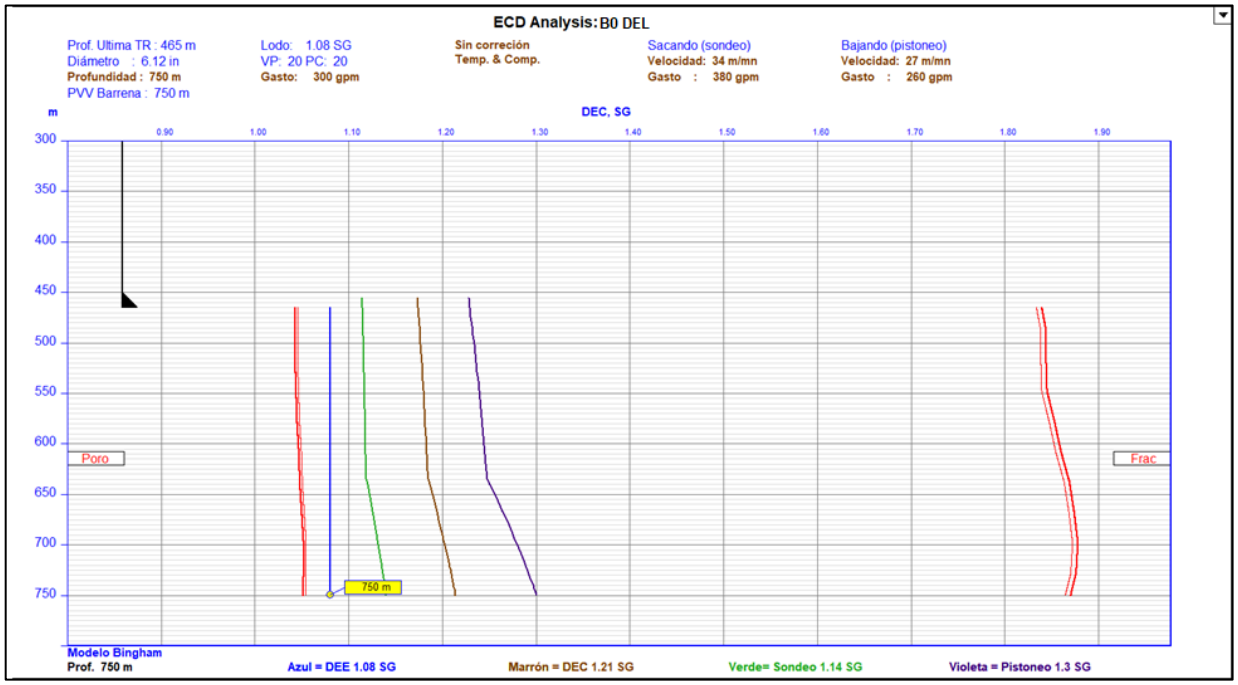


Figura 3.9-9 ECD Análisis B0 DELIMITADOR.

Debido a que el pozo es vertical será necesario circular baches con mayor punto de cedencia de la que tenga el fluido de control en ese momento para asegurar una limpieza adecuada del agujero, aunado a esto se debe rotar la sarta a más de 100 rpm para levantar los recortes y mejorar la limpieza del mismo. Si se maneja el gasto programado se minimizará la concentración de recortes más se debe estar conscientes que al apagar la bomba la precipitación del recorte es inevitable, por lo que se deberá tener cuidado al realizar la conexión para minimizar el tiempo de la misma, lo que nos representará en una mejor limpieza del agujero, así como en un mejor avance diario. El fluido a su vez deberá tener las características apropiadas para sustentar los recortes una vez que se apaguen las bombas. En las zonas del yacimiento se debe evitar circular con baches antipérdida, principalmente al término de la etapa de perforación. Se deben monitorear constantemente los parámetros de perforación para determinar si se tienen una limpieza adecuada del agujero. En esta etapa se recomienda continuar con la misma sarta navegable con motor de fondo para asegurar la profundidad programada del pozo.

3.10. Programa de adquisición de información, en donde se detallen las etapas en las que se recabarán los siguientes datos y registros.

Núcleos de roca

Núcleos de fondo.	Se considera 1 núcleo en la Formación KS Guzmantla de acuerdo al criterio del Geólogo de Pozo donde presente la impregnación de aceite o manifestación de gas.
Núcleos de pared.	No está incluido en el programa.

Registros geofísicos, para determinar las características de la columna estratigráfica y la evaluación de las operaciones realizadas

Etapa	Intervalo (m.d.b.m.r.)		Registro	Observaciones
	de	a		
1	0	100	-Resistividad (AIT o DIL) -Rayos Gamma (GR) -Sónico de Porosidad (BHC) -Sónico Dipolar -Geometría de pozo (EMS) -Análisis de calidad del cemento (CBL-VDL)	Identificación de fluidos, detección de cuerpos acuíferos. Correlación identificación de litologías, y delimitación de cuerpos acuíferos. Porosidad, detección de fracturas naturales, análisis de propiedades mecánicas, interpretación sísmica y geometría del pozo. Definir las propiedades de la roca, porosidad, para interpretación sísmica, modelo geomecánico e imágenes. Análisis de la calidad de cementación) Primera y segunda etapa). Se Tomará el registro de sísmica de pozo Checkshot con estaciones cada 50 m, de la PT del pozo hasta 850 m antes de llegar a la superficie (en la última etapa).
2	100	460	-Resistividad (AIT ó DIL) -Rayos Gamma (GR) -Sónico de Porosidad (BHC) -Sónico Dipolar -Geometría de pozo (EMS) -Análisis de calidad del cemento (CBL-VDL)	
3	460	750	-Inducción Multiprofundidad (AIT) -Sónico Dipolar -Densidad Neutrón con Rayos Gamma. (CNL -RG) -Geometría de pozo (EMS) -Checkshot	

Muestra de canal

Muestras de canal.	Se contemplan a cada 10 m de 100 m hasta la Profundidad Programada (P.T)

Objetivo	Prof. Vertical (m.v.b.n.m.)	Prof. Vertical (m.v.b.m.r.)	Prof. Des. (m.d.b.m.r.)	Espesor	Coordenadas UTM (m)	
					X	Y
Fm. Guzmantla (KS).	585	585	585	150	759983	2107212

Muestra de fluidos

Muestreo de fluidos a boca de pozos	Se realizan pruebas de producción en el intervalo de 460 a 750 m, de acuerdo al estudió del Proyecto de Exploración.

Registros de Hidrocarburos

El programa del registro continuo de hidrocarburos se iniciará desde 360 m hasta la profundidad de 750 m bajo mesa rotaria (m.d.b.m.r.) en la segunda etapa de 460 m hasta la PT de 7500m de la tercera etapa, obteniendo los parámetros de perforación en tiempo real.

Programa de tuberías de revestimiento y programa de cementación para cada etapa de Perforación establecida.

Profundidad total

Profundidad total programada	Profundidad Vertical (m.v.b.n.m.)	Profundidad Vertical (m.v.b.m.r.)	Profundidad Desarrollada (m.d.b.m.r.)
	750	750	750

Profundidad y espesores de los probables intervalos productores

Profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento o del Liner

Diámetro Exterior (pg)	Distribución (m.d.b.m.r)	
	de	a
9 5/8"	0	100
7"	0	460
Tubing Less 3 ½"	0	460
Tubing Less (ranurado) 3 ½"	460	750

Profundidad de asentamiento del colgador del liner

OD (pg)	Profundidad BL (m.d.b.m.r.)
	a
N/A	N/A

Diseño de las tuberías de revestimiento que incluya los grados de acero, pesos, tipo y características de las conexiones, diámetros requeridos y factores de diseño y propiedades de las tuberías de revestimiento, tales como presiones de estallido y colapso, resistencia de las conexiones y de la tensión en el cuerpo del tubular;

Para la selección de tuberías de revestimiento se consideraron los factores de diseño de acuerdo con las características del pozo.

Condiciones de carga	Rango	Valor recomendado
Presión interna	1.00 – 1.25	1.10
Colapso	1.00 – 1.25	1.00
Tensión en junta	1.50 – 1.80	1.60
Tensión en cuerpo	1.30 – 1.60	1.50
Compresión en junta	1.30 – 1.80	1.40
Compresión en cuerpo	1.30 – 1.80	1.40
Triaxial	1.125 – 1.30	1.25

Tabla 3.10-1 Factores de diseño para tuberías de revestimiento.

Requerimientos de la TR de explotación (Tubing less).

El tubing less es de 3 ½ ranurado en la zona productora y liso corrido a superficie.

Diám. Ext. (pg)	Grado (º)	Peso (lb/ pie)	Conex	Diám Int. (pg)	Drift (pg)	Resist. Presión Interna (psi)	Resist. Colapso (psi)	Resistencia a la tensión (lb X 1000)		Distribución (m.d.b.m.r)	
								Cuerpo	Junta	de	a
9 5/8”	J-55	36	STC	8.921	8.765	3,520	2,020	564	564	0	100
7”	J-55	26	BTC	6.276	6.151	4,980	4,330	415	415	0	460
3 1/2”	N-80	9.2	VAM-FJL	2.992	2.867	10,160	10,540	207	207	0	750

Temperatura estática y circulante en el fondo del agujero

Temperatura de fondo estática	55 °C
Temperatura circulante en el fondo	42 °C

Diámetro del agujero

Diámetro exterior de TR (pg)	Diámetro de agujero (pg)	Exceso (%)
9 5/8	12 ¼	20
7	8 ½	10
3 ½	6 1/8	-

Cimas teóricas de las lechadas

Diámetro TR (pg)	Profundidad (mdbmr)	Densidad de lechadas (gr/cc)	Cima cemento (mdbmr)	Base cemento (mdbmr)	Observaciones
9 5/8	100	1.90	8	100	Asegurar la salida de cemento a superficie
7	700	1.20	8	700	Evitar cemento en superficie para no contaminar los preventores. Utilizar cemento de baja densidad Utilizar cemento de baja densidad
3 ½	750	-	-	-	No se cementará el Tubing less

Derivado que este campo cuenta con un gradiente muy bajo, es necesario considerar lechadas de baja densidad, para poder minimizar la perdida de circulación durante la operación.

Es importante considerar los parámetros operativos que se tengan para poder ajustar de ser necesario la densidad de la lechada y con esto poder alcanzar un mayor esfuerzo compresivo, que se traduzca en una mejor hermeticidad para el pozo.

Tipo y composición de las lechadas

Diámetro TR (pg)	Profundidad (mdbmr)	Tipo	Tipo de cemento	Composición	Concentración
9 5/8	100	Lechada única 1.90 gr/cc	Clase H	Antiespumante Acelerador	0.15 lt/sk 0.22 lt/sk
7	460	Lechada única 1.20 gr/cc	Clase H	Antiespumante Controlador de filtrado Suspensor de solidos Retardador	0.15 lt/sk 0.80 lt/sk 0.35 lt/sk 0.33 lt/sk

La composición definitiva de las lechadas será determinada en base a los requerimientos de cada etapa, una vez analizados los registros geofísicos. Los aditivos comprenden, control de filtrado, retardador, prevención de retrogresión, control de agua libre y control de gas en caso de ser requerido.

En caso de observarse pérdidas de fluido durante la perforación de la etapa se recomienda el uso de aditivos anti perdida en el bache espaciador en una proporción de 7 kg/m^3.

Casos históricos de Pozos de correlación y lecciones aprendidas aplicadas, si las hubiera;

Resumen de cementaciones Tres Higueras 50		
TR	**Profundidad (m)**	**Resumen**
9 5/8”	93	Probo líneas de U.A.P. con 3000 psi, ok y realizó cementación de tubo conductor 9 5/8", J-55, 32.3 lbs/pie, STC a 92.5 m, bajó procedimiento: PE-PP-TC-003-2008 con la siguiente cédula de bombeo: 20 bls de agua como bache testigo + 96 bls de lechada única de 1.90 gr/cc (20 tons) + desplazamiento con 21 bls de agua q= 4 bpm, p.circ= 100-150 psi; durante toda la operación se observó circulación normal y salida de 3 bls de cemento. *cima teórica de cemento a 80 m
7”	545	Realizó prueba de líneas con 3000 psi ok y realizó cementación de TR 7", J-55, 23 lb/ft, BCN a 545.76 m. bajó procedimiento PE-PP-TC-003-2008 con la sig. Cédula de bombeo: soltó tapón diafragma y bombeó 20 bls de bache mud flush de 1.02 gr/cc q=5bpm, pcirc= 300 psi + 30 bls de bache a base de polímeros flexibles de 1.08 gr/cc q= 5bpm, pcirc= 250 psi + 65 bls de lechada única de 1.10 gr/cc (4.6 ton) q= 4bpm, pcirc= 270-180 psi + soltó tapón sólido y desplazó con 68 bls de lodo de 1.08 gr/cc. q= 4-2-1 bpm, pcirc= 170-200 psi donde acopló tapones con 1000 psi. Desfogó presión regresando 1/2 bl, durante toda la operación se observó circulación normal y salida de +/- 5 bls de cemento.
TL 3 ½”	1200	Con U.A.P. de cia Halliburton efectuó cementación de T.L. 3 1/2" con extremo inferior a 1199 m. bombeando 30 bls de bache lavador mud flush iii 1.02 gr/cc, 65 bls de bache espaciador tuned spacer iii 1.08 gr/cc con polímeros flexibles, 20 bls de bache reactivo super flush 1.05 gr/cc a base de silicatos, 15 bls de bache espaciador tuned spacer iii 1.08 gr/cc con polímeros flexibles, todos a un q= 3 bpm, p.bbeo= 480 a 403 psi; posterior se bombeo 82 bls (14.09 m3) de lechada ligera de cemento 1.20 gr/cc (equivalente a 7.4 tons; de las cuales 5.18 tons tipo "h" y 2.22 tons cemento baja densidad y alta resistencia compresiva) a un q= 3 bpm, p.bbeo= 320 a 700 psi, desplazo con 33 bls de salmuera de 1.02 gr/cc, a un q= 3, 2.5 bpm alcanzando una presion final de 2000 psi. Probo equipo de flotación retornando 0.25 bls de salmuera 1.02 gr/cc. Durante la operación se observó circulación normal y salir baches a superficie. nota: se contamino 1 m3 de lodo 1.03 gr/cc. cima teórica de cemento a 345 m.

El cemento utilizado en los diseños cumple con la especificación ISO-10426-1 / API 10A. Las pruebas de laboratorio para el cemento se realizaron cumplimento con la norma ISO-10426-1 e ISO-10426-2 con la molienda actual en planta, dichas pruebas son representativas, previo al inicio de las operaciones de cementación se solicitarán a la compañía cementadora las evidencias de las pruebas que se entreguen.

Programa de registros y pruebas para verificar la calidad de la cementación, considerando, al menos, las tuberías de revestimiento de explotación e intermedias

Etapa	Sección	Adquisición	Intervalo		Registro	Observaciones
			Cima (m)	Base (m)		
12 ¼”	Conductora	Cable	0	100	Adherencia de cemento	Verificar la calidad de la cementación de la tubería de revestimiento
8 ½”	Superficial	Cable	100	460	Adherencia de cemento	Verificar la calidad de la cementación de la tubería de revestimiento

Presiones de prueba para Tuberías de Revestimiento

Etapa	TR (pg)	Resistencia Presión Interna (psi)	Resistencia al colapso (psi)	Prueba de cabezal (orificio) (psi)	Prueba de TR (psi)
1	9 5/8”	3,520	2,020	800	1,000
2	7”	4,980	4,330	1,200	1,500
3	3 ½”	10,160	10,540	4,000	1,500

Arreglo de preventores etapa 8 ½" y 6 1/8"Ø

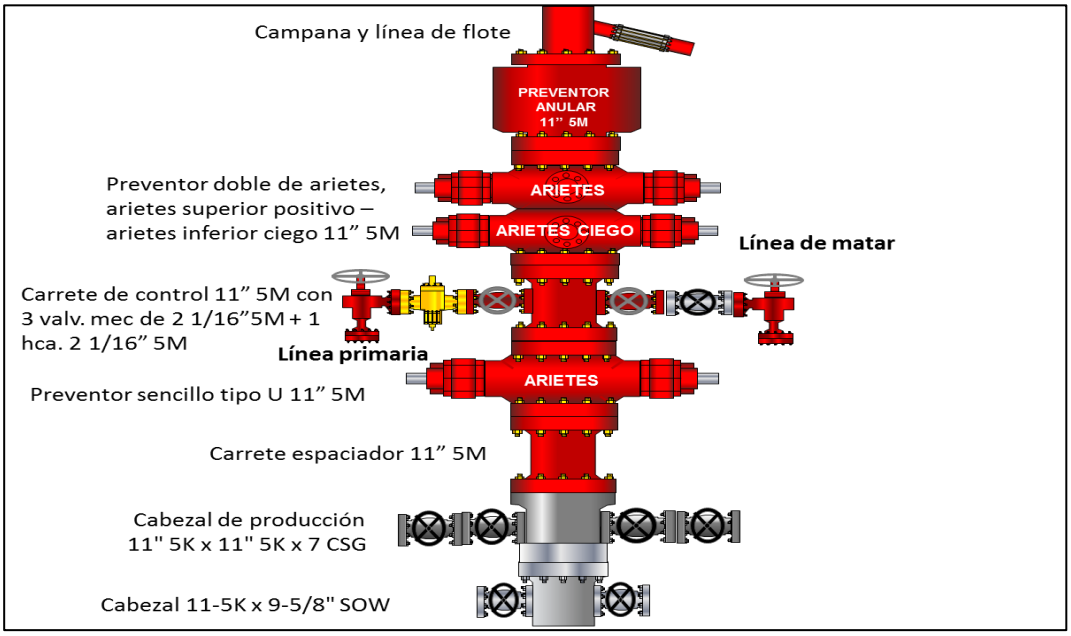


Figura 1 Arreglo BOP´s.

Diagrama del Árbol de Válvulas.

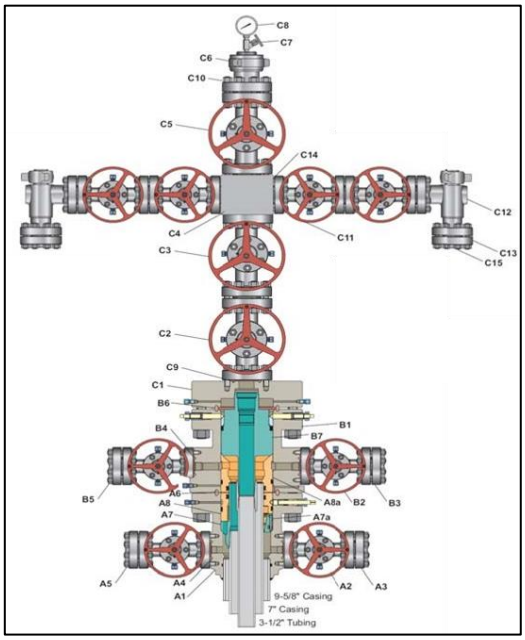


Figura 22 Árbol de producción.

Programa y protocolos para el control de un Pozo, en caso de un descontrol. Con base en dichos documentos, el Operador Petrolero deberá detallar los procedimientos o mecanismos para recuperar el control de un Pozo, vía intervención superficial, Pozo de Alivio u otra mejor práctica de la industria.

