

GENERALIDADES.	13
I. OBJETIVO.	15
II. ALCANCE.	15
IV. DEFINICIONES.	18
V. GENERALIDADES DEL PROYECTO.	23
V.1. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.	23
V.1.1. PROYECTO.	77
V.1.2. TRANSPORTE POR DUCTO.	78
V.1.3. DE LOS POZOS DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN.	110
Etapa de preparación del sitio	111
Etapa de construcción de caminos de acceso	111
Etapa de construcción de pera	117
Construcción de pozo (perforación)	124
Descripción de obra y actividades provisionales del proyecto.	174
Etapa de operación y mantenimiento.	174
Etapa de abandono del sitio	201
Utilización de explosivos.	203
V.1.4. TRANSPORTE POR MEDIOS DISTINTOS A DUCTOS.	204
V.2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO	204
V.3. DESCRIPCIÓN DEL ENTORNO	244
Aspectos abióticos.	244
a) Clima.	244
b) Temperatura.	245
c) Geología y Geomorfología.	249
d) Tipos de suelo.	253
e) Hidrología superficial y subterránea.	255
f) Humedad relativa.	256
g) Nubosidad media anual.	257
h) Vientos dominantes.	257
i) Presión atmosférica.	259
j) Datos sísmicos.	259
Aspectos bióticos.	261
Vegetación y fauna en el área del proyecto.	261
a) Vegetación.	261

b)	Fauna.....	267
c)	Medio socioeconómico.....	269
	Demografía.....	269
d)	Fenómenos sanitarios.....	271
	Resumen de factores ambientales en la zona del proyecto.....	272
V.3.1.	PROYECTO.....	275
V.3.2.	TRANSPORTE POR DUCTOS.....	280
V.3.3.	TRANSPORTE POR MEDIOS DISTINTOS A DUCTOS.....	282
V.4.	ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS.....	283
V.4.1.	IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS Y JERARQUIZACIÓN DE ESCENARIOS DE RIESGOS.....	284
V.4.1.A.	Premisas de la identificación de peligros.....	284
V.4.1.B.	Premisas de la jerarquización de riesgos.....	286
V.4.1.1.	ANÁLISIS PRELIMINAR DE PELIGRO.....	292
V.4.1.2.	ANTECEDENTES DE ACCIDENTES E INCIDENTES EN PROYECTOS SIMILARES.....	292
V.4.1.3.	IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS Y ESCENARIOS DE RIESGOS.	297
V.4.1.3.1.	Selección de la metodología.....	297
V.4.1.3.1.1.	Grupo multidisciplinario en metodología de identificación de peligros.....	299
V.4.1.3.1.2.	Análisis de Peligros y Operatividad (Hazard & Operability_HazOp): Premisas, descripción, desarrollo y resultados de la metodología.....	300
	Premisas HazOp.....	300
	Descripción de la metodología HAZOP.....	301
	Protocolo de desarrollo de la metodología HazOp.....	303
	Valoración de Frecuencias, Consecuencias y Nivel de riesgo (Evaluación preliminar).	307
	Otras premisas de aplicación.....	307
	Resultados de la Metodología HAZOP: Líneas de Descarga.....	309
V.4.1.3.1.3	¿Qué pasa sí...? (QPS/(What If...?): Premisas, descripción, desarrollo y resultados de la metodología.....	312
	Premisas metodología ¿Qué pasa sí...? (QPS/(What If...?)).	312
	Descripción de la metodología ¿Qué pasa sí? (QPS/(What If...?)).	313
	Desarrollo de la metodología ¿Qué pasa sí?.....	314
	Valoración de Frecuencias, Consecuencias y Nivel de riesgo.....	315

Resultados de la Metodología ¿Qué pasa sí? en: Perforación de Pozos y Líneas de inyección de agua congénita.....	315
V.4.1.4 Jerarquización de escenarios de riesgo	318
V.4.1.4.1 Matrices de riesgo de la metodología ¿Qué pasa sí?	319
V.4.1.4.2 Matrices de riesgo de la metodología HAZOP	330
V.4.1.4.3. Jerarquización de escenarios de riesgo	343
Listado de accidentes e incidentes en Pozos.....	343
Jerarquización ¿Qué pasa sí? (What If?): Pozos de Perforación.....	344
Jerarquización Hazard and Operability (HAZOP): Líneas de Descarga (LDD)	355
Selección y definición de Escenarios de Riesgos	359
V.4.2. ANÁLISIS CUANTITATIVO DE RIESGOS.	365
V.4.2.1. Análisis de frecuencias.....	365
V.4.2.2 Análisis de consecuencias	365
V.4.2.2.1 Evaluación de escenarios críticos	366
V.4.2.2.2 Simulaciones del análisis de consecuencias.....	369
a. Tiempos de duración de la fuga.	369
b. Dimensiones del equipo o tubería: diámetro, longitud, altura, capacidad;.....	370
c. Diámetros de fuga o ruptura considerados;	371
d. Condiciones de operación: presión, temperatura, flujo, nivel;	373
e. Sustancia y sus propiedades a las condiciones de operación: composición molar o fracción masa, presión de vapor, densidad, estado físico, temperatura de ebullición;	374
f. Inventario (de acuerdo con el flujo de balance de materia y diámetro del orificio de fuga);	375
g. Tasas de descarga.....	377
h. Condiciones climáticas: temperatura, humedad relativa, velocidad y dirección del viento, presión atmosférica;	378
i. Estabilidad atmosférica;	379
j. Composición de la sustancia;.....	379
k. Dirección y elevación de la fuga; entre otros.....	381
Zonas de Alto Riesgo y Amortiguamiento	382
V.5. REPRESENTACIÓN EN PLANOS DE LOS RADIOS POTENCIALES DE AFECTACIÓN	392

V.6 ANÁLISIS DE VULNERABILIDAD E INTERACCIONES DE RIESGO	401
V.6.1. ANÁLISIS DE VULNERABILIDAD	402
V.6.2. INTERACCIONES DE RIESGO	405
V.7. REPOSICIONAMIENTO DE ESCENARIOS DE RIESGO	407
V.8 SISTEMAS DE SEGURIDAD Y MEDIDAS PARA ADMINISTRAR LOS ESCENARIOS DE RIESGO	407
V.8.1. SISTEMAS DE SEGURIDAD	407
V.8.2. MEDIDAS PREVENTIVAS	408
V.8.3 RECOMENDACIONES TÉCNICO-OPERATIVAS	411
V.9 CONCLUSIONES	416
V.10 RESUMEN EJECUTIVO	419
VI. ANÁLISIS DE CAPAS DE PROTECCIÓN (LOPA)	419
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	420

I

INDICE DE TABLAS

Tabla V.1-1. Coordenadas del polígono del Área Contractual 9 CS-01.....	25
Tabla V.1-2. Programa general de trabajo del proyecto.	28
Tabla V.1-3. Coordenadas de ubicación del Pozo Vernet 1006	28
Tabla V.1-4. Coordenadas de ubicación del Pozo Vernet 1007	28
Tabla V.1-5. Coordenadas de ubicación del Pozo Vernet 1051 D	29
Tabla V.1-6. Coordenadas de ubicación del Pozo Vernet 1052	29
Tabla V.1-7. Coordenadas de ubicación pera y camino de acceso pozo Vernet 1006	29
Tabla V.1-8. Coordenadas de ubicación pera y camino de acceso pozo Vernet 1007	29
Tabla V.1-9. Coordenadas de ubicación macropera y camino de acceso pozo Vernet 1051 D	30
Tabla V.1-10. Coordenadas DDV de la línea de descarga de 4" Ø X 0.991 km del pozo Vernet 1006 al cabezal Vernet 293.....	31
Tabla V.1-11. Trazo de la de la línea de descarga de 4" Ø X 0.991 km del pozo Vernet 1006 al cabezal Vernet 293	31
Tabla V.1-12. Coordenadas del DDV la línea de descarga de 4" Ø X 0.500 km del pozo Vernet 1007 al cabezal de recolección Vernet 32.....	32
Tabla V.1-13. Trazo de la línea de descarga de 4" Ø X 0.500 km del pozo Vernet 1007 al cabezal de recolección Vernet 32.....	32
Tabla V.1-14. Coordenadas del DDV de la línea de descarga de 4" Ø X 0.397 km del pozo Vernet 1051 D con interconexión a la LDD existente de pozo Vernet Sur-1.....	33
Tabla V.1-15. Trazo de la línea de descarga de 4" Ø X 0.397 km del pozo Vernet 1051 D con interconexión a la LDD existente de pozo Vernet Sur-1.....	33
Tabla V.1-16. Coordenadas del DDV de la línea de descarga de 4" Ø X 0.038 km del pozo Vernet 1052 con interconexión a línea de descarga de 4" Ø X 0.397 km del pozo Vernet 1051 D.	33
Tabla V.1-17. Trazo de la línea de descarga de 4" Ø X 0.038 km del pozo Vernet 1052 con interconexión a línea de descarga de 4" Ø X 0.397 km del pozo Vernet 1051 D.	34
Tabla V.1-18. Coordenadas del DDV de la línea de descarga de 4" Ø x 0.326 km del pozo Vernet 1004 al cabezal de recolección Vernet 293.....	34
Tabla V.1-19. Trazo de la línea de descarga de 4" Ø x 0.326 km del pozo Vernet 1004 al cabezal de recolección Vernet 293.....	34
Tabla V.1-20. Coordenadas del DDV de la línea de descarga de 4" ø x 0.180 km del pozo Vernet 1005 al cabezal de recolección Vernet 32.....	35
Tabla V.1-21. Trazo de la línea de descarga de 4" ø x 0.180 km del pozo Vernet 1005 al cabezal de recolección Vernet 32.....	35
Tabla V.1-22. Coordenadas del DDV de la línea de inyección de agua congénita de 4" Ø x 0.371 km de la interconexión con el pozo Vernet 8 al pozo Vernet 11	35
Tabla V.1-23. Trazo de la línea de inyección de agua congénita de 4" Ø x 0.371 km de la interconexión con el pozo Vernet 8 al pozo Vernet 11	36

Tabla V.1-24. Coordenadas del DDV de la línea de inyección de agua congénita de 4" Ø x 0.354 km de la interconexión con el pozo Vernet 8 al pozo Vernet 15	36
Tabla V.1-25. Trazo de la línea de inyección de agua congénita de 4" Ø x 0.354 km de la interconexión con el pozo Vernet 8 al pozo Vernet 15	37
Tabla V.1-26. Coordenadas del DDV de la Línea de descarga existente de 4" Ø x 2.563 km del pozo Vernet Sur 1 a la batería de separación Vernet	37
Tabla V.1-27. Trazo de la Línea de descarga existente de 4" Ø x 2.563 km del pozo Vernet Sur 1 a la batería de separación Vernet	40
Tabla V.1-28. Coordenadas de la Rehabilitación de 0.294 km (1+151.364 al km 1+445.399) de la Línea de descarga existente de 4" Ø x 2.563 km del pozo Vernet Sur 1 a la batería de separación Vernet	43
Tabla V.1-29. Áreas del proyecto.....	43
Tabla V.1-30. Relación de Normatividad Nacional utilizada_Norma Oficial Mexicana.....	48
Tabla V.1-31. Relación de Normatividad Nacional utilizada_Leyes.	49
Tabla V.1-32. Relación de Normatividad Estatal utilizada_Reglamentos.	50
Tabla V.1-33. Relación de Normatividad Nacional común utilizada_Normas técnicas.	50
Tabla V.1-34. Relación de Normatividad Nacional común utilizada_Reglamentos y manuales.	50
Tabla V.1-35. Relación de Normatividad Nacional común utilizada_Norma Mexicana.	50
Tabla V.1-36. Relación de Normatividad Internacional utilizada en diferentes actividades aplicables_Norma, Código y Práctica recomendada.	51
Tabla V.1-37. Descripción de los factores ambientales presentes en el sistema ambiental.	61
Tabla V.1-38. Especificación de ducto.....	79
Tabla V.1-39. Clases de localización.....	79
Tabla V.1-40. Diseño del sistema de protección catódica: Camas anódicas.....	80
Tabla V.1-41. Diseño del sistema de protección catódica: Camas anódicas.....	82
Tabla V.1-42. Señalamientos.....	84
Tabla V.1-43. Cruzamientos	93
Tabla V.1-44. Condiciones de operación proporcionadas por el Regulado para las LDD's.	103
Tabla V.1-45. Condiciones de operación proporcionadas por el Regulado para las LDI's.	104
Tabla V.1-46. Composición de aceite (19.5 °API_Tipo pesado) esperado.	104
Tabla V.1-47. Composición del gas esperado	104
Tabla V.1-48. Composición del agua congénita esperado.....	105
Tabla V.1-49. Coordenadas de la Rehabilitación de 0.294 km (1+151.364 al km 1+445.399) de la Línea de descarga existente de 4" Ø x 2.563 km del pozo Vernet Sur 1 a la batería de separación Vernet	108
Tabla V.1-50. Grado mínimo de compactación.....	115
Tabla V.1-51. Listado de maquinaria, equipo y personal involucrado en la rehabilitación y construcción de caminos de acceso y peras	116
Tabla V.1-52. Grado mínimo de compactación.....	119
Tabla V.1-53. Materiales que pueden ser compactados.....	120

Tabla V.1-54. Características del pozo Vernet 1052.....	124
Tabla V.1-55. Características del pozo Vernet 1007.....	125
Tabla V.1-56. Características del pozo Vernet 1006.....	125
Tabla V.1-57. Características del pozo Vernet 1051 D	126
Tabla V.1-58. Presión de poro estimada para los pozos objetivo	127
Tabla V.1-59. Gradiente de Fractura estimado para los pozos objetivo	127
Tabla V.1-60. Temperaturas esperadas en los pozos Vernet.....	128
Tabla V.1-61. Matriz de análisis de riesgos operativos.....	130
Tabla V.1-62. Programa de fluidos de perforación.....	162
Tabla V.1-63. Formulación del lodo de perforación para la sección superficial	163
Tabla V.1-64. Formulación del lodo de perforación para la sección de producción	164
Tabla V.1-65. Plan de adquisición de información para los pozos Vernet-1006, Vernet 1051 D, Vernet 1052 y Vernet 1007.....	165
Tabla V.1-66. Programa de pruebas de preventores.....	168
Tabla V.1-67. Presiones de prueba.	170
Tabla V.1-68. Presiones de prueba	173
Tabla V.1-69. Tipos de fluidos de terminación.....	173
Tabla V.1-70. Ejemplo Operación de Reparacion Mayor.....	196
Tabla V.1-71. Sustancias/productos químicos a emplearse en la ejecución del Proyecto.....	203
Tabla V.2-1. Características del pozo Vernet 1052.....	235
Tabla V.2-2. Características del pozo Vernet 1007.....	236
Tabla V.2-3. Características del pozo Vernet 1006.....	236
Tabla V.2-4. Características del pozo Vernet 1051 D	237
Tabla V.2-5. Condiciones operativas esperadas para los pozos	238
Tabla V.2-6. Condiciones de operación proporcionadas por el Regulado para las LDD's.	240
Tabla V.2-7. Condiciones de operación proporcionadas por el Regulado para las LDI's.	242
Tabla V.2-8. Composición de aceite (19.5 °API_Tipo pesado) esperado.	242
Tabla V.2-9. Composición del gas esperado	243
Tabla V.2-10. Composición del agua congénita esperado.....	243
Tabla V.3-1 Datos promedio de temperatura y precipitación (1948-2019) de la estación meteorológica 27-030 Macuspana, Macuspana.	245
Tabla V.3-2. Precipitación media mensual, CONAGUA, 2010 (SMN, 2015).	248
Tabla V.3-3. Datos hidrométricos de los escurrimientos presentes en el trazo del proyecto.	255
Tabla V.3-4. Ubicación de las estaciones meteorológicas empleadas para obtener los datos de humedad relativa (INIFAP, 2018)	256
Tabla V.3-5. Ubicación de las estaciones meteorológicas empleadas para obtener los datos de humedad relativa (INIFAP, 2018)	256
Tabla V.3-6. Ubicación de las estaciones meteorológicas empleadas para obtener los datos de presión atmosférica.....	259

Tabla V.3-7. Coordenadas de Ubicación en UTM (zona15) de los muestreos de recorridos, para realizar el levantamiento florístico del estrato herbáceo en el área del proyecto.	261
Tabla V.3-8. Resultado del censo arbóreo realizado en el trazo de la obra.	262
Tabla V.3-9. Resultado del censo arbóreo realizado en el trazo de la obra.	265
Tabla V.3-10. Coordenadas de las especies normadas, registradas en el área del proyecto.	266
Tabla V.3-11. Ubicación de puntos de muestreo recorridos para realizar el levantamiento faunístico en el área del proyecto.	267
Tabla V.3-12. Listado faunístico del trazo del proyecto.	268
Tabla V.3-13. Población de la localidad cercana al sistema ambiental del proyecto.	271
Tabla V.3-14. Descripción de los factores ambientales presentes en el sistema ambiental.	272
Tabla V.3-15. Proximidades con zonas vulnerables de población para un radio de 500 m.	278
Tabla V.3-16. Proximidades con componentes ambientales para un radio de 500 m.	278
Tabla V.3-17. Proximidades con infraestructura para un radio de 500 m.	279
Tabla V.3-18. Uso de suelo para un radio de 500 m.	279
Tabla V.3-19. Proximidades y cruzamientos con zonas vulnerables de población en el entorno de la franja de 800 m a ambos lados de DDV.	281
Tabla V.3-20. Proximidades y cruzamientos con componentes ambientales franja de 800 m a ambos lados del DDV.	281
Tabla V.3-21. Proximidades con infraestructura franja de 800 m a ambos lados del DDV.	281
Tabla V.3-22. Uso de suelo (sobre el DDV).	281
Tabla V.4-1 Típico de uso de las metodologías de acuerdo a la etapa de vida de la obra.	285
Tabla V.4-2 Metodologías de identificación de peligros aplicadas.	286
Tabla V.4-3 Clasificación de Frecuencias para Escenarios de Riesgo.	287
Tabla V.4-4 Clasificación de Consecuencias para Escenarios de Riesgo.	288
Tabla V.4-5 Índices de riesgo.	291
Tabla V.4-6 Antecedentes de accidentes e incidentes.	294
Tabla V.4-7 Metodologías cualitativas y semicuantitativas de análisis de riesgos.	298
Tabla V.4-8 Metodologías para desarrollar los estudios de ARP.	299
Tabla V.4-9 Ejemplos de Palabras guías y variables de proceso utilizadas en el HazOp.	305
Tabla V.4-10 Nodo de estudio.	310
Tabla V.4-11 Intención de diseño del nodo de estudio la localización.	310
Tabla V.4-12 Nodos analizados en Metodología QPS...? Pozos de perforación.	315
Tabla V.4-13 Nodos analizados en Metodología QPS? Líneas de Inyección de Agua Congénita.	317
Tabla V.4-14 Desviaciones por nodos analizados. QPS Perforación de pozos y LDD.	317
Tabla V.4-15. Total de escenarios por magnitud de riesgo en el Receptor: Seguridad.	320
Tabla V.4-16. Total de escenarios por magnitud de riesgo en el Receptor: Salud.	322
Tabla V.4-17. Total de escenarios por magnitud de riesgo en el Receptor: Medio Ambiente.	324
Tabla V.4-18. Total de escenarios por magnitud de riesgo en el Receptor: Instalaciones.	326
Tabla V.4-19. Total de escenarios por magnitud de riesgo. Metodología ¿Qué pasa sí?	329
Tabla V.4-20. Total de escenarios por magnitud de riesgo en el Receptor: Seguridad.	331

Tabla V.4-21. Total de escenarios por magnitud de riesgo en el Receptor: Salud.	333
Tabla V.4-22. Total de escenarios por magnitud de riesgo en el Receptor: Medio Ambiente.....	335
Tabla V.4-23. Total de escenarios por magnitud de riesgo en el Receptor: Instalaciones.....	337
Tabla V.4-24. Total de escenarios por magnitud de riesgo. Metodología HAZOP.....	339
Tabla V.4-25. Total de escenarios por magnitud de riesgo, para la Etapa de Análisis Cualitativo de Riesgo.	342
Tabla V.4-26 Jerarquización de los escenarios resultantes del ¿Qué pasa sí? (What If?) evaluación de riesgo inherente: Perforación de Pozos. Descripción representativa	344
Tabla V.4-27 Jerarquización de escenarios resultantes de HAZOP a las Líneas de Descarga de los pozos.	355
Tabla V.4-28 Selección y Definición de Escenarios de Riesgos.....	360
Tabla V.4-29 Escenarios de riesgos identificados.	363
Tabla V.4-30 Dimensión de las instalaciones proyectadas.	370
Tabla V.4-31 Criterios para definir Diámetros Equivalentes de Fugas (DEF).....	371
Tabla V.4-32 Diámetros Equivalentes de Fugas (DEF) de los escenarios críticos.....	373
Tabla V.4-32 Condiciones operativas en superficie de la Perforación de pozos.	374
Tabla V.4-33 Composición de aceite (20 A 30 °API_Tipo pesado)	375
esperado en la Perforación de pozos	375
Tabla V.4-34 Composición del gas esperado en la Perforación de pozos	375
Tabla V.4-35 Masa máxima disponible en los escenarios crítico dla Perforación de pozos.	376
Tabla V.4-36 Tasa de descarga e inventario en los escenarios crítico dla Perforación de pozos	377
Tabla V.4-37 Parámetros de condiciones meteorológicas	378
Tabla V.4-38 Categorías de la Estabilidad atmosférica de Pasquill.	379
Tabla V.4-39 Composición de aceite (19.5 °API_Tipo pesado) esperado en la Perforación de pozos	380
Tabla V.4-40 Composición del gas esperado en la Perforación de pozos	380
Tabla V.4-41 Dirección y elevación en los escenarios de fugas, derrames y/o rupturas.....	381
Tabla V.4-42 Efectos esperados u observados por radiación térmica.....	382
Tabla V.4-43 Efectos esperados u observados por sobrepresión.	383
Tabla V.4-44 Parámetros a utilizar para la determinación de las Zonas de Alto Riesgo y Amortiguamiento para el Análisis de Riesgo.	385
Tabla V.4-45 Escenarios de riesgo evaluados cuantitativamente.	385
Tabla V.4-46 Distancias de Zonas de Alto Riesgo y Zonas de Amortiguamiento por radiación y sobrepresión...	386
Tabla V.5-1 Diagramas de pétalos.	392
V.4-48 Descripción de los posibles receptores de riesgo.	403
V.4-49 Interacción de riesgo y descripción de los posibles receptores de riesgo.	406

INDICE DE FIGURAS

Figura V.1-1. Área Contractual CS01 dentro del Municipio de Macuspana, Tabasco.	24
Figura V.1-2. Área Contractual 9 (CS-01).	25
Figura V.1-3. Polígonos de las peras de los pozos a construir y trazos las líneas del proyecto dentro del Áreas Contractual CS01	44
Figura V.1-4. Accesos al Área Contractual CS01 y áreas del proyecto	76
Figura V.1-5. Secuencia de actividades del método tradicional seguidas durante la etapa de construcción del proyecto.	97
Figura V.1-6. Excavación en tramo independiente.	97
Figura V.1-7. Excavación en tramo compartido.	98
Figura V.1-8. Derecho de vía de caminos de acceso	114
Figura V.1-9. Esquema preliminar del contrapozo	121
Figura V.1-10. Estado mecánico pozos verticales Vernet 1052 y Vernet 1007	128
Figura V.11. Estado mecánico pozos direccionales Vernet 1051 D y Vernet 1006	129
Figura V.1-12. Esquema del conjunto de preventores, con medidas y características del equipamiento.	160
Figura V.1-13. Esquema con posición y medidas de los componentes del equipo de perforación.....	161
Figura V.1-14. Diagrama del cabezal para los pozos	167
Figura V.1-15. Esquema de Terminación de acuerdo con diseño.	170
Figura V.1-16. Esquema básico de bombeo mecánico.....	177
Figura V.1-17. Vista típica de un bombeo mecánico accionado hidráulicamente	178
Figura V.1-18. Esquema tipo cubeta (superficie)	178
Figura V.1-19. Esquema tipo cubeta (fondo)	179
Figura V.1-20. Imagen representativa de boca de pozo tipo cubeta.....	179
Figura V.1-21. Esquema BCP	180
Figura V.1-22. Imagen representativa de boca de pozo BCP	181
Figura V.1-23. Esquema BES	182
Figura V.1-24 Esquema de pozo con el pistón en fondo	183
Figura V.1-25. Imagen representativa de boca de pozo PL	183
Figura V.1-26. Esquema de pozo en superficie y fondo Jet Pump	184
Figura V.1-27. Esquema de pozo en fondo Jet Pump	185
Figura V.1-28. Imagen representativa de boca de pozo Jet Pump	185
Figura V.1-29. Equipo de reparación convencional	199
Figura V.1-30. Disposición de un Equipo de reparación convencional	199
Figura V.2-1. Modelos de Barrenas.	207
Figura V.2-2. Conformación de un equipo de perforación.	208
Figura V.2-3. Transporte de HC's a la Batería de Separación y Agua Congénita al pozo.....	239
Figura V.3-1. Clima predominante en el área del proyecto.	245
Figura V.3-2. Precipitación Media Anual.....	247

Figura V.3-3. Precipitación.....	248
Figura V.3-4. Rasgos hidrográficos en el área del proyecto y su sistema ambiental (No hay presencia de un cuerpo de agua en la zona).	251
Figura V.3-5. Ubicación del área del proyecto y su sistema ambiental con respecto a la zonificación de la carta edafológica del INEGI.	254
Figura V.3-6. Estadísticas y Dirección de los vientos de acuerdo al Aeropuerto de la Ciudad de Villahermosa, Tabasco.	258
Figura V.3-7. Zonificación de sísmica de México.	260
Figura V.3-8. Localidades más cercanas al proyecto.	270
Figura V.3-9. Ubicación de peras y pozos a construirse en el proyecto	276
Figura V.3-10. Zona de influencia de las peras y los pozos a perforar (500 m).	277
Figura V.3-11. Zona de influencia de las líneas de descarga y líneas de inyección (500 m).	280
Figura V.4-1 Matriz de Jerarquización de Riesgo de Proceso	290
Figura V.4-2 Matriz de Jerarquización de Riesgo de Proceso	291
Figura V.4-3 Metodologías para desarrollar los estudios de ARP.	298
Figura V.4-4 Planteamiento general para realizar la metodología HazOp.	302
Figura V.4-5 Protocolo de análisis de un HazOp	304
Figura V.4-6 Ejemplo de Hoja de trabajo utilizado durante sesiones HazOp.	306
315	
Figura V.4.7 Ejemplo de Hoja de trabajo utilizado durante sesiones ¿Qué pasa sí?	315
Figura V.4-8. Matriz de evaluación de riesgos para el Receptor: Seguridad.	320
Figura V.4-9. Representación gráfica de escenarios en el Receptor: Seguridad.	321
Figura V.4-10. Matriz de evaluación de riesgos para el Receptor: Salud.	322
Figura V.4-11. Representación gráfica de escenarios en el Receptor: Salud.	323
Figura V.4-12. Matriz de evaluación de riesgos para el Receptor: Medio ambiente.	324
Figura V.4-13. Representación gráfica de escenarios en el Receptor: Medio Ambiente.	325
Figura V.4-14. Matriz de evaluación de riesgos para el Receptor: Instalaciones.	326
Figura V.4-15. Representación gráfica de escenarios en el Receptor: Instalaciones.	327
Figura V.4-16. Matriz general de escenarios de acuerdo a su magnitud de riesgo. Metodología ¿Qué pasa sí?	328
Figura V.4-17. Representación gráfica de escenarios críticos. Metodología ¿Qué pasa sí?	329
Figura V.4-18. Matriz de evaluación de riesgos para el Receptor: Seguridad.	331
Figura V.4-19. Representación gráfica de escenarios en el Receptor: Seguridad.	332
Figura V.4-20. Matriz de evaluación de riesgos para el Receptor: Salud.	333
Figura V.4-21. Representación gráfica de escenarios en el Receptor: Salud.	334
Figura V.4-22. Matriz de evaluación de riesgos para el Receptor: Medio ambiente.	335
Figura V.4-23. Representación gráfica de escenarios en el Receptor: Medio Ambiente.	336
Figura V.4-24. Matriz de evaluación de riesgos para el Receptor: Instalaciones.	337
Figura V.4-25. Representación gráfica de escenarios en el Receptor: Instalaciones.	338
Figura V.4-26. Matriz general de escenarios de acuerdo a su magnitud de riesgo. Metodología HAZOP.	339

Figura V.4-27. Representación gráfica de escenarios críticos. Metodología HAZOP.	340
Figura V.4-28. Matriz general de escenarios de acuerdo a su magnitud de riesgo, para la Etapa de Análisis Cualitativo de Riesgo.	341
Figura V.4-29. Representación gráfica de escenarios críticos, para la Etapa de Análisis Cualitativo de Riesgo.	342

GENERALIDADES.

Los temas de prevención de accidentes están adquiriendo mayor importancia en todo el mundo, debido a las incontables consecuencias que pueden generar en cuanto a daños humanos, pérdidas económicas, e impacto al medio ambiente. Cada año se incrementan las regulaciones y/o normativas vinculadas a este proceso, lo que aunado a un considerable aumento del número de personas, tanto ocupacionalmente expuestas como población circundante, que pueden estar vinculadas de una forma u otra a las consecuencias de accidentes industriales, hacen que los Análisis de Riesgos de Procesos en particular y la Administración de la Seguridad de los Procesos en general, estén en el centro de las preocupaciones y estrategias preventivas de la industria. Esta situación ha llevado a la toma de conciencia sobre la seguridad de los procesos y su interacción con el entorno durante todas las etapas y actividades que se llevan a cabo en la Exploración Superficial, Exploración y Extracción de Hidrocarburos en los campos petroleros mexicanos.

En México la extracción de hidrocarburos en distintos campos petroleros se ha realizado desde hace más de 200 años, tiempo en el que la economía del país se ha visto beneficiada. La importancia de este producto como fuente de energía y como la base principal de la economía, ha hecho que de manera constante se busque estructurar las regulaciones normativas que lo imponen como una empresa productiva y como proceso con la calidad y requerimientos internacionales, así como las que vigilan la administración de los recursos y el cuidado al ambiente. Con la intención de dar continuidad a la rentabilidad de la producción de hidrocarburos en los campos petroleros de México, se han sumado a este esfuerzo, compañías nacionales e internacionales que, con la visión, la inversión y la tecnología, suficiente y adecuada, respectivamente, buscan recuperar el hidrocarburo encontrado en yacimientos convencionales terrestres, como es el caso de los campos Vernet y Cafeto.

Bajo este contexto, el día 08 de diciembre de 2017, se firmó el CONTRATO PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN YACIMIENTOS CONVENCIONALES TERRESTRES BAJO LA MODALIDAD DE LICENCIA, entre la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y JAGUAR EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN 2.3 S.A.P.I. de C.V. del Área Contractual CS-01 en la cuenca del sureste. Posteriormente el día 17 de diciembre del 2019, por solicitud de JAGUAR EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN 2.3 S.A.P.I. de C.V. para llevar a cabo un

Convenio Modificatorio, la CNH autoriza la Cesión del Control de Operación del Área Contractual 9 (CS-01) sureste a VISTA OIL & GAS HOLDING II, S.A. DE C.V. (Ver en **Anexo 1**, Contrato inicial y Resolución de Cesión de control de contrato).

La reactivación de actividades en el Área Contractual 9 (CS-01), implica el diseño, la construcción, y/o la instalación de nueva infraestructura para cumplir con los objetivos planeados, lo que conlleva a vigilar que todo se realice de manera adecuada bajo el cumplimiento de las normatividades de seguridad y ambientales nacionales e internacionales.

El presente análisis de riesgo se elabora con la finalidad de medir el nivel de riesgo en las obras a construir dentro del proyecto “Construcción de pozos petroleros e infraestructura para el manejo superficial de la producción en el área contractual CS01, Contrato CNH-R02-L03-CS-01/2017”, así como dar cumplimiento a las Normas Oficiales Mexicanas de seguridad, Disposiciones administrativas de carácter general emitidas por la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente (ASEA) y Lineamientos de Perforación de pozos (CNH) cuyos requerimientos en materia de identificación de peligros, evaluación de riesgos y tomas de decisiones, contribuyan a la administración de las medidas de seguridad establecidas y las requeridas para la prevención, detección, control, mitigación y atención de eventos no deseados en estos tipos de procesos.

Para el desarrollo del presente estudio, se hace necesario revisar de manera detallada el tipo de proceso, dimensión de la infraestructura, entorno de interacción, así como, determinar las metodologías adecuadas para la identificación de peligros y la evaluación de los posibles riesgos de las actividades a realizar en el pozo. Las metodologías se aplicarán empleando un proceso sistemático y consistente que permita identificar los peligros y evaluar los riesgos en los procesos, asegurando la implementación de sistemas y dispositivos de seguridad, y/o medidas administrativas que coadyuven a llevar al mínimo el riesgo de las instalaciones.

Para el desarrollo y aplicación del presente Análisis de Riesgo se tomará como base estructural, los requerimientos y marco de referencia que nos aporta la Guía para la elaboración del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (Edición actualizada, julio 2020) emitida por la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA). Para ello, es de importancia tener en cuenta el tipo de Proyecto y/o Instalaciones, su etapa dentro del Ciclo de vida del proyecto, así como el (los) proceso (s) involucrado (s) y, entre otros, los siguientes aspectos: actividad dentro

de la cadena de valor del Sector Hidrocarburos; complejidad de los procesos físicos y/o químicos involucrados; características, cantidades y volúmenes de Sustancias Peligrosas a procesar, manejar, almacenar y transportar; información disponible de la tecnología del proceso; metodología en la aplicación de metodologías de identificación de peligros, escenarios de riesgos congruentes e interpretación de la información con respecto a interrelación entre los escenarios de riesgos identificados y los receptores de interés en el entorno de la instalación evaluada.

Por el tipo de actividad en el Área Contractual 9 (CS-01), el desarrollo de un Estudio de Riesgo es de suma importancia, razón por la cual en el presente documento se describe desde todos los ámbitos, la evaluación de los riesgos del proceso de las actividades y obras que conlleva el proyecto.

I. OBJETIVO.

El Objetivo es Elaborar el Estudio de Riesgo para el Proyecto “Construcción de pozos petroleros e infraestructura para el manejo superficial de la producción en el área contractual CS01, Contrato CNH-R02-L03-CS-01/2017”, identificando los peligros y evaluando los Riesgos probables que interactuarán con su entorno, documentando la existencia de sistemas y dispositivos de seguridad, y/o medidas de reducción de Riesgos a un nivel Tolerable mediante la eliminación, prevención, control o mitigación de situaciones de emergencia, incidentes y/o accidentes.

II. ALCANCE.

De manera específica y puntual, los alcances del presente Estudio de Riesgo (ER) se definen de acuerdo a los siguientes rubros:

NORMATIVOS:

- Cumplimiento del marco de referencia señalado por el Lineamiento de Perforación de Pozos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).
- El Análisis de riesgo se apegará de manera rigurosa con los requerimientos que establece la Agencia, ASEA, en su Guía para la Elaboración del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH) en su Edición actualizada de julio 2020.
- Se realiza Análisis de riesgo en la modalidad de Estudio de riesgo (ER) en función del criterio de aplicación de la Guía de ARSH de la ASEA.

- Estricto cumplimiento de las 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, emitida por la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA).
- Artículos 30 y 147 de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (LGEEPA) y los artículos 17 y 18 el Reglamento de la LGEEPA en Materia de Evaluación de Impacto Ambiental.

LIMITATIVOS:

- Área Contractual 9 (CS-01)
- Proyecto “Construcción de pozos petroleros e infraestructura para el manejo superficial de la producción en el área contractual CS01, Contrato CNH-R02-L03-CS-01/2017”, conformado por las obras y actividades siguientes:
 - Construcción de pera, camino de acceso y perforación del pozo Vernet 1006.
 - Construcción de línea de descarga de 4" Ø X 0.991 km del pozo Vernet 1006 al cabezal de recolección Vernet 293.
 - Construcción de pera, camino de acceso y perforación del pozo Vernet 1007.
 - Construcción de línea de descarga de 4" Ø X 0.500 km del pozo Vernet 1007 al cabezal de recolección Vernet 32.
 - Construcción de la macropera Vernet 1051 D, camino de acceso y perforación de los pozos Vernet 1051 D y Vernet 1052.
 - Construcción de línea de descarga de 4" Ø X 0.397 km del pozo Vernet 1051 D con interconexión a la LDD existente de pozo Vernet Sur 1.
 - Construcción de línea de descarga de 4" Ø X 0.038 km del pozo Vernet 1052 con interconexión a línea de descarga de 4" Ø X 0.397 km del pozo Vernet 1051 D.
 - Construcción de línea de descarga de 4" Ø x 0.326 km del pozo Vernet 1004 al cabezal de recolección Vernet 293.
 - Construcción de línea de descarga de 4" Ø x 0.180 km del pozo Vernet 1005 al cabezal de recolección Vernet 32.
 - Construcción de línea de inyección de agua congénita de 4" Ø x 0.371 km de la interconexión con el pozo Vernet 8 al pozo Vernet 11.
 - Construcción de línea de inyección de agua congénita de 4" Ø x 0.354 km de la interconexión con el pozo Vernet 8 al pozo Vernet 15.

- Rehabilitación del km 1+151.364 al km 1+445.399 de la Línea de descarga existente de 4" Ø x 2.563 km del pozo Vernet Sur 1 a la batería de separación Vernet.

TÉCNICOS:

- Conformación del Grupo Multidisciplinario de Análisis de Riesgos (GMAER) del proyecto "Construcción de pozos petroleros e infraestructura para el manejo superficial de la producción en el área contractual CS01, Contrato CNH-R02-L03-CS-01/2017".
- Apego detallado de la información y estatus de las actividades y obras.
- Análisis de la infraestructura requerida para las obras.
- Situaciones de Emergencia, Incidentes y Accidentes, incluyendo: Fallas de contención de producto/materiales; Fallas estructurales; Eventos climáticos, geofísicos y otros eventos naturales; Sabotaje o incumplimiento a la protección de las personas, y Factores humanos.
- Riesgos potenciales y efectos asociados con las actividades ya señaladas.
- Selección de la (s) metodología (s) de identificación de peligros adecuada para el proceso o actividad.
- Definición del riesgo de las desviaciones identificadas, utilizando como herramientas principales, las matrices de Frecuencia/Consecuencia, considerando lo establecido como riesgos tolerables por VISTA OIL & GAS HOLDING II, S.A. DE C.V.
- Definición de escenarios críticos, por jerarquización de riesgos.
- Evaluación de eventos probables de incendio o explosión en función de los escenarios crítico determinados, con apoyo de un simulador como herramienta.
- Análisis de vulnerabilidad con respecto a los efectos de las zonas de alto riesgo y de amortiguamiento hacia los receptores de interés, llámense Población y medio ambiente.
- Evaluación de la interacción de los riesgos con el entorno.
- Evaluación de los efectos con respecto a los receptores de interés.
- Determinación de las medidas de seguridad consideradas y de las recomendadas para administrar (prevenir, mitigar, reducir o eliminar) el riesgo resultante.
- Establecimiento del estatus de riesgo de las instalaciones objetos de este estudio.

IV. DEFINICIONES.

Para efectos de la correcta interpretación del Análisis de Riesgo de Proceso, se enlistan los siguientes conceptos y definiciones.

Amenaza: Es el acto que por sí mismo o encadenado a otros, puede generar un daño o afectación al personal, población, medio ambiente, Instalación, producción, otro;

Análisis de Riesgo de Proceso (ARP): Aplicación sistemática de una o más metodologías específicas para identificar Peligros y evaluar Riesgos de un proceso o sistema, con el fin de determinar los Escenarios de Riesgo y verificar la existencia de dispositivos, Sistemas de Seguridad, Salvaguardas y barreras suficientes ante las posibles Amenazas que propiciarían la materialización de algún Escenario de Riesgo identificado;

Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH): Documento que integra la identificación de peligros, evaluación y Análisis de Riesgos de Procesos, con el fin de determinar metodológica, sistemática y consistentemente los Escenarios de Riesgo generados por un Proyecto y/o Instalación, así como la existencia de dispositivos, Sistemas de Seguridad, Salvaguardas y barreras apropiadas y suficientes para reducir la probabilidad y/o consecuencias de los Escenarios de Riesgo identificados; incluye el análisis de las interacciones de Riesgo y vulnerabilidades hacia el personal, población, medio ambiente, Instalaciones y producción, así como las recomendaciones o medidas de prevención, control, mitigación y/o compensación para la reducción de Riesgos a un nivel Tolerable;

BLEVE: ("Boiling Liquid Expanding Vapor Explosion" por sus siglas en inglés). Explosión de vapores en expansión de líquido en ebullición; VI. Capa de Protección: Cualquier Mecanismo independiente que reduzca el Riesgo mediante el control, la prevención o la mitigación; VII. Efecto Dominó: También conocido como encadenamiento de eventos, evento asociado a un incendio o explosión en una Instalación, que multiplica sus consecuencias por efecto de la sobrepresión, proyectiles o la radiación térmica que se generan sobre elementos próximos y vulnerables, tales como otros recipientes, tuberías o equipos de la misma Instalación o Instalaciones próximas, de tal forma que puedan ocurrir nuevas fugas, derrames, incendios o explosiones que a su vez, pueden nuevamente provocar efectos similares;

Caso Alterno: Es el evento creíble de una liberación accidental de una Sustancia Peligrosa que es simulado, pero que no corresponde al Peor Caso ni al Caso Más Probable;

Caso Más Probable: Con base a la experiencia operativa, es el evento de liberación accidental de una Sustancia Peligrosa, que tiene la mayor probabilidad de ocurrir;

Efecto Dominó: También conocido como encadenamiento de eventos, es un evento asociado a un incendio o explosión en una Instalación, que multiplica sus consecuencias por efecto de la sobrepresión, proyectiles o la radiación térmica que se generan sobre elementos próximos y vulnerables, tales como otros recipientes, tuberías o equipos de la misma Instalación o Instalaciones próximas, de tal forma que puedan ocurrir nuevas fugas, derrames, incendios o explosiones que a su vez, pueden nuevamente provocar efectos similares;

Escenario de Riesgo: Determinación de un evento hipotético derivado de la aplicación de la metodología de identificación de Peligros y Evaluación de Riesgos, en el cual se considera la probabilidad de ocurrencia y severidad de las consecuencias y, posteriormente, determinar las zonas potencialmente afectadas mediante la aplicación de modelos matemáticos para la Simulación de consecuencias;

Estudio de Riesgo (ER): Documento que indica los Escenarios de Riesgo identificados y evaluados con posibles afectaciones al medio ambiente, de tal manera que mediante el uso de metodologías y herramientas tecnológicas se cuantifiquen los probables daños al medio ambiente, tomando en cuenta las afectaciones sobre la integridad funcional de los ecosistemas, donde se pretende desarrollar un Proyecto. Tiene por objetivo determinar las Zonas de Alto Riesgo y Amortiguamiento, verificar las vulnerabilidades que probablemente se presenten en caso de materialización de algún Escenario de Riesgo, así como las medidas de prevención, control, y mitigación de Riesgos ambientales, o aquellas que se van a implementar para prevenir las causas o mitigar las afectaciones al medio ambiente. Se incorpora a la Manifestación de Impacto Ambiental (MIA);

Estudio de Riesgo Ambiental (ERA): Documento que indica los Escenarios de Riesgo identificados y evaluados con posibles afectaciones al medio ambiente, de tal manera que mediante el uso de metodologías y herramientas tecnológicas se cuantifiquen los probables daños al medio ambiente de un Proyecto en Operación. Tiene por objetivo determinar las Zonas de Alto Riesgo y Amortiguamiento, verificar las vulnerabilidades que probablemente se presenten

en caso de materialización de algún Escenario de Riesgo, así como las medidas de prevención, control, y mitigación de Riesgos ambientales;

Exposición: Contacto de las personas o elementos que constituyen el medio ambiente con Sustancias Peligrosas o contaminantes químicos, biológicos o físicos o la posibilidad de una situación peligrosa derivado de la materialización de un Escenario de Riesgo;

Función Instrumentada de Seguridad (FIS): Una combinación de sensores, controlador lógico y elemento final de control con un determinado Nivel de Integridad de Seguridad (SIL) que detecta una condición fuera de límite (anormal) y lleva al proceso a un estado seguro funcionalmente sin intervención humana, o iniciado por un operador entrenado en respuesta a una alarma;

Grupo multidisciplinario de Análisis de Riesgo: Integrado por grupos multidisciplinarios con conocimientos en ingeniería, operaciones, diseño, proceso, seguridad, medio ambiente y otras especialidades según proceda, capacitados y con experiencia en la metodología que se emplea.

IDLH (“Immediately Dangerous to Life or Health”, por sus siglas en inglés) Inmediatamente Peligroso para la vida o la salud: Es la concentración máxima en el aire de una Sustancia Peligrosa, a la que una persona podría escapar durante un periodo de treinta minutos sin experimentar efectos irreversibles para la salud o síntomas graves que le impidan evacuar;

IDLH (“Immediately Dangerous to Life or Health”, por sus siglas en inglés). Inmediatamente Peligroso para la vida o la salud: Concentración máxima de una Sustancia Peligrosa, expresada en partes por millón (ppm) o en miligramos sobre metro cúbico (mg/m³), que se podría liberar al ambiente en un plazo de treinta minutos sin experimentar síntomas graves ni efectos irreversibles para la salud;

Nivel de Integridad de Seguridad (SIL, Safety Integrity Level, por sus siglas en inglés); Es el nivel discreto (uno de cuatro) para especificar los requisitos de integridad de las funciones instrumentadas de seguridad que se asignarán a los sistemas instrumentados de seguridad;

Peor Caso: Corresponde a la liberación accidental del mayor inventario de Sustancia Peligrosa contenida en un recipiente, línea de proceso o ducto, sin necesidad de conocer las causas ni su probabilidad de ocurrencia;

Proyecto: Actividad del Sector Hidrocarburos que se desarrolla o se pretende desarrollar en una o varias Instalaciones, y que se encuentra vinculada a un permiso o autorización emitido por la Secretaría de Energía o la Comisión Reguladora de Energía o bien, a un Plan de Exploración o de Desarrollo para la Extracción, aprobados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos;

Riesgo Inherente: Es propio del trabajo o proceso, que no puede ser eliminado del sistema, es decir, en todo trabajo o proceso se encontrarán Riesgos para las personas o para la ejecución de la actividad en sí misma. Es el Riesgo intrínseco de cada actividad, sin tener en cuenta los controles y medidas de reducción de Riesgos;

Riesgo Residual: Es el Riesgo remanente después del tratamiento de Riesgo, es decir, una vez que se han implementado controles y medidas de reducción de Riesgos para mitigar el Riesgo Inherente; el Riesgo Residual puede contener Riesgos no identificados, también puede ser conocido como Riesgo retenido;

Riesgo Tolerable: Es el Riesgo que se acepta en un contexto dado basado en los valores actuales de la sociedad;

Salvaguarda: Dispositivo, sistema, procedimientos o programas, entre otros, destinados a proteger la seguridad física integral de las personas, el medio ambiente o la Instalación;

Sistemas de Seguridad: Conjunto de equipos y componentes que se interrelacionan y responden a las alteraciones del desarrollo normal de los procesos o actividades en la Instalación y previenen situaciones que normalmente dan origen a Accidentes o emergencias;

Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS): Es un Sistema de Seguridad que tiene implementadas una o más funciones de cualquier combinación de sensores (elementos primarios), controlador lógico y elementos finales;

Simulación: Representación de un Escenario de Riesgo o fenómeno mediante la utilización de sistemas o herramientas de cómputo, modelos físicos o matemáticos u otros medios, que permite estimar las consecuencias de dichos escenarios a partir de las propiedades físicas y químicas de las sustancias o componentes de las mezclas de interés, en presencia de determinadas condiciones y variables atmosféricas;

Sustancia Explosiva: La que genera una gran cantidad de calor y ondas de sobrepresión de manera espontánea o por acción de alguna energía;

Sustancia Inflamable: Aquella capaz de formar una mezcla con el aire en concentraciones tales para prenderse espontáneamente o por la acción de una fuente de ignición;

Sustancia Peligrosa: Cualquier sustancia que, al ser emitida, puesta en ignición o cuando su energía es liberada (fuego, explosión, fuga tóxica) puede causar daños al ambiente, a las personas y a las Instalaciones debido a sus características de toxicidad, inflamabilidad, explosividad, corrosión, inestabilidad térmica, calor latente o compresión;

Sustancia Tóxica: Aquella que puede producir en organismos vivos, lesiones, enfermedades, alteraciones al material genético o muerte;

TLV (15 min, STEL): (“Threshold Limit Value-Short Term Exposure Limit”, por sus siglas en inglés) Valor umbral límite-Límite de Exposición a corto plazo. Exposición para un periodo de 15 minutos, que no puede repetirse más de 4 veces al día con al menos 60 minutos entre periodos de Exposición;

TLV (8 h. TWA): (“Threshold Limit Value-Time Weighted Average”, por sus siglas en inglés). Valor umbral límite-Promedio ponderada en el tiempo. Concentración ponderada para una jornada normal de trabajo de ocho horas y una semana laboral de cuarenta horas, a la que pueden estar expuestos casi todos los trabajadores repetidamente día tras día, sin que se evidencien efectos adversos;

Vulnerabilidad: Es la mayor o menor facilidad de la ocurrencia de una Amenaza en virtud de las condiciones que imperan; puede decirse que son los puntos o momentos de debilidad que se tienen y pueden favorecer la ocurrencia de un acto negativo o el aumento de las consecuencias de este;

Zona de Amortiguamiento para el Análisis de Riesgo: Área donde pueden permitirse determinadas actividades productivas que sean compatibles, con la finalidad de Salvaguardar a la población y al ambiente, y

Zona de Alto Riesgo para el Análisis de Riesgo: Área de restricción total en la que no se deben permitir actividades distintas a las del Proyecto.

V. GENERALIDADES DEL PROYECTO.

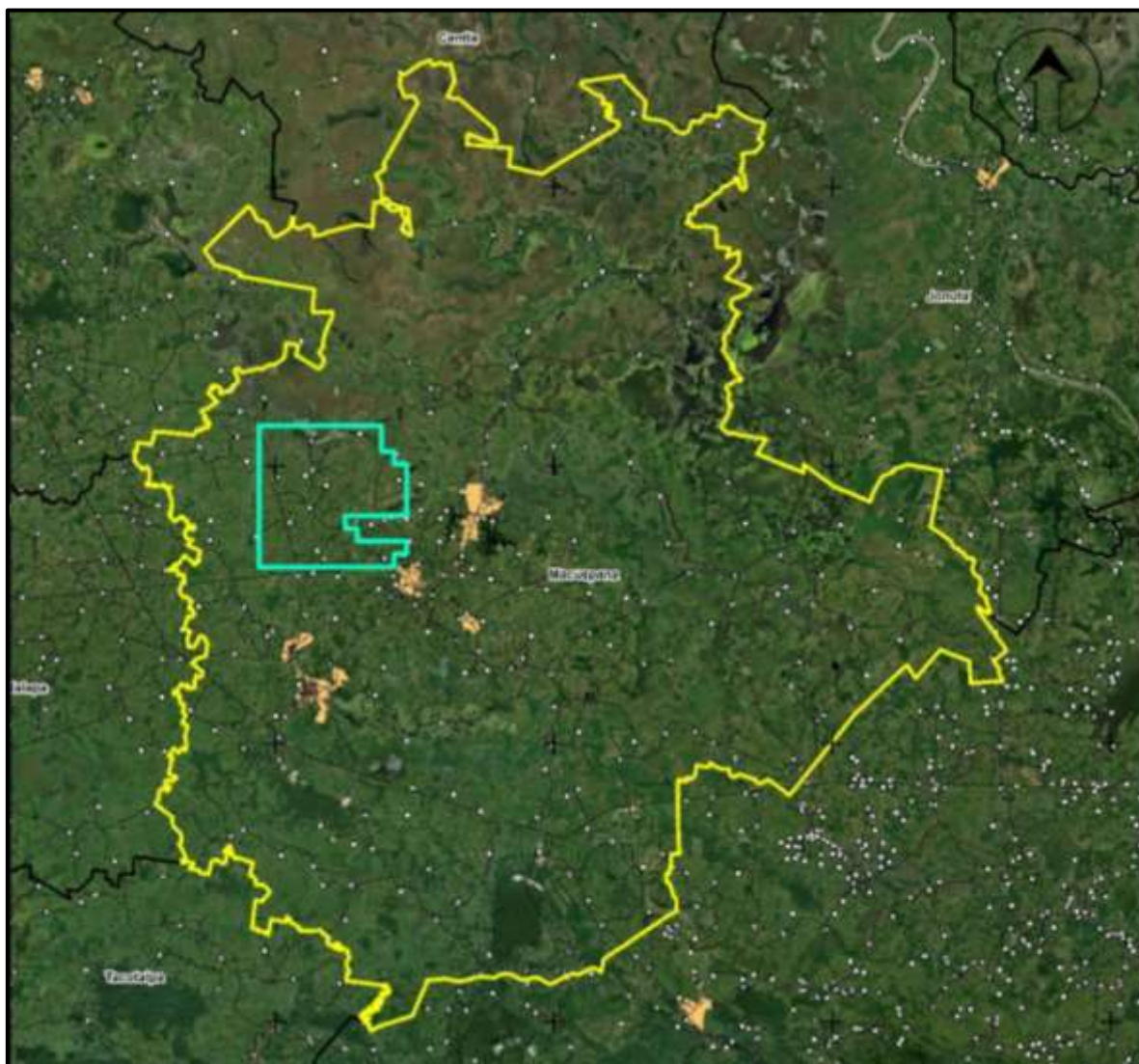
V.1. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.

El presente Estudio de Riesgo (ER), en el contexto de los requerimientos y normativas de la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA), para los proyectos que se catalogan como ACTIVIDADES ALTAMENTE RIESGOSAS, por el tipo de material e inventario manejado, forma parte de la Manifestación de Impacto Ambiental para el proyecto “**CONSTRUCCIÓN DE POZOS PETROLEROS E INFRAESTRUCTURA PARA EL MANEJO SUPERFICIAL DE LA PRODUCCIÓN EN EL AREA CONTRACTUAL CS01, CONTRATO CNH-R02-L03-CS-01/2017**”. Proyecto que implica la construcción y acondicionamiento de Perras y caminos para pozos a perforar, construcción de Líneas de Descargas y rehabilitación de líneas de inyección. Estas obras se ubicarán en una sección del Área Contractual señalado.

Todas las obras que conforma al proyecto, se encuentran ubicadas en el estado de Tabasco, en el municipio de Macuspana, dentro del Polígono del Área Contractual 9 CS-01, el cual obedece al contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Yacimientos Convencionales Terrestres bajo la modalidad de licencia celebrado entre Comisión Nacional de Hidrocarburos y Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V, mismo que fue firmado el 8 de diciembre de 2017, con número CNH-R02-L03-CS-01/2017. Este contrato como parte de su control administrativo y mejora en el beneficio de su aprovechamiento, sufre un cambio, el 22 de mayo de 2018, Vista Oíl & Gas Holding II S.A de C.V y Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V acuerdan celebrar un Contrato de Cesión mediante el cual se transmite a Vista Oíl & Gas Holding II S.A de C.V la propiedad del 50% (cincuenta por ciento) de su interés de participación bajo el contrato, a efecto de determinar los respectivos derechos y obligaciones de Vista y Jaguar derivados del Contrato, el 18 de octubre de 2018 celebraron un Acuerdo de Operación Conjunta, en el cual se estableció que Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V, continuaría siendo el Operador del Área Contractual hasta en tanto las partes no acordaran lo contrario. Posteriormente, el 21 de diciembre de 2018, Vista Oíl & Gas Holding II S.A de C.V, Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V y la Comisión Nacional de Hidrocarburos, celebraron el Primer Convenio Modificadorio al Contrato, por virtud del cual se reconocía a Vista como Contratista bajo el Contrato, sujetándola a las obligaciones y derechos bajo el Contrato y a las disposiciones aplicables a este, posteriormente el 17 de diciembre de 2019 la Comisión Nacional de Hidrocarburos, mediante sesión de Órgano de Gobierno

autorizó la solicitud de cesión del control de las operaciones respecto del Área Contractual 9 CS-01 a Vista Oíl & Gas Holding II S.A de C.V.

La superficie total del polígono del Área Contractual 9 CS 01 es de 95.168 km² (9516.8 Ha.). En la **Figura V.1-1.** se representa la Configuración de Área Contractual dentro del Municipio de Macuspana Tabasco.



Ver en el **Anexo 2**, mapa en su formato completo

Figura V.1-1. Área Contractual CS01 dentro del Municipio de Macuspana, Tabasco.

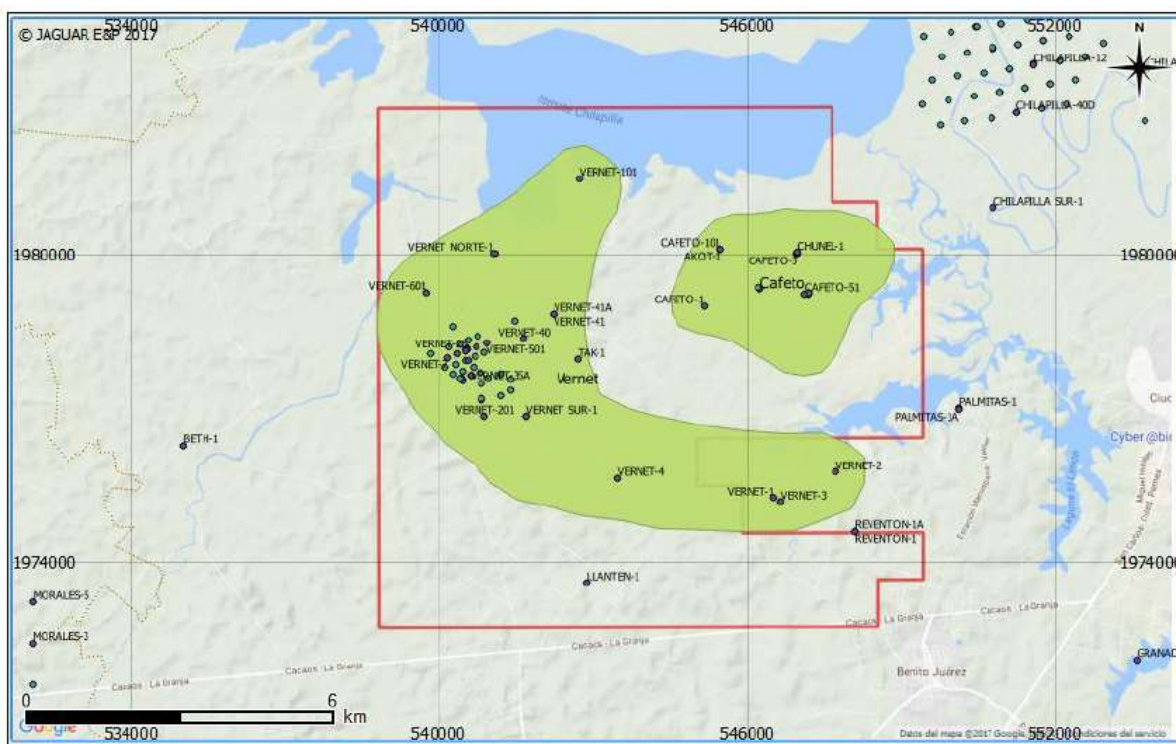


Figura V.1-2. Área Contractual 9 (CS-01).

Como complemento, en las **Tablas V.1-1 y V.1-2**, se enlista las coordenadas UTM y geográficas de cada uno de los vértices que definen al área contractual, así como su representación dentro de los límites del municipio en el que se localiza.

Tabla V.1-1. Coordenadas del polígono del Área Contractual 9 CS-01

Vértice	Coordenadas UTM		Coordenadas geográficas	
	X	Y	Lat. Norte	Long. Oeste
1	549437.70	1976417.90	-92.53333327	-17.87499987
2	545023.50	1976407.40	-92.57500042	17.87500026
3	545025.60	1975485.40	-92.57500040	17.86666671
4	545908.50	1975487.40	-92.56666678	17.86666645
5	545910.70	1974565.40	-92.56666621	17.85833290
6	549442.30	1974574.00	-92.53333334	17.85833375
7	549444.60	1973652.00	-92.53333337	17.85000022
8	548561.60	1973649.80	-92.54166713	17.85000008
9	548563.90	1972727.80	-92.54166675	17.84166654
10	538851.00	1972706.40	-92.63333338	17.84166677
11	538831.10	1982848.10	-92.63333305	17.93333347
12	547656.40	1982867.50	-92.55000045	17.93333377
13	547660.90	1981023.50	-92.55000005	17.91666681
14	548543.50	1981025.60	-92.54166695	17.91666634
15	548545.80	1980103.70	-92.54166665	17.90833376
16	549428.50	1980105.80	-92.53333300	17.90833294

Vértice	Coordenadas UTM		Coordenadas geográficas	
	X	Y	Lat. Norte	Long. Oeste
1	549437.70	1976417.90	-92.53333327	-17.87499987

Fuente: Contrato CNH-R02-L03-CS-01/2017

Conforme a los planes de exploración, evaluación y desarrollo del Área Contractual a cargo de Vista Oil & Gas cuya enmienda es buscar una proyección comercial, se realizará una serie de gestiones, actividades y obras para alcanzarlo. Actividades que pueden partir desde los estudios geológicos para detectar nuevos yacimientos, así como intervenir en cualquiera de las diferentes etapas en el ciclo de vida de un pozo y sus instalaciones periféricas que permitan el manejo de los hidrocarburos producidos.

Para el manejo de la producción en superficie de todos los pozos productores, para el caso específico del Área Contractual, requieren de una infraestructura de ciertas características para su manejo adecuado.

Cuando un pozo se abre a producción en un yacimiento nuevo, ya sea un pozo recién terminado o reparado y cuenta el yacimiento con la energía suficiente para enviar su producción hasta el punto de venta, se dice que es un “Pozo Fluyente” y el resto de los pozos que requieren adicionar energía a través de un equipo de levantamiento artificial, se consideran “Pozos de Baja Presión”.

Todos los pozos fluyen, a través de su línea de descarga, a una Batería de Separación, en donde se llevan a cabo las acciones de: Recolección de la Producción, Separación de Fluidos, Medición de Fluidos y Transporte de los Fluidos. En tal instalación se almacena de manera temporal el aceite para su posterior distribución vía oleoductos, el gas separado, de acuerdo al volumen obtenido, se manda a quema controlada o se pone a disposición por medio de gasoductos, y el agua congénita obtenido se almacena de manera temporal hasta realizar su disposición para su tratamiento o para disponerlo en pozos de inyección o de disposición según sea su clasificación como residuo.

En lo que se refiere al presente Estudio de Riesgo (ER), dentro de todo el alcance del proyecto que representa al Área Contractual 9 CS01, en términos generales, los esfuerzos se centran en las siguientes obras:

- Construcción de pera, camino de acceso y perforación del pozo Vernet 1006.

- Construcción de línea de descarga de 4" Ø X 0.991 km del pozo Vernet 1006 al cabezal de recolección Vernet 293.
- Construcción de pera, camino de acceso y perforación del pozo Vernet 1007.
- Construcción de línea de descarga de 4" Ø X 0.500 km del pozo Vernet 1007 al cabezal de recolección Vernet 32.
- Construcción de la macropera Vernet 1051 D, camino de acceso y perforación de los pozos Vernet 1051 D y Vernet 1052.
- Construcción de línea de descarga de 4" Ø X 0.397 km del pozo Vernet 1051 D con interconexión a la LDD existente de pozo Vernet Sur 1.
- Construcción de línea de descarga de 4" Ø X 0.038 km del pozo Vernet 1052 con interconexión a línea de descarga de 4" Ø X 0.397 km del pozo Vernet 1051 D.
- Construcción de línea de descarga de 4" Ø x 0.326 km del pozo Vernet 1004 al cabezal de recolección Vernet 293.
- Construcción de línea de descarga de 4" Ø x 0.180 km del pozo Vernet 1005 al cabezal de recolección Vernet 32.
- Construcción de línea de inyección de agua congénita de 4" Ø x 0.371 km de la interconexión con el pozo Vernet 8 al pozo Vernet 11.
- Construcción de línea de inyección de agua congénita de 4" Ø x 0.354 km de la interconexión con el pozo Vernet 8 al pozo Vernet 15.
- Rehabilitación del km 1+151.364 al km 1+445.399 de la Línea de descarga existente de 4" Ø x 2.563 km del pozo Vernet Sur 1 a la batería de separación Vernet.

Estas obras en el Proyecto se ejecutarán en tres etapas:

- Preparación del sitio y construcción (36 meses).
- Operación y mantenimiento (12 años).
- Abandono (5 meses).

Los tiempos de ejecución de cada etapa no son secuenciales, debido a que algunas actividades de las etapas se realizan de manera paralela considerando que son independientes, (Ver **Tabla V.1-2**). Las etapas de Preparación del sitio y Construcción requerirán de un tiempo estimado de treinta y seis (36) meses y se proyecta que opere durante una vida útil de 12 años, el mantenimiento de las líneas de descarga y líneas de inyección de agua se efectuará durante todo el tiempo de operación de las líneas. Las actividades de mantenimiento también consideran reparaciones menores y mayores a los pozos.

Una vez finalizado el periodo de operación, se requieren 150 días (cinco meses) para el abandono. Por lo que, la autorización que se solicita para ejecutar las actividades propuestas en el presente proyecto es de 13 años (156 meses), **Tabla V.1-2).**

Tabla V.1-2. Programa general de trabajo del proyecto.

Tabla N°2: Programa general de trabajo del proyecto																		
No.	Actividades	Mes de ejecución																
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	36...146	156			
1	Preparación del sitio.																	
	Construcción																	
2	Operación (Incluye mantenimiento)																	
3	Abandono del sitio																	

Las coordenadas de cada obra del proyecto se presentan en las **Tablas V.1-3 a V.1-26.**

La construcción de estas obras, ocupará en total una superficie de 59,925.15 m² (5.9 ha) lo que representa un porcentaje de ocupación de 0.11 % de la superficie total del sistema ambiental (5,241.26 ha).

Pozos petroleros

Tabla V.1-3. Coordenadas de ubicación del Pozo Vernet 1006

Ubicación del conductor	X	Y
Pozo Vernet 1006	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.	

Tabla V.1-4. Coordenadas de ubicación del Pozo Vernet 1007

Ubicación del conductor	X	Y
Pozo Vernet 1007	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.	

Tabla V.1-5. Coordenadas de ubicación del Pozo Vernet 1051 D

Ubicación del conductor	X	Y
Pozo Vernet 1051 D		

Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada).
 Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113
 fracción I de la LGTAIP.

Tabla V.1-6. Coordenadas de ubicación del Pozo Vernet 1052

Ubicación del conductor	X	Y
Pozo Vernet 1052		

Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada).
 Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113
 fracción I de la LGTAIP.

Peras y caminos de acceso
Tabla V.1-7. Coordenadas de ubicación pera y camino de acceso pozo Vernet 1006

Pera Vernet 1006		
Vértice	X	Y
1		
2		
3		
4		
Camino de acceso pozo Vernet 1006		
1		
2		
3		
4		
5		
6		
7		
8		
9		
10		
11		
12		
13		
14		
15		
16		
17		
18		
19		
20		

Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada).
 Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113
 fracción I de la LGTAIP.

Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información
 reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I
 de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.

Área de pera = 6,400 m², Área de camino= 2,019.45 m²

Tabla V.1-8. Coordenadas de ubicación pera y camino de acceso pozo Vernet 1007

Pera Vernet 1007		
Vértice	X	Y
1		Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.
2		
3		
4		
Camino de acceso pozo Vernet 1007		
1		Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.
2		
3		
4		

Área de pera = 6,400 m², Área de camino= 273.62 m²

Tabla V.1-9. Coordenadas de ubicación macropera y camino de acceso pozo Vernet 1051 D

Pera Vernet 1051 D y Vernet 1052		
Vértice	X	Y
1	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.	
2		
3		
4		
Camino de acceso Pera Vernet 1051 D y Vernet 1052		
1	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.	
2		
3		
4		

Área de pera = 10,000 m², Área de camino= 388.57 m²

Ductos

**Tabla V.1-10. Coordenadas DDV de la línea de descarga de 4" Ø X 0.991 km
del pozo Vernet 1006 al cabezal Vernet 293**

LADOS		AZIMUT GEODESICO	DISTANCIA	COORDENADAS				VERTICE
EST.	P.V.			φ	λ	Y	X	
P.P. K=0+000.00	P.I. K=0+049.65	238°20'42.75"	49.652	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.				P.P. K=0+000.00
P.I. K=0+049.65	P.I. K=0+058.05	283°20'42.75"	7.563					P.I. K=0+049.65
P.I. K=0+058.05	P.I. K=0+113.60	328°20'42.75"	55.556					P.I. K=0+058.05
P.I. K=0+113.60	P.I. K=0+122.00	304°29'28.53"	8.159					P.I. K=0+113.60
P.I. K=0+122.00	P.I. K=0+234.62	280°38'14.31"	112.621					P.I. K=0+122.00
P.I. K=0+234.62	P.I. K=0+368.54	278°27'44.43"	133.911					P.I. K=0+234.62
P.I. K=0+368.54	P.I. K=0+376.94	290°6'5.54"	8.342					P.I. K=0+368.54
P.I. K=0+376.94	P.I. K=0+454.50	301°44'26.66"	77.567					P.I. K=0+376.94
P.I. K=0+454.50	P.I. K=0+462.90	279°26'47.38"	8.19					P.I. K=0+454.50
P.I. K=0+462.90	P.I. K=0+609.11	257°9'8.11"	146.21					P.I. K=0+462.90
P.I. K=0+609.11	P.I. K=0+617.51	304°24'59.70"	7.479					P.I. K=0+609.11
P.I. K=0+617.51	P.I. K=0+729.87	351°40'51.30"	112.36					P.I. K=0+617.51
P.I. K=0+729.87	P.I. K=0+749.77	355°36'23.29"	19.902					P.I. K=0+729.87
P.I. K=0+749.77	P.I. K=0+758.62	02°4'15.60"	8.833					P.I. K=0+749.77
P.I. K=0+758.62	P.I. K=0+792.15	08°32'7.92"	33.525					P.I. K=0+758.62
P.I. K=0+792.15	P.I. K=0+833.02	09°35'14.55"	40.869					P.I. K=0+792.15
P.I. K=0+833.02	P.I. K=0+839.98	349°1'52.53"	6.817					P.I. K=0+833.02
P.I. K=0+839.98	P.I. K=0+853.22	328°28'30.52"	13.233					P.I. K=0+839.98
P.I. K=0+853.22	P.I. K=0+864.61	11°18'27.58"	10.358					P.I. K=0+853.22
P.I. K=0+864.61	P.I. K=0+905.38	54°8'24.64"	40.77					P.I. K=0+864.61
P.I. K=0+905.38	P.I. K=0+914.52	64°45'23.98"	9.089					P.I. K=0+905.38
P.I. K=0+914.52	P.I. K=0+985.74	75°19'6.01"	71.218					P.I. K=0+914.52
P.I. K=0+985.74	P.F. K=0+991.33	141°54'40.29"	5.595					P.I. K=0+985.74
P.F. K=0+991.33								P.F. K=0+991.33

Área del DDV= 6,574.45 m²

**Tabla V.1-11. Trazo de la de la línea de descarga de 4" Ø X 0.991 km
del pozo Vernet 1006 al cabezal Vernet 293**

Vértice	Coordenadas	
	Y	X
P.P. K=0+000.00	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.	
P.I. K=0+049.65		

Vértice	Coordenadas	
	Y	X
P.I. K=0+058.05	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.	
P.I. K=0+113.60		
P.I. K=0+122.00		
P.I. K=0+234.62		
P.I. K=0+368.54		
P.I. K=0+376.94		
P.I. K=0+454.50		
P.I. K=0+462.90		
P.I. K=0+609.11		
P.I. K=0+617.51		
P.I. K=0+729.87		
P.I. K=0+749.77		
P.I. K=0+758.62		
P.I. K=0+792.15		
P.I. K=0+833.02		
P.I. K=0+839.98		
P.I. K=0+853.22		
P.I. K=0+864.61		
P.I. K=0+905.38		
P.I. K=0+914.52		
P.I. K=0+985.74		
P.F. K=0+991.33		

Tabla V.1-12. Coordenadas del DDV la línea de descarga de 4" Ø X 0.500 km del pozo Vernet 1007 al cabezal de recolección Vernet 32.

LADOS		AZIMUT GEODESICO	DISTANCIA	COORDENADAS				VERTICE
EST.	P.V.			j	I	Y	X	
P.P. K=0+000.00	P.I. K=0+043.19	159°7'23.08"	43.199	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.				P.P. K=0+000.00
P.I. K=0+043.19	P.I. K=0+051.59	204°6'45.91"	7.563					P.I. K=0+043.19
P.I. K=0+051.59	P.I. K=0+407.09	249°6'8.73"	355.5					P.I. K=0+051.59
P.I. K=0+407.09	P.I. K=0+415.49	275°45'30.22"	8.101					P.I. K=0+407.09
P.I. K=0+415.49	P.F. K=0+500.01	302°24'51.70"	84.513					P.I. K=0+415.49
P.F. K=0+500.01								P.F. K=0+500.01

Área del DDV= 3,263.99 m²

Tabla V.1-13. Trazo de la línea de descarga de 4" Ø X 0.500 km del pozo Vernet 1007 al cabezal de recolección Vernet 32.

Vértice	Coordenadas	
	Y	X
P.P. K=0+000.00	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.	
P.I. K=0+043.19		
P.I. K=0+051.59		
P.I. K=0+407.09		
P.I. K=0+415.49		
P.F. K=0+500.01		

Tabla V.1-14. Coordenadas del DDV de la línea de descarga de 4" Ø X 0.397 km del pozo Vernet 1051 D con interconexión a la LDD existente de pozo Vernet Sur-1

LADOS		AZIMUT GEODESICO	DISTANCIA	COORDENADAS				VERTICE
EST.	P.V.			J	I	Y	X	
P.P. K=0+000.00	P.I. K=0+033.03	149°34'3.25"	33.032	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.				P.P. K=0+000.00
P.I. K=0+033.03	P.I. K=0+041.43	194°34'3.25"	7.563					P.I. K=0+033.03
P.I. K=0+041.43	P.I. K=0+356.34	239°34'3.25"	314.912					P.I. K=0+041.43
P.I. K=0+356.34	P.I. K=0+364.74	245°38'40.45"	8.384					P.I. K=0+356.34
P.I. K=0+364.74	P.F. K=0+395.50	251°43'17.64"	30.762					P.I. K=0+364.74
P.F. K=0+395.50								P.F. K=0+395.50

Área del DDV= 2,539.83 m²

Tabla V.1-15. Trazo de la línea de descarga de 4" Ø X 0.397 km del pozo Vernet 1051 D con interconexión a la LDD existente de pozo Vernet Sur-1

Vértice	Coordenadas	
	Y	X
P.P. K=0+000.00	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.	
P.I. K=0+033.03		
P.I. K=0+041.43		
P.I. K=0+356.34		
P.I. K=0+364.74		
P.F. K=0+397.00		

Tabla V.1-16. Coordenadas del DDV de la línea de descarga de 4" Ø X 0.038 km del pozo Vernet 1052 con interconexión a línea de descarga de 4" Ø X 0.397 km del pozo Vernet 1051 D.

LADOS		AZIMUT GEODESICO	DISTANCIA	COORDENADAS				VERTICE
EST.	P.V.			φ	λ	Y	X	
P.P. K=0+000.00	P.F. K=0+038.38	149°34'3.25"	38.38	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.				P.P. K=0+000.00
P.F. K=0+038.38								P.F. K=0+038.38

Área del DDV= 23.66 m²

Tabla V.1-17. Trazo de la línea de descarga de 4" Ø X 0.038 km del pozo Vernet 1052 con interconexión a línea de descarga de 4" Ø X 0.397 km del pozo Vernet 1051 D.

Vértice	Coordenadas	
	Y	X
P.P. K=0+000.00	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.	
P.F. K=0+038.38		

Tabla V.1-18. Coordenadas del DDV de la línea de descarga de 4" Ø x 0.326 km del pozo Vernet 1004 al cabezal de recolección Vernet 293.

Lados		Azimut geodésico	Distancia	Coordenadas				Vértice
Est.	P.V.			φ	λ	Y	X	
PP K=0+000.000	PI K=0+054.073	56°59'46.40"	54.073	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.				PP K=0+000.000
PI K=0+054.073	PI K=0+062.473	26°18'4.85"	8.4					PI K=0+054.073
PI K=0+062.473	PI K=0+092.143	355°36'23.29"	29.67					PI K=0+062.473
PI K=0+092.143	PI K=0+100.543	02°4'15.60"	8.4					PI K=0+092.143
PI K=0+100.543	PI K=0+134.049	08°32'7.92"	33.506					PI K=0+100.543
PI K=0+134.049	PI K=0+174.900	09°35'14.55"	40.851					PI K=0+134.049
PI K=0+174.900	PI K=0+183.300	349°1'52.53"	8.4					PI K=0+174.900
PI K=0+183.300	PI K=0+196.533	328°28'30.52"	13.233					PI K=0+183.300
PI K=0+196.533	PI K=0+204.933	11°18'27.58"	8.4					PI K=0+196.533
PI K=0+204.933	PI K=0+245.703	54°8'24.64"	40.77					PI K=0+204.933
PI K=0+245.703	PI K=0+254.103	64°45'23.98"	8.4					PI K=0+245.703
PI K=0+254.103	PI K=0+322.147	75°22'23.32"	68.044					PI K=0+254.103
PI K=0+322.147	PI K=0+326.430	141°54'40.29"	4.283					PI K=0+322.147
PF K=0+326.430								PF K=0+326.430

Área del DDV= 1,058.25 m²

Tabla V.1-19. Trazo de la línea de descarga de 4" Ø x 0.326 km del pozo Vernet 1004 al cabezal de recolección Vernet 293

Vértice	Coordenadas	
	Y	X
PP K=0+000.000	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.	
PI K=0+054.073		
PI K=0+062.473		
PI K=0+092.143		
PI K=0+100.543		
PI K=0+134.049		
PI K=0+174.900		
PI K=0+183.300		
PI K=0+196.533		
PI K=0+204.933		

Vértice	Coordenadas	
	Y	X
PI K=0+245.703	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.	
PI K=0+254.103		
PI K=0+322.147		
PF K=0+326.430		

Tabla V.1-20. Coordenadas del DDV de la línea de descarga de 4" $\varnothing$ x 0.180 km del pozo Vernet 1005 al cabezal de recolección Vernet 32.

LADOS		AZIMUT GEODESICO	DISTANCIA	COORDENADAS				VERTICE
EST.	P.V.			ϕ	λ	Y	X	
P.P. K=0+000.00	P.I. K=0+037.93	180°0'0.00"	37.937	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.				P.P. K=0+000.00
P.I. K=0+037.93	P.I. K=0+046.33	212°12'44.07"	8.4					P.I. K=0+037.93
P.I. K=0+046.33	P.I. K=0+145.06	244°25'28.14"	98.732					P.I. K=0+046.33
P.I. K=0+145.06	P.I. K=0+153.46	199°42'41.58"	7.573					P.I. K=0+145.06
P.I. K=0+153.46	P.F. K=0+177.14	154°59'55.03"	23.68					P.I. K=0+153.46
P.F. K=0+177.14								P.F. K=0+177.14

Área del DDV= 759.56 m²

Tabla V.1-21. Trazo de la línea de descarga de 4" $\varnothing$ x 0.180 km del pozo Vernet 1005 al cabezal de recolección Vernet 32.

Vértice	Coordenadas	
	Y	X
P.P. K=0+000.00	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.	
P.I. K=0+037.93		
P.I. K=0+046.33		
P.I. K=0+145.06		
P.I. K=0+153.46		
P.F. K=0+177.14		

Tabla V.1-22. Coordenadas del DDV de la línea de inyección de agua congénita de 4" $\varnothing$ x 0.371 km de la interconexión con el pozo Vernet 8 al pozo Vernet 11

Lados		Azimut Geodésico	Distancia	COORDENADAS				Vértice
Est.	P.V.			ϕ	λ	Y	X	
P.P. K=0+000.00	P.I. K=0+053.77	234°7'4.31"	53.778	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.				P.P. K=0+000.00
P.I. K=0+053.77	P.I. K=0+062.17	225°42'11.18"	8.371					P.I. K=0+053.77
P.I. K=0+062.17	P.I. K=0+076.41	217°17'18.05"	14.238					P.I. K=0+062.17
P.I. K=0+076.41	P.I. K=0+084.81	213°20'4.96"	8.392					P.I. K=0+076.41
P.I. K=0+084.81	P.I. K=0+130.94	209°22'51.87"	46.127					P.I. K=0+084.81
P.I. K=0+130.94	P.I. K=0+139.34	188°12'1.60"	8.209					P.I. K=0+130.94
P.I. K=0+139.34	P.I. K=0+178.04	167°1'11.34"	38.708					P.I. K=0+139.34
P.I. K=0+178.04	P.I. K=0+186.44	207°54'53.60"	7.699					P.I. K=0+178.04
P.I. K=0+186.44	P.I. K=0+235.56	248°48'35.87"	49.119					P.I. K=0+186.44
P.I. K=0+235.56	P.I. K=0+243.96	229°28'32.32"	8.241					P.I. K=0+235.56

Lados		Azimut Geodésico	Distancia	Coordenadas				Vértice
Est.	P.V.			ϕ	λ	Y	X	
P.I. K=0+243.96	P.I. K=0+286.40	210°8'28.76"	42.443	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.				P.I. K=0+243.96
P.I. K=0+286.40	P.I. K=0+294.80	214°27'27.89"	8.392					P.I. K=0+286.40
P.I. K=0+294.80	P.F. K=0+368.84	218°46'27.02"	74.035					P.I. K=0+294.80
P.F. K=0+368.84								P.F. K=0+368.84

Área del DDV= 2,599.94 m²

Tabla V.1-23. Trazo de la línea de inyección de agua congénita de 4" Ø x 0.371 km de la interconexión con el pozo Vernet 8 al pozo Vernet 11

Vértice	Coordenadas	
	Y	X
P.P. K=0+000.00	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.	
P.I. K=0+053.77		
P.I. K=0+062.17		
P.I. K=0+076.41		
P.I. K=0+084.81		
P.I. K=0+130.94		
P.I. K=0+139.34		
P.I. K=0+178.04		
P.I. K=0+186.44		
P.I. K=0+235.56		
P.I. K=0+243.96		
P.I. K=0+286.40		
P.I. K=0+294.80		
P.F. K=0+368.84		

Tabla V.1-24. Coordenadas del DDV de la línea de inyección de agua congénita de 4" Ø x 0.354 km de la interconexión con el pozo Vernet 8 al pozo Vernet 15

Lados		Azimut Geodésico	Distancia	Coordenadas				Vértice
Est.	P.V.			ϕ	λ	Y	X	
P.P. K=0+000.00	P.I. K=0+004.96	325°26'47.26"	4.968	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.				P.P. K=0+000.00
P.I. K=0+004.96	P.I. K=0+038.70	235°26'47.26"	33.734					P.I. K=0+004.96
P.I. K=0+038.70	P.I. K=0+263.04	219°40'41.41"	224.348					P.I. K=0+038.70
P.I. K=0+263.04	P.F. K=0+354.99	220°1'51.87"	91.949					P.I. K=0+263.04
P.F. K=0+354.99								P.F. K=0+354.99

Área del DDV= 2,245.77 m²

Tabla V.1-25. Trazo de la línea de inyección de agua congénita de 4" Ø x 0.354 km de la interconexión con el pozo Vernet 8 al pozo Vernet 15

Vértice	Coordenadas	
	Y	X
P.P. K=0+000.00	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.	
P.I. K=0+004.96		
P.I. K=0+038.70		
P.I. K=0+263.04		
P.F. K=0+354.99		

Tabla V.1-26. Coordenadas del DDV de la Línea de descarga existente de 4" Ø x 2.563 km del pozo Vernet Sur 1 a la batería de separación Vernet

Lado Est-PV	Azimut	Distancia (m.)	Coordenadas UTM		Rumbo	V	Coordenadas geográficas	
			Este (X)	Norte (Y)			Latitud	Longitud
1-2	147°7'10.89"	2.409	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.		S 32°52'49.11" E	1	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.	
2-3	289°27'47.12"	3.147			N 70°32'12.88" W	2		
3-4	301°38'19.11"	26.006			N 58°21'40.89" W	3		
4-5	329°36'3.88"	25.205			N 30°23'56.12" W	4		
5-6	334°4'54.81"	30.622			N 25°55'05.19" W	5		
6-7	321°35'51.85"	24.692			N 38°24'08.15" W	6		
7-8	309°15'16.33"	48.877			N 50°44'43.67" W	7		
8-9	310°26'2.26"	153.171			N 49°33'57.74" W	8		
9-10	311°10'43.57"	68.933			N 48°49'16.43" W	9		
10-11	302°23'29.60"	63.762			N 57°36'30.40" W	10		
11-12	300°28'36.54"	84.002			N 59°31'23.46" W	11		
12-13	302°15'14.19"	42.591			N 57°44'45.81" W	12		
13-14	323°13'58.26"	49.455			N 36°46'01.74" W	13		
14-15	331°12'46.85"	25.626			N 28°47'13.15" W	14		
15-16	325°45'8.35"	10.283			N 34°14'51.65" W	15		
16-17	259°9'34.90"	0.097			S 79°09'34.90" W	16		
17-18	253°37'16.76"	38.682			S 73°37'16.76" W	17		
18-19	265°51'4.11"	11.825			S 85°51'04.11" W	18		
19-20	291°18'17.35"	17.508			N 68°41'42.65" W	19		
20-21	300°22'19.81"	18.444			N 59°37'40.19" W	20		
21-22	309°40'55.99"	2.638			N 50°19'04.01" W	21		
22-23	307°38'41.87"	50.021			N 52°21'18.13" W	22		
23-24	305°0'1.93"	193.431			N 54°59'58.07" W	23		
24-25	306°17'2.96"	30.925			N 53°42'57.04" W	24		
25-26	258°0'1.44"	2.279			S 78°00'01.44" W	25		
26-27	254°0'9.79"	67.406			S 74°00'09.79" W	26		

Lado Est-PV	Azimut	Distancia (m.)	Coordenadas UTM		Rumbo	V	Coordenadas geográficas	
			Este (X)	Norte (Y)			Latitud	Longitud
27-28	255°48'26.61"	2.948	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.		S 75°48'26.61" W	27	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.	
28-29	282°23'4.97"	3.093			N 77°36'55.03" W	28		
29-30	309°50'56.02"	2.350			N 50°09'03.98" W	29		
30-31	327°47'37.63"	2.090			N 32°12'22.37" W	30		
31-32	334°1'23.78"	0.916			N 25°58'36.22" W	31		
32-33	335°47'37.79"	20.298			N 24°12'22.21" W	32		
33-34	65°47'37.79"	7.000			N 65°47'37.79" E	33		
34-35	155°47'37.79"	20.190			S 24°12'22.21" E	34		
35-36	154°1'23.78"	0.426			S 25°58'36.22" E	35		
36-37	147°47'37.63"	0.080			S 32°12'22.37" E	36		
37-38	75°48'26.61"	0.831			N 75°48'26.61" E	37		
38-39	74°0'9.79"	67.540			N 74°00'09.79" E	38		
39-40	78°0'1.44"	3.338			N 78°00'01.44" E	39		
40-41	86°54'57.05"	2.279			N 86°54'57.05" E	40		
41-42	118°16'51.55"	2.075			S 61°43'08.45" E	41		
42-43	126°17'2.96"	31.713			S 53°42'57.04" E	42		
43-44	125°0'1.93"	193.514			S 54°59'58.07" E	43		
44-45	127°38'41.87"	50.307			S 52°21'18.13" E	44		
45-46	129°40'55.99"	2.192			S 50°19'04.01" E	45		
46-47	120°22'19.81"	17.318			S 59°37'40.19" E	46		
47-48	111°18'17.35"	15.372			S 68°41'42.65" E	47		
48-49	85°51'4.11"	9.494			N 85°51'04.11" E	48		
49-50	73°37'16.76"	38.270			N 73°37'16.76" E	49		
50-51	79°9'34.90"	2.362			N 79°09'34.90" E	50		
51-52	99°3'1.42"	2.421			S 80°56'58.58" E	51		
52-53	129°10'2.77"	2.416			S 50°49'57.23" E	52		
53-54	145°45'8.35"	12.299			S 34°14'51.65" E	53		
54-55	151°12'46.85"	25.471			S 28°47'13.15" E	54		
55-56	143°13'58.26"	47.670			S 36°46'01.74" E	55		
56-57	122°15'14.19"	41.186			S 57°44'45.81" E	56		
57-58	120°28'36.54"	84.010			S 59°31'23.46" E	57		
58-59	122°23'29.60"	64.417			S 57°36'30.40" E	58		
59-60	131°10'43.57"	69.426			S 48°49'16.43" E	59		
60-61	130°26'2.26"	153.054			S 49°33'57.74" E	60		
61-62	129°15'16.33"	49.561			S 50°44'43.67" E	61		
62-63	141°35'51.85"	26.215			S 38°24'08.15" E	62		
63-64	154°4'54.81"	31.114			S 25°55'05.19" E	63		
64-65	149°36'3.88"	23.188			S 30°23'56.12" E	64		

Lado Est-PV	Azimut	Distancia (m.)	Coordenadas UTM		Rumbo	V	Coordenadas geográficas	
			Este (X)	Norte (Y)			Latitud	Longitud
65-66	121°38'19.11"	23.517	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.		S 58°21'40.89" E	65	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.	
66-67	109°27'47.12"	4.938			S 70°32'12.88" E	66		
67-1	238°16'10.68"	7.094			S 58°16'10.68" W	67		
68-69	332°28'0.14"	51.159			N 27°31'59.86" W	68		
69-70	317°35'54.60"	16.340			N 42°24'05.40" W	69		
70-71	309°37'3.71"	22.362			N 50°22'56.29" W	70		
71-72	307°29'32.97"	15.408			N 52°30'27.03" W	71		
72-73	307°8'35.69"	28.679			N 52°51'24.31" W	72		
73-74	309°54'36.27"	69.776			N 50°05'23.73" W	73		
74-75	310°19'23.16"	16.262			N 49°40'36.84" W	74		
75-76	308°20'49.89"	77.085			N 51°39'10.11" W	75		
76-77	309°49'52.91"	42.852			N 50°10'07.09" W	76		
77-78	306°50'8.23"	121.985			N 53°09'51.77" W	77		
78-79	310°35'0.44"	15.700			N 49°24'59.56" W	78		
79-80	304°11'54.68"	22.359			N 55°48'05.32" W	79		
80-81	307°17'46.42"	174.598			N 52°42'13.58" W	80		
81-82	309°5'18.23"	76.764			N 50°54'41.77" W	81		
82-83	303°9'24.26"	47.600			N 56°50'35.74" W	82		
83-84	306°34'54.87"	26.256			N 53°25'05.13" W	83		
84-85	325°1'7.58"	55.083			N 34°58'52.42" W	84		
85-86	352°12'30.76"	33.284			N 07°47'29.24" W	85		
86-87	02°26'52.63"	26.309			N 02°26'52.63" E	86		
87-88	00°4'28.78"	7.550			N 00°04'28.78" E	87		
88-89	18°46'18.33"	15.984			N 18°46'18.33" E	88		
89-90	37°8'1.10"	12.940			N 37°08'01.10" E	89		
90-91	50°38'27.66"	3.858			N 50°38'27.66" E	90		
91-92	52°27'17.29"	0.220			N 52°27'17.29" E	91		
92-93	45°25'49.65"	11.355			N 45°25'49.65" E	92		
93-94	315°24'35.50"	1.024			N 44°35'24.50" W	93		
94-95	44°23'33.68"	7.001			N 44°23'33.68" E	94		
95-96	135°24'35.50"	3.468			S 44°35'24.50" E	95		
96-97	143°12'39.32"	2.874			S 36°47'20.68" E	96		
97-98	185°53'6.92"	2.422			S 05°53'06.92" W	97		
98-99	219°5'5.02"	2.655			S 39°05'05.02" W	98		
99-100	225°25'49.65"	13.890			S 45°25'49.65" W	99		
100-101	232°27'17.29"	0.539			S 52°27'17.29" W	100		
101-102	230°38'27.66"	2.918			S 50°38'27.66" W	101		
102-103	217°8'1.10"	10.980			S 37°08'01.10" W	102		

Lado Est-PV	Azimut	Distancia (m.)	Coordenadas UTM		Rumbo	V	Coordenadas geográficas	
			Este (X)	Norte (Y)			Latitud	Longitud
103-104	198°46'18.33"	13.700	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.		S 18°46'18.33" W	103	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.	
104-105	180°4'28.78"	6.542			S 00°04'28.78" W	104		
105-106	182°26'52.63"	25.827			S 02°26'52.63" W	105		
106-107	172°12'30.76"	30.964			S 07°47'29.24" E	106		
107-108	145°1'17.58"	52.254			S 34°58'52.42" E	107		
108-109	126°34'54.87"	24.910			S 53°25'05.13" E	108		
109-110	123°9'24.26"	47.754			S 56°50'35.74" E	109		
110-111	129°5'18.23"	77.017			S 50°54'41.77" E	110		
111-112	127°1'46.42"	174.299			S 52°42'13.58" E	111		
112-113	124°11'54.68"	22.560			S 55°48'05.32" E	112		
113-114	130°35'0.44"	15.862			S 49°24'59.56" E	113		
114-115	126°50'8.23"	121.939			S 53°09'51.77" E	114		
115-116	129°49'52.91"	42.945			S 50°10'07.09" E	115		
116-117	128°20'49.89"	77.115			S 51°39'10.11" E	116		
117-118	130°19'23.16"	16.357			S 49°40'36.84" E	117		
118-119	129°54'36.27"	69.581			S 50°05'23.73" E	118		
119-120	127°8'35.69"	28.531			S 52°51'24.31" E	119		
120-121	127°29'32.97"	15.559			S 52°30'27.03" E	120		
121-122	129°37'3.71"	22.980			S 50°22'56.29" E	121		
122-123	137°35'54.60"	17.743			S 42°24'05.40" E	122		
123-124	152°29'22.73"	52.610			S 27°30'37.27" E	123		
124-68	246°53'5.84"	7.000			S 66°53'05.84" W	124		

Tabla V.1-27. Trazo de la Línea de descarga existente de 4" Ø x 2.563 km del pozo Vernet Sur 1 a la batería de separación Vernet

Vértice	Coordenadas	
	Y	X
1	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.	
2		
3		
4		
5		
6		
7		
8		
9		
10		
11		

Vértice	Coordenadas	
	Y	X
12	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.	
13		
14		
15		
16		
17		
18		
19		
20		
21		
22		
23		
24		
25		
26		
27		
28		
29		
30		
31		
32		
33		
34		
35		
36		
37		
38		
39		
40		
41		
42		
43		
44		
45		
46		
47		

Vértice	Coordenadas	
	Y	X
48	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.	
49		
50		
51		
52		
53		
54		
55		
56		
57		
58		
59		
60		
61		
62		
63		
64		
65		
66		
67		
68		
69		
70		
71		
72		
73		
74		
75		

Tabla V.1-28. Coordenadas de la Rehabilitación de 0.294 km (1+151.364 al km 1+445.399) de la Línea de descarga existente de 4" Ø x 2.563 km del pozo Vernet Sur 1 a la batería de separación Vernet

Lado EST-PV	Azimut	Distancia (m)	Coordenadas UTM		Rumbo	V	Coordenadas geográficas	
			Este (X)	Norte (Y)			Latitud	Longitud
124-34	156°53'6.10"	293.998	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.					
34-33	245°47'37.79"	7.000						
33-68	336°53'5.21"	294.131						
68-124	66°53'5.84"	7.000						

Vértice	Coordenadas	
	Y	X
P.P. K=0+000.00	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.	
P.F. K=0+294.03		

Tabla V.1-29. Áreas del proyecto.

Elementos del proyecto	Elemento de la obra	m²
Pera y camino de acceso pozo Vernet 1006	Pera	6,400.00
	Camino de acceso	2,019.46
Pera y camino de acceso pozo Vernet 1007	Pera	6,400.00
	Camino de acceso	273.63
Pera y camino de acceso pozo Vernet 1051 D y Vernet 1052	Pera	10,000.00
	Camino de acceso	388.58
Línea de descarga de 4" Ø X 0.991 Km del pozo Vernet 1006 al cabezal Vernet 293	Derecho de vía	6,574.46
Línea de descarga de 4" Ø X 0.500 Km del pozo Vernet 1007 al cabezal de recolección Vernet 32	Derecho de vía	3,264.00
Línea de descarga de 4" Ø X 0.397 Km del pozo Vernet 1051 D con interconexión a la LDD existente de pozo Sur-1	Derecho de vía	2,539.83
Línea de descarga de 4" Ø X 0.038 Km del pozo Vernet 1052 con interconexión a línea de descarga de 4" Ø X 0.397 Km del pozo Vernet 1052	Derecho de vía	23.66
Línea de descarga de 4" Ø x 0.326 km del pozo Vernet 1004 al cabezal de recolección Vernet 293	Derecho de vía	1,058.26
Línea de descarga de 4" Ø x 0.180 km del pozo Vernet 1005 al cabezal de recolección Vernet 32	Derecho de vía	759.57
Línea de inyección de agua congénita de 4" Ø x 0.371 km de la interconexión con el pozo Vernet 8 al pozo Vernet 11	Derecho de vía	2,599.94
Línea de inyección de agua congénita de 4" Ø x 0.354 km de la interconexión con el pozo Vernet 8 al pozo Vernet 15	Derecho de vía	2,245.77
Rehabilitación del km 1+151.364 al km 1+445.399 de la Línea de descarga existente de 4" Ø x 2.563 km del pozo Vernet Sur 1 a la batería de separación Vernet.	Derecho de vía	15,378.00
Total		59,925.15

Estas coordenadas ubican los polígonos de las peras de los pozos involucrados en el proyecto, así como, los trazos de las Líneas de Descargas y Líneas de inyección dentro del área contractual, tal y como se muestran en la **Figura V.1-3**.

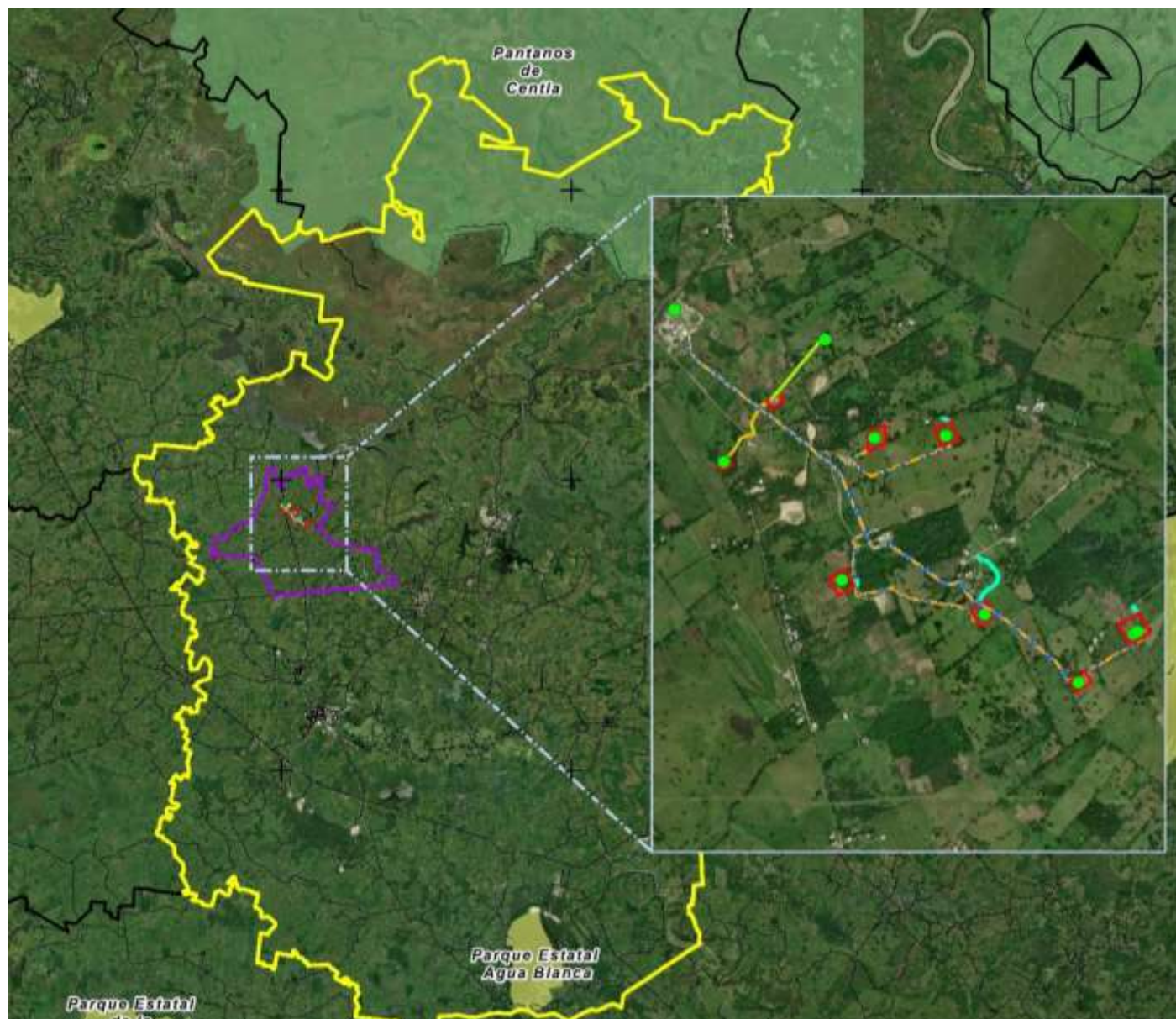


Figura V.1-3. Polígonos de las peras de los pozos a construir y trazos las líneas del proyecto dentro del Áreas Contractual CS01

En el **Anexo 3**, se ubica la figura V.1-3, en formato de mapa, cumpliendo con los requerimientos de formato solicitado por la ASEA, a través de la guía de Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos.

Códigos y normas aplicables

Desde el principio, los lineamientos emitidos por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), establecen de observancia obligatoria que las operadoras petroleras consideren el manejo o combinación de los estándares, normas propias y Mejores Prácticas para garantizar el diseño, la operación, la integridad de las instalaciones y establecer un marco de seguridad coherente con el tipo de actividad que se realiza.

En el Anexo II, *Referencias Normativas*, del *Lineamiento de Perforación de Pozos*, se señala:

- 1. El presente Anexo establece el listado de los estándares que son considerados como referencia para definir la existencia de una Mejor Práctica y, por tanto, son de observancia obligatoria para los Operadores Petroleros, durante el Diseño, Construcción, Terminación, Integridad, Mantenimiento y Conversión de éste, hasta su Abandono. Asimismo, dichas normas y estándares son objeto de actualización periódica y supervisión de su cumplimiento por parte de la Comisión.***

La jerarquía de dichas normas en cuanto a la obligatoriedad de su aplicación está en una posición inmediata inferior a las Normas Oficiales Mexicanas. El uso y aplicación que de dichos documentos realice el Operador Petrolero, depende del propósito de los propios estándares y prácticas operativas recomendadas y conforme a los objetivos establecidos, para la perforación de un Pozo en específico.

- 1. Es responsabilidad de los Operadores Petroleros realizar las acciones necesarias para garantizar la adopción, evaluación de la conformidad y cumplimiento de las Mejores Prácticas referidos en el presente Anexo.*

Lo anterior, sin detrimento de la posibilidad de que los Operadores Petroleros, en términos del artículo 9 de los Lineamientos, acrediten ante la Comisión que han adoptado Mejores Prácticas diferentes, iguales o superiores a los referidos en los Lineamientos y sus Anexos y que sean adecuados a los retos

inherentes a las condiciones y características de la geología en México y de sus Yacimientos.

- 2. La aplicación de ediciones nuevas de algunas referencias normativas o estándares proporcionados, sustituyen a las versiones señaladas en el presente Anexo. Asimismo, la aplicación de un nuevo estándar puede no proceder para algunos equipos o instalaciones existentes, por lo que la Comisión, escuchando a los Operadores Petroleros, realizará su revisión tomando en consideración los posibles cambios y no aplicación de determinados estándares. Ello, conforme a las condiciones de operación específicos.***

Lo anterior se hará constar en el título de Autorización, en sus modificaciones, o bien, como consecuencia de la celebración de reuniones de trabajo o comparecencias, con el objeto de clarificar el alcance de las evaluaciones técnicas previas o posteriores a la emisión de las Autorizaciones correspondientes.

- 3. La observancia de las normas y estándares contenidos en este Anexo, para su aplicación, pueden separarse para su acreditación, cuando estos son citados de manera conjunta con otros i.e. ISO/API. La Comisión tomará en consideración la posibilidad de acreditar por separado dichos estándares, para la evaluación del cumplimiento de los mismos, así como las actualizaciones que de estos se realicen.***
- 4. Las prácticas o estándares que se encuentren en revisión y sujetos a proceso de validación o revalidación por parte de los organismos internacionales, son tomados como referencia por parte de la Comisión, para evaluar la existencia de una Mejor Práctica.***
- 5. Únicamente son aplicables por la Comisión los estándares, o parte de los estándares, que están directamente relacionados con el Diseño, Construcción, Terminación y Mantenimiento, hasta el Seguimiento de la Integridad, Conversión y Abandono de los Pozos; sin incorporar o hacer extensiva su aplicación sustituta, independiente o autónoma, a los requerimientos que en materia de seguridad industrial y protección al ambiente establezca la Agencia.***

6. En caso de dudas respecto del alcance o aplicabilidad de determinado estándar o partes de un estándar o Mejor Práctica, el Operador Petrolero puede realizar consultas por escrito a la Comisión, o bien, solicitar la realización de reuniones de trabajo o aclaratorias, para confirmar o establecer un criterio de interpretación y aplicación.

En el punto 8, de este anexo del lineamiento, se señala un listado de todas las Mejores prácticas a la cual las operadoras están obligadas a tomar como referencia para las diferentes etapas durante una perforación de pozos.

Considerando lo anterior, en el **Anexo 4**, se incluye el Lineamiento de la CNH en materia de Perforación de pozos y sus respectivos anexos, al igual que los listados de los mejores estándares sobre los cuales se basa *Vista Oil & Gas* para realizar todas las actividades dentro del Área contractual CS01

Los códigos y normas aplicadas en la construcción de las obras (en el afán de garantizar el diseño, la construcción, la seguridad y protección al medio ambiente), son en orden de secuencia prioritaria: leyes, reglamentos, normas y referencias nacionales o estándares técnicos vigentes y, a falta de alguna de ellas o como complementarias, el paso siguiente es la consulta de normas y códigos Internacionales, tomando como orden, lo indicado en la “Guía de estándares técnicos” 2017 o última versión (Ver **Anexo 4**).

De igual manera, en el **Anexo 4**, se integran los archivos referentes a las “*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*” y “*DISPOSICIONES administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente, para el transporte terrestre por medio de Ductos de Petróleo, Petrolíferos y Petroquímicos*”, que fue base primordial para los criterios de diseño, construcción y seguridad en el concepto de las obras.

De la **Tabla V.1-30** a la **Tabla V.1-36**, se enlistan las normas de referencia y mejores prácticas consideradas para cumplir con todos los criterios aplicables para las actividades a realizar:

Tabla V.1-30. Relación de Normatividad Nacional utilizada Norma Oficial Mexicana.

No. De referencia	Descripción
ASEA (Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente)	
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.
STPS (Secretaría del Trabajo y Previsión Social)	
NOM-017-STPS-2008	Equipo de protección personal. Selección, uso y manejo en los centros de trabajo.
NOM-028-STPS-2012	Sistema para la administración del Trabajo-Seguridad en los procesos y equipos críticos que manejan sustancias químicas peligrosas.
NOM-001-STPS-2008	Edificios, locales, instalaciones y áreas en los centros de trabajo condiciones de seguridad.
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad-prevención y protección contra incendios en los centros de trabajo.
NOM-004-STPS-1999	Sistemas de protección y dispositivos de seguridad en la maquinaria y equipo que se utilice en los centros de trabajo.
NOM-005-STPS-1998	Relativa a las condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo para el manejo, transporte y almacenamiento de sustancias químicas peligrosas.
NOM-011-STPS-2001	"Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se genere ruido".
NOM-020-STPS-2002	"Recipientes sujetos a presión y calderas-funcionamiento-condiciones de seguridad".
NOM-022-STPS-2008	Electricidad estática en los centros de trabajos condiciones de seguridad.
NOM-025-STPS-2008	Condiciones de iluminación en los centros de trabajo.
NOM -026-STPS-1998	Colores y señales de seguridad e higiene, e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías.
SCFI (Secretaría de Comercio y Fomento Industrial)	
NOM-008-SCFI-2002	Sistema general de unidades de medida.
SCT (Secretaría de Comunicaciones y Transporte)	
NOM -012-SCT-2-2008	Sobre el peso y dimensiones máximas con los que pueden circular los vehículos de autotransporte que transitan en las vías generales de comunicación de jurisdicción federal
NOM -002-SCT2-1994	Listado de sustancias peligrosas más usualmente transportada.
NOM -003-SCT2-1994	Características de etiquetas de envases y embalajes, destinadas al transporte de sustancias y residuos peligrosos.
NOM-010-SCT2-1994	Disposiciones de compatibilidad y segregación, para el almacenamiento y transporte de sustancias, materiales y residuos peligrosos.
NOM -025-SCT2-1994	Disposiciones especiales para las sustancias, materiales y residuos peligrosos de la clase 1 explosivos.
SENER (Secretaría de Energía)	
NOM-001-SEDE-2012	Instalaciones eléctricas (utilización).
SCFI (Secretaría de Comercio y Fomento Industrial)	
NOM-063-SCFI-2001	"Productos eléctricos - conductores – requisitos de seguridad".
NOM-064-SCFI-2000	Productos eléctricos-luminarios para uso en interiores y exteriores especificaciones de seguridad y métodos de prueba.
NOM-093-SCFI-1994	"Válvulas de relevo de presión (seguridad, seguridad-alivio y alivio) operadas por resorte y piloto; fabricadas de acero y bronce".
SCT (Secretaría de Comunicaciones y Transporte)	

No. De referencia	Descripción
NOM -012-SCT-2-2014	Sobre el peso y dimensiones máximas con los que pueden circular los vehículos de autotransporte que transitan en las vías generales de comunicación de jurisdicción federal.
NOM -034-SCT-2-2011	Señalamiento horizontal y vertical de carreteras y vialidades urbanas.
SEMARNAT (Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales)	
NOM-081-SEMARNAT-1994	"Que establece los límites máximos permisibles de emisión de ruido de las fuentes fijas y su método de medición".

Tabla V.1-31. Relación de Normatividad Nacional utilizada Leyes.

No. De referencia	Descripción
LGEEPA	
LGEEPA	Ley general del equilibrio ecológico y la protección al ambiente.
ASEA (Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente)	
ASEA	Ley de la Agencia nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.
	DISPOSICIONES administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente para las etapas de Cierre, Desmantelamiento y/o Abandono de Instalaciones del Sector Hidrocarburos.
	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.
	DISPOSICIONES Administrativas de Carácter General que establecen los Lineamientos que se deben cumplir, en el Diseño, Construcción, Pre-arranque, Operación, Mantenimiento, Cierre, Desmantelamiento y Abandono, para las Instalaciones y operaciones de Tránsito asociadas a las actividades de Transporte y/o Distribución de Hidrocarburos y/o Petrolíferos, por medios distintos a Ductos.
	DISPOSICIONES administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para llevar a cabo las Auditorías Externas a la operación y el desempeño de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos.
	DISPOSICIONES administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente, para el transporte terrestre por medio de Ductos de Petróleo, Petrolíferos y Petroquímicos
SEGOB	
	Ley de hidrocarburos.
	Reglamento Ley de hidrocarburos.
CNH (Comisión Nacional de Hidrocarburos)	

No. De referencia	Descripción
RESOLUCION CNH.06.002/09	Por lo que la comisión nacional de hidrocarburos da a conocer los lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos y su dictaminación.

Tabla V.1-32. Relación de Normatividad Estatal utilizada Reglamentos.

No. De referencia	Descripción
	Reglamento de construcciones para el Estado de Tabasco
	Ley de Asentamientos Humanos del Estado de Tabasco

Tabla V.1-33. Relación de Normatividad Nacional común utilizada Normas técnicas.

No. De referencia	Descripción
N.T.C. RCDF- 2004	Normas técnicas complementarias para diseño y construcción de cimentaciones.

Tabla V.1-34. Relación de Normatividad Nacional común utilizada Reglamentos y manuales.

No. De referencia	Descripción
ACI (American Concrete Institute/Instituto Americano del Concreto)	
ACI 318R-11	Requisitos de reglamento para concreto estructural y comentario.
ACI-319-02	Building code requirements for structural concrete.
IMCA (Instituto Mexicano de la Construcción en Acero)	
IMCA	Manual de construcción en acero- diseño por esfuerzos permisibles.
ACI (American Concrete Institute/Instituto Americano del Concreto)	
ACI 351.3R-04	Foundations for Dynamic equipment (cimentación para equipo dinámico).

Tabla V.1-35. Relación de Normatividad Nacional común utilizada Norma Mexicana.

No. De referencia	Descripción
NMX-B-018-1988	Varillas corrugadas y lisas de acero, procedentes de riel para refuerzo de concreto.
NMX-B-032-1988	Varillas corrugadas y lisas, de acero, procedentes de eje, para refuerzo de concreto.
NMX-B-072-1986	Alambre corrugado de acero, laminado en frio para refuerzo de concreto.
NMX-C-160-ONNCCE-2004	Industria de la construcción - concreto – elaboración y curado en obra de especímenes de concreto.
NMX-C-199-ONNCCE-2010	Industria de la construcción – aditivos para concreto- terminología y clasificación en concreto hidráulico y mortero.
NMX-C-251-1997-ONNCCE	Industria de la construcción- concreto- terminología.
NMX-C-255-ONNCCE-2006	Industria de la construcción- aditivos químicos para concreto especificaciones, muestreo y métodos de ensayo.
NMX-C-403-ONNCCE-1999	Industria de la construcción-concreto hidráulico para uso estructural.
NMX-C-404-ONNCCE-2005	Industria de la construcción-bloques, tabiques o ladrillos y tabicones para uso estructural-especificaciones y métodos de prueba (cancela a la nmx-c-404-1997-onncce).
NMX-C-407-ONNCCE-2001	Industria de la construcción – varilla corrugada de acero proveniente de lingote o palanquilla para refuerzo de concreto -especificaciones y métodos de prueba.

No. De referencia	Descripción
NMX-C-414-ONNCCE-2010	Industria de la construcción - cementos hidráulicos – especificaciones y métodos de prueba.
NMX-C-416-ONNCCE-2003	Industria de la construcción-muestreo de estructuras terreas y métodos de prueba.
NMX-C-430-ONNCCE-2002	Industria de la construcción-geotecnia-cimentaciones-sondeos de pozo a cielo abierto.
NMX-C-431-ONNCCE-2002	Industria de la construcción-geotecnia-cimentaciones-toma de muestra alterada e inalterada-métodos de prueba.
NMX-H-077-CANACERO-2009	Industria siderúrgica, electrodos de acero al carbono para soldadura de arco metálico-protégido-especificaciones.
NMX-H-121-1988	Procedimiento de soldadura estructural acero de refuerzo.
NMX-GR-001-1998-IMNC	Polipasto con accionamiento manual-terminología y características.
NMX-GR-005-1998-IMNC	Polipastos manuales-pruebas.
NMX-J-116-ANCE-2005	Transformadores de distribución tipo poste y tipo subestación. Especificaciones.
NMX-J-118/2-ANCE-2006	Tableros de distribución de fuerza en baja tensión especificaciones y métodos de pruebas.
NMX-J-098-ANCE-1999	Sistemas eléctricos de potencia-suministro-tensiones eléctricas normalizadas.
NMX-J-136-ANCE-2007	Abreviaturas, números y símbolos usados en planos y diagramas eléctricos.
NMX-J-534-ANCE-2013	Tubos metálicos rígidos de acero tipo pesado y sus accesorios para la protección de conductores eléctricos-especificaciones y métodos de prueba.
NMX-J-535-ANCE-2008	Tubos rígidos de acero tipo semipesado y sus accesorios para la protección de conductores-especificaciones y métodos de prueba.

Tabla V.1-36. Relación de Normatividad Internacional utilizada en diferentes actividades aplicables Norma, Código y Práctica recomendada.

No. De referencia	Descripción
Todos los Pozos	
ISO 10426-4	Lechadas de cemento espumadas a condiciones atmosféricas
ISO 10426-5	Compresión y expansión del cement <i>Shrinkage and expansion of well cement</i>
ISO 10426-6	Resistencia de gel estática en formulaciones de cemento <i>Static gel strength of cement formulations</i>
API RP 13C/ ISO 13501	Evaluación de los Sistemas de Procesamiento de los Fluidos de Perforación. <i>Drilling Fluid Processing Systems Evaluation.</i>
ISO 13503-2	Medición de las propiedades de los apuntalantes <i>Measurement of properties of proppants</i>
API 14B/ ISO 10417	Diseño, Instalación, Reparación y Operación de los Sistemas de Válvulas Subsuperficiales. <i>Design, Installation, Repair and Operation of Subsurface Safety Valve Systems.</i>
API 17L2	Guías para equipos auxiliares con tubería flexible. <i>Guidelines for flexible pipe ancillary equipment.</i>
API 2GEO/ ISO 19901-4	Consideraciones de Diseño Geotécnicas y de Base/Cimientos.
API BULL 97	Documentos de interfaz para la construcción de pozos. <i>Well Construction Interface Document.</i>

No. De referencia	Descripción
API Bull E3	Guía Ambiental: abandono de pozos y prácticas en pozos inactivos para operaciones de exploración y producción en Estados Unidos de Norteamérica. <i>Environmental Guidance Document: Well Abandonment and Inactive Well Practices for U.S. Exploration and Production Operations.</i>
API RP 13B-1/ISO 10414-1:2008	Prácticas Recomendadas de Procedimientos Estándares para determinar las características de fluidos de perforación base agua
API RP 13B-2/ISO 10414-2:2002	Prácticas Recomendadas de Procedimientos Estándares para determinar las características de fluidos de perforación base aceite
API RP 13D	Reología e Hidráulica de Fluidos Utilizados en Pozos de Aceite. <i>Rheology and Hydraulics of Oil-</i>
API RP 14B/ ISO 10417	Prácticas recomendadas para el diseño, instalación, reparación y operación de sistemas de válvulas de seguridad de subsuelo.
API RP 7G	Diseño y Límites de Operación de la Sarta de Perforación. <i>Drill Stem Design and Operating Limits.</i>
API RP 92U	Operaciones de perforación bajo balance. <i>Underbalanced Drilling Operations.</i>
API Spec 13A/ ISO 13500	Especificación para Fluidos de Perforación. <i>Specification for Drilling Fluids.</i>
API Spec 14A/ ISO 10432	Especificación para el Equipo de Válvulas de Seguridad Subsuperficiales.
API RP 64	Sistemas de Equipo de Desvío y Operaciones. <i>Diverter Systems Equipment and Operations.</i>
API Spec 16A / ISO 13533	Equipos de Preventores (BOPs, Blow Out Preventer). <i>Drill through equipment (BOPs).</i>
API Spec 16C	Estrangulador y Sistemas de matar. <i>Choke and kill systems.</i>
API Spec 16D/ ISO 22830	Sistemas de Control para el equipo de Perforación de pozos y equipos de desvío. <i>Control systems for drilling well control equipment and diverter equipment.</i>
API Spec 16RCD	Mecanismos de control rotatorio en BOP S. <i>Drill Through Equipment Rotating Control Devices.</i>
API Spec 17L1	Especificación para Equipo Auxiliar de Tubería Flexible. <i>Specification for Flexible Pipe Ancillary Equipment.</i>
API Spec 2B	Especificación para la fabricación de estructuras de acero <i>Specification for the Fabrication of Structural Steel Pipe</i>
API Spec 7K	Equipo de perforación y de servicio al pozo. <i>Drilling and Well Servicing Equipment.</i>
API STD 16AR	Reparación y Remanufactura de preventores. <i>Repair and Remanufacture of Drill-through Equipment.</i>
API Std 53	Sistemas de equipos BOP para la perforación de pozos. <i>BOP equipment systems for drilling wells.</i>
API Spec 4F/ ISO 13626	Estructuras de perforación y servicios. <i>Drilling and Well-servicing Structures.</i>
API Std 65-2	Aislamiento de Zonas potenciales de flujo durante la construcción del pozo.
API TR 6AF	Capacidades de Bridas API Bajo las diferentes combinaciones de carga.
IADC	Catálogo de conocimiento, destrezas y habilidades para todo el personal de equipos de perforación (terrestre/costa fuera). <i>Catalogue of Knowledge Skills & Abilites for all personnel on drilling rigs (onshore/offshore).</i>
IADC	Manual de perforación, 12a edición, 2015 (2 volúmenes). <i>Drilling Manual 12th Edition 2015 (2 volumes).</i>

No. De referencia	Descripción
IADC	Documento de interfaz para la construcción de pozos <i>Well Construction Interface Document</i>
IADC	WellSharp 2015. Requerimientos de competencia para operaciones de perforaciones de pozos <i>WellSharp 2015. Competency requirements for drilling well operations.</i>
ISO 10407-1	Diseño de la Sarta de Perforación. <i>Drill Stem Design</i>
ISO 10416	Pruebas de laboratorio para fluidos de perforación <i>Drilling fluids – lab testing</i>
ISO 10422	Reemplazada por API Spec 5B <i>Replaced by API Spec 5B</i>
ISO 10424-1	Elementos rotatorios de la sarta de perforación <i>Rotary drill stem elements</i>
ISO 10431	Unidades de bombeo <i>Pumping units</i>
ISO 10433	Reemplazada por API Spec 6AV1 <i>Replaced by API Spec 6AV1</i>
ISO 10436	Reemplazada por API Std 611 <i>Replaced by API Std 611</i>
ISO 10441	Acoplamientos flexibles <i>Flexible couplings – special</i>
ISO 13503-4	Medición de la simulación y el empaque de grava de la prueba de goteo
ISO 13535	Equipo de izaje – especificaciones <i>Hoisting equipment – specification</i>
ISO 13680/API Spec 5CRA CRA	Tubería de revestimiento y tubería de producción <i>Casing and tubing</i>
ISO 13710	Bombas reciprocantes de desplazamiento positivo <i>Reciprocating positive displacement pumps</i>
ISO 14310/API Spec 11D1	Empacadores y tapones Puente <i>Packers and bridge plugs</i>
ISO 15464	Calibración e inspección de roscas <i>Gauging and inspection of threads</i>
ISO 15544	Requisitos y guías para respuestas de emergencia. <i>Requirements and guidelines for emergency response.</i>
ISO 15649	Tubería <i>Piping</i>
ISO 16070	Mandriles de bloqueo y niples de asentamiento <i>Lock mandrels and landing nipples</i>
ISO 17078-2	Dispositivos de control de flujo para mandriles laterales <i>Flow control devices for side-pocket mandrels</i>
ISO 17824	Pantallas de control de arena <i>Sand control screens</i>
ISO 19901-5	Control de densidad <i>Weight control (Rev)</i>
ISO 27627	Calibración de roscas en tubería de perforación de aluminio <i>Aluminium alloy drill pipe thread gauging</i>
OGUK OP065	Guía sobre las competencias para el personal de pozos, incluyendo ejemplos. <i>Guidelines on Competency for Wells Personnel including example.</i>

No. De referencia	Descripción
OGUK SC033	Guía para operadores de pozos, relacionada con el examen y competencia de los examinadores. <i>Guidelines for well-operators on well examination and competency of well-examiners.</i>
ISO 13354	Equipo de desviación de gas somero. <i>Shallow gas diverter equipment.</i>
ISO 13679/API RP 5C5	Procedimientos para prueba de conexiones de tubería de revestimiento y tuberías de producción. <i>Procedures for testing of casing and tubing connections.</i>
ISO 23251/API Std 521	Sistemas para el alivio de presión y despresurización. <i>Pressure relieving and depressuring systems.</i>
ISO 28781	Válvulas de barrera sub superficiales y equipos relacionados.
ISO 14693	Equipo de Perforación. <i>Drilling Equipment.</i>
ISO 14998	Accesorios de Terminación. <i>Completion accessories.</i>
API SPEC 10A	Especificaciones para cementos y materiales usados en la cementación de pozos. <i>Specification for Cements and Materials for Well Cementing.</i>
ASTM C 150/ C 150 M-16	Especificaciones para Cemento Portland" de la Sociedad Americana de Pruebas y Materiales. <i>Standard Specification for Portland Cement.</i>
API Spec 10D	Especificaciones para centradores flexibles de tuberías de revestimiento.
API RP 10B	Prácticas recomendadas para pruebas de cementos para Pozos.
API RP 10D	Prácticas recomendadas para ubicación de centradores y pruebas de los sujetadores (<i>stop collars</i>). <i>Recommended Practices for Centralizer Placement for Stop Collar Testing.</i>
API Spec 10TR-4	Reporte técnico concerniente a las consideraciones que se deben tener en cuenta para la selección de centradores para actividades de cementación primaria. <i>Technical report on actions to take into account for the selection of activities for primary cementing report.</i>
API 5CT/ISO 11960	Especificaciones para tuberías de revestimiento y de producción" / ISO 11960: Industrias de petróleo y gas natural- Tuberías de acero a ser utilizadas como tuberías de revestimiento o de producción. <i>Specifications for casing and tubing production " / ISO 11960: Industries of oil and natural gas- steel pipes for use as casing or production.</i>
API 5C2	Boletín de propiedades de rendimiento de las tuberías de revestimiento, producción y de perforación. <i>Bulletin performance properties of the casing, production and drilling.</i>
ISO 11961/API Spec 5DP	Tubería de perforación de acero. <i>Steel drill pipe.</i>
Pozos Terrestres	
API RP 74	Seguridad Ocupacional en Operaciones Terrestres de Producción de Gas y Aceite. <i>Occupational Safety for Onshore Oil and Gas Production Operation.</i>
API RP 75L	Documento Guía para el Desarrollo de un Sistema de Gestión de Seguridad y Medio Ambiente para las Operaciones Terrestres de Producción de Aceite,

No. De referencia	Descripción
	Gas Natural y Actividades Asociadas. <i>Guidance Document for the Development of a Safety and Environmental Management System for Onshore Oil and Natural Gas Production Operation and Associated Activities.</i>
API RP 90-2	Manejo de Presión en el espacio anular de TR's de pozos terrestres.
IADC HSE	Guía de casos para unidades de perforación en tierra. <i>Case guidelines for on Land Drilling Units.</i>

Segunda Etapa
Actividades durante el movimiento de Equipos, hasta previo al Abandono.

NO. DE REFERENCIA	DESCRIPCIÓN
Todos los Pozos	
ISO 16530-1	Gobernabilidad del ciclo de vida de la integridad del pozo <i>Well integrity life cycle governance (New)</i>
ISO 16530-2	Fase operacional de integridad de pozos <i>Well integrity operational phase</i>
ISO 10405	Cuidado y uso de la Tubería de Revestimiento y Producción
ISO 10407-2	Inspección y clasificación de los elementos de la sarta de perforación
ISO 15136	Sistema de bombeo de cavidades progresivas <i>Progressing cavity pump systems, Parts 1-2</i>
ISO 15463	Inspección en campo de tubería de revestimiento nueva, tubería de producción y tubería de perforación lisa <i>Field inspection of new casing, tubing and plain end drill pipe</i>
ISO 15551-1	Sistema de bombeo eléctrico sumergible para sistemas artificiales de producción <i>Electric submersible pump systems for artificial lift (New)</i>
ISO 3183	Tubería de acero para sistemas de transporte <i>Steel pipe for pipeline transportation systems</i>
ISO 12490	Accionamiento, integridad mecánica y diámetros de las válvulas de las líneas <i>Actuation, mechanical integrity and sizing for pipeline</i>
ISO 12736	Recubrimientos para aislamiento térmico en húmedo <i>Wet thermal insulation coatings</i>
ISO 13847	Soldadura de las líneas <i>Welding of pipelines</i>
ISO 15590-2	Accesorios de las líneas <i>Pipeline fittings</i>
ISO 16440	Líneas de acero revestido <i>Steel cased pipelines (New)</i>
ISO 21329	Procedimientos para pruebas de conectores mecánicos en líneas
ISO 13628-10	Garantía de la Tubería Flexible Bonded flexible
API RP 59	Operaciones de control de pozo. <i>Well Control Operations.</i>
OGUK OP069	Guía para la integridad de pozo. <i>Well Integrity Guidelines.</i>
NORWEGIAN OIL & GAS	Introducción a la Integridad de pozos. <i>An Introduction to Well Integrity.</i>
ISO TS 16530-2	Integridad de pozos en la fase operacional. <i>Well integrity in the operational phase.</i>

NO. DE REFERENCIA	DESCRIPCIÓN
Integrity	Guía para la integridad del ciclo de vida, emitido el 3 de marzo 2016 <i>Well Life Cycle Integrity Guidelines, Issue 3, March 2016</i>

Tercera Etapa
Actividades requeridas después de la Terminación de Pozos.

No. De referencia	Descripción
Todos los Pozos	
OGUK OP006	Guía para la Suspensión y Abandono de Pozos. <i>Guidance on Suspension and Abandonment of Wells.</i>
OGUK OP071	Guía para la suspensión o abandono de pozos, incluyendo guías sobre la calificación de los materiales para la suspensión o abandono de pozos. <i>Guidelines for the suspension and abandonment of wells including guidelines on qualification of materials for the suspension and abandonment of wells.</i>

Estándares para Actividades Específicas

No. De referencia	Descripción
Todos los Pozos	
ISO 16339	Equipo de Control de Pozos para operaciones de perforación HPHT (AP/AT, alta presión alta temperatura). <i>Well control equipment for HPHT (High Pressure High Temperature) drilling operations.</i>
API TR 1PER15K-1	Protocolo para la Verificación y Validación de Equipo de alta presión y alta temperatura. <i>Protocol for Verification and Validation of High-pressure High-temperature Equipment.</i>
API HF1	Operaciones de Fracturamiento Hidráulico <i>Hydraulic Fracturing Operations - Well Construction and Integrity Guidelines</i>
API HF2	Manejo de agua asociada a Fracturamiento Hidráulico <i>Water Management Associated with Hydraulic Fracturing</i>
API HF3	Prácticas para mitigar impactos en la superficie asociados al fracturamiento hidráulico <i>Practice for Mitigating Surface Impacts Associated Hydraulic Fracturing</i>
API RP 76	Administración de la Seguridad en Operaciones de Perforación de Aceite y Gas para Contratistas. <i>Contractor Safety Management for Oil and Gas Drilling and Production Operations.</i>
API RP 13 B-1	Prácticas recomendadas de procedimientos estándares para determinar las características de fluidos de perforación base agua. <i>Standard Practice for Field Testing Water-Based Drilling Fluids.</i>
API 13 RP B-2	Prácticas recomendadas de procedimientos estándares para fluidos de perforación base aceite. <i>Standard Practice for Field Testing Oil-Based Drilling Fluids.</i>
API GD HF1	Operaciones de Fracturamiento Hidráulico – Lineamientos de Construcción e Integridad de Pozos. <i>Hydraulic Fracturing Operations – Regulation for Well Construction and Integrity.</i>
ISO TR 13881	Clasificación y evaluación de la conformidad de productos, procesos y servicios. <i>Classification and conformity assessment of products, processes and services.</i>
ISO-10426-1	Industrias de petróleo y gas natural – Cemento y materiales para la

No. De referencia	Descripción
	cementación de pozos – Parte 1. Especificaciones. <i>Petroleum and natural gas industries - Cements and materials for well cementing - Part 1: Specification.</i>
ISO-10426-2	Industrias de petróleo y gas natural – Cemento y materiales para la cementación de pozos – Parte 2. Pruebas de cementación de pozos. <i>Petroleum and natural gas industries - Cements and materials for well cementing - Part 2: Testing of well cements.</i>
ISO 14224/API Std 689	Recopilación e intercambio de datos de confiabilidad y mantenimiento de equipos. <i>Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment.</i>
ISO 15156/NACE MR 0175	Materiales para uso en ambientes que contienen H ₂ S en la Producción de Petróleo y Gas. <i>Materials for Use in H₂S-containing Environments in Oil and Gas Production.</i>
ISO 28300/API Std 2000	Ventoeo de tanques de almacenamiento de baja presión y atmosférico.
ISO 17776	Guías sobre herramientas y técnicas para la identificación, evaluación de riesgos y peligros. <i>Guidelines on tools and techniques for hazard identification and risk assessment.</i>
ISO TR 12489	Modelado de la Confiabilidad y cálculo de sistemas de seguridad. <i>Reliability modeling and calculation of safety systems.</i>
ISO 17969	Guía sobre la competencia para el personal de pozos. <i>Guidelines on competency for wells personnel.</i>
ISO 14224	Datos de confiabilidad y mantenimiento. <i>Reliability/ Maintenance Data.</i>
ISO 19901-2	Procedimientos y criterios de diseño de sísmica. <i>Seismic design procedures and criteria.</i>
OGP 210 HSE	Sistema de Gestión. <i>Management system.</i>
OGP 415	Integridad de Activos. <i>Asset integrity.</i>
OGP 435 HSE	Herramientas de cultura. <i>Culture tools.</i>
ISO 20815	Administración del aseguramiento de la producción y confiabilidad.
OGP 476	Recomendaciones para las mejoras en la capacitación, examen y certificación de control de pozos. <i>Recommendations for enhancements to well control training, examination and certification.</i>

Estándares para diversas actividades

NO. DE REFERENCIA	DESCRIPCIÓN
Operaciones de Perforación	
API RP 13B-1	Práctica Recomendada para Pruebas de Campo en Fluidos de Perforación con Base en Agua, Cuarta Edición, marzo 2009, Prórroga de 2 Años de junio de 2013.
API RP 13B-2	Práctica Recomendada para Pruebas de Campo en Fluidos de Perforación Base Aceite, Quinta Edición, abril 2014.
API RP 13C	Práctica Recomendada para Evaluación de Sistemas de Procesamiento de Fluidos de Perforación, Quinta Edición, octubre 2014
API RP 13D	Reología e Hidráulica de Fluidos de Perforación de Pozos Petroleros, Sexta Edición, mayo 2010.
API RP 13I	Práctica Recomendada para Pruebas de Laboratorio de Fluidos de Perforación, Octava Edición, marzo 2009.

NO. DE REFERENCIA	DESCRIPCIÓN
API RP 65	Cementación de Zonas de Flujo de Acuíferos Someros en Pozos de Aguas Profundas, Primera Edición, septiembre 2002.
API 13A	Especificación para Materiales de Fluidos de Perforación, Decimoctava Edición, febrero 2010.
NORSOK D-001	Instalaciones de Perforación. Tercera Edición, diciembre 2012.
Sistemas Eléctricos	
API RP 500	Práctica Recomendada para la Clasificación de Ubicaciones de Instalaciones Eléctricas en Instalaciones Petroleras Clasificadas como Clase I, División 1 y División 2.
API RP 505	Práctica Recomendada para la Clasificación de Ubicaciones de Instalaciones Eléctricas en Instalaciones Petroleras Clasificadas como Clase I, Zona 0, Zona 1 y Zona 2.
IEC 60079	Estándares para Atmósferas Explosivas.
IEC 61511	Sistemas Instrumentados de Seguridad para el Sector de la Industria de Procesos.
Preparación de Emergencia	
NORSOK Z-013	Análisis de Riesgos y Preparación a Emergencias. Tercera Edición, octubre 2010.
Instalaciones	
API RP 14C	Práctica Recomendada para el Análisis, Diseño, Instalación y Prueba de Sistemas Básicos de Seguridad en Superficie para Plataformas de Producción Costa Afuera, Séptima Edición, marzo 2001.
API RP 14G	Práctica Recomendada para la Prevención y Control de Incendios en Plataformas de Producción Fijas Tipo-Abiertas Costa Afuera, Cuarta Edición, abril 2007.
API RP 14H	Práctica Recomendada para la Instalación, Mantenimiento y Reparación de Válvulas de Seguridad Superficiales y Válvulas de Seguridad Submarinas Costa Afuera, Quinta Edición, agosto 2007.
API RP 14J	Práctica Recomendada para el Diseño y Análisis de Riesgos para Instalaciones de Producción Costa Afuera, Segunda Edición, mayo 2001.
API 12B	Especificación Tanques Atornillados para el Almacenamiento de Líquidos de Producción, Decimosexta Edición, noviembre 2014.
API 12D	Especificación de Campo para Tanques Soldados utilizados para el Almacenamiento de Líquidos de Producción, Undécima Edición, octubre 2008.
API 12F	Especificación para Tanques Soldados para el Almacenamiento de Líquidos de Producción, Décima Segunda Edición, octubre 2008.
API 620	Estándares para el Diseño y Construcción de Tanques de Almacenamiento de Baja Presión, Soldados, Grandes, Décima Segunda Edición, octubre 2013.
API 650	Estándar para Tanques Soldados para Almacenamiento de Hidrocarburos, Décima Segunda Edición, marzo 2013.
API 653	Estándar para la Inspección, Reparación, Modificación y Reconstrucción de Tanques, Quinta Edición, noviembre 2014.
API 2000	Estándar para Tanques de Almacenamiento de Ventilación Atmosférica y Baja Presión, Séptima Edición, marzo 2014.
API RP 2GEO	Consideraciones geotécnicas y de diseño de la base
ANSI/API 2350-2012	Estándar para la Protección Contra Sobrellenado para Tanques de Almacenamiento en Instalaciones Petroleras, Cuarta edición, mayo 2012.
ASME, Sección VIII, División 1	Código de Calderas y Recipientes a Presión ASME, Sección VIII, División 1, Edición 2015.
NFPA 30	Código de Líquidos Inflamables y Combustibles, Edición 2015.
NFPA 58	Código de Gas Licuado de Petróleo, edición 2014.

NO. DE REFERENCIA	DESCRIPCIÓN
NFPA 59A	Estándar para la Producción, Almacenamiento y Manejo de Gas Natural Licuado, edición 2013.
NFPA 68	Estándar sobre Protección contra Explosión mediante Venteo de Deflagración, edición 2013.
NFPA 326	Estándar para la Salvaguardia de Tanques y Contenedores para la Entrada, Limpieza o Reparación, edición 2015
NORSOK N-006, 2da Edición, 2015	Evaluación de integridad estructural para estructuras existentes de soporte de carga costa afuera NORSOK N-006, Segunda Edición, abril 2015.
Equipo y Materiales	
API 14A	Especificación para Equipo de la Válvula de Seguridad Subsuperficial, Duodécima Edición, enero 2015.
ANSI/API 6A	Especificación para Cabezal de Pozo y Equipo de Árbol de Conexiones, Vigésima Edición octubre 2010.
API 6AV1	Especificación para la Validación de Válvulas de Seguridad Superficiales para Cabezales de Pozo y Válvulas de Seguridad Submarinas Costa Afuera, Segunda Edición, febrero 2013.
API STD 53	Estándar, Sistemas de Equipos de Preventores para Pozos de Perforación, Cuarta Edición, noviembre 2012.
NFPA31	Estándar para la Instalación de Equipos para la Quema de Petróleo, edición 2016.
NORSOK M-001	Selección de materiales. Quinta Edición, septiembre 2014.
NORSOK M-501	Preparación de superficie y revestimiento protector Sexta Edición, febrero 2012.
NORSOK R-001	Equipo mecánico NORSOK R-001. Rev. 3, nov. 1997.
ANSI/API 14B	Diseño, instalación, operación, pruebas y reparación de los Sistemas de Válvulas de Seguridad Subsuperficiales (SSSV).
Personal	
NORSOK S-006 HSE	Evaluación de contratistas. Rev. 2, dic. 2003.
Ductos	
ASME B31.4-2012	Sistemas de Tuberías de Transporte para Hidrocarburos líquidos y otros líquidos, Código ASME para Presurización de Tubería, B31, noviembre 2012.
ASME B31.8-2014	Sistemas de tuberías para transporte y distribución de gas, Código ASME para Presurización de Tubería, septiembre 2014.
NORSOK M-503	Protección catódica. Rev. 3, mayo 2007.
Operaciones de Producción	
NORSOK I-106	Sistemas de medición fiscal para hidrocarburos líquidos y gas, Primera Edición, noviembre 2014.
NORSOK S-003	Cuidado del Medio Ambiente. Rev. 3, dic. 2005.
Sistemas de Administración de Seguridad	
DNV-OSS-300	DNV GL, Verificación Basada en Riesgo, abril 2012.
IOGP Reporte 510	Marco Operativo de Sistemas de Administración para el Control de Riesgos y obtención de Alto Desempeño en la Industria de Petróleo y Gas.
NORSOK P-002	Diseño de Sistema de Proceso. Primera Edición, agosto 2014.
NORSOK S-001	Seguridad Técnica. Cuarta Edición, febrero 2008.
Sísmica	
ASTM D5777	Guía Estándar para el Uso del Método de Refracción Sísmica para la Investigación Subsuperficial.
ASTM D7128	Guía Estándar para el Uso del Método de Reflexión Sísmica para la Investigación de Subsuelo Superficial.
IAGC	Manual de Seguridad Geofísica Terrestre

NO. DE REFERENCIA	DESCRIPCIÓN
IAGC	Directrices en el uso de Embarcaciones de Trabajo en Operaciones Geofísicas Marítimas
IAGC	Medidas de Mitigación para Cetáceos Durante las Operaciones Geofísicas
IAGC	Guía de IAGC en el Uso del Monitoreo Acústico Pasivo Remolcado
NOAA Technical Memorandum NMFS-OPR-49	Estándares Nacionales para las Especies Protegidas Observadas y el Programa de Manejo de Datos. Un Modelo Usando Estudios Geológicos y Geofísicos
IAGC	Manual Ambiental para las Operaciones Geofísicas Internacionales.
Diseño del Pozo	
API 96	Diseño y Construcción de Pozo de Aguas Profundas, Primera Edición, marzo 2013.
API 5CT	Especificaciones para Tuberías de Revestimiento y Producción, Novena Edición Julio 2011.
API Estándar 65-Parte 2	Aislamiento de Zonas de Flujo Potencial Durante Construcción de Pozos, Segunda Edición, diciembre 2010.
NORSOK D-10	Integridad del Pozo en la Perforación y operaciones del Pozo. Rev. 4, junio 2013.

Esta lista de códigos, normas, leyes, reglamentos y buenas prácticas, se complementan con las normatividades enunciadas en los Apartados III.6 y III.7 del Capítulo III de la Manifestación de Impacto Ambiental del Proyecto.

Todas las normativas, códigos y requerimientos de diseños enunciados, tienen como principal objetivo, considerar, revisar y verificar los cálculos pertinentes que prevengan los efectos de todos aquellos fenómenos que sean capaces de provocar daños a la integridad de las instalaciones, considerando los márgenes de diseño en función de los factores geológicos, ambientales y de procesos a la cual estará expuesto el área donde se localiza el pozo.

Los códigos y normativas se aplican considerando los niveles de exposición a los que se encuentran las obras con respecto a los factores ambientales en la región, zonas o sistema ambiental.

En la siguiente tabla se describe de manera resumida el inventario de los factores ambientales que definen el alcance de los códigos y practicas recomendadas para el diseño y construcción de las obras.

Tabla V.1-37. Descripción de los factores ambientales presentes en el sistema ambiental.

Aspectos ambientales	Factor ambiental	Descripción
Aspectos abióticos	Clima	Am (f) Cálido húmedo con lluvias en verano, con una temperatura promedio de 26.8°C y una precipitación media anual de 2,330.70 mm. La calidad de aire es buena.
	Fenómenos climatológicos	No hay temporada de sequías marcada para la zona. Temporada de nortes de octubre a marzo. Zona expuesta 20 ciclones tropicales cada 150 años.
	Características litológicas	Terreno formado durante el Mioceno-Pleistoceno del periodo Terciario. De origen aluvial con afloramientos constituidos por lutita, alternando con arenas y arenisca fina con arcillas sin consolidar, horizontes de coquina y lentes de caliza.
	Relieve	Terreno que presenta ligeras ondulaciones en la mayor parte del SA, con la presencia de algunos lomeríos en la sección sur. En caracterizado por zonas con elevaciones cercanas a los 33 msnm.
	Presencia de fallas y fracturamientos.	No hay presencia de fallas o fracturamientos de roca, pues el terreno es de material no consolidado.
	Susceptibilidad (sismos, derrumbes, inundaciones y actividad volcánica.	No susceptible a deslizamientos y derrumbes por ser un terreno llano. No susceptible a actividad volcánica por estar en una zona distante a los volcanes activos más cercanos. Además, el sitio se encuentra en una zona de riesgo medio por sismicidad, de acuerdo a CFE.
	Tipo de suelo	Asentado únicamente en un suelo de tipo Luvisol. Son suelo con acumulación de arcilla. Son suelos que se encuentran en zonas lluviosas y se caracterizan por tener un enriquecimiento de arcilla en el subsuelo. Son frecuentemente rojos o amarillentos, aunque también presentan tonos pardos, que no llegan a ser oscuros.
	Hidrología superficial	Ubicado dentro de la región hidrográfica 30. Grijalva-Usumacinta en la cuenca D. Río Grijalva-Villahermosa; específicamente en la subcuenca Du. Río Chilapilla. Dentro del sistema ambiental se tiene la presencia red de escurrimientos que se caracterizan por ser de tipo intermitente dentro del trazo del proyecto sobrepone su trayectoria sobre dos escurrimientos, que presentan tirantes de agua sólo en la época de lluvias. En la época de estiaje estos niveles de agua desaparecen para hacer transitable el fondo de su cauce.
	Hidrología subterránea	Ubicado en su totalidad dentro del acuífero 2706-Macuspana, el cual es de tipo libre y su recarga proviene de la infiltración del agua de lluvia en donde afloran las formaciones arenosas, su descarga se realiza hacia los ríos en la época de estiaje.

Aspectos ambientales	Factor ambiental	Descripción
		La profundidad del nivel estático, es generalmente somera, varía entre los 1 y 12 metros, tiende a seguir una dirección de flujo que es en general del suroeste hacia el noreste, la forma general del manto es radial convergente y la dirección es perpendicular hacia la línea de costa que se encuentra al noreste del acuífero.
Aspectos bióticos	Vegetación terrestre	Se registró un tipo de vegetación conocido como: Pastizal cultivado, conformado por especies de pasto señal (<i>Brachiaria sp.</i>), pasto alemán (<i>Echinochloa polystachya</i>), pasto estrella (<i>Cynodon plectostachyus</i>) y pasto manatinero (<i>Hymenachne amplexicaulis</i>), las cuales se asocian otras especies herbáceas. El área del proyecto está dominada por vegetación de pastizal cultivado destinado para el pastoreo extensivo de ganado bovino, siendo un área modificada de su vocación natural hacia ambientes antropogénicos. El sistema ambiental del proyecto está dominado por vegetación de pastizal cultivado destinado para el pastoreo extensivo de ganado bovino, con la presencia escasos parches arbóreos predominado por tinto (<i>Haematoxylum campechianum</i>), tipo de vegetación que puede considerarse como la natural del sitio. Los cuatro puntos de muestreo se consideran suficientes para obtener un listado de especies significativo para el sistema ambiental del proyecto, el cual se caracteriza por estar altamente modificado para actividades agrícolas y pecuarias.
	Fauna	En el levantamiento faunístico en el trazo del proyecto obtuvo un registro de 10 individuos: una especie de anfibio, dos especies de reptiles (con un registro cada uno) y cinco individuos de aves distribuidos en tres especies. La escasa presencia de especies faunísticas en el área del proyecto se debe a una alta actividad constructiva en las colindancias. Asimismo, la escasa cobertura arbórea no brinda sitios de refugio o alimentación para la mayoría de las especies. El resultado del levantamiento faunístico en el sistema ambiental del proyecto dio como resultado el registro de 37 individuos de fauna, distribuidos en dos clases: Reptiles y Aves.

Aspectos ambientales	Factor ambiental	Descripción
Aspecto biofísico-perceptual	Paisaje	Se analizaron tres aspectos del paisaje: Visibilidad, calidad y fragilidad. la visibilidad de la zona de obra es alta, debido a que el terreno, aunque presenta ondulaciones, la altura de vegetación permite una alta visibilidad desde los sitios de observación. un sitio con una mediana modificación antropogénica debido a la gran cantidad de actividades de tipo ganadera, constructivas e industrial, pero con presencia de vegetación arbórea en los alrededores que permite que se mezcle con el entorno. La calidad paisajística del sitio es media. La capacidad de absorber paisajísticamente el proyecto es alta debido a la naturaleza del proyecto que tiene por objetivo construirse por debajo de la superficie y de la alta capacidad de la vegetación herbácea de propagarse en las zonas intervenidas en un corto periodo de tiempo.
	Demografía	La localidad Adolfo López Mateos (Corral nuevo) es la más cercana y se encuentra a 1,565 metros en dirección Noroeste. La población total de la localidad ha ido en aumento. En la década de 2000 a 2010 hubo un crecimiento del 9.89%, porcentaje que disminuyó drásticamente pues en la década de 2010 a 2020 sólo aumentó un 1.72%. esta comunidad tiene su mayor cantidad de habitantes en edades productivas (contabilizando jóvenes y adultos) y la gráfica generacional se mantiene estable. se puede observar un aumento de personas económicamente activas con el paso de los años censales, tendiendo un efecto inverso en la cantidad de personas económicamente inactivas; Asimismo, destaca un aumento en la cantidad de personas del sexo femenino a las actividades productivas
Aspectos socioeconómicos	Factores socioculturales	La mayor cantidad de personas que viven en la localidad tiene educación secundaria terminada. Los años de educación promedio de toda la población es de 8.46 años, coincidiendo está cifra con el rango de años que abarca la educación secundaria. No son comunidades consideradas indígenas. En cuanto a la organización comunal es de tipo ejidal.

En función de la tabla, se puede concluir que el sistema ambiental del proyecto tiene una alta homogeneidad en sus componentes ambientales, siendo el relieve y la red hidrográfica aquellos que sirvieron para definir los límites del mismo. La fauna silvestre, aunque adaptada a soportar las actividades antropogénicas se valoró como el factor más importante a observar por la presencia de especies de lento

desplazamiento y enlistados en alguna categoría de riesgo según la normatividad vigente. Los demás elementos ambientales serán asimismo considerados dentro de las medidas de prevención y mitigación para causar el menor efecto posible.

Inclusión del Proyecto en los Planes de Desarrollo

Las actividades específicas del proyecto, no están previstas en planes de desarrollo, pero las actividades del Sector Hidrocarburos están contempladas como ejes rectores dentro de planes de desarrollo Nacional, Estatal y Municipal como se expresan a continuación:

Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024

La Constitución ordena al Estado mexicano velar por la estabilidad de las finanzas públicas y del sistema financiero; planificar, conducir, coordinar y orientar la economía; regular y fomentar las actividades económicas y "organizar un sistema de planeación democrática del desarrollo nacional que imprima solidez, dinamismo, competitividad, permanencia y equidad al crecimiento de la economía para la independencia y la democratización política, social y cultural de la nación". Para este propósito, la Carta Magna faculta al Ejecutivo Federal para establecer "los procedimientos de participación y consulta popular en el sistema nacional de planeación democrática, y los criterios para la formulación, instrumentación, control y evaluación del plan y los programas de desarrollo". El Plan Nacional de Desarrollo (PND) es, en esta perspectiva, un instrumento para enunciar los problemas nacionales y enumerar las soluciones en una proyección sexenal.

El primer antecedente del Plan Nacional de Desarrollo fue el Plan Sexenal elaborado por el general Lázaro Cárdenas como plataforma de su campaña electoral y, una vez iniciado su mandato, como orientación general de su gobierno. Los lineamientos constitucionales mencionados buscaron convertir esa práctica en obligación de toda presidencia a fin de dar coherencia y continuidad a la administración pública federal. Por ello, todo ejercicio presidencial debe plasmar en un documento estructurado y consensuado con la sociedad los objetivos que se propone alcanzar y los medios para lograrlo.

El significado de un documento rector del desarrollo podría parecer evidente, pero no lo es, porque los sucesivos gobiernos de 1934 a la fecha han operado con concepciones y definiciones muy distintas y hasta contrapuestas de desarrollo y de las políticas para lograrlo. En la penúltima década del siglo pasado tuvo lugar un brusco viraje que implicó pasar del desarrollo estabilizador al desarrollo privatizador.

El primero se caracterizaba por una fuerte presencia del sector público en la economía, el monopolio del Estado en sectores estratégicos, la sustitución de importaciones, el proteccionismo comercial, el fortalecimiento del mercado interno, la construcción de infraestructura por parte del Estado y políticas de fomento a la industrialización en sus modalidades privada y público-privada; tal estrategia tenía como correlato el fortalecimiento de las condiciones y prestaciones laborales, los mecanismos de redistribución y de movilidad social y el apoyo simultáneo a la producción agrícola y al abasto popular en las ciudades. El modelo permitió que el país creciera a tasas anuales superiores al 6 por ciento y entró en crisis en los años setenta.

Si un plan nacional de desarrollo expresa la parte del pacto social que le corresponde cumplir al gobierno, los elaborados en el periodo de referencia fueron falsos en sus propósitos y mendaces en sus términos, como lo fueron los informes presidenciales y otras expresiones del poder público. Es evidente que el documento correspondiente al sexenio 2018-2024 tendrá carácter histórico porque marcará el fin de los planes neoliberales y debe distanciarse de ellos de manera clara y tajante; esto implica, en primer lugar, la restitución de los vínculos entre las palabras y sus significados y el deslinde con respecto al lenguaje oscuro y tecnocrático que, lejos de comunicar los propósitos gubernamentales, los escondía. Desde luego en la elaboración del nuevo documento debe recogerse el cambio de paradigma aprobado en las urnas el 1 de julio de 2018 y ese cambio incluye el del concepto mismo de desarrollo.

Está estructurado en 4 grandes ejes nacionales:

1. Política y Gobierno
2. Política Social
3. Economía
4. Epílogo: Visión de 2024

Dentro de 3 eje rector del plan de desarrollo se encuentra el rescate del sector energético que a la letra dice:

Rescate del sector energético

La reforma energética impuesta por el régimen anterior causó un daño gravísimo a Petróleos Mexicanos y la Comisión Federal de Electricidad, empresas productivas del Estado que ya venían sufriendo el embate de los designios privatizadores. En el sexenio pasado la producción petrolera cayó en una forma tan sostenida que México

pasó de ser exportador a importador de crudo y combustibles refinados. Sin embargo, la producción de las entidades privadas fue insignificante, a pesar de las ventajosas condiciones en las que recibió las concesiones correspondientes.

Un propósito de importancia estratégica para la presente administración es el rescate de Pemex y la CFE para que vuelvan a operar como palancas del desarrollo nacional. En ese espíritu, resulta prioritario rehabilitar las refinerías existentes, que se encuentran en una deplorable situación de abandono y saqueo, la construcción de una nueva refinería y la modernización de las instalaciones generadoras de electricidad propiedad del Estado, particularmente las hidroeléctricas, algunas de las cuales operan con maquinaria de 50 años de edad y producen, en general, muy por debajo de su capacidad. Ambas empresas recibirán recursos extraordinarios para la modernización de sus respectivas infraestructuras y se revisará sus cargas fiscales. Se buscará la rehabilitación de las plantas de producción de fertilizantes para apoyar a productores agrícolas. Se superarán mediante el diálogo los conflictos con poblaciones y comunidades generados por instalaciones de Pemex y la CFE, así como las inconformidades sociales por altas tarifas. La nueva política energética del Estado mexicano impulsará el desarrollo sostenible mediante la incorporación de poblaciones y comunidades a la producción de energía con fuentes renovables, mismas que serán fundamentales para dotar de electricidad a las pequeñas comunidades aisladas que aún carecen de ella y que suman unos dos millones de habitantes. La transición energética dará pie para impulsar el surgimiento de un sector social en ese ramo, así como para alentar la reindustrialización del país.

Plan Estatal de Desarrollo 2019 -2024

El Plan Estatal de Desarrollo 2019-2024, incorpora objetivos y estrategias orientadas a modernizar la estructura productiva, en el sentido de diversificar las actividades generadoras de ingreso, impulsando aquéllas que tienen mayor valor agregado. Esta nueva situación requiere crear condiciones que permitan hacer competitiva la producción de bienes y servicios de la entidad en los mercados nacional e internacional, pero alternos a la producción petrolera local.

Tabasco en prospectiva. Diagnóstico general
Contexto económico para una visión prospectiva de Tabasco

La entidad requiere cambiar su estructura económica, con base en sus potencialidades locales, para incrementar su competitividad en los ámbitos nacional e internacional. Las actividades agropecuarias que por décadas generaron ingresos

significativos a la entidad, ahora son menores, su comportamiento preponderante llegó hasta los años setenta. A su vez, en esa década despunta la producción petrolera, que ha dominado el valor de la estructura económica de Tabasco.

De 1970 a 2018, la entidad ha vivido cambios estructurales que se destacan en los siguientes aspectos y que se respaldan en datos estadísticos:

- 1) Crecimiento demográfico;
- 2) Cambio en la composición de la población rural y urbana;
- 3) Modificación de la Población Económicamente Activa;
- 4) Cambio de la estructura productiva; y
- 5) Un modelo económico vinculado a la producción petrolera y con rezagos sociales significativos.

Población Económicamente Activa (PEA)

La PEA de Tabasco tuvo un crecimiento significativo, del 25.60% de la población total en 1970, pasó al 41.39% en 2018; en particular, de 1990 al 2000, pasó del 27.04% al 36.45%.

En caso de que se excluya de la PEA al sector petrolero, no hay modificación sustantiva: en 1970, sería del 24.85% y para 2018 del 40.5%.

Población ocupada por sector

Por otro lado, si se considera la actividad petrolera, el personal ocupado se contabiliza en el sector secundario.

Las décadas en las que más creció el empleo en esa actividad fueron de 1980 a 1990 y de 2000 a 2010.

En los años 1990 y 2010, se contabilizaron 20 mil 579 y 44 mil 156 trabajadores respectivamente. En términos relativos, su participación en el total de población ocupada es modesta; en 1970 fue del 2.64%, en 1990 del 5.23%; en 2010 del 5.35% y en el 2018 del 2.31%.

Participación sectorial en el Producto Interno Bruto de Tabasco

La caída significativa de las actividades del sector primario que representaron en 1970 el 26.58% del PIB sin petróleo, bajaron al 17.20% en 1980, a 8.41% en 1993, al 3.79% en 2003 y al 3.45% en el año 2017.

Se puede decir que en el modelo económico de mercado interno protegido hasta el año 1980, el sector primario de Tabasco tenía peso económico, pero a partir del modelo económico neoliberal de economía abierta, el campo tabasqueño desplomó su importancia económica. En una serie anual de la participación relativa de las actividades primarias en el PIB estatal, del año 2005 al 2017, se observa que éstas nunca superaron el 4.0% sin contar el petróleo; y el 1.90% incluyendo la actividad petrolera.

El predominio de la actividad petrolera en la economía local, se manifiesta en la conformación sectorial de su PIB. El sector secundario, que contabiliza esa actividad, participó en 1970 con el 39.16% del PIB estatal, alcanzó un máximo de 83.36% en el año de 1980, para tener una baja sensible en 1993, año en que solo aportó el 29.71% del PIB; en 2010, avanzó con una participación del 71.13% y bajó al 64.82% en 2017. Estos vaivenes se vinculan con el volumen de la producción y la cotización del petróleo, cuyos precios promedios anuales fueron, en dólares: 31.19 en 1980, 13.20 en 1993, 72.46 en 2010, y 46.73 en 2017. Por su parte, en 2018, el barril de petróleo crudo se cotizó en promedio anual en 61.34 dólares.

El sector manufacturero no queda eximido de su dependencia de la actividad petrolera; el porcentaje mayor del valor de su producción corresponde a la rama de fabricación de productos derivados del petróleo, del carbón, industria química, industria del plástico y del hule. Así, esta rama industrial aportó en el año 2003 el 81% del PIB manufacturero; en 2010 el 78.8%; y en 2017 el 75.66%.

Proyectos estratégicos

Para implementar las estrategias propuestas y establecer las bases del desarrollo sostenible de la entidad, es indispensable la realización de los proyectos que a continuación se mencionan.

Financiamiento para el desarrollo

El petróleo, factor para impulsar la modernización productiva de Tabasco.

Objetivo. La extracción petrolera se aprovecha de un activo no renovable localizado en la entidad. El objetivo es resarcir dicho activo de la entidad, con otro activo de

carácter productivo y sostenible como lo son la infraestructura en transportes y comunicaciones y el equipamiento urbano.

Estrategia. Del valor agregado que genera la actividad petrolera de la entidad, asignar un porcentaje para integrar un fondo para el financiamiento de los proyectos estratégicos. Los recursos se administrarían a través de una Comisión Ejecutiva, encabezada por la Federación y con la participación de los gobiernos estatal y municipal.

Eje rector Desarrollo Económico

Visión

Tabasco fortalecerá sus potencialidades y vocaciones productivas, a partir de la diversificación de su economía, con productos agroindustriales innovadores, con base en sus recursos naturales y la participación de su población emprendedora, así como una mayor integración de la cadena de valor en el sector energético, gracias a la infraestructura energética, productiva, turística, y de comunicaciones y transporte multimodal, creada conjuntamente con la federación, que reafirmará su rol estratégico y consolidará su integración a la región Sur-Sureste y al país.

Diagnóstico

La actividad productiva de la entidad viene perdiendo dinamismo desde 2013 en que el PIB se redujo 1.8% en términos reales a precios de 2013, lo cual se ha hecho evidente y crítico en los años 2016 y 2017, en los cuales su disminución ha sido de -5.21 y -4.96%. De acuerdo con el Índice Trimestral de la Actividad Económica Estatal (ITAAEE), en 2018 la disminución de la actividad económica fue de -6.6%.

El origen como se ha planteado es la disminución de la actividad petrolera, motivada por la caída de la inversión de PEMEX en las actividades relacionadas con la industria, la disminución en el precio internacional del petróleo y a la falta de inversión de los nuevos participantes en el sector energético estatal.

La consecuencia más inmediata fue el incremento de la tasa de desempleo, que en el cuarto trimestre de 2018 alcanzó la tasa de 7.85%, sólo superada por las reportadas en el tercer y cuarto trimestre de 2010, en los que fue de 8.02 y 8.12%, respectivamente. El informe de la Encuesta Nacional de Ocupación y Empleo, al primer trimestre de 2019 muestra una ligera recuperación en esta variable al ser de 7.57%.

La atracción de inversiones es otro pilar del desarrollo de Tabasco, para lo cual se dará seguimiento a la orientación de la política nacional para la región Sur-Sureste y los proyectos de infraestructura de transporte y energética, que sumadas con las ventajas comparativas y competitivas serán una fuerte palanca para el crecimiento anhelado.

De igual manera la Administración Pública Estatal contribuirá decididamente con la modernización de sus procesos y la instauración de un proceso amplio de mejora regulatoria, que inhiba la corrupción y transparente la aplicación de los recursos públicos a favor del crecimiento.

Desarrollo energético y energías renovables

Visión

Tabasco será la capital energética de México, donde convivirán de manera armónica las empresas productivas del estado, actores públicos, privados del sector y las comunidades donde se desarrollarán sus actividades; asimismo, las empresas y el capital humano local se encontrarán participando activamente en la cadena de valor del sector energético que se desarrollará en la entidad; se contará con un mejor suministro de energía eléctrica, una tarifa justa y transitará hacia el uso de energías limpias.

Diagnostico Sectorial

Tabasco tiene un amplio historial en el sector energético nacional, precedido de la inercia generada por sus actividades en los últimos 40 años; sin embargo, no contó con políticas ni estrategias que permitieran un desarrollo armónico del estado y sus comunidades, por lo que es trascendental florecer el potencial de la entidad, ya que, como los números los indican, posee una alta riqueza en recursos naturales para la obtención de hidrocarburos y energías renovables.

Por lo anterior, una de las premisas del Gobierno del Estado, es la reconciliación de las actividades del sector energético con las comunidades, en las cuales éstas se desempeñan, para incrementar la producción de hidrocarburos y contribuir a las metas establecidas por el Gobierno de México; buscando que la riqueza que se extraiga del subsuelo genere de igual forma, beneficios sociales que se reflejen en el mejoramiento de la calidad de vida de las poblaciones.

La situación del sector energético en el país ha sufrido un giro significativo en los últimos años, desencadenado por factores internos como el crecimiento

poblacional, la baja en la producción de energías convencionales petróleo y gas), el aumento en las importaciones y la reforma energética; y algunos otros externos como la disminución en los precios del petróleo. La suma de estos factores ha suscitado un clima de incertidumbre entre todos los elementos relacionados con el sector y la contracción de la economía en el estado, por lo que es trascendental sentar las bases de un plan de desarrollo acorde a las necesidades del presente y del futuro en la materia, con una visión clara y globalizada, teniendo un enfoque incluyente y sostenible, para generar un cambio positivo en el estado y el país.

Las finanzas públicas de México dependen en gran medida del precio del barril de petróleo que se determina internacionalmente, lo que genera una incertidumbre cuando varía considerablemente su valor en el mercado; al bajar tiene un efecto en las finanzas de manera negativa, ya que las ganancias reales son mucho menores a lo proyectado; asimismo, propicia cambios imprevistos sobre lo planeado inicialmente; al subir afecta a la economía, porque es mucho mayor el valor (en cuanto a precio) de las importaciones de gasolinas que las exportaciones de barriles de petróleo crudo, lo que genera pérdidas en el balance general; además en ambos casos no existe un plan de contingencia para mitigar estos efectos, como en otros países.

Petróleos Mexicanos (PEMEX) dio a conocer que en el año 2014 el precio promedio del petróleo crudo era de 85.48 dólares por barril, en tanto que para el 2017 el precio disminuyó a 46.79 dólares, lo cual representa una reducción aproximada de 45.26%.

Aunado a ello, el reporte de Indicadores de Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2018 realizado, señala que en la última década la extracción del petróleo crudo ha ido disminuyendo 4% anualmente, bajando de 3.5 millones en diciembre de 2003 a 1.7 millones de barriles diarios en febrero de 2019, lo que representa una caída de 51.42% en los últimos 15 años.

Esta problemática se originó por la disminución de las inversiones de PEMEX en exploración y producción, que data de 2004 y se agudizó en 2014 con la entrada de la Reforma Energética, reflejándose estos efectos con una caída en los ingresos petroleros de México con un impacto negativo en Tabasco, por la reducción de la inversión y actividades económicas directas e indirectas del sector, afectando todos los indicadores de la economía en la entidad.

Por otra parte, durante 2018 en México se exportaron 1.4 millones de pies cúbicos diarios de gas natural, importando 1 mil 316 millones de pies cúbicos diarios, por lo

que se importó 940 veces más gas natural de lo que se exportó, como dato adicional es importante destacar que fue hasta el año 1998 que por primera vez la reducción nacional no cubrió la demanda interna de combustibles, lo que a partir de ese entonces nos obligó a importar. Con ello, después de ser un país con soberanía energética, con el paso del tiempo y la disminución de la inversión en exploración, producción y refinación petrolera, nos convertimos estructuralmente en dependientes de la importación de combustibles y otros derivados del petróleo.

Adicional a éstas, el Gobierno Federal ha decidido construir una nueva refinería ubicada en el puerto de Dos Bocas, en el municipio de Paraíso, Tabasco, la cual se tiene previsto esté en operaciones en aproximadamente tres años para contribuir a las metas planteadas por el Gobierno de México con respecto a la refinación de petrolíferos. Tabasco se ha caracterizado por ser uno de los pilares en materia energética de la República Mexicana, por su amplia experiencia y por ser el mayor productor de petróleo y de gas natural en tierra, además de contar con numerosas reservas frente a sus litorales; razón por la cual nuestra entidad ocupa un lugar estratégico, que engloba e impacta distintos temas sociales, económicos y laborales.

En ese sentido, Tabasco fue fuertemente afectado en los últimos años por la reducción de la actividad petrolera con motivo de la disminución en la producción de petróleo crudo y gas natural en la entidad, muestra de ello son los datos del SIE al reflejar que en enero de 2013, la extracción de petróleo crudo fue de 431 mil barriles diarios; en tanto que en el mes de febrero de 2019, se tuvo una producción de 191 mil, es decir, una reducción de 52.2%, sin embargo, Tabasco sigue ocupando el primer lugar, a nivel nacional, en extracción de crudo y gas natural en tierra. Actualmente se cuenta con más de 1 mil 400 pozos productores en las aguas someras y las cuencas del sureste localizadas en los estados de Tabasco y Campeche.

Se debe resaltar que la ubicación geográfica estratégica de la entidad, cercana a los pozos petroleros del litoral del Golfo de México, reafirma su importancia para la industria.

En este contexto, uno de los primeros objetivos del nuevo Gobierno es generar un vínculo entre las autoridades, dependencias gubernamentales, empresarios y ciudadanos, que demuestre los beneficios posibles de obtener al apoyarse entre todos y por el bien del futuro energético de Tabasco y de México.

Es importante hacer mención que, si bien hay problemáticas sociales que atender, también han surgido en los últimos años áreas de oportunidad para promover el desarrollo del estado. Tal es el caso de la reforma energética, ya que derivado de ésta, del año 2014 a la fecha, en base a información recaudada de los Indicadores de Exploración y Extracción de Hidrocarburos de Septiembre por la CNH, se han celebrado 107 contratos (Ronda 1, Ronda 2, Ronda3.1 y 3 Asociaciones con PEMEX) de exploración y extracción de hidrocarburos en México, de los cuales, 10 han sido adjudicados en tierras tabasqueñas y 28 más frente a las costas del estado, además de dos migraciones con socios en campos terrestres (El Santuario y Sánchez Magallanes).

Lo anterior, ha generado un interés por parte del capital extranjero para invertir en la entidad; de enero a septiembre de 2018, la Inversión Extranjera Directa fue de 524 millones 974 mil dólares americanos, mientras que, en 2013, sólo fue de 324 millones 315 mil, lo que representa un incremento significativo en un pequeño lapso de tiempo; es importante mencionar que esta inversión ha sido principalmente por la extracción de petróleo y gas.

Plan Estatal de Desarrollo 2019 -2024

En ese sentido, las nuevas oportunidades de inversión en materia energética, traerán consigo un nuevo dinamismo en la economía de la entidad, que generará nuevos empleos y un aumento en la demanda de bienes y servicios. La necesidad de atención especializada de las problemáticas explicadas con antelación fue sustento para la creación el 1 de enero de 2019 de la Secretaría para el Desarrollo Energético (SEDENER), una institución gubernamental, enfocada en atender las necesidades del sector energético en el estado. Esta dependencia tiene dentro de sus objetivos, fomentar una nueva relación entre los actores involucrados en cualquier actividad relacionada al sector energético y las comunidades en el estado, procurando el desarrollo próspero de las fuentes convencionales y no convencionales de energía en el territorio tabasqueño, con la finalidad de generar beneficios económicos, sociales, ambientales y culturales. Con base a los puntos mencionados, se consideran necesarias, para el impulso del sector energético, las siguientes acciones:

- **Fomentar una cultura del ahorro de energía, a través del uso eficiente y sustentable.**
- **Promover el uso de energías alternas.**
- **Promover proyectos que permitan la atracción de la inversión pública y privada para el desarrollo energético.**

- **Dar respuesta a las problemáticas sociales derivadas de la actividad del sector energético.**
- **Vinculación de empresas locales y capital humano**
- **Fomentar el crecimiento de cadenas de producción locales**

Por lo anterior, resulta indispensable que la estrategia que se implemente sea construida, a través de un trabajo coordinado y el establecimiento de una comunicación constante y fluida con las autoridades federales, estatales y municipales, con la finalidad de lograr las mayores sinergias para lograr el desarrollo y reactivación nacional y estatal en materia energética.

Plan de desarrollo del municipio de Macuspana 2019-2021

El Plan Municipal de Desarrollo 2019-2021 del municipio de Macuspana, Tabasco, es el resultado de un esfuerzo conjunto entre autoridades y ciudadanía, su principal fundamento es la visión de la presente administración y la demanda de la sociedad Macuspanense.

Los ejes de la política pública sobre los que se articula este Plan Municipal de Desarrollo de Macuspana 2019-2021, tienen impacto transversal que incluye ámbitos de población, bienestar, económico, social, político y sustentabilidad, que darán forma a las acciones específicas para desarrollar las condiciones para el cumplimiento de los objetivos municipales. El diagnóstico del Municipio, dio lugar a la visión que se quiere alcanzar mediante objetivos, estrategias y líneas de acción que giran en torno a cinco ejes:

- Eje rector I. Estado de derecho y seguridad pública municipal
- Eje rector II. Servicios municipales y desarrollo sustentable
- Eje rector III. Infraestructura para el desarrollo y transporte
- **Eje rector IV. Fomento económico**
- Eje rector V. Desarrollo social

Las actividades petroleras en el municipio de Macuspana es un polo medular en la economía del municipio, y sus actividades están contempladas en el Eje rector IV. Fomento económico así mismo en contexto con lo establecido por el Gobierno Federal quien ha resaltado la importancia estratégica de su administración para el rescate de PEMEX y las actividades del Sector Hidrocarburo como lo manifiesta en el Plan Nacional de Desarrollo 2019- 2024.

El Gobierno Municipal está comprometido en esta importante manifestación presidencial y, en la medida de sus atribuciones, coadyuvará en la tarea que el Presidente de México adquirió para el rescate de la empresa petrolera del país, siendo PEMEX un polo económico fundamental para Macuspana y es prioridad estratégica, encaminar el desarrollo municipal en la línea del ejecutivo nacional.

Se alentará la inversión privada, y se establecerá un canal de comunicación permanente entre los tres niveles de gobierno que busquen promover a Macuspana entre los sectores públicos, privados e inversionistas institucionales. De la misma manera se buscará concretar alianzas por los medios apropiados como son las agencias de desarrollo y medios de comunicación en su gran diversidad.

Teniendo a PEMEX y a empresas del Sector Hidrocarburos como un aliado estratégico se tendrá el Objetivo de aprovechar el potencial que representa la presencia de Petróleos Mexicanos para la consolidación de apoyos de fortalecimiento municipal, se desarrollará como estrategia proyectos de colaboración para la inversión social en el municipio. Líneas de acción será promover firmar acuerdos de colaboración amplia en los rubros sociales, económico y de bienestar del municipio.

En el **Anexo 5**, se integran los planes de desarrollos señalados brevemente en párrafos anteriores, indicando extractos importantes vinculados al proyecto.

Accesos (marítimos y terrestres) del Proyecto

Las vías de acceso al proyecto son completamente terrestres. La vía principal es a través de la ciudad de Villahermosa, capital del Estado de Tabasco y trasladarse por la Carretera Federal 186, hasta llegar a la Cabecera municipal de Macuspana o partiendo de las comunidades de Benito Juárez y Ciudad Pemex. Si se parte de Macuspana, Benito Juárez o Ciudad Pemex, para llegar al área del proyecto es a través de carreteras locales, caminos vecinales o caminos de terracerías. En la figura V.4 se señalan estos puntos principales de acceso a las obras en proyecto y al Área Contractual CS01. Entre estos puntos, también se encuentran comunidades o rancherías por el cual también se puede trasladar, sin embargo, son menos transitadas, por lo que lo más recomendable es por la vía de las comunidades más grandes o de mejores condiciones para trasladarse.

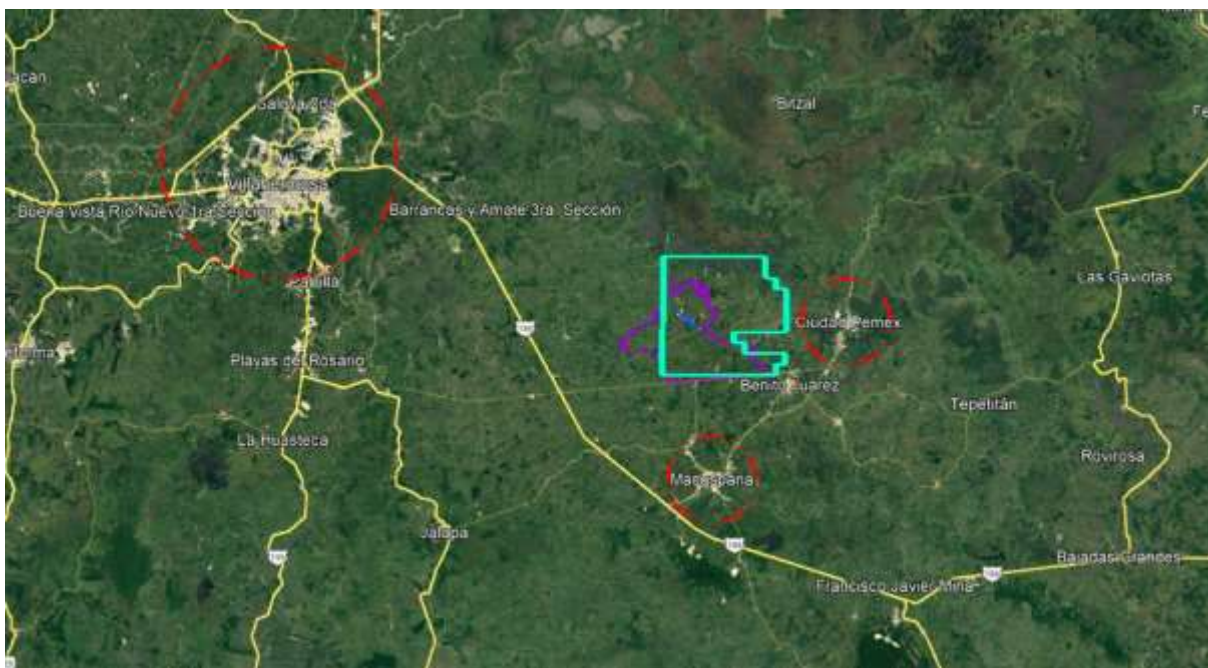


Figura V.1-4. Accesos al Área Contractual CS01 y áreas del proyecto

La manifestación de Impacto Ambiental (MIA) y el presente Estudio de Riesgo es parte de las gestiones pertinentes que Vista Oil & Gas está realizando para cumplir normativamente y poder ser aprobado para poder llevar a la etapa de construcción de las obras, por lo que aún forman parte de una ingeniería conceptual. Todos los servicios o materiales necesarios para su construcción aún están en etapa de planeación, hasta tener las autorizaciones necesarias y requeridas. Esto implica que en este momento no se tienen contratos con ningún tercero para llevar a cabo la construcción de las mismas, sin embargo, posterior de gestionar todo lo necesario para las autorizaciones correspondientes, Vista Oil & Gas presentará institución correspondiente, la información que se le requiera en esta materia.

Sin embargo, es bien decir, que hasta el momento Vista Oil & Gas, Holding II, S.A. de C.V. tiene el contrato y las respectivas modificaciones requeridas para trabajar en el Área Contractual CS01 con la CNH, las cuales se presentan en el **Anexo 1**, así como también, los resolutivos a favor de las modificaciones a los Planes de Desarrollo para la Extracción, Plan de Evaluación y Periodo Adicional de Exploración que corresponden a las autorizaciones oficiales para realizar la actividad del Sector Hidrocarburos.

Para poner en contexto todo lo descrito anteriormente y poder tener de manera gráfica el estatus del entorno donde se construirán las obras, en el **Anexo 6** se integra memoria fotográfica.

V.1.1. PROYECTO.

Como se describe en los alcances del Estudio de Riesgo (ER), el proyecto en análisis lo conforman las siguientes obras:

- Construcción de pera, camino de acceso y **perforación del pozo Vernet 1006.**
- Construcción de **línea de descarga** de 4" Ø X 0.991 km del pozo **Vernet 1006 al cabezal de recolección Vernet 293.**
- Construcción de pera, camino de acceso y **perforación del pozo Vernet 1007.**
- Construcción de **línea de descarga** de 4" Ø X 0.500 km del pozo **Vernet 1007 al cabezal de recolección Vernet 32.**
- Construcción de la macropera Vernet 1051 D, camino de acceso y **perforación** de los pozos Vernet 1051 D y Vernet 1052.
- Construcción de **línea de descarga** de 4" Ø X 0.397 km del **pozo Vernet 1051 D con interconexión a la LDD existente de pozo Vernet Sur 1.**
- Construcción de **línea de descarga** de 4" Ø X 0.038 km del **pozo Vernet 1052 con interconexión a línea de descarga de 4" Ø X 0.397 km del pozo Vernet 1051 D.**
- Construcción de **línea de descarga** de 4" Ø x 0.326 km del **pozo Vernet 1004 al cabezal de recolección Vernet 293.**
- Construcción de **línea de descarga** de 4" Ø x 0.180 km del **pozo Vernet 1005 al cabezal de recolección Vernet 32.**
- Construcción de **línea de inyección** de agua congénita de 4" Ø x 0.371 km **de la interconexión con el pozo Vernet 8 al pozo Vernet 11.**
- Construcción de **línea de inyección** de agua congénita de 4" Ø x 0.354 km **de la interconexión con el pozo Vernet 8 al pozo Vernet 15.**
- **Rehabilitación** del km 1+151.364 al km 1+445.399 de la **Línea de descarga existente** de 4" Ø x 2.563 km del **pozo Vernet Sur 1 a la batería de separación Vernet.**

En total son 12 obras, cuyos alcances principales son: la construcción de peras y caminos de acceso, perforación de pozos, construcciones de líneas de descarga (LDD) y líneas de inyección (LDI). Estos alcances quedan fuera de la particularidad del presente Apartado, por lo que no aplica descripción alguna.

V.1.2. TRANSPORTE POR DUCTO.

Con la intención de aportar la mayor cantidad de información de las líneas de descargas y Líneas de Inyección, se ocupará este apartado para describirlos de manera detallada.

De las 12 obras a realizar, 9 implican la construcción de líneas (LDD y LIA) para transportar material relacionado con hidrocarburos y estos son:

- Construcción de **línea de descarga** de 4" Ø X 0.991 km del pozo **Vernet 1006 al cabezal de recolección Vernet 293.**
- Construcción de **línea de descarga** de 4" Ø X 0.500 km del pozo **Vernet 1007 al cabezal de recolección Vernet 32.**
- Construcción de **línea de descarga** de 4" Ø X 0.397 km del **pozo Vernet 1051 D con interconexión a la LDD existente de pozo Vernet Sur 1.**
- Construcción de **línea de descarga** de 4" Ø X 0.038 km del **pozo Vernet 1052 con interconexión a línea de descarga de 4" Ø X 0.397 km del pozo Vernet 1051 D.**
- Construcción de **línea de descarga** de 4" Ø x 0.326 km del **pozo Vernet 1004 al cabezal de recolección Vernet 293.**
- Construcción de **línea de descarga** de 4" Ø x 0.180 km del **pozo Vernet 1005 al cabezal de recolección Vernet 32.**
- Construcción de **línea de inyección** de agua congénita de 4" Ø x 0.371 km **de la interconexión con el pozo Vernet 8 al pozo Vernet 11.**
- Construcción de **línea de inyección** de agua congénita de 4" Ø x 0.354 km **de la interconexión con el pozo Vernet 8 al pozo Vernet 15.**
- **Rehabilitación** del km 1+151.364 al km 1+445.399 de la **Línea de descarga existente** de 4" Ø x 2.563 km del **pozo Vernet Sur 1 a la batería de separación Vernet.**

A continuación, se presentan las tablas del V.1-38 al V.1-43, donde se describen de manera puntual, las características y condiciones de las líneas o ductos de transporte al que nos hacemos referencias en el proyecto.

Tabla V.1-38. Especificación de ducto.

NOMBRE O SEGMENTO DEL DUCTO	ORIGEN (km)	DESTINO (km)	COORDENADAS UTM				ESPESOR (in*)	DIÁMETRO (in)	PRESIÓN DE PRUEBA HIDROSTÁTICA kg/cm²	ESPECIFICACIÓN DEL DUCTO	CÓDIGO DE DISEÑO	*PRESIÓN DE DISEÑO Y OPERACIÓN (kg/cm²)		
			INICIO		FIN							MÍN.	NORM.	MÁX.
			X	Y	X	Y								
LDD Vernet 1004	Pozo Vernet 1004 0+000.00	Cabezal de Recolección Vernet 293 0+326.43	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.				0.337	4	16.5	API 5L gr. X42 PSL 1	ASME B31.4	8.00	9.00	12.00
LDD Vernet 1005	Pozo Vernet 1005 0+000.00	Cabezal de Recolección Vernet 32 0+177.14					0.337	4	16.5	API 5L gr. X42 PSL 1	ASME B31.4	8.00	9.00	12.00
LDD Vernet 1006	Pozo Vernet 1006 0+000.00	Cabezal de Recolección Vernet 293 0+991.33					0.337	4	16.5	API 5L gr. X42 PSL 1	ASME B31.4	8.00	9.00	12.00
LDD Vernet 1007	Pozo Vernet 1007 0+000.00	Cabezal de Recolección Vernet 32 0+500.01					0.337	4	16.5	API 5L gr. X42 PSL 1	ASME B31.4	8.00	9.00	12.00
LDD Vernet 1051	Pozo Vernet 1051 0+000.00	Interconexión LDD Vernet Sur 1 0+395.50					0.337	4	16.5	API 5L gr. X42 PSL 1	ASME B31.4	8.00	9.00	12.00
LDD Vernet 1052	Pozo Vernet 1052 0+000.00	Interconexión LDD Vernet 1051 0+038.38					0.337	4	16.5	API 5L gr. X42 PSL 1	ASME B31.4			
LDI Vernet 11	Pozo Vernet 11 0+000.00	Interconexión LDI Vernet 8 0+368.84					0.337	4	16.5	API 5L gr. X42 PSL 1	ASME B31.4			
LDI Vernet 15	Pozo Vernet 15 0+000.00	Interconexión LDI Vernet 8 0+354.99					0.337	4	16.5	API 5L gr. X42 PSL 1	ASME B31.4	8.00	9.00	12.00
LDD Vernet Sur 1	LDD Vernet Sur 1 0+000.00	LDD Vernet Sur 1 2+563.24					0.337	4	16.5	API 5L gr. X42 PSL 1	ASME B31.4	8.00	9.00	12.00

Tabla V.1-39. Clases de localización

NOMBRE O SEGMENTO DEL DUCTO	TIPO DE CLASE DE LOCALIZACIÓN	INICIO km	FIN km	COORDENADAS UTM				ESPESOR (in)
				INICIO		FIN		
				X	Y	X	Y	
LDD Vernet 1004	1	0+000.00	0+326.43	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.				0.337
LDD Vernet 1005	1	0+000.00	0+177.14					0.337
LDD Vernet 1006	2	0+000.00	0+991.33					0.337
LDD Vernet 1007	2	0+000.00	0+500.01					0.337
LDD Vernet 1051	2	0+000.00	0+395.50					0.337
LDD Vernet 1052	2	0+000.00	0+038.38					0.337
LDI Vernet 11	2	0+000.00	0+368.84					0.337
LDI Vernet 15	2	0+000.00	0+354.99					0.337
LDD Vernet Sur 1	2	0+000.00	2+563.24					0.337

Tabla V.1-40. Diseño del sistema de protección catódica: Camas anódicas.

Nombre de cama anódica	Ubicación (km) y/o coordenadas utm	Tipo
LDD Vernet 1004	0+050.00	Corriente Directa Ánodos de Sacrificio Magnesio
	0+326.43	Corriente Directa Ánodos de Sacrificio Magnesio
LDD Vernet 1005	0+050.00	Corriente Directa Ánodos de Sacrificio Magnesio
	0+177.14	Corriente Directa Ánodos de Sacrificio Magnesio
LDD Vernet 1006	0+050.00	Corriente Directa Ánodos de Sacrificio Magnesio
	0+500.00	Corriente Directa Ánodos de Sacrificio Magnesio
	0+991.33	Corriente Directa Ánodos de Sacrificio Magnesio
LDD Vernet 1007	0+050.00	Corriente Directa Ánodos de Sacrificio Magnesio
	0+500.01	Corriente Directa Ánodos de Sacrificio Magnesio
LDD Vernet 1051	0+050.00	Corriente Directa Ánodos de Sacrificio Magnesio
	0+395.50	Corriente Directa Ánodos de Sacrificio Magnesio
LDD Vernet 1052	0+038.38	Corriente Directa Ánodos de Sacrificio Magnesio

Nombre de cama anódica	Ubicación (km) y/o coordenadas utm	Tipo
LDI Vernet 11	0+050.00	Corriente Directa Ánodos de Sacrificio Magnesio
	0+368.84	Corriente Directa Ánodos de Sacrificio Magnesio
LDI Vernet 15	0+050.00	Corriente Directa Ánodos de Sacrificio Magnesio
	0+354.99	Corriente Directa Ánodos de Sacrificio Magnesio
LDD Vernet Sur 1	0+000.00	Corriente Directa Ánodos de Sacrificio Magnesio
	0+500.00	Corriente Directa Ánodos de Sacrificio Magnesio
	1+000.00	Corriente Directa Ánodos de Sacrificio Magnesio
	1+500.00	Corriente Directa Ánodos de Sacrificio Magnesio
	2+000.00	Corriente Directa Ánodos de Sacrificio Magnesio
	2+440.00	Corriente Directa Ánodos de Sacrificio Magnesio

Tabla V.1-41. Diseño del sistema de protección catódica: Camas anódicas.