Etapa	Diámetro barrena (pg)	Prof. (mvbmr)	Problemáticas	Plan de mitigación
1	12 1/4"	100	Sin problemas: Plan de oro 2 y 3 Resistencias: Plan de Oro 1	-Empleo de densidad de fluido adecuado y calibrada con el modelo de geopresiones. -Bombeo de baches con material obturante preventivo. -Velocidad de viajes controlada. -Prácticas operacionales de limpieza. –Viajes cortos.
3	8 1/2"	460	Gasificación: Plan de Oro 1 Sin problemas: Plan de oro 2 y 3	
4	6 1/8"	750	Pérdida Parcial: Plan de Oro 1 Sin problemas: Plan de oro 2 y 3	

Tiempos de perforación programados

No.	Actividad		Prof.	Tiempo por etapa		
	Movimiento de equipo		m	hr	hr acum.	Días acum.
1	Transporte de equipo (Procedimiento PE-LO-OP-0061-2008)		0	72	72	3
2	Instalar equipo, incluido tanque de viajes		0	72	144	6
	Conductor					
3	Perforar agujeros auxiliares. Realizar check list de pre arranque. Armar sarta con barrena tricónica de 12 1/4" con estabilizadores de 6 1/2" X 12 1/4", DC 6 1/2" y HW 4 1/2".	P	0	5	5	0.21
4	Perforar vertical con lodo Polimerico base agua de 1.10 a 100 m. con metros controlados de 2 min bajo procedimiento 223-21100PO-411-0110	P	100	8	13	0.54
5	Circular limpiando agujero y sacar barrena a superficie (Procedimiento PE-PP-OP-002-2007)	P	100	2	15	0.63
6	Instalar URE y tomar registros programados de acuerdo a procedimiento PE-SP-OP-052-2008. Desarmar herramientas y desmantelar unidad de registros	CE	100	5	20	0.83
7	Preparativos para meter TR 9 5/8".	CE	100	2	22	0.92
8	Meter TR 9 5/8" a 100 m bajo procedimiento 223-21100-OP0154. Desmantelar equipo para correr TR	CE	100	6	28	1.17
9	Circular fondo para homogenizar columnas y efectuar preparativos para cementar	CE	100	2	30	1.25
10	Cementar TR 9 5/8" a 100 m bajo procedimiento PE-PP-TC003-2008, desplazando con agua dulce.	CE	100	6	36	1.50
11	Esperar fraguado, desmantelar equipo de cementar, efectuar corte de TR	CE	100	12	48	2.00
12	Afinar corte, instalar cabezal compacto de 9 5/8" 5M soldable, instalar preventores 11 5M" más CSC y probar mismos de acuerdo al procedimiento 223-21100-PO-411-091.	CE	100	12	60	2.50
13	Instalar campana, línea de flote, charola ecológica y buje de desgaste. Procedimientos PE-PP-OP-022-2008 y PE-EP-OP014-2008.	CE	100	6	66	2.75

14	Armar barrena 8 1/2" PDC y sarta empacada, bajar a checar cima de cemento de acuerdo al procedimiento PE-PP-IS-0012008	CE	100	5	71	2.96
15	Rebajar cemento de acuerdo al procedimiento PE-PP-OP-0192008.	CE	100	1	72	3.00
Primera Etapa						
16	Con barrena PDC de 8 1/2" y sarta empacada perforar verticalmente a la profundidad de 460 m (bajo procedimientos 223-21100-PO-411-006; verificando las condiciones de operación continuamente para garantizar la limpieza y calidad del agujero, monitorear continuamente el volumen en presas) con lodo polimerico base agua de 1.10 a 1.12 gr/cm3.	P	460	48	120	5
17	Circular limpiando agujero y acondicionando lodo.	P	460	2	122	5.08
18	Sacar barrena a superficie de acuerdo a procedimiento operativo PE-PP-OP-002-2007. Si durante el viaje se detectan resistencias, realizar viaje corto conformando agujero	P	460	4	126	5.25
19	Instalar URE y tomar registros programados de acuerdo a procedimiento PE-SP-OP-052-2008. Desarmar herramientas y desmantelar unidad de registros	CE	460	8	134	5.58
20	Recuperar buje de desgaste. Cambiar arietes a preventor superior de acuerdo a procedimiento PE-CS-OP-014-2008 y probar mismos	CE	460	1	135	5.63
21	Preparativos para correr TR 7"	CE	460	1	136	5.67
22	Meter TR de 7" a 460 m, con distribución según programa. (Procedimiento 223-21100-OP-211-0154).	CE	460	5	141	5.88
23	Desmantelar equipo para correr TR. Circular tiempo de atraso para limpieza de agujero.	CE	460	1	142	5.92
24	Preparativos para cementar, instalar cabeza de cementación y preparar bache separador.	CE	460	2	144	6.00
25	Cementar TR 7" a 460 m bajo procedimiento PE-PP-TC-0032008.	CE	460	4	148	6.17

26	Esperar fraguado con forme a programa, en inter eliminar cabeza de cementar, instalar buje de sellos de acuerdo a procedimiento PEP-PP-OP-003-2008, probar preventores y CSC bajo procedimiento PE-PP-OP-009-2008. Instalar buje de desgaste. Desconectar C 6 1/2" y HW 4 1/2" y estibarlos en cargadores.	CE	460	12	160	6.67
27	Armar y bajar barrena PDC 6 1/8" y sarta empacada programada hasta cople y probar TR bajo procedimiento PEP-PP-IS-001_2008, perforar hasta 5 m antes de la zapata, efectuar segunda prueba a la TR.	CE	460	8	168	7.00
Segunda Etapa						
28	Con barrena 6 1/8" y sarta empacada perforar verticalmente a la profundidad de 500 m, con lodo polimerico con densidad de 1.08 gr/cm3, bajo procedimientos 223-21100-PO-411-006. Verificar las condiciones de operación continuamente para garantizar la limpieza y calidad del agujero, monitorear continuamente el volumen en presas.	P	500	12	180	7.50
29	Circular limpiando agujero y acondicionando lodo	P	500	2	182	7.58
30	Sacar barrena a superficie de acuerdo a procedimiento operativo PE-PP-OP-002-2007. Si durante el viaje se detectan resistencias, realizar viaje corto conformando agujero	P	500	4	186	7.75
31	Armar corona y barril muestrero y meter a fondo perforado, circular y cortar núcleo # 1 de 500 a 509 m, recuperar mismo en superficie	P	509	12	198	8.25
32	Armar barrena de 6 1/8" y sarta empacada bajar hasta fondo perforado, y ampliar agujero nucleado y continuar perforando bajo procedimiento 223-21100-PO-411-006 de acuerdo al programa hasta 750 m (profundidad programada).	P	750	48	246	10.25
33	Circular limpiando agujero y acondicionando lodo	P	750	2	248	10.33
34	Sacar barrena a superficie de acuerdo a procedimiento operativo PE-PP-OP-002-2007. Si durante el viaje se detectan resistencias, realizar viaje corto conformando agujero	P	750	4	252	10.50

35	Instalar URE y tomar registros programados de acuerdo a procedimiento PE-SP-OP-052-2008. Desarmar herramientas y desmantelar unidad de registros	CE	750	24	276	11.50
36	Realizar viaje de reconocimiento. Armar y bajar barrena 6 1/8" y circular homogenizando columnas, sacar barrena a superficie.	CE	750	8	284	11.83
37	Recuperar buje de desgaste, usar arietes variables de 3 1/2" a 5" de acuerdo a procedimiento PE-CS-OP-014-2008.	CE	750	1	285	11.88
38	Preparativos para correr Tubingless de 3 1/2", N-80 9.2 lb/pie, 8 hilos rosca redonda, ranurado de 750 a 460 m y de 460 a superficie, tubería lisa 3 1/2", N-80 9.2 lb/pie 8 hilos rosca redonda N-80, anclando el empacador a 458 m.	CE	750	2	287	11.96
39	Meter TL 3 1/2" a 750 m, de acuerdo a procedimiento 223-21100-OP-211-0154 y realizar procedimeinto para activar empacador.	CE	750	8	295	12.29
40	Armar y meter molino de 2 1/2" para reconocer la profundidad Interior, circular pozo y probar hermeticidad. Homogenizar fluido de control de 1.02 gr/cm3 y sacar molino a superficie.	CE	750	8	303	12.63
41	Colocar Valvula "H"	CE	750	1	304	12.67
42	Eliminar tubo ancla y charola ecológica (procedimientos PE-EPOP-014-2008 y PE-EP-OP-022-2008). Cambiar conjunto de preventores 11-5M por medio árbol de válvulas de 11" x 7" x 3 1/2", 5 M de acuerdo a procedimiento 223-21100-PO-411-0097.	CE	750	12	316	13.17
43	Realizar pruebas hidraulicas árbol de producción 80 % de 11" x 7" x 3 1/2", 5M.	CE	750	2	318	13.25
44	Desconectar tramo por tramo TP de 4" bajo procedimiento PE- PP-OP-002-2007. Eliminar herramienta direccional.	CE	750	5	323	13.46

Resumen de tiempos por etapa

Opción seleccionada			
TR	**Días programados**		
9 5/8"	Prof. (m)	100	Programado
	P	0.62	3.00
	CE	2.37	
7"	Prof. (m)	460	Programado
	P	2.25	4.00

	CE	1.75	
3 1/2"	Prof. (m)	750	Programado
	P	3.50	6.45
	CE	2.95	
Total de perforación (días)			13.45

Terminación

Objetivo de terminación
Obtener producción comercial de aceite de las rocas carbonatadas del Cretácico, en áreas que no han sido drenadas para obtener una explotación optima del yacimiento.

Características de la formación

Formación	Litología (%)	°API	Tipo de Hidrocarburo	Producción (bpd / mmpcd)	Temperatura (°C)	Pres. fondo (psi)	% Mol		Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	SW (%)
							H2S	CO2			
Guzmantla	Caliza dolomitizada	24.5	Aceite pesado	150	57	800	-	-	0.5 – 0.10	45	10

Fluidos esperados

Intervalo	Formación	Litología (%)	°API	Tipo de Hidrocarburo	Producción (bpd/mmpcd)	Temperatura (°C)	Pres. fondo (psi)	% Mol	
								H2S	CO2
460-750	Guzmantla	Caliza dolomitizada	24.5	Aceite pesado	150	57	800	-	-

Fluido de terminación: El fluido de terminación empleado, que tendrá a su vez también la función de fluido empacante, es agua filtrada con un nivel de turbidez igual o menor a 25 NTU, con aditivos inhibidores de corrosión lo cual nos permite tener un fluido limpio libre de sólidos y minimizar los efectos de corrosión

contribuyendo a la reducción de tiempos y costos en intervenciones a realizarse durante la vida productiva del pozo.

Lavado del pozo (Figura 33 Lavado del pozo.

): Para la localización Lagarto EXP, se empleará agua dulce (1 gr/cm^3) con un nivel de turbidez (NTU) aproximando a 25, con aditivos estabilizador de arcillas e inhibidores de corrosión para minimizar los efectos de corrosión y daños potenciales a la formación durante las operaciones de disparo.

Para lo que se propone una secuencia de lavado con un tren de baches (lavador y viscoso) desplazados con agua dulce de acuerdo a la cédula de bombeo indicada en esta sección.

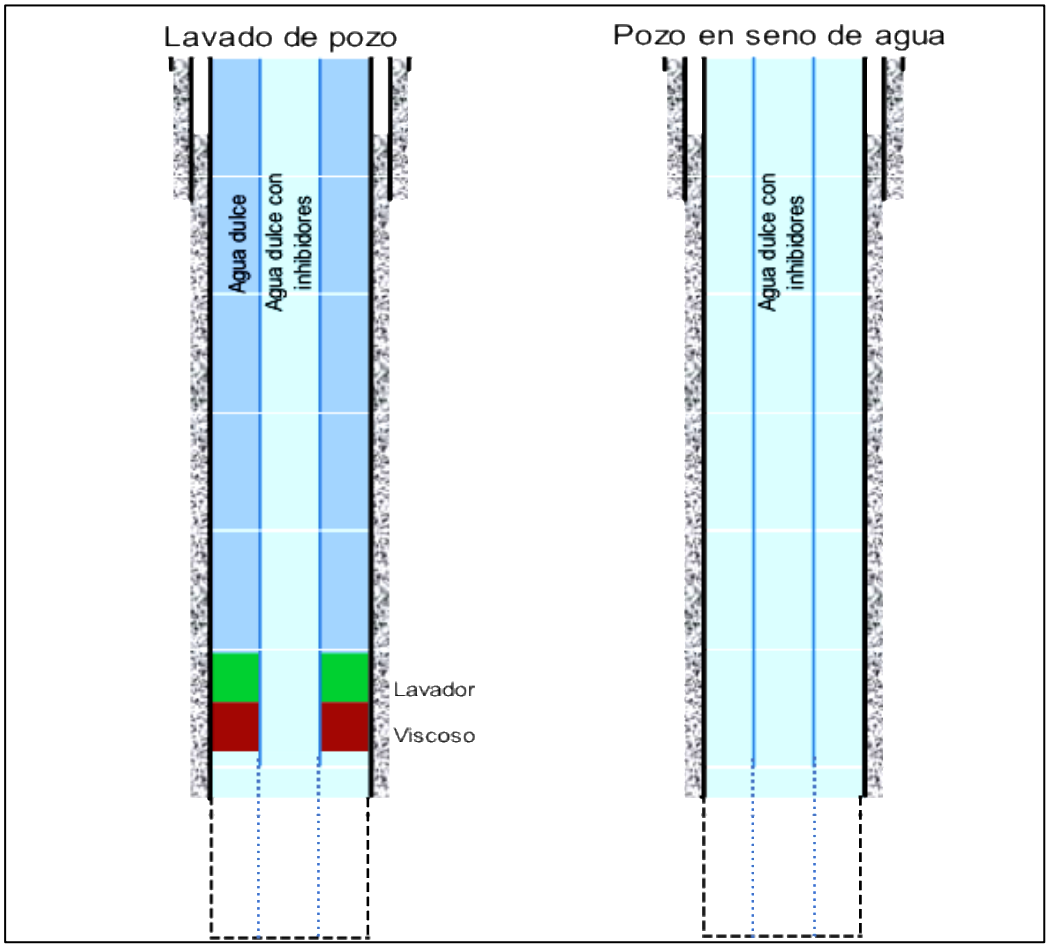


Figura 33 Lavado del pozo.

Árbol de válvulas:

El árbol de válvulas programado es 9 5/8” x 11” x 7” 5M que de acuerdo con los pozos de correlación y a los datos de productividad proporcionados es ideal para las condiciones esperadas en el pozo. Las especificaciones mínimas requeridas que debe cumplir son U/AA/PSL1/PR-2.

Proceso de terminación

El proceso de terminación del pozo consiste en bajar la sarta de limpieza con escariadores y cepillos para Tubingless de 3 ½" y el niple aguja a la profundidad de 750 m. Se efectuará el lavado del pozo con la sarta en el fondo desplazando el fluido de control por agua filtrada hasta obtener menos de 25 NTU de turbidez, recuperamos la sarta de limpieza a superficie.

Una vez con el aparejo de producción en la profundidad programada, se efectuará el anclaje del empacador a 844 m y se realizará cambio de conexiones superficiales por medio árbol de producción (previamente mencionado), una vez instalado, se instalará el equipo de medición y finalmente se realizará la evaluación del objetivo.

Tiempos en la terminación del pozo

De acuerdo los tiempos de la secuencia operativa para la terminación con equipo se tienen los siguientes tiempos finales, sin incluir el desmantelamiento del equipo.

Cons.	Descripción de la Actividad	Programados		
		Hrs. Act.	Hrs. Acum.	Días Acum.
1	Lavado de pozo	28	28	1.17
2	Instalar medio árbol de producción	36	64	2.67
3	Desmantelar equipo	168	232	9.67

Secuencias de actividades para la evaluación

Cons.	Descripción de la Actividad	Programados		
		Hrs. Act.	Hrs. Acum.	Días Acum.

1	**Inducir**			
1.1	Instalar URE y probar equipo	2	0.1	0.1
1.2	Tomar registro de calibración CCL-GR y sacar a superficie.	6	0.3	0.3
1.4	Instalar TF de 1 ¾" con trompo difusor y probar.	6	0.3	0.6
1.5	Calibrar a PI, rompiendo circulación c/500 m e inducir pozo con bombeo de N2 limpiando pozo hasta obtener muestras representativas de aceite.	54	2.3	2.8
1.6	Sacar TF a 500 m, con bombeo de N2, posteriormente sacar a superficie sin bombeo.	6	0.3	3.1
1.7	Desmantelar TF	6	0.3	3.3
2	**Evaluar Intervalo**			
1.8	Aforar pozo	48	2.0	5.3
1.9	Realizar toma de información de acuerdo a propuesta del cliente, (Toma de muestras para PVT, registro estático por estaciones, registro dinámico por estaciones, curvas de incremento y decremento)	120	5.0	10.3

4. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL ENTORNO DONDE SE REALIZARÁ LA EXPLORACIÒN DEL POZO B0 DELIMITADOR, DELIMITACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO, CARACTERIZACIÓN Y ANÁLISIS DEL SISTEMA (ASPECTOS ABIÓTICOS, BIÓTICOS, PAISAJE, MEDIO SOCIOECONÓMICO Y DIAGNÓSTICO AMBIENTAL).

4.1. Medio abiótico.

4.1.1. Clima

De acuerdo a la clasificación climática de Köppen modificada por E. García, (2004) en la República Mexicana los lugares con clima *Aw* se extiende a lo largo de la vertiente del Pacifico desde el paralelo 24°N hacia el sur y abarcan desde el nivel del mar hasta una altitud de unos 800 o 1,000; por el lado del Golfo de México, se les encuentra al sur del paralelo 23°N, en algunas de las partes más bajas de la llanura costera, y también en la mayor parte de la península de Yucatán, así como en algunas zonas interiores, tales como la Cuenca del Balsas y la Depresión Central de Chiapas. Por consiguiente, este tipo de climas abarca áreas muy extensas de México y que el sistema de Köppen no da si no una idea muy general de las variables condiciones del mismo. En efecto existen dentro de las zonas *Aw* marcadas con diferencias climáticas, aun en distancias relativamente cortas. Estas diferencias pueden observarse claramente si se comparan los datos de precipitación de estaciones que, aun teniendo el mismo tipo de clima *Aw*, se encuentran situadas hacia el borde más seco y hacia el más húmedo de la zona correspondiente. Por ejemplo, Mérida, Yucatán, localidad con clima *Aw* que se halla próxima a una zona clima seco BS, tiene mucho menor cantidad de lluvia anual, unos 960 mm, que la estación de San Pedro, Tabasco, que está cerca a los plegamientos del norte de Chiapas, y por lo tanto a la zona de clima Am, y cuya precipitación anual es 1,550 mm. Al igual que Soledad de Doblado, Veracruz, situada en la llanura veracruzana, lejos de la base de las montañas, que posee menos precipitación, alrededor de 952 mm anuales, que Tierra Blanca, Veracruz,

localidad situada en la misma región, pero más próxima a la Sierra Madre Oriental, y que tiene 1,421 mm de lluvia anual.

Estas diferencias, demasiado pequeñas aparentemente para que un sistema tan general como el de Köppen las registre, son muy importantes desde el punto de vista de su influencia en el medio físico, repercuten de manera decisiva sobre la vegetación, agricultura, etcétera. En consecuencia, resulta la necesidad de poner en manifiesto dichas diferencias mediante la subdivisión del tipo de clima *Aw* de Köppen en varios subtipos. Quedando las estaciones subdivididas en tres subtipos atendiendo a su grado de humedad Aw_0 el menos húmedo; Aw_1, el intermedio, y Aw_2 el más húmedo.

Por lo tanto, el Sistema Ambiental se presenta con un tipo de clima Aw_2 (w) que corresponde a un Cálido Subhúmedo y régimen de lluvias en verano con temperatura media anual de 22° a 25° C por su ubicación, esta zona se ve influenciada por los fenómenos ciclónicos que afectan las costas del Golfo de México, de julio a octubre. Durante invierno el área resulta afectada por la entrada de mesas de aire frio (Norte), que generan situaciones, lluvias y vientos fuertes. (E. García, 1998).

4.1.2. Temperatura.

De acuerdo con la fuente de consulta (Anuario Estadístico y Geográfico de Veracruz de Ignacio de la llave 2014) la EMA Huatusco es la estación más cercana al Sistema Ambiental, por lo que, para el presente apartado, se tomó la información relacionada con la temperatura media mensual registrada en dicha estación durante el periodo 2005 – 2007 presentándose en las siguientes tablas con la información al respecto.

- Temperatura media anual

La información presentada de la temperatura media anual se refiere a la ciudad de Huatusco de Chicuellar, como área inmediata y corresponde al periodo 2005 a 2007, como se muestra en la siguiente tabla;

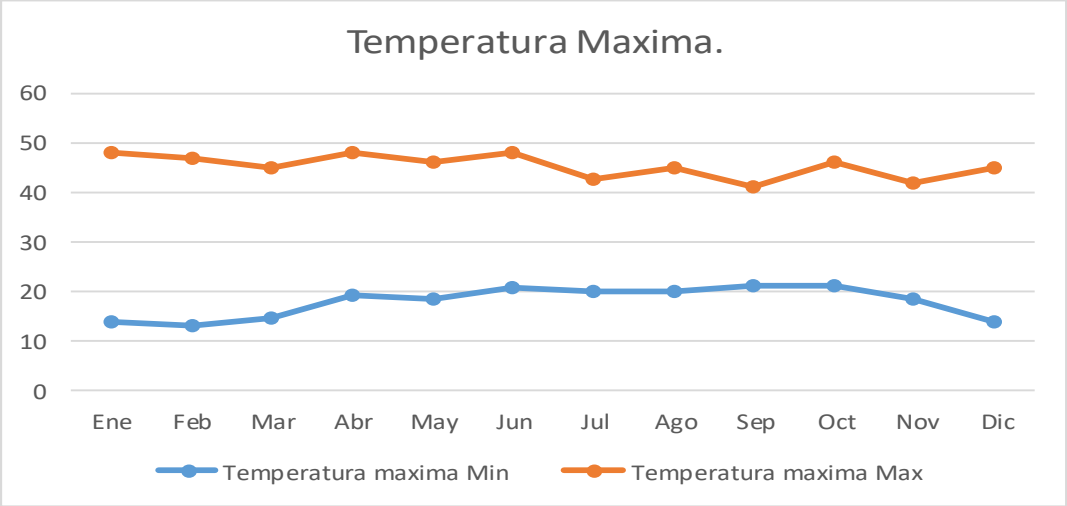
Estación	Periodo	Temperatura promedio	Temperatura del año más frio	Temperatura del año más caluroso.
Huatusco de Chicuellar	De 2005 a 2007	17.0	16.7	17.3

Tabla 4.1.2-1 Temperatura Media Anual

Se tomó en cuenta los datos de la Estación Meteorológica de Soledad de Doblado con No. 30163 ya que se encuentra cerca del área del proyecto, los cuales arrojaron datos significativos presentados en las siguientes tablas:

Temperatura Maxima (C°).		
Mes	**Min**	**Max**
Ene	14.0	48.0
Feb	13.0	47.0
Mar	14.7	45.0
Abr	19.1	48.0
May	18.5	46.0
Jun	20.6	48.0
Jul	20.0	42.8
Ago	20.0	45.0
Sep	21.0	41.0
Oct	21.0	46.0
Nov	18.5	42.0
Dic	14.0	45.0
Total general	**13.0**	**48.0**

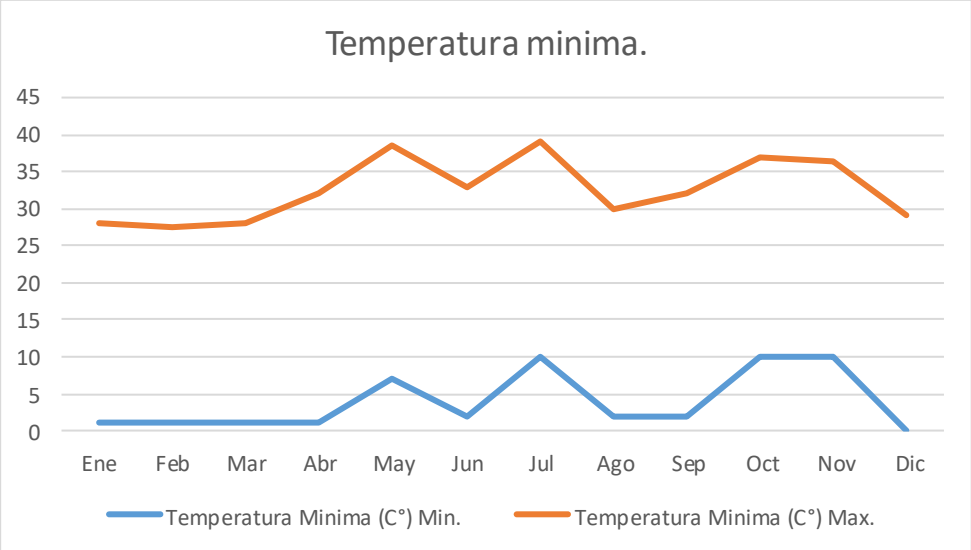
Tabla 4.1.2-2 Temperatura máxima reportada para el municipio de Soledad de Doblado. Datos obtenidos de la Estación Meteorológica de la CONAGUA No.30163.



Gráfica 4-1 Temperatura máxima de Soledad de Doblado, lugar más cercano al SA. Datos obtenidos de la Estación Meteorológica de la CONAGUA No.30163.

Temperatura Minima (C°)		
Mes	**Min.**	**Max.**
Ene	1.0	27.0
Feb	1.0	26.5
Mar	1.0	27.0
Abr	1.0	31.0
May	7.0	31.5
Jun	2.0	31.0
Jul	10.0	29.0
Ago	2.0	28.0
Sep	2.0	30.0
Oct	10.0	27.0
Nov	10.0	26.5
Dic	0.0	29.0
Total general	**0.0**	**31.5**

Tabla 4.1.2-3 Temperatura mínima reportada para el municipio de Soledad de Doblado. Datos obtenidos de la Estación Meteorológica de la CONAGUA No.30163.



Gráfica 4-2 Temperatura mínima de Soledad de Doblado, lugar más cercano al SA. Datos obtenidos de la Estación Meteorológica de la CONAGUA No.30163.

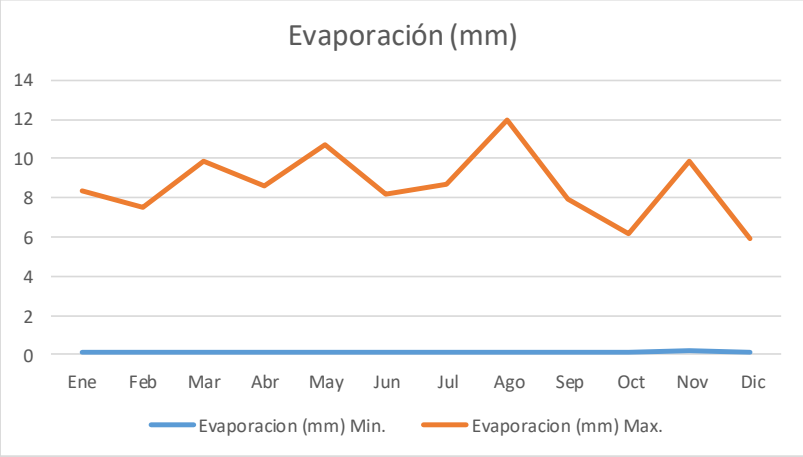
4.1.3. Humedad.

De acuerdo con el Atlas climático de Veracruz, para la zona en estudio se reporta una evaporación anual de 1,500 mm, así como un 30 % de días despejados y una radiación global 4.5 Kwh/m^2/día.

Se obtuvieron datos significativos sobre la evaporación, de la región de Soledad de Doblado, el cual es el municipio más cercano al área del proyecto y cuenta con una estación meteorológica de la CONAGUA con No. 30163, los cuales se indican en la siguiente tabla:

Evaporacion (mm)		
Mes	**Min.**	**Max.**
Ene	0.1	8.3
Feb	0.1	7.4
Mar	0.1	9.8
Abr	0.1	8.5
May	0.1	10.6
Jun	0.1	8.1
Jul	0.1	8.6
Ago	0.1	11.9
Sep	0.1	7.8
Oct	0.1	6.1
Nov	0.2	9.7
Dic	0.1	5.8
Total general	**0.1**	**11.9**

Tabla 4.1.3-1 Evaporación reportada para el municipio de Soledad de Doblado. Datos obtenidos de la Estación Meteorológica de la CONAGUA No.30163



Gráfica 4-3 Evaporación (mm) de Soledad de Doblado, lugar más cercano al SA. Datos obtenidos de la Estación Meteorológica de la CONAGUA No.30163.

4.1.4. Vientos.

De acuerdo la Comisión del Agua Del Estado de Veracruz, (2019) el sistema de vientos dominantes en la región presenta dos patrones distintos, los cuales corresponden a la época de calentamiento y a la de enfriamiento. En la época caliente, los vientos del Noreste y los del Este son dominantes. Ese sistema es notorio después de la primera época de calentamiento, es decir a partir de abril. El sistema de vientos de invierno se deja de sentir desde el primer periodo de enfriamiento a partir de octubre con los vientos del Norte como dominantes, la cual se presenta en octubre y se extiende hasta mayo del siguiente año.

4.1.5. Hidrología.

El área del proyecto se encuentra dentro de la Región Hidrológica RH28 conocida como cuenca del Rio Papaloapan.
Esta región comprende 432 municipios y está ubicada en el sureste del país abarcando 3 estados (parte norte de Oaxaca, parte sur de Puebla y parte centro de Veracruz). Esta región se compone de 12 cuencas hidrológicas y tiene una superficie de 46 517.40 km2. Cuenta con tierras fértiles y un clima cálido-húmedo, factores propicios para el desarrollo de la agricultura, ganadería, pesca y la industria azucarera.

Esta región está limitada al:

- Norte, con la Región Hidrológica número 18 Balsas, la cuenca hidrológica del rio Jamapa-Cotaxtla del estado de Veracruz y el Golfo de México.
- Sur, con la cuenca Hidrológica de Tehuantepec.
- Este, con la Región Hidrológica número 29 Coatzacoalcos.
- Oeste, con la Región Hidrológica número 20 Costa Chica de Guerrero.

El sistema fluvial del Papaloapan es el de mayor importancia en el país, después del sistema Grijalva-Usumacinta, abarca aproximadamente 47,448 km2 de superficie correspondiendo 52% a Oaxaca, 38% a Veracruz y 12% a Puebla, cuenta

con 15 sistemas hidrográficos que por, su caudal ocupa el segundo lugar en el país con 47 millones de mm3 de escurrimiento medio anual que son vertidos en la laguna de Alvarado.

El principal afluente de este rio son: El Blanco, Tonto, Santo Domingo, Usila, Valle Nacional, Obispo, Tesechoacán y San Juan. De los afluentes antes mencionados, el Rio Blanco tiene una particular importancia por los desarrollos industriales y urbanos que se han asentado en sus márgenes y por la grave alteración ambiental que padece. Este rio descarga sus aguas en la laguna de Alvarado uniéndose en este punto con el rio Papaloapan. La marea más común registrada en la zona es de tipo mixta diurna, esto es, durante lapsos que varían entre los seis y doce días, se presenta un pleamar y bajamar por día, para después cambiar a dos pleamares y dos bajamares diarios durante periodos que fluctúan entre los dos y siete días, oscilando la amplitud de esta entre los 39 y 52 centímetros, dependiendo de la época del año.

Cuenca del Rio Jamapa

De manera más específica, tenemos que el área del proyecto se encuentra inmerso en la cuenca del rio Jamapa.

Tiene un área aproximada de 3,912 km2, distribuida totalmente dentro del estado de Veracruz. El Rio Jamapa lo forman dos corrientes muy importantes, que en su confluencia se conocen con los nombres de Rio Cotaxtla y Jamapa.

El colector de afluentes, después de la aportación del arroyo Ixcualco, pasa por Medellín de Bravo, Veracruz, 5 km aguas abajo descarga en el rio Cotaxtla, conservando su nombre. A partir de esta confluencia, el rio Jamapa fluye con rumbo hacia el norte en terrenos planos cultivados; forma meandros y se desvía hacia el oriente adonde fluye por la margen izquierda y derecha el rio Moreno y la Laguna Mandinga Grande, respectivamente; finalmente desemboca en el Golfo de México en la población de Boca del Rio, Veracruz. Entre las cuencas de los ríos Jamapa y Papaloapan se sitúa una pequeña cuenca de 62 km2 sin nombre, en el que confluyen algunas corrientes costeras de relativa importancia hidrográfica.

En la parte alta de Veracruz este sujeto a las corrientes permanentes del Golfo de México, las cuales provienen del mar de las Antillas y recorren la costa en la dirección Norte hacia la península de Florida. Esta corriente es normalmente de baja velocidad (entre 0.5 y 1.5 nudos) se hace perceptible a una distancia de 1 a 2 kilómetros de la costa.

La zona posee dos áreas básicas: un cordón litoral, donde se encuentran extensos campos de dunas, y una serie de planicies inundables y lomeríos, que corresponden a deltas antiguos.

4.1.6. Hidrología subterránea.

Las áreas en donde se encuentran localizado los pozos están al margen del acuífero Costera de Veracruz, designado con la clave 3006 del Sistema de Información Geográfica para el Manejo de Aguas Subterráneas (SIGMAS) de la CONAGUA, se localiza en la porción central del estado de Veracruz, entre los paralelos 19°03´y

19°29´de latitud norte y los meridianos 96° 05´ y 97° 14´ longitud oeste, abarcando una superficie aproximada de 3,059 km2.

Limita al norte con los acuíferos Jalapa-Coatepec y Valle de Actopan; al sur con el acuífero Cotaxtla; al noreste con Perote-Zalayeta y al oeste con Libres-oriental, los tres primeros pertenecientes al Estado de Veracruz y el ultimo al Estado de Puebla. Su límite natural es el Golfo de México.

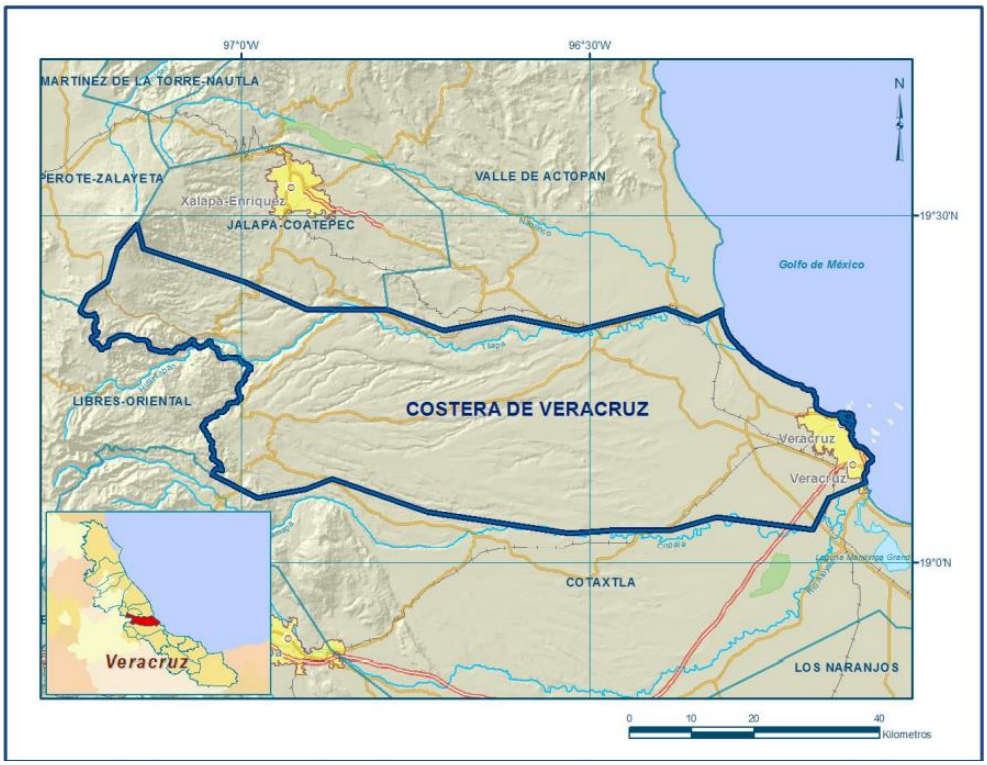


Figura 4.1.6-1 Acuífero costero de Veracruz, el más cerca del Sistema Ambiental. Imagen obtenida del documento "Actualización de la disponibilidad media anual de agua en el acuífero Costera de Veracruz (3006).

Geopolíticamente la superficie del acuífero comprende totalmente los municipios Ixhuacán de Los Reyes, Cosautlán de Carbajal, Tlaltetela, Comapa, Tlacotepec de Mejía, Totutla, Suchiapa, Tenampa, Paso de Ovejas y Veracruz; casi la totalidad de

Huatusco; Ayahualco, Teocelo, Jalcomulco, Apazapán, Puente Nacional, La Antigua, Boca del Rio, Manlio Fabio Altamirano y Soledad De Doblado; así como pequeñas superficies de los, municipios Xico, Medellin y Zentla.

El acuífero Costera de Veracruz, es de tipo libre, heterogéneo y anisotrópico, tanto en sentido horizontal como vertical, constituido, en su porción superior, por sedimentos aluviales, fluviales, eólicos, areniscas y conglomerados, depositados tanto en los subálveos de las corrientes fluviales, eólicos, areniscas y conglomerados, depositados tanto en los subálveos de las corrientes fluviales como en la planicie costera y pie de montes. La porción del acuífero está conformada por rocas volcánicas y calizas, que presentan permeabilidad secundaria por fracturamiento y disolución en el caso de las calizas.