Nombre de postes de medición de tubo/suelo	Ubicación (km) y/o coordenadas UTM
LDD Vernet 1004 Poste de Concreto para Medición de Potencial Tipo R	0+050.00
Poste de Concreto para Medición de Potencial Tipo R	0+326.43
LDD Vernet 1005 Poste de Concreto para Medición de Potencial Tipo R	0+050.00
Poste de Concreto para Medición de Potencial Tipo R	0+177.14
LDD Vernet 1006 Poste de Concreto para Medición de Potencial Tipo R	0+050.00
Poste de Concreto para Medición de Potencial Tipo R	0+500.00
Poste de Concreto para Medición de Potencial Tipo R	0+991.33
LDD Vernet 1007 Poste de Concreto para Medición de Potencial Tipo R	0+050.00
Poste de Concreto para Medición de Potencial Tipo R	0+500.01
LDD Vernet 1051 Poste de Concreto para Medición de Potencial Tipo R	0+050.00
Poste de Concreto para Medición de Potencial Tipo R	0+395.50
LDD Vernet 1052 Poste de Concreto para Medición de Potencial Tipo R	0+038.38

Nombre de postes de medición de tubo/suelo	Ubicación (km) y/o coordenadas UTM
LDI Vernet 11 Poste de Concreto para Medición de Potencial Tipo R	0+050.00
Poste de Concreto para Medición de Potencial Tipo R	0+368.84
LDI Vernet 15 Poste de Concreto para Medición de Potencial Tipo R	0+050.00
Poste de Concreto para Medición de Potencial Tipo R	0+354.99
LDD Vernet Sur 1 Poste de Concreto para Medición de Potencial Tipo R	0+000.00
Poste de Concreto para Medición de Potencial Tipo R	0+500.00
Poste de Concreto para Medición de Potencial Tipo R	1+000.00
Poste de Concreto para Medición de Potencial Tipo R	1+500.00
Poste de Concreto para Medición de Potencial Tipo R	2+000.00
Poste de Concreto para Medición de Potencial Tipo R	2+440.00

Tabla V.1-42. Señalamientos

Nombre	Tipo de señalamiento	Ubicación (km) y/o coordenadas
LDD Vernet 1004	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restrictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	0+040.000
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restrictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	0+144.666
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restrictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	0+148.299
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restrictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	0+205.680
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restrictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restrictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	0+209.124
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restrictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	0+213.330
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restrictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	0+268.747

Nombre	Tipo de señalamiento	Ubicación (km) y/o coordenadas
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	0+277.039
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	0+326.000
LDD Vernet 1005	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	0+040.000
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	0+119.074
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	0+129.006
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	0+177.000
LDD Vernet 1006	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	0+040.000
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	0+366.980
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	0+371.068

Nombre	Tipo de señalamiento	Ubicación (km) y/o coordenadas
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restrictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	0+588.075
	Poste de Concreto con Placa Metálica(Tipo IV Modificada)RestrictivoDelimitador del DDV y Cruzamientos	0+561.301
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restrictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	0+599.076
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restrictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	0+602.873
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restrictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	0+606.854
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restrictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restrictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	0+870.654
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restrictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restrictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	0+935.712

Nombre	Tipo de señalamiento	Ubicación (km) y/o coordenadas
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restrictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	0+943.031
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restrictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	0+991.000
LDD Vernet 1007	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restrictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	0+040.000
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restrictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	0+201.776
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restrictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	0+212.318
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restrictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	0+326.066
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restrictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	0+346.870
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restrictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	0+363.021
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restrictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	0+367.330

Nombre	Tipo de señalamiento	Ubicación (km) y/o coordenadas
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restrictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	0+468.327
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restrictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	0+483.835
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restrictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	0+500.000
LDD Vernet 1051	Poste de Concreto con Placa Metálica(Tipo IV Modificada)RestrictivoDelimitador del DDV y Cruzamientos	0+040.000
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restrictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	0+132.070
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restrictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	0+137.126
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restrictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	0+275.176
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restrictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	0+282.515
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restrictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	0+395.000

Nombre	Tipo de señalamiento	Ubicación (km) y/o coordenadas
LDD Vernet 1052	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restrictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	0+038.000
LDI Vernet 11	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restrictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	0+040.000
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restrictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	0+205.915
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restrictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	0+218.624
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restrictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	0+048.389
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restrictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	0+067.992
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restrictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	0+350.000
LDI Vernet 15	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restrictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	0+040.000
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restrictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	0+299.818

Nombre	Tipo de señalamiento	Ubicación (km) y/o coordenadas
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restrictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	0+336.728
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restrictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	0+340.000
LDD Vernet Sur 1	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restrictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	0+010.000
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restrictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	0+997.323
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restrictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	1+021.687
	Poste de Concreto con Placa Metálica(Tipo IV Modificada)RestrictivoDelimitador del DDV y Cruzamientos	1+153.992
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restrictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	1+156.708
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restrictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	1+192.631
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restrictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	1+201.887

Nombre	Tipo de señalamiento	Ubicación (km) y/o coordenadas
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restrictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	1+338.139
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restrictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restrictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	1+499.685
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restrictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restrictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	1+547.023
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restrictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	1+552.612
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restrictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	1+624.097
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restrictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	1+647.660
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restrictivo Delimitador del DDV y Cruzamientos	1+661.435

Nombre	Tipo de señalamiento	Ubicación (km) y/o coordenadas
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restringido Delimitador del DDV y Cruzamientos	1+665.678
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restringido Delimitador del DDV y Cruzamientos	1+790.682
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restringido Delimitador del DDV y Cruzamientos	1+797.796
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restringido Delimitador del DDV y Cruzamientos	1+925.590
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restringido Delimitador del DDV y Cruzamientos	1+928.827
	Poste de Concreto con Placa Metálica (Tipo IV Modificada) Restringido Delimitador del DDV y Cruzamientos	2+395.039

Tabla V.1-43. Cruzamientos

Nombre	Tipo de cruzamiento	Profundidad o elevación (m)	Sistema de protección	Inicio del cruce (km)	Fin del cruce (km)	Espesor del ducto (in)	Número de plano
LDD Vernet 1004	Con Escurridero Cielo Abierto		Cinta Plástica Tek Rap	0+144.666	0+148.299	0.337	
	Con Ductos Cielo Abierto		Cinta Plástica Tek Rap	0+205.680		0.337	
	Con Camino Revestido Cielo Abierto		Cinta Plástica Tek Rap	0+209.124	0+213.330	0.337	
	Con Escurridero Cielo Abierto		Cinta Plástica Tek Rap	0+268.747	0+277.039	0.337	
LDD Vernet 1005	Con Escurridero Cielo Abierto		Cinta Plástica Tek Rap	0+119.074	0+129.006	0.337	
LDD Vernet 1006	Con Escurridero Cielo Abierto		Cinta Plástica Tek Rap	0+366.980	0+371.068	0.337	
	Con Escurridero Cielo Abierto		Cinta Plástica Tek Rap	0+588.075	0+561.301	0.337	
	Con Camino Revestido Cielo Abierto		Cinta Plástica Tek Rap	0+599.076	0+602.873	0.337	
	Con Ductos Cielo Abierto		Cinta Plástica Tek Rap	0+610.239		0.337	
	Con Escurridero Cielo Abierto		Cinta Plástica Tek Rap	0+807.946	0+811.741	0.337	
	Con Ductos Cielo Abierto		Cinta Plástica Tek Rap	0+870.654		0.337	
	Con Camino Revestido Cielo Abierto		Cinta Plástica Tek Rap	0+874.654	0+878.905	0.337	
	Con Escurridero Cielo Abierto		Cinta Plástica Tek Rap	0+935.712	0+943.031	0.337	

Nombre	Tipo de cruzamiento	Profundidad o elevación (m)	Sistema de protección	Inicio del cruce (km)	Fin del cruce (km)	Espesor del ducto (in)	Número de plano
LDD Vernet 1007	Con Camino Revestido Cielo Abierto		Cinta Plástica Tek Rap	0+201.776	0+212.318	0.337	
	Con Escurridero Cielo Abierto		Cinta Plástica Tek Rap	0+326.066	0+346.870	0.337	
	Con Camino Revestido Cielo Abierto		Cinta Plástica Tek Rap	0+363.021	0+367.330	0.337	
	Con Escurridero Cielo Abierto		Cinta Plástica Tek Rap	0+468.327	0+483.835	0.337	
LDD Vernet 1051	Con Escurridero Cielo Abierto		Cinta Plástica Tek Rap	0+132.070	0+137.126	0.337	
	Con Camino Revestido Cielo Abierto		Cinta Plástica Tek Rap	0+275.176	0+282.515	0.337	
LDI Vernet 11	Con Carretera asfaltada Cielo Abierto		Cinta Plástica Tek Rap	0+205.915	0+218.624	0.337	
	Con Ductos Cielo Abierto		Cinta Plástica Tek Rap	0+048.389	0+067.992	0.337	
LDI Vernet 15	Con Ductos Cielo Abierto		Cinta Plástica Tek Rap	0+299.818	0+336.728	0.337	
LDD Vernet Sur 1	Con Escurridero Cielo Abierto		Cinta Plástica Tek Rap	0+997.323	1+021.687	0.337	
	Con Camino Revestido Cielo Abierto		Cinta Plástica Tek Rap	1+153.992	1+156.708	0.337	
	Con Escurridero Cielo Abierto		Cinta Plástica Tek Rap	1+192.631	1+201.887	0.337	
	Con Ductos Cielo Abierto		Cinta Plástica Tek Rap	1+338.139		0.337	

Nombre	Tipo de cruzamiento	Profundidad o elevación (m)	Sistema de protección	Inicio del cruce (km)	Fin del cruce (km)	Espesor del ducto (in)	Número de plano
	Con Ductos Cielo Abierto		Cinta Plástica Tek Rap	1+499.685		0.337	
	Con Camino Revestido Cielo Abierto		Cinta Plástica Tek Rap	1+547.023	1+552.612	0.337	
	Con Camino Revestido Cielo Abierto		Cinta Plástica Tek Rap	1+624.097	1+647.660	0.337	
	Con Camino Revestido Cielo Abierto		Cinta Plástica Tek Rap	1+661.435	1+665.678	0.337	
	Con Carretera AsfaltadaCielo Abierto		Cinta Plástica Tek Rap	1+790.682	1+797.796	0.337	
	Con Camino Revestido Cielo Abierto		Cinta Plástica Tek Rap	1+925.590	1+928.827	0.337	
	Con Ductos Cielo Abierto		Cinta Plástica Tek Rap	2+395.039		0.337	

En el **Anexo 7**, se incluye archivo de las tablas antes descritas con formato y datos de referencias técnicas sobre sobre el origen o cálculos de datos proporcionados por las mismas tablas.

La infraestructura consiste en la construcción de Líneas de Descarga (LDD) y Líneas de Inyección (LDI), lo cuales tiene una función muy específica dentro de todo el proyecto.

La **línea de descarga (LDD)** es el primer requerimiento de infraestructura superficial de un pozo petrolero y se emplea para enviar la producción del pozo hasta el punto de recolección más cercano.

La **línea de inyección (LDI)** es un requerimiento paralelo a las obras de un pozo petrolero, que transporta el agua congénita (agua con sales disueltas, como cloruros de calcio y sodio, carbonatos de sodio, cloruros de potasio, sulfatos de calcio o de bario, entre otros) asociada a la recuperación del hidrocarburo y que se requiere transportar para su tratamiento y/o disposición final.

Una vez determinada la necesidad de construcción de una línea de transporte, ya sea una línea de descarga o una línea de inyección, se deberá realizar la supervisión de la construcción del ducto en sus etapas, entre las más importantes están las siguientes:

- Trazo topográfico y Apertura y conformación del derecho de vía
- Construcción de terracerías y caminos de acceso y excavación de la zanja
- Transporte y tendido de la tubería
- Trabajos de soldadura, doblado de tubería y pruebas de soldadura
- Inspección Radiográfica y Reparación de soldaduras
- Protección Mecánica Anticorrosiva, inspección y pruebas del recubrimiento
- Lastrado de la Tubería cuando así lo requiera el proyecto
- Prueba de hermeticidad y prueba hidrostática de la tubería
- Desalojo del agua de prueba y limpieza interior de la tubería
- Sistema de protección catódica diseñado de acuerdo a condiciones del proyecto
- Bajado y Tapado de la Tubería
- Diseño y construcción de Obras Especiales, integración de instalaciones
- Reacondicionamiento y señalización del derecho de vía
- Puesta en Operación del Sistema de Transporte.

Las cuales se pueden resumir en un método constructivo tradicional, como se esquematiza en la figura V.1-5.

En el sitio donde ambas líneas comparten derecho de vía existente, se realizará una doble excavación para alojar cada ducto a dos metros de distancia uno del otro medidos sobre el eje del ducto (más un diámetro).

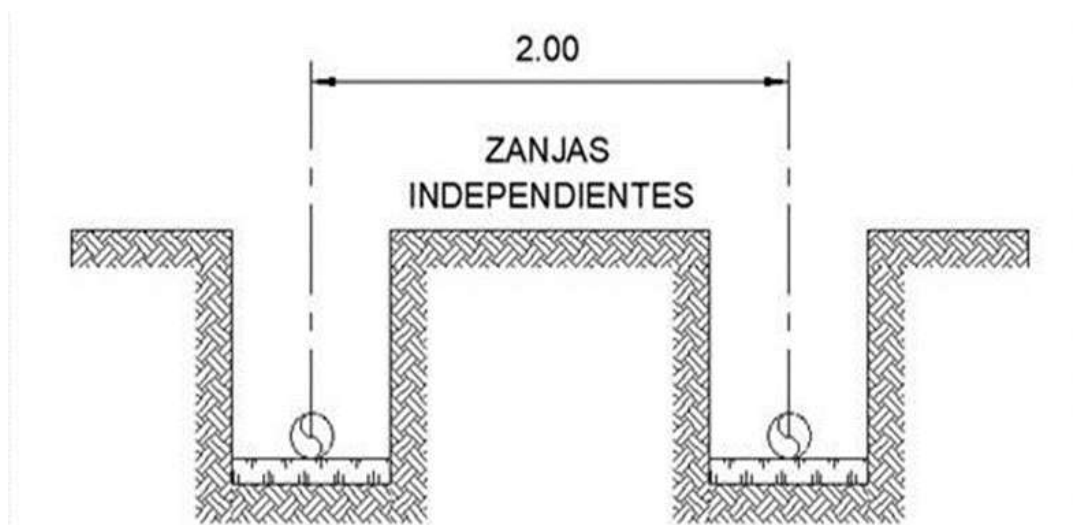


Figura V.1-7. Excavación en tramo compartido.

- **Doblado y Alineado de tubería:**

→ **Doblado:** Esta actividad se realiza antes de iniciar el tendido de la tubería, el personal de ingeniería debe recorrer el derecho de vía y evaluar la cantidad y grado de curvatura de los ductos. Esta actividad consiste en los siguientes puntos:

1. El doblado de tubería se realizará con tubería con protección anticorrosiva exterior.
2. Trazo del doblado requerido según proyecto.
3. Se levantará el tubo con el equipo adecuado al diámetro y peso de la tubería e inserción a la máquina dobladora.
4. Se realizará doblado en frío del tramo de tubería según las áreas que apliquen, incluyendo el número de “piquetes” necesarios hasta alcanzar el grado de curvatura requerido, empleando máquina dobladora, tomando en cuenta que el radio mínimo de dobles de la tubería es el equivalente a 30 diámetros.
5. Retiro del tubo de la máquina dobladora.

6. Presentación de la curva en el sitio de su utilización para verificación del doblez.
7. Correcciones del grado de curvatura, en caso de ser necesario.
8. Una vez efectuado los dobles, debe revisarse el recubrimiento y el tubo mismo para verificar si no sufrió daños, en cuyo caso deben efectuarse las reparaciones al recubrimiento de acuerdo con el procedimiento autorizado para este propósito y sustituir el tubo por otro en caso de desperfectos fuera de tolerancia.
9. Se considera que los tramos rectos se doblaran en taller.
10. Se deben considerar 15 curvas por kilómetro, siendo una curva por tramo de tubería.

→ **Alineado:** Esta maniobra consiste en levantar el tubo de los apoyos provisionales utilizados durante el tendido inicial y colocarlos sobre costales rellenos de tierra a una altura mínima de 0.40 metros sobre el terreno, uno a tope con el otro, del lado del tránsito del equipo, esta actividad engloba los siguientes puntos:

1. Limpieza manual del interior de la tubería con sonda para eliminar el material que se pudo introducir en las maniobras de distribución y/o almacenaje.
2. Revisión y limpieza de biseles.
3. Maniobras con maquinaria dentro del derecho de vía para alinear cada tubo con la lingada a la que se va a soldar.
4. Alineamiento de los tubos, hasta dejar la distancia especificada entre biseles (3 mm) y punteo de la junta utilizando electrodos adecuados de acuerdo con la especificación de la tubería, dejando la junta preparada para proceder a soldar, utilizando alineador.

• **Soldado y Protección mecánica (parchado):**

→ **Soldado:** Esta actividad se realiza con la finalidad de unir los tramos de tubería una vez alineados a lo largo del D.D.V., utilizando material de la más alta calidad para soldadura. Previo a la ejecución de esta fase, el personal que realiza esta actividad debe contar con los procedimientos de soldadura (WPS) y calificación de estos (PQR), así como la calificación de soldadores y operadores (WPQ). Esta actividad engloba los siguientes puntos:

1. Aplicación de soldadura a tope con equipo semiautomático de acuerdo con procedimiento calificado propuesto por la compañía y aprobado por VISTA OIL & GAS.
2. Una vez concluida la jornada de trabajo tapar los extremos de la tubería.
3. Radiografiado de las soldaduras.

La calificación del procedimiento de soldadura es responsabilidad del personal y debe efectuarse conforme a los criterios de aceptación conforme a los estándares actuales.

→ **Parchado:** Parcheo de juntas con mangas termo-contráctiles.

1. Suministro de materiales necesarios para la limpieza y el parcheo de juntas, el material anticorrosivo debe ser con mangas termo contráctiles.
 2. El grado de limpieza debe ser acabado a metal blanco para dejar un patrón de anclaje de 2 - 4.3 milésimas de pulgada.
 3. El recubrimiento anticorrosivo exterior (parcheo) en juntas de soldadura, se realizará con mangas termo-contráctiles.
 4. El contratista debe realizar, con el detector, una inspección dieléctrica de discontinuidad de todo el recubrimiento exterior aplicado a la tubería, para localizar fallas como son: parte sin revestir, picaduras, grietas, y discontinuidades. Cualquier falla detectada o no cumplimiento de los requerimientos, debe ser marcado en forma visible y registrado para proceder su reparación con cargo al contratista y,
 5. Deberá mostrar evidencia de los resultados de las siguientes pruebas de adherencia, curado, espesor de película, apariencia del producto después de aplicado y continuidad de película.
- **Bajado de tubería:** Consiste en la colocación de la tubería soldada dentro de la zanja, utilizando el equipo adecuado para ello, grúa móvil o camión grúa. Para llevar a cabo esta actividad se siguen los siguientes pasos:
 1. Se extrae el material producto de los derrumbes y azolves existentes en la zanja, así como el desalojo del agua (achique) para dejar el fondo de esta con una superficie uniforme y relativamente seca, que proporcione el debido alojamiento a la tubería.
 2. Se levanta la tubería de los apoyos para colocarla dentro de la zanja usando cunas de dos ejes (bicicleta), bandas de nylon o lona con un ancho de cuando

- menos una vez el diámetro del tubo, utilizando tractores pluma con la capacidad adecuada al peso que se maneja.
3. En el bajado de la tubería se debe tener especial cuidado para evitar el contacto de esta con las paredes de la zanja, evitando dañar el recubrimiento.
- **Prueba hidrostática:** Una vez terminada la colocación de las Líneas de Descarga (LDD), será sometido a la prueba hidrostática para comprobar la hermeticidad e integridad de este y de sus materiales; así como, identificar cualquier fuga que pudiera presentar. Esta actividad contempla:
 1. Llenado del ducto con agua, utilizando bombas de llenado con la capacidad para vencer las columnas de agua del tramo a probar. Los criterios de presión de prueba se tomarán en cuenta a lo establecido en la normatividad aplicable.
 2. Para las pruebas hidrostáticas se usará agua proveniente de los sitios autorizados. El agua a utilizar es cruda ausente de lodos, materia extraña, agentes corrosivos y otros tipos de agentes dañinos.
 3. Luego, de utilizarse, al agua será recuperada y llevada por medio de vehículos especializados hasta un sitio de tratamiento y/o disposición final.
 - **Protección catódica:** Es una técnica destinada para controlar la corrosión de un metal haciéndolo trabajar como el cátodo de una celda electroquímica; esto se logra poniendo en contacto el metal a proteger, con otro que tenga menor resistencia a la corrosión que actúe como ánodo de celda definida.
 - **Tapado de zanja:** El tapado consiste en verter el producto de la excavación (material de despalle y de apertura de zanja), dejado en forma de camellón paralelo a esta, con la cuchilla del tractor con acarreo libre hasta cinco metros o manualmente, esta actividad incluye los siguientes puntos:
 1. El material sobrante de la excavación se alineará en forma de camellón sobre la zanja, con excepción de aquellos lugares en que se obstruyan caminos, pasos y drenajes.
 2. Compactado por bandeo: se hará pasando la banda del tractor por lo menos tres veces sobre la superficie a compactar.

Construcción

Se suministrará tubería de acero al carbono con los requisitos establecidos en ISO 3183 grado L360 (X-52) S PSL 2, para hidrocarburos no amargos, con extremos

biselados, con una longitud mínima de 35 pies (10.67 metros) y máxima de 45 pies (13.72 m) sin soldaduras circunferenciales, fabricada, inspeccionada y probada conforme a la ISO 3183-2012, con protección anticorrosiva exterior aplicado en planta a base del sistema tricapa polietileno de 4" Ø.

Operación.

El flujo natural en un pozo se suele dar al inicio de su vida o con la apertura de nuevas capas las cuales, poseen la energía suficiente para fluir por sí solas hasta la superficie. En este tipo de etapa de producción de pozos se puede optar por instalar un sistema de choke manifold (estrangulador), orificio o dispositivo similar para optimizar y prolongar el flujo natural, una vez que el pozo disminuye su energía es necesario instalarle algún sistema de levantamiento artificial. La vida útil del proyecto es de 13 años aproximadamente tomando en cuenta el comportamiento y agotamiento de los intervalos de producción. La producción de los pozos será enviada a la Batería de Separación Vernet mediante líneas de descarga (LDD), las cuales iniciarán su construcción una vez que se determina un potencial comercial y de producción de los pozos a perforar.

Si los pozos resultan exitosos, la operación de las LDD iniciará posterior a su construcción. Los ductos operarán en forma continua las 24 horas del día durante los 365 días del año, excepto cuando se realicen actividades de mantenimiento preventivo y correctivo.

En la siguiente tabla, se indican las condiciones esperadas de operación para los diversos ductos:

Tabla V.1-44. Condiciones de operación proporcionadas por el Regulado para las LDD.

Obra	Características y condiciones de operación
Construcción de línea de descarga de 4" Ø X 0.991 Km del pozo Vernet 1006.	Para todas las LDD Presión (Max, Nor, Min) = 9, 7, 5 kg/cm ² Temperatura= 34°C / 94.2°F. Densidad del crudo = 0.9269 kg/dm ³ Densidad del gas = 0.6784 kg/m ³
	Diámetro = 0.1016 m Longitud = 991 m Capacidad = 8.034 m ³ Masa aceite (20%) = 1,606.86 Kg Masa agua (80%) = 6,427.47 Kg Masa gas = 5.451 Kg
Construcción de línea de descarga de 4" Ø X 0.500 Km del pozo Vernet 1007 al cabezal de recolección Vernet 32	Diámetro= 0.1016 m Longitud=500 m Capacidad=4.053 m ³ Masa aceite (20%) = 810.73 Kg Masa agua (80%) = 3,242.92 Kg Masa gas = 2.75 Kg
Construcción de línea de descarga de 4" Ø X 0.397 Km del pozo Vernet 1051 D con interconexión a la LDD existente de pozo Vernet Sur -1	Diámetro= 0.1016 m Longitud=397 m Capacidad=3.218 m ³ Masa aceite (20%) = 643.72 Kg Masa agua (80%) = 2,574.88 Kg Masa gas = 2.184 Kg
Construcción de línea de descarga de 4" Ø X 0.038 Km del pozo Vernet 1052 con interconexión a línea de descarga de 4" Ø X 0.397 Km del pozo Vernet 1051 D	Diámetro= 0.1016 m Longitud=38 m Capacidad=0.3080 m ³ Masa aceite (20%) = 61.61 Kg Masa agua (80%) = 246.46 Kg Masa gas = 0.209 Kg
Construcción de línea de descarga de 4" Ø x 0.326 km del pozo Vernet 1004 al cabezal de recolección Vernet 293	Diámetro= 0.1016 m Longitud=326 m Capacidad=2.6429 m ³ Masa aceite (20%) = 528.59 Kg Masa agua (80%) = 2,114.38 Kg Masa gas = 1.79 Kg
Construcción de línea de descarga de 4" Ø x 0.180 km del pozo Vernet 1005 al cabezal de recolección Vernet 32.	Diámetro= 0.1016 m Longitud=180 m Capacidad=1.4593 m ³ Masa aceite (20%) = 291.86 Kg Masa agua (80%) = 1,167.45 Kg Masa gas = 0.99 Kg
Línea de descarga existente de 4" Ø x 2.563 km del pozo Vernet Sur 1 a la batería de separación Vernet	Diámetro= 0.1016 m Longitud= 2563 m Capacidad= 20.779 m ³ Masa aceite (20%) = 4,155.80 Kg Masa agua (80%) = 16,623.23 Kg Masa gas = 14.097 Kg

Tabla V.1-45. Condiciones de operación proporcionadas por el Regulado para las LIA.

Líneas de inyección de agua	Temperatura	34°C / 94.2°F.	Presión	2 kg/cm ²

Vista Oil & Gas, dentro de sus mecanismos para la prevención de incidentes no deseados en el manejo de los materiales transportados por las líneas de descargas, considera tener como documento de información, las hojas de seguridad de las sustancias con características CRETI involucradas en las actividades de interés y prioritarios en el proceso o en las etapas en el ciclo de vida de un pozo petrolero, líneas de descargas y líneas de inyección. En el **Anexo 8** se integra las hojas de seguridad de estos materiales para su consulta y referencia.

Tabla V.1-46. Composición de aceite (19.5 °API Tipo pesado) esperado.

Componente	% mol
n-Pentano	0.022
Benceno	2.744
Agua	0.007
Nitrógeno	0.004
Dióxido de carbono	0.01
Metano	0.192
Etano	0.115
Propano	0.073
n-Butano	0.057
n-Heptano	0.276
n-Eicosano	40.244
n-Heptadecano	31.032
n-Hexadecano	0.022

Tabla V.1-47. Composición del gas esperado

Componente	% mol
Nitrógeno	0.4513
Bióxido de carbono	1.9864
Metano	95.9363
Etano	1.3850
Ácido sulfhídrico	0.0000
Propano	0.1740
Iso-butano	0.0000
N-Butano	0.0670
Iso-pentano	0.0000
N-Pentano	0.0000
N-Hexano	0.0000

Tabla V.1-48. Composición del agua congénita esperado

Componente	%
Cloruros (mg/L)	501.75
Fosfatos totales solubles (mg/L, ppm)	<1.1
Sulfatos (mg/L)	2.51
Sodio (mg/L)	270.45
Magnesio (mg/L)	36.97
Calcio (mg/L)	86.96
Bario (mg/L, ppm)	<10.0
Sílice (mg/L, ppm)	33.2
Hierro soluble (mg/L)	<1.0
Manganeso (mg/L, ppm)	<1.0
Carbonatos (mg/L)	<3.6
Bicarbonatos (mg/L)	304.97

Mantenimiento.

La actividad de mantenimiento para las Líneas de Descarga (LDD) se efectuará durante todo el tiempo que dure en operación, de acuerdo con una adecuada

programación. Para el cuidado de las LDD, se proporcionará mantenimiento preventivo en las instalaciones superficiales, tanto de salida como de llegada de acuerdo con el programa de mantenimiento para conservar su integridad mecánica. Las LDD estarán provistas de protección catódica, anticorrosiva y mecánica que se revisarán de acuerdo con los programas de mantenimiento establecidos.

Con el fin de garantizar la seguridad y optimas condiciones de operación, así como detectar oportunamente las anomalías y evitar accidentes industriales y ambientales, contempla realizar:

Inspección Visual "Celaje"

La inspección de las líneas de descarga de los pozos es con el fin de identificar defectos, anomalías y problemas que tenga la tubería que pudieran causar un derrame y que pueden ser detectados a simple vista en tubería superficial, válvulas, cruces de comunicación, cruces de ríos y en cualquier área superficial dentro del derecho de vía, así mismo identificar invasiones o vandalismo.

El recorrido del total del derecho de vía se realizará mediante el uso de vehículo y en su caso a pie para ingresar a las instalaciones que serán inspeccionadas. Este recorrido se realizará en todo lo largo y ancho del derecho de vía, incluyendo áreas de topografía accidentada o pantanosa.

Mantenimiento del Derecho de Vía

De acuerdo con el establecido en la Norma Oficial Mexicana NOM-007-ASEA-2016, Transporte de gas natural, etano y gas asociado al carbón mineral por medio de ductos, numeral 9.3.3. Los Regulados deben mantener libre la franja de seguridad del Ducto.

Esta actividad consiste en el deshierbe del derecho de vía, se realiza por medios manuales o mecánicos asegurándose de evitar el corte de vegetación forestal, El producto de estas actividades será triturado para su reincorporación al suelo de áreas aledañas.

Prueba de Presión

Las líneas de descarga serán sometidas una prueba hidrostática para garantizar su capacidad de hermeticidad. Para la prueba el equipo que se utilizará será: bomba

de gran volumen, instrumentos de Medición y bomba para presurizar la línea a los niveles requeridos.

La prueba Hidrostática de la línea de descarga será conforme a lo siguiente:

Incluye llenado, presión de prueba y limpieza interior, la cual considera de manera general lo siguientes puntos: Instalación de instrumentos (manómetro con gráfica, conexiones, tapones, líneas de llenado y descarga de accesorios etc.), suministro de agua dulce, neutra y libre de particulares en suspensión para prueba hidrostática, llenado de tubería mediante bombeo de agua, eliminando el aire que pudiera contener la tubería con un diablo de limpieza empujando por el agua, cambio de bomba de llenado a bomba de alta presión, levantando la presión hasta el 50% adicional a la presión de operación, en caso de que la presión de prueba sufra variantes por fuga, deberá localizarse y repararse, volver a llenar la tubería y levantar la presión nuevamente, verificación de la prueba grafica con registros de 8 horas y por último se certifica la prueba y se realiza el desmantelamiento del equipo y limpieza general.

Después de la prueba hidrostática, la línea, válvulas y accesorios serán drenados completamente para evitar daños por corrosión. El suministro del agua será de puntos de ventas con títulos de concesión para uso y aprovechamiento de agua y al final de la prueba será enviada a disposición final con compañías autorizadas para el manejo de estos residuos.

Reparación o Sustitución de LDD

Esta actividad será realizada cuando por estudios y/o análisis se determine la necesidad de efectuar una reparación o sustitución de tubería. Al momento no se tiene identificada ninguna línea de descarga que requiera sustitución o reparación.

Las reparaciones o sustitución que podrán ser realizadas, son:

- **Envolvente metálica circunferencial completa soldada**
- **Refuerzo no metálico**
- **Sustitución de tramo**

Envolvente metálica

Si no es posible dejar la línea fuera de servicio, las reparaciones pueden realizarse mediante la instalación de una envolvente circunferencial metálica completa, soldada longitudinalmente y con un relleno que sea un buen transmisor de esfuerzos a la envolvente cuando el caso lo requiera.

Refuerzo no metálico

En el caso de que no exista fuga, una opción para reparación en lugar de utilizar la envolvente metálica soldada, puede ser la colocación de envoltentes no metálicas, para dar reforzamiento a la línea debilitada por la corrosión exterior en metal base o por daños mecánicos.

Las envoltentes circunferenciales completas, deberán estar diseñadas para contener o soportar la presión máxima de operación de la línea que se va a reparar. Dicha envolvente será soldada en su totalidad, tanto circunferencial como longitudinalmente. La camisa debe extenderse por lo menos 100 mm a cada lado del defecto o la mitad del diámetro, la dimensión mayor, siempre y cuando exista sanidad del tramo, con el propósito de asegurar que la camisa cumpla satisfactoriamente su función.

Sustitución de tramo

Si es factible que la línea sea sacada de servicio, esta se deberá reparar cortando una pieza cilíndrica (carrete) conteniendo la anomalía y reemplazándolo con otro carrete de espesor de pared y grado similar o mayor, con una longitud no menor de un diámetro de la tubería para diámetros mayores de 6 pulgadas o 200 mm para diámetros menores. El presente proyecto contempla la Rehabilitación de 0.294 km (1+151.364 al km 1+445.399) de la Línea de descarga existente de 4" Ø x 2.563 km del pozo Vernet Sur 1 a la batería de separación Vernet.

Los datos de ubicación del tramo a rehabilitar se señalan en la Tabla V.1-49, del presente Estudio de Riesgo, el cual hace referencia a las Coordenadas de la Rehabilitación de 0.294 km (1+151.364 al km 1+445.399) de la Línea de descarga **existente** de 4" Ø x 2.563 km del pozo Vernet Sur 1 a la batería de separación Vernet:

Tabla V.1-49. Coordenadas de la Rehabilitación de 0.294 km (1+151.364 al km 1+445.399) de la Línea de descarga existente de 4" Ø x 2.563 km del pozo Vernet Sur 1 a la batería de separación Vernet

LADO EST-PV	AZIMUT	DISTANCIA (m)	COORDENADAS UTM		RUMBO	V	COORDENADAS GEOGRAFICAS	
			ESTE (X)	NORTE (Y)			LATITUD	LONGITUD
124-34	156°53'6.10"	293.998	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.					
34-33	245°47'37.79"	7.000						
33-68	336°53'5.21"	294.131						
68-124	66°53'5.84"	7.000						

Vértice	Coordenadas	
P.P. K=0+000.00	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.	
P.F. K=0+294.03		

Abandono del sitio.

Al término de la vida útil del sistema de conducción o de parte de éste, los ductos podrán dejarse en el sitio, para lo cual se requiere despresurizar las líneas, liberar los hidrocarburos contenidos en su interior, aislarlas de cualquier instalación superficial y desenergizarlas y se colocan tapones ciegos en cada uno de sus extremos para dejar un sello efectivo. La tubería no será retirada del sitio por lo que no será necesario realizar excavaciones.

Para una mejor visualización de la ubicación las líneas de descarga y líneas de inyección, en el **Anexo 3**, Cartografía, se integran los mapas:

MAPAS 19 al 21_Página_1
 MAPAS 19 al 21_Página_2
 MAPAS 19 al 21_Página_3
 MAPAS 22 al 25_Página_1
 MAPAS 22 al 25_Página_2
 MAPAS 22 al 25_Página_3
 MAPAS 22 al 25_Página_4

En los cuales se representan de manera gráfica, el alcance de las construcciones y rehabilitación de los ductos que integran al presente proyecto y parte del alcance del Estudio de Riesgo.

Actualmente el proyecto se encuentra en una etapa conceptual y básica, tal y como se tiene en el plan de desarrollo autorizado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), por lo que la ingeniería básica (o extendida), aún se

encuentra en desarrollo, y que será entregada a la ASEA en caso de que así lo requiera en algún momento del proceso.

Sin embargo, con la información hasta el momento, es la herramienta principal y clara para realizar las gestiones pertinentes para su autorización vía resultados de la manifestación de Impacto ambiental con Estudio de Riesgo, bajo la consideración que es un campo maduro y cuyas condiciones de operación e inventarios manejado son bajas en la operación de los ductos.

Importante señalar que la trayectoria de las Líneas de Descarga está condicionada por la ubicación de las peras de perforación de los pozos nuevos a perforar, así como de los pozos existentes y en este caso por la ubicación de los cabezales de recolección que han sido autorizados previamente mediante resolución **ASEA/UGI/DGGEERC/0463/2021**.

V.1.3. DE LOS POZOS DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN.

En el presente apartado se describirá de manera detallada lo correspondiente a la perforación de los pozos, bajo la premisa de que las líneas de descarga y líneas de inyección, se describieron ampliamente en el apartado anterior.

En el Plan de Desarrollo del Área Contractual CS01, Vista Oil & Gas contempla la perforación de pozos adicionales a los existentes; dentro de los cuales se contemplan los 4 pozos que conformar al proyecto actual:

- Construcción de pera, camino de acceso y **perforación del pozo Vernet 1006**.
- Construcción de pera, camino de acceso y **perforación del pozo Vernet 1007**.
- Construcción de la macropera Vernet 1051 D, camino de acceso y **perforación de los pozos Vernet 1051 D y Vernet 1052**.

Lo que implica la construcción de peras, caminos de accesos y LDD para el transporte de la producción hacia las instalaciones de procesamiento, caso Batería de Separación Vernet (instalación existente) en el Área Contractual CS01. Esto conlleva a que el alcance específico de esta obra consista en:

- **Preparación del sitio**
- **Construcción de caminos de accesos.**

- **Construcción de peras**
- **Operación**
- **Mantenimiento, y**
- **Abandono del sitio.**

Etapas de preparación del sitio

Las actividades de preparación del sitio son todas aquellas destinadas al arreglo del terreno desde su escenario actual hasta obtener las condiciones ideales para iniciar la construcción del proyecto. Las actividades por realizar como parte de la preparación del sitio en el proyecto son las siguientes:

- **Transporte de maquinaria y equipos de trabajo:** Esta actividad consiste en la llegada al sitio del proyecto de la maquinaria pesada y equipos necesarios para la construcción, incluyendo el equipo de perforación. Lo que se traduce en un tránsito constante de vehículos pesados y no pesados en los caminos de acceso a la zona del proyecto.
- **Desmonte, Despalme, Compactación:** El desmonte es una actividad que se caracteriza por la eliminación de la cobertura vegetal existente en el área trazada topográficamente. En el caso particular del proyecto, se realizará el retiro de especies arbóreas descritas en el capítulo IV de la presente MIA-P. Su remoción se realizará por medio de herramientas manuales y/o maquinaria ligera, según las condiciones del terreno lo permita. Por su parte, el despalme es el retiro de la capa orgánica del suelo que para fines del presente proyecto será a profundidad de 20 centímetros con respecto al nivel original del suelo natural, con esta acción también se retirará del sitio la vegetación de pastizal cultivado. Para llevar a cabo lo anterior, se utilizará maquinaria pesada como retroexcavadoras.

Etapas de construcción de caminos de acceso

Aunque se optimizaran la red de caminos existentes, se tendrá la necesidad de apertura nuevos caminos para llegar a la infraestructura donde no allá accesos.

- **Diseño y construcción de caminos**

Se realizará a pie y/o en vehículo. Los datos que se obtendrán y se colocaran en los planos son:

- ✓ Ubicación geográfica, a través de un Sistema de Posicionamiento Global Satelital (GPS) y rumbo astronómico.
- ✓ Longitudes del trazo a referencias que tengan injerencia con el camino, entre otros.
- ✓ Direcciones de líneas (ductos petroleros y redes eléctricas), linderos, escurrimientos, derechos de vía en general, vías de comunicación, ríos, canales, entre otros.
- ✓ Pendientes longitudinales, transversales con lo cual se ira buscando la línea cuya pendiente se acerque más a la pendiente gobernadora que debe tener el camino.
- ✓ Elevaciones de los puntos de inflexión, quiebres de poligonal, coadunamientos, secciones transversales, entre otros.
- ✓ Características generales de la topografía del terreno (zonas accidentadas del terreno y detalles naturales o artificiales del mismo).
- ✓ Entronques con los que se tiene que partir para la construcción del camino de acceso.

- **Trazo**

El trazo se realizará con un Sistema de Posicionamiento Global (GPS), estación total o teodolito y distanciómetro electrónico y de la siguiente manera:

El inicio del trazo apoyará en las referencias más cercanas al camino (referenciado al eje del camino), cuando el inicio sea un entronque con una carretera federal o estatal, de ser posible será a 90 grados, se levantará a detalle, nivelación y configuración a un mínimo de 100 metros. A cada lado del eje, se tomará el ángulo de intersección, el número, kilometraje y nombre de la carretera y se analizará la viabilidad y factibilidad de considerar las áreas de aceleración y desaceleración.

Se partirá de la estación 0+000 con el lado de la poligonal abierta, se colocarán trompos y estacas a cada 20 metros a las cuales se les dará elevación y se seccionará a partir de ellas 15 metros a ambos lados del eje. Se levantará toda la información que se involucre con el trazo, como cruce de ríos o arroyos, vías de comunicación, ductos, líneas de transmisión eléctrica, linderos o cercas de propiedad, tipos de vegetación y suelo, entre otros.

Se usará el Sistema de Posicionamiento Global (GPS), empleando los parámetros de ITRF-92, WGS-84 y transformándolos al sistema de Proyección Universal Transversal de Mercator (U.T.M.).

- **Nivelación**

Se determinarán las cotas de todas las estaciones del trazo, además de las cotas de todos los puntos intermedios que sean de utilidad para definir el perfil del terreno.

La nivelación se referirá al nivel medio del mar obteniendo la elevación del primer banco de nivel que se establezca. En la medida de lo posible se tomarán de referencia los bancos de nivel establecidos por Secretaría de Comunicaciones y Transportes (SCT), Comisión Nacional del Agua (Conagua) y del Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática (INEGI).

Los bancos de nivel se colocarán en sitios que garanticen su permanencia, en un rango aproximado de 500 m sobre el trayecto del trazo.

- **Estudio geotécnico (mecánica de suelos)**

Los estudios de estratigrafía y propiedades del suelo para el camino incluirán la determinación de sus propiedades mecánicas (resistencia corte y compresibilidad), así como sus propiedades hidráulicas (permeabilidad), mediante la obtención de muestras que, sometidas a ensayos de clasificación e identificación, determinen la granulometría, límites de consistencia, contenido de agua, contracción lineal; el nivel de aguas freáticas, entre otras. Además, se determinará también la capacidad de carga del terreno y se especificarán las conclusiones técnicas para la construcción del camino.

El estudio de mecánica de suelos incluirá la identificación y clasificación de los materiales de los bancos de préstamo, en la medida de lo posible se utilizarán materiales de la región.

- **Ancho del derecho de vía.**

El ancho del derecho de vía de un camino de acceso está determinado básicamente por el ancho de calzada, de corona, de hombros y de las cunetas, así como en algunos casos, también por el talud. La siguiente figura muestra el ancho de un derecho de vía.

Tendrá una granulometría de 38,1 mm (1½ pulgada) de diámetro a finos y de preferencia será cementante y cumplirá con la curva granulométrica. La relación del porcentaje en peso que pase por la malla No. 40, no será mayor de 0.65 centésimos. Para el cumplimiento de estos requisitos, el estudio geotécnico incluirá pruebas de calidad del material de los bancos de préstamo.

El espesor definitivo del material de revestimiento se determinará con base en los resultados de la mecánica de suelos y en función de la calidad de las terracerías. El espesor mínimo aceptable será 0.20 metros y compactado al 95% de la prueba Proctor.

- **Grado de compactación**

El grado de compactación del terreno natural, terraplenes y revestimientos, está indicado en la siguiente tabla:

Tabla V.1-50. Grado mínimo de compactación

	Grado de compactación prueba "Proctor Standard"
Terreno natural	85%
Terraplenes	90 ± 2%
Revestimiento (Sub-base y base)	95 ± 2%

- **Talud y terraplén**

En caso de ser necesario la construcción de terraplén y/o talud, estos se construirán de acuerdo con las características y requerimientos específicos del proyecto.

Si el material de construcción es a base de arenas, limos o mezcla de ambos materiales, se analizará la viabilidad y factibilidad de construir una protección para evitar deslaves por precipitación pluvial, pudiendo ser: guarniciones, bordillos o lavaderos para garantizar la estabilidad de los materiales.

La altura del terraplén, incluyendo el revestimiento, será 0.5 m por encima del NAME

- **Membrana geotextil y/o geosintética.**

Cuando la ubicación se localice en terrenos inundables o con un permanente nivel de agua en cualquier época del año, se analizará la viabilidad y factibilidad de utilizar membrana de fibra natural (geotextil) y/o geosintética, previo al inicio de la etapa de

formación de terraplenes para confinar el material de relleno y disminuir la pérdida de material para terracería.

- **Señalamientos**

Se construirán de acuerdo con las características y requerimientos específicos del proyecto, pudiendo ser: de tipo informativo, preventivo y restrictivo y se instalarán a partir del inicio del camino para guiar correctamente al usuario hasta la locación.

- **Descripción consecutiva de los trabajos**

1. Trazo y nivelación topográfico
2. Estudio geotécnico (mecánica de suelos)
3. Desmonte y despálme
4. Retiro de material producto del desmonte y despálme
5. Corte, carga, transporte y descarga de material
6. Extendido e incorporación de agua hasta alcanzar la "humedad óptima" en material
7. Homogenizado, extendido y compactado de material
8. Pruebas Proctor en material compactado
9. Obras complementarias
10. Excavación, armado de acero y cimbrado en base de guardaganado
11. Colado y curado de concreto en contrapozo y base de guardaganado
12. Pruebas de revenimiento y compresión en concreto en base de guardaganado
13. Fabricación de Guardaganado y Portón
14. Formación de cunetas y terraplenes
15. Construcción de cerca perimetral para delimitar el camino

Tabla V.1-51. Listado de maquinaria, equipo y personal involucrado en la rehabilitación y construcción de caminos de acceso y peras

Listado de maquinaria y equipo	Personal involucrado
Retro excavadora	Cabo de Oficios
Excavadora	Jefe de Laboratorio
Moto conformadora	Operador de Maquinaria
Trituradora de Ramas	Operador de Camión / Pipa
Cargador Frontal	Topógrafo
Bull Dozer	Albañil / Fierro
Rodillo liso (vibro compactador)	Ayudante de Especialista
Pata de Cabra (vibro compactador)	Ayudante General
Pipa de 10 m3	Supervisor de HSE
Pipa de 20 m3	

Listado de maquinaria y equipo	Personal involucrado
Camión de Volteo de 7 m3	
Góndola de 30 m3	
Herramienta Manual / Menor	
Estación Total	
Teodolito	
GPS	
Vibrador para Concreto	
Revolvedora	
Camión Revolvedora	
Camioneta Pick Up	

Etapas de construcción de pera

- **Ubicación física del pozo a perforar**

Los datos requeridos para esta ubicación son las coordenadas y éstas deben estar referidas al Marco de Referencia Terrestre Internacional del Servicio Internacional de Rotación de la Tierra para el año 1992 denominada ITRF 92, época 1988.

El pozo se debe ubicar con un Sistema de Posicionamiento Global (GPS), estación total o una poligonal cerrada apoyada de un pozo con coordenadas conocidas en el sistema ITRF-92, con precisión de cierre 1: 10,000, haciendo dos orientaciones astronómicas, una de inicio y otra al final. Los datos deben generarse empleando los parámetros de ITRF-92, WGS-84 y transformándolos al sistema de Proyección Universal Transverse Mercator (U.T.M.). Se correrá una nivelación diferencial de un banco de nivel referido al nivel medio del mar, al pozo localizado.

El levantamiento de la poligonal cerrada se hará con equipo electrónico, como es el distanciómetro o estación total. La nivelación de la locación se hará con nivel fijo con aproximación de 1 cm x km; a todas las distancias medidas, se aplicará un factor de escala, en tanto a las orientaciones astronómicas se les aplicará la convergencia de meridianos.

- **Trazo**

Teniendo ubicado el punto donde se localiza el pozo (proyecto) se trazará el eje y esquinas de la pera y el camino de acceso, orientado en función de los vientos dominantes.

- **Estudio topográfico para la pera**

Se realizará de acuerdo con las condiciones topográficas existentes en el área de proyecto. En terrenos planos o lomeríos suaves, se seccionará el área, apoyado de un eje o línea base.

- **Orientación**

Para el diseño de la locación se considerarán los vientos dominantes, las condiciones topográficas, evitando obstruir los cauces naturales de escurrimiento. Preferentemente la locación se orientará en el eje de Norte - Sur, permitiéndose un giro de hasta un máximo de 45° al Este con respecto al eje Norte - Sur.

Estudio geotécnico (mecánica de suelos)

Los estudios de estratigrafía y propiedades del suelo para la locación incluirán la determinación de sus propiedades mecánicas (resistencia corte y compresibilidad), así como sus propiedades hidráulicas (permeabilidad), mediante la obtención de muestras que, sometidas a ensayos de clasificación e identificación, determinen la granulometría, límites de consistencia y plasticidad, contenido de agua (% humedad), contracción lineal, nivel de aguas freáticas, entre otras. Además, se determinará también la capacidad de carga del terreno y se especificaran las conclusiones técnicas para la construcción de la locación que soportara el equipo de perforación y terminación.

Desmonte

Esta actividad consistirá principalmente en el retiro de la vegetación no forestal con maquinaria o herramienta manual. Queda Prohibido el uso de agroquímicos, así como la quema de cualquier tipo de vegetación.

Despalme

Se realizará la extracción y el retiro de la capa superficial del terreno natural, que por sus características es inadecuada para los trabajos de construcción.

El espesor de la capa por despallar será el que se indique de acuerdo con el proyecto el cual considerará la estratigrafía del terreno.

El material natural producto del despálme se distribuirá uniformemente en áreas donde no impida el drenaje o que no invada cuerpos de agua, debiendo favorecer el desarrollo de vegetación.

Pera de perforación

Denominada también como cuadro de maniobras, plataforma o macropera, es el área donde se colocará y distribuirá el equipo de perforación y terminación. Se construirá en estricto apego a la normativa, características y requerimientos específicos del proyecto en cuanto a: dimensiones, proceso de construcción para terraplén, sub base, base, talud, pruebas de verificación de espesores, porcentaje de compactación, para garantizar la estabilidad del equipo de perforación y terminación.

Revestimiento

Se extenderá por todo el ancho de la corona. El material de revestimiento tendrá la suficiente cohesión sin llegar a ser plástico, para que no se desplace a las orillas de la locación.

Tendrá una granulometría de 38.1 mm (1½ pulgada) de diámetro a finos y de preferencia será cementante y cumplirá con la curva granulométrica. La relación del porcentaje en peso que pase por la malla No. 40, no será mayor de 0.65 centésimos.

El espesor definitivo del material de revestimiento se determinará con base en los resultados de la mecánica de suelos y en función de la calidad de las terracerías. El espesor mínimo aceptable será 0.20 metros y compactado al 95% de la prueba Proctor.

Grado de compactación

El grado de compactación del terreno natural, terraplenes y revestimientos, está indicado en la siguiente tabla:

Tabla V.1-52. Grado mínimo de compactación

	Grado de compactación prueba "Proctor Standard"
Terreno natural	85%
Terraplenes	90 ± 2%
Revestimiento (Sub-base y base)	95 ± 2%

Drenaje superficial

El agua producto de la precipitación pluvial escurrirá de forma natural sobre la locación, por lo que el bombeo mínimo a lo ancho de la locación será del 1% en ambos lados, a partir del eje donde está ubicado el equipo de perforación y terminación.

Talud y terraplén

En caso de ser necesario la construcción de terraplén y/o talud, estos se construirán de acuerdo con las características y requerimientos específicos del proyecto.

Los materiales que se empleen en la construcción de terraplenes provendrán de cortes y bancos, los cuales podrán ser compactados, como los fragmentos de roca muy alterada, conglomerados medianamente cementados, areniscas blandas y tepetates.

Tabla V.1-53. Materiales que pueden ser compactados

TIPO	SUBTIPOS		RECOMENDACIONES PARA USO
Suelos. Partículas menores de 7,6 cm. Partículas finas. Partículas gruesas. Más de la mitad del material se retiene en la malla No. 200	Gravas.	Gravas limpias. Menos del 5% pasa la malla No. 200.	Compactados al 90% en el cuerpo del terraplén y al 95% en la capa subrasante. Las arcillas y limos orgánicos de alta plasticidad, no deben usarse en la capa subrasante.
	Más de la mitad de la fracción gruesa se retiene en la malla No. 4.	Gravas con finos. Más del 12% pasa la malla No. 200.	
	Arenas.	Arenas limpias. Menos del 5% pasa la malla No. 200.	
	Más de la mitad de la fracción gruesa pasa la malla No. 4	Arenas con finos. Más del 12% pasa la malla No. 200.	
	Limos y Arcillas.	Límite líquido hasta 100%.	No deben usarse.
	Más de la mitad del material pasa por la malla No. 200.	Límite líquido mayor de 100% Suelos altamente orgánicos (turba).	

Si el material de construcción es a base de arenas, limos o mezcla de ambos materiales, se analizará la viabilidad y factibilidad de construir una protección para evitar deslaves por precipitación pluvial, pudiendo ser: guarniciones, bordillos o lavaderos para garantizar la estabilidad de los materiales.

La altura del terraplén, incluyendo el revestimiento, será 0.5 m por encima del NAME.

Membrana geotextil y/o geosintética

Cuando la ubicación se localice en terrenos inundables o con un permanente nivel de agua en cualquier época del año, se analizará la viabilidad y factibilidad de utilizar membrana de fibra natural (geotextil) y/o geosintética, previo al inicio de la etapa de formación de terraplenes para confinar el material de relleno y disminuir la pérdida de material para terracería.

Señalamientos

Se construirán de acuerdo con las características y requerimientos específicos del proyecto, pudiendo ser: de tipo informativo, preventivo y restrictivo.

Obras complementarias “Contrapozo”

Se construirá de acuerdo con las características y requerimientos específicos del proyecto, pudiendo ser: concreto armado con acero de refuerzo, considerando la viabilidad de construir un cárcamo en el fondo, para recolectar y succionar los líquidos que se acumulen.

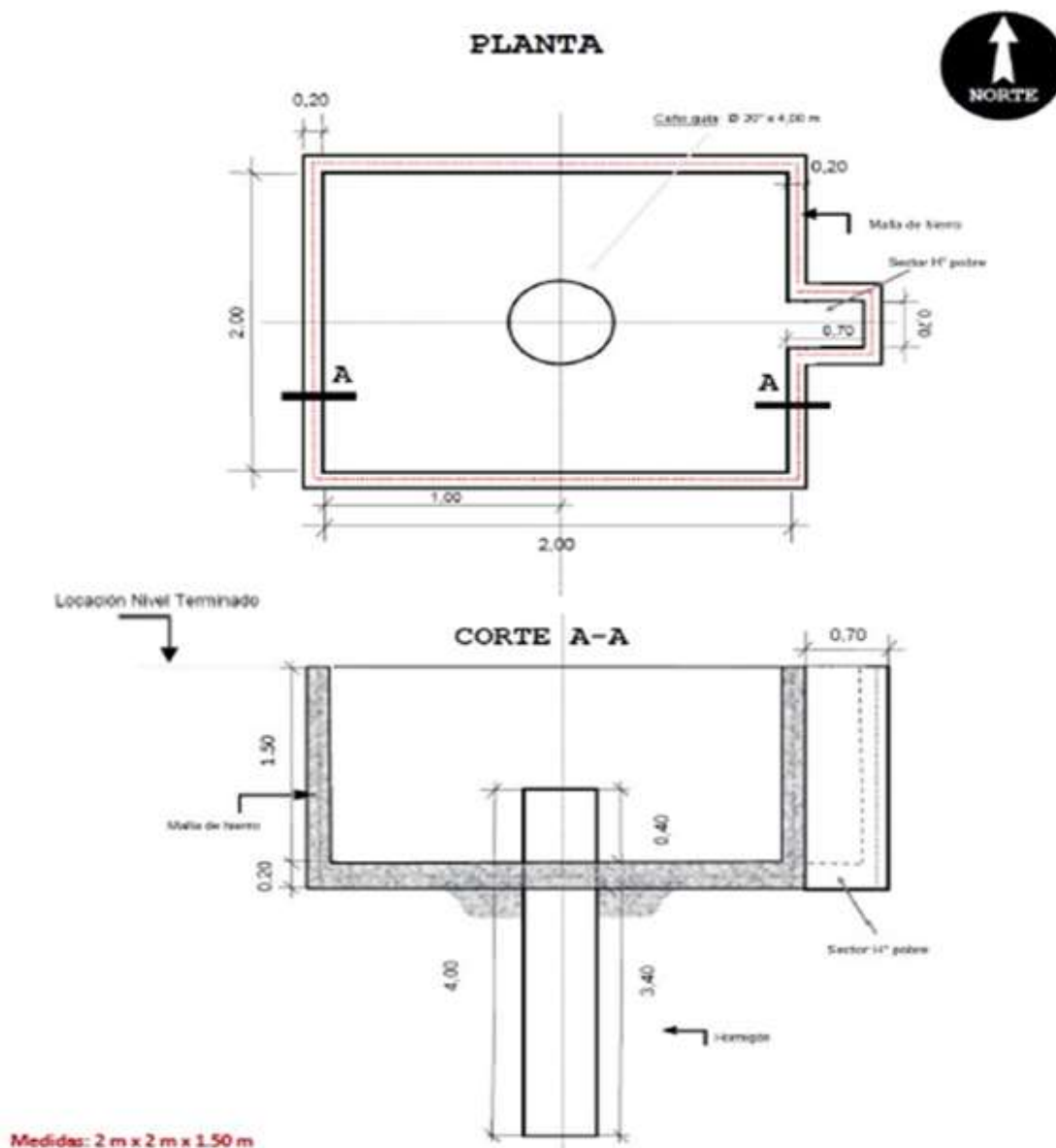


Figura V.1-9. Esquema preliminar del contrapozo

Guardaguanado

Se construirá de acuerdo con las características y requerimientos específicos del proyecto, pudiendo ser: tubería de acero al carbono soldada, entre otras, unidas mediante cortes en la tubería del tipo boca de pescado y soportados en bases de concreto.

Puerta metálica o portón de acceso

Se construirá de acuerdo con las características y requerimientos específicos del proyecto, pudiendo ser: tubería de acero al carbono roscada, soldada, entre otras, con giro mediante bisagras y sujeta a postes de tubería de acero al carbón inmerso en bases de concreto.

Cerca perimetral

Se construirá de acuerdo con las características y requerimientos específicos del proyecto, pudiendo ser: alambre de púas galvanizado, malla ciclónica, malla tipo gallinero, entre otras, sujeto a postes de madera o de concreto.

Barandal en área del árbol de producción

En caso de ser necesario un barandal de protección alrededor y sobre el árbol de producción de un pozo existente, se construirá de acuerdo con las características y requerimientos específicos del proyecto.

Descripción consecutiva de los trabajos

1. Trazo y estudios topográfico
2. Estudio geotécnico (mecánica de suelos)
3. Desmonte y despalde del área de pera
4. Retiro de material producto del desmonte y despalde
5. Corte, carga, transporte y descarga de material
6. Extendido e incorporación de agua hasta alcanzar la "humedad óptima" en material
7. Homogenizado, extendido y compactado de material
8. Talud y terraplén
9. Pruebas Proctor en material compactado
10. Colocación de señalamientos
11. Obras complementarias
12. Excavación, armado de acero y cimbrado en contrapozo

13. Colado y curado de concreto en contrapozo
14. Pruebas de revenimiento y compresión en concreto en contrapozo y base de guardaganado
15. Fabricación de Guardaganado y Portón
16. Formación de cunetas y terraplenes
17. Construcción de cerca perimetral para delimitar el área de pera

Construcción de pozo (perforación)

Prognosis de la perforación

La arquitectura propuesta para las perforaciones del proyecto se determinó con base en un mapeo de riesgos y un análisis de los eventos de perforación de los pozos de correlación más significativos, que se muestran en el documento más adelante. Por otro lado, el equipo de subsuelo pudo determinar la presencia de una falla somera, que podría ser interceptada por los pozos propuestos sección superior en las profundidades estimadas. Las fallas representan un medio para la entrada y salida de fluidos al pozo, y pueden reducir la integridad de la formación a nivel local, lo que podría provocar friabilidad, colapso y posibles condiciones de agujero apretado, con lo cual es considerada dentro del análisis de riesgo operativo. De los 4 pozos a perforar, 2 tendrán una trayectoria vertical y 2 trayectoria direccional.

Tabla V.1-54. Características del pozo Vernet 1052

Nombre del pozo	Vernet-1052
Área Contractual	Área CS01 (CNH-R02-L03-CS-01/2017)
Campo	Vernet
Trayectoria	Vertical
Sistema de Coordenadas /ref.	ITRF08-UTM Zona 15
Coordenadas de Superficie	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.
Datum de Referencia	Nivel del mar
Altura del terreno sobre el nivel del mar	23 m
Profundidad Final Estimada	1,578 m TVDSS
Coordenadas Profundidad Final	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.
Objetivo primario	Formación Encajonado
Coordenadas Objetivo primario	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.
Objetivo secundario	Formación Zargazal, Formación Belem
Profundidad estimada objetivo primario	1150 a 1,400 mTVDSS
Fecha de inicio de perforación	3er Trimestre 2022
Nombre del equipo	MD COWAN SINGLE 835
Tipo de Hidrocarburo para producir	Aceite de densidad entre 20 y 30 Grados API.

Tabla V.1-55. Características del pozo Vernet 1007.

Nombre del pozo	Vernet-1007
Área Contractual	Área CS01 (CNH-R02-L03-CS-01/2017)
Campo	Vernet
Trayectoria	Vertical
Sistema de Coordenadas /ref.	ITRF08-UTM Zona 15
Coordenadas de Superficie	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.
Datum de Referencia	Nivel del mar
Altura del terreno sobre el nivel del mar	22 m
Profundidad Final Estimada	1,600 m TVDSS
Coordenadas Profundidad Final	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.
Objetivo primario	Formación Encajonado
Coordenadas Objetivo primario	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.
Objetivo secundario	Formación Zargazal, Formación Belem
Profundidad estimada objetivo primario	1,200 a 1,450 mTVDSS
Fecha de inicio de perforación	3er Trimestre 2022
Nombre del equipo	MD COWAN SINGLE 835
Tipo de Hidrocarburo para producir	Aceite de densidad entre 20 y 30 Grados API.

Tabla V.1-56. Características del pozo Vernet 1006

Nombre del pozo	Vernet-1006
Área Contractual	Área CS01 (CNH-R02-L03-CS-01/2017)
Campo	Vernet
Trayectoria	Direccional
Sistema de Coordenadas /ref.	ITRF08-UTM Zona 15
Coordenadas de Superficie	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.
Datum de Referencia	Nivel del mar
Altura del terreno sobre el nivel del mar	26 m
Profundidad Final Estimada	1,534 m TVDSS
Coordenadas Profundidad Final	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.

	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.
Objetivo primario	Formación Encajonado
Coordenadas Objetivo primario	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.
Objetivo secundario	Formación Zargazal, Formación Belem
Profundidad estimada objetivo primario	1,200 a 1,350 mTVDSS
Fecha de inicio de perforación	3er Trimestre 2022
Nombre del equipo	MD COWAN SINGLE 835
Tipo de Hidrocarburo para producir	Aceite de densidad entre 20 y 30 Grados API.

Tabla V.1-57. Características del pozo Vernet 1051 D

Nombre del pozo	Vernet-1051 D
Área Contractual	Área CS01 (CNH-R02-L03-CS-01/2017)
Campo	Vernet
Trayectoria	Direccional
Sistema de Coordenadas /ref.	ITRF08-UTM Zona 15
Coordenadas de Superficie	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.
Datum de Referencia	Nivel del mar
Altura del terreno sobre el nivel del mar	23 m
Profundidad Final Estimada	1,434 m TVDSS
Coordenadas Profundidad Final	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.
Objetivo primario	Formación Encajonado
Coordenadas Objetivo primario	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.
Objetivo secundario	Formación Zargazal, Formación Belem
Profundidad estimada objetivo primario	1,100 a 1,400 mTVDSS
Fecha de inicio de perforación	3er Trimestre 2022
Nombre del equipo	MD COWAN SINGLE 835
Tipo de Hidrocarburo para producir	Aceite de densidad entre 20 y 30 Grados API.

Ventana Operacional

La presión de poro estimada para los pozos prospectos se ha estimado a partir de los pozos de correlación: Vernet-43, Vernet-501, Vernet-260, Vernet-295, Vernet-297, Vernet-32 y Vernet-37.

El gradiente de fractura se ha estimado considerando el valor mínimo entre el valor de la sobrecarga y el esfuerzo horizontal mínimo.

Se desprende del análisis de producción de pozos cercanos al objetivo que existe un riesgo de encontrar capas de la formación Belem con presiones de hasta un 20% por debajo de la presión de poro hidrostática.

Los valores esperados de presión de poro y gradiente de fractura esperados para el pozo objetivo se resumen en las siguientes tablas:

Tabla V.1-58. Presión de poro estimada para los pozos objetivo

Formación	Presión de Poro Mínima (g/cc)	Presión de Poro Promedio (psi/ft)	Presión de Poro Máxima (g/cc)
Belem	0.86	0.965	1.07
Zargazal	1.07	1.07	1.07
HE_5	1.07	1.07	1.07
Encajonado	1.07	1.07	1.07

Tabla V.1-59. Gradiente de Fractura estimado para los pozos objetivo

Formación	Gradiente de Fractura Mínimo (g/cc)	Gradiente de Fractura Promedio (psi/ft)	Gradiente de Fractura Máximo (g/cc)
Belem	1.96	2.00	2.04
Zargazal	1.97	2.00	2.04
HE_5	1.28	1.64	2.00
Encajonado	1.86	1.91	1.95

Gradiente de Temperatura

El gradiente de temperatura esperado para los Pozos se determinó con base en los datos existentes de los pozos de correlación Vernet-32, Vernet-37, Vernet-35A y Vernet-295.

Tabla V.1-60. Temperaturas esperadas en los pozos Vernet.

Objetivo	Profundidad	Temperatura [°C]		
	m.v.b.n.m	Min. Estimado	Probable	Máx. Estimado
BELEM	330	32.9	38.4	44.5
ZARGAZAL	901	51.9	56.3	61.0
ENCAJONADO	1293	64.9	68.6	72.3

Estado mecánico principal: Presión ORIGINAL de Yacimiento

No se observan eventos relevantes en pozos de correlación, la ventana operativa se mantiene dentro de los límites normales de los gradientes de presión.

Pozo Vernet 1052

Pozo Vernet 1007

Esquema de pozo (secreto industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP.

Figura V.1-10. Estado mecánico pozos verticales Vernet 1052 y Vernet 1007

Pozo Vernet 1006

Pozo Vernet 1051 D

Esquema de pozo (secreto industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP.

Figura V.11. Estado mecánico pozos direccionales Vernet 1051 D y Vernet 1006

Objetivos por etapa

Sección Superficial 12-1/4" x TR 9-5/8"

- Proporciona buena integridad al nivel de la zapata, lo que permite la perforación hasta la PT (profundidad total) con mínimo riesgo de fluido de perforación.
- Proporcione una TR hasta el cabezal del pozo previo a perforar los objetivos primarios del pozo.
- Permite aislar cualquier peligro superficial (gas somero, aporte de agua, pérdidas severas, etc.) que pueda encontrarse en los primeros niveles de Formación Belem.
- Aislar acuíferos superficiales.
- Permitir el montaje de la boca de pozo y el conjunto de preventores para continuar con la perforación de la siguiente sección.

Sección de producción 8-3/4" x TR 7"

- Alcanzar una zona mecánicamente competente dentro de Formación Encajonado, habiendo atravesado todos los niveles de interés requeridos por el equipo de subsuelo con las densidades de fluido previstas.
- Proporcione una zapata en la TR competente diseñada para resistir todos los casos de carga (esfuerzos) a los que será sometida, para asegurar la integridad mecánica durante la vida de producción del pozo.
- Proporcionar un pozo estable para la toma de registros con cable para la evaluación de la formación en los intervalos de interés dentro de Formación Belem, Formación Zargazal y Formación Encajonado.

Análisis de Riesgos Operativos

Tabla V.1-61. Matriz de análisis de riesgos operativos

Riesgos	Descripción	Prevención	Mitigación
Agujero Apretado y/o aprisionamiento mecánico de tubería	• Resistencia/arrastrés excesivos pueden observarse durante los viajes de TP. • Atrapamiento Mecánico durante la perforación • Podría ocurrir resistencia/atrapamiento cuando se introduce TR. • Deficiencia en la limpieza del espacio anular que puede producir empaquetamiento. • Embolamiento y dificultad de avance al perforar zonas arcillosas	• Disponer de historial de pozos vecinos identificando los riesgos por sección. • Seguir recomendación de Modelo Geomecánico. • Monitorear propiedades de lodo de acuerdo con el programa de lodo, manteniendo reología adecuada. • Monitorear valores de torque y arrastres durante toda la perforación. • Caudal acorde a la penetración obtenida. Parar y circular hasta normalizar en caso de ser necesario. • Monitoreo de limpieza con simulaciones de hidráulicas. • Limitar máximo (30%) del peso de la sarta durante viajes de TP. • En caso de ser necesario, realizar viaje de calibración previo a corrida de TR • Para reducir la posibilidad de embolamiento ajustar la concentración de inhibidor manteniéndola en valores de ion libre elevados (+ 10K).	○ En caso de observar agujero apretado: • Circular con Q escalonado y RPM moderadas hasta normalizar torque fuera de fondo y presión de bomba. Bombear píldora de limpieza • Circular hasta estabilizar presiones y observar retorno (recortes) normal por temblorinas • Aplicar procedimientos definidos para agujero apretado y atrapamiento de tubería de acuerdo con cada caso. • Realizar viaje de calibración adicional en caso de ser necesario, para normalizar. ○ En caso de observar empaquetamiento: • Trabajar la sarta en sentido contrario a la dirección en que se venía viajando, mantener mínimos parámetros e

Riesgos	Descripción	Prevención	Mitigación
			incrementar paulatinamente hasta normalizar. • Incrementar caudal progresivamente hasta recuperar circulación y estabilizar presión de bomba. • Mantener valor de corte de torque al 90% del componente que tenga el valor mínimo de torque en la sarta. ○ En caso de observar embolamiento bombear surfactante, circular y mover la sarta hacia arriba y abajo. Ajustar la concentración de inhibidor.
Perdidas de circulación y/o admisiones de fluido de perforación	○ Durante la perforación en zona porosa y permeable se pueden observar perdidas/admisiones. ○ Durante las operaciones de cementación es posible no tener retorno durante el bombeo. ○ Tasas de penetración que no sean acorde a la reología y caudales empleados, pueden sobrecargar el anular. ○ Densidades de lodos y de lechadas excesivas, que no cumplan con los límites estipulados en la ventana operativa (teniendo en cuenta las condiciones dinámicas).	○ Identificar zona de más propensas a pérdidas mediante análisis de pozos cercanos. ○ Seguir recomendación de densidad de lodo del modelo Geomecánico. ○ Tener disponible en el equipo Carbonato de Calcio (mallado) que debe incorporarse en la formulación de fluidos en caso de ser necesario (reforzamiento en arenas). ○ Monitoreo de volúmenes de tanques y de flujo de retorno. ○ Simulaciones de ECD a lo largo de cada fase. ○ Bombeo de píldoras con material sellante durante la perforación en caso de necesidad. ○ Disponer de suficiente material anti-pérdida disponible en la locación ○ Mirar el nivel del pozo en cada conexión para verificar magnitud de la pérdida, en caso de ser necesario.	○ Incrementar concentraciones de Carbonato de Calcio y/o material anti-pérdida (LCM), bombeando píldoras en caso de ser necesario. ○ En caso de pérdida de fluido severa se deberá bombear un tapón con material sellante según propuesta de proveedor de fluidos y especialista de lodos de Vista, en caso de no restablecer circulación, levantar al menos dos paradas y coordinar de inmediato con supervisión los pasos a seguir. ○ Mantener cantidad adecuada de material para reforzamiento de las paredes del pozo, disponibles en la pera.

Riesgos	Descripción	Prevención	Mitigación
		○ Controlar parámetros de circulación en caso de presentarse la pérdida, controlando tasa de penetración. ○ Disponer de ECD en puntos propensos de admisión para operación de cementación, agregar material de control de pérdidas al diseño (fibras) de lechada y esfelite en caso de ser necesario.	
Riesgo de y "Suaveo" "pistoneo"	○ Durante viajes de tubería puede provocarse una pérdida de la presión hidrostática a la profundidad de la barrena, y como consecuencia un ingreso de fluido de formación al agujero, o bien, una pérdida de fluido inducida al profundizar TP y/o TR	○ Se realizarán las simulaciones correspondientes para prevenir este riesgo, determinando la velocidad de viaje adecuada en función del BHA y TP, características del lodo y condición de agujero. ○ Se tendrá especial precaución al pasar por la profundidad de los niveles objetivos con potencial de hidrocarburo, para el caso del suaveo	○ En caso de Suaveo: • Mantener estricto control del volumen de llenado con la hoja de viaje, en caso de notar llenado deficiente, el pozo se cerrará el mismo inmediatamente, para registrar presiones. • Se tendrá siempre aislado el interior de TP con válvulas de contraflujo y, además, la válvula de pasaje pleno disponible y lista para su uso en la boca de pozo. ○ En caso de Pistoneo: • Mantener estricto control del volumen de desplazamiento con la hoja de viaje, en caso de notar un llenado mayor al teórico, se levantará una parada y se observará el nivel de pozo. • Se reducirá la velocidad de bajada, y se bombeará un bache con material sellante para reforzar las paredes en caso de ser necesario

Riesgos	Descripción	Prevención	Mitigación
Riesgo de "Suaveo" y "pistoneo"	○ Riesgo pegas diferenciales en zona de arenas porosas y permeables con presiones de poro que podrían ser menores a la sobrecarga (presión normal).	○ Reforzar prácticas de detección de pegas de tubería al personal que estará ha involucrado directamente en las operaciones. ○ Afianzar al Personal Clave Vista y de Compañías de Servicio para que estén entrenados en Prevención y Detección de Pega de Tubería. ○ Seguir recomendación de densidad de lodo del modelo de geomecánica. o Monitorear propiedades de lodo de acuerdo con el programa de lodo. ○ Usar Carbonatos de CaCO_3 de diferentes Granulometrías para optimizar el sello en las paredes del agujero, de acuerdo con el programa de lodo. ○ Minimizar tiempos de conexión (reducir tiempo de tomas de registros) y de conexiones. ○ Monitoreo de Torque fuera de fondo (mínimas RPM con mesa rotaria, en caso de ser posible) durante conexiones.	● Aplicar maniobras de liberación de tubería según prácticas recomendadas. ● Usar martillo para trabajar sarta (si aplica) ● Definir plan de trabajo de bombeo de fluido para liberar, fluido de menor densidad y/o píldora liberadora. ● Realizar Análisis de Rentabilidad de Operaciones de desenrosque y pesca para definir límite máximo de días admisibles para una operación de pesca, en caso de alcanzar esa situación.

Secuencia Operativa perforación pozos Vernet 1052 y Vernet 1007 (Verticales) sección superficial 12-1/4" x 9-5/8"

#	Actividades Principales	Prof. m MD	Tiempo hrs	Actividades Simultáneas & Comentarios
01	Verificar "Check List" del taladro en presencia del Jefe de Equipo y Company Man una vez finalizada la movilización y el montaje en la locación. Iniciar acondicionamiento del contrapozo y preparativos para el inicio de la operación NOTA: En caso de NO haberlo realizado en la BASE de SIMMONS, realizar prueba de bombas principales para determinar eficiencia, circulando a través de Manifold incrementando contrapresión de manera escalonada (definir detalles con Líder de Operaciones) Solicitar agua industrial "para uso del taladro y mantenimiento de propiedades del fluido, se sugiere la siguiente metodología (ajustar, de acuerdo con la condición de pozo): • 2 viajes de 30 m3 al finalizar el DTM • De 1 a 2 viajes de 30 m3 finalizando la perforación de la Guía • 1 viajes de 30 m3 perforando la sección de 8-3/4" • 1 viaje previo a finalizar la perforación de 8-3/4"	0	3.50	• Asegurarse que el sistema de control de sólidos del taladro (temblorinas, desarenador y desarcillador) estén instalados completamente y 100% operativos: ✓ Mallas API tamaño 80 para las temblorinas primarias ✓ Mallas API tamaño 200 para el limpia lodos (MudCleaner) • Verificar que el equipamiento de control de sólidos de Cia. SLB (separadores centrífugos y bombas de trasvase) ya este montado y completamente operativo, con la presa de 75 m3 conectada (FracTank).

#	Actividades Principales	Prof. m MD	Tiempo hrs	Actividades Simultáneas & Comentarios
02	Realizar reunión de inicio de pozo previo a iniciar la operación, con todo el personal tanto operativo como de planificación involucrado en la campaña Vernet. Acondicionar piso de trabajo y asegurar disponibilidad de herramientas y reducciones necesarias para iniciar la operación con Casing Bit XCD519 de 12-1/4" soldada a tramo de 9-5/8" y sistema de CRT para CwD (Casing While Drilling) • Prever disponibilidad en taladro de: ✓ X/O PIN 9-5/8" TXP-BTC a BOX 4" FH ✓ Saver Sub BOX NC50 – PIN NC50 (de aprox. 50 – 60 cm) ✓ X/O PIN 3-1/2" IF a BOX 4" FH (tapón de pruebas BOP) ✓ X/O PIN 7" LTC a BOX 4" FH NOTA: Solicitar cabezal de pozo a Cia. FMC de 9-5/8"x7"x2-7/8" Slip Lock de 11" 5000 psi, con todos los accesorios, aros, válvulas y espárragos correspondientes.	0	1.50	• Recibir volumen de fluido necesario para iniciar la perforación (coordinar con referente de SLB para movilización desde planta de Villahermosa) ✓ Recibir 185 m3 de WBM Sistema HydraGyle base KCl, densidad base 1.04 gr/cc. • Recibir Cople flotador de 9-5/8" y Barrena de perforación (Casing BIT) de 12-1/4", ambos elementos vendrán ya soldados en dos tramos de tubería. • Solicitar también tapón de cementación Sup. Para TR 9-5/8" • TAMSa enviará las TR de 9-5/8" ya medidas y calibradas (Rig Ready), sin embargo, se DEBE REALIZAR una inspección visual de filetes/rosca y en el interior del cuerpo del tubo. • Verificar conectividad y comunicación de PASON con transmisión en tiempo real
03	• Realizar reunión con personal de SLB y cuadrilla de taladro, revisar procedimiento para equipamiento CRT	0	0.50	• Tener productos químicos en locación necesarios y suficientes para mantener las propiedades del fluido de perforación durante la perforación de todo el pozo.

#	Actividades Principales	Prof. m MD	Tiempo hrs	Actividades Simultáneas & Comentarios
04	- Acondiciona piso de trabajo para iniciar la operación - Realiza montaje de equipamiento CRT (casing running) con personal de Cia. SLB. Probar funcionamiento del sistema antes de iniciar la perforación de la sección, y verificar estado del Spider. - NOTA: La cantidad de tramos previstos para armar el Tally serán los necesarios para alcanzar los 390 m de profundidad, considerando al menos dos tramos por contingencia	0	5.50	- Verificar correcto funcionamiento del cople flotador, y debe ser de iguales características que la TR. REALIZAR TALLY. - Verificar programa de fluido de perforación y recomendaciones. Mantener contacto fluido con Esp. De lodos de Vista Oil & Gas - Una vez que el Tally de tubería esté finalizado, compartir con ING. - IMPORTANTE: Los tubos deben ser ingresados al pozo en orden ascendente en términos de longitud (es decir, meter primero los tubos más cortos, y los más largos al final)
05	- Levantar al piso tramo corto con zapata de 12-1/4" soldada, y previo a colocar Spider, introducirlo y encuñar con cuña manual (verificar, esto sería en caso de que no de la altura para colocar el Spider, de lo contrario encuñar con Spider). - Levantar zapata perforadora 12-1/4" + DOS (2) tramoss 9-5/8" + Collar flotador + TR de 9-5/8" K-55 36# TXP-BTC	0	2.50	- En simultaneo continuar con acondicionamiento/acumulación de fluido de perforación en presas del Taladro - Mantener productos y material ANTI-PERDIDA necesarios para poder actuar en caso de evidenciar perdida de circulación
06	- Perforar sección superficial CwD hasta +/- 390 m según programa. En caso de observar perdidas parciales y/o totales, dar aviso a Lider Op. para definir pasos a seguir – ROP Gral. plan 480 m/días - Utilizar parámetros y caudal reducido en los primeros metros e incrementar paulatinamente hasta obtener el óptimo en al menos 80 m – 90 m, para evitar comunicación con el contrapozo: <u>Parámetros recomendados (plenos):</u> - WOB: 6 - 11 Ton - RPM: 90 - 120 - GPM: 250 Min (primeros 60 metros) – 450 Max - Velocidad ascensional mínima en anular de 45 m/min - Mantener reología y MBT controlados según las recomendaciones del programa de fluidos.	390	19.50	- Mantener fluido con densidad base (SIN densificante) en rangos de 1.04 a 1.07 g/cc durante la sección, mantener comunicación continua con Esp. De lodos VOG e ING. - Asegurar el ajuste de las conexiones con el torque óptimo según ficha técnica de la tubería de revestimiento. - Es importante mantener en el fluido con la cantidad de inhibidor necesaria, que nos asegure una c.c. mínima de 25.000 ión K++ Libre, revisar concentraciones de inhibidores y detalles permanentemente. Es prioridad mantener controlada la concentración de sólidos, los separadores centrífugos de SLB y limpia lodos de Simmons deben estar operativos

#	Actividades Principales	Prof. m MD	Tiempo hrs	Actividades Simultáneas & Comentarios
	Torque óptimo de la conexión TXP 9-5/8": 18.620 Lb.ft			continuamente, trabajando sobre el sistema activo. Tener disponible en taladro stock de material anti-pérdida y carbonato mallado, que serán empleados en caso de observar admisiones y/o pérdidas
07	- Una vez alcanzada la profundidad final, circular pozo con Max. Q de perforación, inyectando bache de limpieza, hasta observar mínima presencia de recortes por temblorinas y presión de bombeo estable. - Asegura la perforación hasta que la última cupla quede bien posicionada en el contrapozo, a la altura adecuada para el posterior montaje de cabezal y no estorbe para realizar luego el corte de TR. NOTA: Representantes técnicos de Cia. FMC deben estar en el taladro, con quienes se debe confirmar la altura exacta a la que se realizará el corte/bisel del tubo. - Realizar reunión de seguridad y preoperativa con personal de cementación	390	2.00	Asegurar presencia y estado de tapón de cementación (Superior) y cabeza de cementación (compatible con la conexión de la TR de 9-5/8") en el taladro. Asegurar con SLB la cantidad de agua necesaria para la operación de cementación y, además, <u>que tengan disponible el equipamiento necesario para realizar TOP JOB en caso de ser necesario.</u> NOTA: En simultaneo, adelantar gestión y logística con SLB para evacuación del fluido en piletas, y movilización del fluido que será empleado para la fase de producción (KCl+Am+PHPA) Compañía de cementación ingresa a locación e inicia montaje de cabeza y líneas.
08	Montar líneas y cabeza de cementación (Mantener manguerote de 2" en cabeza de cementación para circular el agujero durante el resto del montaje del equipo de cementación y durante la reunión de seguridad)	390	3.00	- Coordinar con referente técnico/Ing., revisar secuencia de bombeo, una vez revisado y el pozo en condiciones, empezar con preparación de colchones y agua de mezcla. - Verificar con contratista volumen necesario y disponible de de lodo para desplazamiento (SLB) – Se debe desplazar con lodo WBM de la siguiente sección

#	Actividades Principales	Prof. m MD	Tiempo hrs	Actividades Simultáneas & Comentarios
09	Realizar prueba de hermeticidad de líneas y cabeza de cementación en baja (500 psi) y en alta (1500 psi) NOTA: La prueba de líneas debe realizarse bajo los procedimientos de la compañía de cementación. Se debe delimitar el área en las periferias del equipo bombeador y líneas de retorno. 1. IMPORTANTE: La TR de 9-5/8" debe quedar sujeta a la base de la subestructura mediante eslingas/cables de acero, por el riesgo de que la tubería tienda a ser expulsada del pozo	390	1.50	- El CoMan debe verificar la colocación del tapón en la cabeza de cementación, y debe presenciar personalmente durante la operación, la liberación del PIN (liberación del tapón) - Acondicionar espacio en superficie en donde podría recibirse cemento (pulpo), en caso de que la operación resulte con algo de volumen de cemento en superficie.
10	- Realizar operación de cementación de la tubería de revestimiento 9-5/8" según el programa. - La cementación debe realizarse hasta boca de pozo, es decir hasta observar cemento de buena calidad en superficie (al menos 10 cm de cemento por sobre el nivel del suelo del contrapozo). De no observar esto último, realizar remediación cementando por espacio anular con Top Job. IMPORTANTE: Al momento de tener retornos de "buen" cemento en superficie: - Si una vez bombeado el volumen teórico de cemento no se consigue el tope tapón. En caso de no hacer Tope Tapón, NO sobre desplazar. - En caso de observar tope tapón, presurizar el sistema con 250 psi adicionales a la presión final de cementación, y registrar la misma por 10 min en la carta de cementación.	390	3.00	- Respetar secuencia operativa del programa de cementación, realizando control continuo del volumen de retorno. En caso de observar admisión, cuantificar y dar aviso a Lider Op. - Presenciar maniobra de corrida de PIN para liberar tapón de cementación - NO se debe considerar exceso de volumen anular: Se bombea volumen teórico, si no se observa buen cemento en superficie, se completará el trabajo mediante Top Job. - El desplazamiento de la lechada debe realizarse con fluido de perforación WBM de la siguiente sección. Finalizado el mismo, observar funcionamiento (cierre) del dispositivo de flotación. Anotar volúmenes de retorno. NOTA: En caso de que los elementos no cierren, bombear nuevamente el volumen retornado, y dejar el pozo cerrado con presión, esperando fragüe de cemento

#	Actividades Principales	Prof. m MD	Tiempo hrs	Actividades Simultáneas & Comentarios
11	Una vez finalizada la operación de cementación, retirar cuña/spider y profundizar TR hasta asentar la misma en el fondo del pozo. Acondicionar piso de trabajo y contrapozo para el trabajo del soldador	390	1.50	Enviar cartas de cementación y tickets de campo a ING. Cargar en reporte diario de operaciones (Open Wells) los comentarios más relevantes, reportando volúmenes bombeados Vs. Recibidos, y especificar si se observó Tope Tapón.
12	Con soldador de taladro realizar corte y bisel del último tramo de 9-5/8", verificar la altura de corte en función del cabezal empleado	390	3.00	Realizar permiso de trabajo correspondiente para la actividad a realizar.
13	Colocar sección "A/B" de cabezal compacto 11" 5M, asegurar activación de cuñas. Realizar prueba de sellos de Sec "A" del cabezal con 1500 psi (al 80% de la resistencia al colapso del casing de 9-5/8"), durante mínimo 10 minutos. Iniciar preparativos para perforación de la siguiente sección. Recuperar y acondicionar contrapozo	390	4.50	- Realizar la operación cumpliendo con los procedimientos de la compañía proveedora de cabezal, el trabajo debe hacerse con la presencia de sus operadores/supervisores de campo (FMC) - La compañía de cementación se retira de locación. Iniciar logística y gestión de materiales y solicitud de TR de 7" 23# K55 LTC para la sección de producción
14	Realiza reunión de seguridad preoperativa con todo el personal involucrado. Personal de contratista con ayuda de cuadrilla del equipo desmonta y retira el equipamiento CRT	390	5.00	- Realizar permisos de trabajo correspondientes para cada actividad y lectura de ATS (análisis de riesgo) - Acondicionar, medir y calibrar herramientas en playa, para armado del ensamble de perforación (BHA)
15	Reemplazar fluido de perforación por el fluido de la siguiente sección con densidad 1.10 – 1.15 gr/cc. La perforación de la sección producción de prevé con Fluido base agua (WBM) con KCl + Aminas y PHPA como inhibidores, y CaCo3 como densificante ✓ Hasta 230 m3 de WBM Sistema HydraGyle triple inhibición.	390	8.00	- Verificar la necesidad y disponibilidad del carrete espaciador/adaptador para montar BOP a la altura adecuada. - Si la operación lo permite, el acondicionamiento de fluido en las piletas debe realizarse en paralelo con el inicio de las actividades de montajes de BOP
Sub total fase		390	64.50	2.95 Días (con 10% de NPT)

Secuencia Operativa sección producción 8-3/4" x 7"

#	Actividades Principales	Prof. m MD	Tiempo hrs	Actividades Simultáneas & Comentarios
16	- Montar conjunto BOP de 11" y periféricos para la siguiente etapa: BOP anular 11" 5M + RAM Superior (parcial) 5M + RAM de cierre total (ciego) + Drilling Spool + Ignifugo de 6" y accesorios periféricos + Chocke Manifold 5K - Colocar tensores del conjunto de preventores, asegurando estabilidad y fijación del mismo a la base de la sub-estructura NOTA: - Coordinar la unidad bombeadora para realizar las pruebas de hermeticidad de tubería, y FIT una vez en pozo abierto (Definir con Lider de Operaciones estrategia para emplear la misma unidad que realizó la cementación de la TR 9-5/8"). - Coordinar Unidad de WIRELINE SLB para realizar perfil CBL/VDL & Gyro luego de montaje y prueba de BOP.	390	7.00	- Revisar estado de bomba neumática de prueba, aros y corrida de espárragos correspondientes. - Solicitar TR de 7" K55 23# LTC y elementos según programa, para realizar Tally de tubería: La zapata y cople flotadores de 7" deben llegar torquados desde base. - Realizar acondicionamiento y cambio de mallas de temblorinas: ✓ Mallas API tamaño 120/140 para las temblorinas primarias ✓ Mallas API tamaño 200 para el limpia lodos (MudCleaner)
17	- Armar herramienta con tapón de prueba y profundizar hasta asentar el mismo en sección del cabezal - Llenar conjunto de preventores con agua y realizar pruebas de presión del conjunto completo y Manifold de perforación: ✓ Prueba en BAJA con 350 psi ✓ Prueba en ALTA con 3500 psi NOTA: Verificar capacidad de precarga de botellones al igual que los tiempos de recuperación. Pescar tapón de pruebas y retirar elementos a playa.	390	6.00	- Registrar los resultados de la prueba en Open Wells. Firmar carta/registro de prueba por CM y JE. - De forma simultánea, continuar con la acumulación del fluido WBM para iniciar perforación en la siguiente fase - Realizar prueba de presión con salida lateral de la sección "A" abierta para que en caso de que el tapón de prueba no selle correctamente, no se transmita presión al agujero. - Asegurar barrena de 8-3/4" MDI516 para la perforación de la sección (SLB)
18	Retirar elementos de prueba en presencia de personal de FMC y acondicionar piso de trabajo	390	1.00	Se deben registrar todas las longitudes y los diámetros de cada uno de los tubulares para el armado del BHA, que serán introducidos al agujero. Armar Tally de perforación.

#	Actividades Principales	Prof. m MD	Tiempo hrs	Actividades Simultáneas & Comentarios
19	- Unidad WIRELINE de Cia. SLB se posiciona y realiza montaje de equipamiento: - Realizar perfil a pozo entubado de CBL/VDL – Gyro - Desmonta Unidad WIRELINE de Cia. SLB, se retira de locación.	390	5.00	- Realizar reunión pre-operativa y de seguridad con personal involucrado, la actividad debe realizarse bajo los procedimientos de la contratista. - Compartir registros finales a Lider Op./ING.
20	Colocar T de salida, charnela ecológica y vincular tramo a la salida lateral (Flow Line)	390	2.00	Verificar que la CABINA DE CONTROL GEOLOGICO está montada y con todo su equipamiento funcionando correctamente previo a iniciar la perforación, y los equipos de detección de gas estén chequeados y 100% operativos
21	En presencia de operadores de Cia. Cabezal FMC colocar buje de desgaste en la sección del cabezal	390	1.00	La secuencia de armado para profundizar el buje debe hacerse siguiendo el procedimiento de Cia. FMC
22	- Realizar reunión preoperativa con todo el personal involucrado, y ensamblar BHA convencional LISO con barrena de 8-3/4" con: - Barrena 8-3/4" PDC MDi516 5x14/32", TFA: 0.752 in²) - X/O Bit BOX (doble BOX) 16 x Lastrabarrenas de 6-1/2" - X/O Reducción 6 x 4" Barras extrapesadas (Spiral) - Tubería de perforación 15.7# G105 Rango III 4" FH. - Solicitar Hojas/Formularios de Inspección de las herramientas que se van a bajar al pozo.	390	3.00	- En simultaneo continuar con la descarga en presas del fluido de perforación para iniciar perforación de la fase - Cabina de <u>Control geológico</u> debe estar 100% operativa antes de iniciar la operación de perforación - Colocar REJILLA en asiento de conexión BOX, para aterrizaje del Drop Gyro, al terminar la perforación de la fase Ver detalles del BHA en la sección "BHAs de perforación" del programa de perforación.
23	- Profundizar con tubería de perforación hasta constatar tope de cemento (colocar bomba los dos (2) últimos simple antes del cople) - Una vez constatado cemento, alinear circuito y circular el pozo hasta homogenizar fluido de perforación, y obtener densidades de entrada/salidas iguales en 1.1 gr/cc. NOTA: En caso de NO haber desplazado cemento con fluido de perforación por alguna contingencia, alinear	390	2.50	- Dejar escrito en parte diario de operaciones de Open Wells la profundidad a la que contactó cielo de cemento - Valores de densidad para la fase: Inicio de fase 1.10 gr/cc – final de fase 1.15 gr/cc (sujeto a condición de pozo)

#	Actividades Principales	Prof. m MD	Tiempo hrs	Actividades Simultáneas & Comentarios
	sistema y realizar conversión de agua por fluido de perforación			
24	Con sistema homogéneo y densidad en pozo de 1.10 gr/cc, previo a moler el cemento: Posicionar unidad bombeadora y conectarse con líneas de alta a la directa de la TP con Side-entry. Cerrar RAM superior y probar hermeticidad de tubería de 9 5/8" antes de rotar cemento con 250 psi en superficie durante 10 min (hidrostática del fluido de perforación está considerada, Company Man debe verificar cálculos con densidad del fluido actual.	390	2.00	- Asegurar tener lectura de presión anular, directa y bbl/min, para tener registro de las gráficas de la prueba (con las condiciones planteadas, la presión en fondo será de aprox. 875 psi) - Cálculo de presión de fondo aplicada: $P_{\text{FONDO}} = P_{\text{SUPERFICIE}} + (\text{densidad actual g/l} \times \text{TVD COLLAR m} \times 0.001422) [\text{psi}]$ - Registrar Presión vs Volumen Bombeado y Presión vs Tiempo.
25	Colocar RPM e idealmente registrar parámetros fuera de fondo (Torque vs 30/40/60 RPM). Bajar e iniciar a moler cemento y elementos de flotación del Casing de 9-5/8" hasta 3 metros por debajo de la profundidad de la zapata perforadora, manteniendo recepción de retornos contaminados en piletas de contingencia. Solicitar procedimiento de "DrillOut" de la Zapata perforadora de 12-1/4" a ING. y consensuar parámetros previos a iniciar la operación con Lider de Op. Recomendaciones para moler cemento: - Caudal: Ajustar en rangos entre 400 – 450 GPM. - RPM: Iniciar con 30 RPM y bajar hasta contactar TOC (en este punto el torque debe coincidir con el valor registrado en la prueba fuera de fondo). Luego aumentar de acuerdo al avance, hasta Máx 40-45 RPM. - WOB: Iniciar con lo más bajo posible. Luego, mantener de 2 a 4 ton, verificando constantemente torque generado en función peso y RPM para asegurarse que la barrena está cortando y no deslizando sobre los componentes (se debe observar un torque oscilante). - Con torque estable, ajustar progresivamente peso y RPM. Perforar de 3 a 4 m por debajo de la zapata. Circular hasta conseguir retorno limpio y densidades de entrada/salidas iguales en 1.10 gr/cc Posicionar unidad de bombeo, conectar línea de alta a la directa y realizar FIT para una densidad equivalente	393	1.50	- Verificar en temblorinas presencia de recortes de formación para asegurarse de estar fuera de la zapata, en pozo abierto - Dejar constancia en Open Wells de los resultados de las pruebas de hermeticidad. IMPORTANTE: El rotado de la zapata perforadora (Casing Bit) de 12-1/4", se debe realizar con parámetros controlados y según el procedimiento de la compañía proveedora (SLB), consultar ventana de parámetros con ingeniería. - Cálculo de la presión en superficie necesaria utilizar: $P = (1380 - \text{densidad actual g/l}) \times \text{TVD m} \times 0.001422$

#	Actividades Principales	Prof. m MD	Tiempo hrs	Actividades Simultáneas & Comentarios
	de 1.38 gr/cc , aplicando una presión en superficie de 170 psi . Registrar presión por 10 min			
26	- Perforar sección producción con BHA liso y barrena de 8-3/4" hasta profundidad según programa en +/- 1450 m - ROP Gral. plan 820 m/días - Rango de parámetros recomendados: _ WOB: Máximo 8 - 10 Tn - RPM: Máximas 90 - 130 - Caudal: 420 - 520 GPM IMPORTANTE: Discutir con Líder de operaciones. La necesidad de repasar o no cada simple perforado. Reportar en caso de observar presencia de derrumbes por temblorinas. MINIMIZAR los tiempos de la sarta en condiciones estáticas, ya que existe riesgo de pega por presión diferencial. - Seguimiento de los sólidos de baja gravedad según programa (< 6 %) Se recomienda tomar datos de presión de bomba a caudal reducido 25 - 30 Emb/Min, cada cambio de turno o cada cambio significativo de densidad de lodo. NOTA: Verificar la transmisión en tiempo real desde cabina de control geológico hacia la CNH (requerimiento)	1450	31.00	- Solicitar a control geológico que alerte al menos 15 m antes de cada pase de formación que se espera según la prognosis. - La densidad debe mantenerse según lo programado, a menos que se observe una contingencia. - Si hay valores de torque/arrastrés erráticos, levantar 2 m y con bomba colocar RPM para corroborar valor de torque fuera de fondo, seguidamente dar aviso al Líder de Op. Si hay problemas de estabilidad mecánica, informar a Líder de Op. / ING. - Validar ROP máxima para mantener buena limpieza de pozo y optimizar caudal con simulaciones hidráulicas provistas por compañía de fluidos, las cuales deben ser realizadas mínimo cada 100 m perforados, o en caso de cambiar propiedades/densidad de lodo. - Recibir TR de 7" K55 23# rosca LTC + Elementos de entubación, para consolidar el Tally. - Iniciar gestión mediante representante de Simmons, el servicio de TRS para entubar 7"
27	Bombear bache de limpieza y circular con caudal de perforación hasta observar presión de bombeo estable y mínima cantidad de recortes por temblorinas Realizar Chequeo de Flujo (Flow Check) durante 15 min para confirmar pozo estático (dejar sarta con mínimas RPM (máx 30 rpm) mientras se realiza el Flow Check, hay que minimizar tiempos de sarta estática en el pozo)	1450	2.50	- El tiempo recomendado de Flow Check es de al menos 15 minutos - Se evaluará durante la perforación de la fase, si llegando al fondo se va a incrementar la densidad previa a sacar Hta. a superficie (se buscaría incrementar hasta la

#	Actividades Principales	Prof. m MD	Tiempo hrs	Actividades Simultáneas & Comentarios
				equivalente de circulación, que se tuvo durante la perforación) • Bombear tapón denso para sacar seco. Esta píldora deberá enviarse después de realizar chequeo de flujo, previo a iniciar viaje.
28	Compañía Gyrodata (tercerizado por SLB) realizar Drop de la Hta. Gyro por el interior de la sarta de perforación, previo a iniciar viaje a Superficie.	1450	1.00	• Compartir con ING. el registro de Inc./Az. Una vez que la Cia. entregue su reporte de campo.
29	• Sacar tubería de perforación a superficie. EN CASO de observar dificultad en la maniobra de sacada, <u>dar aviso a Lider de Operaciones</u> para evaluar si es necesario hacer un viaje de calibración hasta la zapata de 9-5/8". En pozo abierto, durante el viaje de sacada evitar realizar "backreaming". En caso de dificultarse el viaje, comunicarse con Lider Op. para definir pasos a seguir. • Retirar elementos de ensamble de fondo (BHA) a playa y desenroscar/retirar barrena, mencionar en reporte las características del desgaste.	1450	19.00	• Mantener sistema alineado a tanque de viajes y controlar llenado de pozo mediante Hoja de Viaje, controlando el correcto llenado de pozo. • No exceder tracciones por encima del 30% del valor de arrastre calculado para cada punto en cualquier viaje de la tubería. • Compañía SLB de perfil arriba a locación, verifica estado y disponibilidad de todas las herramientas necesarias para la operación
30	Desarmar BHA retirando elementos a playa Armar herramienta y pescar buje de desgaste en presencia de operadores de cabezal de pozo (FMC)	1450	2.00	• Compañía de perfil ingresa a locación, inicia preparativos para montaje y prepara para reunión
31	• Acondicionar y montar equipamiento la compañía de perfilaje. Realizar perfil a pozo abierto según programa vigente aprobado por Ingeniería al momento de ejecutar la operación, contemplando además un CBL/VDL para registrar cemento en la TR de 9-5/8", sección superficial Desmontar equipo de perfil y acondiciona la boca de pozo para siguiente actividad. NOTA: Este tiempo incluye un viaje de calibre intermedio en las carreras de perfil, o bien previo a iniciar la corrida de tubería de revestimiento (se definirá con Líder de operaciones, dependiendo la condición de pozo observada)	1450	52.00	El programa de perfil vigente se enviará con la anticipación adecuada. Compartir archivos de los perfiles con Ingeniería y Geología • NOTA: Durante la operación se evaluará la necesidad de tener disponible un Kit para montaje de Stuffing Box, dependiendo la condición de pozo

#	Actividades Principales	Prof. m MD	Tiempo hrs	Actividades Simultáneas & Comentarios
32	- Cia. WFT realiza reunión Pre-Operativa y de seguridad con todo el personal involucrado - Montar equipamiento de entubación (TRS) para tubería de revestimiento de 7" K55 23# LTC, según procedimientos de contratista. Asegurar contar en piso con X/O PIN de 7" LTC x BOX 4" FH para poder instalar válvula de pasaje pleno durante la entubación, o conectarse y circular en caso de que sea necesario.	1450	3.00	- Enviar tally final a Ingeniería. Corroborar en boca de pozo el funcionamiento de los elementos de flotación (zapata y collar flotadores) NOTA: Aunque la TR cuente con el servicio de RIG READY, se debe realizar una inspección visual por el interior de los tubos y se deben corroborar sus medidas.
33	- Entuba TR de 7" 23 lbs/pie K-55 rosca 8rd LTC hasta la profundidad final según el tally de tubería. - Respetar Shoe-Track indicado en la siguiente columna. En la conexión de los primeros 10 tramos, utilizar collarín (safety clamp) y llave de contra para el torque - Durante la entubación sólo llenar tubería (no circular) cada +/- 500 m (ID: 6.366" – El Volumen Teórico cada 500 m es de 10.2 m3) NOTA: El torque óptimo de la TR de 7" 23# K55 rosca 8rd LTC es de 3410 lb.ft	1450	13.00	- Mantener sistema alineado a tanque de viajes para monitorear desplazamiento con hoja de viaje SHOETRACK: Zapata Flotadora + 1 TR + Cople Flotador + TRs. - Asegurar contar con el tapón Sup. de cementación en el taladro, validar que sea el adecuado para el tipo de TR y su libraje, y compatible con el collar a utilizar. - Verificar disponibilidad de la cabeza de cementación, y que sea compatible con la cupla de la conexión de TR de 7" LTC que se estará empleando.
34	Agregar último tramo, profundizar sarta de 7" hasta dejar la cupla en la posición correcta, previendo el corte que debe hacerse a posterior. Una vez que la sarta de tubería este posicionada a la profundidad adecuada, encuñar y ya en fondo circular a caudal de cementación hasta observar valores normales y estables de presión por directa, y retorno limpio en temblorinas.	1450	2.00	- Representantes de la compañía de cabezal (FMC) deben verificar disponibilidad y estado del colgador y el sistema de cuñas para empaquetar la TR de 7", mientras se desarrollan las demás actividades de entubación. - Unidades de cementación ingresan a locación y se preparan para empezar la operación, inicia montaje de líneas rígidas.