Debido a la alternancia de secuencias arcillo-calcáreas es posible inferir la presencia de horizontes semiconformados. Las rocas calizas pueden presentar también condiciones de semiconfinamiento, sus áreas de recarga se localizan en las sierras limítrofes del valle, cuyo potencial no ha sido explorado aun en la región y puede localizarse a grandes profundidades en la planicie costera. La descarga del acuífero ocurre hacia la zona lagunar y costera.

El acuífero Costero de Veracruz, clave 3006. Recibe una recarga por flujo horizontal proveniente desde el oeste, a través de un medio granular que favorece un flujo regional al oriente y descarga hacia la zona costera. Entre Santa Rita y Vargas se presenta un parteaguas topográfico, definido por la curva de elevación de 20 metros sobre el nivel del mar, que provoca que una parte del flujo subterráneo se dirija a la zona costera y otra, tierra adentro hacia la Localidad de Puente Jula.

Se tienen registrado, de acuerdo con el Registro Público de Derecho de Agua, un total de 1,875 obras que aprovechan el agua subterránea: 496 pozos y 1,379 norias, de las cuales 239 se utilizan en la agricultura. 1,450 para uso público-urbano, 23 para uso doméstico, 70 para servicios, 49 para uso industrial y 44 para otros usos.

El volumen de extracción anual asciende a 154.1 millones de metros cúbicos, de los cuales 54.2, que representa el 35.2 por ciento, se utiliza en la agricultura; 51.7 millones de metros cúbicos, que corresponden al 33.5 por ciento, para uso público-urbano; 23.4 millones de metros cúbicos, que representan el 15.2 por ciento, para servicios; 17.0 millones de metros cúbicos, que corresponden al 11.0 por ciento, para uso industrial y 7.8 millones de metros cúbicos, que corresponden al 5.1 por ciento, para otros usos.

La Comisión Nacional del Agua, determina que los componentes como; iones principales, temperatura, conductividad eléctrica, potencial hidrogeno, potencial de óxido-reducción, nitratos, dureza total y sólidos totales disueltos, se encuentran dentro de lo establecido por la Norma Oficial Mexicana NOM-127-SSA1-1994 de Salud Ambiental que establece parámetros de sanidad para Agua de uso y consumo humano, en territorio mexicano.

La disponibilidad media anual en el acuífero Costera de Veracruz se registra en una recarga media anual de 293.5 millones de metros cúbicos anuales; una descarga natural comprometida de 102.5 millones de metros cúbicos anuales, que corresponden a la suma del flujo base hacia el Rio la Antigua y la salida por flujo subterráneo y el volumen concesionado e inscrito en el Registro Público de Derechos de Agua al 30 de junio de 2014, de 171.804583 millones de metros cúbicos anuales, resultando una disponibilidad media anual de agua subterránea de 19.195417 millones de metros cúbicos anuales.

CLAVE	ACUIFERO	R	DNCOM	VCAS	VEXT	DAS	DEFICIT
		CIFRAS EN MILLONES DE METROS CÚBICOS ANUALES.					
3006	COSTERA DE VERACRUZ	293.5	102.5	171.804583	154.1	19.195417	0.0000

R: recarga total anual; DNCOM: descarga natural comprometida; VCAS: volumen concesionado/asignado de aguas subterráneas; VEXT: volumen de extracción; DAS: disponibilidad media anual de agua subterránea.

Tabla 4.1.6-1 Acuífero correspondiente al área del proyecto. Elaborada a partir de datos de la CONAGUA del acuífero Costera Veracruz, 2018.

Bloque VC-01, S.A.P.I. de C.V.
AV. Paseo de la Reforma #350, Piso 6B
Colonia Juárez, Delegación Cuauhtémoc, CDMX
C.P. 06600; contacto@bloquevc01.com

4.1.7. Suelos

El suelo constituye la corteza terrestre y está formado por varias capas de material fino, derivado de las rocas y la materia orgánica, capaz de mantener la vegetación. El clima es el factor principal de desarrollo de los diferentes tipos de suelo.
De acuerdo con el Anuario Estadístico Y Geográfico de Veracruz, INEGI, (2017), existen dos tipos principales de suelos en las áreas en donde se encuentran los pozos.

VR-VERTISOL.
El termino Vertisol deriva del vocablo latino “verteré” que significa verter o revolver, haciendo alusión al efecto de batido y mezcla provocado por la presencia de arcillas hinchables. El material original lo constituyen sedimentos con una elevada proporción de arcillas esmectíticas, o productos de alteración de rocas que las generen. Se encuentran en depresión de áreas llanas o suavemente onduladas. El clima suele ser tropical, semiárido a subhúmedo o mediterráneo con estaciones contrastadas en cuanto a humedad. La vegetación climácica suele ser de sabana, o de praderas naturales o con vegetación leñosa. Los Vertisoles se vuelven muy duros en la estación seca y muy plásticos en la húmeda. El labrado es muy difícil excepto en los cortos periodos de transición entre las estaciones. Con un buen manejo, son suelos muy productivos.

PH-PHAEOSEM.
El termino Feozem deriva del vocablo griego “phaios” que significa oscuro y del ruso “zemlja” que significa tierra, haciendo alusión al color oscuro de su horizonte superficial, debido al alto contenido en materia orgánica. El material original lo constituye un amplio rango de materiales no consolidados; destacan los depósitos glaciares el loess con predominio de los de carácter básico. Se asocian a regiones con un clima suficientemente húmedo para que exista lavado, pero con una estación seca; el clima puede ir de cálido a frío y van de la zona templada a las tierras altas tropicales. El relieve es llano o suavemente ondulado y la vegetación de matorral tipo estepa o de bosque. Los feosems vírgenes soportan una vegetación de matorral

o bosque, si bien son muy pocos. Sin suelos fértiles y soportan una gran variedad de cultivos de secano y regadío, así como pastizales. Sus principales limitaciones son las inundaciones y la erosión.

4.2. Medio biótico.

4.2.1. Vegetación.

Debidos a su ubicación las áreas en las que se encuentran los pozos presentan modificaciones características de un suelo mayormente destinado a satisfacer necesidades agrícolas, ganadera, habitacionales e industriales. El impacto de la ganadería en estas zonas es muy notorio, ya que han transcurrido varios cientos de años desde que fue utilizada para dicho fin, el área de los pozos presenta una vegetación secundaria, incluso cuaternaria, principalmente de pasto inducido y características propias de selva baja caducifolia, posiblemente se encuentre en un proceso de desertificación.

La historia de la ganadería en México comienza con la introducción por parte de los españoles del ganado bovino alrededor del año 1524. Las condiciones naturales favorables que ofrecía el territorio hicieron que estos animales se multiplicaran extraordinariamente en los campos de la Nueva España volviéndose poco a poco en los animales más útiles del continente. La ganadería se desenvolvió inicialmente en las costas orientales de la Nueva España, particularmente en la de Veracruz (Alvarado, Coatzacoalcos y Panuco). Saucedo M. (1984).

Las áreas en las que se encuentran los pozos fueron ubicadas en imágenes satelitales y cartografía temática, con la finalidad de delimitar y clasificar el área de estudio e identificar las diferentes zonas de vegetación, con apoyo de las Cartas Temáticas de uso de Suelo y Vegetación de INEGI integradas en el Anuario Estadístico y Geográfico de Veracruz de Ignacio de la Llave.

4.2.2. Fauna.

En el municipio de Veracruz existe registro de una gran variedad de animales silvestres sin embargo el deterioro de las condiciones ambientales naturales como la reducción de vegetación primaria por la proliferación de actividades ganaderas, agrícolas, industriales, fraccionamientos habitacionales, la merma de la fauna característica de la región es una constante, sin mencionar prácticas como la cacería y el tráfico ilegal de especies.

4.2.3. Rutas migratorias y sitios de anidación.

Veracruz es un estado considerado como uno de los corredores de aves migratorias más importantes del mundo, de acuerdo con R. Inzunza (2006) menciona en una publicación titulada “La Migración de Aves” que a diversidad de hábitats que posee el estado de Veracruz juegan un papel central. La flora y el tipo de vegetación del centro de Veracruz han sido sujetos a estudios detallados. Lo cuales es de gran importancia para las aves migratorias neotropicales. En la región se han registrado 239 especies migratorias, que representan más de los dos tercios del total de las aves migratorias conocidas en el hemisferio. Se calcula que, durante el otoño, alrededor de cinco millones de aves arriban a la entidad en un recorrido del hemisferio norte al Sur, y una vez que el frio llega a su fin, vuelan hacia los sitios de reproducción en el norte del continente americano. Se ha reportado que aproximadamente el 98% de estos migrantes pertenecen solo a cuatro especies: el aguililla gris (Buteo plagiatus), aguililla cola roja (Buteo jamaicensis), zopilote aura (Cathartes aura) y gavilán rastrero (Circus hudsonius).Si bien es cierto que estas cuatro especies tienen ocurrencia en el Sistema Ambiental, las características actuales del área ya se han visto mermadas con el desarrollo de actividades agropecuarias, **por lo tanto, este espacio no ofrece a dichas especies una opción viable como sitio de anidación recurrente, prestando únicamente un servicio ocasional de percha o alimentación.**

4.3. Aspectos socioeconómicos.

La zona de influencia directa se delimitó tomando como criterio la cercanía de algunas localidades a la ruta de acceso propuesta por la Promovente hacia la zona Oeste y Sur del polígono del proyecto, las cuales se verán impactadas principalmente por las expectativas de la generación de empleos y las actividades que derivan del aumento en la intensidad del tránsito de maquinaria pesada, camiones de carga y equipos con exceso de dimensiones.

El censo de las viviendas ubicadas en el área núcleo, y para el área de influencia directa se realizó un muestreo de forma aleatoria, abarcando individuos de todas las localidades implicadas en esta área. Los resultados se utilizaron para la descripción de los rasgos socioeconómicos, sociodemográficos y socioculturales.
En la Tabla 4.3-1 Se muestran los resultados de los rasgos sociodemográficos y socioeconómicos de las localidades implicadas en el Área Núcleo.

Población	Área núcleo
Generales	
No de viviendas	1860
No de personas	6482
0-14 años	1679
15-64 años	4099
65 y más años	704
Salud	
Población sin derechohabiencia	2388
Aspectos económicos	
Población económicamente activa	2299
Población económicamente no activa	2813

Población femenina económicamente activa	2113
Población femenina económicamente no activa	186

Tabla 4.3-1 Resultados de los rasgos sociodemográficos y socioeconómicos de las localidades implicadas en el Área Núcleo

4.4. Diagnóstico.

El Área de Influencia presenta muchas alteraciones en su ecosistema, una de las principales causas de esta alteración es la actividad ganadera, actividad que tiene una gran historia en el estado de Veracruz tomando en cuenta que es el lugar en que comienza la historia de la ganadería en México con la introducción por parte de los españoles del ganado bovino alrededor del año 1524. La condición de los ecosistemas después de la conquista favoreció la actividad ganadera, derivado de la caída demográfica de los indígenas y la migración de la población indígena restante, hicieron que estos animales se multiplicaran y extrapolaran su número de manera rápida, volviéndose una especie demasiado útil para el continente.

El ecosistema del Área de Influencia que prevalecía antes de la llegada de la ganadería era un Bosque Tropical Perennifolio el cual se extendía por toda la planicie costera del estado. Actualmente se encuentra muy fragmentado o casi ha desaparecido, en los sitios con terrenos más altos, los cuales no sobrepasan los 300 msnm, se logra notar algunas manchas de lo que fue anteriormente.

Las consecuencias de la sobreexplotación de los recursos tanto por la ganadería y la agricultura, actividades primarias de la gente en la zona, llevaría a un proceso de desertificación, proceso que no tiene regresión y que muestra características de este proceso en el Sistema Ambiental. Es por eso por lo que no existe algún tipo de fauna o flora de gran importancia o que se encuentre bajo alguna normativa, ya que

por el gran impacto que tuvo el lugar durante mucho tiempo con las actividades de agricultura y ganadería estas especies de importancia fueron desapareciendo paulatinamente, habiendo favorecido solo a algunas especies resistentes a este tipo de cambios.

Dicho esto, se considera que el medio ambiente se encuentra altamente impactado, por lo cual las obras de este proyecto no influirán ni cambiarán en gran medida las condiciones ambientales en el Área de Influencia correspondiente al Área Contractual VC-01.

5. PREMISAS, CONSIDERACIONES Y CRITERIOS APLICADOS PARA LA SELECCIÓN Y APLICACIÓN DE LAS METODOLOGÍAS EN EL ANÁLISIS DE RIESGO DE PROCESO INTEGRAL

De acuerdo con las premisas, consideraciones y criterios referidos en el *PROCEDIMIENTO DE IDENTIFICACION DE PELIGROS, ANALISIS Y EVALUACION DE RIESGOS P-3.2-VC01-01 del Bloque VC-01*, que considera elaborar Análisis de Riesgo de Proceso Integral para la intervención 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 ERA/ARP fueron con base a las establecidas el punto 5.2.1. Planeación y equipo organizacional.

Procesos	Metodologías a utilizar								
	Lista de verificación	What if? / ¿Qué pasa si?	¿Qué pasa si?/Lista de Verificación	FMEA	HAZOP	Matriz de riesgos	AAE	AAF	AC
Investigación y desarrollo		*	*			*			
Diseño conceptual	*	*	*			*			
Ingeniería de detalle	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Construcción y arranque	*	*	*			*			
Operación rutinaria	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Desmantelamiento	*	*	*			*			

Fuente: Procedimiento de identificación de peligros, análisis y evaluación de riesgos P-3.2-VC01-01.

5.1. Durante el Análisis Preliminar de Riesgos

Para el Análisis Preliminar de Riesgos, la metodología seleccionada por el Grupo Organizacional fue la aplicación de una Lista de Verificación.

Deben ser elaboradas a partir de códigos, regulaciones y estándares aplicables y deben ser aprobadas antes de ser aplicadas. El alcance debe cubrir Factores Humanos, Sistemas e Instalaciones. Deben ser tan extensas como sea necesario para satisfacer la situación específica que se analiza, debe ser aplicada de forma

que permita identificar y evaluar los problemas que requieren mayor atención. Los resultados deben contener una lista de recomendaciones (alternativas) de mejoras de la seguridad (reducción del riesgo) a ser consideradas.

5.2. Durante el Análisis de Riesgos Cualitativo

Para esta etapa se seleccionó la metodología *¿Qué pasa si…?* Esta metodología debe involucrar el análisis de las desviaciones posibles del diseño, construcción, modificación u operación, así como cualquier preocupación acerca de la seguridad del proceso. Debe promover la lluvia de ideas acerca de escenarios hipotéticos con el potencial de causar consecuencias de interés (eventos no deseados con impactos negativos).Debe ser aplicada con el apoyo de un grupo multidisciplinario de la instalación. El resultado debe ser una lista en forma de tabla de las situaciones peligrosas, sus consecuencias, salvaguardas y opciones posibles para la prevención y/o mitigación de consecuencias.

5.3. Durante el Análisis de Riesgos Cuantitativo

Para el desarrollo del Análisis de Riesgo Cuantitativo, se seleccionó la metodología Análisis de Consecuencias de fuego, explosión y toxicidad, utilizando el Software Process Hazard Analysis Software Tool (PHAST versión 7.2).

La metodología Análisis de Consecuencias tiene como propósito simular los escenarios de riesgo para evaluar cualitativamente los impactos y efectos indeseables de los eventos o escenarios de riesgo definidos (fuego, explosiones, nubes tóxicas), derivados de la carencia o pérdida de controles de ingeniería o administrativos.

Esta metodología nos muestra claramente apoyada con imágenes, planos y gráficas las áreas de afectación en caso de ocurrencia de fugas, derrames, incendios y explosiones de sustancias peligrosas para determinar los posibles daños sobre el personal, la población, el medio ambiente y el negocio (instalaciones y producción). Por lo tanto, se considera idóneo para desarrollar como parte del Análisis Cuantitativo del Análisis de Riesgo Integral de un pozo cerrado a intervenir.

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

6.1. Análisis Lista 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.

6.2. Análisis ¿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.

El concepto del Análisis *¿Qué pasa si…?* anima al grupo de evaluación de riesgos a pensar en preguntas que empiecen con “¿Qué pasa sí?”. Cualquier proceso puede ser manifestado, aun si no es parafraseado como pregunta. Por ejemplo:

- ¿Qué pasa si la bomba A detiene su funcionamiento durante el arranque?
- ¿Qué pasa si 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.

Para evaluar/estimar las frecuencias y consecuencias de los escenarios por daños al personal, población, impacto ambiental, pérdida o diferimiento de la producción y daños a las instalaciones se utilizaron la Tabla 6.2-1: *Tabla de categoría de frecuencia* y Tabla 6.2-2: *Tabla de categoría para evaluar las consecuencias de los escenarios por daños al personal, efectos a la población, impacto ambiental, perdida o diferimiento de producción*.

Tabla 6.2-1. Categorías de Frecuencia

Clasificación	Categoría	Descripción de la Frecuencia de Ocurrencia	Frecuencia / año
F6	Muy Frecuente	Puede ocurrir una o más veces en un año	≥ 1.0 ($\geq 1x10^{0}$)
F5	Frecuente	Puede ocurrir una o más veces en un periodo mayor a 1 año y hasta 5 años	≥0.2 a <1.0 ($\geq 2x10^{-1}$ a $<1x10^{0}$)
F4	Poco Frecuente	Puede ocurrir una o más veces en un periodo mayor a 5 años y hasta 10 años	≥0.1 a <0.2 ($\geq 1x10^{-1}$ a $<2x10^{-1}$)
F3	Raro	Puede ocurrir una o más veces en un periodo mayor a 10 años	≥0.01 a <0.1 ($\geq 1x10^{-2}$ a $<1x10^{-1}$)
F2	Muy Raro	Puede ocurrir solamente una vez en la vida útil de la Instalación	≥0.001 a <0.01 ($\geq 1x10^{-3}$ a $<1x10^{-2}$)
F1	Extremadamente Raro	Es posible que ocurra, pero a la fecha no existe ningún registro	≥0.0001 a <0.001 ($\geq 1x10^{-4}$ a $<1x10^{-3}$)

Tabla 6.2-2 Categorías de Consecuencias

Categoría de Consecuencia (Impacto)	Daños al Personal	Efecto en la Población	Impacto Ambiental	Pérdida o Diferimiento de Producción [USD][1]	Daños a la Instalación [USD]
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 derrame con efectos fuera de los límites de la instalación. El control implica acciones mayores a 1 semana.	> 900,000.00	> 500´000,000.00
5 (Mayor)	Lesiones o daños físicos que puedan generar más de 2 a 10 fatalidades	Lesiones o daños físicos que pueden generar de 6 a 30 fatalidades.	Se presentan fuga y/o derrames con efectos fuera de los límites de la instalación. El control implica acciones de 1 día hasta 1 semana.	>90,000.00 a 900,000.00	>50´000,000.00 a 500´000,000.00
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 presenta fugas y/o derrame con efectos fuera de los límites de la instalación. El control implica acciones en hasta 24 hrs.	>9,000.00 a 90,000.00	>5´000,000.00 a 50´000,000.00
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 limites de la instalación y/o derecho de vía se requieren acciones de evacuación y existe la posibilidad de lesiones o daños físicos.	se presenta fugas y/o derrames evidentes al interior de las instalaciones. El control implica acciones que lleven hasta 1 hora.	>900.00 a 9,000.00	>500,000.00 a 5´000,000.00
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 limites 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 inmediato.	>90.00 a 900.00	>50´000.00 a 500,000.00
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 limites establecidos.	<90.00	<50,000.00

6.2.1. Jerarquización de riesgos

La jerarquización de riesgos para la **Exploración del Pozo B0 DELIMITADOR**, se realizará por medio de la **matriz de riesgos**, la cual es una técnica que permite clasificar por su Magnitud de Riesgo, los escenarios identificados.