#	Actividades Principales	Prof. m MD	Tiempo hrs	Actividades Simultáneas & Comentarios
35	- Realizar reunión de seguridad con personal de cementación de SLB y todo el personal involucrado, montar líneas y cabeza. Luego proceder con la prueba de hermeticidad de líneas y cabeza en baja (350 psi) y alta (2500 psi) según programa. - CEMENTAR fase de producción de 8-3/4"x7" con secuencia de bombeo especificada en el programa de cementación, desmontar compañía y unidades de cementación. IMPORTANTE: - Si una vez bombeado el volumen teórico de cemento no se consigue el tope tapón, Sobre-Desplazar medio volumen de Shoe-track (0.82 bbl) En caso de observar tope tapón, presurizar el sistema con 500 psi adicionales a la presión final de cementación, y registrar la misma por 10 min en la carta de cementación (prueba de hermeticidad de TR de 7").	1450	6.00	- Cargar reporte de Cementación en Open Wells, especificando volúmenes de colchones y lechadas. Dejar escrito en reporte diario de operaciones la profundidad final de cople y zapata en OW. - Enviar cartas de cementación y ticket a Ingeniería. - Monitorear volumen bombeado Vs. Volumen recibido, dejar registrado en reporte diario de operaciones en caso de evidenciar perdidas y/o aporte de fluido.
36	Verificar cierre de elementos de entubación, registrar volumen de retorno. EN CASO de no observar cierre de elementos, bombear nuevamente el volumen que retornó, mantener sistema presurizado y dar aviso al Lider de op. Personal SLB cementación retira equipamiento y líneas.	1450	1.00	Soldador de Simmons debe realizar permiso de trabajo correspondiente para la actividad de corte/bisel, respetando el procedimiento de la contratista para esta actividad.
37	- Desajustar tensores del conjunto de preventores, retirar tramo de salida lateral, embudo y charnela ecológica. - Destorquear y levantar stack de BOP. Colocar cuña vinculando a TR de 7" (colgador). Soldador realiza corte en bruto de la TR de 7" y posteriormente remover el conjunto de preventores completo, según procedimiento de Simmons. Soldador del taladro realiza bisel de TR de 7"	1450	7.00	NOTA: Durante todo el tiempo que dure la operación de desmontaje de BOP, colgado/empaquetado de TR de 7", evaluar operativamente la mejor alternativa para el monitoreo continuo de NIVEL de fluido dentro del pozo.
38	Empaquetar tubería de 7" de acuerdo a procedimiento de compañía FMC. Realizar prueba de sellos (empaquetaduras), controlar hermeticidad durante al menos 10 minutos	1450	1.00	En paralelo empezar gestión con Cia. SLB para iniciar la evacuación del circuito hidráulico.
39	Compañía WFT desmonta equipamiento de entubación TRS Acondicionar piso de trabajo y periferias de boca de pozo para iniciar tareas de desmovilización	1450	2.00	

#	Actividades Principales	Prof. m MD	Tiempo hrs	Actividades Simultáneas & Comentarios
40	Evacuar circuito hidráulico y realizar limpieza de piletas. Acondicionar equipo para realizar DTM hacia la próxima locación	1450	8.00	Solicitar soporte en campo de personal de HSE para actividad relacionadas al DTM del equipo, realizar los permisos de trabajo correspondiente según el tipo de actividad.
Sub total fase		1450	181.50	8.31 Días (con 10% de NPT)

Secuencia Operativa perforación pozos Vernet 1051 D y Vernet 1006 (Direccionales) sección superficial 12-1/4" x 9-5/8"

#	Actividades Principales	Prof. m MD	Tiempo hrs	Actividades Simultáneas & Comentarios
01	Verificar "Check List" del taladro en presencia del Jefe de Equipo y Company Man una vez finalizada la movilización y el montaje en la locación. Iniciar acondicionamiento del contrapozo y preparativos para el inicio de la operación NOTA: En caso de NO haberlo realizado en la BASE de SIMMONS, realizar prueba de bombas principales para determinar eficiencia, circulando a través de Manifold incrementando contrapresión de manera escalonada (definir detalles con Líder de Operaciones) Solicitar agua industrial "para uso del taladro y mantenimiento de propiedades del fluido, se sugiere la siguiente metodología (ajustar, de acuerdo a la condición de pozo): 2 viajes de 30 m3 al finalizar el DTM - De 1 a 2 viajes de 30 m3 finalizando la perforación de la Guía 1 viajes de 30 m3 perforando la sección de 8-3/4" 1 viaje previo a finalizar la perforación de 8-3/4"	0	3.50	- Asegurarse que el sistema de control de sólidos del taladro (temblorinas, desarenador y desarcillador) estén instalados completamente y 100% operativos: ✓ Mallas API tamaño 80 para las temblorinas primarias ✓ Mallas API tamaño 200 para el limpia lodos (MudCleaner) - Verificar que el equipamiento de control de sólidos de Cia. SLB (separadores centrífugos y bombas de trasvase) ya este montado y completamente operativo, con la presa de 75 m3 conectada (FracTank).

#	Actividades Principales	Prof. m MD	Tiempo hrs	Actividades Simultáneas & Comentarios
02	Realizar reunión de inicio de pozo previo a iniciar la operación, con todo el personal tanto operativo como de planificación involucrado en la campaña Vernet. Acondicionar piso de trabajo y asegurar disponibilidad de herramientas y reducciones necesarias para iniciar la operación con Casing Bit XCD519 de 12-1/4" soldada al tramo de 9-5/8" y sistema de CRT para CwD (Casing While Drilling) • Prever disponibilidad en taladro de: ✓ X/O PIN 9-5/8" TXP-BTC a BOX 4" FH ✓ Saver Sub BOX NC50 – PIN NC50 (de aprox. 50 – 60 cm) ✓ X/O PIN 3-1/2" IF a BOX 4" FH (tapón de pruebas BOP) ✓ X/O PIN 7" LTC a BOX 4" FH NOTA: Solicitar cabezal de pozo a Cia. FMC de 9-5/8"x7"x2-7/8" Slip Lock de 11" 5000 psi, con todos los accesorios, aros, válvulas y espárragos correspondientes.	0	1.50	• Recibir volumen de fluido necesario para iniciar la perforación (coordinar con referente de SLB para movilización desde planta de Villahermosa) ✓ Recibir 185 m3 de WBM Sistema HydraGyle base KCl, densidad base 1.04 gr/cc. • Recibir Cople flotador de 9-5/8" y Barrena de perforación (Casing BIT) de 12-1/4", ambos elementos vendrán ya soldados en dos tramos de tubería. • Solicitar también tapón de cementación Sup. Para TR 9-5/8" • TAMSА enviará las TR de 9-5/8" ya medidas y calibradas (Rig Ready), sin embargo, se DEBE REALIZAR una inspección visual de filetes/roscas y en el interior del cuerpo del tubo. • Verificar conectividad y comunicación de PASON con transmisión en tiempo real
03	• Realizar reunión con personal de SLB y cuadrilla de taladro, revisar procedimiento para equipamiento CRT	0	0.50	• Tener productos químicos en locación necesarios y suficientes para mantener las propiedades del fluido de perforación durante la perforación de todo el pozo.
04	• Acondiciona piso de trabajo para iniciar la operación • Realiza montaje de equipamiento CRT (casing running) con personal de Cia. SLB. Probar funcionamiento del sistema antes de iniciar la perforación de la sección, y verificar estado del Spider. • NOTA: La cantidad de tramos previstos para armar el Tally serán los necesarios para alcanzar los 390 m de profundidad, considerando al menos dos tramos por contingencia	0	5.50	• Verificar correcto funcionamiento del cople flotador, y debe ser de iguales características que la TR. REALIZAR TALLY. • Verificar programa de fluido de perforación y recomendaciones. Mantener contacto fluido con Esp. De lodos de Vista Oil & Gas • Una vez que el Tally de tubería esté finalizado, compartir con ING. • IMPORTANTE: Los tubos deben ser ingresados al pozo en orden ascendente en términos de longitud (es decir, meter primero los tubos más cortos, y los más largos al final)

#	Actividades Principales	Prof. m MD	Tiempo hrs	Actividades Simultáneas & Comentarios
05	- Levantar al piso tramo corto con zapata de 12-1/4" soldada, y previo a colocar Spider, introducirlo y encañar con cuña manual (verificar, esto sería en caso de que no de la altura para colocar el Spider, de lo contrario encañar con Spider). - Levantar zapata perforadora 12-1/4" + DOS (2) tramos 9-5/8" + Collar flotador + TR de 9-5/8" K-55 36# TXP-BTC	0	2.50	- En simultaneo continuar con acondicionamiento/acumulación de fluido de perforación en presas del Taladro - Mantener productos y material ANTI-PERDIDA necesarios para poder actuar en caso de evidenciar perdida de circulación
06	- Perforar sección superficial CwD hasta +/- 390 m según programa. En caso de observar perdidas parciales y/o totales, dar aviso a Lider Op. para definir pasos a seguir – ROP Gral. plan 480 m/días - Utilizar parámetros y caudal reducido en los primeros metros e incrementar paulatinamente hasta obtener el óptimo en al menos 80 m – 90 m, para evitar comunicación con el contrapozo: <u>Parámetros recomendados (plenos):</u> - WOB: 6 - 11 Ton - RPM: 90 - 120 - GPM: 250 Min (primeros 60 metros) – 450 Max - Velocidad ascensional mínima en anular de 45 m/min - Mantener reología y MBT controlados según las recomendaciones del programa de fluidos. Torque óptimo de la conexión TXP 9-5/8": 18.620 Lb.ft	390	19.50	- Mantener fluido con densidad base (SIN densificante) en rangos de 1.04 a 1.07 g/cc durante la sección, mantener comunicación continua con Esp. De lodos VOG e ING. - Asegurar el ajuste de las conexiones con el torque óptimo según ficha técnica de la tubería de revestimiento. - Es importante mantener en el fluido con la cantidad de inhibidor necesaria, que nos asegure una c.c. mínima de 25.000 ión K++ Libre, revisar concentraciones de inhibidores y detalles permanentemente. Es prioridad mantener controlada la concentración de sólidos, los separadores centrífugos de SLB y limpia lodos de Simmons deben estar operativos continuamente, trabajando sobre el sistema activo. - Tener disponible en taladro stock de material anti-pérdida y carbonato mallado, que serán empleados en caso de observar admisiones y/o pérdidas

#	Actividades Principales	Prof. m MD	Tiempo hrs	Actividades Simultáneas & Comentarios
07	- Una vez alcanzada la profundidad final, circular pozo con Max. Q de perforación, inyectando bache de limpieza, hasta observar mínima presencia de recortes por temblorinas y presión de bombeo estable. - Asegura la perforación hasta que la última cupla quede bien posicionada en el contrapozo, a la altura adecuada para el posterior montaje de cabezal y no estorbe para realizar luego el corte de TR. NOTA: Representantes técnicos de Cia. FMC deben estar en el taladro, con quienes se debe confirmar la altura exacta a la que se realizará el corte/bisel del tubo. - Realizar reunión de seguridad y preoperativa con personal de cementación	390	2.00	Asegurar presencia y estado de tapón de cementación (Superior) y cabeza de cementación (compatible con la conexión de la TR de 9-5/8") en el taladro. Asegurar con SLB la cantidad de agua necesaria para la operación de cementación y, además, <u>que tengan disponible el equipamiento necesario para realizar TOP JOB en caso de ser necesario.</u> NOTA: En simultaneo, adelantar gestión y logística con SLB para evacuación del fluido en piletas, y movilización del fluido que será empleado para la fase de producción (KCl+Am+PHPA) Compañía de cementación ingresa a locación e inicia montaje de cabeza y líneas.
08	Montar líneas y cabeza de cementación (Mantener manguerote de 2" en cabeza de cementación para circular el agujero durante el resto del montaje del equipo de cementación y durante la reunión de seguridad)	390	3.00	- Coordinar con referente técnico/Ing., revisar secuencia de bombeo, una vez revisado y el pozo en condiciones, empezar con preparación de colchones y agua de mezcla. - Verificar con contratista volumen necesario y disponible de lodo para desplazamiento (SLB) – Se debe desplazar con lodo WBM de la siguiente sección
09	Realizar prueba de hermeticidad de líneas y cabeza de cementación en baja (500 psi) y en alta (1500 psi) NOTA: La prueba de líneas debe realizarse bajo los procedimientos de la compañía de cementación. Se debe delimitar el área en las periferias del equipo bombeador y líneas de retorno. 2. IMPORTANTE: La TR de 9-5/8" debe quedar sujeta a la base de la subestructura mediante eslingas/cables de acero, por el riesgo de que la tubería tienda a ser expulsada del pozo	390	1.50	- El CoMan debe verificar la colocación del tapón en la cabeza de cementación, y debe presenciar personalmente durante la operación, la liberación del PIN (liberación del tapón) - Acondicionar espacio en superficie en donde podría recibirse cemento (pulpo), en caso de que la operación resulte con algo de volumen de cemento en superficie.

#	Actividades Principales	Prof. m MD	Tiempo hrs	Actividades Simultáneas & Comentarios
10	- Realizar operación de cementación de la tubería de revestimiento 9-5/8" según el programa. - La cementación debe realizarse hasta boca de pozo, es decir hasta observar cemento de buena calidad en superficie (al menos 10 cm de cemento por sobre el nivel del suelo del contrapozo). De no observar esto último, realizar remediación cementando por espacio anular con Top Job. IMPORTANTE: Al momento de tener retornos de "buen" cemento en superficie: - Si una vez bombeado el volumen teórico de cemento no se consigue el tope tapón. En caso de no hacer Tope Tapón, NO sobre desplazar. - En caso de observar tope tapón, presurizar el sistema con 250 psi adicionales a la presión final de cementación, y registrar la misma por 10 min en la carta de cementación.	390	3.00	- Respetar secuencia operativa del programa de cementación, realizando control continuo del volumen de retorno. En caso de observar admisión, cuantificar y dar aviso a Lider Op. - Presenciar maniobra de corrida de PIN para liberar tapón de cementación - NO se debe considerar exceso de volumen anular: Se bombea volumen teórico, si no se observa buen cemento en superficie, se completará el trabajo mediante Top Job. - El desplazamiento de la lechada debe realizarse con fluido de perforación WBM de la siguiente sección. Finalizado el mismo, observar funcionamiento (cierre) del dispositivo de flotación. Anotar volúmenes de retorno. - NOTA: En caso de que los elementos no cierren, bombear nuevamente el volumen retornado, y dejar el pozo cerrado con presión, esperando fragüe de cemento
11	Una vez finalizada la operación de cementación, retirar cuña/spider y profundizar TR hasta asentar la misma en el fondo del pozo. Acondicionar piso de trabajo y contrapozo para el trabajo del soldador	390	1.50	Enviar cartas de cementación y tickets de campo a ING. Cargar en reporte diario de operaciones (Open Wells) los comentarios más relevantes, reportando volúmenes bombeados Vs. Recibidos, y especificar si se observó Tope Tapón.
12	Con soldador de taladro realizar corte y bisel del último tramo de 9-5/8", verificar la altura de corte en función del cabezal empleado	390	3.00	Realizar permiso de trabajo correspondiente para la actividad a realizar.
13	Colocar sección "A/B" de cabezal compacto 11" 5M, asegurar activación de cuñas. Realizar prueba de sellos de Sec "A" del cabezal con 1500 psi (al 80% de la resistencia al colapso del casing de 9-5/8"), durante mínimo 10 minutos. Iniciar preparativos para perforación de la siguiente sección. Recuperar y acondicionar contrapozo	390	4.50	- Realizar la operación cumpliendo con los procedimientos de la compañía proveedora de cabezal, el trabajo debe hacerse con la presencia de sus operadores/supervisores de campo (FMC) - La compañía de cementación se retira de locación. Iniciar logística y gestión de materiales y solicitud de TR de 7" 23# K55

#	Actividades Principales	Prof. m MD	Tiempo hrs	Actividades Simultáneas & Comentarios
				LTC para la sección de producción
14	Realiza reunión de seguridad preoperativa con todo el personal involucrado. Personal de contratista con ayuda de cuadrilla del equipo desmonta y retira el equipamiento CRT	390	5.00	- Realizar permisos de trabajo correspondientes para cada actividad y lectura de ATS (análisis de riesgo) - Acondicionar, medir y calibrar herramientas en playa, para armado del ensamble de perforación (BHA)
15	- Reemplazar fluido de perforación por el fluido de la siguiente sección con densidad 1.10 – 1.15 gr/cc. La perforación de la sección producción de prevé con Fluido base agua (WBM) con KCl + Aminas y PHPA como inhibidores, y CaCo3 como densificaste ✓ Hasta 230 m3 de WBM Sistema HydraGyle triple inhibición.	390	8.00	- Verificar la necesidad y disponibilidad del carrete espaciador/adaptador para montar BOP a la altura adecuada. - Si la operación lo permite, el acondicionamiento de fluido en las piletas debe realizarse en paralelo con el inicio de las actividades de montajes de BOP
Sub total fase		390	64.50	2.95 Días (con 10% de NPT)

Secuencia Operativa sección producción 8-3/4" x 7"

#	Actividades Principales	Prof. m MD	Tiempo hrs	Actividades Simultáneas & Comentarios
16	- Montar conjunto BOP de 11" y periféricos para la siguiente etapa: BOP anular 11" 5M + RAM Superior (parcial) 5M + RAM de cierre total (ciego) + Drilling Spool + Ignifugo de 6" y accesorios periféricos + Chocke Manifold 5K - Colocar tensores del conjunto de preventores, asegurando estabilidad y fijación del mismo a la base de la sub-estructura NOTA: - Coordinar la unidad bombeadora para realizar las pruebas de hermeticidad de tubería, y FIT una vez en pozo abierto (Definir con Lider de Operaciones estrategia para emplear la misma unidad que realizó la cementación de la TR 9-5/8"). - Coordinar Unidad de WIRELINE SLB para realizar perfil CBL/VDL & Gyro luego de montaje y prueba de BOP.	390	8.00	- Revisar estado de bomba neumática de prueba, aros y corrida de espárragos correspondientes. - Solicitar TR de 7" K55 23# LTC y elementos según programa, para realizar Tally de tubería: La zapata y cople flotadores de 7" deben llegar torquados desde base. - Realizar acondicionamiento y cambio de mallas de temblorinas: ✓ Mallas API tamaño 120/140 para las temblorinas primarias ✓ Mallas API tamaño 200 para el limpia lodos (MudCleaner)
17	- Armar herramienta con tapón de prueba y profundizar hasta asentar el mismo en sección del cabezal - Llenar conjunto de preventores con agua y realizar pruebas de presión del conjunto completo y Manifold de perforación: ✓ Prueba en BAJA con 350 psi ✓ Prueba en ALTA con 3500 psi NOTA: Verificar capacidad de precarga de botellones al igual que los tiempos de recuperación. Pescar tapón de pruebas y retirar elementos a playa.	390	6.00	- Registrar los resultados de la prueba en Open Wells. Firmar carta/registro de prueba por CM y JE. - De forma simultánea, continuar con la acumulación del fluido WBM para iniciar perforación en la siguiente fase - Realizar prueba de presión con salida lateral de la sección "A" abierta para que en caso de que el tapón de prueba no selle correctamente, no se transmita presión al agujero. - Asegurar barrena de 8-3/4" MDI516 para la perforación de la sección (SLB)
18	Retirar elementos de prueba en presencia de personal de FMC y acondicionar piso de trabajo	390	1.00	Se deben registrar todas las longitudes y los diámetros de cada uno de los tubulares para el armado del BHA, que serán introducidos al agujero. Armar Tally de perforación.

#	Actividades Principales	Prof. m MD	Tiempo hrs	Actividades Simultáneas & Comentarios
19	- Unidad WIRELINE de Cia. SLB se posiciona y realiza montaje de equipamiento: - Realizar perfil a pozo entubado de CBL/VDL – Gyro - Desmonta Unidad WIRELINE de Cia. SLB, se retira de locación.	390	5.50	- Realizar reunión pre-operativa y de seguridad con personal involucrado, la actividad debe realizarse bajo los procedimientos de la contratista. - Compartir registros finales a Lider Op./ING.
20	Colocar T de salida, charnela ecológica y vincular tramo a la salida lateral (Flow Line)	390	2.00	Verificar que la CABINA DE CONTROL GEOLOGICO está montada y con todo su equipamiento funcionando correctamente previo a iniciar la perforación, y los equipos de detección de gas estén chequeados y 100% operativos
21	En presencia de operadores de Cia. Cabezal FMC colocar buje de desgaste en la sección del cabezal	390	1.00	La secuencia de armado para profundizar el buje debe hacerse siguiendo el procedimiento de Cia. FMC
22	- Realizar reunión preoperativa con todo el personal involucrado, y ensamblar BHA Direccional con barrena de 8-3/4" con: - Barrena 8-3/4" PDC MDi516 5x14/32", TFA: 0.752 in²) - Motor de fondo BH: 1.5° 7/8 + MWD c/ Monell 14 x Lastrabarrenas de 6-1/2" - X/O Reducción 6 x 4" Barras extrapesadas (Spiral) - Tubería de perforación 15.7# G105 Rango III 4" FH. - Solicitar Hojas/Formularios de Inspección de las herramientas que se van a bajar al pozo.	390	3.50	- En simultaneo continuar con la descarga en presas del fluido de perforación para iniciar perforación de la fase - Cabina de <u>Control geológico</u> debe estar 100% operativa antes de iniciar la operación de perforación - Colocar REJILLA en asiento de conexión BOX, para aterrizaje del Drop Gyro, al terminar la perforación de la fase Ver detalles del BHA en la sección "BHAs de perforación" del programa de perforación.
23	- Profundizar con tubería de perforación hasta constatar tope de cemento (colocar bomba los dos (2) últimos simple antes del cople) - Una vez constatado cemento, alinear circuito y circular el pozo hasta homogenizar fluido de perforación, y obtener densidades de entrada/salidas iguales en 1.1 gr/cc. NOTA: En caso de NO haber desplazado cemento con fluido de perforación por alguna contingencia, alinear	390	3.00	- Dejar escrito en parte diario de operaciones de Open Wells la profundidad a la que contactó cielo de cemento - Valores de densidad para la fase: Inicio de fase 1.10 gr/cc – final de fase 1.15 gr/cc (sujeto a condición de pozo)

#	Actividades Principales	Prof. m MD	Tiempo hrs	Actividades Simultáneas & Comentarios
	sistema y realizar conversión de agua por fluido de perforación			
24	Con sistema homogéneo y densidad en pozo de 1.10 gr/cc, previo a moler el cemento: Posicionar unidad bombeadora y conectarse con líneas de alta a la directa de la TP con Side-entry. Cerrar RAM superior y probar hermeticidad de tubería de 9 5/8" antes de rotar cemento con 250 psi en superficie durante 10 min (hidrostática del fluido de perforación está considerada, Company Man debe verificar cálculos con densidad del fluido actual.	390	2.00	- Asegurar tener lectura de presión anular, directa y bbl/min, para tener registro de las gráficas de la prueba (con las condiciones planteadas, la presión en fondo será de aprox. 875 psi) - Cálculo de presión de fondo aplicada: $P_{\text{FONDO}} = P_{\text{SUPERFICIE}} + (\text{densidad actual g/l} \times \text{TVD COLLAR m} \times 0.001422) [\text{psi}]$ - Registrar Presión vs Volumen Bombeado y Presión vs Tiempo.
25	Colocar RPM e idealmente registrar parámetros fuera de fondo (Torque vs 30/40/60 RPM). Bajar e iniciar a moler cemento y elementos de flotación del Casing de 9-5/8" hasta 3 metros por debajo de la profundidad de la zapata perforadora, manteniendo recepción de retornos contaminados en piletas de contingencia. Solicitar procedimiento de "DrillOut" de la Zapata perforadora de 12-1/4" a ING. y consensuar parámetros previos a iniciar la operación con Lider de Op. Recomendaciones para moler cemento: - Caudal: Ajustar en rangos entre 400 – 450 GPM. - RPM: Iniciar con 30 RPM y bajar hasta contactar TOC (en este punto el torque debe coincidir con el valor registrado en la prueba fuera de fondo). Luego aumentar de acuerdo al avance, hasta Máx 40-45 RPM. - WOB: Iniciar con lo más bajo posible. Luego, mantener de 2 a 4 ton, verificando constantemente torque generado en función peso y RPM para asegurarse que la barrena está cortando y no deslizando sobre los componentes (se debe observar un torque oscilante). - Con torque estable, ajustar progresivamente peso y RPM. Perforar de 3 a 4 m por debajo de la zapata. Circular hasta conseguir retorno limpio y densidades de entrada/salidas iguales en 1.10 gr/cc Posicionar unidad de bombeo, conectar línea de alta a la directa y realizar FIT para una densidad equivalente	393	2.00	- Verificar en temblorinas presencia de recortes de formación para asegurarse de estar fuera de la zapata, en pozo abierto - Dejar constancia en Open Wells de los resultados de las pruebas de hermeticidad. IMPORTANTE: El rotado de la zapata perforadora (Casing Bit) de 12-1/4", se debe realizar con parámetros controlados y según el procedimiento de la compañía proveedora (SLB), consultar ventana de parámetros con ingeniería. - Cálculo de la presión en superficie necesaria utilizar: $P = (1380 - \text{densidad actual g/l}) \times \text{TVD m} \times 0.001422$

#	Actividades Principales	Prof. m MD	Tiempo hrs	Actividades Simultáneas & Comentarios
	de 1.38 gr/cc , aplicando una presión en superficie de 170 psi . Registrar presión por 10 min			
26	- Perforar sección producción con BHA liso y barrena de 8-3/4" hasta profundidad según programa en +/- 1500 m - ROP Gral. plan 780 m/días - Rango de parámetros recomendados: _ WOB: Máximo 8 - 10 Tn - RPM: Máximas 90 - 130 - Caudal: 420 - 520 GPM - Presión Direferencial: Optimizar según objetivo, en caso de deslizamiento buscar toolface estable – Maximizar durante tiempos de rotación IMPORTANTE: Discutir con Lider de Op. La necesidad de repasar o no cada simple perforado. Reportar en caso de observar presencia de derrumbes por temblorinas. MINIMIZAR los tiempos de la sarta en condiciones estáticas, ya que existe riesgo de pega por presión diferencial. - Seguimiento de los sólidos de baja gravedad según programa (< 6 %) Se recomienda tomar datos de presión de bomba a caudal reducido 25 - 30 Emb/Min, cada cambio de turno o cada cambio significativo de densidad de lodo. NOTA: Verificar la transmisión en tiempo real desde cabina de control geológico hacia la CNH (requerimiento)	1500	35.00	- Solicitar a control geológico que alerte al menos 15 m antes de cada pase de formación que se espera según la prognosis. - La densidad debe mantenerse según lo programado, a menos que se observe una contingencia. - Si hay valores de torque/arrastres erráticos, levantar 2 m y con bomba colocar RPM para corroborar valor de torque fuera de fondo, seguidamente dar aviso al Lider de Op. Si hay problemas de estabilidad mecánica, informar a Lider de Op. / ING. - Validar ROP máxima para mantener buena limpieza de pozo y optimizar caudal con simulaciones hidráulicas provistas por compañía de fluidos, las cuales deben ser realizadas mínimo cada 100 m perforados, o en caso de cambiar propiedades/densidad de lodo. - Recibir TR de 7" K55 23# rosca LTC + Elementos de entubación, para consolidar el Tally. - Iniciar gestión mediante representante de Simmons, el servicio de TRS para entubar 7"
27	Bombear bache de limpieza y circular con caudal de perforación hasta observar presión de bombeo estable y mínima cantidad de recortes por temblorinas Realizar Chequeo de Flujo (Flow Check) durante 15 min para confirmar pozo estático (dejar sarta con mínimas RPM (máx 30 rpm) mientras se realiza el Flow Chek, hay que minimizar tiempos de sarta estática en el pozo)	1500	3.00	- El tiempo recomendado de Flow Check es de al menos 15 minutos - Se evaluará durante la perforación de la fase, si llegando al fondo se va a incrementar la densidad previo a sacar Hta. a superficie (se buscaría incrementar hasta la equivalente de circulación,

#	Actividades Principales	Prof. m MD	Tiempo hrs	Actividades Simultáneas & Comentarios
				que se tuvo durante la perforación) • Bombear tapón denso para sacar seco. Esta píldora deberá enviarse después de realizar chequeo de flujo, previo a iniciar viaje.
28	Compañía Gyrodata (tercerizado por SLB) realizar Drop de la Hta. Gyro por el interior de la sarta de perforación, previo a iniciar viaje a Superficie.	1500	1.00	• Compartir con ING. el registro de Inc./Az. Una vez que la Cia. entregue su reporte de campo.
29	• Sacar tubería de perforación a superficie. EN CASO de observar dificultad en la maniobra de sacada, <u>dar aviso a Lider de Operaciones para evaluar si es necesario hacer un viaje de calibración hasta la zapata de 9-5/8"</u> . En pozo abierto, durante el viaje de sacada evitar realizar "backreaming". En caso de dificultarse el viaje, comunicarse con Lider Op. para definir pasos a seguir. • Retirar elementos de ensamble de fondo (BHA) a playa y desenroscar/retirar barrena, mencionar en reporte las características del desgaste.	1500	21.00	• Mantener sistema alineado a tanque de viajes y <u>controlar llenado de pozo mediante Hoja de Viaje</u> , controlando el correcto llenado de pozo. • No exceder tracciones por encima del 30% del valor de arrastre calculado para cada punto en cualquier viaje de la tubería. • Compañía SLB de perfil arriba a locación, verifica estado y disponibilidad de todas las herramientas necesarias para la operación
30	Desarmar BHA Direccional en presencia de operadores de SLB Armar herramienta y pescar buje de desgaste en presencia de operadores de cabezal de pozo (FMC)	1500	2.50	• Compañía de perfil ingresa a locación, inicia preparativos para montaje y prepara para reunión
31	• Acondicionar y montar equipamiento la compañía de perfilaje. Realizar perfil a pozo abierto según programa vigente aprobado por Ingeniería al momento de ejecutar la operación, contemplando además un CBL/VDL para registrar cemento en la TR de 9-5/8", sección superficial Desmontar equipo de perfil y acondiciona la boca de pozo para siguiente actividad. NOTA: Este tiempo incluye un viaje de calibre intermedio en las carreras de perfil, o bien previo a iniciar la corrida de tubería de revestimiento (se definirá con Líder de operaciones, dependiendo la condición de pozo observada)	1500	52.00	El programa de perfil vigente se enviará con la anticipación adecuada. Compartir archivos de los perfiles con Ingeniería y Geología • NOTA: Durante la operación se evaluará la necesidad de tener disponible un Kit para montaje de Stuffing Box, dependiendo la condición de pozo

#	Actividades Principales	Prof. m MD	Tiempo hrs	Actividades Simultáneas & Comentarios
32	- Cia. WFT realiza reunión Pre-Operativa y de seguridad con todo el personal involucrado - Montar equipamiento de entubación (TRS) para tubería de revestimiento de 7" K55 23# LTC, según procedimientos de contratista. Asegurar contar en piso con X/O PIN de 7" LTC x BOX 4" FH para poder instalar válvula de pasaje pleno durante la entubación, o conectarse y circular en caso de que sea necesario.	1500	3.50	- Enviar tally final a Ingeniería. Corroborar en boca de pozo el funcionamiento de los elementos de flotación (zapata y collar flotadores) NOTA: Aunque la TR cuente con el servicio de RIG READY, se debe realizar una inspección visual por el interior de la tubería y se deben corroborar sus medidas.
33	- Entubar tubería de 7" 23 lbs/pie K-55 rosca 8rd LTC hasta la profundidad final según el tally de tubería. - Respetar Shoe-Track indicado en la siguiente columna. En la conexión de los primeros 10 tramos, utilizar collarín (safety clamp) y llave de contra para el torque - Durante la entubación sólo llenar tubería (no circular) cada +/- 500 m (ID: 6.366" – El Volumen Teórico cada 500 m es de 10.2 m3) NOTA: El torque óptimo de la TR de 7" 23# K55 rosca 8rd LTC es de 3410 lb.ft	1500	14.00	- Mantener sistema alineado a tanque de viajes para monitorear desplazamiento con hoja de viaje SHOETRACK: Zapata Flotadora + 1 TR + Cople Flotador + TRs. - Asegurar contar con el tapón Sup. de cementación en el taladro, validar que sea el adecuado para el tipo de TR y su libraje, y compatible con el collar a utilizar. - Verificar disponibilidad de la cabeza de cementación, y que sea compatible con la cupla de la conexión de TR de 7" LTC que se estará empleando.
34	Agregar último tramo, profundizar sarta de 7" hasta dejar la cupla en la posición correcta, previendo el corte que debe hacerse a posterior. Una vez que la sarta de tubería este posicionada a la profundidad adecuada, encuñar y ya en fondo circular a caudal de cementación hasta observar valores normales y estables de presión por directa, y retorno limpio en temblorinas.	1500	2.00	- Representantes de la compañía de cabezal (FMC) deben verificar disponibilidad y estado del colgador y el sistema de cuñas para empaquetar la TR de 7", mientras se desarrollan las demás actividades de entubación. - Unidades de cementación ingresan a locación y se preparan para empezar la operación, inicia montaje de líneas rígidas.

#	Actividades Principales	Prof. m MD	Tiempo hrs	Actividades Simultáneas & Comentarios
35	- Realizar reunión de seguridad con personal de cementación de SLB y todo el personal involucrado, montar líneas y cabeza. Luego proceder con la prueba de hermeticidad de líneas y cabeza en baja (350 psi) y alta (2500 psi) según programa. - CEMENTAR fase de producción de 8-3/4"x7" con secuencia de bombeo especificada en el programa de cementación, desmontar compañía y unidades de cementación. IMPORTANTE: - Si una vez bombeado el volumen teórico de cemento no se consigue el tope tapón, Sobre-Desplazar medio volumen de Shoe-track (0.82 bbl) En caso de observar tope tapón, presurizar el sistema con 500 psi adicionales a la presión final de cementación, y registrar la misma por 10 min en la carta de cementación (prueba de hermeticidad de TR de 7").	1500	6.00	- Cargar reporte de Cementación en Open Wells, especificando volúmenes de colchones y lechadas. Dejar escrito en reporte diario de operaciones la profundidad final de cople y zapata en OW. - Enviar cartas de cementación y ticket a Ingeniería. - Monitorear volumen bombeado Vs. Volumen recibido, dejar registrado en reporte diario de operaciones en caso de evidenciar perdidas y/o aporte de fluido.
36	Verificar cierre de elementos de entubación, registrar volumen de retorno. EN CASO de no observar cierre de elementos, bombear nuevamente el volumen que retornó, mantener sistema presurizado y dar aviso al Líder de op. Personal SLB cementación retira equipamiento y líneas.	1500	1.00	Soldador de Simmons debe realizar permiso de trabajo correspondiente para la actividad de corte/bisel, respetando el procedimiento de la contratista para esta actividad.
37	- Desajustar tensores del conjunto de preventores, retirar tramo de salida lateral, embudo y charnela ecológica. - Destorquear y levantar stack de BOP. Colocar cuña vinculando a TR de 7" (colgador). Soldador realiza corte en bruto de la TR de 7" y posteriormente remover el conjunto de preventores completo, según procedimiento de Simmons. Soldador del taladro realiza bisel de TR de 7"	1500	8.00	NOTA: Durante todo el tiempo que dure la operación de desmontaje de BOP, colgado/empaquetado de TR de 7", evaluar operativamente la mejor alternativa para el monitoreo continuo de NIVEL de fluido dentro del pozo.
38	Empaquetar tubería de 7" de acuerdo a procedimiento de compañía FMC. Realizar prueba de sellos (empaquetaduras), controlar hermeticidad durante al menos 10 minutos	1500	1.50	En paralelo empezar gestión con Cia. SLB para iniciar la evacuación del circuito hidráulico.
39	Compañía WFT desmonta equipamiento de entubación TRS Acondicionar piso de trabajo y periferias de boca de pozo para iniciar tareas de desmovilización	1500	2.00	

- ✓ Tipo de formación que se va a atravesar, y características litológicas
- ✓ Ambientes de depositación (Genesis), asumiendo presencia de intercalaciones e intervalos de arena gruesa, porosa, permeable y friable, sobre todo en Formación Belem
- ✓ Presencia de arcillas y lutitas que pueden presentar nivel de actividad

Nota: Cabe señalar que este programa de lodos ha sido diseñado en base a la información disponible, tal como la estimación de geo-presiones que también fue generada con información disponible de los perfiles en pozos correlativos, por lo tanto, se considera como preliminar. Las densidades reales y propiedades del lodo mencionadas en este programa pueden sufrir cambios y ajustarse de acuerdo con las condiciones reales que prevalezcan durante la perforación de los pozos

Tabla V.1-62. Programa de fluidos de perforación

Etapa	Prof. (md)	Tipo	Dens. (gr/L)	Visc. (seg/L)	VP (cP)	Pc (lb/100ft ²)	% LGS	MBT (kg/m ³)	Salinidad (10 ³ ppm)	Filtrado (ml/30 min)	pH
12-1/4"	0 – 300	Base agua KCl	1040 - 1080	50 – 70	12 – 20	12 - 25	5 - 10	< 60	-	15 - 18	9 - 10
8-3/4"	300 – 1090	Base agua KCl+Amin	1080 - 1100	45 - 65	10 – 16	8 – 10	5 - 8	< 50	160 – 180	10 - 12	9 - 10
6-1/8" X 6-3/4"	1090 - 1420	Base agua KCl+Amin	1100 - 1150	40 - 60	10 – 16	8 – 10	5 - 8	< 50	160 – 160	8 - 10	9 -10

Determinación del lodo de perforación

Las siguientes recomendaciones aplican para la perforación de todas las secciones de los pozos:

a. La sección superficial se perforará con un fluido base Agua, motivo por el cual se recomienda minimizar tiempos de exposición del fluido con la formación, mantener no menos de 10.000 ppm de K+ (ion potasio) libre.

Los primeros metros, en donde nos encontramos con una formación poco consolidada se sugiere trabajar con un caudal mínimo-moderado buscando reducir admisiones. Mantener una tasa de penetración acorde al caudal empleado. En todo el tramo superficial se debe priorizar la integridad de la formación y limpieza anular por sobre avance.

b. Se deberá contar con cantidad suficiente de material obturante en la locación para prevenir y/o remediar posibles admisiones o pérdidas de circulación.

- c. Las propiedades químicas y densidades del lodo recomendada deberán ser ajustada en base al comportamiento real del pozo, empleando el programa solo como una guía tentativa. Se mantendrá contacto directo y continuo con especialista de fluidos de Vista Oil & Gas, y el equipo de Ingeniería de la compañía contratista.
- d. Se mantendrá el monitoreo de incremento de densidad de acuerdo con el programa y simulaciones de hidráulicas; en caso de que las condiciones del pozo lo requieran, la densidad del fluido podrá ajustarse a valores no programados previa evaluación del comportamiento del pozo.
- e. La velocidad de los viajes de TP y de corrida de TR en cada sección será definida en función de las condiciones de pozo para cada etapa y previo a realizar la operación, con el objetivo de minimizar o evitar pérdidas inducidas por pistoneo o influjos por suaveo.
- f. Mantener las mallas de temblorinas recomendadas en el programa, para que el fluido esté con cantidad de sólidos controlados y las propiedades dentro de los parámetros preestablecidos.
- g. Realizar al menos tres (3) análisis de propiedades por día, del fluido de perforación. Es necesario mantener los equipos de laboratorio calibrados y los reactivos en buen estado, con la finalidad de obtener valores representativos que faciliten la interpretación de los resultados fisicoquímicos obtenidos y el rendimiento de la operación.

Densidades y volúmenes por etapa - Etapa superficial

Formulación:

Tabla V.1-63. Formulación del lodo de perforación para la sección superficial

Sección Superficial de 12-1/4" x TR 9-5/8"				
GEOMETRÍA PROGRAMADA	FASE	Superficial	PROPIEDADES PROMEDIO	
Desde, m	0	Últ. Zapato 0	Densidad, gr/lt	1040 - 1080
Hasta, m	300		Visc. Embudo, seg	50 - 70
Diámetro, pg	12 1/4		Viscosidad Plástica Cp	12 - 20
Días estimados	2.64		Punto de fluencia, lbs/100 pie ²	12 - 25
VOLUMENES, m³			Geles	Según reología
Circuito de Lodo	80	Wash out, % 5.0	pH, adimensional	9 - 10
Tubería Previa	0		MBT, kg/cm ³	< 60
Volumen de Pozo	24		Sólidos LGS, %V/V	< 10%
Diluciones, % Tratamiento	80		Potasio Libre (K+) ppm	10,000 - 15,000
Recuperado anterior	0		Filtrado API, ml	< 18
VOL. NUEVO / MANIPULADO	184	184		

Etapas intermedias y producción

Formulación:

Tabla V.1-64. Formulación del lodo de perforación para la sección de producción

Sección de Producción de 8-3/4" x TR 7"				
GEOMETRÍA PROGRAMADA	FASE	Superficial	PROPIEDADES PROMEDIO	
Desde, m	300	Últ. Zapato 300 36.0	Densidad, gr/lt	1080 - 1150
Hasta, m	1443		Visc. Embudo, seg	45 - 60
Diámetro, pg	8 3/4		Viscosidad Plástica Cp	10 - 16
Días estimados	8.31		Punto de fluencia, lbs/100 pie ²	8 - 10
VOLUMENES, m³		Wash out, % 5.0	Geles	Según reología
Circuito de Lodo	80		pH, adimensional	9 - 10
Tubería Previa	103.8		MBT, kg/cm ³	< 50
Volumen de Pozo	45.6		Sólidos LGS, %V/V	< 5%
Diluciones, % Tratamiento	80		Potasio Libre (K+) ppm	10,000 - 15,000
Recuperado anterior	50		Filtrado API, ml	< 10
VOL. NUEVO / MANIPULADO	166	216		

Equipamiento de control de sólidos

Configuración planificada:

- Temblorinas Lineales: 2 x API 120-140 (malla mesh)
- Temblorinas secadora: No previsto su uso
- Unidad de floculación: Según la necesidad operativa, manteniendo el requerimiento mínimo de un MBT<50 kg/m³ y la VP en el rango de valores planificados.
- Frecuencia de uso: Permanente para el caso de las temblorinas, frecuente y según necesidad para el caso de la unidad de floculación.
- Mantenimiento: El ingeniero de fluido con asesoramiento del personal de Control de Sólidos tiene que asegurarse de que todos los equipos están en condiciones operativas.

Recomendaciones Generales

- ✓ Se deberá controlar en todo momento el estado de mallas de las temblorinas para impedir incorporación de sólidos indeseables al sistema activo.
- ✓ En el sistema de control de sólidos, para que el fluido siempre esté en las mejores condiciones de reología es indispensable cumplir con el programa de telas establecido, en caso de no cumplir con el parámetro del porcentaje de sólidos recomendado dar aviso inmediato al especialista de fluidos de perforación, supervisor directo e Ingeniero de pozo para definir pasos a seguir. La concentración excesiva de sólidos genera filtrados altos, enjarres grueso y de mala calidad, promueve la pega diferencial, fallas en las herramientas de fondo, restricción de diámetro del agujero y dificulta los

viajes de TP y corridas de TR, entre otros, de allí la importancia del control de este parámetro.

Programa de toma de información

Registros geofísicos por etapa

Tabla V.1-65. Plan de adquisición de información para los pozos Vernet-1006, Vernet 1051 D, Vernet 1052 y Vernet 1007.

Sección	Formación	Tipo	Registros
Superficial: Agujero 12 1/4" TR: 9 5/8"	Belem	Agujero entubado	Sónico de cementación con densidad variable
Producción: Agujero 8 3/4" TR: 7"	Belem/Zargazal	Agujero descubierto	Corrida 1: Sónico Explorador de Imágenes 3D Caliper de 4 brazos Inclínometría Resistividad Laterolog Rayos Gamma Corrida 2: Listodensidad + PEF Neutrón compensado Resonancia Magnética Corrida 3: Puntos de presión Muestras MDT Rayos Gamma
		Agujero entubado	Corrida 4: Sónico de cementación con densidad variable Rayos Gamma Corrida 5: Neutron pulsante Rayos Gamma

La toma de Puntos de presión y de Muestras MDT será definida con base en el comportamiento de la estabilidad del pozo, debido al tiempo que tomaría realizar estas actividades.

Diseño de tuberías de revestimiento

Las hipótesis que fueron consideradas en el diseño mecánico de las tuberías de revestimiento para los pozos, se detallan a continuación:

- Todos los valores del diseño fueron calculados en base las presiones de poro del modelo Geomecánico.
- La selección de la TR se llevó a cabo realizando consecutivas iteraciones en selección de tubulares hasta minimizar los factores de diseño cumpliendo siempre los requerimientos de integridad y operación para cada revestimiento y, además, eligiendo tubulares disponibles con mayor facilidad en el mercado (tiempos de entrega según el plazo de inicio del proyecto).
- Los factores mínimos de diseño que se consideran son las especificaciones en los estándares de Construcción de Pozo de Vista.

Programa de cementaciones

El programa de cementaciones para las tuberías de revestimiento de los pozos ha sido diseñado con base en los gradientes de PP y GF y condiciones de perforación esperadas, y además se han adoptado las mejores prácticas para el diseño que también pretenden implementarse durante la ejecución del proyecto.

Sección superficial de 12-1/4" x TR 9-5/8"

Objetivo: Aislar las zonas potenciales de flujo de agua e hidratos, gas somero, posibles pérdidas de circulación, de la formación Belem, proveer soporte mecánico para el cabezal y conjunto de preventores, aislar acuíferos someros, aislar la zapata para obtener una buena integridad y poder realizar una prueba de goteo para calibrar el límite de admisión, previo a perforar la siguiente sección.

Se cementará mediante técnica convencional hasta superficie, utilizando tapón superior asentándolo con 500 psi por sobre la presión final de bombeo, para confirmar apoyo. La cementación se realizará con 1 lechada principal.

Sección producción de 8-3/4" x TR 7"

Objetivo: Alcanzar una zona mecánicamente competente dentro de la Formación Encajonado, habiendo atravesado todos los niveles de interés, proporcionar una zapata en la TR competente diseñada para resistir todos los casos de carga a los que será sometida, para asegurar la integridad mecánica durante la vida de producción del pozo, permitiendo además la toma de información que sea requerida.

Se cementará mediante técnica convencional hasta TOC con 100 m por encima de la zapata de la sección anterior, utilizando tapón superior, cuyo asentamiento sobre el collar se comprobará ejerciendo 500 psi por sobre la presión final de cementación. La cementación se realizará con 2 lechadas.

En el caso que la Formación Belem se encuentre con presión por debajo de la normal, se contemplará la posibilidad de asentar la TR de 7" antes, para aislar las zonas que puedan provocar problemas operativos y alcanzar la profundidad final planificada.

Cabezal - Componentes del cabezal

Fabricante: Cameron
Modelo: Compacto con cuñas
Presión de Trabajo: 3,000 psi
Diámetro interno nominal: 8.895 pg
Diámetro externo nominal: 11 pg
1 receptáculo para colgadores de TR

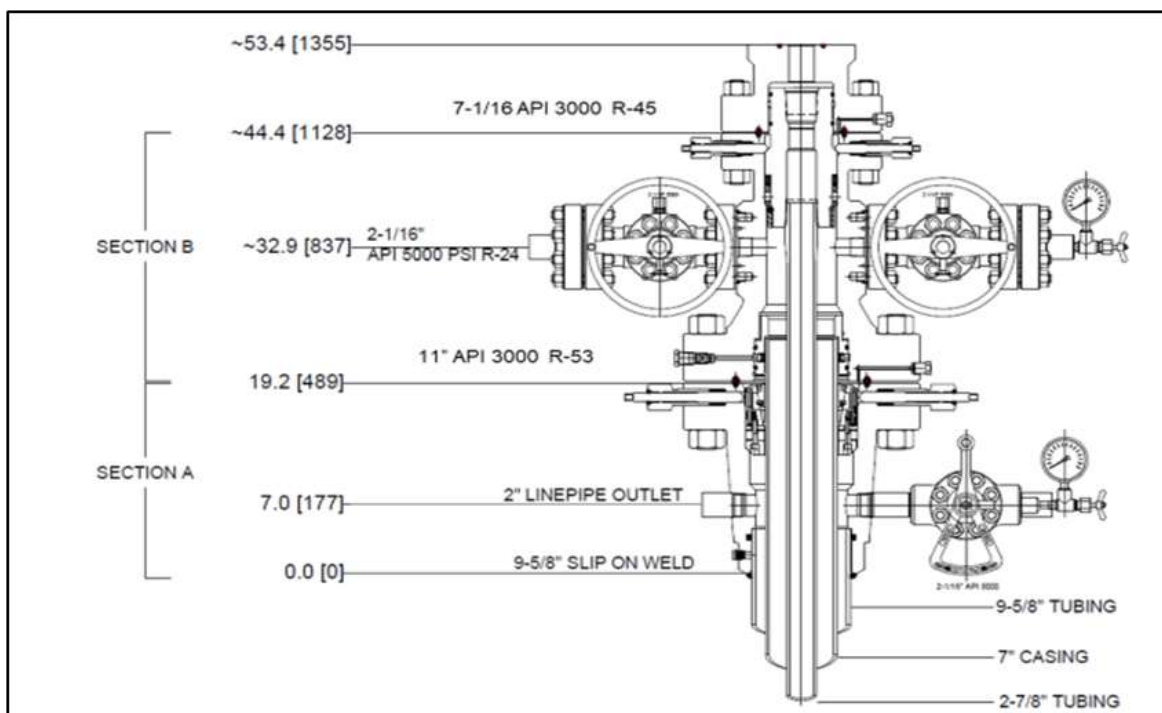


Figura V.1-14. Diagrama del cabezal para los pozos

Programa de pruebas de preventores

Tabla V.1-66. Programa de pruebas de preventores

Componentes a Probar	Prueba de Presión – Baja Presión [psi] (a)	Prueba de Presión – Alta Presión [psi] (b)
Preventor Anular		
Preventor Anular	250 a 350	Como máximo al 70% de la presión nominal de trabajo.
Preventor RAM's		
Fijo	250 a 350	Como máximo el 100% de la presión nominal. Como mínimo el 10% mayor de la presión de formación.
Variable		
Ciego / Corte		
Choke, kill line y válvulas	250 a 350	Como máximo el valor nominal de la presión de trabajo.
Choke manifold		
Salida de BOP	250 a 350	El menor valor entre: Presión nominal de trabajo del RAM BOP y presión nominal de trabajo de la entrada del choke(s)
Entrada al Manifold		El menor valor entre: Presión nominal de trabajo de la salida del choke(s), válvulas y líneas
Choke ajustable	Test de funcionamiento del sistema principal y del backup	
Sistema de Accionamiento de BOP – Acumulador		
Líneas de Manifold y BOP	N/A	Máxima presión operativa del sistema de control
Presión en el acumulador	Verificar precarga	N/A
Tiempo de cierre	Prueba de funcionamiento	N/A
Capacidad de Bombeo		
Estación de control		
Válvulas de Seguridad		
Kelly, Válvulas de Kelly y Válvulas de Seguridad	250 a 350	Presión nominal de trabajo de los componentes
Equipamiento Auxiliar		
Golpeador/Desgasificador (c)	De acuerdo al programa de mantenimiento preventivo de la contratista	Prueba de flujo
Trip tank, etc.	Verificación manual y visual	Prueba de flujo
(a) Las pruebas de baja presión deberán estabilizarse como mínimo 10 minutos sin fugas visibles. Las pruebas de flujo deberán realizarse con suficiente duración para observar fugas significativas.		
(b) Las pruebas de alta presión deberán estabilizarse como mínimo 10 minutos sin fugas visibles.		
(c) El desgasificador requiere una prueba hidrostática durante su fabricación o durante la instalación. Soldaduras que se realicen al recipiente del desgasificador requerirán que se realice una prueba de presión hidrostática adicional.		

Pruebas y terminación

La prueba de producción considerada para los pozos consta de dos etapas principales: la terminación con Sand Pump (bomba de arena) o Jet Pump (bombeo hidráulico) y la puesta en producción con Sistema de Levantamiento Artificial para evaluar el impacto de la terminación en la producción de hidrocarburos y de sólidos del pozo.

El uso de la Sand Pump (bomba de arena) o Jet Pump (bombeo hidráulico) durante la terminación busca estimular el pozo a través de la producción de altos volúmenes de sólidos, de tal manera que después de un tiempo condicionado a las características propias de la formación, sea posible estabilizar la producción de dichos sólidos en niveles que permitan que el sistema de levantamiento artificial elegido pueda producir el pozo, reduciendo el riesgo de daños a la bomba, alargando su vida útil y en consecuencia reducir el número de intervenciones requeridas en el futuro. Posterior a la terminación, se hace de vital importancia continuar con la producción del pozo con la finalidad de evaluar el éxito de la operación con Sand Pump (bomba de arena) o Jet Pump (bombeo hidráulico) a través del comportamiento de la producción de fluidos y de sólidos en el pozo. Lo anterior, permitirá obtener información que será útil para determinar el potencial de producción real de los pozos y contenido de sólidos luego de la limpieza con Sand Pump (bomba de arena) o Jet Pump como factor fundamental para determinar la viabilidad de un futuro Plan de Desarrollo en el Área Contractual.

La terminación con Sand Pump (bomba de arena), de acuerdo con el análogo de referencia, se estima que tenga una duración promedio de 6 días por intervalo ensayado, sin embargo, de esto se tendrá certeza una vez se lleve a cabo la prueba.

La terminación con Jet Pump (bombeo hidráulico), de acuerdo con el análogo de referencia, se estima que tenga una duración de 30 días de ensayo, sin embargo, de esto se tendrá certeza una vez se lleve a cabo la prueba.

La segunda parte de la prueba, es decir la puesta en producción con Sistema de Levantamiento Artificial, se estima que tenga una duración entre 1 a 5 meses, dependiendo de la duración real de las actividades de perforación y terminación y condicionado a la vigencia del Periodo de Exploración de acuerdo con el Contrato.

Por lo anterior, se estima que las pruebas de producción de cada pozo tengan una duración total de 6 meses, de esto se tendrá certeza una vez se lleve a cabo cada prueba.

Programa de Terminación. Tipo de Terminación.

Se realizarán disparos de producción en el revestidor de 7". Posterior a los disparos de producción se probará el pozo a través de la tubería de revestimiento de 7" mediante la

utilización de la herramienta Sand Pump (bomba de arena) o Jet Pump (bombeo hidráulico), evaluando caudales y % de sólido recuperado.

Diseño de la Terminación/Prueba.

Presiones de pruebas de la tubería de producción o de prueba de pozo.

Tabla V.1-67. Presiones de prueba.

Prueba de líneas superficiales (psi)	Prueba de Medio Árbol
500 psi – 5 min	500 psi – 5 min
8,000 psi – 10 min	8,000 psi – 10 min

Selección de los Empacadores.

Luego del disparo, se probará el pozo con una sarta empacada con tubería de producción de 2 7/8" y Sand Pump (bomba de arena) o Jet pump (bombeo hidráulico). El empacador posee un sistema de anclaje mecánico y/o hidráulico que permite anclar y desanclar tantas veces sea necesario.

Estado mecánico de la terminación

Todos los pozos seguirán el mismo diseño de terminación.

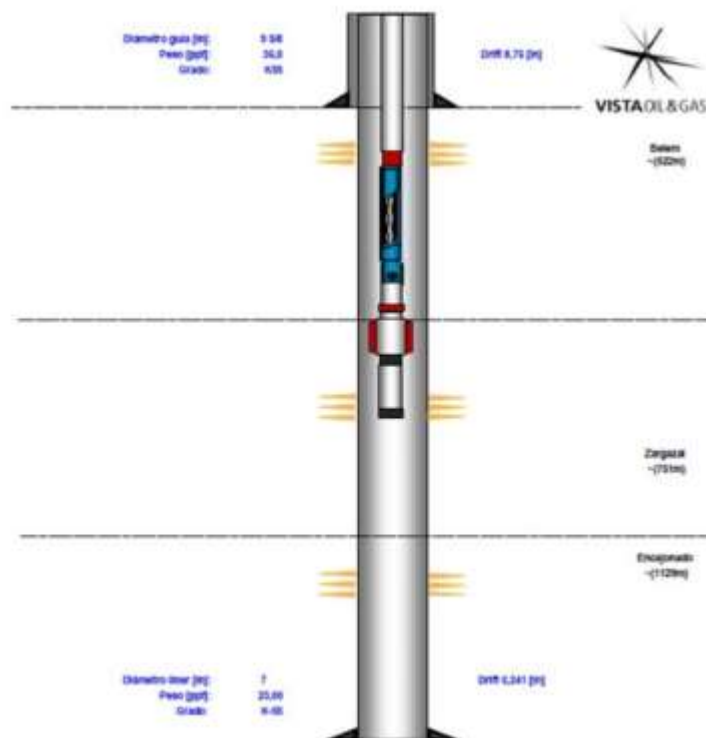


Figura V.1-15. Esquema de Terminación de acuerdo con diseño.

La profundidad y cantidad de los disparos se definirán luego de realizada la perforación del pozo.

Secuencia Operativa para la terminación de los pozos Vernet 1006, Vernet 1007, Vernet 1051 D y Vernet 1052				
#	Fase	Operación	Tiempo [hs]	Tiempo [días]
			473	19,7
1	DTM	TRANSPORTAR Y MONTAR EQUIPO • Realizar reunión de seguridad y medio ambiente antes de iniciar cualquier operación con todo el personal involucrado para explicar las maniobras a realizar, identificar riesgos, asignar roles y poner en conocimiento de todo el personal los planes de contingencia y llamadas de emergencia. • Transportar equipo y distribuir cargas. • Montar y acondicionar campamento. • Acondicionar boca de pozo e instalación en general. Medir H2S según procedimiento de Cía de equipo de torre, antes de ingreso de personal a locación. Si el nivel es adecuado montar equipo completo. • Montar piletas, armar circuito, montar línea de venteo y conectar bomba. • Registrar presiones. Conectar líneas. • Descomprimir pozo a piletas, quemar gas en venteo. • Acumular y preparar agua. Ahogar pozo con agua tratada. • Atracar y nivelar subestructura y planchada. • Montar mástil de equipo. • Realizar Check List e Inspección de Seguridad y Medio Ambiente.	72	3,00
2	DTM	MONTAR Y PROBAR BOP • Montar BOP y probar funcionamiento de esta. • Probar hermeticidad de BOP con 500 y 2500 psi. (Registrar en carta 10 minutos cada prueba).	3	0,13
3	OPERA CIA. CABLE ELECTRICO	CALIBRE CON CANASTA & PERFILAR • Realizar reunión de seguridad y coordinar tareas. • Montar Cía. de Wireline según procedimiento. • Realizar perfil CBL-VDL-CCL-GR y RST si corresponde según programa solicitado. Desde TD a BdP. Verificar Calidad de Cementacion • Desmontar BHA de perfil y acondicionar para punzar.	12	0,50
4	OPERA CIA. CABLE ELECTRICO	DISPARAR ENCAJONADO o ZARGAZAL • Realizar reunión de seguridad y coordinar tareas. • Montar lubricadores y equipo de presión para 5000 psi. • Punzar con pistolas de 3.3/8" 6tp 32 gr F60° o similar zona objetivo con potencial de interés a definir: Fm. Encajonado o Zargazal	16	0,67
5	ENSAYANDO	ENSAYAR CON SANDPUMP ENCAJONADO O ZARGAZAL	144	6,00

Secuencia Operativa para la terminación de los pozos Vernet 1006, Vernet 1007, Vernet 1051 D y Vernet 1052				
#	Fase	Operación	Tiempo [hs]	Tiempo [días]
			473	19,7
		• Armar ensamble ensayo y/o de sandpump (TBG 2 7/8"+Válv. Circulación+TBG 2 7/8"+Check Valve+SandPump+Check Valve+TBG 27/8" + Check Valve+Unión de seguridad+TBG 2 7/8"+ PKR PKM4+TBG 2 7/8"+Pup Joint ranurado+Cupla dentada • Bajar sand pump, fijar PKR PKM 4 10 metros por encima de disparos y ensayar zona disparada.		
6	OPERA CIA. CABLE ELECTRICO	FIJAR TAPON PARA AISLAR Zona Disparada • Realizar reunión de seguridad y coordinar tareas. • Montar y probar lubricadores y equipo de presión según procedimiento de Cía de WL. • Profundizar TPN de aluminio y fijar en profundidad a definir • Recuperar carrera, cerrar válvula corona, controlar elementos.	9	0,38
7	OPERA CIA. CABLE ELECTRICO	DISPARAR BELEM • Realizar reunión de seguridad y coordinar tareas. • Montar lubricadores y equipo de presión para 5000 psi. • Disparar con pistolas de 3.3/8" 6tp 32 gr F60° o similar zona objetivo con potencial de interés a definir: Fm. Zargazal o Belem	16	0,67
8	ENSAYANDO	ENSAYAR CON SANDPUMP BELEM • Armar ensamble de ensayo y/o sandpump (TBG 2 7/8"+Válv. Circulación+TBG 2 7/8"+Check Valve+SandPump+Check Valve+TBG 27/8" + Check Valve+Unión de seguridad+TBG 2 7/8"+ PKR PKM4+TBG 2 7/8"+Pup Joint ranurado+Cupla dentada • Bajar sand pump, fijar PKR PKM 4 10 metros por encima de disparos y ensayar zona disparada	144	6,00
9	LIBERANDO HERRAMIENTA	RECUPERAR TAPÓN • Realizar reunión de seguridad / Coordinar tareas. • Armar pescador de TPN en superficie y profundizar con TBG 2 7/8" armando. Pescar o rotar tapones barrera instalados, equalizar presiones y librar. Sacar a superficie con tubing al peine.	9	0,38
10	BAJANDO	BAJAR INSTALACIÓN DE PRODUCCIÓN • Sacar TBG a torre y proceder a bajar instalación de producción.	24	1,00
11	DTM	DESMONTAR EQUIPO • Desmontar BOP y armar boca de pozo. • Desmontar equipo total para transportar. • Acondicionar locación	24	1,00

Diseño de la terminación/prueba

Presiones de pruebas de la tubería de producción o de prueba de pozo.

Tabla V.1-68. Presiones de prueba

Prueba de líneas superficiales (psi)	Prueba de Medio árbol (psi)
500 psi – 5 min	500 psi – 5 min
8,000 psi – 10 min	8,000 psi – 10 min

Selección de los empacadores.

Luego del disparo, se probará el pozo con una sarta empacada con tubería de producción de 2 7/8" y Sand Pump (bomba de arena). El empacador posee un sistema de anclaje mecánico que permite anclar y desanclar tantas veces sea necesario.

Fluidos de terminación

Fluidos usados durante las operaciones de terminación, diseñados específicamente para reducir el posible daño a la formación. Pueden ser bombeados en el pozo previo a los disparos en la formación sin importar la configuración escogida para conectar el yacimiento con el pozo.

Tipo de fluidos

Para evitar invasión por solidos durante las operaciones de terminación se determinó que el tipo de fluido empleado debe ser salmuera base agua sin solidos de la densidad requerida para mantener el pozo en control.

Tabla V.1-69. Tipos de fluidos de terminación

Tipo	Descripción	Densidad (gr/cm)
Salmuera sin solidos	KCl	1.02
Inhibidor de arcillas	-	1.0153
Surfactante	-	0.998 a 1.030

Propiedades y volúmenes

Basados en los requerimientos principales las siguientes características son las más importantes.

- a) **Gravedad específica.** Debe diseñarse un fluido capaz de mantener el pozo estable y que ejerza una contrapresión suficiente en el reservorio. Aproximadamente 150 psi de presión diferencial.
- b) **Viscosidad.** Debe ser suficiente para limpiar efectivamente el pozo.
- c) **Tasa de filtración.** Las partículas sólidas deben mantenerse sin migrar dentro del sistema poroso de la formación. Para esto en ocasiones se usan aditivos de perdida de fluido. Es importante mantener el nivel de volumen filtrado al mínimo.
- d) **Compatibilidad.** Se deben prevenir todas las reacciones fisicoquímicas entre la formación y el fluido. Adaptándolo a la composición del agua de reservorio y a los componentes sensibles dentro de la formación.
- e) **Estabilidad.** El fluido debe mostrar buena estabilidad en el tiempo y debe ser capaz de soportar la temperatura de reservorio.
- f) **Preparación y manejo.** Debe ser fácil de preparar en sitio, no debe ni corrosivo, toxico o contaminante.

Descripción de obra y actividades provisionales del proyecto.

Para el caso de la construcción de caminos y peras, será necesario el suministro de revestimiento y material pétreo. La perforación ocupara el ingreso de equipos, materiales y servicios (EMS), sin que esto involucre la construcción de infraestructura adicional, ya que los EMS se instalan de forma provisional dentro de la pera de perforación y se retiran una vez concluidos los trabajos de terminación.

Etapas de operación y mantenimiento.

- **Operación.** El flujo natural en un **pozo** se suele dar al inicio de su vida o con la apertura de nuevas capas las cuales, poseen la energía suficiente para fluir por sí solas hasta la superficie. En este tipo de etapa de producción de pozos se puede optar por instalar un sistema de choke manifold (estrangulador), orificio o dispositivo similar para optimizar y prolongar el flujo natural, una vez que el pozo disminuye su energía es necesario instalarle algún sistema de levantamiento artificial. La vida útil del proyecto es de 13 años aproximadamente tomando en cuenta el comportamiento y agotamiento de los intervalos de producción. La producción de los pozos sera enviada a la Bateria de Separación Vernet mediante líneas de descarga (LDD), las cuales iniciarán su construcción una vez que se determina un potencial comercial y de producción de los pozos a perforar.

Si los pozos resultan exitosos, la operación de las LDD iniciará posterior a su construcción. Los ductos operarán en forma continua las 24 horas del día durante los 365 días del año, excepto cuando se realicen actividades de mantenimiento preventivo y correctivo. Las peras y caminos en esta etapa serán utilizados únicamente para efectuar labores de supervisión o en su caso, para el mantenimiento de los pozos y ductos.

- **Mantenimiento.** Para el caso de los pozos, en su caso podrán efectuarse Reparaciones Menores (RME) y Reparaciones Mayores. Las reparaciones menores son trabajos de rehabilitación de los pozos cuyo objetivo es corregir fallas en el estado mecánico del pozo y restaurar u optimizar las condiciones de flujo del yacimiento, pero sin modificar las propiedades petrofísicas de la zona productora o de interés. La Reparación Mayor (RMA) es la intervención al pozo que implique la modificación sustancial y definitiva de las condiciones y/o características de la zona productora o de inyección. Dichas operaciones se realizan con equipos de reparación convencional o con equipos especiales. El tipo de Reparación Mayor que se puede realizar en cada pozo dependerá de un análisis previo de sus condiciones operativas y de las condiciones del yacimiento (subsuelo). En cuanto a el mantenimiento a las Líneas de Descarga (LDD) se efectuará durante todo el tiempo que dure en operación, de acuerdo con una adecuada programación. Para el cuidado de las LDD, se proporcionará mantenimiento preventivo en las instalaciones superficiales, tanto de salida como de llegada de acuerdo con el programa de mantenimiento para conservar su integridad mecánica. Las LDD estarán provistas de protección catódica, anticorrosiva y mecánica que se revisarán de acuerdo con los programas de mantenimiento establecidos. Debido a las condiciones meteorológicas de la zona donde se ubica el área contractual 9 CS-01, y al tránsito de las unidades vehiculares, los caminos pueden dañarse, por lo que también se tiene considerado hacer el mantenimiento cuando se requiera de los nuevos caminos de acceso que se construirán para la perforación de los pozos Vernet 1006, 1051 D, 1007 y 1052. En cuanto al mantenimiento de las peras, en caso de requerirse, se realizará la eliminación de maleza, rastreo y nivelación con maquinaria o en su caso, el incremento del espesor de la capa superficial de material de banco por pérdidas de material.

Etapas/actividades: Operación

- **Actividades para pozos**

El **flujo natural** en un pozo se suele dar al inicio de su vida o con la apertura de nuevas capas las cuales, poseen la energía suficiente para fluir por sí solas hasta la superficie. En este tipo de etapa de producción de pozos se puede optar por instalar un sistema de choke manifold (estrangulador), orificio o dispositivo similar para optimizar y prolongar el flujo natural, una vez que el pozo disminuye su energía es necesario instalarle algún sistema de levantamiento artificial.

En el marco de optimizar los sistemas extractivos y la producción de cada pozo, se evaluarán los parámetros y comportamiento del pozo al inicio de su vida productiva, mediante un ensayo adecuado. De esta manera, se obtendrá parámetros de producción, petrofísicos y de consolidación de subsuelo. Estos ensayos y su posterior producción pueden ser dados por diversos sistemas extractivos que pueden incluir:

- Bombeo Mecánico Convencional
- Bombeo Mecánico por Cubeta
- Bomba de Cavidad Progresiva (BCP) con o sin asistencia hidráulica
- Bomba Electro Sumergible (BES)
- Plunger Lift (con o sin pistón)
- Jet Pump o Bombeo Hidráulico
- Gas Lift
- Motocompresores.
- Flujo Natural (Pozo Fluyente)

Una vez realizado el o los ensayos correspondientes, se evaluará el comportamiento de este junto a sus propiedades petrofísicas y geológicas para definir el sistema extractivo óptimo para cada pozo. Asumiendo que a lo largo de su historia de producción el mismo puede ser modificado.

Estos sistemas de extracción, podrá ser alguno de los nombrados anteriormente, o cualquier sistema nuevo a crear por la industria. A Continuación, se detallará una descripción de cada sistema

Bombeo Mecánico

El bombeo mecánico convencional es un tipo de sistema extractivo que consta de una bomba en fondo que contiene 2 válvulas, 1 viajera y la otra fija. Con un movimiento recíproco del pistón, estas válvulas abren o cierran permitiendo el pasaje de fluido hacia la superficie. Además, cuenta con una sarta de varillas (o

cabillas) y un equipo accionador en superficie que puede ser accionado de forma hidráulica, a combustión o eléctricamente, entre otras. Sus principales componentes son:

- Bomba en fondo compuesta por un barril y un pistón
- Sarta de varillas que transmite el movimiento
- Equipo de bombeo superficial
- Transmisión mecánica o hidráulica
- Motor o unidad de potencia

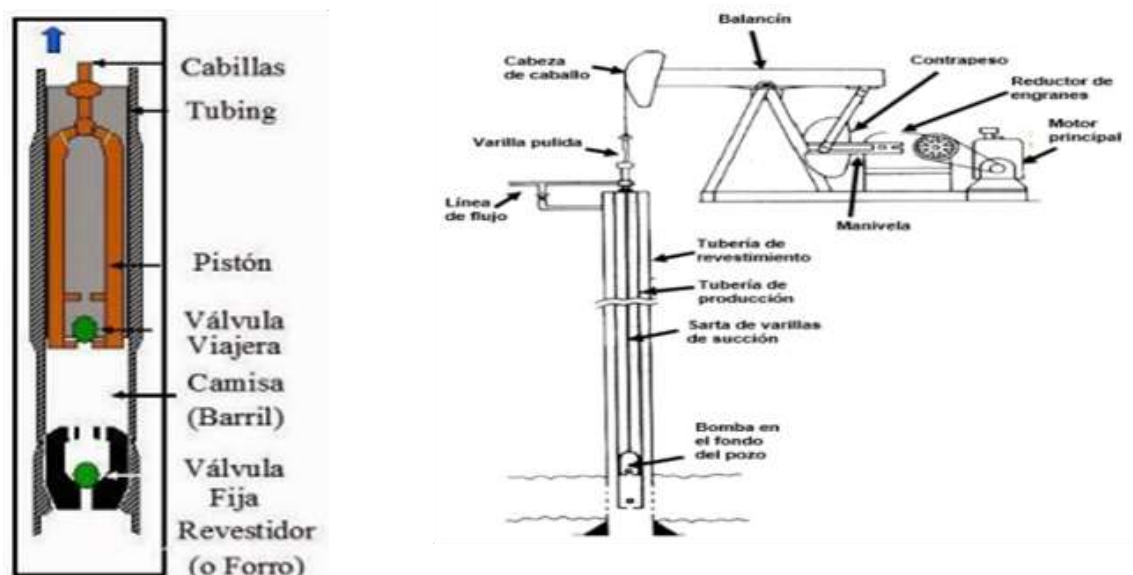


Figura V.1-16. Esquema básico de bombeo mecánico



Figura V.1-17. Vista típica de un bombeo mecánico accionado hidráulicamente

Bombeo Mecánico tipo cubeta

El bombeo mecánico tipo cubeta, es un método extractivo relativamente nuevo en donde se posee un recipiente (o cubeta) que se introduce en el pozo mediante un cable. Esta cubeta alcanza una cierta profundidad se detiene unos segundos para permitir el llenado de ésta. Pasado estos segundos, la cubeta es subida hacia superficie, mediante la recolección del cable en una polea, para volcar el contenido de líquido en la línea de descarga. Sus principales componentes son:

- Cubeta
- Cable recubierto
- Poleas
- Motor o unidad de potencia a combustión o eléctrico
- Bomba de transferencia
- Estructura metálica de protección

Figura V.1-18. Esquema tipo cubeta (superficie)



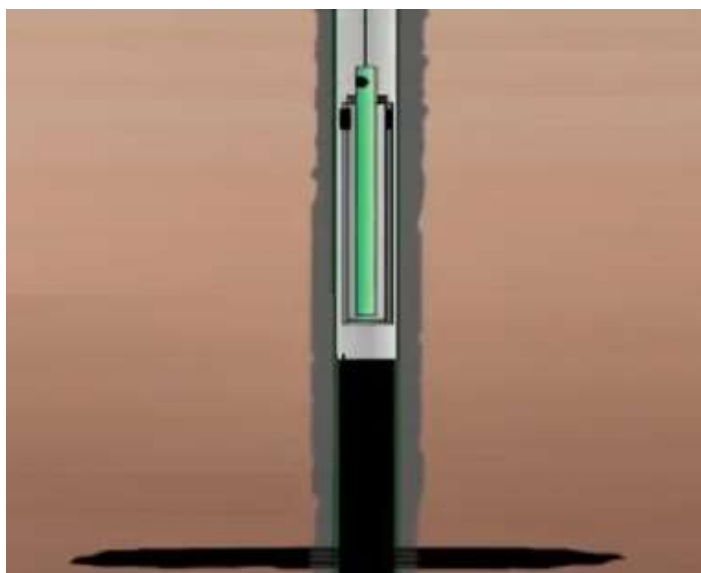


Figura V.1-19. Esquema tipo cubeta (fondo)



Figura V.1-20. Imagen representativa de boca de pozo tipo cubeta

Bombeo de Cavidades Progresivas - BCP

El bombeo de cavidades progresivas (BCP) es un sistema de levantamiento artificial de desplazamiento positivo. Cuenta de un equipo superficial que entrega energía rotante a través de un rotor que se conecta a la bomba de subsuelo mediante varillas de bombeo.

La bomba de subsuelo está compuesta por dos componentes principales:

- Rotor: es la única parte móvil de la bomba, construida de acero de alta resistencia, con superficie cromada o con otros revestimientos metálicos.
- Estator: es el componente estático (fijo) compuesto por una camisa de acero, revestido interiormente con un elastómero con forma de doble hélice.

El estator y el rotor no son concéntricos y el movimiento del rotor es combinado, uno rotacional sobre su propio eje y otro rotacional (en dirección opuesta a su propio eje) alrededor el eje del estator.

Las funciones básicas de del cabezal de accionamiento son:

- Sustener la sarta de varillas y manejar las cargas axiales del sistema, mediante la utilización de rodamientos de carga axial.
- Transmisión de potencia desde el motor hasta la sarta de varillas, mediante sistema de poleas y correas.
- Proveer control de la liberación de la energía almacenada en la sarta de varillas, mediante sistemas de frenado.

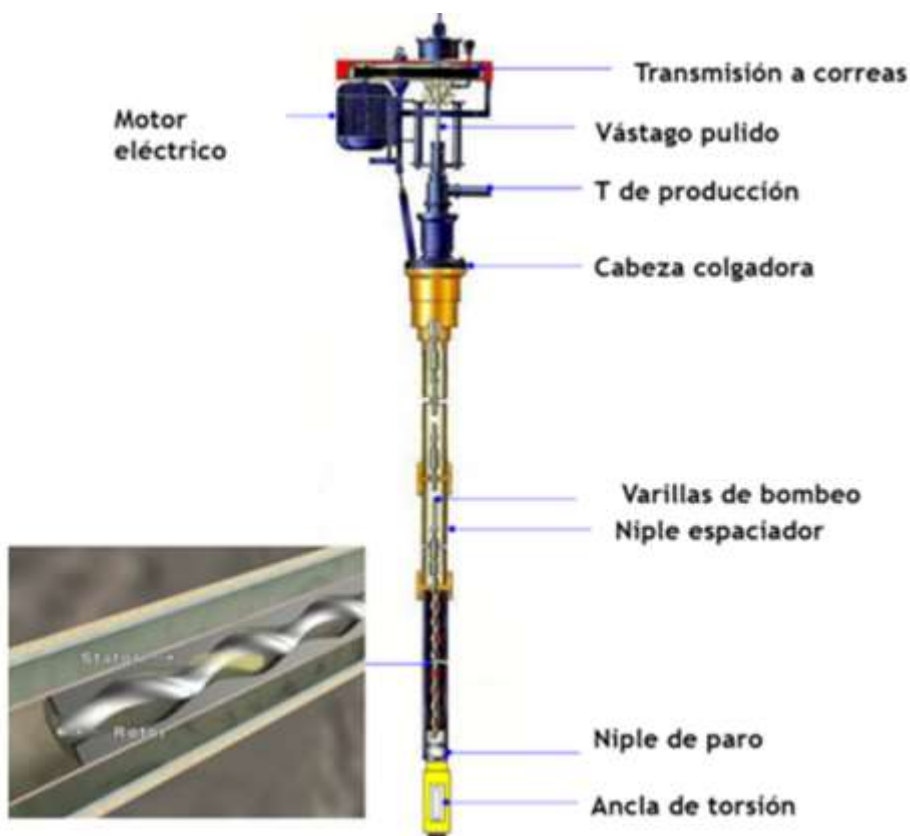


Figura V.1-21. Esquema BCP

Figura V.1-22. Imagen representativa de boca de pozo BCP



Bomba electro sumergible – BES

El sistema de Bombeo Electro Sumergible es un sistema de levantamiento artificial que utiliza un sistema de bombeo de fondo de pozo accionado eléctricamente. El sistema de bombeo consta secciones de bombas centrífugas de varias etapas que pueden ser configuradas específicamente para adecuarse a las características de producción y de pozo de una aplicación dada. Es decir, es una suma de varias etapas de bombas centrífugas. El sistema funciona con alimentación eléctrica, más esta generación puede ser obtenida mediante líneas eléctricas o combustión. Sus principales componentes son:

- Cabeza de descarga
- Cable de potencia
- Bomba de etapas de impulsor y difusor
- Intake
- Sello
- Motor
- Sensor
- Caja de venteo
- Transformador
- Controlador de frecuencia variable

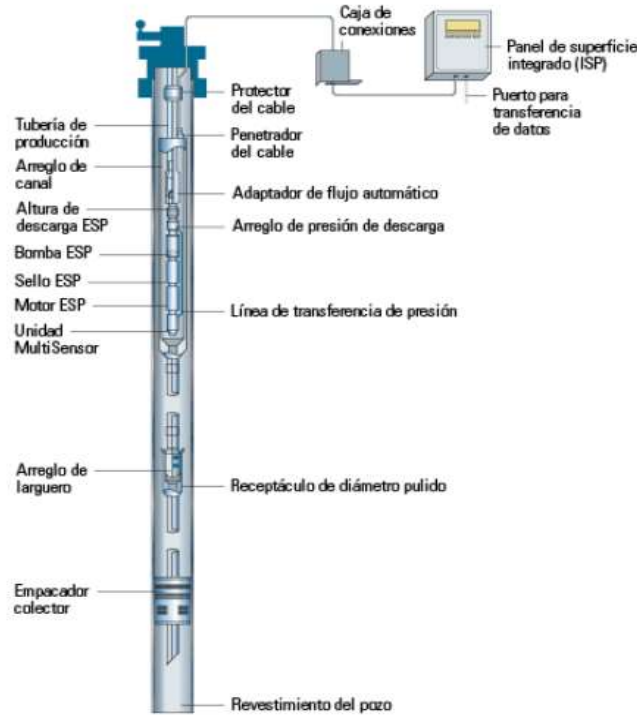


Figura V.1-23. Esquema BES

Plunger Lift – PL

El sistema Plunger lift consiste en un pistón que se aloja en el fondo del pozo, el cual permite la acumulación de presión en éste. Una vez alcanzada cierta presión, el pistón surge hacia la superficie alojándose en un receptor y permitiendo el pasaje de fluido hacia la línea de descarga. Una vez que la presión desciende lo suficiente, el pistón cae dentro del pozo hacia un amortiguador en el fondo para comenzar su ciclo nuevamente.

Este sistema no requiere de energía para su funcionamiento, solo el controlador necesita cierta energía la cual normalmente se genera mediante un panel solar.

Sus principales componentes son:

- Pistón
- Amortiguador en fondo
- Amortiguador en superficie
- Receptor de pistón en superficie
- Controlador para apertura y cierre

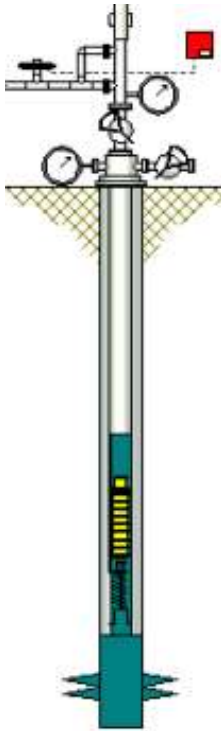


Figura V.1-24
Esquema de pozo
con el pistón en
fondo



Figura V.1-25. Imagen representativa de boca de pozo PL

Jet Pump – Bombeo hidráulico

El sistema Jet Pump o Bombeo hidráulico no posee partes móviles dentro del pozo. Solo posee una bomba Jet la cual permite el pasaje del fluido a muy alta velocidad. El sistema consiste en inyectar un fluido motriz (agua) a alto caudal, por encima de un packer (empacador) y a través de una camisa, permitiendo el ingreso del mismo a la bomba Jet lo cual genera una bajante de presión importante en su interior permitiendo que el reservorio aporte sus fluidos.

Luego, dentro de la tubería de producción tanto el fluido motriz como la producción bruta viajan a superficie.

En superficie se produce la separación trifásica de los fluidos en un separador, enviando la producción del pozo a la línea de descarga y el fluido motriz de vuelta al pozo en lo que se considera un circuito cerrado. Sus principales componentes son:

- Separador bifásico
- Bombas de impulso en superficie

- Bomba Jet en fondo de pozo
- Hidrociclones en superficie
- Packer
- Camisa o Cavity

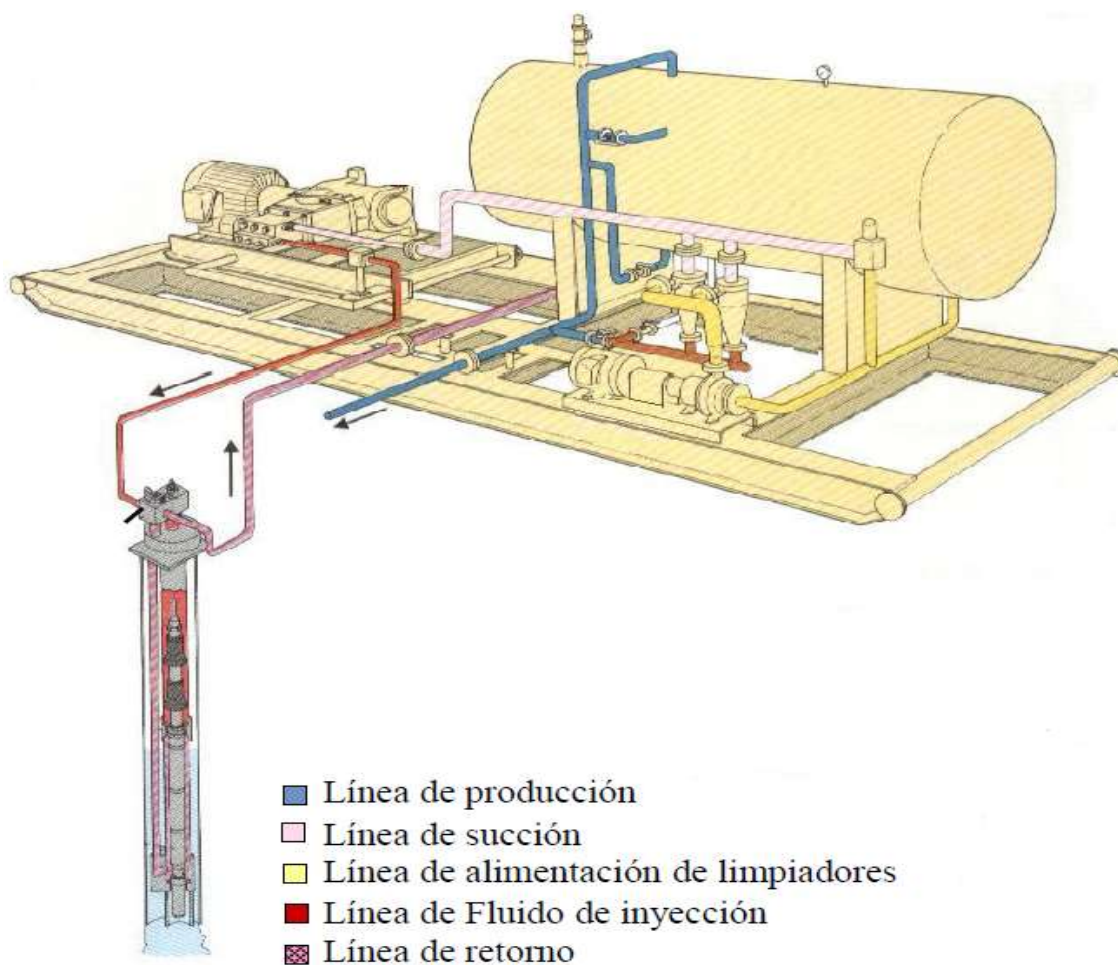


Figura V.1-26. Esquema de pozo en superficie y fondo Jet Pump

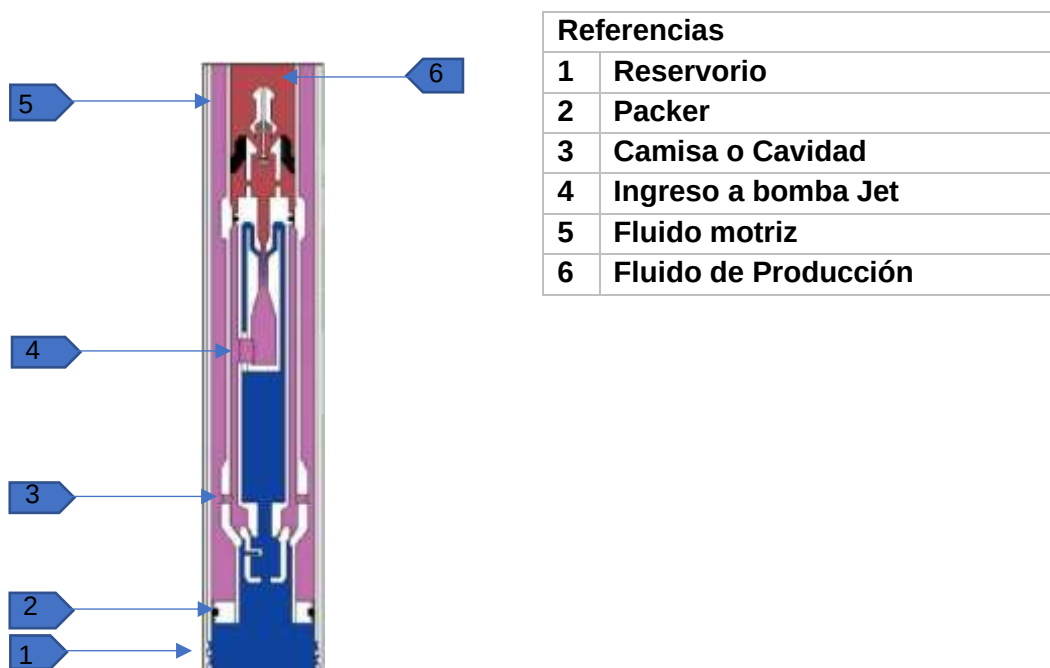


Figura V.1-27. Esquema de pozo en fondo Jet Pump



Figura V.1-28. Imagen representativa de boca de pozo Jet Pump

Etapas/actividades: Mantenimiento

- **Mantenimiento de pozos**

Reparaciones Menores (RME)

Las reparaciones menores son trabajos de rehabilitación de los pozos cuyo objetivo es corregir fallas en el estado mecánico del pozo y restaurar u optimizar las condiciones de flujo del yacimiento, pero sin modificar las propiedades petrofísicas de la zona productora o de interés.

De acuerdo con la complejidad y objetivos de estas operaciones se podrán ejecutar con diferentes equipos.

- ✓ **RME con equipo de Torre:**

Estas reparaciones son aquellas que necesitan movimiento de la tubería de producción:

- Cambio de bomba del sistema de levantamiento artificial
- Cambio de Tubería de producción
- Limpieza de pozo

- ✓ **RME con camión varillero:**

Estas reparaciones son aquellas que no necesitan movimiento de la tubería de producción y solo se moverán los elementos instalados dentro de la tubería de producción:

- Cambio de bombas mecánicas insertables
- Cambio de bombas de cavidades progresivas
- Pesca de varillas de bombeo
- Cambio de rotor de bomba de cavidades progresivas tubular

A continuación, se enumeran las operaciones más comunes de mantenimiento menor a pozos:

Reacondicionamientos de aparejos de producción o inyección.
Cambios de aparejo o empacador por comunicación o daño.
Limpieza de pozo:

- ✓ Aparejo de producción o inyección.
- ✓ Fondo del pozo.
- ✓ Corrección de anomalías de tubería de revestimiento.
- ✓ Inducciones.
- ✓ Mantenimiento a conexiones superficiales.

Reacondicionamiento de aparejos de producción

Durante la explotación de los yacimientos la optimización en la recuperación de los hidrocarburos es un factor importante, ya sea por energía propia del yacimiento o con ayuda de sistemas artificiales de producción, el correcto funcionamiento del pozo es de vital importancia para dicha optimización.

El aparejo de producción es un conjunto de accesorios y tuberías, usualmente conocido como sarta, que se introducen al pozo para que los hidrocarburos producidos por los intervalos abiertos fluyan de manera controlada.

Existen diferentes tipos de aparejos de producción entre los más usuales podemos mencionar:

- Fluyentes
- Inyectores
- De bombeo neumático
- De bombeo mecánico
- De bombeo electro-centrífugo sumergible
- De bombeo de cavidades progresivas
- Sarta de velocidad
- Con embolo viajero

El reacondicionamiento del aparejo de producción consiste en adaptar dicha sarta a las condiciones y requerimientos que requiera el pozo para optimizar la producción, ya sea cambiando el diámetro del aparejo de producción de un pozo fluyente o implementando un sistema artificial de producción.

Los sistemas artificiales de producción son equipos adicionales, que suministran energía adicional a los fluidos producidos por el yacimiento desde una profundidad determinada. Para realizar la selección de un sistema de levantamiento artificial, es necesario tomar en cuenta el tipo de terminación realizada en el pozo, el tipo de

energía disponible, la pera, características de producción, las propiedades de los fluidos, características del empuje predominante en los yacimientos, características de las instalaciones en superficie y problemas de operación entre otros.

Cambios de aparejo o empacador por comunicación o daño

Debido a las condiciones y requerimientos de optimización de la producción de los pozos se hacen presentes una serie de factores que pueden ocasionar fallas o deterioro de alguno de los componentes que constituyen el aparejo de producción. Esta situación puede reducir los niveles de producción o impedir el control eficiente de la explotación.

Entre las principales situaciones donde es necesario remplazar alguno de los componentes de la sarta de producción; están:

- Falla de alguna de las empaquetaduras por exceso de esfuerzo tensión o compresión.
- Fugas en el cuerpo de la tubería de producción por defectos de fábrica, falta de torque en las uniones o mal diseño.
- Mangas deslízate que no puede ser abierta o cerrada por la erosión causada por la arena de la formación.
- Válvula de seguridad que no funciona adecuadamente por erosión causada por la arena de la formación.
- Recuperación de un pescado que no puede ser previamente recuperado mediante trabajos de línea de acero.

La mayoría de estas fallas se resuelve cambiando el aparejo de producción recuperándolo y cambiando la tubería o los accesorios dañados. El empacador, se puede eliminar por molienda o pesca, cuando es permanente, o sacar con el aparejo de producción si es recuperable.

Posteriormente se coloca otro, cambiando un poco la profundidad de anclaje, debido a que la tubería de revestimiento en ese punto tiene marcas de cuñas del antiguo empacador o efectos de la molienda.

Limpieza de pozo

Se ha comprobado que los cambios de temperatura, presión composición química del aceite y el contacto con sustancias de bajo pH propician desequilibrio y la consecuente precipitación de sustancias asfálticas y parafinitas, presentes en mayor o menor proporción, que se depositan dentro de la tubería, obturándola parcial o totalmente.

A su vez el movimiento natural de las partículas de arena en el fondo del pozo, cuando un fluido es producido, es indudablemente un problema de producción primaria de la mayoría de los campos petroleros en el mundo, exceptuando los campos maduros, las arenas bien consolidadas o carbonatos.

Los problemas que generan la precipitación de parafinas y/o asfáltenos y el arenamiento en el pozo se pueden evitar con la limpieza del pozo estas pueden ser la limpieza del aparejo de producción o a el fondo del pozo.

Limpieza del fondo del pozo

Esta operación consiste en circular un fluido lavador que limpie los sedimentos y escombros del fondo del pozo y llevarlos a la superficie la operación se puede realizar ya sea con el equipo de reparación o tubería flexible.

Con el equipo de reparación se tendría que retirar el aparejo de producción y bajar tubería de perforación para circular el fluido hasta obtener un retorno limpio de fluido circulante e instalar el aparejo de producción.

Con el equipo de tubería flexible no es necesario retirar el aparejo de producción, aunque el tiempo de limpieza se incrementa por el cambio en los volúmenes de circulación, pero se evitan una mayor posibilidad de pescados, ni olvidar hacer previamente un análisis de compatibilidad entre los fluidos de limpieza y los producidos por el pozo.

Limpieza del aparejo de producción

Existen tres métodos para la remoción de precipitados de materia orgánica son los siguientes:

- Mecánicos

- Térmicos
- Químicos (Estimulaciones)

Sin embargo, en ocasiones se emplean combinaciones de estos. La selección de uno u otro método para la remoción de un depósito en particular depende de las características de éste y del lugar donde se encuentre.

Dependiendo de la magnitud del depósito, pueden emplearse los métodos mecánicos. Básicamente estos consisten en el raspado físico de la tubería empleando herramientas. Estas herramientas son sostenidas por una línea de acero desde la superficie y aplicando un movimiento de vaivén se logra raspar a la tubería y remover el depósito. La aplicación de métodos térmicos consiste en la inyección de fluidos (agua, aceite o vapor) a alta temperatura, por el espacio anular adicionando un agente químico solvente.

Es necesario aclarar que un agente químico puede ser sumamente efectivo para ciertos crudos, mientras en otros no. La razón de este comportamiento es la interacción entre las fracciones pesadas del crudo y los componentes activos del agente. Como la cantidad y tipo de dichas fracciones varía de un crudo a otro, incluso para aquellos provenientes de un mismo campo, la eficiencia del agente químico depende de la composición de aceite de ahí la importancia de realizar previamente un análisis de compatibilidad de fluidos.

Corrección de anomalías de la tubería de revestimiento (TR)

Las principales fallas observadas en las TR son desprendimiento, rotura o colapso. Las causas que las originan pueden ser fatiga o desgaste, efectos de corrosión o esfuerzos excesivos sobre la TR. Este tipo de anomalías son de alto riesgo y pueden ocasionar la pérdida del pozo.

Existen dos formas de resolver este problema:

- a) Efectuando una recementación a la anomalía utilizando un empacador recuperable o un retenedor de cemento, rebajando y finalmente probando hasta asegurar que está obturado.
- b) Aislado la anomalía con una TR de menor diámetro.

Inducciones

Cuando los hidrocarburos producidos por la formación no llegan por sí mismo a la superficie, se realizan varias actividades para disminuir la presión hidrostática a favor del yacimiento y permitir que éstos se manifiesten. Estas secuencias operativas se denominan métodos de inducción.

Podemos encontrar varios métodos para inducir un pozo, la aplicación de cada método dependerá de las características y el estado mecánico del pozo.

Mantenimiento a conexiones superficiales

Los lineamientos en seguridad y protección ambiental exigen que los pozos cuenten con conexiones superficiales en óptimas condiciones.

Con la operación y el paso del tiempo éstas se van deteriorando, requiriendo inicialmente mantenimiento preventivo, hasta llegar finalmente al mantenimiento correctivo que es cuando se sustituye el accesorio o elemento.

Esta labor también se contempla como de mantenimiento menor y puede efectuarse de acuerdo con el riesgo y necesidades implícitas en la operación utilizando equipo convencional o herramientas especiales.

Así podemos contar entre estas operaciones principalmente cambio de cabezal, de medio árbol de válvulas, solo de válvulas, de yugos opresores de colgador de tubería y de anillos metálicos.

Reparaciones Mayores (RMA)

La Reparación Mayor es la intervención al pozo que implique la modificación sustancial y definitiva de las condiciones y/o características de la zona productora o de inyección. Dichas operaciones se realizan con equipos de reparación convencional o con equipos especiales.

El tipo de Reparación Mayor que se puede realizar en cada pozo dependerá de un análisis previo de sus condiciones operativas y de las condiciones del yacimiento (subsuelo).

Este tipo de operación tienen un alto costo y presentan producción diferida, por lo cual, la selección del pozo candidato tienen una gran importancia, así como un análisis y un buen diagnóstico de la problemática a la que se enfrenta.

Algunas de estas actividades son:

- Estimulaciones matriciales
- Cambios de intervalos productores
- Redisparo

La secuencia de actividades para realizar una reparación se puede resumir de la siguiente manera:

1. Preparación del sitio (locación)

Verificar que las condiciones de la pera (locación) del pozo a intervenir sean las adecuadas para la correcta instalación del equipo de reparación. Esta actividad se realiza en 1 día.

2. Movilización del equipo de reparación

Esta actividad inicia en las instalaciones de empresa contratista que realizara la operación y consiste en la movilización de todos los equipos que forman parte del equipo de reparación. El transporte se realizará en vehículos pesados (planas y tractocamiones). Esta actividad se lleva a cabo en un periodo de 2 a 4 días.

3. Instalación del equipo de reparación

Todos los equipos que conforman el equipo de reparación se deben instalar de forma ordenada y lógica en la locación para la ejecución de la operación. Esta actividad se realiza en un periodo de 1 a 3 días.

4. Ejecución de la Reparación Mayor

De acuerdo con el programa de trabajo o programa operativo, se ejecuta la operación planeada para el pozo de acuerdo con el análisis previo realizado. Usualmente una Reparación Mayo tiene una duración de 3 a 5 días.

5. Desmantelamiento del equipo de reparación

Una vez ejecutada la operación se procede a desinstalar todos los componentes del equipo de reparación, en preparación para la mudanza o desmovilización. Esta actividad tiene una duración de 1 a 3 días.

6. Mudanza o Desmovilización

Se procede a retirar el equipo de reparación de pera o locación, con esto se da por terminada la operación.

Estimulaciones matriciales

Una estimulación de un pozo se define como el proceso mediante el cual se restituye o se crea un sistema extensivo de canales en la roca productora de un yacimiento que sirve para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo, o de este a la formación. Esta consiste en inyectar fluidos de tratamiento a gasto y presiones por debajo de la presión de fractura, con la finalidad de remover y restablecer lo mejor posible las condiciones de flujo.

Los objetivos de la estimulación son: para pozos productores, incrementar la producción de hidrocarburos; para pozos inyectoros, aumentar la inyección de fluidos como agua, gas y vapor, y para procesos de recuperación secundaria y mejorada, optimizar los patrones de flujo.

La selección del fluido óptimo, es decir, aquel que reporte mayores ventajas para la solución de un problema dado, debe basarse en la consideración de todos los parámetros relevantes como son: la mineralogía de la formación, la identificación y evaluación del daño, la experiencia que se tiene en el área, los resultados de pruebas específicas de laboratorio, etcétera.

Dependiendo de la interacción entre las soluciones y el tipo de daño presente en la roca, la estimulación matricial se divide en dos grandes grupos:

- a) La estimulación matricial no reactiva (o no ácida).
- b) La estimulación matricial reactiva (acidificación matricial)

En el caso de que el tipo de daño no se logre identificar plenamente, la estimulación matricial no reactiva no debe aplicarse, solo quedando indicada la estimulación matricial reactiva. Esto debido a que existe la posibilidad de utilizar fluidos de estimulación contraindicados, corriendo el riesgo de no remover el daño, y si de agravarlo.

La estimulación matricial es un tratamiento que se realiza a una presión baja, durante la cual se inyecta ácido para mejorar la productividad de un pozo.

Los objetivos de este tipo de operación son:

- Mejorar la producción del pozo
- Cambiar las características de la curva de declinación
- Restablecer y/o Incrementar la producción del pozo

La estimulación matricial se realiza para disminuir la caída de presión en las proximidades del pozo.

Para el tratamiento matricial se necesita de un equipo bombeo de alta presión en superficie con todos los elementos para bombeo de tratamiento.

La secuencia de actividades para la ejecución estimulación son las siguientes:

1. Con pozo calibrado, bajar tapón y empacador de prueba
2. Aislar los intervalos a estimular con tapón por debajo y empacador por encima
3. Probar instalación de subsuelo y líneas en superficie
4. Bombeo de Pretratamiento para ajuste de caudales y presiones
5. Bombeo del tratamiento y registro de caudales y presiones
6. Sobre desplazar tratamiento
7. Prueba de inyectividad
8. Liberar empacador y tapón, sacar instalación de prueba

Cambios de intervalos productores

Una vez que los intervalos existentes se agotan o son económicamente incosteables, se somete a cambiar de intervalo productor de tal manera que sea posible poner a producir otra zona productora.

Los factores que dependen de realizar esta actividad son las siguientes:

- ✓ Tener una zona de intervalos pendientes por explotar o re explotar, como ayuda a limpiar los canales de comunicación del yacimiento con el pozo.
- ✓ Que la compañía que ejecutara los disparos con explosivos tenga permiso de explosivos ante la secretaria de defensa nacional (SEDENA) vigente.
- ✓ Que los equipos y/o unidades tengan disponibilidad para ejecutar la intervención.

Equipos para utilizar

- ✓ Unidad de Línea de Acero
- ✓ Unidad de Registros Eléctricos

Re-disparos

El objetivo de esta actividad es realizar una intervención en aquellos pozos donde es necesario cambiar uno o más intervalos productores del yacimiento.

Al cambiar de intervalo de producción es necesario realizar otra vez la operación de disparos en el pozo, a su vez si la comunicación entre la formación y el pozo no se lleva a cabo de manera correcta se tiene que volver a introducir las pistolas y disparar la tubería de explotación para lograr una buena comunicación a estos procesos se les conoce comúnmente como re-disparar.

El número máximo de reparaciones que pudiera requerir un pozo se determina de acuerdo con las evaluaciones de campo y de gabinete realizadas; lo cual se basa en la información y estudios que se realizaran como lo son:

- Registros de saturación de fluidos.
- Registros de presión de fondo.
- Registros ecómetros.
- Pruebas de producción.
- Estudios Geológicos y Geofísicos
- Análisis de correlación entre pozos.

De igual forma en algunas ocasiones se presentan comportamientos anormales durante la operación de los pozos y esto puede provocar el paro de la producción, en estos casos, se tienen que realizar actividades para reactivar la producción del pozo, lo que genera la necesidad de realizar una operación de mantenimiento (reparación menor, por ejemplo) no programada.

A continuación, se presenta un ejemplo de un programa operativo para intervenir un pozo. Para cada Reparación Mayor se realiza un programa operativo específico de acuerdo con las condiciones del pozo a intervenir y al tipo de operación a realizar.

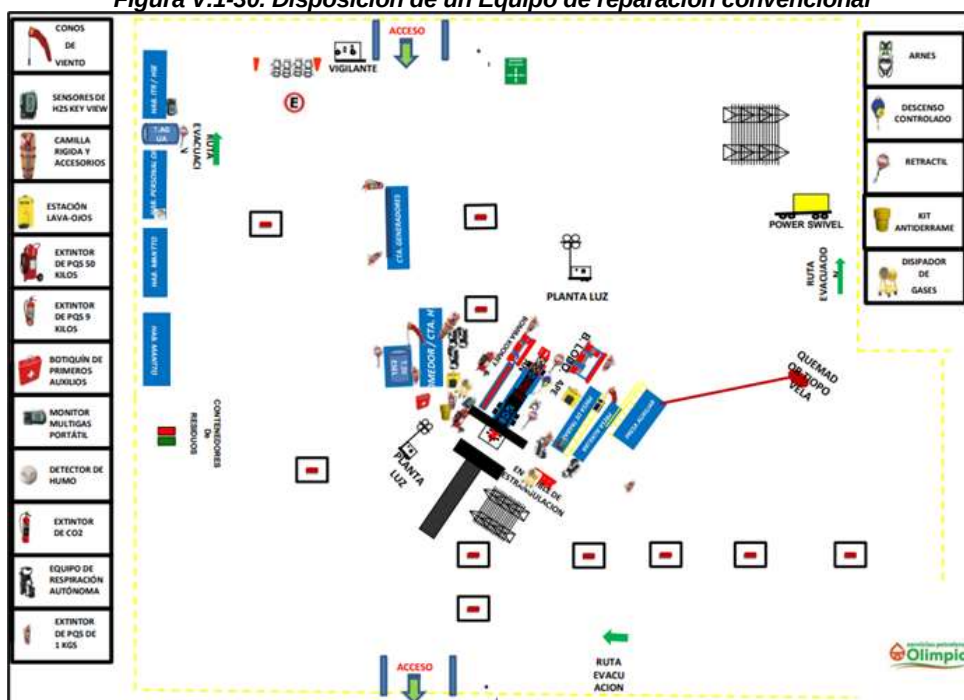
Tabla V.1-70. Ejemplo Operación de Reparacion Mayor

Actividad Global	General	#	Actividad General	Tiempo operación	Tiempo acumulado (horas)	Total acumulado (días)
MOVIMIENTO	MOV	1.1	Transportar y acomodar equipo 100% en pozo Vernet 293. Nota: Realizar reunión de seguridad con todo el personal para la coordinación del trabajo, así como evaluar los riesgos de la operación y las zonas restringidas por seguridad	36	36	1.50
MOVIMIENTO	MOV	1.2	Instalar equipo 100%, Instalar y Probar C.S.C. (Serie 1500 C/4000 psi). Verificar presiones en TP y TR. Realizar las operaciones con base a los procedimientos operativos.	15	51	2.13
INSTALACION	INST	1.3	Efectuar lista de verificación pre-arranque. Nota: Si no se encuentran anomalías impeditivas, proceder a iniciar las operaciones, de lo contrario corregir anomalías detectadas.	2	53	2.21
CONTROL	CONTROL	2.1	Desfogar presiones a través de múltiple de estrangulación alienado a presa de quema, hasta observar pozo estático. Nota: Monitorear presencia de H ₂ S y CO ₂ , de ser necesario utilizar F.C. con secuestrante y tomar las medidas de seguridad necesarias.	3	56	2.33
	CONTROL	2.1	Con la bomba del equipo controlar pozo bombeando en inversa, en caso de no tener circulación realizar bullheading con fluido de control viscosificado por espacio anular (densidad de control determinada previamente). Nota: Si se observa manifestación: verificar presiones y definir nueva densidad de F.C o en caso requerido sólo viscosificar el fluido para mitigar la migración del gas.	4	60	2.50
INSTALACION BOP	INT BOP	3.1	Quitar preventor para varillas e instalar válvula "H" en niple colgador.	1	61	2.54
	INT BOP	3.2	Con pozo estático: eliminar bonete de producción, válvula maestra de 2 9/16" 5M, verificar medidas y conexión de la bola y tazón del cabezal de producción y reportar su estado. Nota: Tener tubo de maniobra disponible para retirar bola envolvente.	2	63	2.63
	INT BOP	3.3	Instalar conjunto de preventor 7 1/16" 5M con rams para tubería 27/8" y 3 1/2" y realizar prueba de presión con 500 psi durante 5 min y 2000 psi durante 10 min.	4	67	2.79
INSTALACION BOP	INT BOP	3.4	Recuperar válvula H.	1	68	2.83
RECUPERAR APAREJO	REC APAREJO	4.1	Conectar tubo madrina, aflojar yugos opresores de la bola colgadora y tensionar sarta gradualmente para despegar bola colgadora.	1	69	2.88
	REC APAREJO	4.2	Recuperar la tubería de producción 2 7/8" j55, 8 hrr por lingadas de 421 m a superficie. Nota: Se deberá observar que el pozo este controlado en todo momento; en caso contrario consultar con ingeniería para procedimiento de control.	5	74	3.08
RECONOCER PI	REC PI	5.1	Armar BHA de limpieza con niple aguja 2 7/8", bajando con TP 2 7/8" 8 hrr por lingadas y tubería de trabajo de 2 7/8" IF tramo x tramo, para reconocer PI a 548 m (restos de tapón). Nota: En caso de observar obstrucción antes de alcanzar el objetivo de 548 m, intentar vencer la resistencia con circulación hasta la profundidad programada. En caso de no observar avance informar a ingeniería.	6	80	3.33

Actividad Global	General	#	Actividad General	Tiempo operación	Tiempo acumulado (horas)	Total acumulado (días)
	REC PI	5.2	Circular con baches viscosos hasta observar retornos limpios (en caso de no tener circulación sólo bombear baches viscosos).	2	82	3.42
	REC PI	5.3	Recuperar tubería de trabajo 2 7/8" IF tramo por tramo y +/- 34 m de TP 2 7/8" 8hr tramo por tramo, posterior recuperar TP 2 7/8" 8hr con niple aguja 2 7/8" por lingadas a superficie para bajar aparejo definitivo de producción (llenando pozo)	5	87	3.63
METER HERRAMIENTA PUMP TO SURFACE PTS	INST SP	6.1	Personal de la compañía tacker procede a profundizar el diseño de PTS previamente armado	1	88	3.67
METER HERRAMIENTA PUMP TO SURFACE PTS	BAJAR SP	7.1	Con tubería de producción 2 7/8 8 hrr se procede a fijar el Ancla Mecánica 0339-7000- Personal de tacker se inicia a bajar el Ancla lentamente, tramo por tramo de tubería 2 7/8, se rota la sarta a la derecha aproximadamente 6-8 vueltas, (considerar el recorrido de 1.5m) que la misma tome el peso de la sarta. Asentar un peso mínimo de 6000lbs. Para fijar a 525.8 m. por encima de los disparos para evitar el decantamiento de sólidos, del aporte de formación. Alejada de cuplas de tubería de revestimiento. Luego tensionar 5000 a 6000lbs para asegurar fijación. Considerar la carrera libre de la bomba para aplicar tensión de comprobación. Bomba Sand Pump 1.5m	2	90	3.75
INSTALACION PUMP TO SURFACE PTS	BAJAR SP	7.2	Continua operación, en este punto es conveniente realizar una marca visible en la tubería por encima de la cuña del equipo para visualizar el recorrido de apertura y cierre de la Bomba Sand Pump. Además, estas marcas evitarán la aplicación de tensión y peso en cada ciclo de ensayo.	1	91	3.79
INSTALACION PUMP TO SURFACE PTS	BAJAR SP	7.3	Para realizar marcas, realizar carrera ascendente, y en el momento que se verifica sobre tensión, profundizar la tubería 20cm y realizar marca inferior sobre la tubería. Profundizar sarta realizando carrera descendente, y en el momento que se verifica peso sobre la bomba, levantar la sarta 20cm y esta será la marca superior sobre la tubería.	1	92	3.83
OPERACION PUMP TO SURFACE PTS	OPERACIÓN SP	8.1	Comenzar a ciclar la bomba con el aparejo del equipo con movimientos ascendentes y descendentes moderados, manteniendo la carrera entre las marcas realizadas sobre la tubería.	1	93	3.88
OPERACION PUMP TO SURFACE PTS	OPERACIÓN SP	8.2	Realizar el ensayo necesario. Nota: Si se detecta presencia de gas en el pozo, realizar circulación inversa para retirar la burbuja de gas y continuar con el procedimiento de ensayo. Si se detecta pérdida de rendimiento de la bomba, proceder a circular el pozo por inversa para limpiar el circuito de ensayo y verificar que la entrada de la bomba no se encuentra obstruida. Consensuar esta maniobra con el WSS	72	165	6.88
OPERACION PTS	OPERACIÓN SP	8.3	Concluida la tarea de bombeo. Proceder a retirar del pozo la Bomba Sand Pump. Considerar que, hasta la profundidad de la Bomba, se tiene la tubería llena de fluido y probablemente sólidos decantados.	1	166	6.92
OPERACION PTS	OPERACIÓN SP	8.4	Proceder a librar el Ancla Mecánica. Tensionar aplicando aproximadamente 1500lbs. y rotar la sarta hacia la derecha entre 6 y 8 vueltas, hasta que la herramienta libre. Continuar rotando hacia la derecha mientras se levanta la sarta para asegurarse que las mordazas se retraeron completamente. Considerar la carrera libre de la	1	167	6.96

Actividad Global	General	#	Actividad General	Tiempo operación	Tiempo acumulado (horas)	Total acumulado (días)
			bomba para aplicar tensión de comprobación. En caso de que no libre el ancla, considerar las maniobras indicadas en el punto contingencias.			
OPERACION PTS	OPERACIÓN SP	8.5	Para vaciar la tubería por medio de la válvula de circulación VCT 2-7/8", Aplicar presión por directa hasta el valor calibrado previamente (3 pines de 684 psi c/u, 2052 psi). Esto abrirá la comunicación con el anular, permitiendo que el fluido pase de la directa al anular mientras se retira la instalación.	1	168	7.00
SUBIR HERRAMIENTA PTS	SUBIR	9.1	Continuar desarme y recuperar la bomba y los accesorios utilizados en la operación durante esta tarea.	1	169	7.04
BAJAR APAREJO DE PRODUCCION	BAJAR APAREJO	10.1	Meter con apriete de juntas computarizado aparejo de producción 2 7/8" 6.5, J-55, 8 hrr, con niple de asiento N-11 a 400.09 m por lingadas con extremo a 418.69 m. Nota: Bajar accesorios bajo procedimiento y en presencia de Cía. Geoteco.	3	172	7.17
BAJAR APAREJO DE PRODUCCION	BAJAR APAREJO	10.2	Colocar y asentar bola colgadora con válvula H, eliminar conjunto de preventores 7 1/16" e instalar válvula maestra, recuperar válvula H.	4	176	7.33
INSTALACION BCP	BAJAR SISTEMA BCP	11.1	Instalar C.S. de BCP y BOP de Varilla (Probar apertura y cierre de BOP).	1	177	7.38
	BAJAR SISTEMA BCP	11.2	Bajar varillas y bomba BCP de acuerdo con el diseño programado a la profundidad de 532.84 m. Efectuar ajuste y realizar asentamiento en niple N-11 y probar hermeticidad a 300 psi. (Recomendación: prueba de hermeticidad 15 minutos, si se observa caída de presión mayor a 2% de la presión total, reportar). Nota: Bajar en presencia y bajo procedimiento de Cía. Geoteco	4	181	7.54
	BAJAR SISTEMA BCP	12.1	Desmantelar piso de trabajo e instalar conexiones definitivas de CP.	3	184	7.67
DESMANTALACION	DESMANTELAR EQUIPO	13.1	Entregar pozo e iniciar a desmantelar equipo. Realizar preparativos para transportarlo a la siguiente localización. Nota: Se requiere un tiempo de 24 Hrs para despejar el área al 100%.			
TIEMPO TOTAL DE OPERACIÓN (DIAS)				7.67		

Figura V.1-30. Disposición de un Equipo de reparación convencional



- **Mantenimiento y reacondicionamiento de caminos**

Se construirán caminos de acceso nuevos a las peras de los pozos Vernet 1006, 1007, 1051 D y 1052. Se realizarán actividades de mantenimiento cuando se requiera, cumpliendo con lo señalado en la NOM-115-SEMARNAT-2003 Punto 4.3.1. **“El responsable del pozo petrolero debe cuidar que los caminos de acceso se encuentren en óptimas condiciones de uso durante toda la vida útil del proyecto”.**

Debido a las condiciones meteorológicas de la zona donde se ubica el área contractual 9 CS-01, y al tránsito de las unidades vehiculares, los caminos pueden dañarse, lo que provoca una condición insegura para el tránsito Vehicular, de igual forma las orillas son invadidas de maleza y vegetación secundaria no forestal.

En general las actividades que se realizaran para asegurar el buen estado de los caminos se enlistan a continuación.

- Desmalezado (el cual se realizará con herramienta manual y/o mecánica).
 - El producto del desmalezado se retira lateralmente a las orillas, pero dentro del derecho de vía del camino, sin obstruir o realizar alguna barrera física, será picado en trozos pequeños para posteriormente ser reincorporado al suelo cuidando de no formar montículos.
- Trazo y nivelado
- Escarificado, humectado, homogenizado, tendido y compactado de material de revestimiento existente y/o de banco
- Reparaciones por bacheo en el camino
- Acondicionamiento de cunetas.
- Limpieza, reparación o cambio de guardaganados (incluye base)
- Limpieza, reparación o cambio de portón (incluye postes)
- Reparación o cambio de cerca de alambre de púas y postes de madera

- **Mantenimiento de pera**

Una vez construidas las localizaciones, de acuerdo a las necesidades operativas, se realizará mantenimiento general y de manera continua a la peras donde se

encuentran los 4 pozos objetos de este proyecto cumpliendo con lo señalado en la NOM-115-SEMARNAT-2003 Punto 4.2.7 y 4.2.9 así mismo se cumplirá con las 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, Artículo 22.

El mantenimiento de la pera consistirá en:

Eliminación de maleza con herramienta manual y/o maquinaria, esto de acuerdo con el tipo de vegetación que puede crecer en la pera (herbácea). El producto del desmalezado será picado en trozos pequeños para posteriormente se reincorpora al suelo cuidando de no formar montículos dentro de la misma área de la pera.

En caso de que un futuro exista asentamientos (hundimientos), será necesario rastreo y nivelación con maquinaria, en las áreas donde se encuentren perdidas de material, se colocará material de banco y será compactado con maquinaria en capas que permitan obtener el grado necesario, el cual será verificado con una prueba Proctor.

Para aquellos casos en los que se requiera incrementar el espesor de la capa superficial de material de banco, con el objetivo de asegurar la capacidad de carga del terreno, se realizará la remoción del material y será mezclado con material nuevo, se le agregara agua hasta alcanzar la humedad optima, se procederá a extenderlo sobre la superficie total de la pera y será compactado con maquinaria en capas que permitan obtener el grado necesario, el cual será verificado con una prueba Proctor. También podrá darse el reacondicionamiento de cercado perimetrales a base de alambrado de púas con una altura mínima de 1.2 metros.

Etapas de abandono del sitio

Programa de abandono del sitio que define el destino que se dará a las obras una vez concluida la vida útil del proyecto.

Una vez que se concluye la vida útil de los pozos se procederá a realizar el taponamiento y a poner fuera de operación las líneas de descarga, estas se dejarán en su sitio, debido a que, por encontrarse enterradas, únicamente se desinstalarán tuberías superficiales, dejando que el derecho de vía sea invadido y por efecto de sucesión natural, se restituya el área. Como medida de seguridad se elimina en su

totalidad el producto entrampado en el ducto. Se deberá realizar la limpieza del sitio y áreas aledañas, disponiendo los residuos generados por tal acción, en los sitios que indique la autoridad competente y conforme a la normatividad ambiental vigente.

La limpieza de la pera será restaurando las zonas que haya resultados afectadas, la restauración será bajo las condiciones similares a las prevalecientes en las áreas adyacentes al momento del inicio de los trabajos.

El abandono del sitio se llevará a cabo cuando el pozo deje de producir.

Secuencia operativa de abandono

1. Instalar equipo de reparación y retirar aparejo de producción
2. Realizar viaje de calibración con escariador y molino, repasando las zonas en donde se va a realizar el asentamiento de los retenedores de cemento. Posicionarse inmediatamente por encima del intervalo productivo superior
3. Asentar retenedor de cemento en 626 m
4. Bajar con tubería de trabajo verificar posición de tapón y probar hermeticidad.
5. Balancear con tubería de trabajo para colocar bache de cemento de 30 metros
6. Fijar segundo retenedor de cemento en 120 m
7. Bajar con tubería de trabajo verificar posición de tapón y probar hermeticidad.
8. Balancear con tubería de trabajo para colocar bache de cemento de 50 metros
9. Esperar tiempo de fraguado y bajar a reconocer cima de tapón.
10. Se realiza una prueba hidrostática, para verificar la hermeticidad del tapón de abandono.
11. Se procede a cortar cabezal, retirar conexiones superficiales y colocar el monumento y placa de identificación de abandono.

Posteriormente se realizará el **abandono del sitio (pera)** de acuerdo con la siguiente secuencia de actividades:

1. Se realizará la limpieza de la pera o pera, restaurando las zonas que hayan resultado afectadas, para evitar la contaminación de áreas aledañas; disponiendo los residuos generados por tal acción, en los sitios que indique la autoridad competente.

2. La restauración de la pera será bajo las condiciones similares a las prevalecientes en las áreas adyacentes al momento del inicio de los trabajos. Para restaurar o restablecer la vegetación se utilizarán las especies vegetales propias de la región, susceptibles a desarrollarse en el sitio.
3. Todos los residuos generados durante los trabajos de abandono de la pera serán enviados a disposición por medio de empresas de manejo de residuos, las cuales contarán con las autorizaciones aplicables para cada etapa de manejo.

Utilización de explosivos.

De acuerdo con la naturaleza del proyecto, únicamente se utilizarán explosivos para los disparos de producción en pozos. Esto será por medio de un contratista que contará con los permisos vigentes correspondientes por parte de la Secretaría de la Defensa Nacional (SEDENA).

Otras sustancias o productos químicos que se utilizaran, principalmente durante la perforación de los pozos del presente proyecto, son los siguientes:

Tabla V.1-71. Sustancias/productos químicos a emplearse en la ejecución del Proyecto

Nombre comercial	Estado físico	Etapas o proceso en que se emplea	Características						Uso que se le da al material sobrante
			C	R	E	T	I	B	
Diesel	Líquido	Preparación de Sitio y construcción				x	x		Consumo posterior
Gasolina	Líquido	Preparación de Sitio y construcción				x	x		Disposición final
Acetileno	Gaseoso	Preparación de Sitio y construcción					x		Cambio de tanques
Oxígeno	Gaseoso	Preparación de Sitio y construcción					x		Cambio de tanques
Aceites lubricantes	Líquido	Preparación de Sitio y construcción					x		Consumo posterior
Recubrimiento anticorrosivo	Líquido	Preparación de Sitio, construcción mantenimiento				x			Disposición final
Tinner	Líquido	Preparación de Sitio y construcción				x	x		Consumo posterior
Grasa industrial	Líquido	Preparación de Sitio y construcción					x	x	Consumo posterior
Epoxico rojo	Líquido	Preparación de Sitio y construcción				X			Disposición final
Desengrasante industrial	Líquido	Preparación de Sitio y construcción	x			x	x		Consumo posterior
Soldadura	Sólido	Preparación de Sitio y construcción				X			Consumo posterior
Producto en aerosol multiuso WD-40	Gas	Mantenimiento			X	X	X		Consumo posterior
Cloruro de sodio (Salmuera)	Líquido	Control de pozo	X			X			Disposición final
Bentonita	Sólido	Perforación				X			Disposición final

Nombre comercial	Estado físico	Etapas o proceso en que se emplea	Características						Uso que se le da al material sobrante
			C	R	E	T	I	B	
Carbonato de Sodio	Sólido	Perforación				X			Disposición final
Cloruro de potasio		Perforación				X			Disposición final
Defoam		Perforación				X			Disposición final
Duo-Vis		Perforación				X			Disposición final
Hydracap		Perforación				X			Disposición final
Hydraspeed		Perforación				X			Disposición final
Idcap D		Perforación				X			Disposición final
Kla-Hib		Perforación				X			Disposición final
Pa-10		Perforación				X			Disposición final
Poly-Pac UI		Perforación				X			Disposición final
Soda caustica	Sólido	Perforación				X			Disposición final
B244	Líquido	Terminación				X			Disposición final
Inhibidor de corrosión	Líquido	Terminación				X			Disposición final
Cloruro de potasio	Líquido	Terminación				X			Disposición final
Surfactante	Líquido	Terminación				X			Disposición final

En el **Anexo 8**, se integran las hojas de seguridad de los materiales utilizados.

V.1.4. TRANSPORTE POR MEDIOS DISTINTOS A DUCTOS.

El proyecto en análisis, dentro de todas las obras que la conforman, no se considera alguna que implique el uso de transporte distinto a ductos, razón por la cual, la atención a este apartado no se considera.

V.2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

El proyecto en términos generales, considera 12 obras en total.

1. Construcción de pera, camino de acceso y perforación del pozo Vernet 1006.
2. Construcción de línea de descarga de 4" Ø X 0.991 km del pozo Vernet 1006 al cabezal de recolección Vernet 293.
3. Construcción de pera, camino de acceso y perforación del pozo Vernet 1007.
4. Construcción de línea de descarga de 4" Ø X 0.500 km del pozo Vernet 1007 al cabezal de recolección Vernet 32.
5. Construcción de la macropera Vernet 1051 D, camino de acceso y perforación de los pozos Vernet 1051 D y Vernet 1052.

6. Construcción de línea de descarga de 4" Ø X 0.397 km del pozo Vernet 1051 D con interconexión a la LDD existente de pozo Vernet Sur 1.
7. Construcción de línea de descarga de 4" Ø X 0.038 km del pozo Vernet 1052 con interconexión a línea de descarga de 4" Ø X 0.397 km del pozo Vernet 1051 D.
8. Construcción de línea de descarga de 4" Ø x 0.326 km del pozo Vernet 1004 al cabezal de recolección Vernet 293.
9. Construcción de línea de descarga de 4" Ø x 0.180 km del pozo Vernet 1005 al cabezal de recolección Vernet 32.
10. Construcción de línea de inyección de agua congénita de 4" Ø x 0.371 km de la interconexión con el pozo Vernet 8 al pozo Vernet 11.
11. Construcción de línea de inyección de agua congénita de 4" Ø x 0.354 km de la interconexión con el pozo Vernet 8 al pozo Vernet 15.
12. Rehabilitación del km 1+151.364 al km 1+445.399 de la Línea de descarga existente de 4" Ø x 2.563 km del pozo Vernet Sur 1 a la batería de separación Vernet.

Las 12 obras, se resumen en 3 procesos principales:

- 1. Perforación del pozo**
- 2. Operación del pozo, y**
- 3. Operación de líneas de descargas y líneas de inyección.**

1. Perforación del pozo (incluye terminación y pruebas).

El proceso de perforación se lleva a cabo de la siguiente manera:

Ubicadas y probadas las partes importantes del equipo de perforación, se procede al inicio de la perforación de la obra, en la cual en forma permanente se tiene instalado un sistema para la detección de hidrocarburos, ácido sulfhídrico y gas natural, así como, un quemador, para que en caso necesario estos fluidos sean quemados en su totalidad.

Durante las diferentes etapas de la perforación del pozo, se utilizan fluidos de perforación base agua o base aceite cuyas funciones son; mantener la estabilidad del agujero que se perfora, evitar el flujo de fluidos de la formación al pozo, lubricar

y enfriar la barrena y sarta de perforación, mantener en suspensión y acarrear los recortes de formación a la superficie.

Diámetro y profundidad de perforación.

En general el tiempo de perforación de un pozo dependerá de la profundidad programada y las condiciones geológicas del subsuelo. La perforación se realiza por etapas, de tal manera que el tamaño del pozo en la parte superior es ancho y en las partes inferiores cada vez más angosto. Esto le da consistencia y evita derrumbes, para lo cual se van utilizando barrenas y tubería de menor tamaño en cada sección. Enseguida se describen las actividades típicas que se desarrollan en el proceso de perforación.

Perforación de pozos:

Actividad que se realiza con un equipo de perforación apropiado, que inicia con la perforación del primer metro hasta alcanzar la profundidad en que se dejará el pozo, con el estado mecánico requerido mediante tuberías de revestimiento asentadas a diferentes profundidades para evitar problemas específicos de las formaciones hasta llegar a su terminación o taponamiento.

Esta operación de perforar un pozo se lleva a cabo mediante una herramienta denominada Barrena (Figura V.2-1), la cual está localizada en el extremo inferior de la sarta de perforación que se utiliza para cortar o triturar la formación penetrando el subsuelo terrestre. La acción de corte de sus dientes, el movimiento rotatorio, la carga ejercida por las tuberías que soporta, el flujo de fluido a alta velocidad son los elementos que provocan cortar las diferentes capas de rocas.



Figura V.2-1. Modelos de Barrenas.

Terminación de pozos:

Es una actividad operativa que empieza después de la cementada y probada la hermeticidad de la última tubería de revestimiento, después de la toma del último registro en agujero descubierto cuando a solicitud de producción no se adema el yacimiento.

La terminación de un pozo petrolero comprende los trabajos que se requiere realizar para acondicionar el pozo, definir el contenido de fluidos en uno o varios intervalos, seleccionados en una o en diferentes formaciones y colocar el aparejo adecuado para la conducción de los fluidos a la superficie, en forma segura y eficiente. La terminación de pozos puede efectuarse con o sin equipo.

La perforación del pozo se realiza con un equipo de perforación y todos los servicios periféricos necesarios para construir el pozo. La figura siguiente representa un equipo de perforación y sus componentes críticos para operar.



Figura V.2-2. Conformación de un equipo de perforación.

Especificaciones del equipo de perforación propuesto

El equipo de perforación que será utilizado es el MD COWAN SINGLE 835, el cual tiene las siguientes características:

- Potencia cuadro 750 HP – 1000 HP (eléctrico)
- Capacidad de Mástil y de Top Drive: 500 klb
- Top Drive: 540 HP
- Altura Sub-Estructura: 3.7 m
- Bombas de lodo Triplex: 1000 HP (dos)
- Stack BOP de 11" x 5 Kpsi
- Capacidad de circuito Hidráulico: 80 m3 activo + 100 m3 de reserva

La perforación de los pozos que integran el proyecto se realizará llevando a cabo de manera rigurosa, cada una de las actividades que contemplan los programas de perforación sugeridos para ello.

Secuencia Operativa perforación pozos Vernet 1052 y Vernet 1007 (Verticales) sección superficial 12-1/4" x 9-5/8"

#	Actividades Principales	Prof. m MD	Tiempo hrs	Actividades Simultáneas & Comentarios
01	Verificar "Check List" del taladro en presencia del Jefe de Equipo y Company Man una vez finalizada la movilización y el montaje en la locación. Iniciar acondicionamiento del contrapozo y preparativos para el inicio de la operación NOTA: En caso de NO haberlo realizado en la BASE de SIMMONS, realizar prueba de bombas principales para determinar eficiencia, circulando a través de Manifold incrementando contrapresión de manera escalonada (definir detalles con Líder de Operaciones) Solicitar agua industrial "para uso del taladro y mantenimiento de propiedades del fluido, se sugiere la siguiente metodología (ajustar, de acuerdo con la condición de pozo): • 2 viajes de 30 m3 al finalizar el DTM • De 1 a 2 viajes de 30 m3 finalizando la perforación de la Guía • 1 viajes de 30 m3 perforando la sección de 8-3/4" • 1 viaje previo a finalizar la perforación de 8-3/4"	0	3.50	• Asegurarse que el sistema de control de sólidos del taladro (temblorinas, desarenador y desarcillador) estén instalados completamente y 100% operativos: ✓ Mallas API tamaño 80 para las temblorinas primarias ✓ Mallas API tamaño 200 para el limpia lodos (MudCleaner) • Verificar que el equipamiento de control de sólidos de Cia. SLB (separadores centrífugos y bombas de trasvase) ya este montado y completamente operativo, con la presa de 75 m3 conectada (FracTank).

#	Actividades Principales	Prof. m MD	Tiempo hrs	Actividades Simultáneas & Comentarios
02	Realizar reunión de inicio de pozo previo a iniciar la operación, con todo el personal tanto operativo como de planificación involucrado en la campaña Vernet. Acondicionar piso de trabajo y asegurar disponibilidad de herramientas y reducciones necesarias para iniciar la operación con Casing Bit XCD519 de 12-1/4" soldada a tramo de 9-5/8" y sistema de CRT para CwD (Casing While Drilling) - Prever disponibilidad en taladro de: ✓ X/O PIN 9-5/8" TXP-BTC a BOX 4" FH ✓ Saver Sub BOX NC50 – PIN NC50 (de aprox. 50 – 60 cm) ✓ X/O PIN 3-1/2" IF a BOX 4" FH (tapón de pruebas BOP) ✓ X/O PIN 7" LTC a BOX 4" FH NOTA: Solicitar cabezal de pozo a Cia. FMC de 9-5/8"x7"x2-7/8" Slip Lock de 11" 5000 psi, con todos los accesorios, aros, válvulas y espárragos correspondientes.	0	1.50	- Recibir volumen de fluido necesario para iniciar la perforación (coordinar con referente de SLB para movilización desde planta de Villahermosa) ✓ Recibir 185 m3 de WBM Sistema HydraGyle base KCl, densidad base 1.04 gr/cc. - Recibir Cople flotador de 9-5/8" y Barrena de perforación (Casing BIT) de 12-1/4", ambos elementos vendrán ya soldados en dos tramos de tubería. - Solicitar también tapón de cementación Sup. Para TR 9-5/8" - TAMSA enviará las TR de 9-5/8" ya medidas y calibradas (Rig Ready), sin embargo, se DEBE REALIZAR una inspección visual de filetes/rosca y en el interior del cuerpo del tubo. - Verificar conectividad y comunicación de PASON con transmisión en tiempo real
03	Realizar reunión con personal de SLB y cuadrilla de taladro, revisar procedimiento para equipamiento CRT	0	0.50	Tener productos químicos en locación necesarios y suficientes para mantener las propiedades del fluido de perforación durante la perforación de todo el pozo.
04	- Acondiciona piso de trabajo para iniciar la operación - Realiza montaje de equipamiento CRT (casing running) con personal de Cia. SLB. Probar funcionamiento del sistema antes de iniciar la perforación de la sección, y verificar estado del Spider. NOTA: La cantidad de tramos previstos para armar el Tally serán los necesarios para alcanzar los 390 m de profundidad, considerando al menos dos tramos por contingencia	0	5.50	- Verificar correcto funcionamiento del cople flotador, y debe ser de iguales características que la TR. REALIZAR TALLY. - Verificar programa de fluido de perforación y recomendaciones. Mantener contacto fluido con Esp. De lodos de Vista Oil & Gas - Una vez que el Tally de tubería esté finalizado, compartir con ING.

#	Actividades Principales	Prof. m MD	Tiempo hrs	Actividades Simultáneas & Comentarios
				IMPORTANTE: Los tubos deben ser ingresados al pozo en orden ascendente en términos de longitud (es decir, meter primero los tubos más cortos, y los más largos al final)
05	- Levantar al piso tramo corto con zapata de 12-1/4" soldada, y previo a colocar Spider, introducirlo y encuñar con cuña manual (verificar, esto sería en caso de que no de la altura para colocar el Spider, de lo contrario encuñar con Spider). - Levantar zapata perforadora 12-1/4" + DOS (2) tramoss 9-5/8" + Collar flotador + TR de 9-5/8" K-55 36# TXP-BTC	0	2.50	- En simultaneo continuar con acondicionamiento/acumulación de fluido de perforación en presas del Taladro - Mantener productos y material ANTI-PERDIDA necesarios para poder actuar en caso de evidenciar pérdida de circulación
06	- Perforar sección superficial CwD hasta +/- 390 m según programa. En caso de observar perdidas parciales y/o totales, dar aviso a Lider Op. para definir pasos a seguir – ROP Gral. plan 480 m/días - Utilizar parámetros y caudal reducido en los primeros metros e incrementar paulatinamente hasta obtener el óptimo en al menos 80 m – 90 m, para evitar comunicación con el contrapozo: <u>Parámetros recomendados (plenos):</u> - WOB: 6 - 11 Ton - RPM: 90 - 120 - GPM: 250 Min (primeros 60 metros) – 450 Max - Velocidad ascensional mínima en anular de 45 m/min - Mantener reología y MBT controlados según las recomendaciones del programa de fluidos. Torque óptimo de la conexión TXP 9-5/8": 18.620 Lb.ft	390	19.50	- Mantener fluido con densidad base (SIN densificante) en rangos de 1.04 a 1.07 g/cc durante la sección, mantener comunicación continua con Esp. De lodos VOG e ING. - Asegurar el ajuste de las conexiones con el torque óptimo según ficha técnica de la tubería de revestimiento. - Es importante mantener en el fluido con la cantidad de inhibidor necesaria, que nos asegure una c.c. mínima de 25.000 ión K++ Libre, revisar concentraciones de inhibidores y detalles permanentemente. Es prioridad mantener controlada la concentración de sólidos, los separadores centrífugos de SLB y limpia lodos de Simmons deben estar operativos continuamente, trabajando sobre el sistema activo. - Tener disponible en taladro stock de material anti-pérdida y carbonato mallado, que serán empleados en caso de observar admisiones y/o pérdidas

#	Actividades Principales	Prof. m MD	Tiempo hrs	Actividades Simultáneas & Comentarios
07	- Una vez alcanzada la profundidad final, circular pozo con Max. Q de perforación, inyectando bache de limpieza, hasta observar mínima presencia de recortes por temblorinas y presión de bombeo estable. - Asegura la perforación hasta que la última cupla quede bien posicionada en el contrapozo, a la altura adecuada para el posterior montaje de cabezal y no estorbe para realizar luego el corte de TR. NOTA: Representantes técnicos de Cia. FMC deben estar en el taladro, con quienes se debe confirmar la altura exacta a la que se realizará el corte/bisel del tubo. - Realizar reunión de seguridad y preoperativa con personal de cementación	390	2.00	Asegurar presencia y estado de tapón de cementación (Superior) y cabeza de cementación (compatible con la conexión de la TR de 9-5/8") en el taladro. Asegurar con SLB la cantidad de agua necesaria para la operación de cementación y, además, <u>que tengan disponible el equipamiento necesario para realizar TOP JOB en caso de ser necesario.</u> NOTA: En simultaneo, adelantar gestión y logística con SLB para evacuación del fluido en piletas, y movilización del fluido que será empleado para la fase de producción (KCI+Am+PHPA) Compañía de cementación ingresa a locación e inicia montaje de cabeza y líneas.
08	Montar líneas y cabeza de cementación (Mantener manguerote de 2" en cabeza de cementación para circular el agujero durante el resto del montaje del equipo de cementación y durante la reunión de seguridad)	390	3.00	- Coordinar con referente técnico/Ing., revisar secuencia de bombeo, una vez revisado y el pozo en condiciones, empezar con preparación de colchones y agua de mezcla. - Verificar con contratista volumen necesario y disponible de de lodo para desplazamiento (SLB) – Se debe desplazar con lodo WBM de la siguiente sección
09	Realizar prueba de hermeticidad de líneas y cabeza de cementación en baja (500 psi) y en alta (1500 psi) NOTA: La prueba de líneas debe realizarse bajo los procedimientos de la compañía de cementación. Se debe delimitar el área en las periferias del equipo bombeador y líneas de retorno. 3. IMPORTANTE: La TR de 9-5/8" debe quedar sujeta a la base de la subestructura mediante eslingas/cables de acero, por el riesgo de que la tubería tienda a ser expulsada del pozo	390	1.50	- El CoMan debe verificar la colocación del tapón en la cabeza de cementación, y debe presenciar personalmente durante la operación, la liberación del PIN (liberación del tapón) - Acondicionar espacio en superficie en donde podría recibirse cemento (pulpo), en caso de que la operación resulte con algo de volumen de cemento en superficie.

#	Actividades Principales	Prof. m MD	Tiempo hrs	Actividades Simultáneas & Comentarios
10	- Realizar operación de cementación de la tubería de revestimiento 9-5/8" según el programa. - La cementación debe realizarse hasta boca de pozo, es decir hasta observar cemento de buena calidad en superficie (al menos 10 cm de cemento por sobre el nivel del suelo del contrapozo). De no observar esto último, realizar remediación cementando por espacio anular con Top Job. IMPORTANTE: Al momento de tener retornos de "buen" cemento en superficie: - Si una vez bombeado el volumen teórico de cemento no se consigue el tope tapón. En caso de no hacer Tope Tapón, NO sobre desplazar. - En caso de observar tope tapón, presurizar el sistema con 250 psi adicionales a la presión final de cementación, y registrar la misma por 10 min en la carta de cementación.	390	3.00	- Respetar secuencia operativa del programa de cementación, realizando control continuo del volumen de retorno. En caso de observar admisión, cuantificar y dar aviso a Lider Op. - Presenciar maniobra de corrida de PIN para liberar tapón de cementación - NO se debe considerar exceso de volumen anular: Se bombea volumen teórico, si no se observa buen cemento en superficie, se completará el trabajo mediante Top Job. - El desplazamiento de la lechada debe realizarse con fluido de perforación WBM de la siguiente sección. Finalizado el mismo, observar funcionamiento (cierre) del dispositivo de flotación. Anotar volúmenes de retorno. - NOTA: En caso de que los elementos no cierren, bombear nuevamente el volumen retornado, y dejar el pozo cerrado con presión, esperando fragüe de cemento
11	Una vez finalizada la operación de cementación, retirar cuña/spider y profundizar TR hasta asentar la misma en el fondo del pozo. Acondicionar piso de trabajo y contrapozo para el trabajo del soldador	390	1.50	Enviar cartas de cementación y tickets de campo a ING. Cargar en reporte diario de operaciones (Open Wells) los comentarios más relevantes, reportando volúmenes bombeados Vs. Recibidos, y especificar si se observó Tope Tapón.
12	Con soldador de taladro realizar corte y bisel del último tramo de 9-5/8", verificar la altura de corte en función del cabezal empleado	390	3.00	Realizar permiso de trabajo correspondiente para la actividad a realizar.

#	Actividades Principales	Prof. m MD	Tiempo hrs	Actividades Simultáneas & Comentarios
13	Colocar sección "A/B" de cabezal compacto 11" 5M, asegurar activación de cuñas. Realizar prueba de sellos de Sec "A" del cabezal con 1500 psi (al 80% de la resistencia al colapso del casing de 9-5/8"), durante mínimo 10 minutos. Iniciar preparativos para perforación de la siguiente sección. Recuperar y acondicionar contrapozo	390	4.50	- Realizar la operación cumpliendo con los procedimientos de la compañía proveedora de cabezal, el trabajo debe hacerse con la presencia de sus operadores/supervisores de campo (FMC) - La compañía de cementación se retira de locación. Iniciar logística y gestión de materiales y solicitud de TR de 7" 23# K55 LTC para la sección de producción
14	Realiza reunión de seguridad preoperativa con todo el personal involucrado. Personal de contratista con ayuda de cuadrilla del equipo desmonta y retira el equipamiento CRT	390	5.00	- Realizar permisos de trabajo correspondientes para cada actividad y lectura de ATS (análisis de riesgo) - Acondicionar, medir y calibrar herramientas en playa, para armado del ensamble de perforación (BHA)
15	Reemplazar fluido de perforación por el fluido de la siguiente sección con densidad 1.10 – 1.15 gr/cc. La perforación de la sección producción de prevé con Fluido base agua (WBM) con KCl + Aminas y PHPA como inhibidores, y CaCo3 como densificante ✓ Hasta 230 m3 de WBM Sistema HydraGyle triple inhibición.	390	8.00	- Verificar la necesidad y disponibilidad del carrete espaciador/adaptador para montar BOP a la altura adecuada. - Si la operación lo permite, el acondicionamiento de fluido en las piletas debe realizarse en paralelo con el inicio de las actividades de montajes de BOP
Sub total fase		390	64.50	2.95 Días (con 10% de NPT)

Secuencia Operativa sección producción 8-3/4" x 7"

#	Actividades Principales	Prof. m MD	Tiempo hrs	Actividades Simultáneas & Comentarios
16	- Montar conjunto BOP de 11" y periféricos para la siguiente etapa: BOP anular 11" 5M + RAM Superior (parcial) 5M + RAM de cierre total (ciego) + Drilling Spool + Ignifugo de 6" y accesorios periféricos + Chocke Manifold 5K - Colocar tensores del conjunto de preventores, asegurando estabilidad y fijación del mismo a la base de la sub-estructura NOTA: - Coordinar la unidad bombeadora para realizar las pruebas de hermeticidad de tubería, y FIT una vez en pozo abierto (Definir con Lider de Operaciones estrategia para emplear la misma unidad que realizó la cementación de la TR 9-5/8"). - Coordinar Unidad de WIRELINE SLB para realizar perfil CBL/VDL & Gyro luego de montaje y prueba de BOP.	390	7.00	- Revisar estado de bomba neumática de prueba, aros y corrida de espárragos correspondientes. - Solicitar TR de 7" K55 23# LTC y elementos según programa, para realizar Tally de tubería: La zapata y cople flotadores de 7" deben llegar torquados desde base. - Realizar acondicionamiento y cambio de mallas de temblorinas: ✓ Mallas API tamaño 120/140 para las temblorinas primarias ✓ Mallas API tamaño 200 para el limpia lodos (MudCleaner)
17	- Armar herramienta con tapón de prueba y profundizar hasta asentar el mismo en sección del cabezal - Llenar conjunto de preventores con agua y realizar pruebas de presión del conjunto completo y Manifold de perforación: ✓ Prueba en BAJA con 350 psi ✓ Prueba en ALTA con 3500 psi NOTA: Verificar capacidad de precarga de botellones al igual que los tiempos de recuperación. Pescar tapón de pruebas y retirar elementos a playa.	390	6.00	- Registrar los resultados de la prueba en Open Wells. Firmar carta/registro de prueba por CM y JE. - De forma simultánea, continuar con la acumulación del fluido WBM para iniciar perforación en la siguiente fase - Realizar prueba de presión con salida lateral de la sección "A" abierta para que en caso de que el tapón de prueba no selle correctamente, no se transmita presión al agujero. - Asegurar barrena de 8-3/4" MDI516 para la perforación de la sección (SLB)
18	Retirar elementos de prueba en presencia de personal de FMC y acondicionar piso de trabajo	390	1.00	Se deben registrar todas las longitudes y los diámetros de cada uno de los tubulares para el armado del BHA, que serán introducidos al agujero. Armar Tally de perforación.

#	Actividades Principales	Prof. m MD	Tiempo hrs	Actividades Simultáneas & Comentarios
19	- Unidad WIRELINE de Cia. SLB se posiciona y realiza montaje de equipamiento: - Realizar perfil a pozo entubado de CBL/VDL – Gyro - Desmonta Unidad WIRELINE de Cia. SLB, se retira de locación.	390	5.00	- Realizar reunión pre-operativa y de seguridad con personal involucrado, la actividad debe realizarse bajo los procedimientos de la contratista. - Compartir registros finales a Lider Op./ING.
20	Colocar T de salida, charnela ecológica y vincular tramo a la salida lateral (Flow Line)	390	2.00	Verificar que la CABINA DE CONTROL GEOLOGICO está montada y con todo su equipamiento funcionando correctamente previo a iniciar la perforación, y los equipos de detección de gas estén chequeados y 100% operativos
21	En presencia de operadores de Cia. Cabezal FMC colocar buje de desgaste en la sección del cabezal	390	1.00	La secuencia de armado para profundizar el buje debe hacerse siguiendo el procedimiento de Cia. FMC
22	- Realizar reunión preoperativa con todo el personal involucrado, y ensamblar BHA convencional LISO con barrena de 8-3/4" con: - Barrena 8-3/4" PDC MDi516 5x14/32", TFA: 0.752 in²) - X/O Bit BOX (doble BOX) 16 x Lastrabarrenas de 6-1/2" - X/O Reducción 6 x 4" Barras extrapesadas (Spiral) - Tubería de perforación 15.7# G105 Rango III 4" FH. - Solicitar Hojas/Formularios de Inspección de las herramientas que se van a bajar al pozo.	390	3.00	- En simultaneo continuar con la descarga en presas del fluido de perforación para iniciar perforación de la fase - Cabina de <u>Control geológico</u> debe estar 100% operativa antes de iniciar la operación de perforación - Colocar REJILLA en asiento de conexión BOX, para aterrizaje del Drop Gyro, al terminar la perforación de la fase - Ver detalles del BHA en la sección "BHAs de perforación" del programa de perforación.
23	- Profundizar con tubería de perforación hasta constatar tope de cemento (colocar bomba los dos (2) últimos simple antes del cople) - Una vez constatado cemento, alinear circuito y circular el pozo hasta homogenizar fluido de perforación, y obtener densidades de entrada/salidas iguales en 1.1 gr/cc. NOTA: En caso de NO haber desplazado cemento con fluido de perforación por alguna contingencia, alinear	390	2.50	- Dejar escrito en parte diario de operaciones de Open Wells la profundidad a la que contactó cielo de cemento - Valores de densidad para la fase: Inicio de fase 1.10 gr/cc – final de fase 1.15 gr/cc (sujeto a condición de pozo)

#	Actividades Principales	Prof. m MD	Tiempo hrs	Actividades Simultáneas & Comentarios
	sistema y realizar conversión de agua por fluido de perforación			
24	Con sistema homogéneo y densidad en pozo de 1.10 gr/cc, previo a moler el cemento: Posicionar unidad bombeadora y conectarse con líneas de alta a la directa de la TP con Side-entry. Cerrar RAM superior y probar hermeticidad de tubería de 9 5/8" antes de rotar cemento con 250 psi en superficie durante 10 min (hidrostática del fluido de perforación está considerada, Company Man debe verificar cálculos con densidad del fluido actual.	390	2.00	- Asegurar tener lectura de presión anular, directa y bbl/min, para tener registro de las gráficas de la prueba (con las condiciones planteadas, la presión en fondo será de aprox. 875 psi) - Cálculo de presión de fondo aplicada: $P_{\text{FONDO}} = P_{\text{SUPERFICIE}} + (\text{densidad actual g/l} \times \text{TVD COLLAR m} \times 0.001422) [\text{psi}]$ - Registrar Presión vs Volumen Bombeado y Presión vs Tiempo.
25	Colocar RPM e idealmente registrar parámetros fuera de fondo (Torque vs 30/40/60 RPM). Bajar e iniciar a moler cemento y elementos de flotación del Casing de 9-5/8" hasta 3 metros por debajo de la profundidad de la zapata perforadora, manteniendo recepción de retornos contaminados en piletas de contingencia. Solicitar procedimiento de "DrillOut" de la Zapata perforadora de 12-1/4" a ING. y consensuar parámetros previos a iniciar la operación con Lider de Op. Recomendaciones para moler cemento: - Caudal: Ajustar en rangos entre 400 – 450 GPM. - RPM: Iniciar con 30 RPM y bajar hasta contactar TOC (en este punto el torque debe coincidir con el valor registrado en la prueba fuera de fondo). Luego aumentar de acuerdo al avance, hasta Máx 40-45 RPM. - WOB: Iniciar con lo más bajo posible. Luego, mantener de 2 a 4 ton, verificando constantemente torque generado en función peso y RPM para asegurarse que la barrena está cortando y no deslizando sobre los componentes (se debe observar un torque oscilante). - Con torque estable, ajustar progresivamente peso y RPM. Perforar de 3 a 4 m por debajo de la zapata. Circular hasta conseguir retorno limpio y densidades de entrada/salidas iguales en 1.10 gr/cc Posicionar unidad de bombeo, conectar línea de alta a la directa y realizar FIT para una densidad equivalente	393	1.50	- Verificar en temblorinas presencia de recortes de formación para asegurarse de estar fuera de la zapata, en pozo abierto - Dejar constancia en Open Wells de los resultados de las pruebas de hermeticidad. IMPORTANTE: El rotado de la zapata perforadora (Casing Bit) de 12-1/4", se debe realizar con parámetros controlados y según el procedimiento de la compañía proveedora (SLB), consultar ventana de parámetros con ingeniería. - Cálculo de la presión en superficie necesaria utilizar: $P = (1380 - \text{densidad actual g/l}) \times \text{TVD m} \times 0.001422$

#	Actividades Principales	Prof. m MD	Tiempo hrs	Actividades Simultáneas & Comentarios
	de 1.38 gr/cc , aplicando una presión en superficie de 170 psi . Registrar presión por 10 min			
26	- Perforar sección producción con BHA liso y barrena de 8-3/4" hasta profundidad según programa en +/- 1450 m - ROP Gral. plan 820 m/días - Rango de parámetros recomendados: _ WOB: Máximo 8 - 10 Tn - RPM: Máximas 90 - 130 - Caudal: 420 - 520 GPM IMPORTANTE: Discutir con Líder de operaciones. La necesidad de repasar o no cada simple perforado. Reportar en caso de observar presencia de derrumbes por temblorinas. MINIMIZAR los tiempos de la sarta en condiciones estáticas, ya que existe riesgo de pega por presión diferencial. - Seguimiento de los sólidos de baja gravedad según programa (< 6 %) Se recomienda tomar datos de presión de bomba a caudal reducido 25 - 30 Emb/Min, cada cambio de turno o cada cambio significativo de densidad de lodo. NOTA: Verificar la transmisión en tiempo real desde cabina de control geológico hacia la CNH (requerimiento)	1450	31.00	- Solicitar a control geológico que alerte al menos 15 m antes de cada pase de formación que se espera según la prognosis. - La densidad debe mantenerse según lo programado, a menos que se observe una contingencia. - Si hay valores de torque/arrastrés erráticos, levantar 2 m y con bomba colocar RPM para corroborar valor de torque fuera de fondo, seguidamente dar aviso al Lider de Op. Si hay problemas de estabilidad mecánica, informar a Lider de Op. / ING. - Validar ROP máxima para mantener buena limpieza de pozo y optimizar caudal con simulaciones hidráulicas provistas por compañía de fluidos, las cuales deben ser realizadas mínimo cada 100 m perforados, o en caso de cambiar propiedades/densidad de lodo. - Recibir TR de 7" K55 23# rosca LTC + Elementos de entubación, para consolidar el Tally. - Iniciar gestión mediante representante de Simmons, el servicio de TRS para entubar 7"
27	Bombear bache de limpieza y circular con caudal de perforación hasta observar presión de bombeo estable y mínima cantidad de recortes por temblorinas Realizar Chequeo de Flujo (Flow Check) durante 15 min para confirmar pozo estático (dejar sarta con mínimas RPM (máx 30 rpm) mientras se realiza el Flow Chek, hay que minimizar tiempos de sarta estática en el pozo)	1450	2.50	- El tiempo recomendado de Flow Check es de al menos 15 minutos - Se evaluará durante la perforación de la fase, si llegando al fondo se va a incrementar la densidad previa a sacar Hta. a superficie (se buscaría incrementar hasta la

#	Actividades Principales	Prof. m MD	Tiempo hrs	Actividades Simultáneas & Comentarios
				equivalente de circulación, que se tuvo durante la perforación) • Bombear tapón denso para sacar seco. Esta píldora deberá enviarse después de realizar chequeo de flujo, previo a iniciar viaje.
28	Compañía Gyrodata (tercerizado por SLB) realizar Drop de la Hta. Gyro por el interior de la sarta de perforación, previo a iniciar viaje a Superficie.	1450	1.00	• Compartir con ING. el registro de Inc./Az. Una vez que la Cia. entregue su reporte de campo.
29	• Sacar tubería de perforación a superficie. EN CASO de observar dificultad en la maniobra de sacada, <u>dar aviso a Lider de Operaciones</u> para evaluar si es necesario hacer un viaje de calibración hasta la zapata de 9-5/8". En pozo abierto, durante el viaje de sacada evitar realizar "backreaming". En caso de dificultarse el viaje, comunicarse con Lider Op. para definir pasos a seguir. • Retirar elementos de ensamble de fondo (BHA) a playa y desenroscar/retirar barrena, mencionar en reporte las características del desgaste.	1450	19.00	• Mantener sistema alineado a tanque de viajes y controlar llenado de pozo mediante Hoja de Viaje, controlando el correcto llenado de pozo. • No exceder tracciones por encima del 30% del valor de arrastre calculado para cada punto en cualquier viaje de la tubería. • Compañía SLB de perfil arriba a locación, verifica estado y disponibilidad de todas las herramientas necesarias para la operación
30	Desarmar BHA retirando elementos a playa Armar herramienta y pescar buje de desgaste en presencia de operadores de cabezal de pozo (FMC)	1450	2.00	• Compañía de perfil ingresa a locación, inicia preparativos para montaje y prepara para reunión
31	• Acondicionar y montar equipamiento la compañía de perfilaje. Realizar perfil a pozo abierto según programa vigente aprobado por Ingeniería al momento de ejecutar la operación, contemplando además un CBL/VDL para registrar cemento en la TR de 9-5/8", sección superficial Desmontar equipo de perfil y acondiciona la boca de pozo para siguiente actividad. NOTA: Este tiempo incluye un viaje de calibre intermedio en las carreras de perfil, o bien previo a iniciar la corrida de tubería de revestimiento (se definirá con Líder de operaciones, dependiendo la condición de pozo observada)	1450	52.00	El programa de perfil vigente se enviará con la anticipación adecuada. Compartir archivos de los perfiles con Ingeniería y Geología • NOTA: Durante la operación se evaluará la necesidad de tener disponible un Kit para montaje de Stuffing Box, dependiendo la condición de pozo

#	Actividades Principales	Prof. m MD	Tiempo hrs	Actividades Simultáneas & Comentarios
32	- Cia. WFT realiza reunión Pre-Operativa y de seguridad con todo el personal involucrado - Montar equipamiento de entubación (TRS) para tubería de revestimiento de 7" K55 23# LTC, según procedimientos de contratista. Asegurar contar en piso con X/O PIN de 7" LTC x BOX 4" FH para poder instalar válvula de pasaje pleno durante la entubación, o conectarse y circular en caso de que sea necesario.	1450	3.00	- Enviar tally final a Ingeniería. Corroborar en boca de pozo el funcionamiento de los elementos de flotación (zapata y collar flotadores) - NOTA: Aunque la TR cuente con el servicio de RIG READY, se debe realizar una inspección visual por el interior de los tubos y se deben corroborar sus medidas.
33	- Entuba TR de 7" 23 lbs/pie K-55 rosca 8rd LTC hasta la profundidad final según el tally de tubería. - Respetar Shoe-Track indicado en la siguiente columna. En la conexión de los primeros 10 tramos, utilizar collarín (safety clamp) y llave de contra para el torque - Durante la entubación sólo llenar tubería (no circular) cada +/- 500 m (ID: 6.366" – El Volumen Teórico cada 500 m es de 10.2 m3) NOTA: El torque óptimo de la TR de 7" 23# K55 rosca 8rd LTC es de 3410 lb.ft	1450	13.00	- Mantener sistema alineado a tanque de viajes para monitorear desplazamiento con hoja de viaje SHOETRACK: Zapata Flotadora + 1 TR + Cople Flotador + TRs. - Asegurar contar con el tapón Sup. de cementación en el taladro, validar que sea el adecuado para el tipo de TR y su libraje, y compatible con el collar a utilizar. - Verificar disponibilidad de la cabeza de cementación, y que sea compatible con la cupla de la conexión de TR de 7" LTC que se estará empleando.
34	Agregar último tramo, profundizar sarta de 7" hasta dejar la cupla en la posición correcta, previendo el corte que debe hacerse a posterior. Una vez que la sarta de tubería este posicionada a la profundidad adecuada, encuñar y ya en fondo circular a caudal de cementación hasta observar valores normales y estables de presión por directa, y retorno limpio en temblorinas.	1450	2.00	- Representantes de la compañía de cabezal (FMC) deben verificar disponibilidad y estado del colgador y el sistema de cuñas para empaquetar la TR de 7", mientras se desarrollan las demás actividades de entubación. - Unidades de cementación ingresan a locación y se preparan para empezar la operación, inicia montaje de líneas rígidas.

#	Actividades Principales	Prof. m MD	Tiempo hrs	Actividades Simultáneas & Comentarios
35	- Realizar reunión de seguridad con personal de cementación de SLB y todo el personal involucrado, montar líneas y cabeza. Luego proceder con la prueba de hermeticidad de líneas y cabeza en baja (350 psi) y alta (2500 psi) según programa. - CEMENTAR fase de producción de 8-3/4"x7" con secuencia de bombeo especificada en el programa de cementación, desmontar compañía y unidades de cementación. IMPORTANTE: - Si una vez bombeado el volumen teórico de cemento no se consigue el tope tapón, Sobre-Desplazar medio volumen de Shoe-track (0.82 bbl) En caso de observar tope tapón, presurizar el sistema con 500 psi adicionales a la presión final de cementación, y registrar la misma por 10 min en la carta de cementación (prueba de hermeticidad de TR de 7").	1450	6.00	- Cargar reporte de Cementación en Open Wells, especificando volúmenes de colchones y lechadas. Dejar escrito en reporte diario de operaciones la profundidad final de cople y zapata en OW. - Enviar cartas de cementación y ticket a Ingeniería. - Monitorear volumen bombeado Vs. Volumen recibido, dejar registrado en reporte diario de operaciones en caso de evidenciar perdidas y/o aporte de fluido.
36	Verificar cierre de elementos de entubación, registrar volumen de retorno. EN CASO de no observar cierre de elementos, bombear nuevamente el volumen que retornó, mantener sistema presurizado y dar aviso al Lider de op. Personal SLB cementación retira equipamiento y líneas.	1450	1.00	Soldador de Simmons debe realizar permiso de trabajo correspondiente para la actividad de corte/bisel, respetando el procedimiento de la contratista para esta actividad.
37	- Desajustar tensores del conjunto de preventores, retirar tramo de salida lateral, embudo y charnela ecológica. - Destorquear y levantar stack de BOP. Colocar cuña vinculando a TR de 7" (colgador). Soldador realiza corte en bruto de la TR de 7" y posteriormente remover el conjunto de preventores completo, según procedimiento de Simmons. Soldador del taladro realiza bisel de TR de 7"	1450	7.00	NOTA: Durante todo el tiempo que dure la operación de desmontaje de BOP, colgado/empaquetado de TR de 7", evaluar operativamente la mejor alternativa para el monitoreo continuo de NIVEL de fluido dentro del pozo.
38	Empaquetar tubería de 7" de acuerdo a procedimiento de compañía FMC. Realizar prueba de sellos (empaquetaduras), controlar hermeticidad durante al menos 10 minutos	1450	1.00	En paralelo empezar gestión con Cia. SLB para iniciar la evacuación del circuito hidráulico.
39	Compañía WFT desmonta equipamiento de entubación TRS Acondicionar piso de trabajo y periferias de boca de pozo para iniciar tareas de desmovilización	1450	2.00	

#	Actividades Principales	Prof. m MD	Tiempo hrs	Actividades Simultáneas & Comentarios
40	Evacuar circuito hidráulico y realizar limpieza de piletas. Acondicionar equipo para realizar DTM hacia la próxima locación	1450	8.00	Solicitar soporte en campo de personal de HSE para actividad relacionadas al DTM del equipo, realizar los permisos de trabajo correspondiente según el tipo de actividad.
Sub total fase		1450	181.50	8.31 Días (con 10% de NPT)

Secuencia Operativa perforación pozos Vernet 1051 D y Vernet 1006 (Direccionales) sección superficial 12-1/4" x 9-5/8"

#	Actividades Principales	Prof. m MD	Tiempo hrs	Actividades Simultáneas & Comentarios
01	Verificar "Check List" del taladro en presencia del Jefe de Equipo y Company Man una vez finalizada la movilización y el montaje en la locación. Iniciar acondicionamiento del contrapozo y preparativos para el inicio de la operación NOTA: En caso de NO haberlo realizado en la BASE de SIMMONS, realizar prueba de bombas principales para determinar eficiencia, circulando a través de Manifold incrementando contrapresión de manera escalonada (definir detalles con Líder de Operaciones) Solicitar agua industrial "para uso del taladro y mantenimiento de propiedades del fluido, se sugiere la siguiente metodología (ajustar, de acuerdo a la condición de pozo): 2 viajes de 30 m3 al finalizar el DTM - De 1 a 2 viajes de 30 m3 finalizando la perforación de la Guía 1 viajes de 30 m3 perforando la sección de 8-3/4" 1 viaje previo a finalizar la perforación de 8-3/4"	0	3.50	- Asegurarse que el sistema de control de sólidos del taladro (temblorinas, desarenador y desarcillador) estén instalados completamente y 100% operativos: ✓ Mallas API tamaño 80 para las temblorinas primarias ✓ Mallas API tamaño 200 para el limpia lodos (MudCleaner) - Verificar que el equipamiento de control de sólidos de Cia. SLB (separadores centrífugos y bombas de trasvase) ya este montado y completamente operativo, con la presa de 75 m3 conectada (FracTank).

#	Actividades Principales	Prof. m MD	Tiempo hrs	Actividades Simultáneas & Comentarios
02	Realizar reunión de inicio de pozo previo a iniciar la operación, con todo el personal tanto operativo como de planificación involucrado en la campaña Vernet. Acondicionar piso de trabajo y asegurar disponibilidad de herramientas y reducciones necesarias para iniciar la operación con Casing Bit XCD519 de 12-1/4" soldada al tramo de 9-5/8" y sistema de CRT para CwD (Casing While Drilling) • Prever disponibilidad en taladro de: ✓ X/O PIN 9-5/8" TXP-BTC a BOX 4" FH ✓ Saver Sub BOX NC50 – PIN NC50 (de aprox. 50 – 60 cm) ✓ X/O PIN 3-1/2" IF a BOX 4" FH (tapón de pruebas BOP) ✓ X/O PIN 7" LTC a BOX 4" FH NOTA: Solicitar cabezal de pozo a Cia. FMC de 9-5/8"x7"x2-7/8" Slip Lock de 11" 5000 psi, con todos los accesorios, aros, válvulas y espárragos correspondientes.	0	1.50	• Recibir volumen de fluido necesario para iniciar la perforación (coordinar con referente de SLB para movilización desde planta de Villahermosa) ✓ Recibir 185 m3 de WBM Sistema HydraGyle base KCl, densidad base 1.04 gr/cc. • Recibir Cople flotador de 9-5/8" y Barrena de perforación (Casing BIT) de 12-1/4", ambos elementos vendrán ya soldados en dos tramos de tubería. • Solicitar también tapón de cementación Sup. Para TR 9-5/8" • TAMSÁ enviará las TR de 9-5/8" ya medidas y calibradas (Rig Ready), sin embargo, se DEBE REALIZAR una inspección visual de filetes/roscas y en el interior del cuerpo del tubo. • Verificar conectividad y comunicación de PASON con transmisión en tiempo real
03	• Realizar reunión con personal de SLB y cuadrilla de taladro, revisar procedimiento para equipamiento CRT	0	0.50	• Tener productos químicos en locación necesarios y suficientes para mantener las propiedades del fluido de perforación durante la perforación de todo el pozo.
04	• Acondiciona piso de trabajo para iniciar la operación • Realiza montaje de equipamiento CRT (casing running) con personal de Cia. SLB. Probar funcionamiento del sistema antes de iniciar la perforación de la sección, y verificar estado del Spider. • NOTA: La cantidad de tramos previstos para armar el Tally serán los necesarios para alcanzar los 390 m de profundidad, considerando al menos dos tramos por contingencia	0	5.50	• Verificar correcto funcionamiento del cople flotador, y debe ser de iguales características que la TR. REALIZAR TALLY. • Verificar programa de fluido de perforación y recomendaciones. Mantener contacto fluido con Esp. De lodos de Vista Oil & Gas • Una vez que el Tally de tubería esté finalizado, compartir con ING. • IMPORTANTE: Los tubos deben ser ingresados al pozo en orden ascendente en términos de longitud (es decir, meter primero los tubos más cortos, y los más largos al final)

#	Actividades Principales	Prof. m MD	Tiempo hrs	Actividades Simultáneas & Comentarios
05	- Levantar al piso tramo corto con zapata de 12-1/4" soldada, y previo a colocar Spider, introducirlo y encañar con cuña manual (verificar, esto sería en caso de que no de la altura para colocar el Spider, de lo contrario encañar con Spider). - Levantar zapata perforadora 12-1/4" + DOS (2) tramos 9-5/8" + Collar flotador + TR de 9-5/8" K-55 36# TXP-BTC	0	2.50	- En simultaneo continuar con acondicionamiento/acumulación de fluido de perforación en presas del Taladro - Mantener productos y material ANTI-PERDIDA necesarios para poder actuar en caso de evidenciar perdida de circulación
06	- Perforar sección superficial CwD hasta +/- 390 m según programa. En caso de observar perdidas parciales y/o totales, dar aviso a Lider Op. para definir pasos a seguir – ROP Gral. plan 480 m/días - Utilizar parámetros y caudal reducido en los primeros metros e incrementar paulatinamente hasta obtener el óptimo en al menos 80 m – 90 m, para evitar comunicación con el contrapozo: <u>Parámetros recomendados (plenos):</u> - WOB: 6 - 11 Ton - RPM: 90 - 120 - GPM: 250 Min (primeros 60 metros) – 450 Max - Velocidad ascensional mínima en anular de 45 m/min - Mantener reología y MBT controlados según las recomendaciones del programa de fluidos. Torque óptimo de la conexión TXP 9-5/8": 18.620 Lb.ft	390	19.50	- Mantener fluido con densidad base (SIN densificante) en rangos de 1.04 a 1.07 g/cc durante la sección, mantener comunicación continua con Esp. De lodos VOG e ING. - Asegurar el ajuste de las conexiones con el torque óptimo según ficha técnica de la tubería de revestimiento. - Es importante mantener en el fluido con la cantidad de inhibidor necesaria, que nos asegure una c.c. mínima de 25.000 ión K++ Libre, revisar concentraciones de inhibidores y detalles permanentemente. Es prioridad mantener controlada la concentración de sólidos, los separadores centrífugos de SLB y limpia lodos de Simmons deben estar operativos continuamente, trabajando sobre el sistema activo. - Tener disponible en taladro stock de material anti-pérdida y carbonato mallado, que serán empleados en caso de observar admisiones y/o pérdidas

#	Actividades Principales	Prof. m MD	Tiempo hrs	Actividades Simultáneas & Comentarios
07	- Una vez alcanzada la profundidad final, circular pozo con Max. Q de perforación, inyectando bache de limpieza, hasta observar mínima presencia de recortes por temblorinas y presión de bombeo estable. - Asegura la perforación hasta que la última cupla quede bien posicionada en el contrapozo, a la altura adecuada para el posterior montaje de cabezal y no estorbe para realizar luego el corte de TR. NOTA: Representantes técnicos de Cia. FMC deben estar en el taladro, con quienes se debe confirmar la altura exacta a la que se realizará el corte/bisel del tubo. - Realizar reunión de seguridad y preoperativa con personal de cementación	390	2.00	Asegurar presencia y estado de tapón de cementación (Superior) y cabeza de cementación (compatible con la conexión de la TR de 9-5/8") en el taladro. Asegurar con SLB la cantidad de agua necesaria para la operación de cementación y, además, <u>que tengan disponible el equipamiento necesario para realizar TOP JOB en caso de ser necesario.</u> NOTA: En simultaneo, adelantar gestión y logística con SLB para evacuación del fluido en piletas, y movilización del fluido que será empleado para la fase de producción (KCl+Am+PHPA) Compañía de cementación ingresa a locación e inicia montaje de cabeza y líneas.
08	Montar líneas y cabeza de cementación (Mantener manguerote de 2" en cabeza de cementación para circular el agujero durante el resto del montaje del equipo de cementación y durante la reunión de seguridad)	390	3.00	- Coordinar con referente técnico/Ing., revisar secuencia de bombeo, una vez revisado y el pozo en condiciones, empezar con preparación de colchones y agua de mezcla. - Verificar con contratista volumen necesario y disponible de de lodo para desplazamiento (SLB) – Se debe desplazar con lodo WBM de la siguiente sección
09	Realizar prueba de hermeticidad de líneas y cabeza de cementación en baja (500 psi) y en alta (1500 psi) NOTA: La prueba de líneas debe realizarse bajo los procedimientos de la compañía de cementación. Se debe delimitar el área en las periferias del equipo bombeador y líneas de retorno. 4. IMPORTANTE: La TR de 9-5/8" debe quedar sujeta a la base de la subestructura mediante eslingas/cables de acero, por el riesgo de que la tubería tienda a ser expulsada del pozo	390	1.50	- El CoMan debe verificar la colocación del tapón en la cabeza de cementación, y debe presenciar personalmente durante la operación, la liberación del PIN (liberación del tapón) - Acondicionar espacio en superficie en donde podría recibirse cemento (pulpo), en caso de que la operación resulte con algo de volumen de cemento en superficie.

#	Actividades Principales	Prof. m MD	Tiempo hrs	Actividades Simultáneas & Comentarios
10	- Realizar operación de cementación de la tubería de revestimiento 9-5/8" según el programa. - La cementación debe realizarse hasta boca de pozo, es decir hasta observar cemento de buena calidad en superficie (al menos 10 cm de cemento por sobre el nivel del suelo del contrapozo). De no observar esto último, realizar remediación cementando por espacio anular con Top Job. IMPORTANTE: Al momento de tener retornos de "buen" cemento en superficie: - Si una vez bombeado el volumen teórico de cemento no se consigue el tope tapón. En caso de no hacer Tope Tapón, NO sobre desplazar. - En caso de observar tope tapón, presurizar el sistema con 250 psi adicionales a la presión final de cementación, y registrar la misma por 10 min en la carta de cementación.	390	3.00	- Respetar secuencia operativa del programa de cementación, realizando control continuo del volumen de retorno. En caso de observar admisión, cuantificar y dar aviso a Lider Op. - Presenciar maniobra de corrida de PIN para liberar tapón de cementación - NO se debe considerar exceso de volumen anular: Se bombea volumen teórico, si no se observa buen cemento en superficie, se completará el trabajo mediante Top Job. - El desplazamiento de la lechada debe realizarse con fluido de perforación WBM de la siguiente sección. Finalizado el mismo, observar funcionamiento (cierre) del dispositivo de flotación. Anotar volúmenes de retorno. - NOTA: En caso de que los elementos no cierren, bombear nuevamente el volumen retornado, y dejar el pozo cerrado con presión, esperando fragüe de cemento
11	Una vez finalizada la operación de cementación, retirar cuña/spider y profundizar TR hasta asentar la misma en el fondo del pozo. Acondicionar piso de trabajo y contrapozo para el trabajo del soldador	390	1.50	Enviar cartas de cementación y tickets de campo a ING. Cargar en reporte diario de operaciones (Open Wells) los comentarios más relevantes, reportando volúmenes bombeados Vs. Recibidos, y especificar si se observó Tope Tapón.
12	Con soldador de taladro realizar corte y bisel del último tramo de 9-5/8", verificar la altura de corte en función del cabezal empleado	390	3.00	Realizar permiso de trabajo correspondiente para la actividad a realizar.
13	Colocar sección "A/B" de cabezal compacto 11" 5M, asegurar activación de cuñas. Realizar prueba de sellos de Sec "A" del cabezal con 1500 psi (al 80% de la resistencia al colapso del casing de 9-5/8"), durante mínimo 10 minutos. Iniciar preparativos para perforación de la siguiente sección. Recuperar y acondicionar contrapozo	390	4.50	- Realizar la operación cumpliendo con los procedimientos de la compañía proveedora de cabezal, el trabajo debe hacerse con la presencia de sus operadores/supervisores de campo (FMC) - La compañía de cementación se retira de locación. Iniciar logística y gestión de materiales y solicitud de TR de 7" 23# K55

#	Actividades Principales	Prof. m MD	Tiempo hrs	Actividades Simultáneas & Comentarios
				LTC para la sección de producción
14	Realiza reunión de seguridad preoperativa con todo el personal involucrado. Personal de contratista con ayuda de cuadrilla del equipo desmonta y retira el equipamiento CRT	390	5.00	- Realizar permisos de trabajo correspondientes para cada actividad y lectura de ATS (análisis de riesgo) - Acondicionar, medir y calibrar herramientas en playa, para armado del ensamble de perforación (BHA)
15	- Reemplazar fluido de perforación por el fluido de la siguiente sección con densidad 1.10 – 1.15 gr/cc. La perforación de la sección producción de prevé con Fluido base agua (WBM) con KCl + Aminas y PHPA como inhibidores, y CaCo3 como densificante ✓ Hasta 230 m3 de WBM Sistema HydraGyle triple inhibición.	390	8.00	- Verificar la necesidad y disponibilidad del carrete espaciador/adaptador para montar BOP a la altura adecuada. - Si la operación lo permite, el acondicionamiento de fluido en las piletas debe realizarse en paralelo con el inicio de las actividades de montajes de BOP
Sub total fase		390	64.50	2.95 Días (con 10% de NPT)

Secuencia Operativa sección producción 8-3/4" x 7"

#	Actividades Principales	Prof. m MD	Tiempo hrs	Actividades Simultáneas & Comentarios
16	- Montar conjunto BOP de 11" y periféricos para la siguiente etapa: BOP anular 11" 5M + RAM Superior (parcial) 5M + RAM de cierre total (ciego) + Drilling Spool + Ignifugo de 6" y accesorios periféricos + Chocke Manifold 5K - Colocar tensores del conjunto de preventores, asegurando estabilidad y fijación del mismo a la base de la sub-estructura NOTA: - Coordinar la unidad bombeadora para realizar las pruebas de hermeticidad de tubería, y FIT una vez en pozo abierto (Definir con Lider de Operaciones estrategia para emplear la misma unidad que realizó la cementación de la TR 9-5/8"). - Coordinar Unidad de WIRELINE SLB para realizar perfil CBL/VDL & Gyro luego de montaje y prueba de BOP.	390	8.00	- Revisar estado de bomba neumática de prueba, aros y corrida de espárragos correspondientes. - Solicitar TR de 7" K55 23# LTC y elementos según programa, para realizar Tally de tubería: La zapata y cople flotadores de 7" deben llegar torquados desde base. - Realizar acondicionamiento y cambio de mallas de temblorinas: ✓ Mallas API tamaño 120/140 para las temblorinas primarias ✓ Mallas API tamaño 200 para el limpia lodos (MudCleaner)
17	- Armar herramienta con tapón de prueba y profundizar hasta asentar el mismo en sección del cabezal - Llenar conjunto de preventores con agua y realizar pruebas de presión del conjunto completo y Manifold de perforación: ✓ Prueba en BAJA con 350 psi ✓ Prueba en ALTA con 3500 psi NOTA: Verificar capacidad de precarga de botellones al igual que los tiempos de recuperación. Pescar tapón de pruebas y retirar elementos a playa.	390	6.00	- Registrar los resultados de la prueba en Open Wells. Firmar carta/registro de prueba por CM y JE. - De forma simultánea, continuar con la acumulación del fluido WBM para iniciar perforación en la siguiente fase - Realizar prueba de presión con salida lateral de la sección "A" abierta para que en caso de que el tapón de prueba no selle correctamente, no se transmita presión al agujero. - Asegurar barrena de 8-3/4" MDI516 para la perforación de la sección (SLB)
18	Retirar elementos de prueba en presencia de personal de FMC y acondicionar piso de trabajo	390	1.00	Se deben registrar todas las longitudes y los diámetros de cada uno de los tubulares para el armado del BHA, que serán introducidos al agujero. Armar Tally de perforación.

#	Actividades Principales	Prof. m MD	Tiempo hrs	Actividades Simultáneas & Comentarios
19	- Unidad WIRELINE de Cia. SLB se posiciona y realiza montaje de equipamiento: - Realizar perfil a pozo entubado de CBL/VDL – Gyro - Desmonta Unidad WIRELINE de Cia. SLB, se retira de locación.	390	5.50	- Realizar reunión pre-operativa y de seguridad con personal involucrado, la actividad debe realizarse bajo los procedimientos de la contratista. - Compartir registros finales a Lider Op./ING.
20	Colocar T de salida, charnela ecológica y vincular tramo a la salida lateral (Flow Line)	390	2.00	Verificar que la CABINA DE CONTROL GEOLOGICO está montada y con todo su equipamiento funcionando correctamente previo a iniciar la perforación, y los equipos de detección de gas estén chequeados y 100% operativos
21	En presencia de operadores de Cia. Cabezal FMC colocar buje de desgaste en la sección del cabezal	390	1.00	La secuencia de armado para profundizar el buje debe hacerse siguiendo el procedimiento de Cia. FMC
22	- Realizar reunión preoperativa con todo el personal involucrado, y ensamblar BHA Direccional con barrena de 8-3/4" con: - Barrena 8-3/4" PDC MDi516 5x14/32", TFA: 0.752 in²) - Motor de fondo BH: 1.5° 7/8 + MWD c/ Monell 14 x Lastrabarrenas de 6-1/2" - X/O Reducción 6 x 4" Barras extrapesadas (Spiral) - Tubería de perforación 15.7# G105 Rango III 4" FH. - Solicitar Hojas/Formularios de Inspección de las herramientas que se van a bajar al pozo.	390	3.50	- En simultaneo continuar con la descarga en presas del fluido de perforación para iniciar perforación de la fase - Cabina de <u>Control geológico</u> debe estar 100% operativa antes de iniciar la operación de perforación - Colocar REJILLA en asiento de conexión BOX, para aterrizaje del Drop Gyro, al terminar la perforación de la fase Ver detalles del BHA en la sección "BHAs de perforación" del programa de perforación.
23	- Profundizar con tubería de perforación hasta constatar tope de cemento (colocar bomba los dos (2) últimos simple antes del cople) - Una vez constatado cemento, alinear circuito y circular el pozo hasta homogenizar fluido de perforación, y obtener densidades de entrada/salidas iguales en 1.1 gr/cc. NOTA: En caso de NO haber desplazado cemento con fluido de perforación por alguna contingencia, alinear	390	3.00	- Dejar escrito en parte diario de operaciones de Open Wells la profundidad a la que contactó cielo de cemento - Valores de densidad para la fase: Inicio de fase 1.10 gr/cc – final de fase 1.15 gr/cc (sujeto a condición de pozo)

#	Actividades Principales	Prof. m MD	Tiempo hrs	Actividades Simultáneas & Comentarios
	sistema y realizar conversión de agua por fluido de perforación			
24	Con sistema homogéneo y densidad en pozo de 1.10 gr/cc, previo a moler el cemento: Posicionar unidad bombeadora y conectarse con líneas de alta a la directa de la TP con Side-entry. Cerrar RAM superior y probar hermeticidad de tubería de 9 5/8" antes de rotar cemento con 250 psi en superficie durante 10 min (hidrostática del fluido de perforación está considerada, Company Man debe verificar cálculos con densidad del fluido actual.	390	2.00	- Asegurar tener lectura de presión anular, directa y bbl/min, para tener registro de las gráficas de la prueba (con las condiciones planteadas, la presión en fondo será de aprox. 875 psi) - Cálculo de presión de fondo aplicada: $P_{\text{FONDO}} = P_{\text{SUPERFICIE}} + (\text{densidad actual g/l} \times \text{TVD COLLAR m} \times 0.001422) [\text{psi}]$ - Registrar Presión vs Volumen Bombeado y Presión vs Tiempo.
25	Colocar RPM e idealmente registrar parámetros fuera de fondo (Torque vs 30/40/60 RPM). Bajar e iniciar a moler cemento y elementos de flotación del Casing de 9-5/8" hasta 3 metros por debajo de la profundidad de la zapata perforadora, manteniendo recepción de retornos contaminados en piletas de contingencia. Solicitar procedimiento de "DrillOut" de la Zapata perforadora de 12-1/4" a ING. y consensuar parámetros previos a iniciar la operación con Lider de Op. Recomendaciones para moler cemento: - Caudal: Ajustar en rangos entre 400 – 450 GPM. - RPM: Iniciar con 30 RPM y bajar hasta contactar TOC (en este punto el torque debe coincidir con el valor registrado en la prueba fuera de fondo). Luego aumentar de acuerdo al avance, hasta Máx 40-45 RPM. - WOB: Iniciar con lo más bajo posible. Luego, mantener de 2 a 4 ton, verificando constantemente torque generado en función peso y RPM para asegurarse que la barrena está cortando y no deslizando sobre los componentes (se debe observar un torque oscilante). - Con torque estable, ajustar progresivamente peso y RPM. Perforar de 3 a 4 m por debajo de la zapata. Circular hasta conseguir retorno limpio y densidades de entrada/salidas iguales en 1.10 gr/cc Posicionar unidad de bombeo, conectar línea de alta a la directa y realizar FIT para una densidad equivalente	393	2.00	- Verificar en temblorinas presencia de recortes de formación para asegurarse de estar fuera de la zapata, en pozo abierto - Dejar constancia en Open Wells de los resultados de las pruebas de hermeticidad. IMPORTANTE: El rotado de la zapata perforadora (Casing Bit) de 12-1/4", se debe realizar con parámetros controlados y según el procedimiento de la compañía proveedora (SLB), consultar ventana de parámetros con ingeniería. - Cálculo de la presión en superficie necesaria utilizar: $P = (1380 - \text{densidad actual g/l}) \times \text{TVD m} \times 0.001422$

#	Actividades Principales	Prof. m MD	Tiempo hrs	Actividades Simultáneas & Comentarios
	de 1.38 gr/cc , aplicando una presión en superficie de 170 psi . Registrar presión por 10 min			
26	- Perforar sección producción con BHA liso y barrena de 8-3/4" hasta profundidad según programa en +/- 1500 m - ROP Gral. plan 780 m/días - Rango de parámetros recomendados: _ WOB: Máximo 8 - 10 Tn - RPM: Máximas 90 - 130 - Caudal: 420 - 520 GPM - Presión Direferencial: Optimizar según objetivo, en caso de deslizamiento buscar toolface estable – Maximizar durante tiempos de rotación IMPORTANTE: Discutir con Lider de Op. La necesidad de repasar o no cada simple perforado. Reportar en caso de observar presencia de derrumbes por temblorinas. MINIMIZAR los tiempos de la sarta en condiciones estáticas, ya que existe riesgo de pega por presión diferencial. - Seguimiento de los sólidos de baja gravedad según programa (< 6 %) Se recomienda tomar datos de presión de bomba a caudal reducido 25 - 30 Emb/Min, cada cambio de turno o cada cambio significativo de densidad de lodo. NOTA: Verificar la transmisión en tiempo real desde cabina de control geológico hacia la CNH (requerimiento)	1500	35.00	- Solicitar a control geológico que alerte al menos 15 m antes de cada pase de formación que se espera según la prognosis. - La densidad debe mantenerse según lo programado, a menos que se observe una contingencia. - Si hay valores de torque/arrastres erráticos, levantar 2 m y con bomba colocar RPM para corroborar valor de torque fuera de fondo, seguidamente dar aviso al Lider de Op. Si hay problemas de estabilidad mecánica, informar a Lider de Op. / ING. - Validar ROP máxima para mantener buena limpieza de pozo y optimizar caudal con simulaciones hidráulicas provistas por compañía de fluidos, las cuales deben ser realizadas mínimo cada 100 m perforados, o en caso de cambiar propiedades/densidad de lodo. - Recibir TR de 7" K55 23# rosca LTC + Elementos de entubación, para consolidar el Tally. - Iniciar gestión mediante representante de Simmons, el servicio de TRS para entubar 7"
27	Bombear bache de limpieza y circular con caudal de perforación hasta observar presión de bombeo estable y mínima cantidad de recortes por temblorinas Realizar Chequeo de Flujo (Flow Check) durante 15 min para confirmar pozo estático (dejar sarta con mínimas RPM (máx 30 rpm) mientras se realiza el Flow Chek, hay que minimizar tiempos de sarta estática en el pozo)	1500	3.00	- El tiempo recomendado de Flow Check es de al menos 15 minutos - Se evaluará durante la perforación de la fase, si llegando al fondo se va a incrementar la densidad previo a sacar Hta. a superficie (se buscaría incrementar hasta la equivalente de circulación,

#	Actividades Principales	Prof. m MD	Tiempo hrs	Actividades Simultáneas & Comentarios
				que se tuvo durante la perforación) Bombear tapón denso para sacar seco. Esta píldora deberá enviarse después de realizar chequeo de flujo, previo a iniciar viaje.
28	Compañía Gyrodata (tercerizado por SLB) realizar Drop de la Hta. Gyro por el interior de la sarta de perforación, previo a iniciar viaje a Superficie.	1500	1.00	Compartir con ING. el registro de Inc./Az. Una vez que la Cia. entregue su reporte de campo.
29	- Sacar tubería de perforación a superficie. EN CASO de observar dificultad en la maniobra de sacada, <u>dar aviso a Lider de Operaciones para evaluar si es necesario hacer un viaje de calibración hasta la zapata de 9-5/8"</u>. En pozo abierto, durante el viaje de sacada evitar realizar "backreaming". En caso de dificultarse el viaje, comunicarse con Lider Op. para definir pasos a seguir. - Retirar elementos de ensamble de fondo (BHA) a playa y desenroscar/retirar barrena, mencionar en reporte las características del desgaste.	1500	21.00	- Mantener sistema alineado a tanque de viajes y <u>controlar llenado de pozo mediante Hoja de Viaje</u>, controlando el correcto llenado de pozo. - No exceder tracciones por encima del 30% del valor de arrastre calculado para cada punto en cualquier viaje de la tubería. - Compañía SLB de perfil arriba a locación, verifica estado y disponibilidad de todas las herramientas necesarias para la operación
30	Desarmar BHA Direccional en presencia de operadores de SLB Armar herramienta y pescar buje de desgaste en presencia de operadores de cabezal de pozo (FMC)	1500	2.50	Compañía de perfil ingresa a locación, inicia preparativos para montaje y prepara para reunión
31	Acondicionar y montar equipamiento la compañía de perfilaje. Realizar perfil a pozo abierto según programa vigente aprobado por Ingeniería al momento de ejecutar la operación, contemplando además un CBL/VDL para registrar cemento en la TR de 9-5/8", sección superficial Desmontar equipo de perfil y acondiciona la boca de pozo para siguiente actividad. NOTA: Este tiempo incluye un viaje de calibre intermedio en las carreras de perfil, o bien previo a iniciar la corrida de tubería de revestimiento (se definirá con Líder de operaciones, dependiendo la condición de pozo observada)	1500	52.00	El programa de perfil vigente se enviará con la anticipación adecuada. Compartir archivos de los perfiles con Ingeniería y Geología NOTA: Durante la operación se evaluará la necesidad de tener disponible un Kit para montaje de Stuffing Box, dependiendo la condición de pozo

#	Actividades Principales	Prof. m MD	Tiempo hrs	Actividades Simultáneas & Comentarios
32	- Cia. WFT realiza reunión Pre-Operativa y de seguridad con todo el personal involucrado - Montar equipamiento de entubación (TRS) para tubería de revestimiento de 7" K55 23# LTC, según procedimientos de contratista. Asegurar contar en piso con X/O PIN de 7" LTC x BOX 4" FH para poder instalar válvula de pasaje pleno durante la entubación, o conectarse y circular en caso de que sea necesario.	1500	3.50	- Enviar tally final a Ingeniería. Corroborar en boca de pozo el funcionamiento de los elementos de flotación (zapata y collar flotadores) NOTA: Aunque la TR cuente con el servicio de RIG READY, se debe realizar una inspección visual por el interior de la tubería y se deben corroborar sus medidas.
33	- Entubar tubería de 7" 23 lbs/pie K-55 rosca 8rd LTC hasta la profundidad final según el tally de tubería. - Respetar Shoe-Track indicado en la siguiente columna. En la conexión de los primeros 10 tramos, utilizar collarín (safety clamp) y llave de contra para el torque - Durante la entubación sólo llenar tubería (no circular) cada +/- 500 m (ID: 6.366" – El Volumen Teórico cada 500 m es de 10.2 m3) NOTA: El torque óptimo de la TR de 7" 23# K55 rosca 8rd LTC es de 3410 lb.ft	1500	14.00	- Mantener sistema alineado a tanque de viajes para monitorear desplazamiento con hoja de viaje SHOETRACK: Zapata Flotadora + 1 TR + Cople Flotador + TRs. - Asegurar contar con el tapón Sup. de cementación en el taladro, validar que sea el adecuado para el tipo de TR y su libraje, y compatible con el collar a utilizar. - Verificar disponibilidad de la cabeza de cementación, y que sea compatible con la cupla de la conexión de TR de 7" LTC que se estará empleando.
34	Agregar último tramo, profundizar sarta de 7" hasta dejar la cupla en la posición correcta, previendo el corte que debe hacerse a posterior. Una vez que la sarta de tubería este posicionada a la profundidad adecuada, encuñar y ya en fondo circular a caudal de cementación hasta observar valores normales y estables de presión por directa, y retorno limpio en temblorinas.	1500	2.00	- Representantes de la compañía de cabezal (FMC) deben verificar disponibilidad y estado del colgador y el sistema de cuñas para empaquetar la TR de 7", mientras se desarrollan las demás actividades de entubación. - Unidades de cementación ingresan a locación y se preparan para empezar la operación, inicia montaje de líneas rígidas.