Por medio de los factores de frecuencia y consecuencia estimados para cada escenario se puede obtener su nivel de riesgo y su ubicación dentro de cuatro zonas en las que se ha dividido la matriz:

Riesgo No Tolerable (Tipo A):

El riesgo requiere se implementen acciones inmediatas temporales y permanentes. En caso de identificar un **Riesgo Tipo "A"**, se debe emplazar a la instalación o equipo por un período de **7 días naturales**, para lo cual la MACT debe presentar al área de Seguridad Industrial correspondiente su Programa de Acciones Correctivas y Preventivas temporales y permanentes para la reducción de riesgos a Tipo "C".

La conclusión de las acciones correctivas y preventivas **"Temporales"** no deben ser mayores a **30 días naturales** y 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 PACP (Programa de Acciones Correctivas y Preventivas) **"Permanente"** lo justifique y esté autorizado por la MACT responsable de la instalación.

Riesgo Indeseable (Tipo B):

El riesgo requiere que se implementen acciones inmediatas permanentes. En caso de identificar un **Riesgo Tipo "B"**, se debe emplazar a la instalación o equipo por un período de **15 días naturales** para que la MACT presente al área de Seguridad Industrial su Programa de Acciones Correctivas y Preventivas **"Permanentes"** para la reducción de los riesgos a Tipo "C" o "D".

La conclusión de las Acciones Correctivas y Preventivas permanentes no debe será mayores a **180 días naturales** después de entregar el programa de acciones. Si la solución requiere 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 PACP **"Permanente"**. **La atención de estos riesgos no se determina en función de una Análisis Costo Beneficio.**

Riesgo Aceptable con Controles (Tipo C):

El riesgo es significativo, pero se puede 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 prioridad de su atención para reducirlos a riesgos Tipo "D", debe estar en función de una 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.

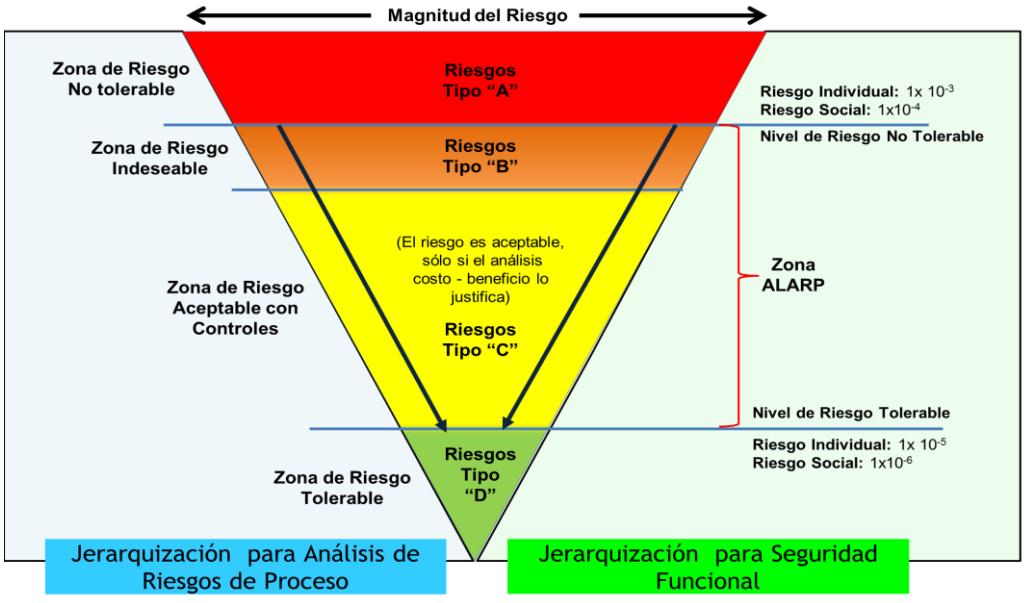


Figura 6.2.1-1 Principio de Jerarquización del Riesgo

Las matrices de riesgos son gráficas en dos dimensiones en cuyos ejes se presenta la categoría de frecuencia de ocurrencia y la categoría de severidad de las consecuencias sobre él personal, la población, el medio ambiente, el negocio, bienes de terceros y bienes de la nación. Esas matrices están divididas en regiones que representan los riesgos tolerables, aceptables con controles, indeseables y no tolerables.

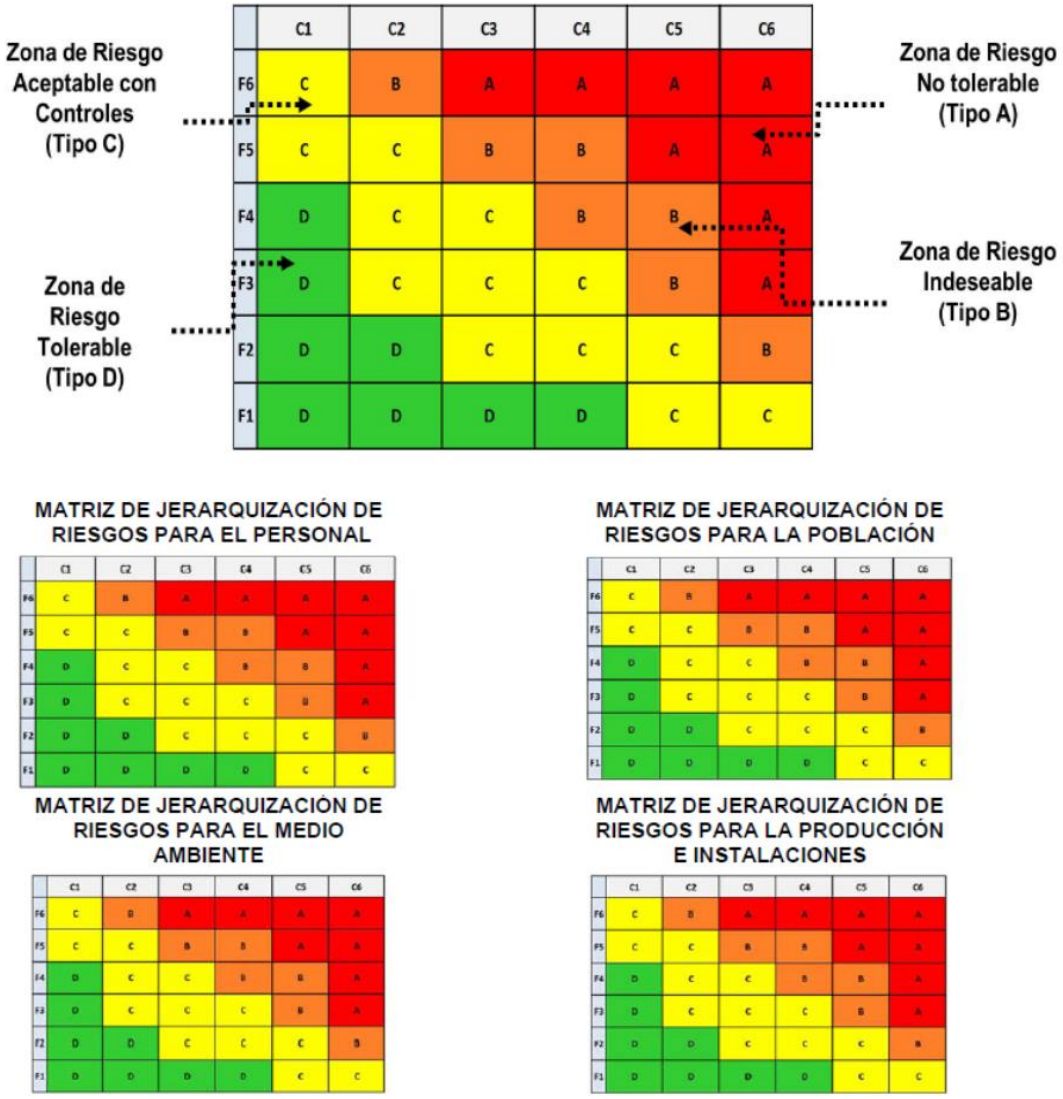


Figura 6.2.1-2 Matrices de Riesgo para la jerarquización de los riesgos.

6.2.2. Magnitud de Riesgos

El líder y los integrantes del **GM** realizarán el cálculo de la magnitud del riesgo (**MR**) de todos los escenarios identificados en el análisis de riesgo cualitativo, para realizar el cálculo se efectuará en base a la formula mencionada en la sección 9.10 de 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** versión primera de mayo del 2015 y serán clasificados conforme a la **Tabla 6.2.1-1.**

Cálculo de la Magnitud de Riesgo (MR)

Para esta guía operativa se entenderá como Magnitud de Riesgo (MR) al producto de la Frecuencia (F) por la Consecuencia (C) y se expresa para facilitar su cálculo de la siguiente manera:

$$\mathbf{MR = F \times C} \qquad \text{Formula 6 -1}$$

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

$$\mathbf{MR = F \times C_{pe} + F \times C_{po} + F \times C_{ma} + F \times C_{pr}} \qquad \text{Formula 6-2}$$

Donde:

(C_{pe}, C_{po}, C_{ma}, C_{pr}) Son los valores absolutos que se asignan a las categorías de la consecuencia al personal, a la población, al impacto ambiente y al diferimiento de producción/instalación.

(F) Es el valor absoluto de la clasificación de la frecuencia de acuerdo a su categoría.

Los valores que se indican en cada una de las celdas de la figura 6.2.2-1, son los que se deberán utilizar para clasificar los Escenarios de acuerdo a su Magnitud de Riesgo (MR) en base a los resultados obtenidos al utilizar la Formula 6-2.

		CONSECUENCIA					
FRECUENCIA / AÑO	F6	24	48	72	96	120	144
	F5	20	40	60	80	100	120
	F4	16	32	48	64	80	96
	F3	12	24	36	48	60	72
	F2	8	16	24	32	40	48
	F1	4	8	12	16	20	24
		C1	C2	C3	C4	C5	C6

Figura 6.2.2-1 Valores para clasificar los escenarios de acuerdo a su Magnitud de Riesgo (MR)

De acuerdo al valor obtenido de la Magnitud de Riesgo (MR) de cada escenario, se clasificarán en base a los siguientes rangos indicados en la Tabla 6.2.2-1.

Tabla 6.2.2-1 Clasificación de la Magnitud de Riesgo (MR).

Escenarios con Magnitud de Riesgo 1≥MR≤19 Se considerarán Escenarios de Riesgo Tolerable y quedará a consideración del responsable de la Instalación si serán atendidas o consideradas como áreas de oportunidad las recomendaciones emitidas para administrar estos riesgos.	Escenarios con Magnitud de Riesgo 20≥MR≤47 Se considerarán Escenarios de Riesgo Aceptables con Controles y se deberá hacer un Análisis Costo Beneficio para la atención de las recomendaciones emitidas para administrar estos riesgos.	Escenarios con Magnitud de Riesgo 48≥MR≤76 Se considerarán Escenarios de Riesgo Indeseables por lo que se deberán implementar acciones "Permanentes" para atender las recomendaciones emitidas para administrar estos riesgos	Escenarios con Magnitud de Riesgo 77≥MR≤144 Se considerarán Escenarios de Riesgo No tolerables por lo que se deberán implementar acciones "Temporales y Permanentes" para atender las recomendaciones emitidas para administrar estos riesgos

Notas:

1) Para los escenarios que tengan un resultado en su MR de 48, para aquellos valores absolutos de la clasificación de la frecuencia de 3 y 4, serán considerados como riesgos **Aceptables con Controles**.
2) Para los escenarios que el resultado de su MR se encuentre en el rango de **72 ≥ MR ≤ 76** para aquellos valores absolutos de la clasificación de la frecuencia de 3 y 6, serán considerados como riesgos **No Tolerables**.
   Para los escenarios que el resultado de su MR se encuentre en el rango **76 ≥ MR ≤ 80** para aquellos valores absolutos de la clasificación de la frecuencia de 4 y 5, serán considerados como riesgos **Indeseables.**

6.3. Análisis de Consecuencias.

Se entiende por análisis de consecuencias la evaluación cuantitativa de la evolución espacial y temporal de las variables físicas representativas de los fenómenos peligrosos en los que intervienen sustancias peligrosas, y sus posibles efectos sobre las personas, el medio ambiente y los bienes, con el fin de estimar la naturaleza y magnitud del daño.

El Análisis de Consecuencias de incendios, explosiones y nubes tóxicas es una metodología de Análisis de Riesgos que permite estimar la medida de los efectos esperados de la ocurrencia de un evento potencialmente peligroso, para su desarrollo se utiliza el Software PHAST, el cual es un software de análisis de peligros para la industria de procesos para todas las etapas de diseño y operación. Esta herramienta examina el progreso de un posible incidente desde el inicio de la dispersión incluyendo el modelado de la propagación, el charco, la evaporación, y los efectos tóxicos, explosivos e inflamables.

Mediante el Análisis de Consecuencias permite estimar los posibles daños debido a la pérdida de control sobre sustancias peligrosas.

Los diversos tipos de accidentes graves a considerar en las instalaciones en las que haya sustancias peligrosas pueden producir determinados fenómenos peligrosos para las personas, el medio ambiente y los bienes materiales:

- Fenómenos de tipo mecánico: ondas de presión y proyectiles
- Fenómenos de tipo térmico: radiación térmica
- Fenómenos de tipo químico: fugas o derrames incontrolados de sustancias tóxicas o contaminantes.

7. DESARROLLO DE LOS RESULTADOS DE LAS METODOLOGÍAS SELECCIONADAS PARA LA IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS Y EVALUACIÓN DE LOS RIESGOS.

7.1. Durante el Análisis Preliminar de Riesgos

El desarrollo del Análisis Preliminar para el equipo de reparación **VC-02** con capacidad de 900 hp, se realizó utilizando la metodología mencionada en el capítulo 6 del presente documento, donde se incluyó una lista de verificación física de la operación y/o mantenimiento de los sistemas, subsistemas y componentes del equipo, el cual se encuentra actualmente resguardado en los patios de la empresa VC-01.

El equipo no cuenta con estadísticas de falla, por lo que se considera que los sistemas que lo integran se encuentran en condiciones óptimas para su operación.

Considerando que las revisiones documentales que se realizaron al equipo, y apoyados en el procedimiento de RSPA previo al inicio de las actividades de exploración, no se detectaron amenazas que pudieran comprometer las operaciones de exploración para el pozo B0 DELIMITADOR, sin embargo, se establecieron 3 recomendaciones para procurar que el personal involucrado conozca perfectamente los procedimientos de emergencia en caso de presentarse alguna desviación en las actividades en exploración.

Tabla 7.1-1. Recomendaciones derivadas del Análisis Preliminar

Nombre del Estudio:	Análisis Preliminar de Riesgo		**Rev.**	1	**Hoja**	1	**de**	11
Organismo / CT / Planta o Área de Proceso	Pozos Asignación VC-01 B0 DEL / equipo VC-02 con capacidad de 900 Hp.	**Equipo Multidisciplinario**	**GBNC, EAN,EILL, JRD, VMVR, ASF, AOB, LXCR**		**Fecha:**	17-sep-19		

N°	**Recomendación**	**Sistemas**	**MR**
1	El equipo de perforación VC-02 debe contar con su ERA/ARP antes del inicio de actividades.	Sistemas de izaje, de bombeo, de control superficial, fluido de control y generación de potencia.	**40**
2	Asegurar el cumplimiento del programa de simulacros en base al PRE del equipo de perforación	Sistemas de izaje, de bombeo, de control superficial, fluido de control y generación de potencia.	**35**
3	Difundir el PRE al personal involucrado en las actividades del equipo de perforación.	Sistemas de izaje, de bombeo, de control superficial, fluido de control y generación de potencia.	**40**

7.2. Durante el Análisis de Riesgos Cualitativo.

El análisis de riesgo cualitativo se desarrolló durante el periodo de septiembre 2019 en la **Sala de Juntas de las oficinas administrativas de VC-01.** Se aplicaron los criterios establecidos por la metodología establecida (*Que pasa sí…?*) con la participación del personal especialista que conformó el GM.

En total se postularon **59 escenarios** de riesgo (Anexo N° 4), los cuales quedaron distribuidos de acuerdo con las actividades programadas para la reparación de la siguiente manera:

Tabla 7.2-1. Escenarios identificados en el Análisis Cualitativo

Etapa	N° Escenarios
Nodo 1.- Primera etapa de perforación	14
Nodo 2- Segunda etapa de perforación	23
Nodo 3.- Tercera etapa de perforación	16
Nodo 4.- Terminación del Pozo	6
Total	**59**

Los escenarios anteriormente descritos son las desviaciones que pudieran presentarse durante las actividades de exploración, indicadas en la ingeniería de detalle del pozo B0 DELIMITADOR. Para cada una de estas desviaciones se identificaron las diferentes causas que pudieran ocasionarlas tomando en consideración los aspectos humanos, de equipos y/o agentes externos, así como también las consecuencias que ocasionarían si estas se presentaran

Es importante mencionar que **no existen asentamientos humanos en las cercanías del pozo B0 DELIMITADOR, por lo tanto, las consecuencias evaluadas en el ámbito de población son de bajo impacto, es decir, con calificación mínima, al no existir posibles receptores que pudieran resultar afectados por alguna fuga de hidrocarburo.**

De manera similar, en el aspecto ambiental, no se consideraron calificaciones altas en las consecuencias resultantes de los escenarios identificados, debido a las condiciones operativas del proceso, a los volúmenes esperados de gas y aceite de manera respectiva indicados en el programa de reparación, y a las protecciones existentes del equipo.

Las consecuencias más graves que se evaluaron durante la etapa cualitativa son relacionadas con los costos por paro de equipo (consecuencias en la producción).

También se hace mención que al no contar con un registro estadístico de un descontrol de pozo, por lo tanto, el GM consideró la ocurrencia de un evento de este tipo con una mínima probabilidad de ocurrencia, razón por la cual en la **evaluación de los riesgos inherentes** (en los cuales no se considera la existencia de protecciones y salvaguardas) no se identificaron escenarios de Riesgo No Tolerable “A” y Riesgo Indeseable “B” respectivamente.

Cabe hacer mención, que debido a las condiciones operativas y los pronósticos de producción esperados, este evento de descontrol considerado como ***peor caso más creíble*** tiene unas consecuencias de bajo impacto para el personal, población, medio ambiente y producción.

8. RELACIÓN DE TODOS LOS ESCENARIOS DE RIESGO IDENTIFICADOS EN EL ANÁLISIS DE RIESGO CUALITATIVO DE ACUERDO A SU MAGNITUD DE RIESGO.