#	Actividades Principales	Prof. m MD	Tiempo hrs	Actividades Simultáneas & Comentarios
35	- Realizar reunión de seguridad con personal de cementación de SLB y todo el personal involucrado, montar líneas y cabeza. Luego proceder con la prueba de hermeticidad de líneas y cabeza en baja (350 psi) y alta (2500 psi) según programa. - CEMENTAR fase de producción de 8-3/4"x7" con secuencia de bombeo especificada en el programa de cementación, desmontar compañía y unidades de cementación. IMPORTANTE: - Si una vez bombeado el volumen teórico de cemento no se consigue el tope tapón, Sobre-Desplazar medio volumen de Shoe-track (0.82 bbl) En caso de observar tope tapón, presurizar el sistema con 500 psi adicionales a la presión final de cementación, y registrar la misma por 10 min en la carta de cementación (prueba de hermeticidad de TR de 7").	1500	6.00	- Cargar reporte de Cementación en Open Wells, especificando volúmenes de colchones y lechadas. Dejar escrito en reporte diario de operaciones la profundidad final de cople y zapata en OW. - Enviar cartas de cementación y ticket a Ingeniería. - Monitorear volumen bombeado Vs. Volumen recibido, dejar registrado en reporte diario de operaciones en caso de evidenciar perdidas y/o aporte de fluido.
36	Verificar cierre de elementos de entubación, registrar volumen de retorno. EN CASO de no observar cierre de elementos, bombear nuevamente el volumen que retornó, mantener sistema presurizado y dar aviso al Líder de op. Personal SLB cementación retira equipamiento y líneas.	1500	1.00	Soldador de Simmons debe realizar permiso de trabajo correspondiente para la actividad de corte/bisel, respetando el procedimiento de la contratista para esta actividad.
37	- Desajustar tensores del conjunto de preventores, retirar tramo de salida lateral, embudo y charnela ecológica. - Destorquear y levantar stack de BOP. Colocar cuña vinculando a TR de 7" (colgador). Soldador realiza corte en bruto de la TR de 7" y posteriormente remover el conjunto de preventores completo, según procedimiento de Simmons. Soldador del taladro realiza bisel de TR de 7"	1500	8.00	NOTA: Durante todo el tiempo que dure la operación de desmontaje de BOP, colgado/empaquetado de TR de 7", evaluar operativamente la mejor alternativa para el monitoreo continuo de NIVEL de fluido dentro del pozo.
38	Empaquetar tubería de 7" de acuerdo a procedimiento de compañía FMC. Realizar prueba de sellos (empaquetaduras), controlar hermeticidad durante al menos 10 minutos	1500	1.50	En paralelo empezar gestión con Cia. SLB para iniciar la evacuación del circuito hidráulico.
39	Compañía WFT desmonta equipamiento de entubación TRS Acondicionar piso de trabajo y periferias de boca de pozo para iniciar tareas de desmovilización	1500	2.00	

#	Actividades Principales	Prof. m MD	Tiempo hrs	Actividades Simultáneas & Comentarios
40	Evacuar circuito hidráulico y realizar limpieza de piletas. Acondicionar equipo para realizar DTM hacia la próxima locación	1500	10.00	Solicitar soporte en campo de personal de HSE para actividad relacionadas al DTM del equipo, realizar los permisos de trabajo correspondiente según el tipo de actividad.
Sub total fase		1500	196.5	9.02 Días (con 10% de NPT)

La arquitectura propuesta para las perforaciones del proyecto se determinó con base en un mapeo de riesgos y un análisis de los eventos de perforación de los pozos de correlación más significativos, que se muestran en el documento más adelante. Por otro lado, el equipo de subsuelo pudo determinar la presencia de una falla somera, que podría ser interceptada por los pozos propuestos sección superior en las profundidades estimadas. Las fallas representan un medio para la entrada y salida de fluidos al pozo, y pueden reducir la integridad de la formación a nivel local, lo que podría provocar friabilidad, colapso y posibles condiciones de agujero apretado, con lo cual es considerada dentro del análisis de riesgo operativo. De los 4 pozos a perforar, 2 tendrán una trayectoria vertical y 2 trayectoria direccional y tendrán las siguientes características (Ver tablas V.2-1, V.2-2, V.2-3 y V.2-4, enunciados en apartados anteriores):

Tabla V.2-1. Características del pozo Vernet 1052

Nombre del pozo	Vernet-1052
Área Contractual	Área CS01 (CNH-R02-L03-CS-01/2017)
Campo	Vernet
Trayectoria	Vertical
Sistema de Coordenadas /ref.	ITRF08-UTM Zona 15
Coordenadas de Superficie	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.
Datum de Referencia	Nivel del mar
Altura del terreno sobre el nivel del mar	23 m
Profundidad Final Estimada	1,578 m TVDSS
Coordenadas Profundidad Final	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.
Objetivo primario	Formación Encajonado
Coordenadas Objetivo primario	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.

	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.
Objetivo secundario	Formación Zargazal, Formación Belem
Profundidad estimada objetivo primario	1150 a 1,400 mTVDSS
Fecha de inicio de perforación	3er Trimestre 2022
Nombre del equipo	MD COWAN SINGLE 835
Tipo de Hidrocarburo para producir	Aceite de densidad entre 20 y 30 Grados API.

Tabla V.2-2. Características del pozo Vernet 1007.

Nombre del pozo	Vernet-1007
Área Contractual	Área CS01 (CNH-R02-L03-CS-01/2017)
Campo	Vernet
Trayectoria	Vertical
Sistema de Coordenadas /ref.	ITRF08-UTM Zona 15
Coordenadas de Superficie	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.
Datum de Referencia	Nivel del mar
Altura del terreno sobre el nivel del mar	22 m
Profundidad Final Estimada	1,600 m TVDSS
Coordenadas Profundidad Final	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.
Objetivo primario	Formación Encajonado
Coordenadas Objetivo primario	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.
Objetivo secundario	Formación Zargazal, Formación Belem
Profundidad estimada objetivo primario	1,200 a 1,450 mTVDSS
Fecha de inicio de perforación	3er Trimestre 2022
Nombre del equipo	MD COWAN SINGLE 835
Tipo de Hidrocarburo para producir	Aceite de densidad entre 20 y 30 Grados API.

Tabla V.2-3. Características del pozo Vernet 1006

Nombre del pozo	Vernet-1006
Área Contractual	Área CS01 (CNH-R02-L03-CS-01/2017)
Campo	Vernet

Trayectoria	Direccional
Sistema de Coordenadas /ref.	ITRF08-UTM Zona 15
Coordenadas de Superficie	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.
Datum de Referencia	Nivel del mar
Altura del terreno sobre el nivel del mar	26 m
Profundidad Final Estimada	1,534 m TVDSS
Coordenadas Profundidad Final	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.
Objetivo primario	Formación Encajonado
Coordenadas Objetivo primario	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.
Objetivo secundario	Formación Zargazal, Formación Belem
Profundidad estimada objetivo primario	1,200 a 1,350 mTVDSS
Fecha de inicio de perforación	3er Trimestre 2022
Nombre del equipo	MD COWAN SINGLE 835
Tipo de Hidrocarburo para producir	Aceite de densidad entre 20 y 30 Grados API.

Tabla V.2-4. Características del pozo Vernet 1051 D

Nombre del pozo	Vernet-1051 D
Área Contractual	Área CS01 (CNH-R02-L03-CS-01/2017)
Campo	Vernet
Trayectoria	Direccional
Sistema de Coordenadas /ref.	ITRF08-UTM Zona 15
Coordenadas de Superficie	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.
Datum de Referencia	Nivel del mar
Altura del terreno sobre el nivel del mar	23 m
Profundidad Final Estimada	1,434 m TVDSS
Coordenadas Profundidad Final	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.
Objetivo primario	Formación Encajonado
Coordenadas Objetivo primario	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.

Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.

Objetivo secundario	Formación Zargazal, Formación Belem
Profundidad estimada objetivo primario	1,100 a 1,400 mTVDSS
Fecha de inicio de perforación	3er Trimestre 2022
Nombre del equipo	MD COWAN SINGLE 835
Tipo de Hidrocarburo para producir	Aceite de densidad entre 20 y 30 Grados API.

Las condiciones esperadas por los pozos se describen en la tabla V.2-5. El campo es denominado maduro, por lo que las condiciones operativas tienen una tendencia baja. Los datos aplican de manera tipo para cada uno de los pozos enunciados en el proyecto, siendo estos una correlación de pozos existentes en el área.

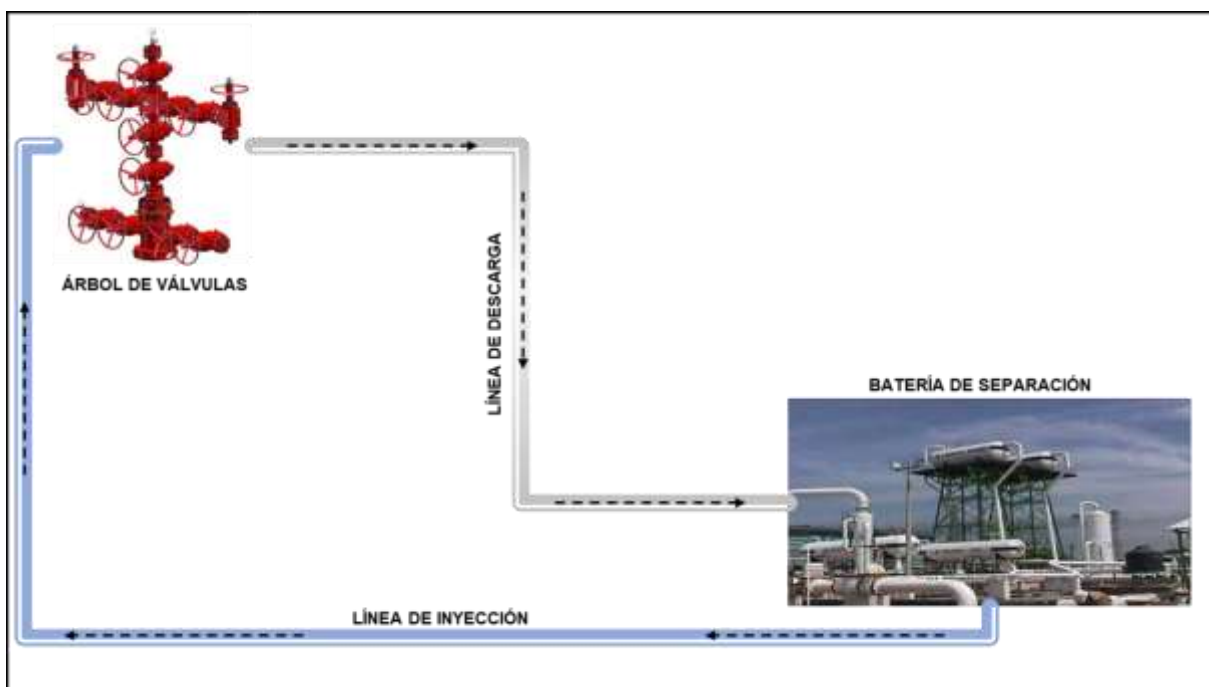
Tabla V.2-5. Condiciones operativas esperadas para los pozos

OBRA	CONDICIONES DE OPERACIÓN
Pozos	Presión (Max, Nor, Min) = 9, 7, 5 kg/cm ² Temperatura= 34°C / 94.2°F.
	Flujo promedio esperado en Pozos = 300 Bpd, 0.005 MMpcd
	Densidad del crudo = 0.9269 kg/dm ³ Densidad del gas = 0.6784 kg/m ³
	Producción diaria bruta= 44,170.2.17 Kg Masa aceite= 20% (8,834.04 Kg) Masa agua= 80% (35,336.16 Kg)
	Producción diaria gas= 96.027 Kg

2. Operación del pozo, y

3. Operación de líneas de descargas y líneas de inyección.

La operación del pozo es una acción paralela a la operación de la línea de descarga. La filosofía de operación del pozo, la línea de descarga y la línea de inyección se describe de manera gráfica y resumida en la figura V.2-3.



La figura es una representación del proceso en las obras del proyecto

Figura V.2-3. Transporte de HC's a la Bateria de Separación y Agua Congénita al pozo

Dentro de este esquema de operación, quedarán las obras que implican líneas de descargas en el proyecto, como las que se enlistan a continuación:

- Construcción de **línea de descarga** de 4" Ø X 0.991 km del pozo **Vernet 1006** al **cabezal de recolección Vernet 293**.
- Construcción de **línea de descarga** de 4" Ø X 0.500 km del pozo **Vernet 1007** al **cabezal de recolección Vernet 32**.
- Construcción de **línea de descarga** de 4" Ø X 0.397 km del **pozo Vernet 1051 D** con **interconexión a la LDD existente de pozo Vernet Sur 1**.
- Construcción de **línea de descarga** de 4" Ø X 0.038 km del **pozo Vernet 1052** con **interconexión a línea de descarga de 4" Ø X 0.397 km del pozo Vernet 1051 D**.
- Construcción de **línea de descarga** de 4" Ø x 0.326 km del **pozo Vernet 1004** al **cabezal de recolección Vernet 293**.
- Construcción de **línea de descarga** de 4" Ø x 0.180 km del **pozo Vernet 1005** al **cabezal de recolección Vernet 32**.
- **Rehabilitación** del km 1+151.364 al km 1+445.399 de la **Línea de descarga** existente de 4" Ø x 2.563 km del **pozo Vernet Sur 1** a la **batería de separación Vernet**.

Posterior a la etapa de terminación y pruebas del pozo y haberse definido que el pozo es comercialmente productivo, el hidrocarburo se transportará por tubería de 4" de diámetro y longitud variada, denominada Línea de descarga, cuya función es llevar la producción del pozo a un cabezal de recolección o a una batería de separación, llámese **Vernet** en este caso, para su respectivo tratamiento, que consiste primordialmente en la separación de las fases encontradas en la corriente del pozo, que generalmente consiste en aceite, gas y agua congénita, cuyo volumen y condiciones operativas dependen mucho del tamaño, el intervalo conectado, la productividad y la cantidad de hidrocarburo con la que se haya manifestado el yacimiento en explotación.

La longitud de cada línea de descarga depende de la distancia que se tenga con el punto de recolección de la producción (interconexión con cabezal general de recolección) o el punto de disposición final (batería de recolección o batería de separación, según sea el caso. Para el proyecto de Vista Oil & Gas, la Batería de Separación en este campo se denomina Vernet, y será donde se recolectará la producción de los pozos en proyectos.

En la tabla siguiente, se señalan las condiciones operativas que se esperan de los pozos y con las que se tienen considerado manejar las líneas de descarga del proyecto. La información de la Tabla V.2-6 en conjunto con los datos de la Tabla V.2-5, conforman el ciclo operativo de la obra.

Tabla V.2-6. Condiciones de operación proporcionadas por el Regulado para las LDD's.

Obra	Características y condiciones de operación
Construcción de línea de descarga de 4" Ø X 0.991 km del pozo Vernet 1006.	Para todas las LDD Presión (Max, Nor, Min) = 9, 7, 5 kg/cm ² Temperatura= 34°C / 94.2°F. Densidad del crudo = 0.9269 kg/dm ³ Densidad del gas = 0.6784 kg/m ³
	Diámetro = 0.1016 m Longitud = 991 m Capacidad = 8.034 m ³ Masa aceite (20%) = 1,606.86 Kg Masa agua (80%) = 6,427.47 Kg Masa gas = 5.451 Kg
Construcción de línea de descarga de 4" Ø X 0.500 km del pozo Vernet 1007 al cabezal de recolección Vernet 32	Diámetro= 0.1016 m Longitud=500 m Capacidad=4.053 m ³ Masa aceite (20%) = 810.73 Kg Masa agua (80%) = 3,242.92 Kg

Obra	Características y condiciones de operación
	Masa gas = 2.75 Kg
Construcción de línea de descarga de 4" Ø X 0.397 km del pozo Vernet 1051 D con interconexión a la LDD existente de pozo Vernet Sur -1	Diámetro= 0.1016 m Longitud=397 m Capacidad=3.218 m ³ Masa aceite (20%) = 643.72 Kg Masa agua (80%) = 2,574.88 Kg Masa gas = 2.184 Kg
Construcción de línea de descarga de 4" Ø X 0.038 km del pozo Vernet 1052 con interconexión a línea de descarga de 4" Ø X 0.397 km del pozo Vernet 1051 D	Diámetro= 0.1016 m Longitud=38 m Capacidad=0.3080 m ³ Masa aceite (20%) = 61.61 Kg Masa agua (80%) = 246.46 Kg Masa gas = 0.209 Kg
Construcción de línea de descarga de 4" Ø x 0.326 km del pozo Vernet 1004 al cabezal de recolección Vernet 293	Diámetro= 0.1016 m Longitud=326 m Capacidad=2.6429 m ³ Masa aceite (20%) = 528.59 Kg Masa agua (80%) = 2,114.38 Kg Masa gas = 1.79 Kg
Construcción de línea de descarga de 4" Ø x 0.180 km del pozo Vernet 1005 al cabezal de recolección Vernet 32.	Diámetro= 0.1016 m Longitud=180 m Capacidad=1.4593 m ³ Masa aceite (20%) = 291.86 Kg Masa agua (80%) = 1,167.45 Kg Masa gas = 0.99 Kg
Línea de descarga existente de 4" Ø x 2.563 km del pozo Vernet Sur 1 a la batería de separación Vernet	Diámetro= 0.1016 m Longitud= 2563 m Capacidad= 20.779 m ³ Masa aceite (20%) = 4,155.80 Kg Masa agua (80%) = 16,623.23 Kg Masa gas = 14.097 Kg

En el caso de las líneas de inyección de agua congénita, su punto de partida corresponde a la Batería de separación Vernet (existente) y su punto final es cada uno de los pozos involucrado. El proceso señala que la mezcla de los pozos se transportará por las líneas de descarga hacia la Batería de Separación Vernet (existente), donde se dispersan las corrientes de aceite, gas y agua congénita. El aceite se dispone en tanques de almacenamiento, el gas se quema de manera controlada o se inyecta a gasoductos cercanos (según sea la cantidad recuperada) y el agua congénita se recircula a los pozos origen con la finalidad de disponer la corriente y ayudar a los pozos a mantenerse con la presión conveniente para la producción en el Área Contractual CS01. Recordando que estos pozos son de baja

presión y es de suma importancia su control para no matarlos, razón por la cual la inyección de agua toma relevancia en el contexto de la producción.

En este caso se encontrarán las dos líneas de inyección contempladas en el proyecto:

- Construcción de **línea de inyección** de agua congénita de 4" Ø x 0.371 km **de la interconexión con el pozo Vernet 8 al pozo Vernet 11.**
- Construcción de **línea de inyección** de agua congénita de 4" Ø x 0.354 km **de la interconexión con el pozo Vernet 8 al pozo Vernet 15.**

Las líneas de inyección, se plantea operarlas a las siguientes condiciones:

Tabla V.2-7. Condiciones de operación proporcionadas por el Regulado para las LDI's.

Líneas de inyección de agua	Temperatura	34°C / 94.2°F.	Presión	2 kg/cm²

En esta etapa, los materiales manejados corresponden a los ya mencionados y su composición se describen en las siguientes tablas. En el **Anexo 8** se integra las hojas de seguridad de estos materiales para su consulta y referencia.

Tabla V.2-8. Composición de aceite (19.5 °API Tipo pesado) esperado.

Componente	% mol
n-Pentano	0.022
Benceno	2.744
Agua	0.007
Nitrógeno	0.004
Dióxido de carbono	0.01
Metano	0.192
Etano	0.115
Propano	0.073
n-Butano	0.057
n-Heptano	0.276
n-Eicosano	40.244
n-Heptadecano	31.032
n-Hexadecano	0.022

Tabla V.2-9. Composición del gas esperado

Componente	% mol
Nitrógeno	0.4513
Bióxido de carbono	1.9864
Metano	95.9363
Etano	1.3850
Ácido sulfhídrico	0.0000
Propano	0.1740
Iso-butano	0.0000
N-Butano	0.0670
Iso-pentano	0.0000
N-Pentano	0.0000
N-Hexano	0.0000

Tabla V.2-10. Composición del agua congénita esperado

Componente	%
Cloruros (mg/L)	501.75
Fosfatos totales solubles (mg/L, ppm)	<1.1
Sulfatos (mg/L)	2.51
Sodio (mg/L)	270.45
Magnesio (mg/L)	36.97
Calcio (mg/L)	86.96
Bario (mg/L, ppm)	<10.0
Silice (mg/L, ppm)	33.2
Hierro soluble (mg/L)	<1.0
Manganeso (mg/L, ppm)	<1.0
Carbonatos (mg/L)	<3.6
Bicarbonatos (mg/L)	304.97

V.3. DESCRIPCIÓN DEL ENTORNO

Aspectos abióticos.

a) Clima.

- *Tipo de clima.*

De acuerdo con la información contenida en los mapas digitales de climatología del INEGI, el Estado de Tabasco presenta en su totalidad un clima Cálido (A). Aproximadamente el 95.5% del territorio estatal está representado por el clima cálido húmedo y el restante 4.5% por el cálido subhúmedo (Aw), el cual se despliega hacia la zona este en colindancia con el Estado de Campeche. A su vez, por su régimen de precipitación, la zona cálida húmeda se divide en: cálido húmedo con abundantes lluvias en verano (Am) presente en la mayor parte del territorio tabasqueño, principalmente en la parte centro y norte del estado; y el clima cálido húmedo con abundantes lluvias todo el año (Af) que predomina en la zona colindante con el norte de Chiapas.

El sistema ambiental del proyecto **presenta** en su totalidad un clima Am (f), Cálido húmedo con intensas lluvias en verano (**Figura V.3-1**).

Este tipo de clima se caracteriza por presentar temperaturas del mes más frío mayor a los 18°C. Así mismo, es conveniente distinguir que el régimen de lluvias en verano se debe a que el mes con máxima precipitación cae dentro del periodo de mayo-octubre, y este mes recibe por lo menos diez veces mayor cantidad de precipitación que el mes más seco del año.

La estación meteorológica más cercana a la zona del proyecto es la 27-030 ubicada en la ciudad de Macuspana, municipio de Macuspana, Tabasco. La cual presenta registros desde 1948. En la **Tabla V.3-1**. Se muestran los valores promedio mensuales para temperatura y precipitación.

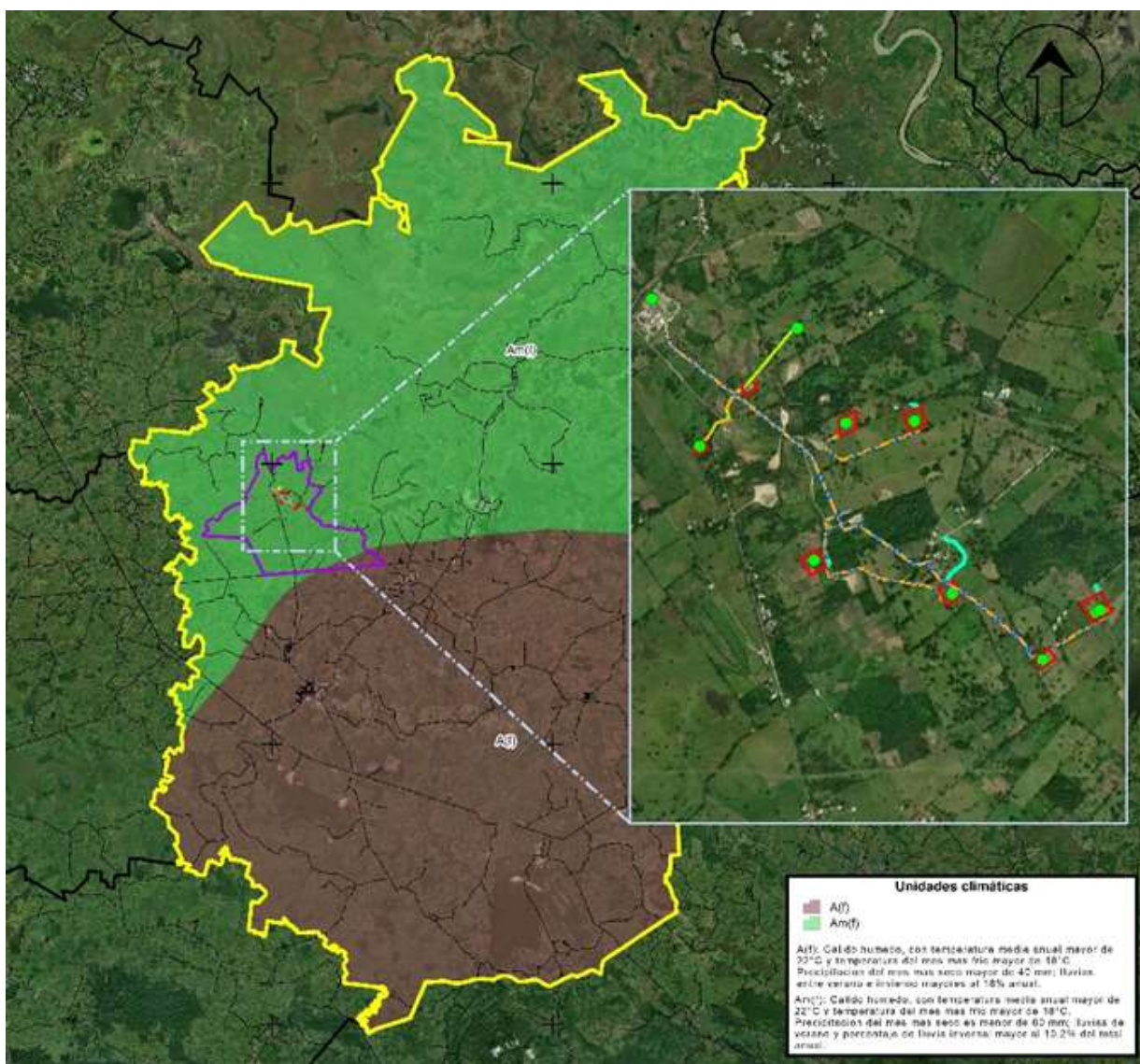


Figura V.3-1. Clima predominante en el área del proyecto.

b) Temperatura.

**Tabla V.3-1 Datos promedio de temperatura y precipitación (1948-2019)
de la estación meteorológica 27-030 Macuspana, Macuspana.**

Mes	Temperatura media (°C)	Precipitación total (mm)
ENERO	23.217	150.49
FEBRERO	24.298	110.34
MARZO	26.277	58.652
ABRIL	28.343	67.923

Mes	Temperatura media (°C)	Precipitación total (mm)
MAYO	29.508	120.09
JUNIO	28.949	289.61
JULIO	28.712	185.22
AGOSTO	28.648	255.95
SEPTIEMBRE	28.082	392.46
OCTUBRE	26.978	336.50
NOVIEMBRE	25.361	209.19
DICIEMBRE	23.92	158.53
ANUAL	26.80	2,300.70

Fuente: Normales climatológicas de la estación meteorológica 27030 Macuspana (DGE).

Los datos recabados muestran que la temperatura promedio de la zona es de 26.8°C. El mes más caluroso es mayo con una media de 29.508°C y el más frío es enero con un promedio de 23.217°C. La precipitación promedio anual es de 2,300.70 mm, presentando las máximas precipitaciones en el mes de septiembre con 392.46 mm y las mínimas en marzo con 58.652 mm.

Fenómenos climatológicos:

Algunos de los fenómenos hidrometeorológicos a los cuales está expuesta la zona del proyecto son:

Precipitación

La precipitación es un hidrometeoro consistente en la caída de agua a la superficie terrestre, después de ser condensada en forma de lluvia, llovizna, o variantes solidas como el granizo.

Debido a que la precipitación está muy relacionada con diversos factores climáticos como la temperatura, la elevación, la presión atmosférica, se observan cambios muy variantes entre las distintas regiones del planeta y/o en las distintas regiones de un país.

En México, la parte sur encontrada cercana al Golfo de México, así como al Pacífico, presenta una mayor precipitación, mientras que la parte norte del país presenta escasas precipitaciones.

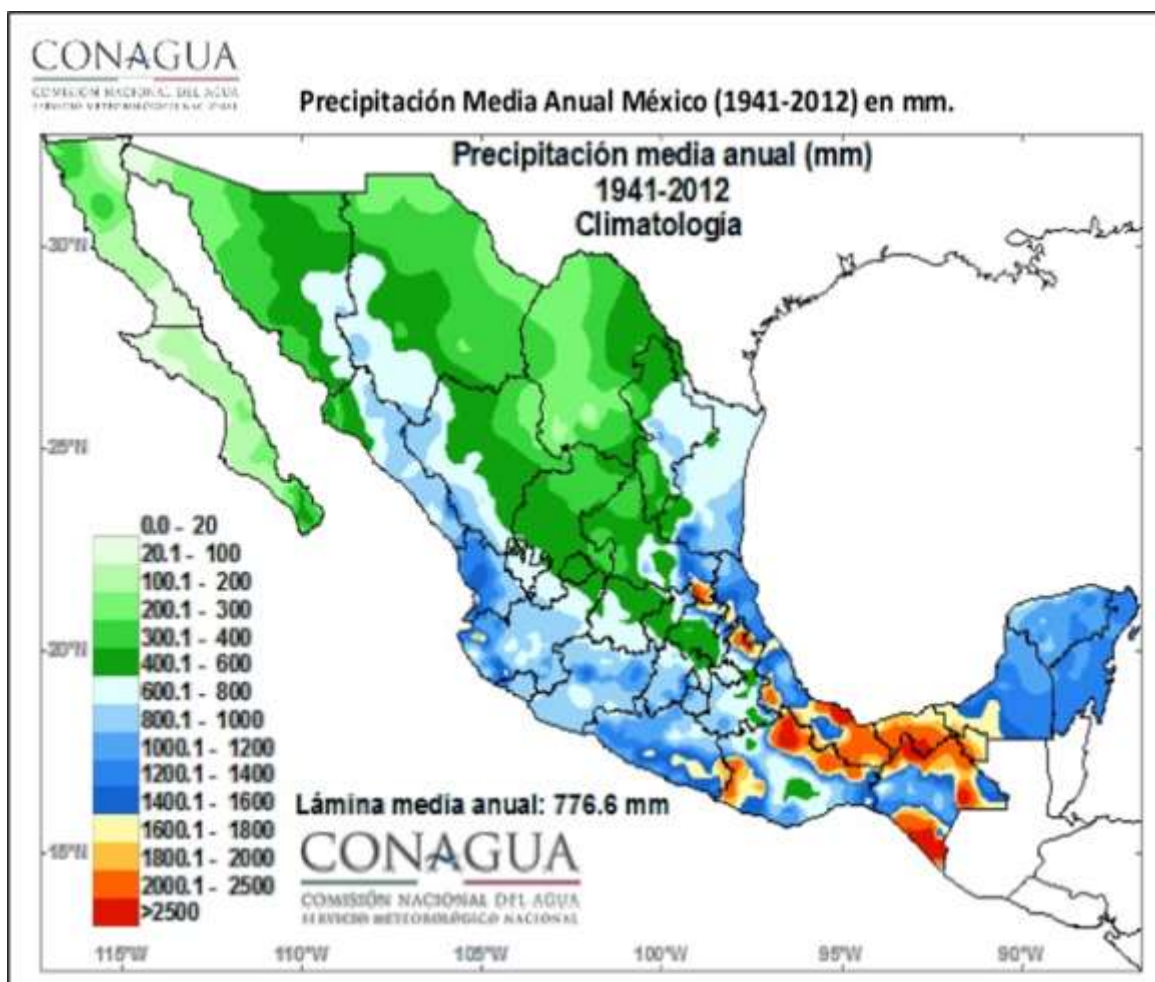


Figura V.3-2. Precipitación Media Anual

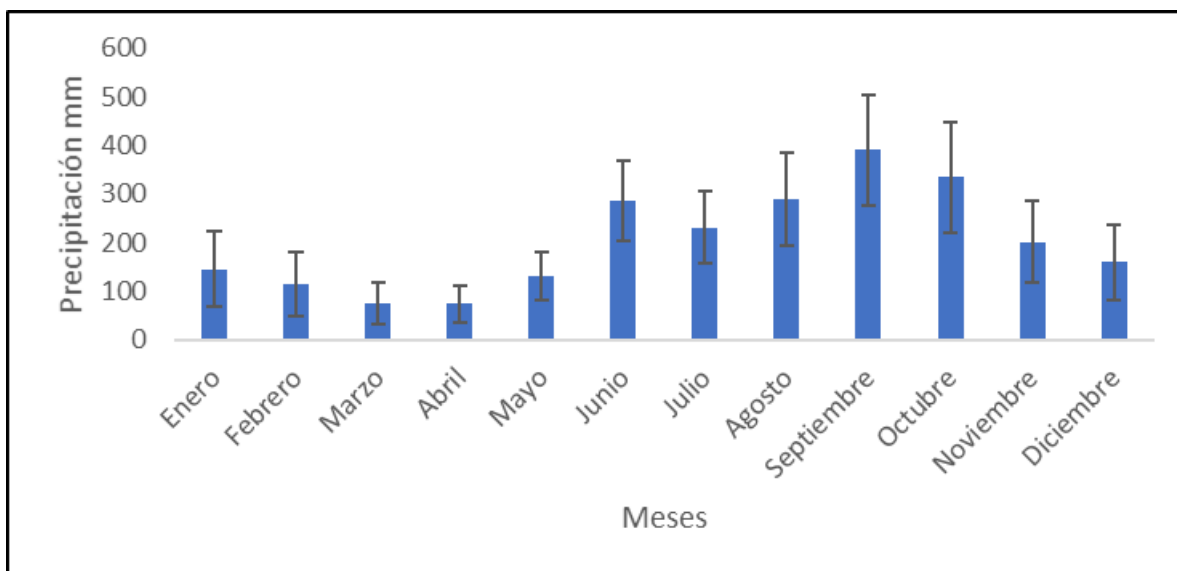
Para el estudio de la precipitación, se recurrió a los registros de las estaciones, con los cuales se obtuvo la precipitación acumulada anual para cada una las estaciones. A partir de estos datos se generó la media anual para cada estación y finalmente la media anual.

La precipitación media anual es de 2,365.831 mm (D.E. $\pm$ 730.85; E.E. $\pm$ 97.66). En la parte sur se aprecia una mayor precipitación, la cual va disminuyendo a la parte norte. Mientras que la precipitación media mensual oscila entre los 73.3 mm registrados en el mes de abril y 390.7 mm durante el mes de septiembre. En la Tabla I.6.3-1 se presentan los promedios mensuales:

Tabla V.3-2. Precipitación media mensual, CONAGUA, 2010 (SMN, 2015).

PRUEBA	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Media	145.53	114.41	74.94	73.88	131.05	286.59	230.88	289.78	390.72	334.60	201.99	160.38
D.E.	77.10	65.77	42.46	37.29	48.39	82.55	74.34	94.69	114.49	113.43	84.89	77.90
E.E.	10.30	8.79	5.67	4.98	6.47	11.03	9.93	12.65	15.30	15.16	11.34	10.41

La mayor precipitación se presenta durante los meses de septiembre y octubre, con lluvias por encima de los 300 mm, mientras que, en marzo y abril, la precipitación desciende por debajo de los 100 mm.


Figura V.3-3. Precipitación

Nortes

Esta masa de aire frío y sus respectivos sistemas frontales, ocurren preferentemente de octubre a marzo, y son parte de ondas de escala sinóptica en latitudes medias que están asociadas con altas presiones que se originan al Este de las montañas Rocallosas en los Estados Unidos y que se propagan hacia los trópicos. Las circulaciones anticiclónicas asociadas a la onda pueden favorecer en el Golfo de México vientos de hasta 110 km/h, descensos en la temperatura, nubosidad baja y, en ocasiones, precipitación sobre las cordilleras del este de México.

Huracanes

El Atlas Climatológico de Ciclones Tropicales en México, en el periodo de 1851 al 2000, muestra una isolínea de valor 20 corriendo paralelamente a la costa del Golfo de México, lo que significa que esta zona está expuesta a 20 ciclones cada 150 años. El análisis de las regiones matrices para identificar el inicio de este tipo de fenómenos marca claramente al Golfo de México como unas de las principales regiones, y a los estados costeros de la misma región, como el fin de dichas trayectorias. Por lo anterior, el Estado de Tabasco, se encuentra en una zona de alta incidencia para este tipo de fenómenos, aunque no precisamente “toque tierra” en su territorio.

Granizadas

En México los daños más importantes por granizadas se presentan principalmente en las zonas rurales, ya que se destruyen las siembras y plantíos, causando, en ocasiones, la pérdida de animales. Se producen granizadas principalmente en la región del altiplano. En el estado de Tabasco se registró una tormenta de granizo de gran magnitud el 5 de junio de 2008 afectando al municipio de Huimanguillo, que destruyó los techos de al menos 20 viviendas y tirando árboles y bardas.

Sequías

Según el Atlas Nacional de Riesgo, el estado de Tabasco, presenta dos niveles de peligro por sequía: vasta y extraordinaria, que son las de menor nivel. Sin embargo, el grado de conversión del uso de suelo y la pérdida de más de 90% de la cobertura vegetal y porcentajes similares en los estados vecinos ha generado condiciones propicias para la presencia de este tipo de fenómenos en el territorio estatal, tanto que en 1957 se registra la primera sequía.

c) Geología y Geomorfología.

- Origen geológico

De acuerdo con la carta geológico-minera Villahermosa E15-8 el sistema ambiental del proyecto, se encuentra asentado sobre terrenos donde afloran unidades correspondientes a la cuenca Macuspana, que se desarrolló durante el Mioceno-Pleistoceno. Está representada por la formación Macuspana (TmCz-Lu) de edad Mioceno, sobre la cual se depositaron las formaciones Encarnación, Amate inferior, Amate superior, Encajonado, Zargazal, Belem, Tres Puentes y Tierra colorada (TmQptAr-Lu).

- **Características litológicas.**

El informe técnico de la carta geológico-minera Frontera E15-1-5 del Servicio Geológico Mexicano, menciona que las características litológicas del área del proyecto son:

“...Estas unidades se encuentran constituidas por lutita, alternando con arenas y arenisca fina con arcillas sin consolidar, horizontes de coquina y lentes de caliza...”

El espesor reportado para la secuencia estratigráfica del Mioceno al Pleistoceno en la cuenca Macuspana es de 2,530 metros. Las condiciones indican que el ambiente en el que se depositaron estas formaciones corresponde a cuencas de transición, que dan lugar a facies locales diferentes.

- **Características fisiográficas y morfológicas.**

De acuerdo con los mapas digitales de Fisiografía del INEGI, el sistema ambiental del proyecto se encuentra asentado sobre la región fisiográfica XIII. Llanura Costera de la Golfo Sur, específicamente en la subprovincia fisiográfica 76. Llanura y Pantanos Tabasqueños (**Figura V.3-3**).

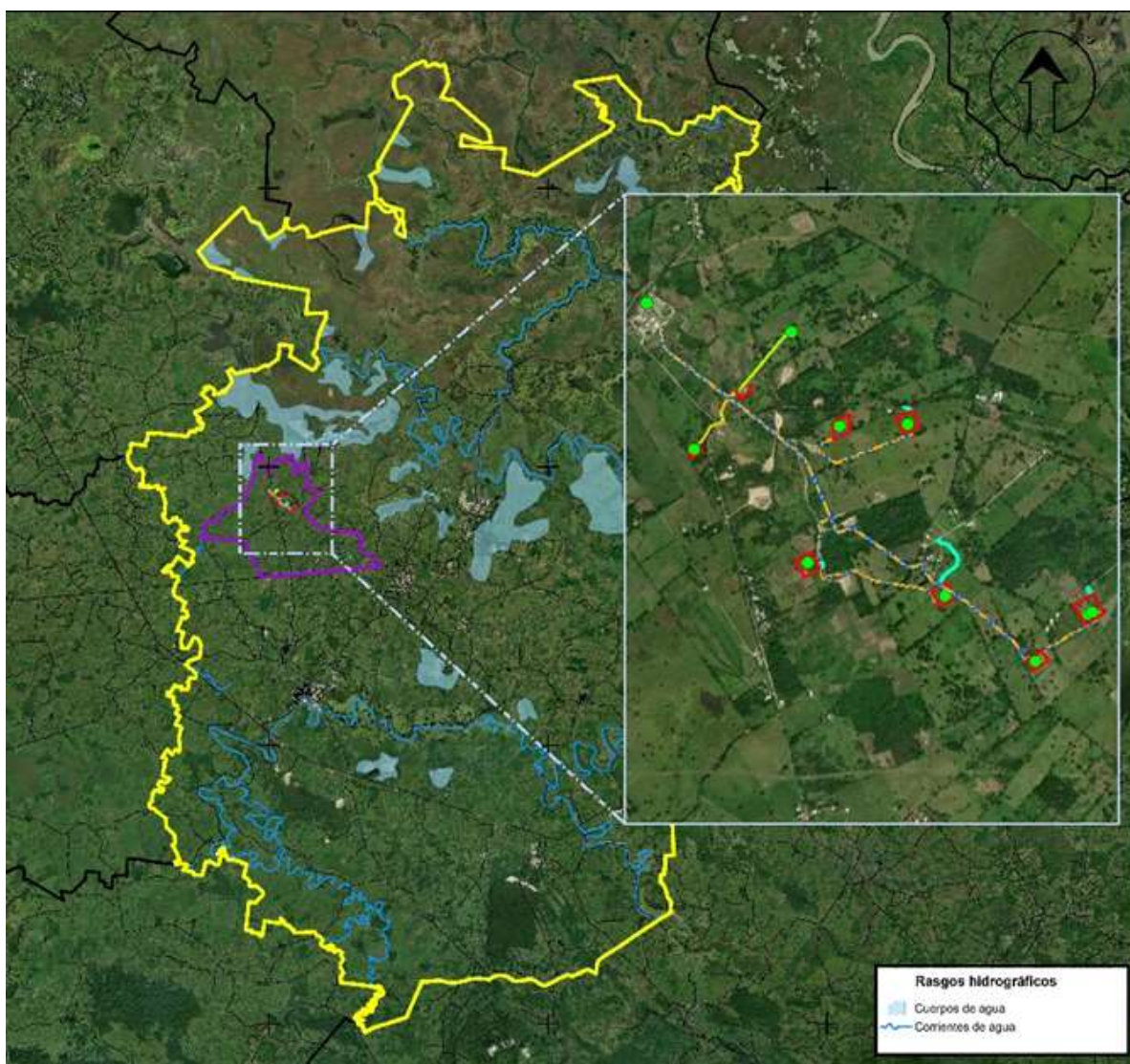


Figura V.3-4. Rasgos hidrográficos en el área del proyecto y su sistema ambiental (No hay presencia de un cuerpo de agua en la zona).

El sistema de topoformas que presenta el sistema ambiental del proyecto, está totalmente representado por Llanuras. que, de acuerdo con el Diccionario geomorfológico del Instituto de Geografía de la UNAM, es sinónimo de planicie, la cual es:

“...Una porción de superficie terrestre de cualquier dimensión, equivalente a un plano horizontal o de poca inclinación...aplica también a los grandes territorios con relieve de poca diferencia altitudinal...Los métodos de cartografía morfológica tradicionales clasifican a las grandes planicies en: a) denudatorias de basamento; b) denudatorias estructurales, de plataforma y c) acumulativas...”

Por sus características el sitio del proyecto es una llanura aluvial.

- **Características de relieve.**

El relieve del sistema ambiental del proyecto presenta ligeras ondulaciones en la mayor parte del terreno, con la presencia de algunos lomeríos en la sección sur. En caracterizado por zonas con elevaciones cercanas a los 33 msnm en la porción sur. Asimismo, se pueden observar sitios donde la superficie del terreno se encuentra cerca de los 2 msnm.

- **Presencia de fallas y fracturamientos.**

Por su origen geológico y geomorfológico antes descrito, la zona del proyecto no tiene presencia de fallas y fracturamientos de roca. Situación similar en todo el sistema ambiental.

- **Susceptibilidad de la zona a Sismicidad, deslizamientos, derrumbes, inundaciones, otros movimientos de tierra o roca y posible actividad volcánica.**

En los últimos años se han realizado estudios de los eventos sísmicos en México con fines de ingeniería y protección civil. A partir de tales estudios Pérez Rocha, LE *et. al* (2005) menciona:

- Los mayores temblores que se han registrados en el país y que superan las magnitudes de 7 grados en escala de Richter son causados por la subducción de las placas oceánicas de Cocos y de Rivera bajo la placa de Norteamérica. El desplazamiento de la placa de Rivera se ha calculado en 2.5 cm/año y el de la placa de Cocos es de 5 a 7 cm/año.
- Los sismos de fallamiento normal y profundidad intermedia son temblores que tienen su hipocentro a profundidades de entre 30 y 100 km sobre la superficie continental, estos se reflejan con el rompimiento de la litosfera causada por la placa oceánica subducida y aunque son poco frecuentes pueden causar graves daños.
- Los sismos superficiales de la corteza continental no se asocian a ninguna estructura geológica.
- Los sismos del sistema de fallas Polochic-Motagua, ocurren en la difusa frontera de 120 km entre la placa del Caribe y la de Norteamérica. El

movimiento entre estas placas, en comparación con las anteriormente descritas, es menor. Se reporta un total de 25 sismos históricos destructivos (magnitud superior a los 7 grados) desde 1538 hasta la actualidad. Se estima que la tasa de deslizamiento es de 17 a 21 mm/año.

Lo descrito anteriormente sirvió como base para que los especialistas mexicanos contabilizaran los sismos y formularan proyecciones matemáticas para cuantificar el peligro sísmico de México dando como resultado la regionalización sísmica de la República Mexicana. Con base en dicha regionalización, el sistema ambiental del proyecto se encuentra en una zona tipo B.

“...Las zonas B y C, presentan sismicidad con menor frecuencia o bien, están sujetas a aceleraciones del terreno que no rebasen el 70% de gravedad...”.

Por otro lado, debido a las características geológicas, de relieve y ubicación con respecto a volcanes, la zona del proyecto no presenta riesgo de deslizamiento, derrumbe o actividad volcánica.

En materia de Inundaciones, y de acuerdo con la información emitida por el CENAPRED, la mayor cantidad de declaratorias en el estado de Tabasco, en el periodo comprendido de 2000-2020, se deben a fenómenos hidrometeorológicos; 26 ocasiones se declararon en riesgo por lluvias intensas, 19 por inundación y 3 por ciclones tropicales. Lo anterior, permite concluir que en la zona que ocupa el proyecto y en su sistema ambiental es el exceso de agua, y no su escasez, la que produce mayor cantidad de situaciones de emergencia por fenómenos naturales.

d) Tipos de suelo

De acuerdo con las cartas edafológicas digitales del INEGI, el proyecto se encuentra asentado únicamente en un suelo de tipo Luvisol. Es importante mencionar que, a nivel de sistema ambiental, se pueden apreciar otro tipo de suelos: el Vertical (**Figura V.3-5**).

Los suelos de tipo Luvisol, domina la mayor parte del sistema ambiental y son: *“...Literalmente, suelo con acumulación de arcilla. Son suelos que se encuentran en zonas lluviosas y se caracterizan por tener un enriquecimiento de arcilla en el subsuelo. Son frecuentemente rojos o amarillentos, aunque también presentan tonos pardos, que no llegan a ser oscuros...”.*

Por su parte, los suelos de tipo Vertisol, se ubican en una pequeña porción al norte del SA y estos son: “...Suelos que se caracterizan por su estructura masiva y su alto contenido de arcilla, la cual es expandible en húmedo formando superficies de deslizamiento llamadas facetas y que por ser colapsables en seco pueden formar grietas en la superficie o a determinada profundidad...”.

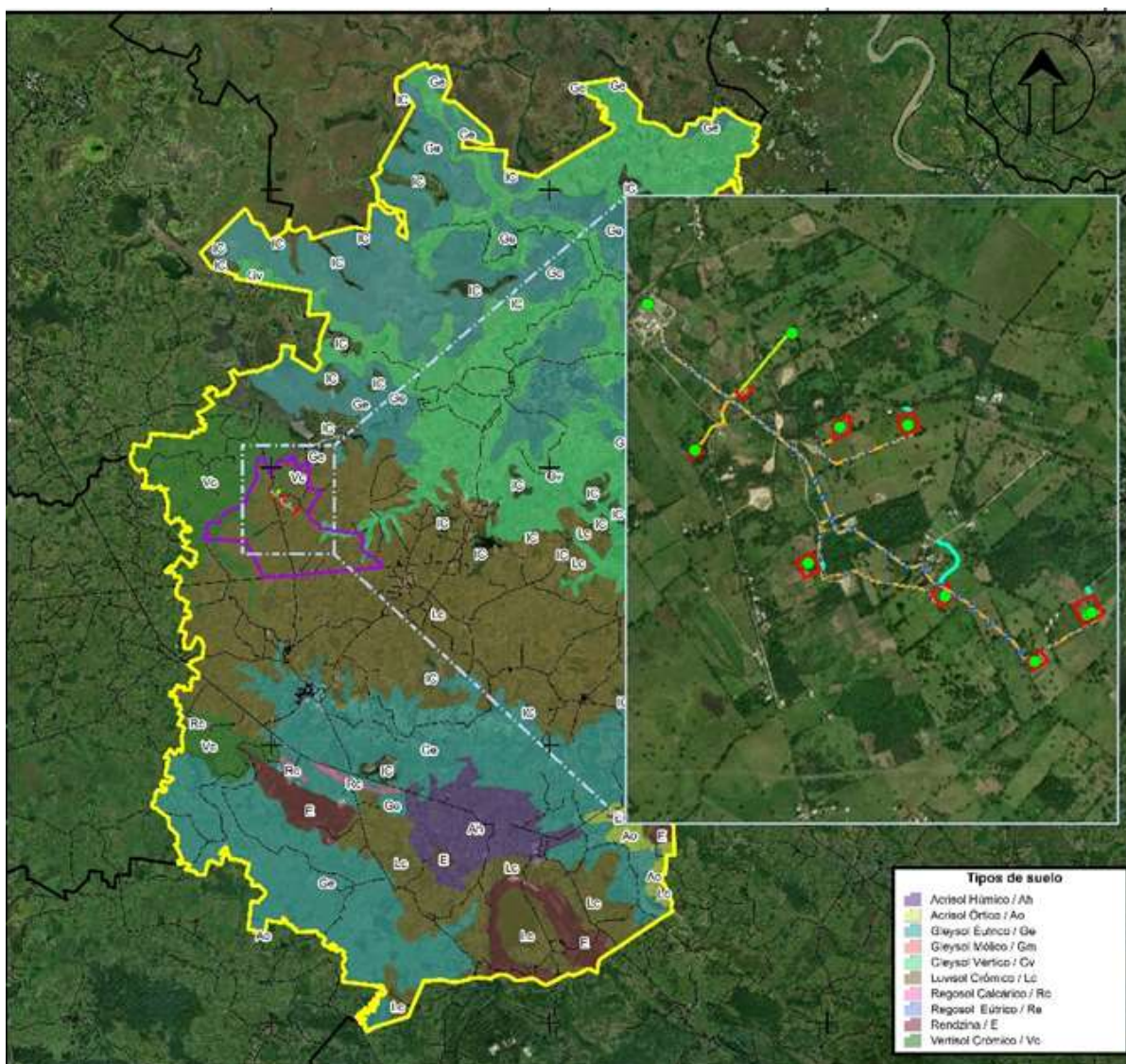


Figura V.3-5. Ubicación del área del proyecto y su sistema ambiental con respecto a la zonificación de la carta edafológica del INEGI.

e) Hidrología superficial y subterránea.

- Hidrología Superficial

El sistema ambiental del proyecto se encuentra ubicado dentro de la región hidrográfica 30. Grijalva-Usumacinta en la cuenca D. Río Grijalva-Villahermosa; específicamente en la subcuenca Du. Río Chilapilla. Esta se caracteriza por ser de tipo exorreica desalojando sus aguas hacia la cuenca Da. Río Grijalva. Tiene un área 685.62 km²

Es importante mencionar que, dentro del sistema ambiental se tiene la presencia red de escurrimientos que se caracterizan por ser de tipo intermitente dentro del trazo del proyecto sobrepone su trayectoria sobre dos escurrimientos que presentan las siguientes características: **Tabla V.3-3.**

Tabla V.3-3. Datos hidrométricos de los escurrimientos presentes en el trazo del proyecto.

No.	Coordenadas	Tipo de escurrimiento	Temporalidad	Ancho de cauce	Profundidad de cauce	Calado de agua
1	X= 540860; Y= 1977768	Arroyo	Intermitente	21.10 m	0.20 m	0.05 m
2	X= 540738; Y= 1977780	Depresión	Intermitente	14.89 m	1.12 m	0.30 m

La intermitencia de los escurrimientos presentes en el trazo de la obra, se debe a que presentan tirantes de agua sólo en la época de lluvias. En la época de estiaje estos niveles de agua desaparecen para hacer transitable el fondo de su cauce.

- Hidrología Subterránea

El sistema ambiental del proyecto se encuentra ubicado en su totalidad dentro del acuífero 2706- Macuspana, el cual es de tipo libre y su recarga proviene de la infiltración del agua de lluvia en donde afloran las formaciones arenosas, su descarga se realiza hacia los ríos en la época de estiaje.

La profundidad del nivel estático, es generalmente somera, varía entre los 1 y 12 metros, tiende a seguir una dirección de flujo que es en general del suroeste hacia el noreste, la forma general del manto es radial convergente y la dirección es perpendicular hacia la línea de costa que se encuentra al noreste del acuífero. Por

la ubicación del proyecto en el polígono del acuífero, los niveles freáticos de la zona deben ser de los más profundos del acuífero.

f) Humedad relativa.

Se refiere a la relación entre la cantidad de vapor de agua que contiene el aire y el máximo que puede contener a una cierta temperatura; se expresa en porcentaje de saturación. Se considera como aire saturado cuando la humedad relativa es del 100% (SMN, 2016). En la Tabla V.3-4 se presentan los datos de localización de las estaciones meteorológicas empleadas para la obtención de los datos de humedad relativa (INIFAP, 2018).

Tabla V.3-4. Ubicación de las estaciones meteorológicas empleadas para obtener los datos de humedad relativa (INIFAP, 2018)

Estado	Municipio	Estación	Latitud	Longitud
Tabasco	Macuspana	3 Hermanos	17.68464	-92.39995
Tabasco	Emiliano Zapata	El Macho	17.72705	-91.78412
Tabasco	Emiliano Zapata	Emiliano Zapata	17.72112	-91.76916
Campeche	Carmen	Nuevo Progreso	18.62100	-92.29600
Campeche	Palizada	Juncal	18.05110	-91.90630
Campeche	Palizada	Pancho Villa	17.96780	-91.75840
Campeche	Palizada	Laguna Blanca	18.13260	-91.77470

En la Tabla V.3-5 se presentan los valores obtenidos de humedad relativa en las estaciones cercanas al área de estudio:

Tabla V.3-5. Ubicación de las estaciones meteorológicas empleadas para obtener los datos de humedad relativa (INIFAP, 2018)

Estación	Fecha	Humedad relativa (%)
Laguna Blanca	Diciembre 2014	54.71
Pancho Villa	Enero 2016	92.77
3 Hermanos	Febrero 2016	92.32
El Macho	Enero 2017	70.32
Emiliano Zapata	Febrero 2018	88.01
Nuevo Progreso	Febrero 2018	99.72

La humedad relativa en el área de estudio presenta valores elevados, en un

intervalo entre el 54 y 99%, los cuales, se observan influidos principalmente por tres factores relacionados entre sí, ubicación, precipitación y temperatura. La ubicación del área de estudio dentro en el trópico bajo, presenta un clima cálido húmedo lo que favorece la presencia de lluvia durante casi todo el año, que alcanza los 400 mm (máximo) en el mes de septiembre, este factor asociado a las elevadas temperaturas que llegan a registrarse, manteniéndose por encima de los 20° C durante todo el año, se fusionan para producir elevados porcentajes de humedad relativa.

g) Nubosidad media anual.

La nubosidad también es un factor importante capaz de influenciar la temperatura de la superficie; para el área de estudio, la mayor parte del año la nubosidad en el área es abundante, en especial en los meses de enero y septiembre. En verano se presenta una variación bien definida con medio nublados por las mañanas, y en las tardes cambian a muy nublados, momento en el cual la probabilidad de presentar lluvias es mayor (Velázquez, 1994).

h) Vientos dominantes.

Los vientos predominantes durante todo el año provienen del este, soplando un 40% en esta dirección. El 25% de los vientos en el año provienen del sur, y los 35% restantes provienen del norte y el este (DOF, 2007).

En los meses de noviembre y diciembre se alcanzan las velocidades más altas, hasta 35 kilómetros por hora, mientras que en los meses de Julio y julio se presentan las menores velocidades, de 18 kilómetros por hora. Entre los meses de septiembre y octubre, ocurren eventos de nortes, los cuales ocasionan la disminución de la temperatura y lluvias de moderadas a fuertes (DOF, 2007).

El viento es el resultado de una diferencia horizontal en la presión del aire, la cual es producida por cambios de temperatura en las masas de aire, los vientos cálidos provenientes de la superficie al ser menos densos ascienden y al encontrarse con masas de aire frío producen un movimiento convectivo que da origen al viento. En el área de estudio, se puede observar un incremento en la velocidad del viento durante los meses de noviembre y diciembre, lo cual, puede estar relacionado a la disminución de la temperatura (invierno), que produce mayor diferencia entre los gradientes de presión, produciendo un aumento significativo en la velocidad del viento.

Por otra parte, la humedad también juega un papel importante en la circulación de masas de aire, durante los meses de septiembre y octubre donde la frecuencia de nortes aumenta y se presentan las precipitaciones más elevadas. Una vez que el aire caliente de la superficie asciende, es capaz de acarrear la humedad presente en el medio y durante el trayecto, ésta se condensa para posteriormente perder calor; esta condición es capaz de producir diferencia en los gradientes de presión, lo cual puede producir movimientos de aire de mayor intensidad.

De acuerdo a los datos del aeropuerto de la ciudad de Villahermosa, la velocidad del viento, tiene el siguiente comportamiento:

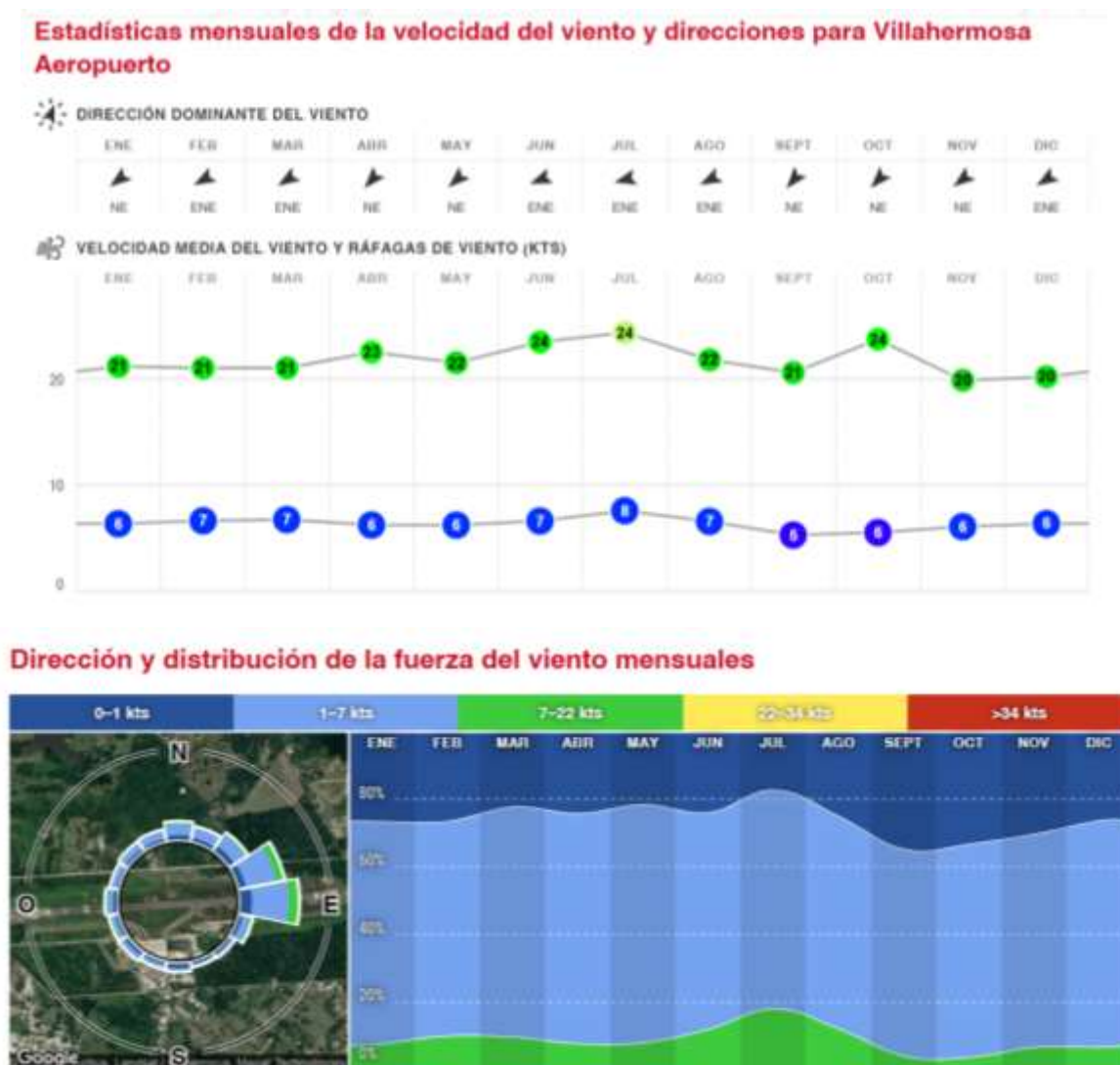


Figura V.3-6. Estadísticas y Dirección de los vientos de acuerdo al Aeropuerto de la Ciudad de

Villahermosa, Tabasco.

j) Presión atmosférica.

La presión atmosférica se refiere a la fuerza por unidad de área que ejerce el aire de la atmósfera sobre la superficie terrestre uniformemente y en todas direcciones, la cual se puede expresar en milibares. Se obtuvieron los promedios de presión atmosférica en un periodo de 90 días durante cada hora.

En la Tabla V.3-6 se pueden observarse los valores de presión atmosférica promedio para el área de estudio, estos se encuentran cercanos al valor normal de presión al nivel de mar (760 mmHg) producto de las bajas altitudes (4-2325 msnm), esto debido a que uno de los factores que afecta directamente la presión atmosférica es la altitud.

Por otra parte, la temperatura y la humedad también tienen una influencia sobre la presión atmosférica, estos dos factores se encuentran íntimamente relacionados, ya que a mayor temperatura existirá una mayor cantidad de humedad en la atmosfera; las masas de aire caliente se dilatan y ascienden, acarreando humedad; conforme incrementa su altura, el aire comienza a enfriarse.

Tabla V.3-6. Ubicación de las estaciones meteorológicas empleadas para obtener los datos de presión atmosférica.

RED	ESTACIÓN	X	Y	PRESIÓN MEDIA	ALTITUD (msnm)	D.E.
SMN EMAS	Paraíso	18.42305556	93.15555556	1017.198	4	3.954
	Pantanos de Centla	18.40611111	-2.64638889	1017.272	2325	3.817
	C. Usumacinta	17.28972222	91.22888889	1002.209	123	3.491
	Isla del Carmen	18.65806	-91.76528	1017.193	11.7	3.567
	La Hermosa	17.98333333	-92.933333	1016.805	6.5	4.070

j) Datos sísmicos.

La República se encuentra dividida en cuatro zonas sísmicas (Figura V.3-6), para realizar la división se utilizaron los catálogos de sismos de la República Mexicana que datan desde inicios de siglo, en dichos catálogos se registraron grandes sismos históricos, también se encuentran registros de aceleración del suelo de los grandes temblores ocurridos en este siglo. Estas zonas son un reflejo de la frecuencia de los sismos en diversas regiones y la máxima aceleración del suelo a esperar durante un siglo.

Zona A, en esta zona no se presenta aceleración del suelo mayor a un 10% de la aceleración de la gravedad a causa de los temblores, es la zona con menor actividad sísmica en la República Mexicana.

Zona B y C, se definen como intermedias, en estas zonas se registras sismos no tan frecuentemente o zonas afectadas por altas aceleraciones pero que no sobrepasan el 70% de la aceleración del suelo; así como la continua presencia de focos sísmicos en el área perfectamente definidas del país.

Zona D, en esta zona se han reportado grandes sismos históricos, donde la frecuencia de sismos es muy frecuente y las aceleraciones del suelo pueden sobrepasar el 70% de la aceleración de la gravedad.



Fuente: Servicio Geológico Mexicano, 2017.

Figura V.3-7. Zonificación de sismica de México.

En la Figura V.3-6 se observa la distribución de zonas sísmicas y particularmente la zona del proyecto, que se encuentra ubicado en su totalidad en la zona sísmica “B”, la cual presenta una actividad sísmica media en la República Mexicana.

Aspectos bióticos.

El objetivo de este apartado es la descripción de la vegetación y fauna presentes en la zona del proyecto a dos escalas: 1) área donde se pretende realizar la obra (Derecho de vía, D.D.V.) y 2) sistema ambiental del proyecto (SA).

Vegetación y fauna en el área del proyecto.

a) Vegetación.

De manera metodológica, se realizó un recorrido sobre el trazo propuesta de la obra y se consideró el censo de aquellas especies arbóreas ≥ 10 cm de PAP o 5 metros o más de altura, para tener registro de las especies que serán removidas por la construcción de la obra. Para el caso de las especies herbáceas, se realizaron muestreos a la mitad del ancho del DDV, en donde se hicieron 16 muestreos al azar de 50 metros cada uno; muestreando 5 cuadros de 1 x 1 m (cada 10 m); identificando así, el componente de la flora con el fin de obtener los valores de las variables ecológicas en la obra en cuestión. **Tabla V.3-7.**

Tabla V.3-7. Coordenadas de Ubicación en UTM (zona15) de los muestreos de recorridos, para realizar el levantamiento florístico del estrato herbáceo en el área del proyecto.

Obra	Muestreo (trasecto)	Distancia en metros	Coordenadas geografica UTM zona 15		Distancia en metros	Coordenadas UTM	
		PP	X	Y	PF	X	Y
V-8 al 11	1	0	540302	1978025	50	540276	1977982
	2	0	540200	1977914	50	540174	1977873
V-8 al 15	3	0	540359	1978075	50	540395	1978109
	4	0	540473	1978206	50	540508	1978243
V-1004 al 293	5	0	540716	1977266	50	540671	1977245
	6	0	540722	1977403	50	540713	1977353
V-1005	7	0	540746	1977834	50	540791	1977855
V-1006	8	0	541287	1977139	50	541239	1977153
	9	0	541079	1977189	50	541028	1977198
V-1007	10	0	540722	1977784	50	540765	1977758
	11	0	540931	1977792	50	540978	1977811
V-1051D y 1052	12	0	541871	1977040	50	541837	1977003
	13	0	541728	1976892	50	541703	1976875
LDD Vernet SUR1	14	0	541558	1976967	50	541519	1977000
	15	0	540360	1978001	50	540398	1977969

Obra	Muestreo (transecto)	Distancia en metros	Coordenadas geografica UTM zona 15		Distancia en metros	Coordenadas UTM	
		PP	X	Y	PF	X	Y
	16	0	540168	1978146	50	540206	1978113

Como resultado del análisis de los datos levantados en campo con respecto al censo del estrato arbóreo, se registraron un total de 23 especies con 82 individuos, integradas en 17 familias taxonómicas; distribuidos en nueve líneas de obras de muestreos (**Ver tabla V.3-8 y Gráfica V.3-1**); la especie con mayor abundancia fue el guácimo (*Guazuma ulmifolia*) con 13 individuos, seguido del tinto (*Haematoxylum campechianum*) con 11 individuos, el macuilí (*Tabebuia rosea*) con siete individuos y el cedro (*Cedrela odorata*) con tres individuos, este último en categoría de Sujeta a Protección Especial (Pr) de acuerdo a la NOM-059-SEMARNAT-2010.

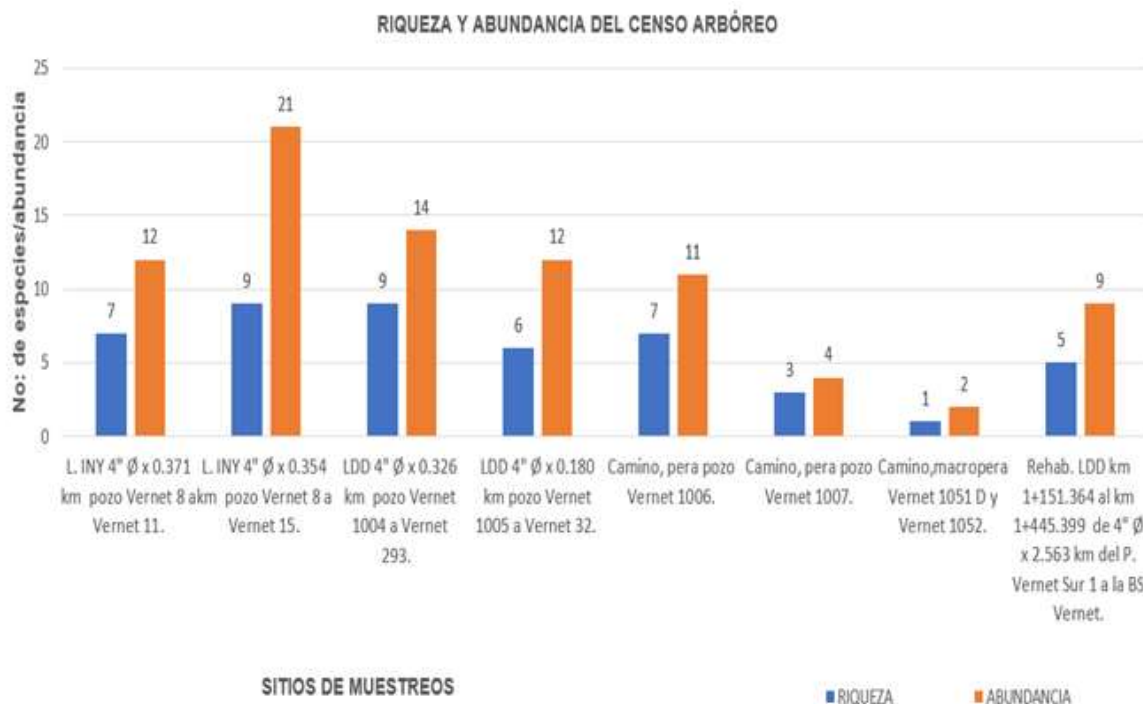
Mientras que el resto de las especies presentaron una menor representatividad en los sitios de muestreos; entre estos el coscorrón (*Crataeva tapia*), el chichon (*Cupania dentata*), el pochote (*Cochlospermum vitifolium*), el jobo (*Spondias mombin*), el huaje (*Leucaena leucocephala*), el cocoite (*Gliricidia sepium*) y el guano yucateco (*Sabal mauritiiformis*) por mencionar algunas.

Tabla V.3-8. Resultado del censo arbóreo realizado en el trazo de la obra.

No.	Familia	Nombre científico	Nombre común	DAP	Altura	No. de Ind.	Forma biológica	NOM-059-SEMARNAT-2010	Coordenadas UTM	
									X	Y
1	Apocynaceae	<i>Thevetia ahouai</i>	Bola de venado	25	5	3	Arbórea	-	540439	1978169
				34	5		Arbórea	-	540439	1978169
				27	5		Arbórea	-	540439	1978169
2	Anacardiaceae	<i>Spondias mombin</i>	Jobo	70	6	2	Arbórea	-	540718	1977321
				80	8		Arbórea	-	541251	1977168
3	Arecaceae	<i>Sabal mauritiiformis</i>	Guano yucateco	67	6	5	Arbórea	-	541273	1977145
				70	6		Arbórea	-	541251	1977168
				67	7		Arbórea	-	541234	1977167
				70	8		Arbórea	-	541860	1977040
				78	8		Arbórea	-	541783	1976914
4		<i>Sabal mexicana</i>	Palma de guano	87	5	3	Arbórea	-	540341	1978066
				88	6		Arbórea	-	540166	1977862
				83	6		Arbórea	-	540723	1977830
5	Bignoniaceae	<i>Tabebuia rosea</i>	Macuilí	79	6	7	Arbórea	-	540280	1977959
				69	7		Arbórea	-	540654	1977322
				60	6		Arbórea	-	540728	1977469
				69	6		Arbórea	-	540723	1977830
				74	7		Arbórea	-	540723	1977830
				75	7		Arbórea	-	540560	1978308
				65	6		Arbórea	-	540922	1977794

No.	Familia	Nombre científico	Nombre común	DAP	Altura	No. de Ind.	Forma biológica	NOM-059-SEMARNAT-2010	Coordenadas UTM	
									X	Y
6	Bombacaceae	<i>Pachira aquatica</i>	Zapote de agua	82	7	1	Arbórea	-	540723	1977830
7	Burseraceae	<i>Bursera simaruba</i>	Palo mulato	55	3	5	Arbórea	-	540393	1978102
				64	5		Arbórea	-	540313	1978046
				48	5		Arbórea	-	540613	1977299
				45	5		Arbórea	-	541107	1977207
				47	5		Arbórea	-	541107	1977207
8	Capparidaceae	<i>Crataeva tapia</i>	Coscorrón	53	5	1	Arbórea	-	540778	1977212
9	Cecropiaceae	<i>Cecropia obtusifolia</i>	Guarumo	58	6	3	Arbórea	-	540631	1977310
				54	5		Arbórea	-	540718	1977321
				88	6		Arbórea	-	540714	1977340
10	Cochlospermaceae	<i>Cochlospermum vitifolium</i>	Pochote	61	5	1	Arbórea	-	540718	1977321
11	Fabaceae	<i>Pithecellobium lanceolatum</i>	Cabeza de loro	62	5	2	Arbórea	-	540718	1977333
69				6	Arbórea		-	540778	1977212	
12		<i>Gliricidia sepium</i>	Cocoite	45	5	4	Arbórea	-	541310	1977162
				26	5		Arbórea	-	541310	1977162
				38	5		Arbórea	-	541310	1977162
				47	5		Arbórea	-	541310	1977162
				13	<i>Acacia cornigera</i>		Cornezuelo	15	5	5
22		5	Arbórea			-		540837	1977879	
19		5	Arbórea			-		540837	1977879	
14		5	Arbórea			-		540837	1977879	
36		5	Arbórea			-		540972	1977228	
14		<i>Haematoxylum campechianum</i>	Tinto	17	2	11	Arbórea	-	540493	1978231
				19	2		Arbórea	-	540493	1978231
				22	2		Arbórea	-	540493	1978231
				13	2		Arbórea	-	540493	1978231
				17	2		Arbórea	-	540493	1978231
				45	5		Arbórea	-	540341	1978066
				65	5		Arbórea	-	540241	1977922
				70	5		Arbórea	-	540187	1977880
				58	6		Arbórea	-	540719	1977464
				62	6		Arbórea	-	540720	1977799
				52	5		Arbórea	-	540791	1977862
15		<i>Leucaena leucocephala</i>	Huaje	37	5	3	Arbórea	-	540294	1978021
				36	5		Arbórea	-	540719	1977355
	47			5	Arbórea		-	540719	1977462	
16	Lauraceae	<i>Persea americana</i>	Aguacate	84	6	1	Arbórea	-	540439	1978169
17	Malvaceae	<i>Hampea macrocarpa</i>	Majagua	22	5	2	Arbórea	-	540714	1977340
				22	5		Arbórea	-	540714	1977340
18	Meliaceae	<i>Cedrela odorata</i>	Cedro	52	3	3	Arbórea	Pr	540383	1978098
				45	3		Arbórea		540426	1978156
				68	3		Arbórea		540474	1978206
19	Rutaceae	<i>Citrus limon</i>	Limón	47	5	2	Arbórea	-	540439	1978169
41				5	540439				1978169	
20		<i>Citrus × limonia</i>	Limon mandarina	56	5	2	Arbórea	-	541053	1977841
48	5	540724	1977822							
21	Rubiaceae	<i>Randia aculeata</i>	Crucetilla	55	5	2	Arbórea	-	540724	1977822
				48	5		Arbórea	-	540723	1977830

No.	Familia	Nombre científico	Nombre común	DAP	Altura	No. de Ind.	Forma biológica	NOM-059-SEMARNAT-2010	Coordenadas UTM	
									X	Y
22	Sapindaceae	<i>Cupania dentata</i>	Chichón	71	5	1	Arbórea	-	540439	1978169
23	Sterculiaceae	<i>Guazuma ulmifolia</i>	Guácimo	48	5	13	Arbórea	-	540393	1978102
				58	5		Arbórea	-	540439	1978169
				78	4		Arbórea	-	540439	1978169
				48	5		Arbórea	-	540294	1978021
				59	6		Arbórea	-	540241	1977922
				48	5		Arbórea	-	540972	1977228
				57	5		Arbórea	-	540778	1977212
				66	6		Arbórea	-	540207	1978113
				70	6		Arbórea	-	540165	1978146
				45	5		Arbórea	-	540412	1977958
				60	6		Arbórea	-	540412	1977958
				53	6		Arbórea	-	540412	1977958
				50	5		Arbórea	-	540922	1977794
Total						82	-	-	-	-



Gráfica V.3-1. Riqueza de especies y abundancia en cada uno de los sitios de muestreos (obras de líneas), obtenidos del censo arbóreo de la vegetación presente, dentro del área del proyecto

Especies herbáceas:

Para este tipo de cobertura vegetal, se registraron un total 32 especies herbáceas, perteneciente a 14 familias taxonómicas (**Tabla V.3-9**). La especie con mayor cobertura vegetal fue el pasto estrella (*Cynodon plectostachyus*) con el 21.1 %, seguido del pasto grama (*Paspalum conjugatum*) con el 18.7 %, el pasto camalote (*Paspalum fasciculatum*) con el 14.4 %, pasto cabezón (*Paspalum virgatum*) con el 5.9 %, el pasto bermuda (*Cynodon dactylon*) y el pasto señal (*Brachiaria decumbens*) con el 5.3 % todas estas correspondiente a la familia de las poaceas; mientras que el resto de las especies fueron las menos abundantes con cobertura menores al 5.3 %, entre estas la hierba dulce (*Phyla strigulosa*), la dormilona (*Mimosa pudica*), la revienta muelas (*Asclepias curasavica*) entre otras.

Tabla V.3-9. Resultado del censo arbóreo realizado en el trazo de la obra.

No.	Familia	Nombre común	Nombre científico	Cobertura (%)	NOM-059-SEMARNAT-2010
1	Araceae	<i>Synгонium podophyllum</i>	Lengua de vaca	2.1	-
2	Asteraceae	<i>Ageratum conyzoides</i>	Sereno	0.3	-
3		<i>Bidens pilosa</i>	Aceitilla	0.3	-
4	Asclepiadaceae	<i>Asclepias curassavica</i>	Revientamuelas	2.6	-
5	Cyperaceae	<i>Cyperus rotundus</i>	Pasto borrego o coquillo	0.3	-
6	Convolvulaceae	<i>Ipomoea purpurea</i>	Rompeplato	2.4	-
7	Euphorbiaceae	<i>Acalypha arvensis</i>	Hierba gusano	1.2	-
8		<i>Croton punctatus</i>	Cenizo	0.4	-
9	Fabaceae	<i>Arachis pintoii</i>	Cacahuatillo	1.9	-
10		<i>Dichondra sericea</i>	Orejita de raton	0.1	-
11		<i>Desmodium triflorum</i>	Alfombrilla	0.4	-
12		<i>Mimosa pudica</i>	Dormilona	2.8	-
13		<i>Mimosa pigra</i>	Zarza	2.4	-
14	Lamiaceae	<i>Hyptis capitata</i>	Botonsillo	0.1	-
15	Malvaceae	<i>Malachra alceifolia</i>	Malva peluda	3.1	-
16	Onagraceae	<i>Ludwigia octovalvis</i>	Camaronera	0.3	-
17	Poaceae	<i>Cynodon plectostachyus</i>	Pasto estrella	21.1	-
18		<i>Paspalum conjugatum</i>	Pasto grama	18.7	-
19		<i>Paspalum fasciculatum</i>	Pasto camalote	14.4	-
20		<i>Paspalum virgatum</i>	Pasto cabezon	7.3	-
21		<i>Cynodon dactylon</i>	Pasto bermuda	5.9	-
22		<i>Brachiaria decumbens</i>	Pasto señal	5.3	-
23		<i>Panicum purpurascens</i>	Pasto egipto	0.3	-
24		<i>Hymenachne amplexicaulis</i>	Pasto manatinero	2.7	-
25		<i>Sporobolus indicus</i>	Pasto pelusa	0.2	-
26		<i>Cenchrus echinatus</i>	Mosote	0.1	-

No.	Familia	Nombre común	Nombre científico	Cobertura (%)	NOM-059-SEMARNAT-2010
27	Solanaceae	<i>Solanum hirtum</i>	Huevo de gato	0.5	-
28		<i>Solanum torvum</i>	Sosa	0.2	-
29	Tiliaceae	<i>Corchorus siliquosus</i>	Malva de puerco	0.6	-
30	Verbenaceae	<i>Phyla nodiflora</i>	Té	0.3	-
31		<i>Lantana camara</i>	Cinco negritos	0.1	-
32		<i>Phyla strigulosa</i>	Hierba dulce	1.6	-
Total				100 %	-

Durante el recorrido ambiental, se registraron 3 individuos juveniles de cedro (*Cedrela odorata*) entre 3 y 8 m de altura aproximadamente mismo que fueron localizados en las líneas de Construcción de línea de inyección de agua congénita de 4" Ø x 0.371 km de la interconexión con el pozo Vernet 8 al pozo Vernet 11, y Construcción de línea de inyección de agua congénita de 4" Ø x 0.354 km de la interconexión con el pozo Vernet 8 al pozo Vernet 15, especie vegetal enlistada dentro de la **NOM-059-SEMARNAT-2010**, bajo la categoría de Protección especial (**Pr**), por tal razón, se deberá respetar o se sugiere llevar a cabo un programa de rescate y/o reubicación antes de iniciar las actividades de construcción. **Tabla V.3-10.**

Tabla V.3-10. Coordenadas de las especies normadas, registradas en el área del proyecto.

Familia	Nombre científico	Nombre común	DAP	Altura	No. de Ind.	Forma biológica	NOM-059-SEMARNAT-2010	Coordenadas UTM	
								X	Y
Meliaceae	<i>Cedrela odorata</i>	Cedro	52	3	3	Arbórea	Pr	540383	1978098
			45	3		Arbórea		540426	1978156
			68	3		Arbórea		540474	1978206

En resumen:

El área del proyecto está dominada por vegetación de pastizal cultivado destinado para el pastoreo extensivo de ganado bovino; donde la mayor parte está compuesta por arboles dispersos con cercas vivas y pequeños fragmentos de acahuales (Vegetación secundaria). Por lo que además presentan una diversidad media con una abundancia media de 82 individuos distribuidos en la zona de estudio. Este tipo de vegetación generalmente es vista como de valor comercial, pero de bajo valor

ambiental, y es un indicador de ecosistemas altamente impactados, por lo que su remoción para la ejecución del proyecto, se considera de baja significancia.

b) Fauna.

El objetivo de este apartado es la descripción de la fauna presente en el área y en el sistema ambiental (SA) del proyecto.

Para el estudio de fauna se establecieron nueve puntos de muestreo, acorde a los puntos antes mencionados para obtener un listado de especies significativo para el sistema ambiental del proyecto, el cual está altamente modificado por las acciones antropogénicas que se realizan en la zona tales como actividades de tipo agrícola y pecuaria.

Fauna en el área del proyecto

Por sistemática, para determinar la composición faunística dentro del área del proyecto, se llevó a cabo el registro directo e indirecto de las especies, priorizando e identificando las enlistadas en la NOM-059-SEMARNAT-2010 y de lento desplazamiento que podrían ser afectados por las actividades de construcción. Por lo que, se establecieron nueve coordenadas en el trazo propuesto, los cuales en la siguiente tabla se especifica su ubicación.

***Tabla V.3-11. Ubicación de puntos de muestreo recorridos
 para realizar el levantamiento faunístico en el área del proyecto.***

Tramo	Distancia en metros	Coordenadas UTM	
		X	Y
1	-	540369	1978078
2	315	540341	1978066
3	187	540722	1977264
4	125	540720	1977796
5	139	541272	1977145
6	158	541911	1977154
7	258	540017	1978372
8	198	540223	1977785
9	302	540436	1977956

En cada punto de muestreo se establecieron dos transectos de longitud variable con una separación mayor a 10 m entre ellos. En cada uno, se realizó el registro de especies de anfibios, reptiles, aves y mamíferos realizando una búsqueda

minuciosa entre la hojarasca, debajo de troncos, árboles, arbustos, grietas, rocas, oquedades y charcas.

En el caso de las aves se siguió la metodología propuesta por el manual de métodos de campo para el monitoreo de aves terrestre. (1996), con el método de conteo por puntos de radio fijo el cual consiste en colocarse en un punto fijo y tomar el registro de las aves en intervalos de 100 m. Complementado con el método de censo de búsqueda intensiva el cual consiste en efectuar una serie de tres censos en tres áreas distintas recorriendo por completo el área a estudiar.

La estimación de la abundancia se realizó de forma directa (visual) e indirecta (auditivo para aves y anfibios; huellas o rastros para mamíferos) con el propósito de registrar el mayor número de especies posibles, dado las condiciones y características en que se encuentran el área del proyecto.

- **Resultados.**

Como resultado del levantamiento faunístico en el trazo del proyecto, se obtuvo un registro de sesenta y nueve individuos: distribuidos de la siguiente manera, para el grupo de los de los anfibios se obtuvieron tres registros, distribuidos en dos especies, para la clase reptilia se obtuvieron seis registros, distribuidos en tres especies, para el grupo de las aves se obtuvieron cincuenta y nueve registros, distribuidos en once especies. Las cuales se muestran en la **Tabla V.3-12**.

Tabla V.3-12. Listado faunístico del trazo del proyecto.

Nombre común	Nombre científico	Abundancia	NOM-059-SEMARNAT-2010	Medida a tomar
Clase Anfibios				
Rana arboricola	<i>Smilisca baudini</i>	2	-	V y A
Rana espumosa de dedos marginados	<i>Leptodactylus melanonotus</i>	1		A
Clase Reptiles				
Toloque	<i>Basiliscus vittatus</i>	1	-	A
Iguana negra espinosa rayada	<i>Ctenosaura similis</i>	1	A	V y A
Iguana verde	<i>Iguana iguana</i>	4	Pr	V y A
Clase Aves				
Zanate mexicano	<i>Quiscalus mexicanus</i>	5	-	V
<i>Perico pechosucio</i>	<i>Eupsittula nana</i>	6	A	V y A
Garcita gris	<i>Butorides virescens</i>	1	-	A

Nombre común	Nombre científico	Abundancia	NOM-059-SEMARNAT-2010	Medida a tomar
Bolsero de altamira	<i>Icterus gularis</i>	6	-	A
Chipe	<i>Dendroica petechia</i>	7	-	A
Garza azul	<i>Egretta caerulea</i>	1	-	A
Jacana nortea	<i>Jacana spinosa</i>	2	-	A
Aguililla caminera	<i>Rupornis magnirostris</i>	3	-	A
Chara papan	<i>Psilorhinus morio</i>	16	-	A
Zopilote Cabeza negra	<i>Coragyps atratus</i>	4	-	A
Garza ganadera	<i>Bubulcus ibis</i>	8	-	A
Clase Mamíferos				
Ardilla negra	<i>Sciurus aureogaster</i>	1	-	A

Categorías de riesgo de la NOM-059-SEMARNAT-2010: Sujeta a Protección Especial (Pr), Amenazada (A), Peligro de Extinción (P), Probablemente Extinta (E). Medida a tomar: Ahuyentamiento (A), Vigilancia (V).

En resumen:

Solo se registraron tres especies enlistadas dentro de la **NOM-059-SEMARNAT-2010**. En la categoría amenazada (**A**). Iguana negra espinosa rayada (**Ctenosaura similis**) y el perico pecho sucio (**Eupsittula nana**) y para la categoría de **sujeta a protección especial (Pr)**, la iguana verde (**Iguana iguana**). El grupo mejor representado fue el de las aves, ya que las especies registradas son generalista, oportunistas y presentan una gran adaptabilidad a la perturbación de sus ecosistemas o a la llevada a cabo mediante la alteración antropogénica, las cercas vivas, los parches de vegetación, los árboles dispersos, así como las zonas bajas inundables representan algún tipo de forma para buscar sitios de alimentación, anidación y reproducción. la mayoría de las especies registradas, fueron encontradas en áreas aledañas y son de fácil desplazamiento. Se considera de acuerdo a las actividades del proyecto, la interferencia de este con la fauna del Sistema Ambiental será esporádica y de prácticamente nula significancia.

c) Medio socioeconómico.

El sistema físico y el social están íntimamente relacionados, de tal manera que el medio social actúa como el receptor de los cambios y modificaciones del medio físico.

Demografía.

Este apartado tratará de determinar la cantidad de población que se verá influenciada por la construcción del proyecto. De acuerdo con la **Figura V.3-8** no

hay ninguna comunidad dentro del sistema ambiental del proyecto: La localidad Adolfo López Mateos (Corral nuevo) es la más cercana y se encuentra a 1,042 metros en dirección Noroeste. A continuación, se describen los datos obtenidos de la investigación documental de localidad más cercana al sistema ambiental.

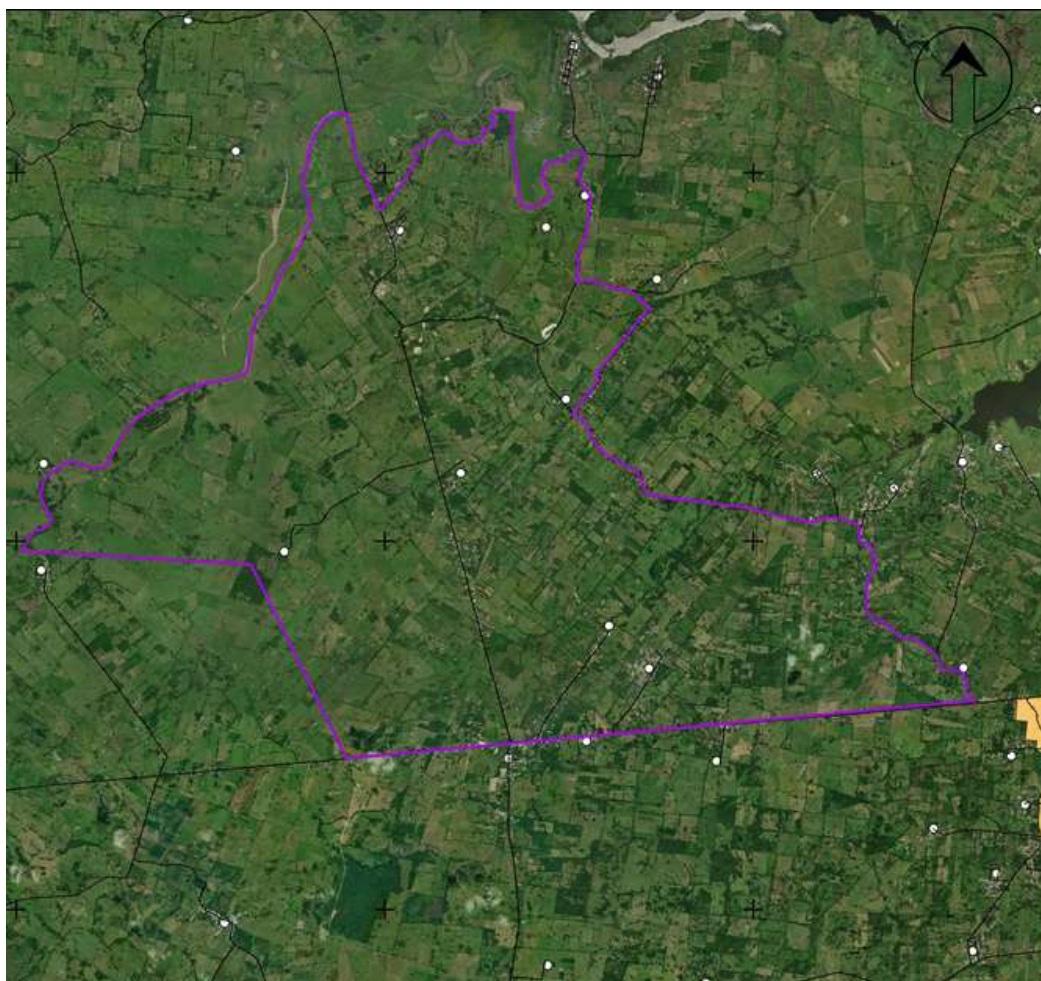


Figura V.3-8. Localidades más cercanas al proyecto.

Dinámica de la población

De acuerdo con los datos obtenidos en el ITER (Principales resultados por localidad) de los Censos de Población y Vivienda del 2000, 2010 y 2020, la población total de la localidad ha ido en aumento. En la década de 2000 a 2010 hubo un crecimiento del 9.89%, porcentaje que disminuyó drásticamente pues en la década de 2010 a 2020 sólo aumentó un 1.72% (**Tabla V.3-13**).

Tabla V.3-13. Población de la localidad cercana al sistema ambiental del proyecto.