Tabla 8-1 Relación de escenarios de riesgos.

Nombre del Estudio:		Análisis de Riesgos Cualitativo		**Rev.**	0	**Hoja:**	1	**De:**	1
Organismo / Centro de Trabajo / Planta o Área de Proceso		Pozo B0 DEL		**GM**	**GBNC, EAN,EILL, JRD, VMVR, ASF, AOB, LXCR**			**Fecha:**	23-sep-19
Escenario	**Nodo**	**Desviación**	**Causa**		**Consecuencias**				**MR**
3.1.7	Tercera etapa de perforación 6 1/8"Ø/ Tubbingless de 3 1/2"Ø/ Perforación	Se presenta un brote?	Zona de presión anormal no prevista		Presencia de fluidos contaminantes en superficie. Tiempos no productivos e incremento de costos. Descontrol de pozo				**42**
3.1.5	Tercera etapa de perforación 6 1/8"Ø/ Tubbingless de 3 1/2"Ø/ Perforación	Se presenta un brote?	Densidad de lodo inadecuada		Presencia de fluidos contaminantes en superficie. Tiempos no productivos e incremento de costos. Descontrol de pozo				**39**
3.1.6	Tercera etapa de perforación 6 1/8"Ø/ Tubbingless de 3 1/2"Ø/ Perforación	Se presenta un brote?	Llenado inapropiado del pozo durante el viaje		Presencia de fluidos contaminantes en superficie. Tiempos no productivos e incremento de costos. Descontrol de pozo				**39**
1.1.5	Primera etapa de perforación 12 1/4"Ø / Tubería de Revestimiento de 9 5/8"Ø / Perforación	Existe contaminación de mantos acuiferos superficiales?	Tipo de fluido de control inapropiado		Contaminación del manto freatico				**34**
1.1.6	Primera etapa de perforación 12 1/4"Ø / Tubería de Revestimiento de 9 5/8"Ø / Perforación	Existe contaminación de mantos acuiferos superficiales?	Presión subnormal en el manto acuifero		Contaminación del manto freatico				**34**
1.1.7	Primera etapa de perforación 12 1/4"Ø / Tubería de Revestimiento de 9 5/8"Ø / Perforación	Existe contaminación de mantos acuiferos superficiales?	Falla geologica somera		Contaminación del manto freatico				**34**
3.1.8	Tercera etapa de perforación 6 1/8"Ø/ Tubbingless de 3 1/2"Ø/ Perforación	Si se presenta un descontrol de pozo?	Brote no controlado.		Presencia de fluidos contaminantes en superficie. Tiempos no productivos e incremento de costos.				**30**

Nombre del Estudio:	Análisis de Riesgos Cualitativo	**Rev.**	0	**Hoja:**	1	**De:**	1
Organismo / Centro de Trabajo / Planta o Área de Proceso	Pozo B0 DEL	**GM**	**GBNC, EAN,EILL, JRD, VMVR, ASF, AOB, LXCR**			**Fecha:**	23-sep-19

Escenario	Nodo	Desviación	Causa	Consecuencias	MR
3.1.9	Tercera etapa de perforación 6 1/8"Ø/ Tubbingless de 3 1/2"Ø/ Perforación	Si se presenta un descontrol de pozo?	Pérdida de fluido de control	Presencia de fluidos contaminantes en superficie. Tiempos no productivos e incremento de costos.	**30**
3.1.10	Tercera etapa de perforación 6 1/8"Ø/ Tubbingless de 3 1/2"Ø/ Perforación	Se presentan gasificaciones?	Densidad inadecuada del lodo de perforación	Tiempos no productivos, contaminación de fluido	**30**
2.4.2	Segunda Etapa de Perforación 8 1/2"Ø / Tubería de Revestimiento de 7 / Cementación	Se presenta una mala cementación de la TR 9 5/8"?	Falla de accesorios de flotación	Falta de hermeticidad dentro y fuera de la TR, fugas en superficie o en TR anterior	**33**
2.4.4	Segunda Etapa de Perforación 8 1/2"Ø / Tubería de Revestimiento de 7 / Cementación	Se presenta una mala cementación de la TR 9 5/8"?	Falla de Unidad de Alta Presión	Falta de hermeticidad dentro y fuera de la TR, fugas en superficie o en TR anterior	**33**
2.1.7	Segunda etapa de perforación 8 1/2"Ø/ Tubería de Revestimiento de 7"Ø / Perforación	Se presenta un brote?	Zona de presión anormal no prevista	Presencia de fluidos contaminantes en superficie. Tiempos no productivos e incremento de costos. Descontrol de pozo	**30**
2.1.5	Segunda etapa de perforación 8 1/2"Ø/ Tubería de Revestimiento de 7"Ø / Perforación	Se presenta un brote?	Densidad de lodo inadecuada	Presencia de fluidos contaminantes en superficie. Tiempos no productivos e incremento de costos. Descontrol de pozo	**26**
2.1.6	Segunda etapa de perforación 8 1/2"Ø/ Tubería de Revestimiento de 7"Ø / Perforación	Se presenta un brote?	Llenado inapropiado del pozo durante el viaje	Presencia de fluidos contaminantes en superficie. Tiempos no productivos e incremento de costos. Descontrol de pozo	**26**
3.1.1	Tercera etapa de perforación 6 1/8"Ø/ Tubbingless de 3 1/2"Ø/ Perforación	Se presenta un atrapamiento de sarta de perforación?	Geometría tortuosa	Side track, Incremento en tiempos operativos y costo de la intervención	**24**
3.1.2	Tercera etapa de perforación 6 1/8"Ø/ Tubbingless de 3 1/2"Ø/ Perforación	Se presenta un atrapamiento de sarta de perforación?	Hidratación de arcillas	Side track, Incremento en tiempos operativos y costo de la intervención	**24**

Nombre del Estudio:	Análisis de Riesgos Cualitativo	**Rev.**	0	**Hoja:**	1	**De:**	1
Organismo / Centro de Trabajo / Planta o Área de Proceso	Pozo B0 DEL	**GM**	**GBNC, EAN,EILL, JRD, VMVR, ASF, AOB, LXCR**			**Fecha:**	23-sep-19

Escenario	Nodo	Desviación	Causa	Consecuencias	MR
3.1.3	Tercera etapa de perforación 6 1/8"Ø/ Tubbingless de 3 1/2"Ø/ Perforación	Se presenta un atrapamiento de sarta de perforación?	Falta de limpieza del agujero	Side track, Incremento en tiempos operativos y costo de la intervención	**24**
3.1.4	Tercera etapa de perforación 6 1/8"Ø/ Tubbingless de 3 1/2"Ø/ Perforación	Se presenta un atrapamiento de sarta de perforación?	Presión diferencial entre pozo y formación	Side track, Incremento en tiempos operativos y costo de la intervención	**24**
3.2.1	Tercera etapa de perforación 6 1/8"Ø/ Tubbingless de 3 1/2"Ø/ Perforación	Ocurre un atrapamiento de sonda?	Geometría tortuosa	Viaje de reconocimiento de agujero	**24**
3.2.2	Tercera etapa de perforación 6 1/8"Ø/ Tubbingless de 3 1/2"Ø/ Perforación	Ocurre un atrapamiento de sonda?	Pegadura por presión diferencial	Incremento en tiempos no productivos en la operación.	**24**
2.4.1	Segunda Etapa de Perforación 8 1/2"Ø / Tubería de Revestimiento de 7"Ø / Cementación	Se presenta una mala cementación de la TR 9 5/8"?	Densidad de lechada mayor a gradiente de fractura en la zapata	Falta de hermeticidad dentro y fuera de la TR, fugas en superficie o en TR anterior	**22**
2.4.3	Segunda Etapa de Perforación 8 1/2"Ø / Tubería de Revestimiento de 7"Ø / Cementación	Se presenta una mala cementación de la TR 9 5/8"?	Sobre desplazamiento de lechada	Falta de hermeticidad dentro y fuera de la TR, fugas en superficie o en TR anterior	**22**
3.1.12	Tercera etapa de perforación 6 1/8"Ø/ Tubbingless de 3 1/2"Ø/ Perforación	Se presenta una pérdida parcial de lodo?	Densidad del lodo de perforación mayor al gradiente de fractura local	Tiempos no productivos, Perdida de fluido, No llegar a la PT programada	**21**
3.1.10	Tercera etapa de perforación 8 1/2"Ø/ Liner de 7"Ø/ Perforación	Se presentan gasificaciones?	Densidad inadecuada del lodo de perforación	Tiempos no productivos, contaminación de fluido	**20**
2.1.10	Segunda etapa de perforación 8 1/2"Ø/ Tubería de Revestimiento de 7"Ø / Perforación	Se presentan gasificaciones?	Densidad inadecuada del lodo de perforación	Tiempos no productivos, contaminación de fluido	**20**

Nombre del Estudio:		Análisis de Riesgos Cualitativo		**Rev.**	0	**Hoja:**	1	**De:**	1
Organismo / Centro de Trabajo / Planta o Área de Proceso		Pozo B0 DEL		**GM**	**GBNC, EAN,EILL, JRD, VMVR, ASF, AOB, LXCR**			**Fecha:**	23-sep-19
Escenario	**Nodo**	**Desviación**	**Causa**	**Consecuencias**					**MR**
2.1.11	Segunda etapa de perforación 8 1/2"Ø/ Tubería de Revestimiento de 7"Ø / Perforación	Se presentan gasificaciones?	Modelo de geopresiones subestimado	Tiempos no productivos, contaminación de fluido					**20**
1.1.1	Primera etapa de perforación 12 1/4"Ø / Tubería de Revestimiento de 9 5/8"Ø / Perforación	Existe una Inestabilidad en el agujero?	Hidratación de arcillas	Derrumbe Empacamiento Arrastres Tiempos no productivos (Repasar, Circular, etc.)					**14**
1.1.2	Primera etapa de perforación 12 1/4"Ø / Tubería de Revestimiento de 9 5/8"Ø / Perforación	Existe una Inestabilidad en el agujero?	Gasto de Fluido insuficiente	Derrumbe Empacamiento Arrastres Tiempos no productivos (Repasar, Circular, etc.)					**14**
1.1.3	Primera etapa de perforación 12 1/4"Ø / Tubería de Revestimiento de 9 5/8"Ø / Perforación	Existe una Inestabilidad en el agujero?	Densidad inapropiada del fluido de perforación	Derrumbe Empacamiento Arrastres Tiempos no productivos (Repasar, Circular, etc.)					**14**
1.1.4	Primera etapa de perforación 12 1/4"Ø / Tubería de Revestimiento de 9 5/8"Ø / Perforación	Existe una Inestabilidad en el agujero?	Prolongada exposición del agujero	Derrumbe Empacamiento Arrastres Tiempos no productivos (Repasar, Circular, etc.)					**14**
1.2.1	Primera etapa de perforación 12 1/4"Ø / Tubería de Revestimiento de 9 5/8"Ø / Perforación	Se presenta un atrapamiento de la TR durante la introducción?	Hidratación de arcillas	Reducción de la ventana operativa para la siguiente etapa. Tiempos no productivos					**14**
1.2.2	Primera etapa de perforación 12 1/4"Ø / Tubería de Revestimiento de 9 5/8"Ø / Perforación	Se presenta un atrapamiento de la TR durante la introducción?	Derrumbe de agujero	Reducción de la ventana operativa para la siguiente etapa. Tiempos no productivos					**14**

Nombre del Estudio:		Análisis de Riesgos Cualitativo		**Rev.**	0	**Hoja:**	1	**De:**	1
Organismo / Centro de Trabajo / Planta o Área de Proceso		Pozo B0 DEL		**GM**	**GBNC, EAN,EILL, JRD, VMVR, ASF, AOB, LXCR**			**Fecha:**	23-sep-19
Escenario	**Nodo**	**Desviación**	**Causa**		**Consecuencias**				**MR**
1.2.3	Primera etapa de perforación 12 1/4"Ø / Tubería de Revestimiento de 9 5/8"Ø / Perforación	Se presenta un atrapamiento de la TR durante la introducción?	Pegadura por presión diferencial		Reducción de la ventana operativa para la siguiente etapa. Tiempos no productivos				**14**
1.3.1	Primera etapa de perforación 12 1/4"Ø / Tubería de Revestimiento de 9 5/8"Ø / Perforación	Existe una mala cementación en esta primera etapa de perforación?	Densidad de lechada mayor a gradiente de fractura en la zapata		Falta de hermeticidad dentro y fuera de la TR				**14**
1.3.2	Primera etapa de perforación 12 1/4"Ø / Tubería de Revestimiento de 9 5/8"Ø / Perforación	Existe una mala cementación en esta primera etapa de perforación?	Falla de accesorios de flotación		Falta de hermeticidad dentro y fuera de la TR				**14**
1.3.3	Primera etapa de perforación 12 1/4"Ø / Tubería de Revestimiento de 9 5/8"Ø / Perforación	Existe una mala cementación en esta primera etapa de perforación?	Sobre desplazamiento de lechada		Falta de hermeticidad dentro y fuera de la TR				**14**
1.3.4	Primera etapa de perforación 12 1/4"Ø / Tubería de Revestimiento de 9 5/8"Ø / Perforación	Existe una mala cementación en esta primera etapa de perforación?	Falla de Unidad de Alta Presión		Falta de hermeticidad dentro y fuera de la TR				**14**
2.1.1	Segunda etapa de perforación 8 1/2"Ø/ Tubería de Revestimiento de 7"Ø / Perforación	Se presenta un atrapamiento de sarta de perforación?	Geometría tortuosa		Side track, Incremento en tiempos operativos y costo de la intervención				**16**
2.1.2	Segunda etapa de perforación 8 1/2"Ø/ Tubería de Revestimiento de 7"Ø / Perforación	Se presenta un atrapamiento de sarta de perforación?	Hidratación de arcillas		Side track, Incremento en tiempos operativos y costo de la intervención				**16**

Nombre del Estudio:		Análisis de Riesgos Cualitativo		**Rev.**	0	**Hoja:**	1	**De:**	1
Organismo / Centro de Trabajo / Planta o Área de Proceso		Pozo B0 DEL		**GM**	**GBNC, EAN,EILL, JRD, VMVR, ASF, AOB, LXCR**			**Fecha:**	23-sep-19
Escenario	**Nodo**	**Desviación**	**Causa**	**Consecuencias**					**MR**
2.1.3	Segunda etapa de perforación 8 1/2"Ø/ Tubería de Revestimiento de 7"Ø / Perforación	Se presenta un atrapamiento de sarta de perforación?	Falta de limpieza del agujero	Side track, Incremento en tiempos operativos y costo de la intervención					**16**
2.1.4	Segunda etapa de perforación 8 1/2"Ø/ Tubería de Revestimiento de 7"Ø / Perforación	Se presenta un atrapamiento de sarta de perforación?	Presión diferencial entre pozo y formación	Side track, Incremento en tiempos operativos y costo de la intervención					**16**
2.1.8	Segunda etapa de perforación 8 1/2"Ø/ Tubería de Revestimiento de 7"Ø / Perforación	Si se presenta un descontrol de pozo?	Brote no controlado.	Presencia de fluidos contaminantes en superficie. Tiempos no productivos e incremento de costos.					**15**
2.1.9	Segunda etapa de perforación 8 1/2"Ø/ Tubería de Revestimiento de 7"Ø / Perforación	Si se presenta un descontrol de pozo?	Pérdida de fluido de control	Presencia de fluidos contaminantes en superficie. Tiempos no productivos e incremento de costos.					**15**
2.1.12	Segunda etapa de perforación 8 1/2"Ø/ Tubería de Revestimiento de 7"Ø / Perforación	Se presenta una pérdida parcial de lodo?	Densidad del lodo de perforación mayor al gradiente de fractura local	Tiempos no productivos, Perdida de fluido, No llegar a la PT programada					**14**
2.1.13	Segunda etapa de perforación 8 1/2"Ø/ Tubería de Revestimiento de 7"Ø / Perforación	Se presenta una pérdida parcial de lodo?	Presencia de zonas permeables	Tiempos no productivos, Perdida de fluido, No llegar a la PT programada					**14**
2.1.14	Segunda etapa de perforación 8 1/2"Ø/ Tubería de Revestimiento de 7"Ø / Perforación	Se presenta una pérdida parcial de lodo?	Exceder el margen de tolerancia al brote	Tiempos no productivos, Perdida de fluido, No llegar a la PT programada					**14**
2.2.1	Segunda etapa de perforación 8 1/2"Ø/ Tubería de Revestimiento de 7"Ø / Perforación	Ocurre un atrapamiento de sonda?	Geometría tortuosa	Viaje de reconocimiento de agujero					**16**

Nombre del Estudio:		Análisis de Riesgos Cualitativo		**Rev.**	0	**Hoja:**	1	**De:**	1
Organismo / Centro de Trabajo / Planta o Área de Proceso		Pozo B0 DEL		**GM**	**GBNC, EAN,EILL, JRD, VMVR, ASF, AOB, LXCR**			**Fecha:**	23-sep-19
Escenario	**Nodo**	**Desviación**	**Causa**	**Consecuencias**					**MR**
2.2.2	Segunda etapa de perforación 8 1/2"Ø/ Tubería de Revestimiento de 7"Ø / Perforación	Ocurre un atrapamiento de sonda?	Pegadura por presión diferencial	Incremento en tiempos no productivos en la operación.					**16**
2.3.1	Segunda etapa de perforación 8 1/2"Ø/ Tubería de Revestimiento de 7"Ø / Perforación	Ocurre un atrapamiento de TR?	Hidratación de arcillas	Pérdida de pozo, side track, tiempos no productivos					**16**
2.3.2	Segunda etapa de perforación 8 1/2"Ø/ Tubería de Revestimiento de 7"Ø / Perforación	Ocurre un atrapamiento de TR?	Derrumbe de agujero	Pérdida de pozo, side track, tiempos no productivos					**16**
2.3.3	Segunda etapa de perforación 8 1/2"Ø/ Tubería de Revestimiento de 7"Ø / Perforación	Ocurre un atrapamiento de TR?	Pegadura por presión diferencial	Pérdida de pozo, side track, tiempos no productivos					**16**
3.1.13	Tercera etapa de perforación 6 1/8"Ø/ Tubbingless de 3 1/2"Ø/ Perforación	Se presenta una pérdida parcial de lodo?	Presencia de zonas permeables	Tiempos no productivos, Perdida de fluido, No llegar a la PT programada					**18**
3.1.14	Tercera etapa de perforación 6 1/8"Ø/ Tubbingless de 3 1/2"Ø/ Perforación	Se presenta una pérdida parcial de lodo?	Exceder el margen de tolerancia al brote	Tiempos no productivos, Perdida de fluido, No llegar a la PT programada					**18**
4.1.1	Terminación del Pozo / Anclaje de Tapón mecánico, para aislar intervalos.	Se presenta una falta de aislado en intervalos?	Mala correlación de anclaje por parte del personal de URE o UTF	Tiempos de terminación y costos de operación Producción diferida					**14**
4.1.2	Terminación del Pozo / Anclaje de Tapón mecánico, para aislar intervalos.	Se presenta una falta de aislado en intervalos?	Falla en URE/UTF en la parte electrónica	Tiempos de terminación y costos de operación Producción diferida					**14**
4.2.1	Terminación del Pozo / Molienda de tapón mecánico.	Se presenta un atrapamiento de tubería flexible?	Mal funcionamiento o manejo del equipo de bombeo	Corte de tubería flexible, dejar en fondo de pozo herramienta de molienda					**16**

Nombre del Estudio:	Análisis de Riesgos Cualitativo	Rev.	0	Hoja:	1	De:	1
Organismo / Centro de Trabajo / Planta o Área de Proceso	Pozo B0 DEL	GM	GBNC, EAN,EILL, JRD, VMVR, ASF, AOB, LXCR			Fecha:	23-sep-19

Escenario	Nodo	Desviación	Causa	Consecuencias	MR
4.3.1	Terminación del Pozo / Bajada del Empacador de producción.	La anclada de empacador en la profundidad es incorrecta?	Falla en URE en la parte electrónica	Uso de equipo de reparación	**16**
4.4.1	Terminación del Pozo / Introducción de Aparejo de Producción con Equipo.	El ajuste de carga sobre empacador es inadecuado?	Falta de material (tramos cortos) para realizar ajuste	Empacador con vida útil comprometida y/o dificultad para realizar futuros desanclajes	**16**
4.4.2	Terminación del Pozo / Introducción de Aparejo de Producción con Equipo.	No se puede expulsar tapón?	Falta de mantenimiento y/o supervisión en el sistema de expulsión del empaacador Falla en bomba de alta presión para realizar la expulsión	Tiempos de terminación y costos de operación Producción diferida	**14**

Con la finalidad de identificar las barreras o controles físicos y/o Riesgo administrativos (Capas de seguridad) que pudieran ayudar a prevenir la ocurrencia de las causas y/o mitigar las consecuencias de las mismas, las evaluaciones de riesgos se realizaron en dos etapas: **Riesgos Inherentes y Riesgos Operativos**.