N°	Clave	Municipio	Localidad	Población total (2000)	Población total (2010)	Población total (2020)
12	71	Macuspana	Adolfo López Mateos (Corral nuevo)	619	687	699

Asimismo, las personas locales se encuentran organizados en “sindicatos”, los cuales refleja que están adaptados a las actividades que se propone realizar en el presente proyecto.

d) Fenómenos sanitarios.

En caso de presentarse alguno de estos escenarios, Vista Oil & Gas, seguirá las medidas, recomendaciones y protocolos internos o las que determinen la autoridades o dependencias correspondientes.

Actualmente Vista Oil & Gas cuenta con un Protocolo de Seguridad Sanitaria con la finalidad de salvaguardar la salud del personal que forman parte de las actividades en las áreas de trabajo y en general de todo el personal que lleve a cabo actividades dentro del Área Contractual, el cual incluye a eventos epidemiológicos por agentes infecciosos de propagación aérea y por contacto mano con mano, con fluido infectado. Dicho protocolo se encuentra disponible para todo el personal que ingrese a las instalaciones y se encuentra estructurada con información y datos, como las que se mencionan a continuación:

- Tipo de actividad de la empresa.
- Identificación del nivel de riesgo epidemiológico (con lo cual se implementan las medidas aplicables).
- Tamaño del centro de trabajo.
- Identificación de las características internas del centro de trabajo:
- Personal en situación de vulnerabilidad o mayor riesgo de contagio por área.
- Personal que tiene a su cargo el cuidado de menores de edad, personas adultas mayores, personas en situación de vulnerabilidad o mayor riesgo de contagio.
- Áreas o departamentos con los que cuenta el centro de trabajo.

También se describen las estrategias generales de promoción de la salud y seguridad sanitaria en el entorno laboral.

- A) Promoción de la salud.
- B) Protección de la salud.
 - B1) Sana Distancia
 - B2 Control de ingreso-egreso.
 - B3) Medidas de prevención de contagios en la empresa.
 - B4) Uso de equipo de protección personal (EPP) especializado.

Resumen de factores ambientales en la zona del proyecto.

A manera de poner en un contexto sintetizado de los factores ambientales en la zona del proyecto, en la siguiente tabla se describe de manera puntual, la presencia y posible influencia de los factores ambientales abióticos y bióticos identificados en el entorno de las obras.

Tabla V.3-14. Descripción de los factores ambientales presentes en el sistema ambiental.

Aspectos ambientales	Factor ambiental	Descripción
Aspectos abióticos	Clima	Am (f) Cálido húmedo con lluvias en verano, con una temperatura promedio de 26.8°C y una precipitación media anual de 2,330.70 mm. La calidad de aire es buena.
	Fenómenos climatológicos	No hay temporada de sequías marcada para la zona. Temporada de nortes de octubre a marzo. Zona expuesta 20 ciclones tropicales cada 150 años.
	Características litológicas	Terreno formado durante el Mioceno-Pleistoceno del periodo Terciario. De origen aluvial con afloramientos constituidos por lutita, alternando con arenas y arenisca fina con arcillas sin consolidar, horizontes de coquina y lentes de caliza.
	Relieve	Terreno que presenta ligeras ondulaciones en la mayor parte del SA, con la presencia de algunos lomeríos en la sección sur. En caracterizado por zonas con elevaciones cercanas a los 33 msnm.
	Presencia de fallas y fracturamientos.	No hay presencia de fallas o fracturamientos de roca, pues el terreno es de material no consolidado.
	Susceptibilidad (sismos, derrumbes, inundaciones y actividad volcánica.	No susceptible a deslizamientos y derrumbes por ser un terreno llano. No susceptible a actividad volcánica por estar en una zona distante a los volcanes activos más cercanos. Además, el sitio se encuentra en una zona de riesgo medio por sismicidad, de acuerdo a CFE.

Aspectos ambientales	Factor ambiental	Descripción
	Tipo de suelo	Asentado únicamente en un suelo de tipo Luvisol. Son suelos con acumulación de arcilla. Son suelos que se encuentran en zonas lluviosas y se caracterizan por tener un enriquecimiento de arcilla en el subsuelo. Son frecuentemente rojos o amarillentos, aunque también presentan tonos pardos, que no llegan a ser oscuros.
	Hidrología superficial	Ubicado dentro de la región hidrográfica 30. Grijalva-Usumacinta en la cuenca D. Río Grijalva-Villahermosa; específicamente en la subcuenca Du. Río Chilapilla. Dentro del sistema ambiental se tiene la presencia red de escurrimientos que se caracterizan por ser de tipo intermitente dentro del trazo del proyecto sobrepone su trayectoria sobre dos escurrimientos, que presentan tirantes de agua sólo en la época de lluvias. En la época de estiaje estos niveles de agua desaparecen para hacer transitable el fondo de su cauce.
	Hidrología subterránea	Ubicado en su totalidad dentro del acuífero 2706-Macuspana, el cual es de tipo libre y su recarga proviene de la infiltración del agua de lluvia en donde afloran las formaciones arenosas, su descarga se realiza hacia los ríos en la época de estiaje. La profundidad del nivel estático, es generalmente somera, varía entre los 1 y 12 metros, tiende a seguir una dirección de flujo que es en general del suroeste hacia el noreste, la forma general del manto es radial convergente y la dirección es perpendicular hacia la línea de costa que se encuentra al noreste del acuífero.
Aspectos bióticos	Vegetación terrestre	Se registró un tipo de vegetación conocido como: Pastizal cultivado , conformado por especies de pasto señal (<i>Brachiaria sp.</i>), pasto alemán (<i>Echinochloa polystachya</i>), pasto estrella (<i>Cynodon plectostachyus</i>) y pasto manatinero (<i>Hymenachne amplexicaulis</i>), las cuales se asocian otras especies herbáceas. El área del proyecto está dominada por vegetación de pastizal cultivado destinado para el pastoreo extensivo de ganado bovino, siendo un área modificada de su vocación natural hacia ambientes antropogénicos. El sistema ambiental del proyecto está dominado por vegetación de pastizal cultivado destinado para el pastoreo extensivo de ganado bovino, con la presencia escasos parches arbóreos predominado por tinto (<i>Haematoxylum campechianum</i>), tipo de vegetación que puede considerarse como la natural del sitio. Los cuatro puntos de muestreo se consideran suficientes para obtener un listado de especies significativo para el sistema ambiental del proyecto, el cual se caracteriza por estar altamente modificado para actividades agrícolas y pecuarias.

Aspectos ambientales	Factor ambiental	Descripción
	Fauna	En el levantamiento faunístico en el trazo del proyecto obtuvo un registro de 10 individuos: una especie de anfibio, dos especies de reptiles (con un registro cada uno) y cinco individuos de aves distribuidos en tres especies. La escasa presencia de especies faunísticas en el área del proyecto se debe a una alta actividad constructiva en las colindancias. Asimismo, la escasa cobertura arbórea no brinda sitios de refugio o alimentación para la mayoría de las especies. El resultado del levantamiento faunístico en el sistema ambiental del proyecto dio como resultado el registro de 37 individuos de fauna, distribuidos en dos clases: Reptiles y Aves.
Aspecto biofísico-perceptual	Paisaje	Se analizaron tres aspectos del paisaje: Visibilidad, calidad y fragilidad. la visibilidad de la zona de obra es alta, debido a que el terreno, aunque presenta ondulaciones, la altura de vegetación permite una alta visibilidad desde los sitios de observación. un sitio con una mediana modificación antropogénica debido a la gran cantidad de actividades de tipo ganadera, constructivas e industrial, pero con presencia de vegetación arbórea en los alrededores que permite que se mezcle con el entorno. La calidad paisajística del sitio es media. La capacidad de absorber paisajísticamente el proyecto es alta debido a la naturaleza del proyecto que tiene por objetivo construirse por debajo de la superficie y de la alta capacidad de la vegetación herbácea de propagarse en las zonas intervenidas en un corto periodo de tiempo.
Aspectos socioeconómicos	Demografía	La localidad Adolfo López Mateos (Corral nuevo) es la más cercana y se encuentra a 1,565 metros en dirección Noroeste. La población total de la localidad ha ido en aumento. En la década de 2000 a 2010 hubo un crecimiento del 9.89%, porcentaje que disminuyó drásticamente pues en la década de 2010 a 2020 sólo aumentó un 1.72%. esta comunidad tiene su mayor cantidad de habitantes en edades productivas (contabilizando jóvenes y adultos) y la gráfica generacional se mantiene estable. se puede observar un aumento de personas económicamente activas con el paso de los años censales, tendiendo un efecto inverso en la cantidad de personas económicamente inactivas; Asimismo, destaca un aumento en la cantidad de personas del sexo femenino a las actividades productivas

Aspectos ambientales	Factor ambiental	Descripción
	Factores socioculturales	La mayor cantidad de personas que viven en la localidad tiene educación secundaria terminada. Los años de educación promedio de toda la población es de 8.46 años, coincidiendo está cifra con el rango de años que abarca la educación secundaria. No son comunidades consideradas indígenas. En cuanto a la organización comunal es de tipo ejidal.

Se pudo concluir que el sistema ambiental del proyecto tiene una alta homogeneidad en sus componentes ambientales, siendo el relieve y la red hidrográfica aquellos que sirvieron para definir los límites del mismo. La fauna silvestre, aunque adaptada a soportar las actividades antropogénicas se valoró como el factor más importante a observar por la presencia de especies de lento desplazamiento y enlistados en alguna categoría de riesgo según la normatividad vigente. Los demás elementos ambientales serán asimismo considerados dentro de las medidas de prevención y mitigación para causar el menor efecto posible.

Importante señalar que los mapas aquí mostrados, se encuentran integrados en el **Anexo 3** del Estudio de Riesgo, en el formato adecuado para su interpretación.

V.3.1. PROYECTO.

Con respecto a los pozos que se perforarán, en la siguiente figura se ubican y se señalan las áreas de influencias en un radio de 500 m para cada una de las peras, así como los pozos dentro de las mismas.

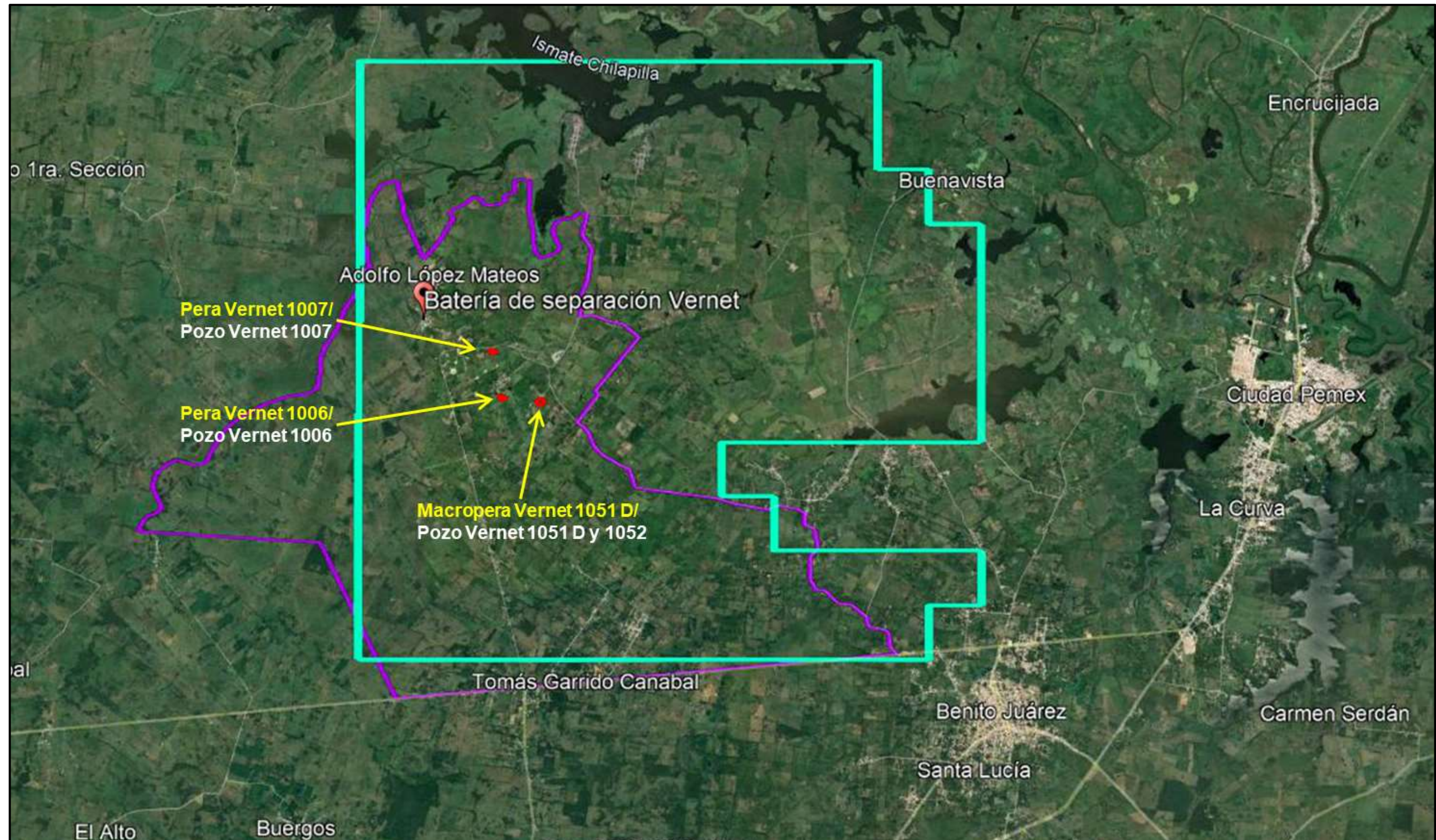


Figura V.3-9. Ubicación de peras y pozos a construirse en el proyecto

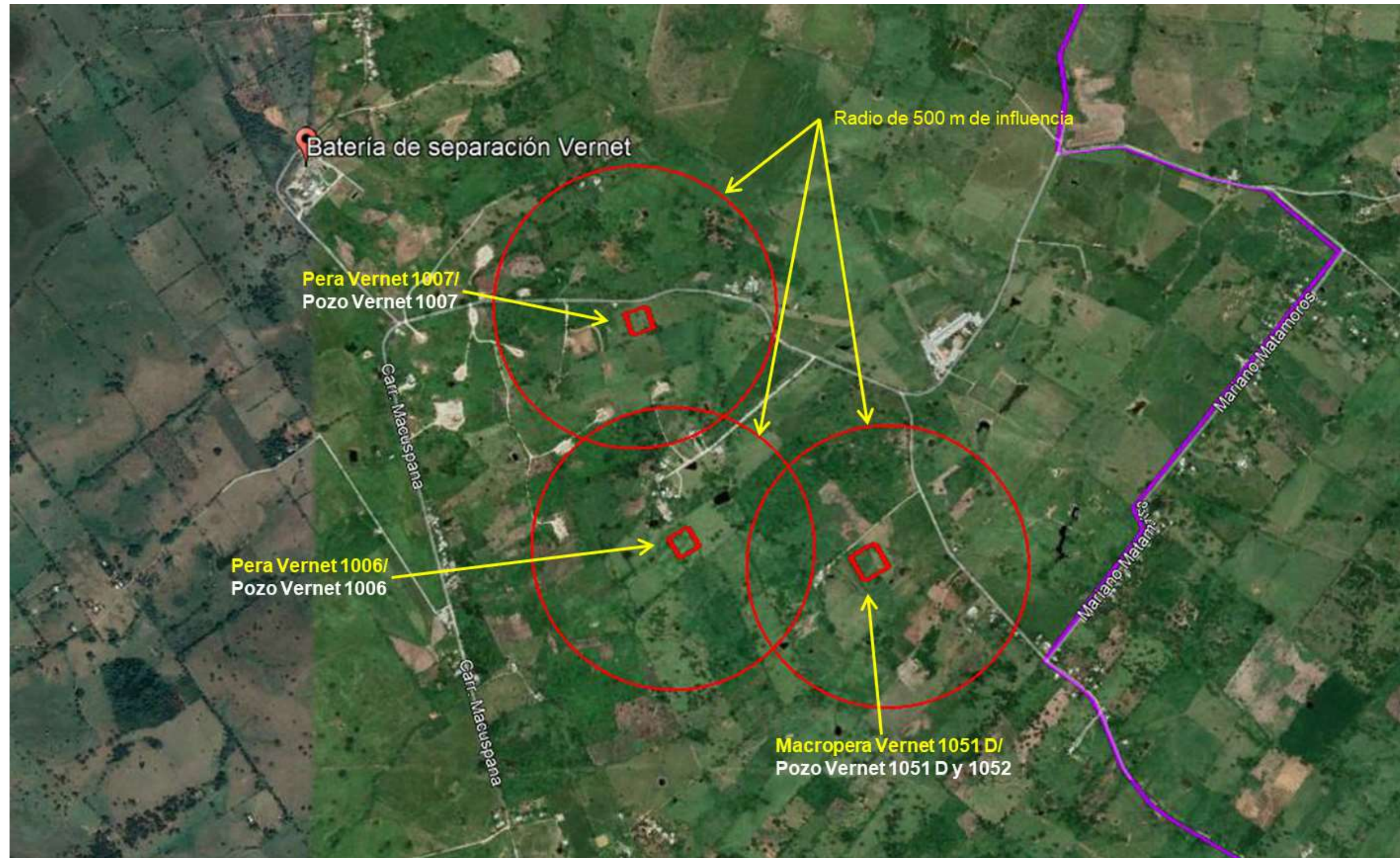


Figura V.3-10. Zona de influencia de las peras y los pozos a perforar (500 m).

**Tabla V.3-15. Proximidades con
zonas vulnerables de población
para un radio de 500 m.**

TIPO DE ZONA VULNERABLE DE POBLACIÓN	NOMBRE DE LA ZONA VULNERABLE DE POBLACIÓN	UBICACIÓN (N/S/E/O/NE/SE/NO/SO)	DISTANCIA A LA INSTALACIÓN/PROYECTO/POZO (m)
-	-	-	-
-	-	-	-
Para la zona de influencia de los 500 m para las peras y pozos que se van a construir dentro del proyecto, no hay localidad inmersa dentro de la zona de influencia. Solo algunas casas de manera dispersa.			

**Tabla V.3-16. Proximidades con
componentes ambientales para
un radio de 500 m.**

TIPO DE COMPONENTE AMBIENTAL	NOMBRE	DESCRIPCIÓN BREVE	UBICACIÓN (N/S/E/O/NE/SE/NO/ SO)	DISTANCIA A LA INSTALACIÓN/PROYECTO/ POZO (m)
-	-	-	-	-
De acuerdo a la cartografía incluida en el Anexo 3 , NO existen componentes ambientales, ubicados dentro del rango de los 500 m.				

*Tabla V.3-17. Proximidades con
infraestructura para un radio de
500 m.*

TIPO DE INFRAESTRUCTURA	NOMBRE/DESCRIPCIÓN	UBICACIÓN (N/S/E/O/NE/SE/NO/SO)	DISTANCIA A LA INSTALACIÓN/PROYECTO/POZO (m)
-	-	-	-
Sólo se encuentran camino de terracería que comunican a las peras existentes dentro del Área Contractual CS01.			

*Tabla V.3-18. Uso de suelo para
un radio de 500 m*

LOCALIZACIÓN	TIPO DE USO DE SUELO	DESCRIPCIÓN
N/S/E/O/NE/SE/NO/SO	Pastizal cultivado	El área del proyecto está dominada por vegetación de pastizal cultivado destinado para el pastoreo extensivo de ganado bovino, siendo un área modificada de su vocación natural hacia ambientes antropogénicos.

V.3.2. TRANSPORTE POR DUCTOS.

El análisis considera a líneas de descarga y líneas de inyección para el transporte de la producción, sin embargo, con la finalidad de aportar mayor información, se considera los criterios para evaluar a los ductos, con la finalidad de hacer un poco más claro en cuanto al proyecto en análisis.

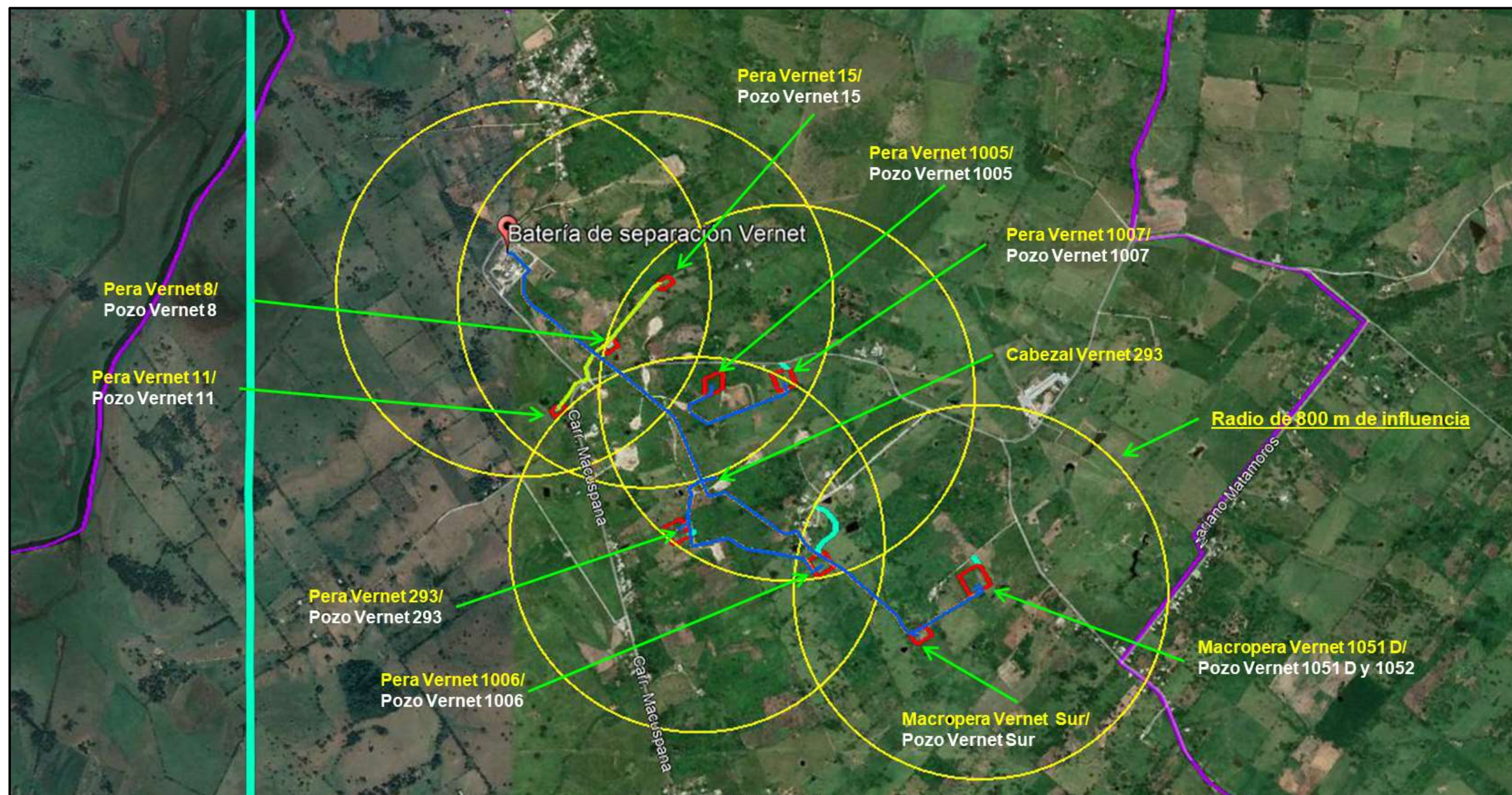


Figura V.3-11. Zona de influencia de las líneas de descarga y líneas de inyección (500 m).

Tabla V.3-19. Proximidades y cruzamientos con zonas vulnerables de población en el entorno de la franja de 800 m a ambos lados de DDV

Tipo de zona vulnerable de población	Nombre de la zona vulnerable de población	Ubicación (N/S/E/O/NE/SE/NO/SO)	Distancia al ducto (m)	Tipo (proximidad o cruzamiento)	km inicial de la proximidad o cruzamiento (cadenamiento)	km final de la proximidad o cruzamiento (cadenamiento)
-	-	-	-	-	-	-

La localidad Adolfo López Mateos (Corral nuevo) es la más cercana y se encuentra a 1,565 metros en dirección Noroeste. Como se puede ver, se encuentra fuera de los 800 m, contemplado para ductos. Como línea de descarga y Línea de inyección su grado de influencia a esta distancia es mucho menor.

Tabla V.3-20. Proximidades y cruzamientos con componentes ambientales franja de 800 m a ambos lados del DDV

Tipo de componente ambientales	Nombre	Descripción breve	Ubicación (n/s/e/o/n/e/s/e/n/o/s/o)	Tipo (proximidad o cruzamiento)	Para proximidades, distancia promedio al ducto (m)	km inicial de la proximidad o cruzamiento (cadenamiento)	km final de la proximidad o cruzamiento (cadenamiento)
-	-	-	-	-	-	-	-

Dentro del sistema ambiental se tiene la presencia red de escurrimientos que se caracterizan por ser de tipo intermitente dentro del trazo del proyecto sobrepone su trayectoria sobre dos escurrimientos, que presentan tirantes de agua sólo en la época de lluvias. En la época de estiaje estos niveles de agua desaparecen para hacer transitable el fondo de su cauce. El área del proyecto no se ve influenciado por algún componente ambiental

Tabla V.3-21. Proximidades con infraestructura franja de 800 m a ambos lados del DDV

Tipo de infraestructura	Nombre/ descripción	Ubicación (N/S/E/O/NE/SE/NO/SO)	Distancia promedio al ducto (m)	km inicial de la proximidad (cadenamiento)	km final de la proximidad (cadenamiento)
-	-	-	-	-	-

En área no hay instalaciones o infraestructura por el cual puedan cruzar de manera riesgosa las líneas de descarga y las líneas de inyección. Al ser un área de explotación de pozos petroleros, puede pasar cerca de otras peras o ir paralelo a otras LDD's. Los caminos por donde pasa suelen ser los caminos de accesos a las peras que conforman al campo o al área contractual.

Tabla V.3-22. Uso de suelo (sobre el DDV).

km de inicio (cadenamiento)	km de fin (cadenamiento)	Tipo de uso de suelo	Descripción

El área del proyecto está dominada por vegetación de pastizal cultivado destinado para el pastoreo extensivo de ganado bovino, siendo un área modificada de su vocación natural hacia ambientes antropogénicos.

V.3.3. TRANSPORTE POR MEDIOS DISTINTOS A DUCTOS.

Como se describe en los dos apartados anteriores, el proyecto está conformado por obras que conllevarán a extracción de hidrocarburos a través de los pozos que se construirán, así como la actividad de transporte de estos materiales extraídos a través de líneas de descargas e inyección de agua congénita a través de líneas de inyección. Razón por lo que la actividad no contempla el uso de transporte por medio distintos a ductos.

V.4. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS.

En este apartado, se realiza la selección y aplicación de las metodologías adecuadas para la identificación de los peligros en función de las premisas, consideraciones y criterios aplicados, a partir de los requerimientos por la ASEA y también de las metodologías definidas para el análisis; a su vez se llevará a cabo la evaluación de los riesgos y la selección de escenarios más críticos resultantes de una categorización en términos de magnitudes de riesgo.

Habiendo realizado una revisión minuciosa y detallada de las actividades y alcances del proyecto en estudio, del proceso y del entorno inherente con el cual interactuará las instalaciones futuras contempladas en este proyecto, para aplicar las metodologías cualitativas y cuantitativas que sean las herramientas para la identificación de los peligros y evaluación de los riesgos, tomando en cuenta las medidas de seguridad preventivas y de control existentes, así como, las que se puedan adicionar para administrar los riesgos, y operar de manera segura la instalación, llevar a cabo las actividades programadas salvaguardando la integridad del personal y preservando el entorno que rodea las instalaciones.

Con el objetivo de identificar los escenarios más críticos (Peor caso, Caso más probable y otros casos que se puedan añadir como alternos por su magnitud de riesgo), el proceso de análisis de riesgo implicará aplicar metodologías o técnicas que coadyuven a dar un panorama del riesgo inherente de los procesos llevados a cabo en las instalaciones proyectadas, y que la aplicación de las medidas de seguridad y controles reduzca los peligros y riesgos no deseados.

En primera instancia, se llevará a cabo una revisión de incidentes y accidentes ocurridos en instalaciones similares a la evaluada en el presente estudio con el propósito de tener los antecedentes de categorías de frecuencia y consecuencia de eventos similares, posteriormente se aplicará el ~~con~~ análisis cualitativo o semicuantitativo, según la eficiencia de la técnica para el tipo de instalación, se evaluarán y jerarquizarán los escenarios resultantes, y posteriormente se realizará un análisis cuantitativo de los escenarios más críticos.

En esta sección, se presentará y se señalará el sustento técnico de la elección y aplicación de la(s) metodología(s), considerando primordialmente que sea acorde a la

etapa del Ciclo de Vida del Proyecto programado, así como del tipo de instalación que se analiza.

V.4.1. IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS Y JERARQUIZACIÓN DE ESCENARIOS DE RIESGOS.

V.4.1.A. Premisas de la identificación de peligros

A partir de lo señalado en el punto anterior, como una buena práctica recomendada para obtener resultados con mayor credibilidad y veracidad, es de suma importancia conformar un grupo de especialistas con amplio conocimiento en el proyecto o en la disciplina técnica que incide en la obra o proyecto. Ante esta necesidad, se forma el **Grupo Multidisciplinario de Análisis de Riesgos (GMAER)** con personal de Vista Oil & Gas, con los que a través de un Taller de Homologación técnica se acuerdan los criterios a utilizar para la realización de Análisis de Riesgo. La integración de este grupo de especialistas, así como, los acuerdos establecidos para el desarrollo y cumplimiento del objetivo del mismo, se establecen y se documentan en el Acta Constitutiva de Conformación que se incluyen en el **Anexo 9**.

Dentro de los criterios y tareas establecidos por el GMAER para el desarrollo adecuado de este apartado, se señalan los siguientes:

- Aplicar las normativas y lineamientos internos, así como, criterios externos que coadyuven al cumplimiento técnico del Análisis de Riesgo y fortalezcan la capacidad de identificar los peligros posibles para su reducción y control durante las actividades de las instalaciones futuras.
- Lo anterior, conlleva a aplicar las metodologías de acuerdo a los documentos internos del SASISOPA de Vista Oil & Gas, con el afán de cumplir con lo establecido en el Elemento II, que hace referencia a la Identificación de peligros. En el **Anexo 9**, se adjunta el Procedimiento *Identificación de Peligros y Análisis de Riesgo Rev 1* (PG-VIS-0002).
- Con la finalidad de no descartar peligros inherentes y operativos, se considera realizar identificación de peligros con respecto a todos los receptores de riesgos (Seguridad, Salud, Medio ambiente e Instalaciones), contemplando el uso de las tablas de tolerabilidad y matrices de riesgo propias de Vista Oil & Gas.

- Para cumplir técnicamente y obtener resultados menos subjetivos, se llevará a cabo sesiones técnicas para el desarrollo de las metodologías seleccionadas con el objetivo de realizar la identificación de peligros en el proyecto.
- Participación estricta de cada uno de los integrantes del GMAER, en la aportación de la información requerida y necesaria, tomando en cuenta, el papel de su especialidad dentro de cada etapa del Análisis de Riesgo del proyecto.
- Las metodologías a utilizar serán a razón de la etapa y complejidad del proyecto, las cuales se fundamentarán con las buenas prácticas y referencias técnicas nacionales e internacionales vigentes. En la siguiente tabla, se presenta el uso típico de las metodologías aplicables considerando la etapa del proyecto dentro de su ciclo de vida.

Tabla V.4-1 Típico de uso de las metodologías de acuerdo a la etapa de vida de la obra

ETAPA	LISTA DE VERIFICACIÓN	¿QUÉ PASA SÍ?	¿Qué PASA SÍ?/ LISTA DE VERIFICACIÓN	FMEA	HAZOP	AAE - ETA	AAF - FTA	AC
Investigación y desarrollo	-	✓	✓	-	-	-	-	-
Diseño conceptual	✓	✓	✓	-	-	-	-	-
Operación de planta piloto	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Ingeniería de detalle	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Construcción y arranque	✓	✓	✓	✓	-	-	-	-
Operación rutinaria	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Expansión o modificación	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Desmantelamiento	✓	✓	✓	-	-	-	-	-

Fuente: 800-16400-DCO-GT-75, Rev. 2, Guías técnicas para realizar Análisis de riesgo de Procesos

En color verde, se señalan las metodologías cualitativas que se ocuparán de manera más específica, para la identificación de peligros durante las actividades de las instalaciones proyectadas, seleccionada por el GMAER, así como para las actividades de pruebas.

- Validación de los criterios utilizados durante el desarrollo del análisis de riesgo.
- Validación de la aplicación y desarrollo de las metodologías de identificación de peligros y de evaluación de riesgos empleados.
- Validación de los resultados de las metodologías aplicadas.

- Participación en la definición clara de las recomendaciones resultantes y necesarias para el control de los riesgos en el proyecto.
- Entre otras.

De acuerdo a la experiencia, las metodologías propuestas para este análisis de riesgo, de acuerdo a la etapa del estudio y del proyecto se enlistan en la siguiente tabla:

Tabla V.4-2 Metodologías de identificación de peligros aplicadas.

ETAPA DEL ER*	METODOLOGÍA	ETAPA DEL PROYECTO
Preliminar	Análisis Histórico de incidentes y accidentes (actividades similares)	Líneas de Descarga (LDD), Perforación de Pozos
Cualitativo	¿Qué pasa sí? (What If?)	Perforación de Pozos, Líneas de inyección de agua congénita
Cualitativa	Hazard & Operability Study (HazOp)	Líneas de Descarga (LDD)

*ER: Estudio de Riesgo.

La aplicación de cada una de las metodologías en la etapa correspondiente, se realizará en el orden en el que aparecen en la Tabla V.4-2.

V.4.1.B. Premisas de la jerarquización de riesgos.

Durante el desarrollo de las metodologías de identificación de peligros, se realiza una pre-evaluación de riesgos, considerando las variables de Frecuencia y Consecuencias de los peligros identificados y al final poder determinar una magnitud de riesgo por cada desviación evaluada, la cual permite ordenarlos en términos de mayor a menor valor, por lo tanto, darle un valor de criticidad que definirá su prioridad en materia de seguridad para la actividad o proceso. Este orden de magnitud de riesgo se denomina Jerarquización de riesgos, la cual nos permite definir y establecer los escenarios de riesgos más críticos que prevalecen en el proceso o actividad y a la cual se debe de enfocar más los esfuerzos de administración para su eliminación, mitigación o control para reducir al mínimo los riesgos operativos y establecer un margen de riesgo residual más pequeño. Para llevar a cabo, la evaluación preliminar de riesgo, el GMAER dentro de su marco de trabajo, acordó el uso del criterio interno de Vista Oil & Gas en los procedimientos de su Sistema de Administración de Seguridad.

Para definir los valores que se asignarán a la frecuencia (probabilidad) y consecuencia (severidad) de los Escenarios de Riesgo identificados para la evaluación y jerarquización de Riesgos, se considerará la información que hace referencia a los Accidentes e Incidentes, bases de datos propios o de bibliografía especializada. Con este conocimiento o experiencia, apoyado con herramientas como las tablas de Frecuencias y Consecuencias darán más certeza sobre el nivel de riesgos de las desviaciones posibles a presentarse durante las actividades de las instalaciones futuras.

A continuación, se presentan las tablas de Frecuencias y Consecuencias que Vista Oil & Gas ha establecido dentro de su procedimiento (ver **Anexo 9**) para medir la tolerabilidad de los riesgos en sus instalaciones.

Tabla V.4-3 Clasificación de Frecuencias para Escenarios de Riesgo

VALOR	DESCRIPCIÓN	DEFINICIONES
5	Esperado	Existe certeza de que el incidente o enfermedad profesional ocurra. Es evidente la falta de conciencia de seguridad y salud ocupacional, el comportamiento es en algunos casos hasta temerario. Claramente no se siguen procedimientos de trabajo que tengan en cuenta las exigencias legales y no existe conciencia ambiental. No existe disciplina operacional y no es un hábito el uso de EPP.
4	Bastante posible	El incidente o la enfermedad profesional podrían ocurrir regularmente. Disciplina operacional y comportamiento condicionados por el temor. El liderazgo es deficiente. No se aprecian hábitos, ni elementos culturales que indiquen la toma de conciencia de la seguridad, salud ocupacional y del medio ambiente. El comportamiento individual es errático.
3	Posible	El incidente o enfermedad profesional podría ocurrir esporádicamente La prevención existe en función de una supervisión estricta y permanente. El compromiso e involucramiento se logra condicionado a la empleabilidad. Es necesario el esfuerzo permanente para lograr comportamientos preventivos. Existe conciencia medioambiental, de seguridad y de salud ocupacional, la que debe ser reforzada por un liderazgo firme.
2	Poco posible	El incidente o la enfermedad profesional podría ocurrir alguna vez El autocuidado prevalece como hábito, existen buenas prácticas de control de la seguridad y salud ocupacional de las personas, y de cuidado y protección ambiental. El trabajo es realizado estrictamente de acuerdo a procedimientos y estándares. Se incorpora la gestión del cambio en el día a día. El comportamiento es seguro.

VALOR	DESCRIPCIÓN	DEFINICIONES
1	Prácticamente imposible	Muy difícil que ocurra el incidente o enfermedad profesional. Existe clara evidencia de la conciencia de la seguridad y salud ocupacional individual (individuo consciente) y preocupación por los otros (organización consciente). El comportamiento obedece al involucramiento personal y al trabajo en equipo, se aprecia un cumplimiento disciplinado de procedimientos y estándares, preocupación por los riesgos a la seguridad y salud ocupacional, preocupación por el cuidado y protección medioambiental. Existe claridad y conocimiento de los objetivos. El liderazgo es visible y presente.

Para la ponderación de las frecuencias, se considerarán los controles y medidas de reducción de Riesgos (salvaguardas, protecciones o barreras), las cuales deberán de ser específicas para prevenir las causas de los Escenarios de Riesgo identificados.

Tabla V.4-4 Clasificación de Consecuencias para Escenarios de Riesgo

Categoría	Descripción	Seguridad	Salud	Medio Ambiente	Instalaciones
5	Muy Grave	Muerte; Discapacidad total y permanente; incapacidad permanente para realizar el mismo trabajo.	Exposición permanente a contaminantes asociados a enfermedad profesional sobre límite indicado en normativa vigente; enfermedad profesional.	Daño extremo, extensivo e irreversible	Pérdida >500,000 dólares
4	Grave	Lesión grave; atención médica con tiempo perdido; discapacidad parcial; ausencia de más de un mes	Enfermedad crónica; exposición a contaminantes asociados a enfermedad profesional sobre límite indicado en normativa vigente.	Daño severo, extensivo y reversible en el largo plazo	Pérdida >150,000 y >500,000 dólares
3	Importante	Lesión seria, atención médica con tiempo perdido; ausencia hasta un mes;	Enfermedad recurrente; exposición a contaminantes asociados a enfermedad profesional igual a límite indicado en normativa vigente	Daño serio, reversible durante la duración de la operación.	Pérdida >10,000 y >150,000 dólares
2	Menor	Lesión superficial y local; tratamiento médico sin tiempo perdido;	Enfermedad menor; exposición a contaminantes asociados a enfermedad profesional igual al 50% del límite indicado en normativa vigente.	Daño reversible en un periodo de tiempo corto	Pérdida de materiales >10,000 dólares

Categoría	Descripción	Seguridad	Salud	Medio Ambiente	Instalaciones
1	Insignificante	Insignificantes; ausencia menor a un turno; sólo primeros auxilios sin incapacidad	Exposición a contaminantes asociados a enfermedad profesional bajo el 50% de lo indicado en normativa vigente.	Daño muy mínimo	Sin Pérdidas Materiales

Una vez llevada a cabo la ponderación de los escenarios, se determina el Grado de riesgo mediante la categoría de Probabilidad por Severidad.

Grado de Riesgo (GR) = Probabilidad X Severidad

Con lo cual, se identifican los escenarios que poseen una mayor importancia en función del riesgo que representan. En la Figura V.4-1 se ilustra la matriz de riesgo, establecida por Vista Oil & Gas para determinar el Nivel de riesgo de una desviación considerando receptor por receptor de interés:

			FRECUENCIA				
			Prácticamente imposible	Poco posible	Posible	Bastante posible	Esperado
			1	2	3	4	5
CONSECUENCIA	Muy Grave	5	M	M	A	A	A
	Grave	4	M	M	M	A	A
	Importante	3	B	M	M	M	A
	Menor	2	B	B	M	M	M
	Insignificante	1	B	B	B	M	M

Figura V.4-1 Matriz de Jerarquización de Riesgo de Proceso

Y para la determinación del Nivel de riesgo de una desviación considerando todos los receptores, se considera la siguiente figura:

			FRECUENCIA				
			Prácticamente imposible	Poco posible	Posible	Bastante posible	Esperado
			1	2	3	4	5
CONSECUENCIA	Muy Grave	5	M (20)	M (40)	A (60)	A (80)	A (100)
	Grave	4	M (16)	M (32)	M (48)	A (64)	A (80)
	Importante	3	B (12)	M (24)	M (36)	M (48)	A (60)
	Menor	2	B (8)	B (16)	M (24)	M (30)	M (40)
	Insignificante	1	B (4)	B (8)	B (12)	M (16)	M (20)

Figura V.4-2 Matriz de Jerarquización de Riesgo de Proceso

En la tabla siguiente se describe cada uno de los índices de riesgo que contiene la matriz de riesgo anterior.

Tabla V.4-5 Índices de riesgo

NO TOLERABLE (60>=X<=100)	No se puede realizar la actividad, es necesario implementar nuevas medidas de prevención y mitigación y realizar un nuevo análisis.
ALARP (16>=X<60)	Tan bajo como sea razonablemente posible. En este nivel se demuestra que el costo de continuar reduciendo ese riesgo es desproporcionado en comparación con el beneficio que se obtendría. Por lo que se puede proceder con la actividad, sin embargo, se requieren comprobaciones periódicas para asegurar que se mantiene la eficacia de las medidas de control.
TOLERABLE (1>=X<16)	Es aceptable para la organización. No se requiere acción específica. El control debe asegurarse mediante la existencia de estándares vigentes y actualizados.

V.4.1.1. ANÁLISIS PRELIMINAR DE PELIGRO.

Este apartado no se desarrolla debido a que no es aplicable de acuerdo a lo indicado en la **Guía para la elaboración del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos, apartado 3. Generalidades, inciso a).**

“Para elaborar el Estudio de Riesgo (ER) solamente usarán los apartados del capítulo 5, numerales 1, 2, 3, 4.1.2, 4.1.3, 4.1.4, 4.2, 5, 6, 8, 9 y 10...”

V.4.1.2. ANTECEDENTES DE ACCIDENTES E INCIDENTES EN PROYECTOS SIMILARES.

Un incidente es un evento no planeado que puede o no resultar en daños o pérdidas; y un accidente es un evento o secuencia de eventos no planeados que lleva a una secuencia indeseable. Los sistemas de protección funcionan adecuadamente cuando eliminan la emisión de los precursores de un accidente, ya sea conteniendo o eliminando la emisión de la sustancia peligrosa.

Como parte del análisis preliminar, también se considera un análisis histórico de eventos relacionados con el proyecto en estudio o en instalaciones de procesos similares que nos conduzca de una mejor manera a definir los tipos de incidentes y accidentes que se pueden presentar en este tipo de infraestructura. El análisis histórico de accidentes e incidentes es un método de tipo cualitativo, el cual consiste en evaluar algunas estadísticas de accidentes importantes registrados en el pasado en sistemas similares o con productos idénticos o de la misma naturaleza, la cual también nos permite tener noción sobre la frecuencia y los puntos más vulnerables en el tipo de instalación/proceso/equipo en análisis. El análisis histórico proporciona un conocimiento real de los posibles puntos de interés por ser parte de la presencia de descontrol en el proceso y otras situaciones anormales ocurridas en instalaciones semejantes; hecho que ayuda al planteamiento de situaciones o escenarios de riesgos factibles.

Las actividades petroleras, como la Perforación de pozos, tiene inherentes actividades con condiciones que pueden conllevar a riesgos vinculados a manifestaciones de

eventos no deseados como derrames o fugas que al final pueden derivar en incendios o explosiones.

Las actividades a llevarse a cabo en las instalaciones futuras, que forman parte de este proyecto, se encuentran en la etapa de Ingeniería Conceptual, lo que significa que Vista Oil & Gas planea integrar a la producción del campo. Por la cual, para darle respuesta al presente apartado, aplica favorablemente, la revisión histórica de accidentes e incidentes en la industria o en experiencias del personal en Vista Oil & Gas, con la finalidad de contar con los elementos necesarios al momento de aplicar los criterios de identificación de peligros y en la evaluación en términos de riesgo.

Como parte de la búsqueda y detección de puntos operativos vulnerables en el proyecto, del Área Contractual 9 (CS-01), se llevó a cabo una investigación de registros de accidentes o incidentes en actividades similares, instalaciones con manejo de productos idénticos o de la misma naturaleza del proyecto en análisis.

En la Tabla V.4-6, se enlistan algunos de tales eventos, que ayudarán a complementar la identificación preliminar de los peligros en este tipo de proyectos:

Tabla V.4-6 Antecedentes de accidentes e incidentes.

No.	AÑO	CIUDAD Y/O PAÍS	SUSTANCIA (S) INVOLUCRADA (S)	EVENTO	CAUSA (S) DEL ACCIDENTE O INCIDENTE	NIVEL DE AFECTACIÓN (PERSONAL, POBLACIÓN, MEDIO AMBIENTE, ENTRE OTROS)	ACCIONES REALIZADAS PARA SU ATENCIÓN	FUENTE CONSULTADA
1	2013	Tabasco, México	Mezcla de pozo	Fuga en pozo Juspi 1005	Fuga por degollamiento del niple en válvula de 1/2"Ø utilizada para la toma de presión de la línea de descarga.	S/D	S/D	Registros públicos de accidentes en internet
2	2013	Tabasco, México	Mezcla de pozo	Fuga de gas y descontrol del pozo Terra No.123	Problemas operativos en la perforación del pozo Terra No.123 (Etapa de terminación)	S/D	El 21 de diciembre de 2013, a las 16:00 horas, quedo controlada la emergencia en el Pozo Terra No.123.	Registros públicos de accidentes en internet
3	2012	Tabasco, México	Mezcla de pozo	Fuga de hidrocarburo por niple de 1/2" Ø del pozo Tecminoacán 807	Siendo las 09:30 hrs, en el pozo Tecminoacán 807 se observó una fuga de hidrocarburos; procedió a reportar rotura de niple de 1/2" Ø donde estaba conectado un arbolito de instrumentos para toma de muestras, manógrafa, equipo de telemetría de la cía. Valerus y el instrumento de monitoreo de la cía. MSSM.	No hubo daños personales, ni materiales. Los daños ambientales reportado fue el derrame de 0.44 bls (70 l), en un área de 4 m ² dentro de la localización.	El ayudante de producción cerró la válvula de 1/2" Ø, controlando la fuga; posteriormente se sustituyó el niple dañado y se conectó nuevamente el arbolito de instrumentos	Registros públicos de accidentes en internet
4	2007	Cd. Del Carmen, Camp. UO ABK-Pol-Chuc	Gas amargo (con contenido de H ₂ S)	Fuga	Fuga de gas amargo, tóxico para el personal de campo	Accidente fatal (muerte del perforador).	ACCIONES POST-ACCIONES Calibración y mantenimiento a los detectores de gas. Capacitación al personal que realiza las inspecciones a los detectores, contar con equipo de aire autónomo suficiente para el personal de plataforma	Registros públicos de accidentes en internet
5	2007	Cd. Del Carmen, Camp. UO ABK-Pol-Chuc	Gas amargo (con contenido de H ₂ S)	Fuga	Fuga de gas amargo, tóxico para el personal de campo	Accidente fatal (muerte del perforador).	ACCIONES POST-ACCIONES Calibración y mantenimiento a los detectores de gas. Capacitación al personal que realiza las inspecciones a los detectores, contar con equipo de aire autónomo suficiente para el personal de plataforma	Registros públicos de accidentes en internet
6	2004		Gas	Fuga	Falta de procedimientos para cementación de tuberías cortas en casquete de gas, que ocasiona fuga de agua y gas por la línea lateral de la cabeza de cementar.	S/D	ACCIONES POST-ACCIONES Capacitación al personal de acuerdo con su categoría y cargo sobre herramienta de trabajo. Aplicación de simulacro presencia de H ₂ S.	Registros públicos de accidentes en internet

CONTRATO CNH-R02-L03-CS-01/2017

ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL (ERA)

CONSTRUCCIÓN DE POZOS PETROLEROS E INFRAESTRUCTURA PARA EL
MANEJO SUPERFICIAL DE LA PRODUCCIÓN EN EL AREA CONTRACTUAL
CS01, CONTRATO CNH-R02-L03-CS-01/2017

No.	AÑO	CIUDAD Y/O PAÍS	SUSTANCIA (S) INVOLUCRADA (S)	EVENTO	CAUSA (S) DEL ACCIDENTE O INCIDENTE	NIVEL DE AFECTACIÓN (PERSONAL, POBLACIÓN, MEDIO AMBIENTE, ENTRE OTROS)	ACCIONES REALIZADAS PARA SU ATENCIÓN	FUENTE CONSULTADA
7	2004	Lousiana, E.U.A.	Crudo y gas	Fuga	Pendiente	Daños graves a la plataforma Accidente fatal (2 muertos y 11 heridos)	ACCIONES Los heridos fueron transportados vía aérea a hospitales, y nueve otros empleados fueron evacuados, de acuerdo a información de la Guardia Costera. POST-ACCIONES	Registros públicos de accidentes en internet
8	1996	Cd. Del Carmen, Camp. Plataforma Akal-H	Gas amargo (con contenido de H ₂ S)	Fuga de gas sulfhídrico en el espacio anular entre el conductor de 30" y la tubería de revestimiento de 20".	S/D	S/D	ACCIONES POST-ACCIONES Capacitación de acuerdo con los procedimientos operativos y de supervisión. Calibración de los detectores de H ₂ S. Uso de detectores portátiles. Capacitación del personal involucrado en dichas actividades sobre presencia de H ₂ S y de alarmas audibles y visibles.	Registros públicos de accidentes en internet
9	1996	Cd. Del Carmen, Camp. Plataforma satélite Chuc-B	Hidrocarburos	Fuga de hidrocarburo arriba del monoblock junta aislante del riser de 20" diámetro. Oleogasoducto salida de Chuc-B hacia Chuc-A.	Material defectuoso	Daño ambiental	ACCIONES POST-ACCIONES Capacitación de acuerdo con los procedimientos operativos y de supervisión.	Registros públicos de accidentes en internet
10	1987	Cd. Del Carmen, Camp. Plataforma Akal-E	Gas (con contenido de H ₂ S)	Incendio de gas amargo con la subsecuente explosión entre el piso de perforación y el paquete de líquidos durante la perforación de un pozo.	Corto circuito en cables eléctricos e incendio y explosión del gas emanado del pozo.	S/D	ACCIONES Dar el suficiente tiempo para el desfogue del gas entrampado entre la línea de inyección y el preventor anular, que se acumula tras regresar los fluidos a formación. POST-ACCIONES Aplicar mantenimiento al sistema eléctrico de acuerdo al programa. Aplicación de procedimiento para la supervisión de toda la instalación eléctrica.	Registros públicos de accidentes en internet

CONTRATO CNH-R02-L03-CS-01/2017



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL (ERA)

CONSTRUCCIÓN DE POZOS PETROLEROS E INFRAESTRUCTURA PARA EL
MANEJO SUPERFICIAL DE LA PRODUCCIÓN EN EL AREA CONTRACTUAL
CS01, CONTRATO CNH-R02-L03-CS-01/2017



S/D= Sin descripción

Esta reseña con respecto a los incidentes o accidentes presentados durante las actividades de perforación de pozos y operación de líneas de descarga, permite concluir que los brotes son los eventos más probables a presentarse y que su magnitud de efecto depende de las condiciones del subsuelo, profundidad perforada, dimensión del agujero perforado, etapa de perforación y tipo de material descargado. De acuerdo al listado de los accidentes con material que contienen alto contenido de H₂S, ha presentado consecuencias críticas o con magnitudes altas, por lo que Vístá Oil & Gas deberá considerar las medidas para prever este tipo de escenarios indeseables. **Es importante señalar, que los campos donde Vístá Oil & Gas está desarrollando sus actividades de perforación y evaluación como alcance de contrato, es un campo maduro con condiciones de presión en superficie muy baja, temperatura similar a la ambiental y con flujo de material sin contenido de H₂S, sin embargo, se considerará las medidas necesarias para prever, mitigar y controlar escenarios indeseables y de estos tipos con la única encomienda de proteger a todos los receptores con los que interactúa en el entorno donde se encuentra.**

Para realizar las actividades de las instalaciones futuras, se instalarán equipos primarios y auxiliares para llevar a cabo la actividad, razón por la que Vístá Oil & Gas estará atento a realizar de forma programada y continua, la verificación y mantenimiento preventivo, así como una oportuna y eficaz atención y respuesta para el control de emergencias a partir de la implementación de programa de Seguridad operativa, Seguridad Industrial y Protección Ambiental.

V.4.1.3. IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS Y ESCENARIOS DE RIESGOS.

Posterior a la búsqueda preliminar, en esta siguiente etapa del Análisis, se contempla establecer otras metodologías para continuar con la identificación de los peligros específicas de la instalación en análisis, en función de las premisas, consideraciones y criterios aplicados para la selección y análisis de las mismas, tomando en cuenta lo requerido por la ASEA y en lo general, dando la importancia a las medidas de seguridad pertinentes que prevean cualquier daño al personal, medio ambiente o a la instalación. Con la o las metodologías seleccionadas, se identificarán los puntos más críticos como resultado de una evaluación preliminar de riesgo, en términos de magnitud de riesgo y definición de las medidas preventivas y de control necesarias y pertinentes (existentes en la ingeniería y propuestas) para su control.

V.4.1.3.1. Selección de la metodología

Tomando en cuenta la etapa del proyecto, tipo de procesos o actividades, cantidad de equipos, tipos de procesos físicos o químicos involucrados, tipos y cantidad de materiales manejados, actividades del personal; y además, considerando la Tabla número 26 de la Guía de Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos, Metodologías cualitativas y semicuantitativas de análisis de riesgos, para la identificación de los peligros durante las actividades de las instalaciones, se seleccionaron dos metodología cualitativa que por su sistemática, es de aplicación recomendada para las actividades en análisis y cumplen satisfactoriamente con los alcances requeridos en esta materia:

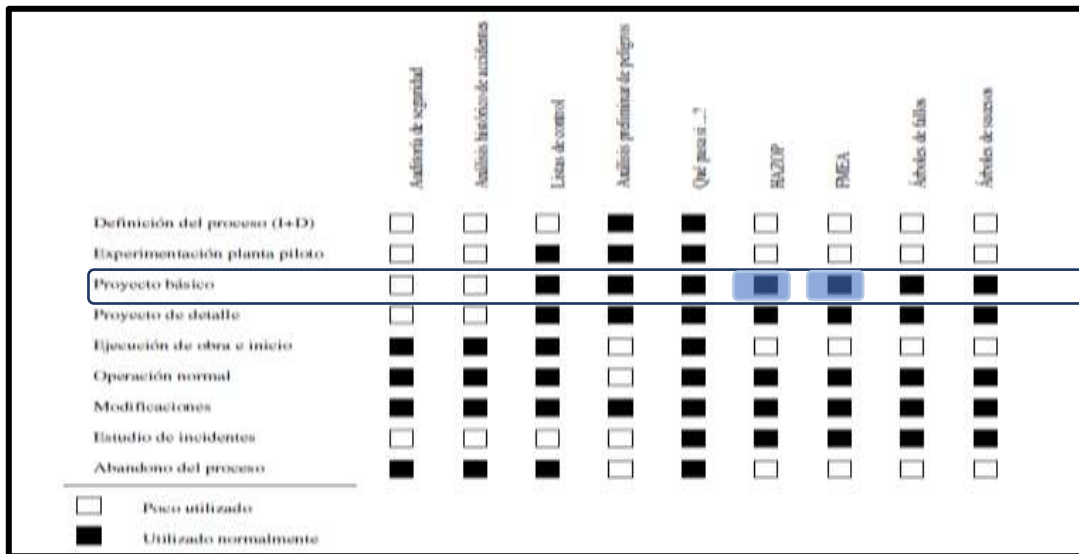
- Análisis de peligros y operación (Hazard & Operability_HazOp).
- ¿Qué pasa sí? (What If?)

Tabla V.4-7 Metodologías cualitativas y semicuantitativas de análisis de riesgos

TIPO	NOMBRE
Metodologías de Análisis de Riesgo cualitativas	¿Qué pasa sí?
	Lista de verificación / ¿Qué pasa sí?
	Análisis de Peligros y Operatividad (Hazop)
	Método Muhlbauer
	Análisis de Modos de falla y efecto (FMEA)
	Análisis de Modos de falla y efecto y Criticidad (FMEAC)
	Análisis de Confiabilidad Humana (ACH)
	Análisis de Capas de Protección (LOPA)
Metodologías de Análisis de Riesgo semicuantitativas	Análisis Bow – Tie
	Indice Dow
	Indice Mond

Nota: Esta tabla corresponde a la TABLA 26 de la Guía de Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos

Esta metodología es plenamente reconocida para cumplir con los objetivos buscados en la etapa del proyecto, tal y como lo señala y muestra la tabla y figura siguiente, que representan criterios técnicos de diferentes fuentes:



Fuente: Joaquim Casal / Elena Montiel / Eulàlia Planas / Juan A. Vilchez. Análisis de riesgo en instalaciones industriales / Ediciones UPC. Septiembre 1999.

Figura V.4-3 Metodologías para desarrollar los estudios de ARP.

Tabla V.4-8 Metodologías para desarrollar los estudios de ARP.

Metodologías/Etapa en la cual se desarrolla el estudio	Para la elaboración del Análisis Preliminar de Riesgo			Para la elaboración de un ARP cualitativo				Para la elaboración de un ARP cuantitativo								Análisis costo beneficio
	Identificación de peligros (HAZOP)	Lista de verificación	Revisión de seguridad	¿Qué pasa si?	Lista de verificación/¿Qué pasa si?	Análisis de peligros y operación (HAZOP)	Análisis Bow-Tie	Análisis de Frecuencias				Análisis de consecuencias				
								Árbol de fallas (FTA)	Árbol de eventos (ETA)	Modos de falla y efectos (FMEA)	Seguridad funcional y/o LOPA	Fuego explosión y derrame en superficies	Derrame sobre agua (mar)	Ubicación segura de instalaciones		
Visualización	Si	Si	Si													
Conceptualización (Ingeniería conceptual)				Si	Si											
Definición (Ingeniería básica)		Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si			Si	Si	Si	Si	Si
Seguimiento (Ingeniería de detalle)					Si	Si	Si	Si	Si		Si	Si				
Ejecución (Procura, construcción, pruebas y arranque)		Si		Si	Si		Si									Si
Operación rutinaria	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si
Cambio de tecnología permanente y/temporal	Si		Si	Si	Si	Si	Si				Si	Si	Si	Si	Si	Si
Cambios menores o de personal		Si	Si	Si	Si	Si	Si									
Pruebas tecnológicas		Si	Si	Si	Si	Si	Si					Si				
Investigación y análisis de incidentes	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si
Paro de instalaciones		Si	Si	Si	Si											
Desmantelamiento de instalaciones		Si	Si	Si	Si											

Fuente: Guía GO-SS-TC-0002-2015, Sección 9.5.1.

V.4.1.3.1.1. Grupo multidisciplinario en metodología de identificación de peligros

Debido al protocolo y alcance técnico de la aplicación de las Metodologías *HAZOP* y *¿Qué pasa si?*, la participación del Grupo Multidisciplinario de Análisis de Riesgo (GMAER) es de suma importancia. Ambas metodologías, requieren sesiones de trabajo y contar con el personal técnico, operativo y administrativo con funciones de opiniones decisivas durante todo el proceso de desarrollo de la identificación de riesgos para veracidad a los resultados esperados.

En principio, se llevó a cabo la formalidad del mismo y se documentó a través de una Acta constitutiva, en la cual se enlistan a cada uno de los integrantes. En el **Anexo 9** se puede consultar el Acta Constitutiva del GMAER conformado.

Del GMAER se contempla al personal participante en las sesiones de la metodología aplicable: **HAZOP** y **¿Qué Pasa Sí? (What If?)** con la finalidad de identificar los peligros

inherentes, peligros operativos de los equipos y servicios auxiliares durante las actividades de las instalaciones futuras.

Como parte de la sistemática, para las sesiones **HAZOP** y **¿Qué Pasa Sí? (What If?)**, el grupo de especialistas, se organizará para desempeñar diferente funciones y responsabilidades, estructurándose de la siguiente manera:

- **Líder de sesión:**
 - Preparación del estudio y su desarrollo.
 - Selección y disposición de información importante en la planeación y durante las sesiones de trabajo.
 - Proponer palabras guía y desviaciones operativas (palabra guía + variable).
 - Dirigir las sesiones.
- **Secretario:**
 - Llevar registro del análisis durante las sesiones de trabajo.
 - Documentar los resultados.
- **Especialistas:**
 - Describir unidades de estudios considerando condiciones de operación y diseño.
 - Describir cómo puede ocurrir una desviación definida y el comportamiento del sistema ante su presencia.
 - Descripción de las posibles consecuencias de una desviación, el nivel de peligrosidad y medidas preventivas y mitigadoras existentes.
 - Proponer recomendaciones de medidas preventivas y mitigadoras, que se considere faltante e importante para el proceso o que complementa a lo existente.
 - Participar activamente con opiniones de interés y fundadas desde sus áreas de especialidad.

En el **Anexo 9**, se incluyen las listas de asistencias de los especialistas participantes, así como las minutas de trabajos elaborados para establecer compromisos y acuerdos resultantes de las sesiones de trabajo.

V.4.1.3.1.2. Análisis de Peligros y Operatividad (Hazard & Operability_HazOp): Premisas, descripción, desarrollo y resultados de la metodología

Premisas HazOp

La metodología HazOp, debido a la interacción directa con los involucrados en la operación de instalaciones similares, lo hace una metodología muy adecuada para aquellas con las que ya cuentan con su ingeniería de detalle, debido a que se puede analizar y evaluar los posibles peligros en su operación, razón por la que *Vista Oil & Gas* la consideró como parte del ER para las actividades de las instalaciones futuras.

Los criterios considerados para definir a la metodología HazOp como la indicada en este análisis y en esta etapa de la obra, son:

- Etapas del ciclo de vida en la que se encuentra la obra en estudio. La actividad se encuentra en la etapa de Ingeniería de detalle de las actividades de las instalaciones proyectadas, lo que permite tener claro uno de los criterios técnicos importante para realizar la selección de la metodología a aplicar en el análisis y evaluación de peligros y riesgos. El definir la etapa del ciclo de vida en la que se encuentra el pozo en la localización, permite dar el enfoque correcto al análisis.
- Alcance del Sistema. El análisis se enfocará a las instalaciones futuras objeto de este estudio, cuya etapa de actividad será la Perforación del pozo, por lo que es de importancia realizar un análisis del proceso de perforación y de su programa para detectar desviaciones y reducir puntos vulnerables al que se puede estar expuesto.
- Características del proceso: Implica la perforación de pozos, líneas de descarga y líneas de inyección de agua congénita.
- Nivel y calidad de la información: De la localización a evaluar, la información disponible corresponde a la ingeniería conceptual.

Descripción de la metodología HAZOP.

El análisis de peligros y operabilidad (Hazard and OPerability Analysis, HAZOP), conocido también como análisis de riesgo y operabilidad o análisis funcional de operabilidad (AFO) o análisis operativo (AO), es un método que fue diseñado en Inglaterra en la década de los sesenta por Imperial Chemical Industries (ICI) para aplicarlo al diseño de plantas de fabricación de pesticidas.

La definición dada por la Chemical Industry Association en su guía es:

“La aplicación de un examen crítico, formal y sistemático a un proceso o proyecto de ingeniería de nueva instalación, para evaluar el riesgo potencial de la operación o

funcionamiento incorrecto de los componentes individuales de los equipos, y los consiguientes efectos sobre la instalación como conjunto.”

El análisis HazOp es una técnica deductiva para la identificación, evaluación cualitativa y prevención del riesgo potencial y de los problemas de operación derivados del funcionamiento incorrecto de un sistema técnico. El análisis pretende, mediante un protocolo relativamente sencillo, estimular la creatividad de un equipo de expertos con diferente formación para encontrar los posibles problemas operativos. La técnica se fundamenta en el hecho de que las desviaciones en el funcionamiento de las condiciones normales de operación y diseño suelen conducir a un fallo del sistema. La identificación de estas desviaciones se realiza mediante una metodología rigurosa y sistemática. El fallo del sistema puede provocar desde una parada sin importancia del proceso hasta un accidente mayor de graves consecuencias.

La sistemática para realizar la metodología HazOp, en términos generales se puede establecer en Etapas cuyos alcances se resumen tal y como se muestra en el siguiente diagrama.



Fuente: Guía 800-16400-DCO-GT-75 de Petróleos Mexicanos, Pág. 78 de 169.

Figura V.4-4 Planteamiento general para realizar la metodología HazOp.

Por lo descrito de manera previa, es relevante tener claro desde un principio del planteamiento de la metodología los siguientes factores para establecer el enfoque correcto del análisis y obtener los mejores resultados:

- El propósito para el cual se utilizarán los resultados del estudio.
- La etapa del ciclo de vida en la cual se realiza el estudio (diseño, construcción, operación, desmantelamiento). Principalmente para contar con la información adecuada y correspondiente a la etapa en análisis.
- Personas o propiedad que podrían estar en riesgo (por ejemplo, el personal operativo, la población, el medio ambiente y el propio sistema).
- Problemas operativos, de seguridad y ambientales que se quieran analizar.
- Los estándares requeridos del sistema, tanto en términos de seguridad como de desempeño operativo.

Parte importante es también definir si se ocuparán formatos establecidos y acordados o algún software en específico que ayude a ser prácticas y sencillas la conducción de las sesiones HazOp.

Protocolo de desarrollo de la metodología HazOp

El HazOp, es una técnica sistemática que por su propia naturaleza abarca el proceso en general y puede crear, desde el punto de vista de seguridad, hábitos metodológicos útiles (procedimientos operativos más confiables y seguros). Al tratarse de un método sistemático, se asegura cubrir todas las áreas del proceso de la instalación en estudio.

A diferencia de otras técnicas, el HazOp nos ayuda a llevar una secuencia en la identificación de riesgos, abarcando todas las posibles desviaciones que se presentan sin perder la objetividad.

En el diagrama de bloque siguiente, se describe la secuencia de actividades que utilizada para el desarrollo del Análisis HazOp:

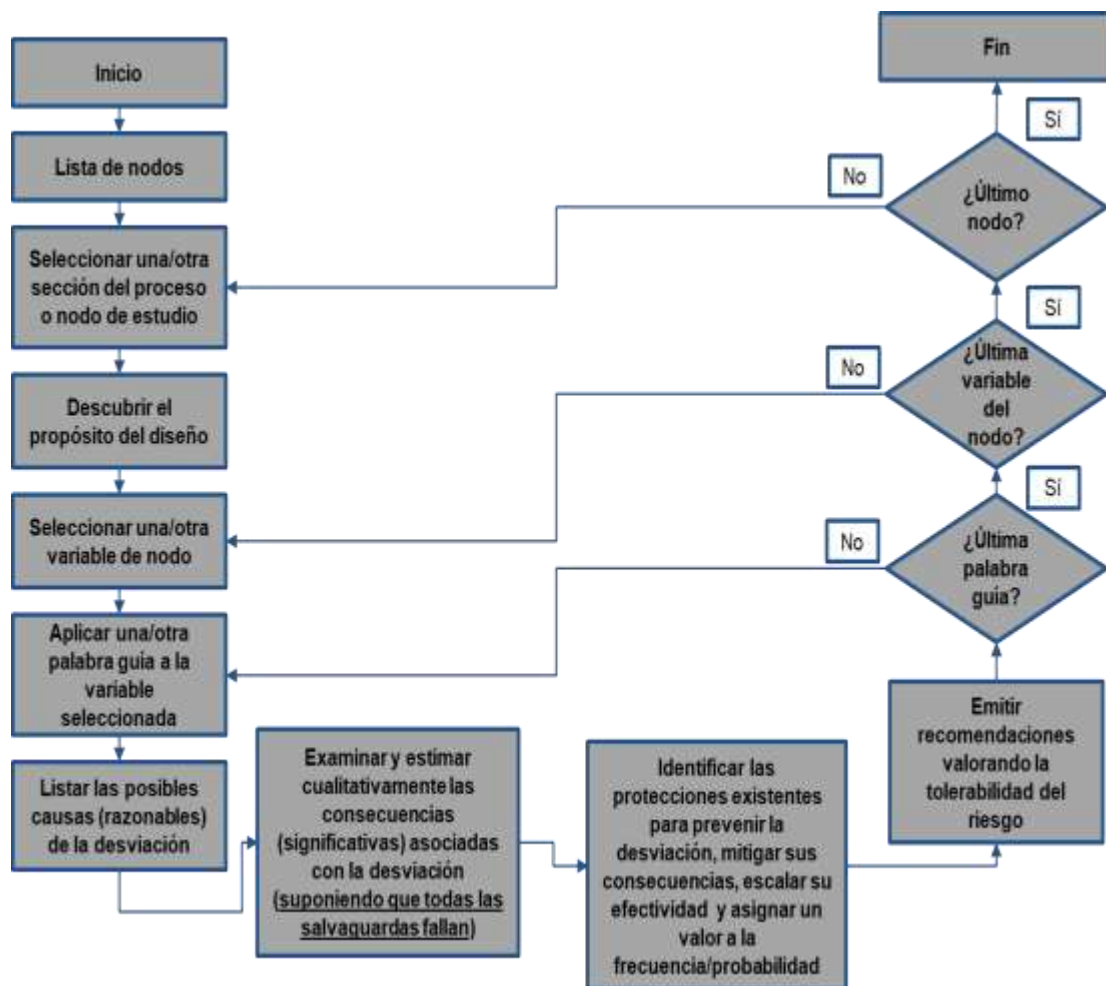


Figura V.4-5 Protocolo de análisis de un HazOp

El primer paso es la selección de los elementos críticos que deben estudiarse. A continuación, sobre cada nodo de estudio, que corresponde a cada línea de fluido de cada elemento seleccionado, y de forma secuencial y repetitiva, se aplican las palabras guía (no, más, menos, otro, parte de, etc.) a cada una de las condiciones de operación del proceso, las sustancias y las variables que intervienen (flujo, presión, temperatura, nivel, tiempos, etc.). Operando de esta manera se generan las desviaciones significativas de las condiciones normales de operación y se realiza un repaso exhaustivo de los posibles funcionamientos anómalos.

Las principales palabras guía propuestas originalmente por ICI y los parámetros de proceso a los que se aplican se muestran en la **Tabla V.4-9**. Un caso particular es el estudio de procesos discontinuos y manuales operativos, donde se toman las operaciones propiamente (carga, descarga, etc.) como parámetro sobre las cuales aplicar las palabras guía.

Tabla V.4-9 Ejemplos de Palabras guías y variables de proceso utilizadas en el HazOp.

PALABRAS GUÍAS	SIGNIFICADO	PARÁMETROS DE PROCESOS	EJEMPLOS DE DESVIACIONES
No	Negación de la intención del diseño	Temperatura Presión Nivel	"No" + "Caudal" = Falta de caudal
Menos	Disminución cuantitativa	Reacción Composición Caudal	"Menos" + "Nivel" = Bajo nivel
Más	Aumento cuantitativo	Velocidad Tiempo Viscosidad	"Más" + "Presión" = Presión excesiva
Otro	Sustitución parcial o total	Mezcla Voltaje Adición	"Otra" + "Composición" = Presencia de impurezas
Inversa	Función opuesta a la intención de diseño	Separación pH	"Inverso" + "Caudal" = Flujo inverso

El estudio de las desviaciones conduce a la identificación de sus posibles causas y consecuencias y, por lo tanto, del riesgo potencial y de los problemas derivados de un funcionamiento incorrecto; paralelamente se buscan los medios protectores del sistema.

Toda la información del análisis es documentada de forma ordenada como lo indica el procedimiento señalado en la **Figura V.4-4** y estructurado en el formato que se muestra en la **Figura V.4-5**, hecho que permite la sistematización del análisis cualitativo de los procesos o actividades, o la evaluación semicuantitativa, si se complementa con columnas que permitan ingresar calificaciones de los niveles de frecuencias y consecuencias previamente establecidos, acorde a la instalación y estatus económico de los interesados, así como una matriz que permita definir la magnitud del riesgo de las desviaciones o causas analizadas, en función de la frecuencia y consecuencia calificada (que se describirá de manera detallada en apartados siguientes).

COMPañIA:			PLANTA:			LUGAR:					
NODO:			METODOLOGÍA:								
INTENCIÓN DE DISEÑO:						DIAGRAMAS:					
DESCRIPCIÓN:											
ITEM	VARIABLE	DESVIACIÓN	CAUSAS	CONSECUENCIAS	PROBABILIDAD	CONSECUENCIA	NIVEL DE RIESGO	PROTECCIONES	RECOMENDACIONES	FECHA COMPROMISO	RESPONSABLE

Figura V.4-6 Ejemplo de Hoja de trabajo utilizado durante sesiones HazOp.

A partir de este análisis, es relativamente menos complejo, validar o implementar medidas para la mejora de la seguridad y fiabilidad del sistema, en este caso de las actividades de las instalaciones futuras.

El análisis HazOp es, en general, de carácter multidisciplinario. El desarrollo de esta metodología, requiere un conocimiento detallado del proyecto que se quiere auditar y del protocolo de análisis. Esta característica condiciona que el trabajo se realice en equipo, donde debe haber representantes de las distintas áreas de conocimiento implicadas en el proceso. Los miembros de los equipos de trabajo son de dos tipos: los técnicos y los analistas de riesgo.

El grupo multidisciplinario se compone de especialistas en las áreas de conocimiento implicadas en el estudio; es aconsejable que sean verdaderos expertos (conocimiento técnico amplio de las actividades y de la infraestructura requerida). Las áreas de conocimiento requeridas en cada estudio pueden variar substancialmente en función del objeto del mismo (localizaciones petroleras, refinerías, plantas químicas, centrales eléctricas, centrales nucleares, parques de almacenamiento de combustible, otros) y del objetivo del estudio que se quiere desarrollar: diseño de nuevas instalaciones, revisión de instalaciones en funcionamiento, modificaciones, etc. Es recomendable que el número de especialistas que elaboran el estudio sea entre tres y seis; grupos menores pueden presentar una falta de conocimiento en determinados campos y grupos mayores suelen tener problemas organizativos.

Los analistas de riesgo deben dar soporte logístico al estudio, es decir, dirigir, moderar y documentar el análisis. Los analistas deben ser especialistas en aplicar la

metodología HazOp. Como tareas previas al desarrollo del HazOp, tienen que definir el objetivo y el alcance del estudio, seleccionar el equipo técnico y formarlo en el método de análisis. Además, los analistas deben tener la formación necesaria para entender y controlar la discusión de forma satisfactoria.

El estudio se realiza en diversas sesiones de trabajo, de una duración no superior a dos o tres horas, donde la carga de trabajo tiene que ser racional para motivar y estimular la creatividad y la imaginación (brainstorming) del equipo de estudio y garantizar así la utilidad de los resultados obtenidos.

El resultado principal de los análisis HazOp es la obtención de un conjunto de situaciones peligrosas y problemas operativos y una serie de medidas orientadas a la reducción del riesgo existente o a la mitigación de las consecuencias de los problemas operativos. Estas medidas se dan en forma de cambios físicos en las instalaciones, modificaciones de protocolos de operación o recomendaciones de estudios posteriores para evaluar con más detalle los problemas identificados o la conveniencia de las modificaciones propuestas.

El análisis HazOp es un instrumento de estudio muy indicado para procesos en fase de diseño y construcción, donde la documentación está totalmente actualizada y las recomendaciones del análisis no suponen modificaciones costosas ni paros en la planta.

Valoración de Frecuencias, Consecuencias y Nivel de riesgo (Evaluación preliminar).

Para llevar a cabo en el HAZOP, la evaluación para las desviaciones del proceso de las líneas de descarga, el GMAER, consideró la evaluación de Frecuencia por Consecuencias y determinación del Nivel Riesgo, en base a las tablas de evaluación de Probabilidades y Severidad, así como la matriz de riesgo de 5 x 5 integradas en el PROCEDIMIENTO IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS Y ANÁLISIS DE RIESGO Rev. 1 (PG-VIS-0002), de Vista Oil & Gas. Los niveles de tolerabilidad de las frecuencias y las consecuencias para la evaluación de cada una de las desviaciones identificadas se presentan en la

Otras premisas de aplicación.

Vista Oil & Gas considera las siguientes premisas, para fortalecer los resultados y cumplir estrictamente con el procedimiento de la aplicación de metodología HazOp:

- Identificación de peligros en actividades referentes a la perforación, evaluación y pruebas de los pozos.
- Establecer y definir adecuadamente la intención con el que fue diseñado el o los nodos estructurados.
- No olvidar proponer causas y consecuencias sin tomar en cuenta las salvaguardas existentes, y poder ampliar el espectro de escenarios críticos posibles en el proceso analizado.
- Dentro de la lluvia de ideas se aceptan todas las opiniones y propuesta de CAUSAS y CONSECUENCIAS, se analizan y se acuerdan anotar aquellas CAUSAS creíbles y posibles (razonables), así como las CONSECUENCIAS significativas para la operación.
- Aquellas desviaciones cuyas Consecuencias no sean Significativas o cuyas Causas no sean probables, se dejarán manifestado en la hoja de trabajo, como evidencia de su análisis.
- Para las desviaciones que no tengan una causa de origen, se señalará con la frase: NO HAY CAUSA PROBABLE dentro de las hojas de trabajo HazOp.
- A partir de los peligros existentes, el equipo de trabajo evaluará las causas que ocasionan o pueden ocasionar el riesgo, teniendo en cuenta el análisis de las 5 M's: mano de obra (personal), máquinas, materiales, métodos y medio ambiente (ambiente de trabajo), considerando las medidas de control actuales,
- Para las desviaciones que no impacten de manera significativas, se señalaran con la frase: NO TIENE CONSECUENCIAS SIGNIFICATIVAS, dentro de las hojas de trabajo HazOp.
- Se evaluarán las categorías de probabilidad en termino de frecuencias y CONSECUENCIA en términos de daños al personal y población interactuante.
- El criterio para asignar o evaluar la variable FRECUENCIA será considerando el siguiente orden: eventos en instalaciones similares y salvaguardas existentes.
- La relación de las salvaguardas existentes se realizará en orden de: Preventivas, Mitigadoras y de Escalamiento (administrativas que ayudan a

fortalecer las anteriores: como guías operativas, procedimientos, programas, y otras).

- Para las desviaciones que tengan como resultados un nivel de riesgo NO TOLERABLE, es importante señalar una recomendación en pro de la necesidad de proponer una o más medidas necesarias para prevenir y/o mitigar la desviación.
- Las recomendaciones propuestas, deberán ser descritas cumpliendo con las respuestas a las siguientes preguntas: ¿QUÉ SE RECOMIENDA?, ¿DÓNDE SE RECOMIENDA?, ¿PARA QUÉ SE RECOMIENDA?, ¿QUE ÁREA ES EL RESPONSABLE DE LA GESTIÓN Y APLICACIÓN DE LA RECOMENDACIÓN? Y ¿EN QUE MOMENTO O CUANDO SE APLICARÁ LA RECOMENDACIÓN?

El cumplimiento de tales premisas, generará una mayor practicidad al desarrollo de la metodología y veracidad a los resultados, así como, mayor certidumbre y valor para la dependencia reguladora.

Resultados de la Metodología HAZOP: Líneas de Descarga.

De manera preliminar a las sesiones de trabajo, se realizó una revisión técnica de manera detallada de los planos de trazo de las líneas, así como la descripción de las actividades que implican al proyecto, esto con la finalidad de analizar, delimitar y trazar de manera funcional los nodos de estudios que se analizarían durante las reuniones de sesiones HazOp.

Esta fase del estudio dio como resultado la identificación de un (1) nodo de estudio, el cual se identificó debidamente sobre los planos de trazo de las líneas de descarga y el cual lo podemos consultar en el **Anexo 9 en la subcarpeta, 02 HazOp**, de este reporte. Para este análisis, el HAZOP fue aplicado considerando como nodo único a las líneas de descarga (LDD) proveniente de los pozos, por la naturaleza de operación en conjunto. Cabe recordar que el DTI típico utilizado, no fue sometido a modificación, actualización o cambio alguno, sólo fue utilizado para identificar de manera esquemática al nodo y poder analizar de manera definida el alcance del análisis.

Los nodos resultantes se describen de la siguiente manera:

Tabla V.4-10 Nodo de estudio

NODO	ACTIVIDAD	DESCRIPCIÓN	PLANOS
1	Envío de hidrocarburos provenientes de pozos.	Líneas de Descarga de pozos de producción	Planos de trazo

Para poder identificar las desviaciones o condiciones críticas en el NODO, es importante partir de la intención de diseño con la que se está considerando su operación. En la **Tabla V.4-11**, se describe la intención de diseño para el nodo estructurado.

Tabla V.4-11 Intención de diseño del nodo de estudio la localización.

No. DE NODO	SISTEMA/SUBSISTEMA/ NODO	INTENCIÓN DE DISEÑO
1	LDD de 4" Ø x 0.326 km del pozo Vernet 1004 al cabezal de recolección Vernet 293. LDD de 4" Ø x 0.180 km del pozo Vernet 1005 al cabezal de recolección Vernet 32. LDD de 4" Ø X 0.991 Km del pozo Vernet 1006 al cabezal de recolección Vernet 293. LDD de 4" Ø X 0.500 Km del pozo Vernet 1007 al cabezal de recolección Vernet 32. LDD de 4" Ø X 0.397 Km del pozo Vernet 1051 D con interconexión a la LDD existente de pozo Vernet Sur 1. LDD de 4" Ø X 0.038 Km del pozo Vernet 1052 con interconexión a línea de descarga de 4" Ø X 0.397 Km del pozo Vernet 1051 D.	Enviar la producción de la mezcla aceite/gas/agua procedente de los pozos Vernet 1004, 1005, 1006, 1007, 1051D y 1052, S. Desde las válvulas laterales de pozos, líneas de descarga hasta la interconexión con los cabezales de recolección Vernet 293, 32, 293, 32, así como interconexión LDD Pozo Vernet Sur 1 y LDD del Pozo Vernet 1051 D respectivamente. Condiciones de operación: Presión (Max, Nor, Min) = 9, 7, 5 kg/cm2, Temperatura= 34°C / 94.2°F, Densidad del crudo = 0.9269 kg/dm3, Densidad del gas = 0.6784 kg/m3

El seguimiento del análisis con esta metodología coadyuva a centrar la atención en tres aspectos primordiales de la obra: Condiciones del proceso, integridad de las instalaciones, medidas preventivas de seguridad e influencia de agentes externos. Aspectos considerados principalmente por el tipo de proceso, la ubicación de las instalaciones y los cuidados físicos que se requieren para su operatividad y condición segura.

Para lograrlo, en el desarrollo de la metodología se tocarán aspectos tales como:

Condiciones del proceso (variables aplicables):

- Presión

- Flujo
- Contención

Agentes externos:

- Vandalismo.

En el **Anexo 9** dentro de la carpeta 01 HazOp LDD, se integran las hojas de trabajo resultantes de la aplicación de la metodología HazOp, en la cual se encuentran plasmados lo anterior mencionado y la información específica y detallada del nodo.

Con esta información, al llevar a cabo el análisis para cada uno de los nodos, se fueron definiendo todas las desviaciones posibles y congruentes con el tipo de instalación. Y tal como indica el procedimiento de aplicación de la metodología, lo subsecuente fue definir, sus causas, consecuencias, protecciones, calificación preliminar de frecuencias y consecuencias, definición de su nivel de riesgo y finalmente proponer recomendaciones, en caso de haberlas, indicando fechas probables de compromiso y nombre del seguimiento del mismo para su cumplimiento y aplicación, si al momento se puede designar.

La aplicación de la metodología permitió analizar 16 desviaciones de interés:

1. Alta presión)
2. Baja presión
3. Alto Flujo
4. Bajo flujo
5. Pérdida de contención.

Todas estas desviaciones inherentes a la actividad de Líneas de descarga, de acuerdo al análisis realizado, conllevan a niveles de riesgos con categorías de Riesgo Alto, Medio y Bajo, para los cuales es de importancia tomar en cuenta las protecciones existentes, así como las recomendaciones importantes a implementar para llevar a las actividades a niveles más seguros para los receptores con los cuales interactúa, llámese SEGURIDAD, SALUD, MEDIO AMBIENTE E INSTALACIONES, y en consecuencia la misma imagen de VISTA OIL & GAS, ante el entorno local y hasta internacional.

V.4.1.3.1.3 ¿Qué pasa sí...? (QPS/(What If...?): Premisas, descripción, desarrollo y resultados de la metodología.

Premisas metodología ¿Qué pasa sí...? (QPS/(What If...?).

La metodología ¿Qué pasa sí...? (QPS/(What If...?)), debido a la naturaleza de su sistemática constituida por pregunta específicas para analizar el alcance de una desviación, se hace propio para realizar un barrido generalizado sobre las actividades de las instalaciones proyectadas. Los cuestionamientos sobre estas actividades, permiten la interacción directa con los especialistas para reanalizar cada paso considerado dentro de las actividades y detectar puntos vulnerables, actividades complementarias o actividades que generen desviaciones críticas que puedan ser sustituidas por otros que cumplen con los niveles de riesgos tolerables y adecuados para la actividad de perforación de pozos dentro del Área contractual 9 (CS-01).

Los criterios considerados para definir a la metodología como la indicada en este análisis y en esta etapa de la obra, son:

- Etapas del ciclo de vida en la que se encuentra la obra en estudio: La actividad se encuentra en etapa de ingeniería conceptual, lo que permite tener claro uno de los criterios técnicos importante para realizar la selección de la metodología a aplicar en el análisis y evaluación de peligros y riesgos. El definir la etapa del ciclo de vida en la que se encuentran los pozos en las localizaciones, permite dar un enfoque definido dentro del análisis.
- Magnitud del Sistema: El análisis se enfocará al análisis y evaluación de las actividades a realizar en la perforación de los pozos, cuya primera fase de actividad será la de acondicionar el sitio donde se llevarán a cabo los proyectos.
- Características del proceso: La etapa de perforación implica la comunicación del yacimiento con la superficie, a través de una actividad completamente física, que consiste en la elaboración de un conducto por medio de un accesorio de desgaste (barrenas) y tubos de revestimientos a determinada profundidad. Actividad que es realizada con el apoyo de actividades y equipos alternos, como es el caso del: Sistema de izaje y rotación, Sistema de bombeo y fluido de control, Sistema de control superficial y Sistema de generación, control y distribución de potencia, en términos generales. Esta actividad coadyuva a que lo manifestado en el programa de perforación, se realice en tiempo y forma. Cualquier contratiempo por fallas en el desempeño de tales equipos, impacta directamente

en el buen cumplimiento del tiempo considerado y por lo tanto en todo lo que lo rodea, desde el aspecto de seguridad industrial, seguridad operativa y aspecto administrativo como en el aspecto productivo. Razón por la cual es de importancia detectar cualquier desviación de relevancia que pueda dar origen a estos tipos de escenarios críticos.

- Nivel y calidad de la información: Del pozo a evaluar, la información disponible corresponde al diseño, de la que se mencionan el programa de Perforación, así como los datos y especificaciones de los equipos.

La metodología se aplicará de manera específica al proceso de Perforación de Pozos y Líneas de Inyección de Agua Congénita, tomando como referencia de análisis el PROGRAMA DE PERFORACIÓN.

Descripción de la metodología ¿Qué pasa sí? (QPS/(What If...?).

La metodología de análisis ¿Qué pasa sí?, derivada de la pregunta en inglés *What if?*, es una técnica cualitativa, no estructurada, de amplia aplicación que estimula el pensamiento creativo para la identificación de peligros potenciales. No requiere métodos cuantitativos especiales o de una planeación extensa. El método utiliza información específica de un proceso para generar una especie de preguntas de lista de verificación. Un equipo especial prepara las preguntas del tipo ¿Qué pasa sí? las cuales son contestadas colectivamente por el grupo de trabajo.

Tiene un ámbito de aplicación amplio, ya que depende del planteamiento de las preguntas que pueden ser relativas a cualquiera de las áreas a las que se proponga la investigación como: seguridad personal, seguridad eléctrica, protección contra incendios, etc.

Utiliza la tormenta de ideas para responder la pregunta ¿Qué pasa sí?, aplicada a desviaciones en el diseño, construcción, modificaciones, mantenimiento y operación de instalaciones industriales, almacenes y otros.

Esta técnica es ampliamente utilizada también durante las etapas de diseño del proceso, así como durante el tiempo de vida de operación de una instalación, asimismo cuando se introducen cambios al proceso o a los procedimientos de operación.

Este análisis de ¿Qué pasa sí? tiene como objetivo principal la identificación de aquellos peligros que generan riesgos con posibilidad de provocar situaciones no deseadas con probabilidad de daño para la vida de las personas, a la instalación, al negocio y al medio ambiente, así como, situaciones que conduzcan a la indisponibilidad de las áreas auxiliares y de apoyo.

Desarrollo de la metodología ¿Qué pasa sí?

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

El concepto del Análisis ¿Qué pasa sí? promueve 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.

En este estudio, para dar un orden a las preguntas estructuradas, se hizo uso de una hoja de trabajo como la señalada en la siguiente figura:

Nombre del Estudio:						Rev.		Hoja									
Organismo / Centro de Trabajo / Planta o área de Trabajo:																	
Sistema / Subsistema / Nodo:				Equipo Multidisciplinario:				Fecha:									
Intención / Condiciones de Diseño:						Referencia documental:											
No	¿Qué pasa si...	Desviación	Causa (s)	Consecuencias	Salvaguardas / Barreras	F	Consecuencias			Recomendaciones / Acciones	Responsable	Aceptación del Riesgo				Mr	
							Pe	Po	Am	Pr/Ins			Pe	Po	Am	Pr/Ins	

Figura V.4.7 Ejemplo de Hoja de trabajo utilizado durante sesiones ¿Qué pasa sí?

Valoración de Frecuencias, Consecuencias y Nivel de riesgo

Para llevar a cabo en el ¿Qué pasa sí?, la evaluación para las desviaciones del proceso de Perforación de pozos, el GMAER, consideró la evaluación de Frecuencia por Consecuencias y determinación del Nivel Riesgo, en base a las tablas de evaluación de Probabilidades y Severidad, así como la matriz de riesgo de 5 x 5 integradas en el PROCEDIMIENTO IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS Y ANÁLISIS DE RIESGO Rev. 1 (PG-VIS-0002), de Vista Oil & Gas. Los niveles de tolerabilidad de las frecuencias y las consecuencias para la evaluación de cada una de las desviaciones identificadas se presentan en la Tabla V.4-3 y Tabla V.4-4, complementada por la Figura V.4-1 y la Figura V.4-2.

Resultados de la Metodología ¿Qué pasa sí? en: Perforación de Pozos y Líneas de inyección de agua congénita

Las hojas de trabajo resultantes de la aplicación de esta metodología, se incluyen de forma completa, en el **Anexo 9**.

Para el caso de las actividades de Perforación de Pozos, se analizaron como nodos los siguientes Etapas de perforación y componentes auxiliares:

Tabla V.4-12 Nodos analizados en Metodología QPS...? Pozos de perforación.

NODOS	ETAPA/SISTEMAS	DESCRIPCIÓN
1	TR de 13 3/8"	Tubería Conductora: profundidad 29 mv Perforación de Pozo Vernet 1007 Perforación de Pozo Vernet 1052 Perforación de Pozo Vernet 1006 Perforación de Pozo Vernet 1051 D
2	TR de 9 5/8"	Profundidad 380 mv Perforación de Pozo Vernet 1007 Perforación de Pozo Vernet 1052 Perforación de Pozo Vernet 1006 Perforación de Pozo Vernet 1051 D
3	TR de 7" Trayectoria Vertical	Profundidad Vernet 1007: 1,600 mv, Vernet 1052: 1,578 mv. Perforación de Pozo Vernet 1007 Perforación de Pozo Vernet 1052
4	TR de 7" Trayectoria Direccional	Profundidad Vernet 1006: 1,534 md, Vernet 1051 D: 1,434 md Perforación de Pozo Vernet 1006 Perforación de Pozo Vernet 1051 D
5	Aparejo de Producción	Introducción del aparejo de producción y accesorios.
6	Preventor/MAV	Cambio de Preventores por Medio Árbol de Válvulas
7	Inducción de Pozo	Operación de la unidad de tubería flexible (UTF) para la inducción del pozo.
8	Aforo	Limpieza y Aforo de Pozo
9	Sistema de generación, control y distribución potencia.	Motogeneradores, Cuarto de control y potencia (PCR).
10	Circulación del fluido de perforación.	Bombas de lodos, bombas centrífugas, stand pipe, control de sólidos y presas de lodo.
11	Sistema de izaje y rotación.	Malacate principal, polea de la corona, polea viajera, top drive, rotaria, mástil.
12	Sistema de control de pozo.	Preventores, unidad para operar preventores, líneas primaria y secundaria, ensamble de estrangulación, desgasificador, separador gas-lodo, quemador.
13	Sistema de Cementación	Silos de cemento, tubería de transferencia de cemento, unidad de alta presión y tubería de descarga de alta presión.

Tabla V.4-13 Nodos analizados en Metodología QPS? Líneas de Inyección de Agua Congénita.

NODOS	Sistemas	DESCRIPCIÓN
1	Línea de inyección de agua congénita de 4" Ø x 0.371 km de la interconexión con el pozo Vernet 8 al pozo Vernet 11. Línea de inyección de agua congénita de 4" Ø x 0.354 km de la interconexión con el pozo Vernet 8 al pozo Vernet 15.	Líneas de 4" de diámetro para inyección de agua congénita a pozo letrina en pera Vernet 11 y 15, 0.371 y 0.354 km de longitud respectivamente. Desde la interconexión con el pozo Vernet 8 hasta el pozo Vernet 11 y desde la interconexión con el pozo Vernet 8 hasta el pozo Vernet 15. Condiciones de operación: Presión 2 kg/cm2, Temperatura 34°C / 94.2°F.

De acuerdo a las sesiones de trabajo con esta metodología, se generaron, analizaron y evaluaron, 80 desviaciones, los cuales se distribuyen de la siguientes por nodos analizados:

Tabla V.4-14 Desviaciones por nodos analizados. QPS Perforación de pozos y LDD

NODOS	ETAPA/SISTEMAS	NÚMERO DE DESVIACIONES/ESCENARIOS
1	TR de 13 3/8"	3
2	TR de 9 5/8"	15
3	TR de 7" Trayectoria Vertical	19
4	TR de 7" Trayectoria Direccional	22
5	Aparejo de Producción	7
6	Preventor/MAV	3
7	Inducción de Pozo	1
8	Aforo	1
9	Sistema de Generación, Control y Distribución de Potencia.	1

NODOS	ETAPA/SISTEMAS	NÚMERO DE DESVIACIONES/ESCENARIOS
10	Circulación del fluido de perforación.	1
11	Sistema de izaje y rotación.	1
12	Sistema de control de pozo.	1
13	Sistema de Cementación	1
14	Líneas de descarga	4

De acuerdo a la evaluación de riesgo inherente s obtuvieron los siguientes resultados: De las 80 desviaciones analizadas, 14 resultaron con nivel de riesgo ALTO (NO TOLERABLE), 62 con nivel de riesgo Medio (ALARP) y 4 con nivel de riesgo Bajo (TOLERABLE).

En el **Anexo 9** se presentan las hojas de trabajo de la metodología, donde se presentan de manera completa el análisis, evaluación de riesgo operativo, la lista de escenarios y la jerarquización de los mismos.

V.4.1.4 Jerarquización de escenarios de riesgo

El proceso de Jerarquización cumple con las valoraciones que implican las tablas de Frecuencia, Consecuencia y Magnitudes de Riesgos que están descritas de manera detallada en el Apartado V.4.1.B, Premisas de Jerarquización de Escenarios de Riesgos, PROCEDIMIENTO IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS Y ANÁLISIS DE RIESGO Rev. 1 (PG-VIS-0002), de Vista Oil & Gas.