En la siguiente tabla se muestra la relación de los escenarios identificados en las etapas Inherente y Operativo para el Análisis *¿Qué pasa si…?*

Tipo de Riesgo	Inherente				Operativo			
	Pe	Po	Amb	Pr / Inst	Pe	Po	Amb	Pr / Inst
Riesgo no Tolerable "A"	0	0	0	0	0	0	0	0
Riesgo Indeseables "B"	0	0	4	49	0	0	0	5
Riesgo Aceptables con Controles "C"	21	0	19	10	14	3	19	54
Riesgo Tolerables "D"	38	59	36	0	45	56	40	0
Total	**59**	**59**	**59**	**59**	**59**	**59**	**59**	**59**

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

En función de la severidad de los daños potenciales se definen niveles cualitativos de consecuencias siendo la consecuencia más importante a considerar es la relativa a la seguridad de las personas. Una vez evaluadas las consecuencias, se debe estimar la frecuencia con que los eventos identificados pudieran presentarse de acuerdo a los niveles cualitativos para la ocurrencia de eventos.

Posteriormente, se inicia con la caracterización y jerarquización de riesgo, donde las consecuencias y frecuencias estimadas correspondientes a los escenarios, se posicionan en las matrices de riesgos, lo cual será la base para la toma de decisiones y acciones con la finalidad de llevar los riesgos a un nivel de riesgo razonablemente aceptable, previniendo y/o mitigando sus posibles consecuencias

9.1. Matriz de Jerarquización de los Riesgos Inherentes (59 escenarios)

Tabla 9.1-1 Matriz de jerarquización de acuerdo con la Magnitud de riesgo (MR).

Tabla General						
	C1	C2	C3	C4	C5	C6
F6						
F5		7				
F4		23	8			
F3		17	3			
F2		1				
F1						

El riesgo inherente corresponde al riesgo propio del proceso en ausencia de capas de seguridad, por lo que en estas condiciones no se identificaron escenarios de tipo No Tolerable “A” y de tipo de Indeseable “B”. Se observa en la Tabla 9.1-1 que la en la *Matriz de Riesgo a la Producción* es donde se concentra la totalidad de los escenarios, incluso existen 15 escenarios que se ubican en los límites con la zona de riesgo “B”. **Por lo tanto, se puede concluir que para el Riesgo Inherente los escenarios de mayor riesgo evaluados se ubican en el rubro de la producción**.

9.2. Matriz de Jerarquización de los Riesgos Operativos (59 escenarios)

Con la evaluación del ***Riesgo Operativo*** empleando las salvaguardas y protecciones existentes, se obtuvieron las siguientes matrices:

Tabla 9.2-1. Matriz de jerarquización de acuerdo con la Magnitud de riesgo (MR).

Tabla General						
	C1	C2	C3	C4	C5	C6
F6						
F5						
F4	16	11				
F3	9	15				
F2	5	3				
F1						

Una vez identificadas las capas de seguridad, y posteriormente consideradas en la evaluación de los escenarios, la magnitud de riesgo resultante para cada uno de estos escenarios se redujo de manera considerable en comparación con los resultados de los Riesgos Inherentes. En esta evaluación operativa sólo se obtuvieron 26 escenarios de Riesgo Aceptable con Controles “C” y 33 escenarios de Riesgo Tolerable “D”.

El resumen total de los escenarios de acuerdo a su **MR** resultante de la metodología desarrollada en el Análisis de Riesgo Cualitativo es el siguiente:

Tabla 9.2-2 Resumen total de escenarios de acuerdo a su MR

Tipo de Riesgo	Descripción	Escenarios para el Riesgo Inherente	Escenarios para el Riesgo Operativo
A	Riesgo no tolerable	0	0
B	Riesgo indeseable	0	0
C	Riesgo aceptable con controles	58	26
D	Riesgo tolerable	1	33
	Total	**59**	**59**

De las matrices anteriores, se puede concluir que una vez identificadas las barreras y controles físicos y/o administrativo (Capas de seguridad) necesarios para administrar los riesgos inherentes para las actividades de exploración del pozo B0 DELIMITADOR, los **Riesgos Operativos** se encuentran dentro de la zona de riesgos **Aceptables con Controles “C” y Riesgos Tolerables “D”**

10. RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN CUANTITATIVA EN EL ANÁLISIS DE CONSECUENCIAS PARA LOS ESCENARIOS CONSIDERADOS COMO CASO ALTERNO Y PEOR CASO.

De acuerdo a los resultados de la etapa cualitativa, no se identificaron escenarios de Riesgo No Tolerable “A”, ni escenarios de Riesgo Indeseable “B” en la jerarquización de los riesgos inherentes. Por lo anterior, se consideró realizar el Análisis de Consecuencias para el escenario correspondiente a la actividad de recuperar la tubería de trabajo a superficie con un diámetro de agujero de 3.5”Ø, lo cual puede dar como consecuencia un brote que si no llega a controlarse puede originar un descontrol del pozo.

Debido a lo anterior, se consideró el desarrollo de descontrol del pozo por fuga de gas como Peor Caso (PC) y el descontrol del pozo por fuga de aceite como el Caso Alterno (CA).

Este escenario se encuentra dentro de la zona de riesgo Aceptable con Controles (C), sin embargo, por ser el escenario cuya consecuencia puede originar el descontrol del pozo, se concluyó como el **Peor Caso (PC),** que se puede presentar durante las actividades de exploración del Pozo B0 DELIMITADOR.

El escenario catalogado como “Peor Caso” en el análisis fue atribuido al Descontrol del Pozo durante la 3a etapa de perforación (Etapa de perforación de 3 1/2”Ø) por fuga de gas al estar recuperando la tubería de trabajo a superficie con un diámetro de agujero de 3.5”Ø. El Descontrol de un Pozo se define como un brote de fluidos que no pueden manejarse a voluntad, este caso en particular puede traer como consecuencias desde daños o pérdidas a los sistemas y componentes del equipo y liberación sin control de sustancias a la atmosfera hasta la pérdida del proyecto.

Estos escenarios se desarrollaron en base a los requerimientos de la **DCO-GDOESSSPA-CT-001** (*Criterios técnicos para simular escenarios de riesgos por fugas y derrames de sustancias peligrosas, en instalaciones de Petróleos Mexicanos*).

Tabla 10-1 Escenarios Simulados.

Clave del Escenario de Riesgo	Tipo (1)	Nombre del Escenario	Nombre de la Sustancia Peligrosa	Inventario involucrado (Kg)
AC-POZO-B0DEL-CA-19-01	**CA**	Descontrol del pozo durante la tercera etapa de perforación (etapa de perforación de 3 1/2"Ø) por fuga de Aceite al estar recuperando la tubería de trabajo a superficie con un diámetro equivalente de 3.5"Ø.	Aceite	137.67
AC-POZO- B0DEL - PC-19-02	**PC**	Descontrol del pozo durante la tercera etapa de perforación (etapa de perforación de 3 1/2"Ø) por fuga de Gas al estar recuperando la tubería de trabajo a superficie con un diámetro equivalente de 3.5"Ø.	Gas	1.23
(1) Peor Caso (PC), Caso Alterno (CA)				

Es importante señalar que la producción esperada del Pozo B0 DELIMITADOR es de 150 BPD y 0.01 MMPCD de gas, y para que se obtenga esta producción es necesario instalar un sistema de bombeo mecánico en el pozo, por lo que únicamente se obtendrá este volumen después del proceso de terminación.

Tabla 10-2 Datos para el inventario y la tasa de descarga

Tipo de caso	Identificación de escenarios		Diámetro (pulgadas)		Flujo Vol.	Flujo másico	Presión	Temp.	Duración de fuga	Inventario	Tasa de descarga
	Clave	Descripción	Línea / Equipo	Fuga	BPD o MMPCSD	Kg/h	psi	°C	min	Kg	Kg/h
CA	**AC-POZO-B0DEL-CA-19-01**	Descontrol del pozo durante la tercera etapa de perforación (etapa de perforación de 3 1/2"Ø) por fuga de Aceite al estar recuperando la tubería de trabajo a superficie con un diámetro equivalente de 3.5"Ø	Tercera etapa de perforación	3.5	150 BPD	824.4	774	50	10	137.67	3680
PC	**AC-POZO-B0DEL -PC-19-02**	Descontrol del pozo durante la tercera etapa de perforación (etapa de perforación de 3 1/2"Ø) por fuga de Gas al estar recuperando la tubería de trabajo a superficie con un diámetro	Tercera etapa de perforación	3.5	0.01 MMPCD	7.2	774	50	10	1.23	3680

		equivalente de 3.5"Ø									

Las siguientes tablas indican las distancias a las cuales se tienen las zonas de riesgo y amortiguamiento para los efectos de toxicidad, radiación térmica y ondas de sobrepresión, según corresponda.

Tabla 10-3.-Formato 3 Matriz de Resultados genéricos de consecuencias.

Identificación de las zonas de seguridad			Zonas Intermedia de Salvaguarda									
			Dispersión tóxica (ppm)		Radiación térmica			Sobrepresión			Inflamabilidad de la mezcla	
Clave del escenario de riesgo	Descripción del escenario	Clase de Evento	Riesgo	Amortiguamiento	Riesgo		Amortiguamiento	Riesgo		Amortiguamiento		
			IDLH (m)	TLV_8 (m)	37.5 KW/m^2 (m)	5 KW/m^2 (m)	1.4 KW/m^2 (m)	3 psi (m)	1 psi (m)	0.5 psi (m)	UFL (m)	LFL (m)
AC-POZO-B0DEL-CA-19-01	Descontrol del pozo durante la tercera etapa de perforación (etapa de perforación de 3 1/2"Ø) por fuga de Aceite al estar recuperando la tubería de trabajo a superficie con un diámetro equivalente de 3.5"Ø	CHOF	NA	NA	**No registrada**	**No registrada**	**9.22**	NA	NA	NA	**0.08**	**0.60**
		EXP	NA	NA	NA	NA	NA	**No registrada**	**No registrada**	**No registrada**		
AC-POZO-B0DEL -PC-19-02	Descontrol del pozo durante la tercera etapa de perforación (etapa de perforación de 3 1/2"Ø) por fuga de Gas al estar recuperando la tubería de trabajo a superficie con un diámetro equivalente de 3.5"Ø	CHOF	NA	NA	**No registrada**	**No registrada**	**No registrada**	NA	NA	NA	**0.002**	**0.03**
		EXP	NA	NA	NA	NA	NA	**No registrada**	**No registrada**	**No registrada**		
		NT	**0.2**	**4.1**	**NA**	NA	NA	NA	NA	NA		

Tabla 10-4.-Formato 4 Identificación de las zonas de seguridad.

No	Clave del escenario de riesgo	Equipo o sitio de la planta donde se presenta la fuga simulada	Nombre del material o sustancia peligrosa involucrada en el escenario de riesgo	Puntos de interés para evaluar las consecuencias					Consecuencias, recomendaciones y medidas preventivas de control y de mitigación.
				Sitios, instalaciones o equipos/distancias		Efectos alcanzados en el sitio, instalación o equipo por:			
				Receptores, sitios, instalaciones o equipos aledaños que puedan ser afectados	Distancia (m)	Toxicidad (ppm)	Sobrepresión (psi)	Radiación Térmica (kW/m2)	
1	**AC-POZO-B0DEL-CA-19-01**	Equipo de perforación	Aceite	Tanque de almacenamiento	40	No alcanzada	N/A	No alcanzada	Toxicidad No Aplica. Sobrepresión Sin consecuencias de interés. Radiación térmica Sin consecuencias de interés.
				Generadores eléctricos	60	No alcanzada	N/A	No alcanzada	Toxicidad No Aplica Sobrepresión Sin consecuencias de interés. Radiación térmica Sin consecuencias de interés
				Tráileres de operación	80	No alcanzada	N/A	No alcanzada	Toxicidad No Aplica. Sobrepresión Sin consecuencias de interés. Radiación térmica Sin consecuencias de interés.
2	**AC-POZO-B0DEL-PC-19-02**	Equipo de perforación	Gas	Tanque de almacenamiento	40	No alcanzada	N/A	No alcanzada	Toxicidad No Aplica. Sobrepresión Sin consecuencias de interés.

No	Clave del escenario de riesgo	Equipo o sitio de la planta donde se presenta la fuga simulada	Nombre del material o sustancia peligrosa involucrada en el escenario de riesgo	Puntos de interés para evaluar las consecuencias					Consecuencias, recomendaciones y medidas preventivas de control y de mitigación.
				Sitios, instalaciones o equipos/distancias		Efectos alcanzados en el sitio, instalación o equipo por:			
				Receptores, sitios, instalaciones o equipos aledaños que puedan ser afectados	Distancia (m)	Toxicidad (ppm)	Sobrepresión (psi)	Radiación Térmica (kW/m2)	
									Radiación térmica Sin consecuencias de interés.
				Generadores eléctricos	60	No alcanzada	N/A	No alcanzada	Toxicidad No Aplica. Sobrepresión Sin consecuencias de interés. Radiación térmica Sin consecuencias de interés.
				Tráileres de operación	80	No alcanzada	N/A	No alcanzada	Toxicidad No Aplica. Sobrepresión Sin consecuencias de interés. Radiación térmica Sin consecuencias de interés.

Como se observa en los resultados obtenidos, los efectos de radiación térmica y toxicidad respectivos son de corto alcance, por lo que no representa riesgo alguno para el personal operativo así como para los componentes del equipo de perforación. Lo anterior se debe al inventario de fuga obtenido de acuerdo con el pronóstico producción esperada tanto de aceite como de gas. Es decir, el volumen de aceite y de gas calculado de manera respectiva para los eventos simulados, no se consideran suficientes para generar áreas de afectación significativas, los efectos resultantes se ubican prácticamente en el punto exacto de la fuga.

Por consiguiente, al presentarse radios de afectación muy cortos, no se presentan riesgos para los sitios de interés mencionados en la tabla anterior, así como para cualquier otro componente del equipo de perforación, por lo que no existe probabilidad alguna para que se pueda originar un efecto dominó y se incrementen los efectos obtenidos originalmente.

La representación gráfica de los efectos de radiación térmica y de toxicidad de cada uno de los eventos resultantes de la modelación de escenarios está contenida en el *Anexo N° 5.4 Diagrama de Pétalos*. De igual manera en el Anexo 5.*3 Memoria Numérica* se encuentran los reportes de los escenarios que arroja el software.

11. RESULTADOS DE LA RE-JERARQUIZACIÓN DE LOS ESCENARIOS DE "RIESGO NO TOLERABLES" (A) E "INDESEABLES" (B) EVALUADOS EN EL ANÁLISIS CUANTITATIVO (REPOSICIONAMIENTO DE ESCENARIOS DE RIESGO).

Considerando el **Riesgo Operativo**, en el Análisis de Riesgo de Proceso Integral **no** se detectaron escenarios de riesgo "*No Tolerable*" **(A)** e "*Indeseables*" **(B)**, en la aplicación de la metodología ¿***Qué pasa si…?*, por lo tanto, no fue necesaria una re-jerarquización de riesgos.

12. RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE COSTO BENEFICIO REALIZADO A LAS RECOMENDACIONES (MEDIDAS DE CONTROL) EMITIDAS PARA LOS ESCENARIOS DE RIESGO "ACEPTABLE CON CONTROLES (C)".

El análisis Integral de los riesgos para las actividades de **Exploración del Pozo B0 DELIMITADOR,** se desarrolló con metodologías Cualitativas y Cuantitativas lo que permitió identificar, analizar, evaluar y jerarquizar posibles riesgos durante el proceso de la instalación. Con base a la dimensión de los daños al Personal, Población, Medio Ambiente, Instalaciones y Producción, se determinaron recomendaciones Técnicas-Económicas para prevenir su ocurrencia o bien, mitigar sus posibles consecuencias, aplicando la *Guía Técnica para análisis de Costos Beneficio Clave: 800-16000-DCO-GT-0074.*

En primer lugar, se debe determinar la magnitud de riesgo (MR) relacionado a la recomendación, definido como:

$$MR = F \times C \times E \quad \text{..... Fórmula (1)}$$

Donde:

- MR: Magnitud de riesgo.
- F: Frecuencia de ocurrencia del riesgo.
- C: Consecuencia sobre el personal, población, medio ambiente, las instalaciones, la producción, los bienes a terceros y de la nación.
- E: Exposición al riesgo.

El valor de la categoría de la frecuencia de ocurrencia (**F**) y el mayor valor de las categorías de consecuencias (**C**) que puede provocar el riesgo asociado a la recomendación, corresponden a los que previamente les fueron asignados en el análisis de riesgos.

El valor de la categoría por exposición al riesgo (**E**), debe ser seleccionado de la Tabla 12-1. Corresponde al tiempo durante el cual, se considera que el riesgo está presente y puede ocurrir.

Tabla 12-1 Categorías de exposición del riesgo

Categoría por la exposición al riesgo (E)	Tipo	Descripción de la frecuencia de ocurrencia
6	Continuamente	De forma continua o bien, muchas veces al día.
5	Frecuentemente	Aproximadamente una vez al día
4	Ocasionalmente	De una vez por semana a una vez por mes
3	Irregularmente	De una vez al mes, a una vez al año
2	Raramente	Se sabe que ya ha ocurrido
1	Remotamente posible	No se sabe que haya ocurrido, pero se considera remotamente posible.

El **Factor de Justificación** para evaluar la aplicación de una recomendación, se determina de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$\mathbf{FJ} = \frac{MR}{CR \ x \ RR} \quad \text{.....Fórmula (2)}$$

Donde:

FJ: Factor de justificación.
MR: Magnitud del riesgo. (Ver fórmula 1)
CR: Costo de la recomendación. (Ver Tabla 13.2)
RR: Reducción del riesgo. (Ver Tabla 13.3)

El costo de la recomendación (**CR**), corresponde a la inversión que debe ser hecha para su implantación. Debe tomar su valor, de acuerdo a los valores mostrados en la **Tabla 12-2.**

Tabla 12-2 Categorías por el costo de recomendación.

Valor por el costo de la recomendación(CR)	[Millones de USD]
36	Mayor a 0.250
25	De 0.200 a 0.250
16	De 0.150 a 0.200

9	De 0.100 a 0.150
4	Mayor a 0.050 a 0.100
1	Menor a 0.050

La reducción del riesgo (**RR**) representa que tanto se considera disminuirá el riesgo, con la implantación de la recomendación propuesta. Los valores para la reducción del riesgo a ser utilizadas en el cálculo del factor de justificación se muestran en la **Tabla 12-3**.

Tabla 12-3 Categorías sobre la reducción de riesgo.

Valor por la reducción del riesgo (RR)	Descripción
1	El riesgo se elimina totalmente
2	El riesgo es reducido en un 80%.
3	El riesgo es reducido entre un 60% y un 80%.
4	El riesgo es reducido entre un 40% y un 60%
5	El riesgo es reducido entre un 20% y un 40%.
6	Ligera reducción del riesgo, menor a 20%.

La inversión para la implantación de la recomendación del análisis de riesgo está justificada, si el Factor de Justificación (Fórmula 2), resulta con un **valor mayor a 1**.

Es necesario analizar el costo beneficio de los escenarios clasificados como Riesgo Aceptable con controles (C).

Tabla 12-4 Factor de justificación para la implementación de las recomendaciones derivadas del Análisis de Riesgo.

Código recomendación	Descripción de la recomendación	Magnitud del riesgo			Costo de la recomendación (millones de USD)	Reducción del riesgo	Valor del factor de justificación
		F	C	E			
1	Disponer de los parámetros de la cementación (post-operativo) para verificar la densidad de la lechada de cemento.	2	4	6	1	4	**12**

Código recomendación	Descripción de la recomendación	Magnitud del riesgo			Costo de la recomendación (millones de USD)	Reducción del riesgo	Valor del factor de justificación
		F	C	E			
1	Asegurarse que el personal operativo que tripula las instalaciones del equipo se encuentra capacitado en Primeros Auxilios y Contraincendio	3	5	6	1	4	**22**
2	Se debe contar con botiquín de primeros auxilios, equipos de aire autónomo, estación de lavaojos, y extintores portátiles.	3	5	6	1	4	**22**

De las **03 recomendaciones tipo C** emitidas, se determina que las **03** justifican su aplicación, ya que como se puede observar su valor de justificación es mayor a 1. Por lo anterior se determina que, la implementación de las recomendaciones para el **Pozo B0 DELIMITADOR** es económicamente justificable**.**

13. LISTADO DE LOS EQUIPOS CRÍTICOS QUE DEBERÁN CONSIDERARSE PARA LOS PROGRAMAS DE INSPECCIÓN, PRUEBAS Y MANTENIMIENTO DEL EQUIPO DE REPARACIÓN Y LOS INSUMOS PARA LA REPARACIÓN DEL POZO (CABEZAL, TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO, DE PRODUCCIÓN, ÁRBOLES DE PRODUCCION, ETC) ASÍ COMO PARA EL ASEGURAMIENTO DE LA CALIDAD CORRESPONDIENTE.

El equipo crítico fue definido bajo los 8 criterios establecidos en el Manual de Integridad Mecánica y Aseguramiento de la Calidad para identificar los equipos, sistemas o componentes para la SASISOPA del proyecto.

Tabla 13-1. Listado de equipos críticos

Nombre del estudio:	ANÁLISIS DE RIESGOS DE PROCESO INTEGRAL PARA LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN DEL POZO B0 DELIMITADOR					**Rev. 1**	**Hoja**	**1**	**De:**	**1**
Organismo / centro de trabajo / Planta o área de proceso:	Pozo B0 DELIMITADOR			**Equipo Multidisciplinario**		**GBNC, EAN,EILL, JRD, VMVR, ASF, AOB, LXCR**		**Fecha**	Septiembre-19	
Nodo	**Escenario**	**Nombre técnico**	**Nombre común**	**TAG actual**	**TAG propuesto**	**No. Plano / documento**	**Tipo de Equipo critico**	**Clasificación IMAC**		**MR**
1, 2, 3, 4	1.1., 1.1.2, 1.1.3, 1.1.4, 1.1.5, 1.1.6, 1.1.7, 2.1.1, 2.1.2, 2.1.3, 2.1.4, 2.1.5, 2.1.6, 2.1.7, 2.1.8, 2.1.9, 2.1.10, 2.1.11, 2.1.12, 2.1.13, 2.1.14, 3.1.1, 3.1.2, 3.1.3, 3.1.4, 3.1.5, 3.1.6, 3.1.7, 3.1.8, 3.1.9, 3.1.10, 3.1.11, 3.1.12, 3.1.13, 3.1.14, 4.1.1, 4.1.2, 4.1.3, 4.1.4, 4.1.5, 4.1.6, 4.1.7, 4.1.8, 4.1.9, 4.1.10, 4.1.11, 4.1.12, 4.1.13, 4.1.14	Preventor de brote de pozo	BOP	N/A	N/A	programa de perforación	Conexiones superficiales de control durante la perforación	Ayudan a mantener una operación segura		20
1, 2, 3, 4	1.1., 1.1.2, 1.1.3, 1.1.4, 1.1.5, 1.1.6, 1.1.7, 2.1.1, 2.1.2, 2.1.3, 2.1.4, 2.1.5, 2.1.6, 2.1.7, 2.1.8, 2.1.9, 2.1.10, 2.1.11, 2.1.12, 2.1.13, 2.1.14, 3.1.1, 3.1.2, 3.1.3, 3.1.4, 3.1.5, 3.1.6, 3.1.7, 3.1.8, 3.1.9, 3.1.10, 3.1.11, 3.1.12, 3.1.13, 3.1.14, 4.1.1, 4.1.2, 4.1.3, 4.1.4, 4.1.5, 4.1.6, 4.1.7, 4.1.8, 4.1.9, 4.1.10, 4.1.11, 4.1.12, 4.1.13, 4.1.14	Ensamble de estrangulación y líneas superficiales de control	Estrangulador	N/A	N/A	programa de perforación	Conexiones superficiales de control durante la perforación	Ayudan a mantener una operación segura		20

Nombre del estudio:	ANÁLISIS DE RIESGOS DE PROCESO INTEGRAL PARA LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN DEL POZO B0 DELIMITADOR	**Rev. 1**	**Hoja**	**1**	**De:**	**1**
Organismo / centro de trabajo / Planta o área de proceso:	Pozo B0 DELIMITADOR	**Equipo Multidisciplinario**	**GBNC, EAN,EILL, JRD, VMVR, ASF, AOB, LXCR**	**Fecha**	Septiembre-19	

Nodo	**Escenario**	**Nombre técnico**	**Nombre común**	**TAG actual**	**TAG propuesto**	**No. Plano / documento**	**Tipo de Equipo critico**	**Clasificación IMAC**	**MR**
1, 2, 3, 4	1.1., 1.1.2, 1.1.3, 1.1.4, 1.1.5, 1.1.6, 1.1.7, 2.1.1, 2.1.2, 2.1.3, 2.1.4, 2.1.5, 2.1.6, 2.1.7, 2.1.8, 2.1.9, 2.1.10, 2.1.11, 2.1.12, 2.1.13, 2.1.14, 3.1.1, 3.1.2, 3.1.3, 3.1.4, 3.1.5, 3.1.6, 3.1.7, 3.1.8, 3.1.9, 3.1.10, 3.1.11, 3.1.12, 3.1.13, 3.1.14, 4.1.1, 4.1.2, 4.1.3, 4.1.4, 4.1.5, 4.1.6, 4.1.7, 4.1.8, 4.1.9, 4.1.10, 4.1.11, 4.1.12, 4.1.13, 4.1.14	Cabezal Semicompacto Bipartido para TR´s	Cabezal superficial y de producción	N/A	N/A	programa de perforación	Conexiones superficiales de control durante la perforación	Ayudan a mantener una operación segura	12
4	4.1.1, 4.1.2, 4.2.1, 4.3.1, 4.4.1, 4.4.2	Válvulas 7 1/16" tipo frac-stack mecánico	Frac-stack	N/A	N/A	programa de perforación	Conexiones superficiales de control durante la terminación	Ayudan a mantener una operación segura	20
4	4.1.1, 4.1.2, 4.2.1, 4.3.1, 4.4.1, 4.4.2	Equipo de control de presión (URE, TF, TRP)	Equipo de control de presión	N/A	N/A	programa de perforación	Conexiones superficiales de control durante la terminación	Ayudan a mantener una operación segura	12
4	4.1.1, 4.1.2, 4.2.1, 4.3.1, 4.4.1, 4.4.2	1/2 Árbol de válvulas	1/2 Árbol de producción	N/A	N/A	programa de perforación	Conexiones superficiales de control durante la terminación	Ayudan a mantener una operación segura	20

14. CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS DE RIESGO DE PROCESO INTEGRAL.

De manera similar al pozo B3DEL, los resultados de las evaluaciones preliminar y cualitativa respectivamente del pozo B0DEL nos da como resultado una magnitud de riesgo de tipo “C” y tipo “D”, lo que nos indica que las actividades de exploración de este pozo se encuentran administradas con controles.

Los efectos resultantes de los eventos simulados en la evaluación cuantitativa tienen corto alcance, prácticamente los posibles efectos se localizan en el punto exacto de la fuga, por lo tanto, los resultados por radiación o toxicidad no se consideran de peligro para el personal y/o para los equipos de proceso, por lo que no existe probabilidad de ocasionar efectos dominó en la localización. Además, en la ubicación de esta localización no existen asentamientos humanos cercanos, por lo que no se consideran afectaciones a la población o a propiedades de terceros.

En el aspecto ambiental, debido a que los efectos de radiación y toxicidad no sobrepasan los límites de la localización, los daños ambientales se evaluaron con una probabilidad baja. Únicamente se consideran como consecuencias de consideración los efectos a la producción.

Como resultado de la evaluación cualitativa, se emitieron **05 recomendaciones** obtenidas de las evaluaciones preliminar y cualitativa respectivamente, que ayudarán a mantener un nivel de riesgo aceptable.

En base a lo anterior descrito, se determina que las actividades que involucran la **Exploración del Pozo B0 DELIMITADOR** cuentan con las salvaguardas y controles necesarios para minimizar los riesgos identificados, por lo que se **consideran que se encuentran dentro de los riesgos aceptables con controles**.

Es importante señalar que este **Análisis de Riesgo de Proceso Integral**, fue sustentado en base a la experiencia de los especialistas que integran el Grupo Multidisciplinario, así como de la veracidad de la información proporcionada por la contratista VC-01 y el estricto cumplimiento de las secuencias operativas que en ella se encuentran.

15. LISTADO DE TODAS LAS RECOMENDACIONES (MEDIDAS DE CONTROL) QUE SE EMITIERON EN EL ANÁLISIS PRELIMINAR DE RIESGOS, ANÁLISIS DE RIESGOS CUALITATIVO Y ANÁLISIS DE RIESGO CUANTITATIVO.

En la tabla **15-1** se presentan las recomendaciones emitidas para las actividades de exploración del Pozo B0 DELIMITADOR.

Tabla 15-1.- Recomendaciones derivadas para las actividades de exploración del Pozo B0 DELIMITADOR.

Nombre del Estudio:	Análisis de Riesgo de Proceso Integral		**Rev.**	1	**Hoja**	1	**de**	1
Organismo / CT / Planta o Área de Proceso	Pozo B0 DELIMITADOR.	**Equipo Multidisciplinario**	**GBNC, EAN,EILL, JRD, VMVR, ASF, AOB, LXCR**		**Fecha:**	Octubre-19		

Código de recomendación	**Recomendación**	**Escenario(s) de Riesgo**	**MR**
ERA/ARP-POZO-B0DEL-2019-**01**	El equipo de perforación VC-02 debe contar con su ERA/ARP antes del inicio de actividades.	Sistemas de izaje, de bombeo, de control superficial, fluido de control y generación de potencia.	**40**
ERA/ARP-POZO-B0DEL-2019-**02**	Asegurar el cumplimiento del programa de simulacros en base al PRE del equipo de perforación	Sistemas de izaje, de bombeo, de control superficial, fluido de control y generación de potencia.	**35**
ERA/ARP-POZO-B0DEL-2019-**03**	Difundir el PRE al personal involucrado en las actividades del equipo de perforación.	Sistemas de izaje, de bombeo, de control superficial, fluido de control y generación de potencia.	**40**
ERA/ARP-POZO-B0DEL-2019-**04**	Asegurarse que el personal operativo que tripula las instalaciones del equipo se encuentra capacitado en Primeros Auxilios y Contraincendio	(*¿Qué pasa si…?*) 3.1.5, 3.1.6, 3.1.7	**42**
ERA/ARP-POZO-B0DEL-2019-**05**	Se debe contar con botiquín de primeros auxilios, equipos de aire autónomo, estación de lavaojos, y extintores portátiles.	(*¿Qué pasa si…?*) 3.1.5, 3.1.6, 3.1.7	**42**

16. LISTADO DE ANEXOS

No. DE ANEXO	DESCRIPCIÓN
ANEXO 1	Hojas de Datos de Seguridad • Barita • Cloruro de Potasio • Aceite crudo • Gas natural • Salmuera de Bromuro de Zinc • Salmuera de Bromuro de Calcio
ANEXO 2	Información de la Técnica de Proyecto • Programa de perforación localización B0DEL • Plan de exploración VC-01 • Características del equipo de perforación
ANEXO 3	Método Lista de Verificación (LV) • LV Sistema de izaje y rotación • LV Sistema de bombeo y fluido de control • LV Sistema de control superficial • LV Sistema de generación de potencia
ANEXO 4	Método *¿Qué pasa si…?* Inherente Método *¿Qué pasa si…?* Operativo

ANEXO 5	Método Análisis de Consecuencias
	• Análisis PVT B0DEL
	• Hojas de datos de simulación fuga de aceite
	• Hojas de datos de simulación fuga de gas
	• Informe del Resumen de consecuencias fuga de aceite
	• Informe del Resumen de consecuencias fuga de gas
	• Diagrama de Pétalos Escenario 1 Fuga de Aceite o Radios de afectación por radiación térmica (Chorro de fuego)
	  ○ Radios de afectación por sobrepresión
	  ○ Radios de afectación por inflamabilidad
	  ○ Nube inflamable
	• Diagrama de Pétalos Escenario 1 Fuga de Gas o Radios de afectación por radiación térmica (Chorro de fuego)
	  ○ Radios de afectación por sobrepresión explosión
	  ○ Radios de afectación por Toxicidad
	  ○ Radios de afectación por inflamabilidad
	• Cálculo de flujo másico Aceite
	• Cálculo de flujo másico Gas

ANEXO 6	Acta Constitutiva del ERA/ARP integral • Acta Constitutiva del Grupo Multidisciplinario del Sistema de Administración de Riesgos, Medio Ambiente y Calidad (SARMAC). • IFE´s Grupo SARMAC
ANEXO 7	Actas de reunión y Programa de trabajo • Minuta 01 especificación Ingeniería de detalle • Minuta 02 Presentación objetivo y alcance, designación GM SARMAC • Minuta 03 Evaluación preliminar • Minuta 04 análisis cualitativo • Minuta 05 responsables de recomendaciones • Minuta 06 presentación de resultados a la MACT
ANEXO 8	Informe Técnico Pozo B0DEL

17. BIBLIOGRAFÍA CONSULTADA

- Política de Gestión Integral de BLOQUE VC01, S.A.P.I. DE C.V.
- Procedimiento de Identificación de Peligros, Análisis y Evaluación de Riesgos. (P-3.2-VC01-01).
- Guía para Elaboración de Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos. ASEA
- Guía Operativa para Realizar Análisis de Riesgo de Proceso en los Proyectos y/o Instalaciones de Pemex Exploración y Producción (GO-SS-TC-0002-2015).
- Criterios técnicos para simular escenarios de riesgos por fugas y derrames de sustancias peligrosas, en instalaciones de Petróleos Mexicanos (DCO-GDOESSSPA-CT-001)
- Guía Técnica para análisis de Costos Beneficio (800-16000-DCO-GT-0074).
- Norma oficial mexicana NOM-028-STPS-2004 “Sistema para la administración del trabajo-seguridad en los procesos y equipos críticos que manejen sustancias químicas peligrosas”, 6 de septiembre de 2012.
- D.O.F (2010). Norma Oficial Mexicana NOM-059-SEMARNAT-2010, Protección ambiental-especies nativas de México de flora y fauna silvestres-categorías de riesgo y especificaciones para su inclusión, exclusión o cambio-lista de especies en riesgo. SEMARNAT. Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. 30-12-2010. Disponible en http://www.dof.gob.mx/normasOficiales/4254/semarnat/semarnat.htm.
- D.O.F (2016). DISPOSICIONES administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente para realizar las actividades de Reconocimiento y Exploración superficial, Exploración y Extracción de Hidrocarburos. 09-12-2016. Disponible en https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/170840/DACG_Reconocimiento_y_Exploraci_n_Superficial__Exploraci_n_y_Extracci_n_de_Hidrocarburos.pdf .
- D.O.F (2016). DISPOSICIONES administrativas de carácter general que establecen los lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente aplicables a las actividades del Sector

Hidrocarburos que se indican. 13-05-2016. Disponible en https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/257218/DACG_SASISOPA_DOF_13_MAY_2016.pdf.

- D.O.F. (2010). NORMA Oficial Mexicana NOM-059-SEMARNAT-2010, Protección ambiental – especies nativas de México de flora y fauna silvestres – Categorías de riesgo y especificaciones para su inclusión, exclusión o cambio – Lista de especies en riesgo. 30-12-2010. Disponible en http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5173091&fecha=30/12/2010.
- D.O.F. (2016). DISPOSICIONES Administrativas de carácter general que establecen las reglas para el requerimiento mínimo de seguros a los Regulados que lleven a cabo obras o actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, tratamiento y refinación de petróleo y procesamiento de gas natural. Publicada 23-06-2016. Disponible en http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5442251&fecha=23/06/2016.
- D.O.F. (2017). PROYECTO de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-006-ASEA-2017, Especificaciones y criterios técnicos de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente para el diseño, construcción, pre-arranque, operación, mantenimiento, cierre y desmantelamiento de las instalaciones terrestres de almacenamiento de petrolíferos y petróleo, excepto para gas licuado de petróleo. 02-11-2017. Disponible en http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5503398&fecha=02/11/2017.