Los resultados obtenidos durante las sesiones de trabajo, correspondiente a la aplicación de cada metodología, se presentan en el **Anexo 9**, en el cual se integran los archivos de las hojas de trabajo, el catálogo de escenarios y la Jerarquización completa. En las hojas de trabajo, por los alcances de la propia metodología, podemos consultar todas las desviaciones propuestas, analizadas y evaluadas, las cuales incluyen, las causas, consecuencias, protecciones o salvaguardas, recomendaciones

en caso de aplicar, y la respectiva evaluación con los criterios mencionados anteriormente. La evaluación nos permite calcular o determinar una magnitud o nivel de riesgo, que, como parte del catálogo general de desviaciones, ayuda ordenar los escenarios en el orden de los más críticos hasta los menos críticos. Esta jerarquización, es una herramienta importante para definir las desviaciones y escenarios no deseados dentro del proceso, instalación o proyecto analizado y que nos permite definir la administración en función de los efectos adversos que estos puedan originar en la instalación o proyecto de interés, caso las actividades de las instalaciones proyectadas al cual se enfoca el presente análisis.

V.4.1.4.1 Matrices de riesgo de la metodología ¿Qué pasa sí?

La ponderación de las consecuencias no consideran las medidas activas de control y mitigación del evento (Salvaguardas, protecciones o barreras tales como instrumentación de control del proceso, Sistema Instrumentado de Seguridad, sistema de detección de gas y fuego, sistema activo contraincendios, válvulas de seguridad, procedimientos, etc.), con las que cuenta o se encuentran consideradas en el diseño del Proyecto, que ayuden a mitigar las consecuencias de los Escenarios de Riesgo identificados, a fin de estimar los máximos daños posibles. **Las matrices de riesgo que se muestran representan el riesgo inherente de las instalaciones proyectadas.**

De acuerdo con los resultados obtenidos y el nivel de magnitud de riesgo de cada uno de los escenarios, a continuación, se presentan las matrices de riesgo específicos de cada uno de los receptores analizados con el GMAER, con la finalidad de visualizar al receptor más impactado en la instalación y proyecto nuevo.

Las matrices se colocarán en el siguiente orden de los receptores: Personas, Ambiente, Activo y Reputación, las cuales al pie de la misma se acompañarán con una tabla resumen del total de escenarios en cada área de magnitud de riesgo para el receptor respectivo.

En total, son 80 escenarios distribuidos en 14 nodos de la Metodología ¿Qué pasa sí? y cada uno de ellos valorados según los 4 receptores mencionados.

La distribución de los escenarios y las matrices de cada uno de los receptores se muestran de las **Tablas V.4-15 a V.4-18 y Figuras de la V.4-8 a la V.4-15.**

Así también, en la **Tabla V.4-19 y Figuras V.4-16 y V.4-17** se muestra la distribución de los escenarios en una **matriz general**, conforme a la mayor magnitud de riesgo de cada escenario evaluado.

Matriz de riesgos para el receptor Seguridad

Severidad	Probabilidad				
	1	2	3	4	5
5	0	0	0	0	0
4	0	0	0	28	0
3	0	0	0	2	0
2	0	0	0	0	0
1	0	0	1	49	0

Figura V.4-8. Matriz de evaluación de riesgos para el Receptor: Seguridad.
Tabla V.4-15. Total de escenarios por magnitud de riesgo en el Receptor: Seguridad.

RIESGO PARA SEGURIDAD		
Escenarios.	Cantidad	% Total
RIESGO Alto	28	35.00%
RIESGO Medio	51	63.75%
RIESGO Bajo	1	1.25%
TOTAL	80	

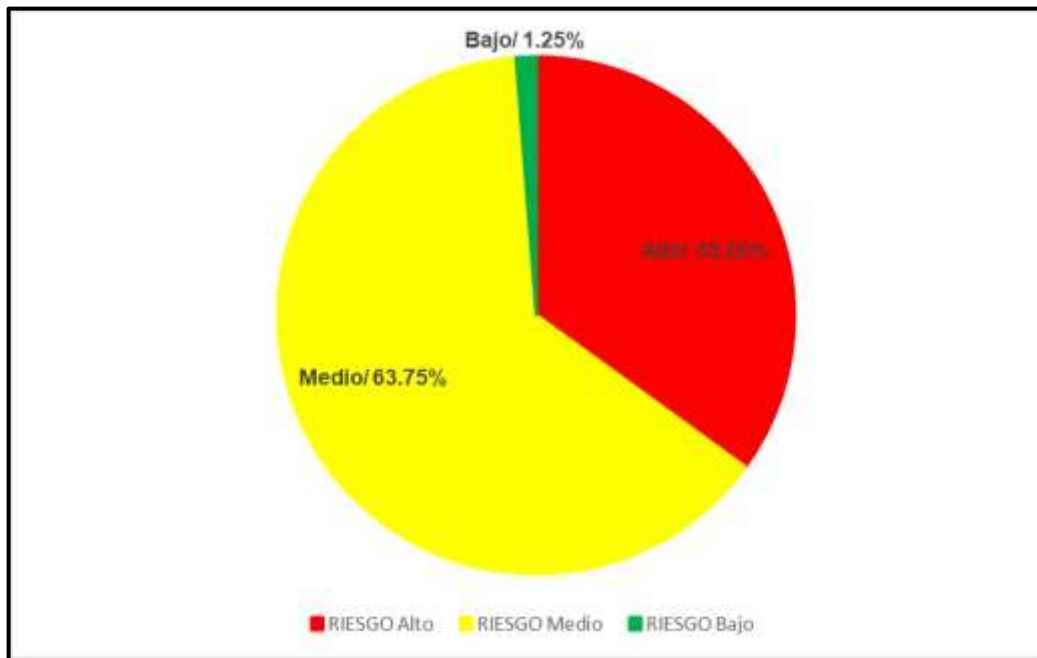


Figura V.4-9. Representación gráfica de escenarios en el Receptor: Seguridad.

Como se puede observar, del 100% que es equivalente a 80 escenarios, el comportamiento de estos según su magnitud de riesgo, se distribuyen tal como se refleja en la gráfica. Para este receptor, se presentan escenarios con magnitud de Riesgo Alto un 35%, los de Riesgo Medio un 63.75% y los de Riesgo Bajo un 1.25%.

Matriz de riesgos para el receptor Salud

Severidad	Probabilidad				
	1	2	3	4	5
5	0	0	0	0	0
4	0	0	0	15	0
3	0	0	0	0	0
2	0	0	0	1	0
1	0	0	1	63	0

Figura V.4-10. Matriz de evaluación de riesgos para el Receptor: Salud.
Tabla V.4-16. Total de escenarios por magnitud de riesgo en el Receptor: Salud.

RIESGO PARA SALUD		
Escenarios.	Cantidad	% Total
RIESGO Alto	15	18.75%
RIESGO Medio	64	80.00%
RIESGO Bajo	1	1.25%
TOTAL	80	

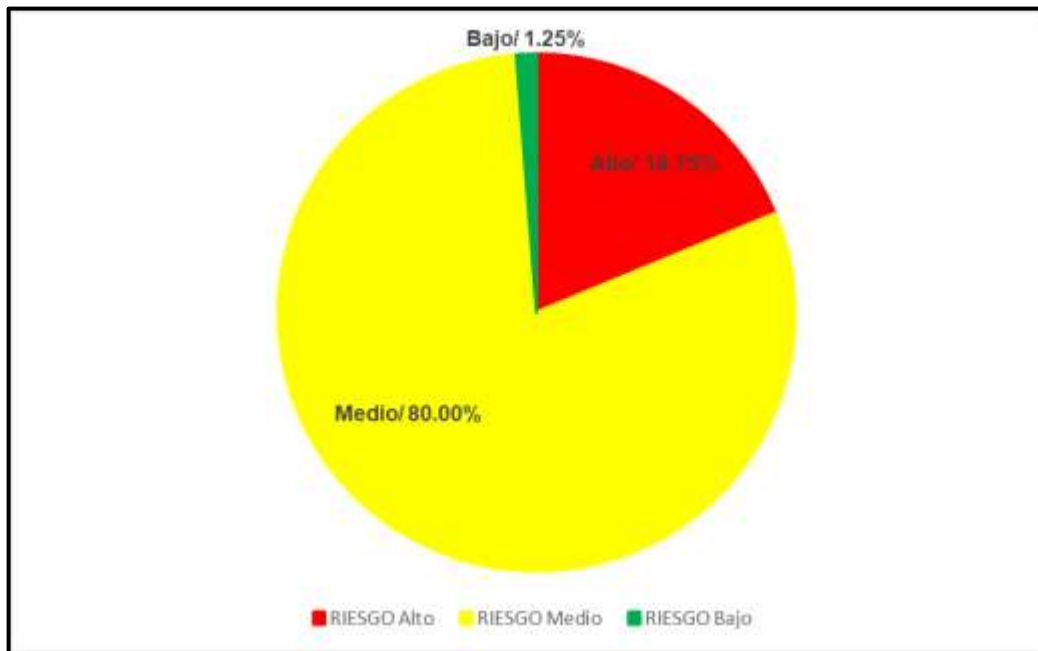


Figura V.4-11. Representación gráfica de escenarios en el Receptor: Salud.

Como se puede observar, del 100% que es equivalente a 80 escenarios, el comportamiento de estos según sus magnitudes de riesgo, se distribuyen tal como se refleja en la gráfica. Para este receptor se presentan escenarios con Magnitud de Riesgo Alto 18.75%. Para este receptor los escenarios con Riesgo Medio representan un 80% y los de Riesgo Bajo un 1.25%.

Matriz de riesgos para el receptor Medio Ambiente

Severidad	Probabilidad				
	1	2	3	4	5
5	0	0	0	0	0
4	0	0	0	15	0
3	0	0	0	4	0
2	0	0	0	1	0
1	0	0	1	59	0

Figura V.4-12. Matriz de evaluación de riesgos para el Receptor: Medio ambiente.
Tabla V.4-17. Total de escenarios por magnitud de riesgo en el Receptor: Medio Ambiente.

RIESGO PARA SALUD		
Escenarios.	Cantidad	% Total
RIESGO Alto	15	18.75%
RIESGO Medio	64	80.00%
RIESGO Bajo	1	1.25%
TOTAL	80	

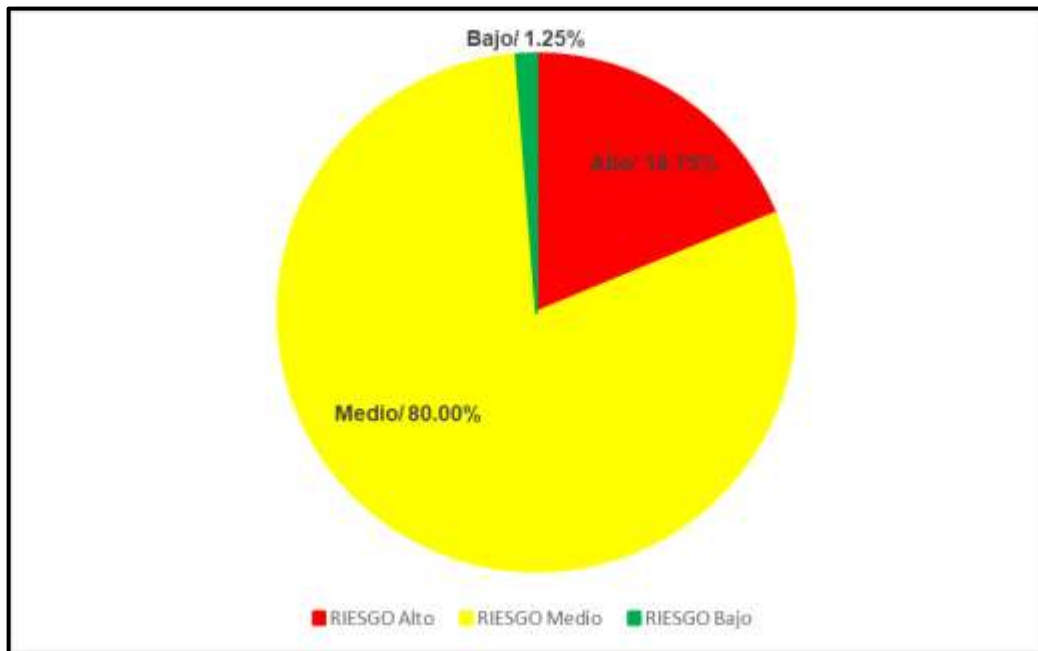


Figura V.4-13. Representación gráfica de escenarios en el Receptor: Medio Ambiente.

Como se puede observar, del 100% que es equivalente a 80 escenarios, el comportamiento de estos según sus magnitudes de riesgo, se distribuyen tal como se refleja en la gráfica. Para este receptor, los escenarios con Magnitud de Riesgo Alto representan un 18.75%, los de Riesgo Medio representan un 80% y los de Riesgo Bajo un 1.25%.

Matriz de riesgos para el receptor Instalaciones

Severidad	Probabilidad				
	1	2	3	4	5
5	0	0	0	0	0
4	0	0	0	17	0
3	0	0	1	56	0
2	0	0	0	2	0
1	0	0	0	4	0

Figura V.4-14. Matriz de evaluación de riesgos para el Receptor: Instalaciones.

Tabla V.4-18. Total de escenarios por magnitud de riesgo en el Receptor: Instalaciones.

RIESGO PARA INSTALACIONES		
Escenarios.	Cantidad	% Total
RIESGO Alto	17	21.25%
RIESGO Medio	63	78.75%
RIESGO Bajo	0	0.00%
TOTAL	80	

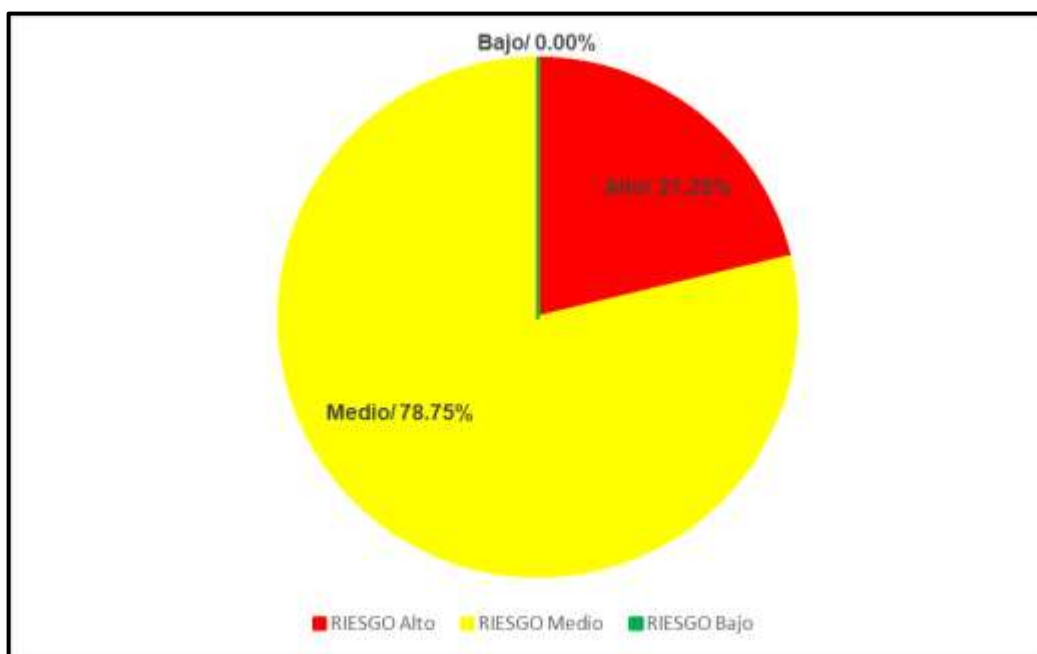


Figura V.4-15. Representación gráfica de escenarios en el Receptor: Instalaciones.

Como se puede observar, del 100% que es equivalente a 80 escenarios, el comportamiento de estos según sus magnitudes de riesgo, se distribuyen tal como se refleja en la gráfica. Para este receptor se presentan escenarios con Magnitud de Riesgo Alto 21.25%. Los escenarios de magnitud de Riesgo Medio representan el 78.75% y los de Riesgo Bajo un 0.00%.

Matriz general de la metodología ¿Qué pasa sí? en función de la magnitud de riesgos

A partir de las matrices anteriores, el siguiente paso consiste en generar una matriz general de magnitudes de riesgos más críticos para la Metodología ¿Qué pasa sí? En este caso, sólo se contempla en la matriz, la ubicación del escenario dado por los valores dados en el receptor más impactado (originado por su calificación de frecuencia y consecuencia) y la cual le da el valor de criticidad o magnitud de riesgo. Colocando tales valores, la estructura de la matriz general queda tal y como se ve en la **Figura V.4-16**.

Severidad	Probabilidad				
	1	2	3	4	5
5	0	0	0	0	0
4	0	0	0	29	0
3	0	0	1	49	0
2	0	0	0	1	0
1	0	0	0	0	0

Figura V.4-16. Matriz general de escenarios de acuerdo a su magnitud de riesgo. Metodología ¿Qué pasa sí?

Tabla V.4-19. Total de escenarios por magnitud de riesgo. Metodología ¿Qué pasa sí?

RESUMEN ESCENARIOS DE RIESGOS		
Escenarios.	Cantidad	% Total
RIESGO Alto	29	36.25%
RIESGO Medio	51	63.75%
RIESGO Bajo	0	0.00%
TOTAL	80	


Figura V.4-17. Representación gráfica de escenarios críticos. Metodología ¿Qué pasa sí?

La **Figura V.4-17** nos indica que los escenarios con **riesgo Medio** predominaron en el análisis con el 65.75%, los de **riesgo Bajo** no se presentaron en la magnitud general. Los escenarios con **riesgo Alto** fueron la minoría y representan el 36.25%. Con ello se concluye, que las evaluaciones estarán enfocadas principalmente a escenarios cuya magnitud de riesgo están catalogados como de riesgo Alto y medio, por ser los de mayor magnitud de riesgo.

V.4.1.4.2 Matrices de riesgo de la metodología HAZOP

De acuerdo con los resultados obtenidos y el nivel de magnitud de riesgo de cada uno de los escenarios, a continuación, se presentan las matrices de riesgo específicos de cada uno de los receptores analizados con el GMAER, con la finalidad de visualizar al receptor más impactado en la instalación y proyecto nuevo.

Las matrices se colocan en el siguiente orden de los receptores: Seguridad, Salud, Medio Ambiente e Instalaciones, las cuales al pie de la misma se acompañarán con una tabla resumen del total de escenarios en cada área de magnitud de riesgo para el receptor respectivo.

En total, son 14 escenarios distribuidos en 1 nodo de la Metodología HAZOP y cada uno de ellos valorados según los 4 receptores mencionados.

La distribución de los escenarios, en las matrices de cada uno de los receptores se muestran de las **Tablas V.4-20 a V.4-23** y **Figuras** de la **V.4-18** a la **V.4-25**.

Así también, en la **Tabla III.4-24** y **Figuras V.4-26 y V.4-27** se muestra la distribución de los escenarios en una matriz general, conforme a la mayor magnitud de riesgo de cada escenario evaluado.

Matriz de riesgos para el receptor Seguridad

Severidad	Probabilidad				
	1	2	3	4	5
5	0	0	0	1	0
4	0	0	0	3	0
3	0	0	0	1	0
2	0	0	0	5	0
1	0	0	0	4	0

Figura V.4-18. Matriz de evaluación de riesgos para el Receptor: Seguridad.
Tabla V.4-20. Total de escenarios por magnitud de riesgo en el Receptor: Seguridad.

RIESGO PARA SEGURIDAD		
Escenarios.	Cantidad	% Total
RIESGO Alto	4	28.57%
RIESGO Medio	10	71.43%
RIESGO Bajo	0	0.00%
TOTAL	14	

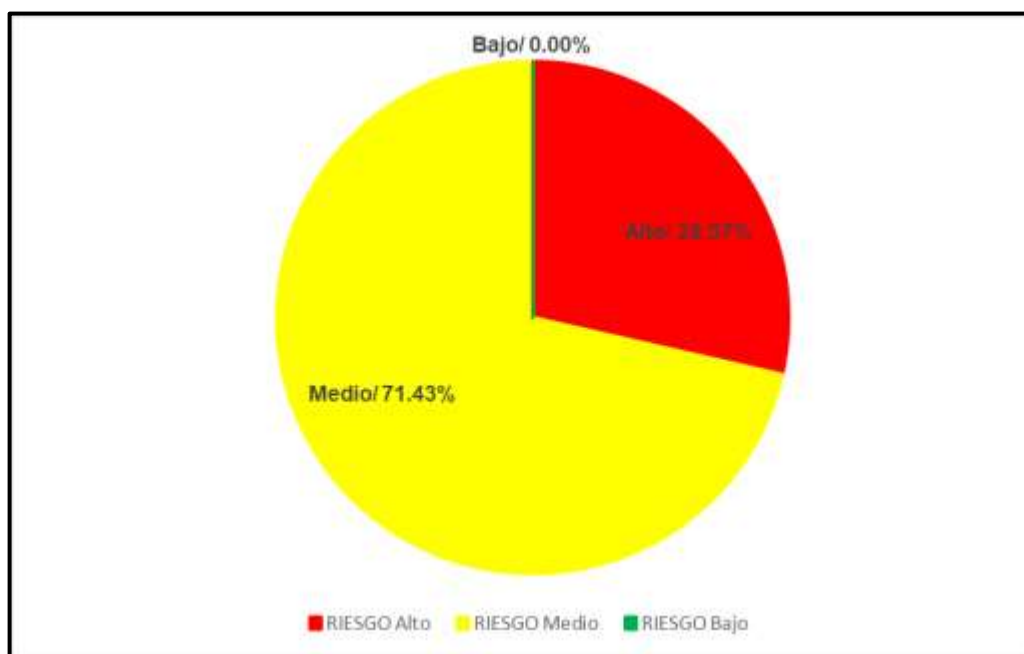


Figura V.4-19. Representación gráfica de escenarios en el Receptor: Seguridad.

Como se puede observar, del 100% que es equivalente a 14 escenarios, el comportamiento de estos según su magnitud de riesgo, se distribuyen tal como se refleja en la gráfica. Para este receptor, se presentan escenarios con magnitud de Riesgo Alto un 28.57%, los de Riesgo Medio un 71.43% y los de Riesgo Bajo 0.00%.

Matriz de riesgos para el receptor Salud

Severidad	Probabilidad				
	1	2	3	4	5
5	0	0	0	0	0
4	0	0	0	1	0
3	0	0	0	5	0
2	0	0	0	4	0
1	0	0	0	4	0

Figura V.4-20. Matriz de evaluación de riesgos para el Receptor: Salud.
Tabla V.4-21. Total de escenarios por magnitud de riesgo en el Receptor: Salud.

RIESGO PARA SALUD		
Escenarios.	Cantidad	% Total
RIESGO Alto	1	7.14%
RIESGO Medio	13	92.86%
RIESGO Bajo	0	0.00%
TOTAL	14	

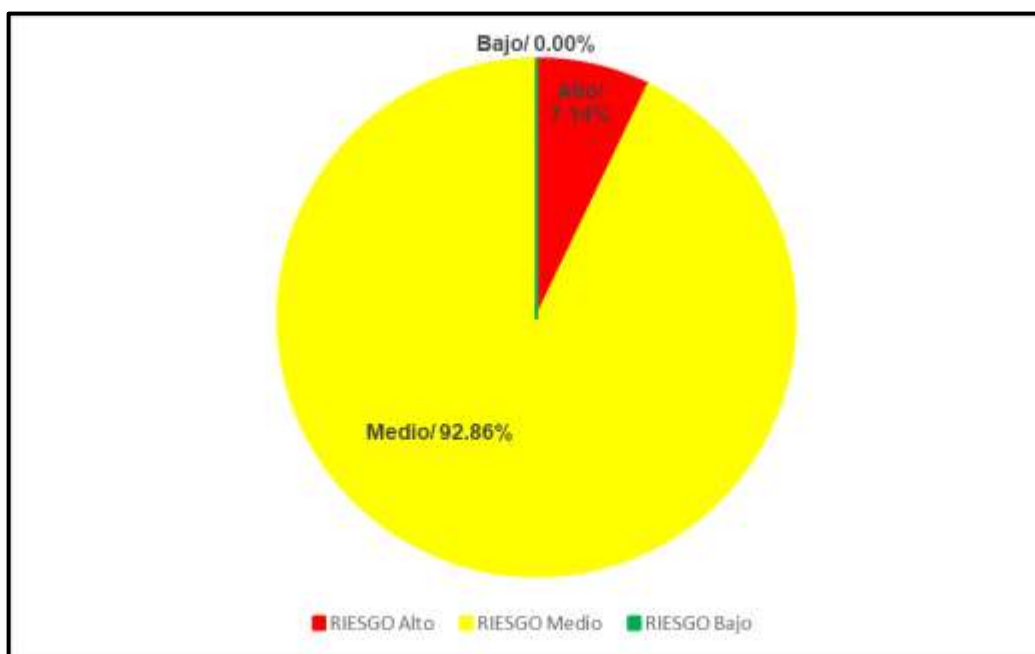


Figura V.4-21. Representación gráfica de escenarios en el Receptor: Salud.

Como se puede observar, del 100% que es equivalente a 14 escenarios, el comportamiento de estos según sus magnitudes de riesgo, se distribuyen tal como se refleja en la gráfica. Para este receptor se presentan escenarios con Magnitud de Riesgo Alto 7.14%. Para este receptor los escenarios con Riesgo Medio representan un 92.86% y los de Riesgo Bajo 0.00%.

Matriz de riesgos para el receptor Medio Ambiente

Severidad	Probabilidad				
	1	2	3	4	5
5	0	0	0	0	0
4	0	0	0	1	0
3	0	0	0	5	0
2	0	0	0	4	0
1	0	0	0	4	0

Figura V.4-22. Matriz de evaluación de riesgos para el Receptor: Medio ambiente.

Tabla V.4-22. Total de escenarios por magnitud de riesgo en el Receptor: Medio Ambiente.

RIESGO PARA SALUD		
Escenarios.	Cantidad	% Total
RIESGO Alto	1	7.14%
RIESGO Medio	13	92.86%
RIESGO Bajo	0	0.00%
TOTAL	14	

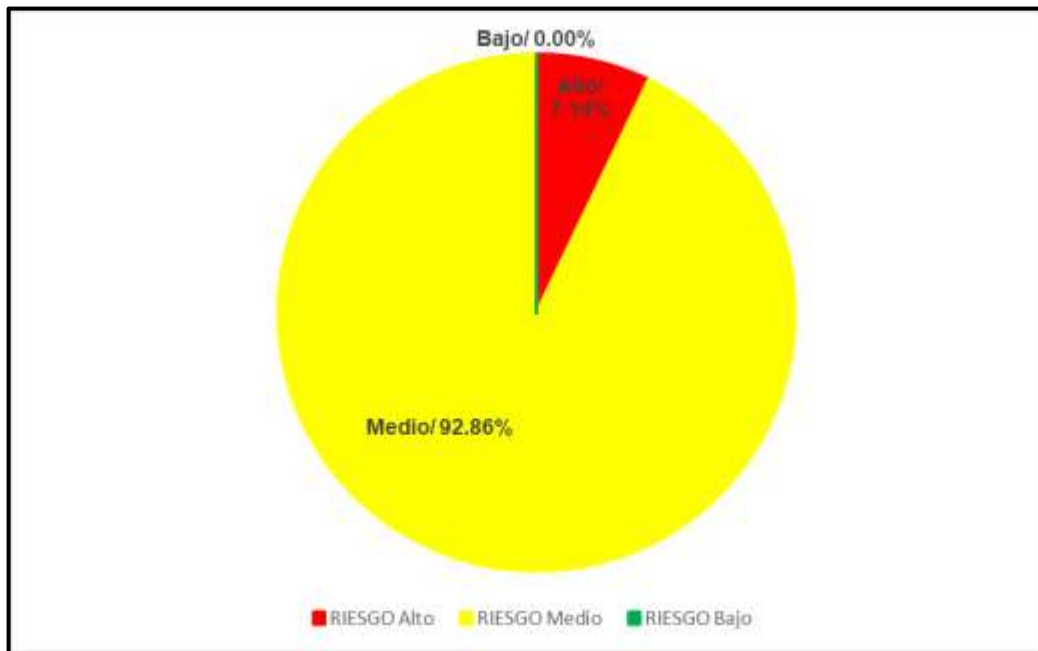


Figura V.4-23. Representación gráfica de escenarios en el Receptor: Medio Ambiente.

Como se puede observar, del 100% que es equivalente a 14 escenarios, el comportamiento de estos según sus magnitudes de riesgo, se distribuyen tal como se refleja en la gráfica. Para este receptor, los escenarios con Magnitud de Riesgo Alto representan un 7.14%, los de Riesgo Medio representan un 92.86% y los de Riesgo Bajo un 0.00%.

Matriz de riesgos para el receptor Instalaciones

Severidad	Probabilidad				
	1	2	3	4	5
5	0	0	0	0	0
4	0	0	0	4	0
3	0	0	0	7	0
2	0	0	0	3	0
1	0	0	0	0	0

Figura V.4-24. Matriz de evaluación de riesgos para el Receptor: Instalaciones.
Tabla V.4-23. Total de escenarios por magnitud de riesgo en el Receptor: Instalaciones.

RIESGO PARA INSTALACIONES		
Escenarios.	Cantidad	% Total
RIESGO Alto	4	28.57%
RIESGO Medio	10	71.43%
RIESGO Bajo	0	0.00%
TOTAL	14	

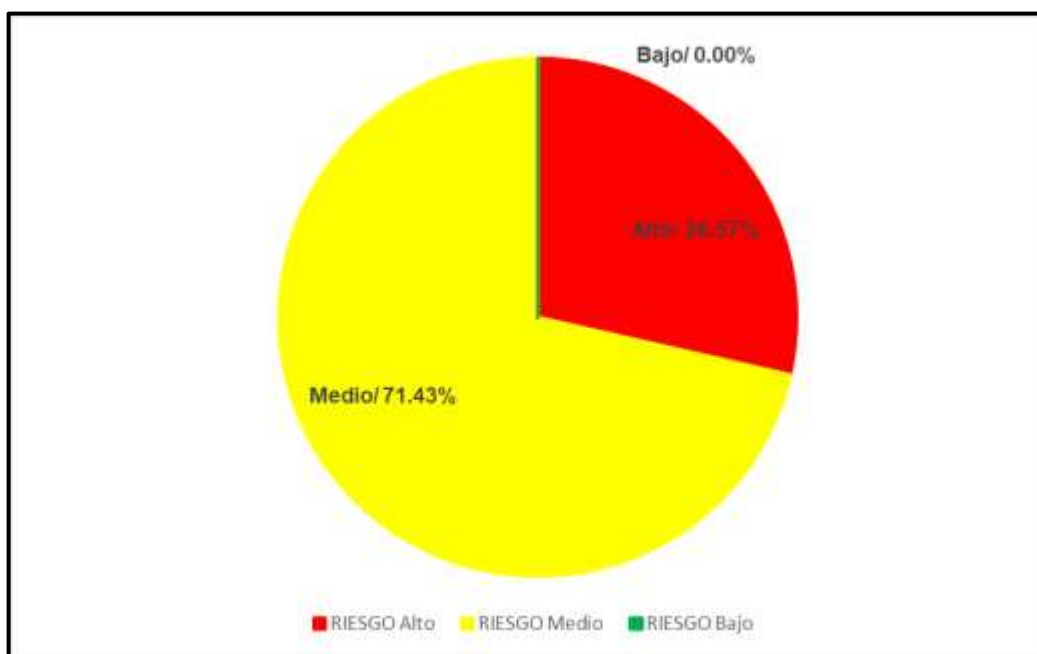


Figura V.4-25. Representación gráfica de escenarios en el Receptor: Instalaciones.

Como se puede observar, del 100% que es equivalente a 14 escenarios, el comportamiento de estos según sus magnitudes de riesgo, se distribuyen tal como se refleja en la gráfica. Para este receptor se presentan escenarios con Magnitud de Riesgo Alto 28.57%. Los escenarios de magnitud de Riesgo Medio representan el 71.43% y los de Riesgo Bajo un 0.00%.

Matriz general de la metodología HAZOP en función de la magnitud de riesgos

A partir de las matrices anteriores, se presenta una matriz general de magnitudes de riesgos, en donde se contempla en la matriz la ubicación del escenario por los valores del receptor más impactado (originado por su calificación de frecuencia y consecuencia) y la cual le da el valor de criticidad o magnitud de riesgo. Colocando tales valores, la estructura de la matriz general queda tal y como se ve en la **Figura V.4-26**.

Severidad	Probabilidad				
	1	2	3	4	5
5	0	0	0	1	0
4	0	0	0	4	0
3	0	0	0	6	0
2	0	0	0	3	0
1	0	0	0	0	0

Figura V.4-26. Matriz general de escenarios de acuerdo a su magnitud de riesgo. Metodología HAZOP.

Tabla V.4-24. Total de escenarios por magnitud de riesgo. Metodología HAZOP.

RESUMEN ESCENARIOS DE RIESGOS		
Escenarios.	Cantidad	% Total
RIESGO Alto	5	35.71%
RIESGO Medio	9	64.29%
RIESGO Bajo	0	0.00%
TOTAL	14	

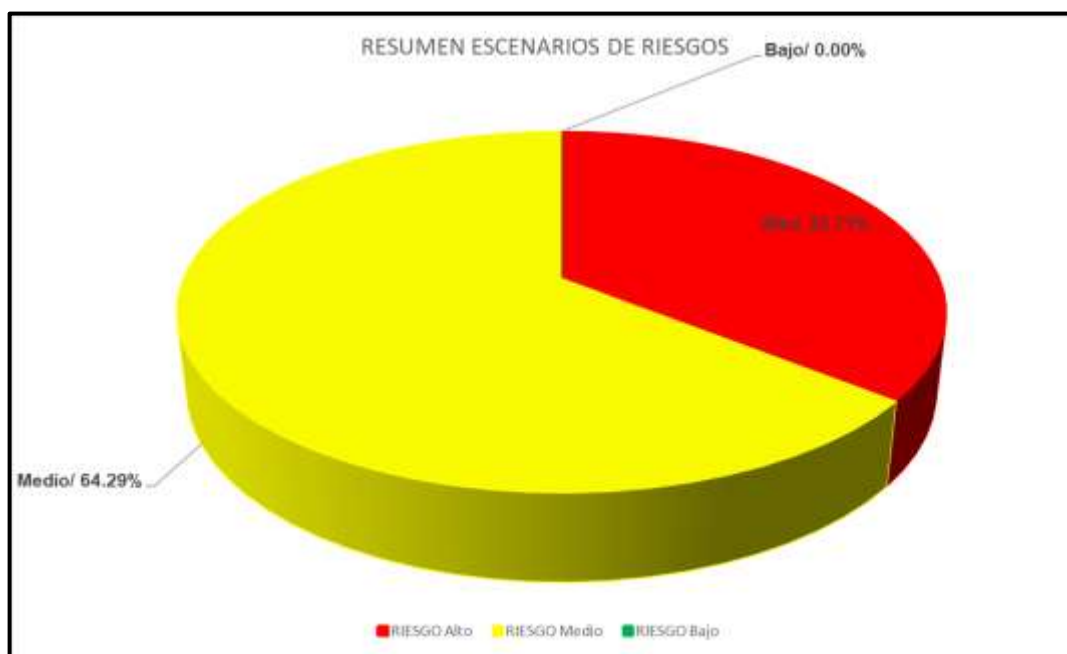


Figura V.4-27. Representación gráfica de escenarios críticos. Metodología HAZOP.

La **Figura V.4-27** nos indica que los escenarios con **riesgo Bajo** no se presentan, los de **riesgo Medio** representan 64.29%, los escenarios con **riesgo Alto** representan el 35.71%. Con ello se concluye, que las evaluaciones estarán enfocadas a escenarios cuya magnitud de riesgo están catalogados como de riesgo alto y medio.

Resumen de resultados de las matrices de riesgo

Como resultado de la aplicación de las dos metodologías cualitativas, HAZOP y ¿Qué pasa sí?, se obtiene la totalidad de los escenarios de riesgos de mayor magnitud de riesgos, considerados críticos en el análisis y que será la base para el análisis de riesgos cuantitativo. En tal sentido, en las **Figuras V.4-28, V.4-29** y **Tabla V.4-25** se muestran todos los escenarios de Riesgo, evaluados en las dos metodologías aplicadas, y que se consideran los eventos a ser analizados en la etapa cuantitativa.

Severidad	Probabilidad				
	1	2	3	4	5
5	0	0	0	1	0
4	0	0	0	33	0
3	0	0	1	55	0
2	0	0	0	4	0
1	0	0	0	0	0

Figura V.4-28. Matriz general de escenarios de acuerdo a su magnitud de riesgo, para la Etapa de Análisis Cualitativo de Riesgo.

Tabla V.4-25. Total de escenarios por magnitud de riesgo, para la Etapa de Análisis Cualitativo de Riesgo.

RESUMEN ESCENARIOS DE RIESGOS		
Escenarios.	Cantidad	% Total
RIESGO Alto	34	36.17%
RIESGO Medio	60	63.83%
RIESGO Bajo	0	0.00%
TOTAL	94	

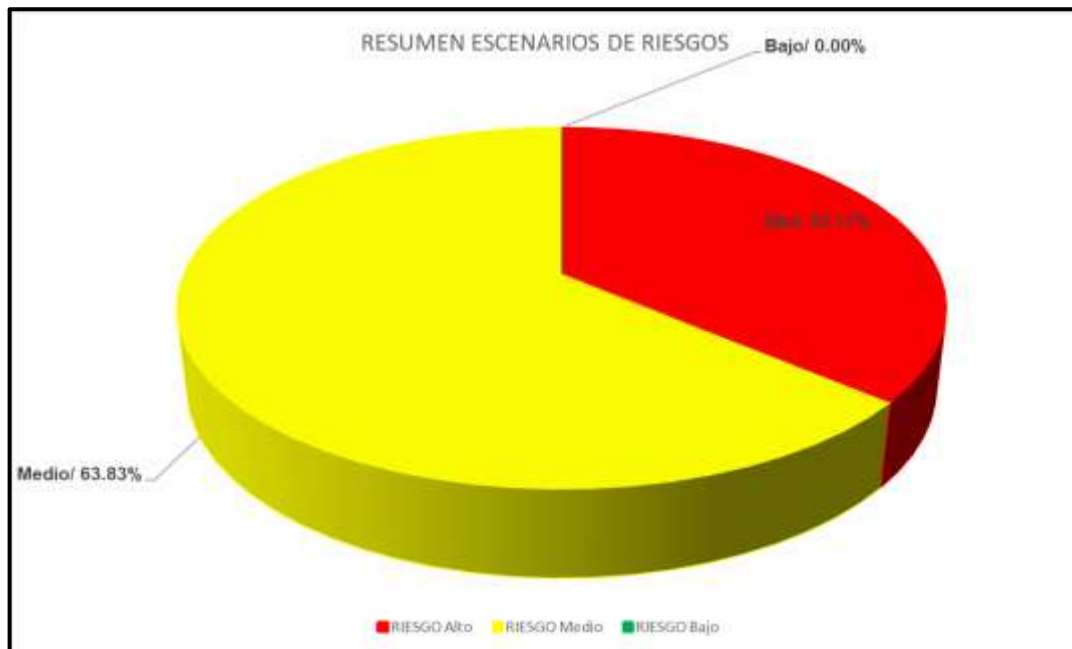


Figura V.4-29. Representación gráfica de escenarios críticos, para la Etapa de Análisis Cualitativo de Riesgo.

La **Figura V.4-29** nos indica que los escenarios con **riesgo Medio** predominaron en el análisis con un 63.83% y los escenarios con **riesgo Alto** representan el 36.17%. Los de **riesgo Bajo**, no se presentaron en todo el análisis realizado a la instalación y al proyecto.

Como se puede apreciar, los eventos con riesgo alto son la minoría, la tendencia se mantiene a que la mayor cantidad de los escenarios (63.83%) en la etapa Cualitativa de Riesgo, están en la zona ALARP o controlados. Los siguientes en número son escenarios que están asociados a eventos controlables por las barreras existentes y propuestas como parte de la

ingeniería de la instalación y del proyecto, y soportadas aún más, por las recomendaciones emitidas.

V.4.1.4.3. Jerarquización de escenarios de riesgo

El proceso de Jerarquización cumple con las valoraciones que implican las tablas de Frecuencia, Consecuencia y Magnitudes de Riesgos que están descritas de manera detallada en el Apartado V.4.1.B., Premisas de Jerarquización de Escenarios de Riesgos, PROCEDIMIENTO IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS Y ANÁLISIS DE RIESGO Rev. 1 (PG-VIS-0002), de Vista Oil & Gas.

Los resultados obtenidos durante las sesiones de trabajo, correspondiente a la aplicación de cada metodología, se presentan en el **Anexo 9**, en el cual se integran los archivos de las hojas de trabajo, el catálogo de escenarios y la Jerarquización completa. En las hojas de trabajo, por los alcances de la propia metodología, podemos consultar todas las desviaciones propuestas, analizadas y evaluadas, las cuales incluyen, las causas, consecuencias, protecciones o salvaguardas, recomendaciones en caso de aplicar, y la respectiva evaluación con los criterios mencionados anteriormente. La evaluación nos permite calcular o determinar una magnitud o nivel de riesgo, que, como parte del catálogo general de desviaciones, ayuda ordenar los escenarios en el orden de los más críticos hasta los menos críticos. Esta jerarquización, es una herramienta importante para definir las desviaciones y escenarios no deseados dentro del proceso, instalación o proyecto analizado y que nos permite definir la administración en función de los efectos adversos que estos puedan originar en la instalación o proyecto de interés, caso las actividades de la perforación de pozos al cual se enfoca el presente análisis.

La jerarquización de las desviaciones o escenarios analizados por la metodología se presentan a continuación. Importante señalar que en las tablas a presentar a continuación sólo se incluirán aquellas cuyo nivel o magnitud de riesgo sean en el rango de **Riesgos ALARP (Tipo M) y Riesgos No Tolerables (Tipo A) para una evaluación de riesgo inherente**. Considerando que son estos escenarios, los actores principales a tomar en cuenta y centrar la atención en la búsqueda de las medidas pertinentes para su eliminación, prevención o mitigación. La tabla completa de la jerarquización por cada metodología, se encontrará en el **Anexo 9** y en la carpeta respectiva de cada metodología.

Listado de accidentes e incidentes en Pozos

De acuerdo al listado de accidentes e incidentes, la pérdida de contención, fuga de gas o derrame de aceite son los escenarios presentados con más frecuencias en este tipo de obra. Para el caso de las actividades de las instalaciones proyectadas, la mayor

producción esperada es de Aceite/crudo con muy poca presencia de gas sin trazas de H₂S, por lo que la peligrosidad prevalecerá por las características inflamables (radiación térmica) tanto del gas como del aceite, y si por las condiciones ambientales u operativa se presenta una acumulación significativa de gas o vapores desprendidos por el aceite (por atención tardía), una posible explosión (ondas de sobrepresión).

Con el listado de Accidentes e incidentes, se manifiesta que en aquellos casos donde se han presentado descargas al ambiente de gas o aceite con contenido de Ácido Sulfhídrico existe posibles consecuencias críticas para los trabajadores expuestos. Situación que, por el tipo de producto esperado, no se contempla se presente durante las actividades de las instalaciones proyectadas.

Jerarquización ¿Qué pasa sí? (What If?): Pozos de Perforación

**Tabla V.4-26 Jerarquización de los escenarios resultantes del ¿Qué pasa sí? (What If?)
 evaluación de riesgo inherente: Perforación de Pozos. Descripción representativa**

NO.	NODO	¿QUÉ PASA SÍ...?	CAUSAS	CONSECUENCIAS	MAGNITUD DE RIESGO TOTAL
					MR
21	Etapas de TR de 7" (Vernet 1007: 1,600 mv. Vernet 1052: 1,578 mv)	Se tiene pérdida de circulación de fluido al estar perforando.	Zonas altamente permeables. Definición incorrecta de asentamiento de TR.	Costo del fluido de perforación. Lavado del enjarre en las zonas permeables. Atrapamiento de la sarta.	16/A
23	Etapas de TR de 7" (Vernet 1007: 1,600 mv. Vernet 1052: 1,578 mv)	Influjo durante la perforación de la etapa (Gasificación o influjo de agua).	Insuficiente presión hidrostática (menor a la presión de poro).	Presencia de gas-agua en superficie. Incendio y/o explosión. Daños al personal e instalación.	16/A
28	Etapas de TR de 7" (Vernet 1007: 1,600 mv. Vernet 1052: 1,578 mv)	Se tiene un influjo durante la toma de registros	Densidad de lodo insuficiente.	Presencia de gas tóxico y/o inflamable en superficie. Incendio y/o explosión. Brote / descontrol de pozo.	16/A
31	Etapas de TR de 7" (Vernet 1007: 1,600 mv. Vernet 1052: 1,578 mv)	Se tiene pérdida de fluido al estar introduciendo la TR de 7"	Superar la velocidad de introducción de TR de acuerdo a la recomendación de la simulación. Zonas altamente permeables.	Costos del fluido. Pérdida de columna hidrostática. Pegadura por presión diferencial.	16/A

NO.	NODO	¿QUÉ PASA SÍ...?	CAUSAS	CONSECUENCIAS	MAGNITUD DE RIESGO TOTAL
					MR
40	Etapas de TR de 7" (Vernet 1006: 1,534 md. Vernet 1051 D: 1,434 md)	Se tiene pérdida de circulación de fluido al estar perforando.	Zonas altamente permeables. Definición incorrecta de asentamiento de TR.	Costo del fluido de perforación. Lavado del enjarre en las zonas permeables. Atrapamiento de la sarta.	16/A
45	Etapas de TR de 7" (Vernet 1006: 1,534 md. Vernet 1051 D: 1,434 md)	Influjo durante la perforación de la etapa (Gasificación o influjo de agua).	Insuficiente presión hidrostática (menor a la presión de poro).	Presencia de gas-agua en superficie. Incendio y/o explosión. Daños al personal e instalación.	16/A
50	Etapas de TR de 7" (Vernet 1006: 1,534 md. Vernet 1051 D: 1,434 md)	Se tiene un influjo durante la toma de registros	Densidad de lodo insuficiente.	Presencia de gas tóxico y/o inflamable en superficie. Incendio y/o explosión. Brote / descontrol de pozo.	16/A
53	Etapas de TR de 7" (Vernet 1006: 1,534 md. Vernet 1051 D: 1,434 md)	Se tiene pérdida de fluido al estar introduciendo la TR de 7"	Superar la velocidad de introducción de TR de acuerdo a la recomendación de la simulación. Zonas altamente permeables.	Costos del fluido. Pérdida de columna hidrostática. Pegadura por presión diferencial.	16/A
67	Cambio de Preventores por Medio Árbol de Válvulas	No se logra instalar la válvula de contrapresión tipo H (dos vías).	No contar con la varilla adecuada para la instalación de la válvula H.	Pozo sin barrera de control. Fuga de hidrocarburo. Incendio y/o explosión.	16/A
69	Cambio de Preventores por Medio Árbol de Válvulas	Se presenta falla durante la instalación del medio árbol de válvulas (MAV).	MAV inadecuado y/o fuera de especificación	Fuga de hidrocarburo. Incendio y/o explosión. Daños al personal e instalación por incendio y/o explosión.	16/A
70	Inducción de Pozo	Falla durante la instalación y operación de la unidad de tubería flexible (UTF) para la inducción del pozo.	Deficiente instalación de la UTF. Tubería inadecuada.	Fugas y derrame de fluidos con impacto al personal, ambiente e instalación. Atrapamiento de la TF. Ruptura de TF. Retrasos en la producción.	16/A
71	Limpieza y Aforo de Pozo	Falla durante la instalación y operación del equipo de aforo para la limpieza del pozo.	Instalación y/o arreglo deficiente del equipo de aforo. Selección inadecuada del equipo.	Fugas de hidrocarburos. Ruptura de líneas. Presencia de gas.	16/A

NO.	NODO	¿QUÉ PASA SÍ...?	CAUSAS	CONSECUENCIAS	MAGNITUD DE RIESGO TOTAL
					MR
72	Sistema de generación, control y distribución potencia.	Falla en el sistema de generación, control y distribución potencia.	Daño mecánico en el motor CI y componentes. Daño eléctrico en componentes del generador.	No disponibilidad operativa de equipos críticos (top drive, malacate principal, bombas de lodo, temblorinas, unidad para operar preventores) por pérdida de energía eléctrica (Blackout).	16/A
73	Sistema de circulación del fluido de perforación.	Falla en el sistema de circulación del fluido de perforación.	Daño mecánico en el motor y componentes del sistema de fluidos (bombas de lodo, agitadores, temblorinas, desarenador, transportador de recorte). calibración de la válvula de seguridad de la bomba de lodo.	Alta vibración en el sistema (afloje de espárragos en uniones bridadas de líneas y stan pipe).	16/A
75	Sistema de control de pozo.	Falla en el Sistema de control de pozo.	Daño mecánico-eléctrico en motor de las electrobombas de la unidad para operar preventores.	No realizar el cierre del pozo de forma segura (Barrera secundaria no disponible)	16/A
1	Etapas de TR de 13 3/8"	Se realiza un deficiente hincado del tubo conductor (TR de 13 3/8").	Selección inadecuada del equipo de hincado.	Inclinación del tubo conductor. Incorrecta posición del diverter . Sartas en contacto con cabezales creando daño a cabezales a futuro para la siguiente etapa.	4/M
2	Etapas de TR de 13 3/8"	Se presenta falla en la instalación del cabezal, diverter y CSC.	Falla del sistema de izaje (grúa, malacate principal, malacates auxiliares).	Daños al personal e instalación por caída de objetos.Instalación deficiente del diverter.Retraso en la operación.	4/M
3	Etapas de TR de 13 3/8"	Se presenta falta de hermeticidad durante las pruebas del diverter y CSC.	Apriete incorrecto de espárragos.	Fugas en las CSC.Daños al personal y componentes.Retraso en el programa operativo.	4/M
4	Etapas de TR de 9 5/8"	Falla durante el armado e introducción de la sarta empacada con barrena PDC de 12 1/4.	Herramientas o componentes de la sarta incorrectos y/o fuera de especificación. Apriete incorrecto de los componentes de la sarta, barrena y TP. Cuerda dañada de TP.	Pérdida y/o caída de herramienta y tubería al interior del pozo. Lesiones al personal. Daños a tubería y herramientas. Deslizamiento del block y top drive. Daño a la corona del mástil.	4/M

NO.	NODO	¿QUÉ PASA SÍ...?	CAUSAS	CONSECUENCIAS	MAGNITUD DE RIESGO TOTAL
					MR
				Retraso operativo.	
8	Etapa de TR de 9 5/8"	Se tiene resistencia y/o fricción de la sarta de perforación.	Deficiente limpieza del pozo.	Atrapamiento de la sarta. Pérdida de la sarta. Pérdida del agujero. Retraso operativo.	4/M
9	Etapa de TR de 9 5/8"	Se tiene resistencia y/o atrapamiento de la sarta de registros eléctricos.	Geometría del agujero.	Incumplimiento del programa de toma de información. Pez Retrasos operativos (costos asociados).	4/M
10	Etapa de TR de 9 5/8"	Se realiza el corte accidental del cable de la herramienta de registros eléctricos	Error humano al realizar cierre del preventor de corte durante la bajada del registro.	Pez. Trabajos de pesca. Realizar ventana Retrasos operativos.	4/M
11	Etapa de TR de 9 5/8"	Se tiene falla en la herramienta de registro y/o unidad de registros	Armado deficiente de la herramienta.	No adquisición de información. Retrasos operativos (costos asociados).	4/M
12	Etapa de TR de 9 5/8"	Falla durante la introducción de la TR de 9 5/8".	Diseño incorrecto de accesorios y TR. Falta de calibración de la TR. Apriete incorrecto de la tubería.	Lesiones al personal. Daños a herramientas. Caída de TR al interior del pozo. Retraso operativo.	4/M
13	Etapa de TR de 9 5/8"	Se tiene resistencia y/o atrapamiento durante la introducción de la TR de 9 5/8".	Geometría del agujero	No introducir la TR a la profundidad programada. Falta de integridad para perforar la etapa siguiente. TR y/o liner de contingencia. Retrasos operativos.	4/M
14	Etapa de TR de 9 5/8"	Se tiene pérdida de fluido al estar introduciendo la TR de 9 5/8".	Superar la velocidad de introducción de TR de acuerdo a la recomendación de la simulación.	Costos del fluido. Pérdida de columna hidrostática. Pegadura por presión diferencial. Retraso operativo.	4/M

NO.	NODO	¿QUÉ PASA SÍ...?	CAUSAS	CONSECUENCIAS	MAGNITUD DE RIESGO TOTAL
					MR
15	Etapas de TR de 9 5/8"	Se tiene una deficiente cementación de la TR de 9 5/8"	Cálculo inadecuado del volumen de cemento. Inadecuado diseño de la lechada. Fraguado prematuro. Volumen de desplazamiento inadecuado.	Deslizamiento de la TR. Remediación de la cementación. Incrementos de los tiempos operativos.	4/M
16	Etapas de TR de 9 5/8"	Se presenta falla en el retiro del diverter e instalación del cabezal, preventores y CSC.	Falla del sistema de izaje (grúa, malacate principal, malacates auxiliares).	Daños al personal e instalación por caída de componentes. Retraso en la operación.	4/M
17	Etapas de TR de 9 5/8"	Se presenta falta de hermeticidad durante las pruebas de los preventores (esférico, doble superior, carrete de control y sencillo inferior, carrete espaciador y brida adapter) y CSC.	Apriete incorrecto de espárragos y uniones de golpe.	Daños al personal y componentes. Fugas en las CSC. Retraso en el programa operativo.	4/M
18	Etapas de TR de 9 5/8"	Falla la prueba de hermeticidad de la TR de 9 5/8".	Deficiente cementación.	Remediación de la cementación. Pérdida de gradiente en la siguiente etapa. Retrasos operativos.	4/M
19	Etapas de TR de 7" (Vernet 1007: 1,600 mv. Vernet 1052: 1,578 mv)	Falla durante el armado e introducción de la sarta empacada con barrena de 8 3/4"	Herramientas o componentes de la sarta incorrectos y/o fuera de especificación. Apriete incorrecto de los componentes de la sarta, barrena y TP. Cuerda dañada de TP.	Pérdida y/o caída de herramienta y tubería al interior del pozo. Lesiones al personal. Daños a tubería y herramientas. Deslizamiento del block y top drive. Daño a la corona del mástil. Retraso operativo.	4/M
20	Etapas de TR de 7" (Vernet 1007: 1,600 mv. Vernet 1052: 1,578 mv)	Se tiene atrapamiento de la sarta de perforación.	Diseño inadecuado de la sarta.Geometría del agujero.	Pérdida de la sarta.Side track.Retraso operativo (costos asociados).	4/M

NO.	NODO	¿QUÉ PASA SÍ...?	CAUSAS	CONSECUENCIAS	MAGNITUD DE RIESGO TOTAL
					MR
22	Etapa de TR de 7" (Vernet 1007: 1,600 mv. Vernet 1052: 1,578 mv)	Se presenta inestabilidad de agujero al estar perforando.	Formaciones altamente permeables.	Pérdida circulación del fluido. Atrapamiento de sarta. Pérdida de sarta. Side Track. Retraso operativo.	4/M
24	Etapa de TR de 7" (Vernet 1007: 1,600 mv. Vernet 1052: 1,578 mv)	Se tiene resistencia y/o fricción de la sarta de perforación.	Deficiente limpieza del pozo.	Derrumbe de la formación. Atrapamiento de la sarta. Pérdida de la sarta. Pérdida del agujero. Retraso operativo.	4/M
25	Etapa de TR de 7" (Vernet 1007: 1,600 mv. Vernet 1052: 1,578 mv)	Se tiene resistencia y/o atrapamiento de la sarta de registros eléctricos.	Geometría del agujero.	Incumplimiento del programa de toma de información. Pez Retrasos operativos (costos asociados).	4/M
26	Etapa de TR de 7" (Vernet 1007: 1,600 mv. Vernet 1052: 1,578 mv)	Se realiza el corte accidental del cable de la herramienta de registros eléctricos	Error humano al realizar cierre del preventor de corte durante la bajada del registro.	Pez. Trabajos de pesca. Realizar ventana Retrasos operativos.	4/M
27	Etapa de TR de 7" (Vernet 1007: 1,600 mv. Vernet 1052: 1,578 mv)	Se tiene falla en la herramienta de registro y/o unidad de registros	Armado deficiente de la herramienta.	No adquisición de información. Retrasos operativos (costos asociados).	4/M
29	Etapa de TR de 7" (Vernet 1007: 1,600 mv. Vernet 1052: 1,578 mv)	Falla durante la introducción de la TR de 7".	Diseño incorrecto de accesorios y TR. Falta de calibración de la TR. Apriete incorrecto de la tubería.	Lesiones al personal. Daños a herramientas. Caída de TR al interior del pozo. Retraso operativo.	4/M
30	Etapa de TR de 7" (Vernet 1007: 1,600 mv. Vernet 1052: 1,578 mv)	Se tiene resistencia y/o atrapamiento durante la introducción de la TR de 7"	Geometría del agujero	No introducir la TR a la profundidad programada. Liner de contingencia. Retrasos operativos.	4/M

NO.	NODO	¿QUÉ PASA SÍ...?	CAUSAS	CONSECUENCIAS	MAGNITUD DE RIESGO TOTAL
					MR
32	Etapas de TR de 7" (Vernet 1007: 1,600 mv. Vernet 1052: 1,578 mv)	Se tiene una deficiente cementación de la TR de 7"	Cálculo inadecuado del volumen de cemento. Inadecuado diseño de la lechada. Fraguado prematuro. Volumen de desplazamiento inadecuado.	Deslizamiento de la TR. Remediación de la cementación. Incrementos de los tiempos operativos.	4/M
33	Etapas de TR de 7" (Vernet 1007: 1,600 mv. Vernet 1052: 1,578 mv)	Se tiene resistencia y/o atrapamiento de la sarta de registros eléctricos.	Falta de limpieza del agujero.	Incumplimiento del programa de toma de información. Retrasos operativos.	4/M
34	Etapas de TR de 7" (Vernet 1007: 1,600 mv. Vernet 1052: 1,578 mv)	Se realiza el corte accidental del cable de la herramienta de registros eléctricos	Error humano al realizar cierre del preventor de corte durante la bajada del registro.	Pez. Trabajos de pesca. Realizar ventana Retrasos operativos.	4/M
35	Etapas de TR de 7" (Vernet 1007: 1,600 mv. Vernet 1052: 1,578 mv)	Se tiene falla en la herramienta de registro y/o unidad de registros	Armado deficiente de la herramienta.	No adquisición de información. Retrasos operativos.	4/M
36	Etapas de TR de 7" (Vernet 1007: 1,600 mv. Vernet 1052: 1,578 mv)	Se presenta falta de hermeticidad durante la prueba de los preventores (esférico, doble superior, carrete de control y sencillo inferior, carrete espaciador y brida adapter) y CSC.	Apriete incorrecto de espárragos.	Daños al personal y componentes. Fugas. Retraso en el programa operativo.	8/M
37	Etapas de TR de 7" (Vernet 1007: 1,600 mv. Vernet 1052: 1,578 mv)	Falla la prueba de hermeticidad de la TR de 7"	Deficiente cementación.	Remediación de la cementación. Retrasos operativos.	4/M
38	Etapas de TR de 7" (Vernet 1006: 1,534 md. Vernet 1051 D: 1,434 md)	Falla durante el armado e introducción de la sarta navegable con sistema rotatorio y barrena PDC 8 3/4"	Herramientas o componentes de la sarta incorrectos y/o fuera de especificación. Apriete incorrecto de la tubería y barrena. Cuerda dañada de TP. Falla de las herramientas direccionales.	Lesiones al personal. Daños a tubería y herramientas. Caída y/o desprendimiento de herramienta y tubería al interior del pozo. Actividades de pesca Retraso operativo.	4/M
39	Etapas de TR de 7" (Vernet 1006: 1,534 md. Vernet 1051 D: 1,434 md)	Se tiene atrapamiento de la sarta de perforación.	Diseño inadecuado de la sarta. Geometría del agujero.	Pérdida de la sarta. Side track. Retraso operativo (costos asociados).	4/M

NO.	NODO	¿QUÉ PASA SÍ...?	CAUSAS	CONSECUENCIAS	MAGNITUD DE RIESGO TOTAL
					MR
41	Etapas de TR de 7" (Vernet 1006: 1,534 md. Vernet 1051 D: 1,434 md)	Se presenta inestabilidad de agujero al estar perforando.	Formaciones altamente permeables.	Pérdida circulación del fluido. Atrapamiento de sarta. Pérdida de sarta. Side Track. Retraso operativo.	4/M
42	Etapas de TR de 7" (Vernet 1006: 1,534 md. Vernet 1051 D: 1,434 md)	Se tiene altos torques, choques y vibraciones durante la perforación.	Zonas intercaladas de arenisca con lutita.	Desconexión y/o Degollamiento de la sarta. Viajes y repasos adicionales. Paros de rotaria. Operación de pesca. Atrapamiento y/o empacamiento. Side track. Retraso operativo.	4/M
43	Etapas de TR de 7" (Vernet 1006: 1,534 md. Vernet 1051 D: 1,434 md)	Se tiene falla de las herramientas de perforación direccional.	Armado deficiente de la herramienta. Operación de las herramientas fuera de especificación.	Trayectoria del pozo diferente a la planeada. Mediciones erróneas y toma de información incompleta. Retrasos operativos.	4/M
44	Etapas de TR de 7" (Vernet 1006: 1,534 md. Vernet 1051 D: 1,434 md)	Se realiza una perforación direccional incorrecta.	Seguimiento deficiente de la trayectoria del pozo.	Construcción direccional del pozo diferente al programado. Retrasos operativos.	4/M
46	Etapas de TR de 7" (Vernet 1006: 1,534 md. Vernet 1051 D: 1,434 md)	Se tiene resistencia y/o fricción de la sarta de perforación.	Deficiente limpieza del pozo.	Derrumbe de la formación. Atrapamiento de la sarta. Pérdida de la sarta. Pérdida del agujero. Retraso operativo.	4/M
47	Etapas de TR de 7" (Vernet 1006: 1,534 md. Vernet 1051 D: 1,434 md)	Se tiene resistencia y/o atrapamiento de la sarta de registros eléctricos.	Geometría del agujero.	Incumplimiento del programa de toma de información. Pez Retrasos operativos (costos asociados).	4/M

NO.	NODO	¿QUÉ PASA SÍ...?	CAUSAS	CONSECUENCIAS	MAGNITUD DE RIESGO TOTAL
					MR
48	Etapas de TR de 7" (Vernet 1006: 1,534 md. Vernet 1051 D: 1,434 md)	Se realiza el corte accidental del cable de la herramienta de registros eléctricos	Error humano al realizar cierre del preventor de corte durante la bajada del registro.	Pez. Trabajos de pesca. Realizar ventana Retrasos operativos.	4/M
49	Etapas de TR de 7" (Vernet 1006: 1,534 md. Vernet 1051 D: 1,434 md)	Se tiene falla en la herramienta de registro y/o unidad de registros	Armado deficiente de la herramienta.	No adquisición de información. Retrasos operativos (costos asociados). Lesiones al personal.	4/M
51	Etapas de TR de 7" (Vernet 1006: 1,534 md. Vernet 1051 D: 1,434 md)	Falla durante la introducción de la TR de 7".	Diseño incorrecto de accesorios y TR. Falta de calibración de la TR.	Daños a herramientas. Caída de TR al interior del pozo. Retraso operativo.	4/M
52	Etapas de TR de 7" (Vernet 1006: 1,534 md. Vernet 1051 D: 1,434 md)	Se tiene resistencia y/o atrapamiento durante la introducción de la TR de 7"	Geometría del agujero	No introducir la TR a la profundidad programada. Liner de contingencia. Retrasos operativos.	4/M
54	Etapas de TR de 7" (Vernet 1006: 1,534 md. Vernet 1051 D: 1,434 md)	Se tiene una deficiente cementación de la TR de 7"	Cálculo inadecuado del volumen de cemento. Inadecuado diseño de la lechada. Fraguado prematuro. Volumen de desplazamiento inadecuado.	Deslizamiento de la TR. Remediación de la cementación. Incrementos de los tiempos operativos.	4/M
55	Etapas de TR de 7" (Vernet 1006: 1,534 md. Vernet 1051 D: 1,434 md)	Se tiene resistencia y/o atrapamiento de la sarta de registros eléctricos.	Falta de limpieza del agujero.	Incumplimiento del programa de toma de información. Retrasos operativos.	4/M
56	Etapas de TR de 7" (Vernet 1006: 1,534 md. Vernet 1051 D: 1,434 md)	Se realiza el corte accidental del cable de la herramienta de registros eléctricos	Error humano al realizar cierre del preventor de corte durante la bajada del registro.	Pez. Trabajos de pesca. Realizar ventana Retrasos operativos.	4/M
57	Etapas de TR de 7" (Vernet 1006: 1,534 md. Vernet 1051 D: 1,434 md)	Se tiene falla en la herramienta de registro y/o unidad de registros	Armado deficiente de la herramienta.	No adquisición de información. Retrasos operativos.	4/M
58	Etapas de TR de 7" (Vernet 1006: 1,534 md. Vernet 1051 D: 1,434 md)	Se presenta falta de hermeticidad durante la prueba de los preventores (esférico, doble superior, carrete de control y sencillo	Apriete incorrecto de espárragos.	Daños al personal y componentes. Fugas.	4/M

NO.	NODO	¿QUÉ PASA SÍ...?	CAUSAS	CONSECUENCIAS	MAGNITUD DE RIESGO TOTAL
					MR
		inferior, carrete espaciador y brida adapter) y CSC.		Retraso en el programa operativo.	
59	Etapas de TR de 7" (Vernet 1006: 1,534 md. Vernet 1051 D: 1,434 md)	Falla la prueba de hermeticidad de la TR de 7"	Deficiente cementación.	Remediación de la cementación. Retrasos operativos.	4/M
60	Introducción del aparejo de producción y accesorios.	Falla durante el armado e introducción del aparejo de producción y accesorios.	Aparejo de producción y/o accesorios fuera de especificación.	Desprendimiento de la sarta. Daño en las cuerdas de la tubería. Deformación de tramo de tubería de producción. Abocinamiento de la tubería. Viaje de Pesca. Lesiones al personal. Retraso operativo.	4/M
61	Introducción del aparejo de producción y accesorios.	Se presenta resistencia al introducir el aparejo y empacador de producción y accesorios.	Aparejo de producción y accesorios inadecuados y/o fuera de especificación para el diámetro de la TR	Acuñamiento de aparejo de producción. Pez. Retraso operativo.	4/M
62	Introducción del aparejo de producción y accesorios.	Falla durante el anclaje y activación del empacador	Selección inadecuada del empacador respecto a las condiciones de trabajo, mecánicas y ambiente del pozo.	Anclaje parcial del empacador. No anclaje del empacador. Fuga en sarta de trabajo. Comunicación del espacio anular con TP. Operaciones adicionales para reparar fuga. Recuperar sarta y reemplazar empacador. Retraso operativo.	4/M
63	Introducción del aparejo de producción y accesorios.	Falla del mecanismo de liberación (pines de ruptura) del empacador	Deficiente calibración del mecanismo de liberación en cuanto cantidad de pines y presión de ruptura.	Repetición del procedimiento del mecanismo de liberación del empacador. Retraso operativo.	4/M

NO.	NODO	¿QUÉ PASA SÍ...?	CAUSAS	CONSECUENCIAS	MAGNITUD DE RIESGO TOTAL
					MR
64	Introducción del aparejo de producción y accesorios.	No opera la camisa de circulación.	Uso de operadoras inadecuadas o mal posicionadas. Prácticas operativas inadecuadas. Presencia de sedimentos.	Comunicación entre espacio anular e interior del aparejo. Controlar pozo con fluido de control Necesidad de recuperar el aparejo de producción y cambiar camisa. Retrasos operativos.	4/M
65	Introducción del aparejo de producción y accesorios.	No se puede colocar la bola colgadora en el cabezal	Desnivelación del equipo de perforación.	Levantar la bola colgadora para su revisión y/o cambio. Fugas durante la prueba. Retrasos operativos.	4/M
66	Introducción del aparejo de producción y accesorios.	Falla durante la prueba de hermeticidad del aparejo de producción.	Apriete inadecuado del aparejo de producción. Falta de sello en el asiento expulsable de canica.	Fuga en componentes del aparejo de producción. Sacar aparejo de producción a superficie. Retrasos operativos.	4/M
68	Cambio de Preventores por Medio Árbol de Válvulas	Se origina una caída del preventor / MAV al contrapozo durante el izaje.	Falla del sistema de izaje (malacate principal, top drive, malacates neumáticos).	Caída y daño de componentes. Lesiones al personal. Retraso en el programa operativo.	4/M
74	Sistema de izaje y rotación.	Falla en el Sistema de izaje y rotación.	Daño mecánico en componentes y accesorios del sistema de izaje y rotación (malacate, top drive, consola del perforador).	Deslizamiento del top drive al piso de trabajo. Daños al personal e instalación por caída de objeto, equipo y estructuras.	4/M
76	Sistema de Cementación.	Falla en el sistema de Cementación.	Falla eléctrica en componentes y accesorios de la unidad de cementación. Falla mecánica en componentes y accesorios de la unidad de cementación. Falta de calibración en PSV, manómetros, sensores. Defecto de fabricación	Cementación deficiente y/o inconclusa. Fugas y/o derrame de cemento. Represionamiento y/o ruptura de líneas. Daños a personal o instalación. Retrasos operativos.	4/M
77	Línea de inyección de agua congénita al pozo Vernet 11. Línea de inyección	Se presenta un derrame de agua congénita en el punto de interconexión con el pozo Vernet 8	Corrosión o erosión en líneas.	Impacto al medio ambiente.	12/M

NO.	NODO	¿QUÉ PASA SÍ...?	CAUSAS	CONSECUENCIAS	MAGNITUD DE RIESGO TOTAL
					MR
78	de agua congénita al pozo Vernet 15.	Se presenta un derrame de agua congénita en cruces con caminos / carretera.	Golpe externo.	Impacto al medio ambiente.	12/M
	Línea de inyección de agua congénita al pozo Vernet 11.		Vandalismo.		
	Línea de inyección de agua congénita al pozo Vernet 15.		Defecto de fabricación		
79	Línea de inyección de agua congénita al pozo Vernet 11.	Se presenta un derrame de agua congénita en terrenos con pendientes.	Corrosión o erosión en líneas.	Esguimientos de agua congénita hacia cuerpos de agua o abrevaderos del ganado.	12/M
	Línea de inyección de agua congénita al pozo Vernet 15.		Golpe externo.		
			Vandalismo.		
80	Línea de inyección de agua congénita al pozo Vernet 11.	Se presenta un derrame de agua congénita en el punto de inyección del pozo Vernet 11 o Vernet 15	Defecto de fabricación	Impacto al medio ambiente.	12/M
	Línea de inyección de agua congénita al pozo Vernet 15.		Corrosión o erosión en líneas.		
			Golpe externo.		
			Vandalismo.		

De las 80 desviaciones evaluadas con riesgo inherente, 15 resultaron con nivel de riesgo Alto (NO TOLERABLE), 62 con nivel de riesgo Medio (ALARP) y 3 con nivel de riesgo Bajo (TOLERABLE).

En el **Anexo 9** se presentan las hojas de trabajo de la metodología, donde se presentan de manera completa el análisis, la lista de escenarios y la jerarquización de los mismos.

Jerarquización Hazard and Operability (HAZOP): Líneas de Descarga (LDD)

Tabla V.4.27 Jerarquización de escenarios resultantes de HAZOP a las Líneas de Descarga de los pozos.

NO.	NODO	¿QUÉ PASA SÍ...?	CAUSAS	CONSECUENCIAS	MAGNITUD DE RIESGO TOTAL
					MR
1.6.4	LDD de 4" Ø x 0.326 km Vernet 1004	Pérdida de contención /fuga	Golpe externo (maniobras).	Derrame de hidrocarburos.	16/A
	LDD de 4" Ø x 0.180 km Vernet 1005			Posible incendio de charco (pool fire).	
	LDD de 4" Ø X 0.991 Km Vernet 1006			Formación de nube	

NO.	NODO	¿QUÉ PASA SÍ...?	CAUSAS	CONSECUENCIAS	MAGNITUD DE RIESGO TOTAL
					MR
	LDD de 4" Ø X 0.500 Km Vernet 1007 LDD de 4" Ø X 0.397 Km Vernet 1051 D LDD de 4" Ø X 0.038 Km Vernet 1052			inflamable y/o explosiva. Posible incendio de la nube de gas chorro de fuego (jet fire). Posible explosión de la nube de gas (UVCE). Daños a las personas (lesiones o fatalidades). (La magnitud de la fuga es definida por el diámetro, ubicación, tiempo de aislamiento y causa). Pérdida de producción.	
1.2.2	LDD de 4" Ø x 0.326 km Vernet 1004 LDD de 4" Ø x 0.180 km Vernet 1005 LDD de 4" Ø X 0.991 Km Vernet 1006 LDD de 4" Ø X 0.500 Km Vernet 1007 LDD de 4" Ø X 0.397 Km Vernet 1051 D LDD de 4" Ø X 0.038 Km Vernet 1052	Baja presión	Pérdida de contención.	Pérdida de producción.	12/M
1.6.1	LDD de 4" Ø x 0.326 km Vernet 1004 LDD de 4" Ø x 0.180 km Vernet 1005 LDD de 4" Ø X 0.991 Km Vernet 1006 LDD de 4" Ø X 0.500 Km Vernet 1007 LDD de 4" Ø X 0.397 Km Vernet 1051 D LDD de 4" Ø X 0.038 Km Vernet 1052	Pérdida de contención /fuga	Alta presión.	Derrame de hidrocarburos. Posible incendio de charco (pool fire). Formación de nube inflamable y/o explosiva. Posible incendio de la nube de gas chorro de fuego (jet fire). Posible explosión de la nube de gas (UVCE). Daños a las personas (lesiones o fatalidades). (La magnitud de la fuga es definida por el diámetro, ubicación, tiempo de aislamiento y causa). Pérdida de producción.	12/M
1.6.2	LDD de 4" Ø x 0.326 km Vernet 1004 LDD de 4" Ø x 0.180 km Vernet 1005	Pérdida de contención /fuga	Falla de materiales. Materiales fuera de	Derrame de hidrocarburos. Posible incendio de charco (pool fire).	12/M

NO.	NODO	¿QUÉ PASA SÍ...?	CAUSAS	CONSECUENCIAS	MAGNITUD DE RIESGO TOTAL
					MR
	LDD de 4" Ø X 0.991 Km Vernet 1006 LDD de 4" Ø X 0.500 Km Vernet 1007 LDD de 4" Ø X 0.397 Km Vernet 1051 D LDD de 4" Ø X 0.038 Km Vernet 1052		especificación y/o proceso constructivo.	Formación de nube inflamable y/o explosiva. Posible incendio de la nube de gas chorro de fuego (jet fire). Posible explosión de la nube de gas (UVCE). Daños a las personas (lesiones o fatalidades). (La magnitud de la fuga es definida por el diámetro, ubicación, tiempo de aislamiento y causa). Pérdida de producción.	
1.6.3	LDD de 4" Ø x 0.326 km Vernet 1004LDD de 4" Ø x 0.180 km Vernet 1005 LDD de 4" Ø X 0.991 Km Vernet 1006 LDD de 4" Ø X 0.500 Km Vernet 1007LDD de 4" Ø X 0.397 Km Vernet 1051 DLDD de 4" Ø X 0.038 Km Vernet 1052	Pérdida de contención /fuga	Corrosión interna y/o externa en líneas, válvulas y/o accesorios. (Pérdida de integridad)	Derrame de hidrocarburos. Posible incendio de charco (pool fire).Formación de nube inflamable y/o explosiva.Posible incendio de la nube de gas chorro de fuego (jet fire).Posible explosión de la nube de gas (UVCE).Daños a las personas (lesiones o fatalidades). (La magnitud de la fuga es definida por el diámetro, ubicación, tiempo de aislamiento y causa).Pérdida de producción.	12/M
1.6.5	LDD de 4" Ø x 0.326 km Vernet 1004 LDD de 4" Ø x 0.180 km Vernet 1005 LDD de 4" Ø X 0.991 Km Vernet 1006 LDD de 4" Ø X 0.500 Km Vernet 1007 LDD de 4" Ø X 0.397 Km Vernet 1051 D LDD de 4" Ø X 0.038 Km Vernet 1052	Pérdida de contención /fuga	Actos vandálicos.	Derrame de hidrocarburos. Posible incendio de charco (pool fire). Formación de nube inflamable y/o explosiva. Posible incendio de la nube de gas chorro de fuego (jet fire). Posible explosión de la nube de gas (UVCE). Daños a las personas (lesiones o fatalidades). (La magnitud de la fuga es definida por el diámetro, ubicación, tiempo de aislamiento y causa).	12/M

NO.	NODO	¿QUÉ PASA SÍ...?	CAUSAS	CONSECUENCIAS	MAGNITUD DE RIESGO TOTAL
					MR
				Pérdida de producción.	
1.1.1	LDD de 4" Ø x 0.326 km Vernet 1004 LDD de 4" Ø x 0.180 km Vernet 1005 LDD de 4" Ø X 0.991 Km Vernet 1006 LDD de 4" Ø X 0.500 Km Vernet 1007 LDD de 4" Ø X 0.397 Km Vernet 1051 D LDD de 4" Ø X 0.038 Km Vernet 1052	Alta presión	Bloqueo de válvulas corriente abajo (omisión de apertura salida de aceite o gas), válvulas de seccionamiento.	Represionamiento hacia los pozos. Daños a válvulas, bridas y/o instrumentos por sobrepresión. Pérdida de contención.	8/M
1.1.2	LDD de 4" Ø x 0.326 km Vernet 1004LDD de 4" Ø x 0.180 km Vernet 1005 LDD de 4" Ø X 0.991 Km Vernet 1006 LDD de 4" Ø X 0.500 Km Vernet 1007LDD de 4" Ø X 0.397 Km Vernet 1051 DLDD de 4" Ø X 0.038 Km Vernet 1052	Alta presión	Desgaste de la portachoke por erosión.	Daños a válvulas, bridas y/o instrumentos por sobrepresión.Pérdida de contención.	8/M
1.1.3	LDD de 4" Ø x 0.326 km Vernet 1004 LDD de 4" Ø x 0.180 km Vernet 1005 LDD de 4" Ø X 0.991 Km Vernet 1006 LDD de 4" Ø X 0.500 Km Vernet 1007 LDD de 4" Ø X 0.397 Km Vernet 1051 D LDD de 4" Ø X 0.038 Km Vernet 1052	Alta presión	Aumento de producción del pozo.	Represionamiento en el cabezal de recolección. Daños a válvulas, bridas, instrumentos por sobrepresión. Pérdida de contención.	8/M
1.1.4	LDD de 4" Ø x 0.326 km Vernet 1004 LDD de 4" Ø x 0.180 km Vernet 1005 LDD de 4" Ø X 0.991 Km Vernet 1006 LDD de 4" Ø X 0.500 Km Vernet 1007 LDD de 4" Ø X 0.397 Km Vernet 1051 D LDD de 4" Ø X 0.038 Km Vernet 1052	Alta presión	Formación de emulsión y parafinas en el cabezal de recolección (taponamiento).	Represionamiento en el cabezal de recolección. Daños a válvulas, bridas, instrumentos por sobrepresión. Pérdida de contención.	8/M
1.2.1	LDD de 4" Ø x 0.326 km Vernet 1004 LDD de 4" Ø x 0.180 km Vernet 1005 LDD de 4" Ø X 0.991 Km Vernet 1006 LDD de 4" Ø X 0.500 Km	Baja presión	Agotamiento del pozo.	Pérdida de producción.	4/M

NO.	NODO	¿QUÉ PASA SÍ...?	CAUSAS	CONSECUENCIAS	MAGNITUD DE RIESGO TOTAL
					MR
	Vernet 1007 LDD de 4" Ø X 0.397 Km Vernet 1051 D LDD de 4" Ø X 0.038 Km Vernet 1052				
1.2.3	LDD de 4" Ø x 0.326 km Vernet 1004 LDD de 4" Ø x 0.180 km Vernet 1005 LDD de 4" Ø X 0.991 Km Vernet 1006 LDD de 4" Ø X 0.500 Km Vernet 1007 LDD de 4" Ø X 0.397 Km Vernet 1051 D LDD de 4" Ø X 0.038 Km Vernet 1052	Baja presión	Falla de válvula de seguridad SSV (válvula actuada) por falta de suministro neumático y/o falla de la válvula SSSV (válvula de tormenta, por falta de suministro hidráulico (cierre sin ser requerido).	Pérdida de producción.	4/M
1.4.1	LDD de 4" Ø x 0.326 km Vernet 1004 LDD de 4" Ø x 0.180 km Vernet 1005 LDD de 4" Ø X 0.991 Km Vernet 1006 LDD de 4" Ø X 0.500 Km Vernet 1007 LDD de 4" Ø X 0.397 Km Vernet 1051 LDD de 4" Ø X 0.038 Km Vernet 1052	Bajo flujo	Obstrucciones en el portachoke.	Pérdida de producción.	4/M
1.5.1	LDD de 4" Ø x 0.326 km Vernet 1004 LDD de 4" Ø x 0.180 km Vernet 1005 LDD de 4" Ø X 0.991 Km Vernet 1006 LDD de 4" Ø X 0.500 Km Vernet 1007 LDD de 4" Ø X 0.397 Km Vernet 1051 D LDD de 4" Ø X 0.038 Km Vernet 1052	Flujo inverso	Baja presión en un pozo aunado a la falla de válvula check.	Pérdida de producción.	4/M

Se analizaron 15 desviaciones, de los cuales 1 no implicó una evaluación (determinación de frecuencias, consecuencias y magnitud del riesgo_ 1.3.1). De los 14 escenarios evaluados con riesgo inherente resultó 1 escenario en zona de Riesgo Alto (No tolerable), los siguientes 13 escenarios restantes resultaron con la misma categoría de Riesgo Medio (ALARP).

Selección y definición de Escenarios de Riesgos

Una vez realizada la Jerarquización de los escenarios identificados con las metodologías de identificación de peligros aplicadas, se cuenta con la herramienta principal para definir y estructurar los escenarios de riesgos posibles en la actividad que involucra al proyecto de Perforación de Pozos y LDD. Las desviaciones con magnitudes o niveles de riesgos crítico dan la pauta para establecer los escenarios más probables, los de mayores consecuencias o

aquellos que por incidencias en las actividades de esta naturaleza, también pueden considerarse como escenarios posibles a presentarse, dando pauta a la evaluación de los Casos más probables (CMP), Peores Casos (PC) y/o Escenarios Alternos (CA) a estos.

En el Apartado anterior, se presenta la información de las tablas que hacen referencia a la jerarquización de riesgos de los escenarios por cada una de las metodologías aplicadas. En la Tabla V.4-28 se puede ver cuáles son las desviaciones con mayores niveles de riesgos, que nos permiten agruparlos para definir los escenarios críticos para su evaluación. En la tabla se definen los escenarios a evaluar, considerando las desviaciones con mayores magnitudes de riesgos resultantes de las metodologías utilizadas.

En siguiente tabla se enuncia:

1. La metodología origen;
2. La desviación crítica que permite tener una trazabilidad entre el escenario y la metodología origen;
3. El factor de riesgo que prevalece y es consecuencia de la desviación crítica;
4. La definición y descripción del escenario a evaluar, y
5. Tipo de escenario.

Tabla V.4.28 Selección y Definición de Escenarios de Riesgos

METODOLOGÍA	DESVIACIÓN CRÍTICA ORIGEN	FACTOR DE RIESGO OPERATIVO	No.	DESCRIPCIÓN DEL ESCENARIO PROBABLE	TIPO
What If (QPS)	21	Influjo / Brote.	1	Emisión de aceite/crudo a la superficie por conducto de 2 7/8" Ø por descontrol del pozo debido a un brote no controlado o pérdida de fluido de control durante la actividad de perforación de los pozos proyectados. Brote que se puede presentar debido a pérdida de circulación de fluido al estar perforando, Influjo durante la perforación de la etapa (Gasificación o influjo de agua), influjo durante la toma de registros.	Peor Caso (PC)
What If (QPS)	23	Brote / descontrol de pozo.			
What If (QPS)	28	Brote / descontrol de pozo.			
What If (QPS)	31	Brote / descontrol de pozo.			
What If (QPS)	40	Influjo / Brote.			
What If (QPS)	45	Brote / descontrol de pozo.			
What If (QPS)	50	Brote / descontrol de pozo.			
What If (QPS)	53	Brote / descontrol de pozo.			
What If (QPS)	67	No se logra instalar la válvula de contrapresión tipo H (dos vías).	--	*Se refiere a fallas de sistemas para realizar la actividad de perforación, el escenario probable correspondería al evento 1 que se describió anteriormente	--
What If (QPS)	69	Se presenta falla durante la instalación del medio árbol de válvulas (MAV).			
What If (QPS)	70	Falla durante la instalación y operación de la unidad de tubería flexible (UTF) para la inducción del pozo.			
What If (QPS)	71	Falla durante la instalación y operación del equipo de aforo para la limpieza del pozo.			
What If (QPS)	72	Falla en el sistema de generación, control y distribución potencia.			

METODOLOGÍA	DESVIACIÓN CRÍTICA ORIGEN	FACTOR DE RIESGO OPERATIVO	No.	DESCRIPCIÓN DEL ESCENARIO PROBABLE	TIPO
What If (QPS)	73	Falla en el sistema de circulación del fluido de perforación.			
What If (QPS)	75	Falla en el Sistema de control de pozo.			
What If (QPS)	77	Derrame de agua congénita	--	El escenario probable corresponde a las afectaciones ambientales que pudiera provocarse al medio ambiente en caso de un derrame de agua congénita, sin embargo no se considera para un análisis de consecuencia debido a que la sustancia manejada no representa características de inflamabilidad, explosividad o toxicidad.	--
What If (QPS)	78	Derrame de agua congénita			
What If (QPS)	79	Derrame de agua congénita			
What If (QPS)	80	Derrame de agua congénita			
Hazop	1.6.4	Pérdida de contención /ruptura	2	Ruptura en la LDD de 4"Ø proveniente de pozos presentándose un derrame de crudo por golpe externo (maniobras).	Caso Alterno
Hazop	1.6.1	Pérdida de contención /fuga	3	Fuga por un orificio de 1" de DEF en la LDD de 4"Ø proveniente de pozos presentándose un derrame de crudo por alta presión, corrosión, falla de materiales o actos vandálicos.	Caso Más Probable (CMP) y
Hazop	1.6.2	Pérdida de contención /fuga			
Hazop	1.6.3	Pérdida de contención /fuga			
Hazop	1.6.5	Pérdida de contención /fuga			

Esta selección y definición de escenarios de riesgos da paso a los eventos que serán evaluados por medio del análisis cuantitativo como se muestra en la siguiente tabla.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL (ERA)

CONSTRUCCIÓN DE POZOS PETROLEROS E INFRAESTRUCTURA PARA EL
MANEJO SUPERFICIAL DE LA PRODUCCIÓN EN EL AREA CONTRACTUAL
CS01, CONTRATO CNH-R02-L03-CS-01/2017



Tabla V.4-29 Escenarios de riesgos identificados.

No.	CLAVE DEL ESCENARIO IDENTIFICADO	DESCRIPCIÓN DEL ESCENARIO IDENTIFICADO	MAGNITUD DE RIESGO (F X C)	REGIÓN DE RIESGO	F*	C**	IDENTIFICACIÓN DEL NODO O SISTEMA	NOMBRE DE LA INSTALACIÓN O DUCTO	km O INSTALACIÓN SUPERFICIAL	SUSTANCIA INVOLUCRADA
1	ER-P-PP-ACCS01-PC-01	Emisión de aceite/crudo a la superficie por conducto de 2 7/8" Ø por descontrol del pozo debido a un brote no controlado o pérdida de fluido de control durante la actividad de perforación de los pozos proyectados. Brote que se puede presentar debido a pérdida de circulación de fluido al estar perforando, Influjo durante la perforación de la etapa (Gasificación o influjo de agua), influjo durante la toma de registros.	16	Alto (No tolerable)	4	4	Etapas de TR de 7"	Perforación de Pozos Vernet 1007, Vernet 1052, Vernet 1006, Vernet 1051 D	Vernet 1007, Vernet 1052, Vernet 1006, Vernet 1051 D	Mezcla de Hidrocarburos
2	ER-P-LDD-ACCS01-CA-02	Ruptura en la LDD de 4"Ø proveniente de pozos presentándose un derrame de crudo por golpe externo (maniobras).	16	Alto (No tolerable)	4	4	Líneas de descarga	LDD de 4" Ø x 0.326 km Vernet 1004 LDD de 4" Ø x 0.180 km Vernet 1005 LDD de 4" Ø X 0.991 Km Vernet 1006 LDD de 4" Ø X 0.500 Km Vernet 1007 LDD de 4" Ø X 0.397 Km Vernet 1051 D LDD de 4" Ø X 0.038 Km Vernet 1052	Pera Vernet 1004, Pera Vernet 1005, LDD Vernet 1006, 0.350 km LDD Vernet 1007, 0.250 km	Mezcla de Hidrocarburos



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL (ERA)

CONSTRUCCIÓN DE POZOS PETROLEROS E INFRAESTRUCTURA PARA EL
MANEJO SUPERFICIAL DE LA PRODUCCIÓN EN EL AREA CONTRACTUAL
CS01, CONTRATO CNH-R02-L03-CS-01/2017



No.	CLAVE DEL ESCENARIO IDENTIFICADO	DESCRIPCIÓN DEL ESCENARIO IDENTIFICADO	MAGNITUD DE RIESGO (F X C)	REGIÓN DE RIESGO	F*	C**	IDENTIFICACIÓN DEL NODO O SISTEMA	NOMBRE DE LA INSTALACIÓN O DUCTO	km O INSTALACIÓN SUPERFICIAL	SUSTANCIA INVOLUCRADA
	ER-P-LDD-ACCS01-CMP-03	Fuga por un orificio de 1" de DEF en la LDD de 4"Ø proveniente de pozos presentándose un derrame de crudo por alta presión, corrosión, falla de materiales o actos vandálicos.	12	Medio (ALARP)	4	3	Líneas de descarga	LDD de 4" Ø x 0.326 km Vernet 1004 LDD de 4" Ø x 0.180 km Vernet 1005 LDD de 4" Ø X 0.991 Km Vernet 1006 LDD de 4" Ø X 0.500 Km Vernet 1007 LDD de 4" Ø X 0.397 Km Vernet 1051 D LDD de 4" Ø X 0.038 Km Vernet 1052	Pera Vernet 1004, Pera Vernet 1005, LDD Vernet 1006, 0.350 km LDD Vernet 1007, 0.250 km	Mezcla de Hidrocarburos

*F= Frecuencia, **C= Consecuencia.

V.4.2. ANÁLISIS CUANTITATIVO DE RIESGOS.

V.4.2.1. Análisis de frecuencias

Como se puede apreciar en la Tabla V.4-29, para la actividad de instalaciones proyectadas, la magnitud del riesgo está ponderada principalmente por la variable de consecuencias y no por la variable de Frecuencia. La frecuencia determinada por la metodología es equivalente a:

CLASIFICACIÓN	CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN DE LA FRECUENCIA DE OCURRENCIA
F4	Bastante posible	El incidente o la enfermedad profesional podrían ocurrir regularmente. Disciplina operacional y comportamiento condicionados por el temor. El liderazgo es deficiente. No se aprecian hábitos, ni elementos culturales que indiquen la toma de conciencia de la seguridad, salud ocupacional y del medio ambiente. El comportamiento individual es errático.

Y una frecuencia más baja y congruente con este tipo de actividad es frecuencia denominada POSIBLE, que se define de la siguiente manera:

CLASIFICACIÓN	CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN DE LA FRECUENCIA DE OCURRENCIA
F3	Posible	El incidente o enfermedad profesional podría ocurrir esporádicamente La prevención existe en función de una supervisión estricta y permanente. El compromiso e involucramiento se logra condicionado a la empleabilidad. Es necesario el esfuerzo permanente para lograr comportamientos preventivos. Existe conciencia medioambiental, de seguridad y de salud ocupacional, la que debe ser reforzada por un liderazgo firme.

Razón por la cual, la frecuencia queda definida por F3 y el ajuste de la magnitud de riesgo de este tipo de escenario, será determinada por el resultado que se obtenga del cálculo de las Consecuencias de manera cuantitativa.

V.4.2.2 Análisis de consecuencias

En el desarrollo del presente apartado, se medirá de manera cuantitativa, los efectos e impactos que se pueden presentar, tomando como origen, las consecuencias de los eventos resultantes de los escenarios críticos definidos y seleccionados para su evaluación cuantitativa.

Lo anterior, considerando que el Parámetro de CONSECUENCIA (SEVERIDAD) en conjunto con la FRECUENCIA (PROBABILIDAD), es una variable determinante en la valoración de la MAGNITUD DE RIESGO.

Para determinar los efectos de los escenarios críticos y contar con resultados menos subjetivos, mayor certidumbre y mayor nivel de veracidad, se llevará a cabo un análisis de consecuencias siguiendo un esquema cuantitativo, cuyos resultados permitirán replantear y validar el nivel de consecuencia de los escenarios críticos definido por las metodologías preliminares y cualitativas aplicadas a las actividades en primera instancia.

Para realizar este análisis, se llevará a cabo los pasos necesarios que conlleven a una evaluación de consecuencias de los escenarios críticos cuyos resultados aportarán las herramientas para determinar las Zonas de Alto Riesgo (ZAR) y Zonas de Amortiguamientos (ZA), y con las cuales se definirán las distancias críticas en función de los efectos que se pueden provocar a los factores o receptores que predominan en el entorno de la instalación.

Es fundamental señalar que, por la naturaleza del presente estudio, los radios de afectación a calcular, serán resultados por parámetros como los materiales peligrosos manejados, sus características CRETl inherentes y las condiciones operativas manejadas, entre otros. Estos factores conllevan a estimar que las ZAR's y la ZA's serán determinadas por las Radiaciones Térmicas y Sobrepresiones resultantes de los eventos (flamazos, chorros de fuegos, incendio de charcos, explosiones), al tenerse como escenarios probables, la posibilidad de pérdida de contención de estos materiales y estar expuesto a puntos caliente en su entorno.

El cálculo de los eventos posibles a presentarse y sus distancias críticas de interés, se pueden realizar de manera manual (cálculos matemáticos) o mediante herramientas electrónicas especializadas y específicas. La primera por sus implicaciones puede ser más lento en su elaboración y aplicación, y la segunda, por su tipo permite ser más rápido y con la misma eficacia en los resultados. Cabe recordar que las herramientas electrónicas en el mercado, por la complejidad en la estructuración de sus algoritmos, puede representar un práctico o complejo manejo en su uso y obtención de resultados con diferentes niveles de incertidumbres. En el presente análisis, Vista Oil & Gas hará uso de una de las herramientas electrónicas más conocidas en el ambiente del análisis de consecuencias y con reducido nivel de incertidumbre en sus resultados.

V.4.2.2.1 Evaluación de escenarios críticos

Se llevará a cabo una evaluación de consecuencias para los escenarios críticos enunciados en la Tabla V.4-29, escenarios que se ubicaron en las regiones de riesgo más altos para la actividad Perforación de pozos y que fueron definidos por los resultados obtenidos durante el desarrollo de las metodologías de identificación de peligros aplicadas.

Bajo este contexto, la determinación de los radios potenciales de afectación en el presente estudio, se llevará a cabo con la ayuda del simulador PHAST Versión 7.11 de Det Norske Veritas (DNV-GL). Esta herramienta es una de las más reconocidas y recomendadas para este tipo de evaluaciones, debido a la capacidad de simular con materiales conformadas por dos o más componentes (mezclas) lo cual lo hace más preciso en sus resultados, así como también cuenta con modelos de dispersión, de fuego y de explosión, que son de gran ayuda para definir áreas impactadas por un evento de tal índole.

Los escenarios planteados tienen cabida en función de las actividades que se llevarán a cabo durante la Perforación de pozos.

El presentarse actividades altamente riesgosas por los materiales manejados en las instalaciones, hacen susceptibles al medio de ser afectado por los eventos originados por las propiedades del material al exponerse al ambiente por la pérdida de contención. El modelo de descarga del PHAST versión 7.11, predice la tasa de flujo (flujo másico) y el estado físico del material al ser liberado a la atmósfera considerando las propiedades del material, las condiciones operativas a las que se maneja y las condiciones del medio donde se encuentra o se lleva a cabo la descarga. Los modelos de dispersión predicen: formación de aerosoles, condensación y formación de charcos, nubes densas y nubes gaussianas. Los modelos de inflamabilidad y Explosión predicen niveles de radiación térmica, zonas de deflagración y niveles de sobrepresión.

Para el caso que nos interesa, se considera que la mezcla esperada (Aceite-gas-agua) contiene ciertas trazas de Ácido sulfhídrico, por lo que los eventos posibles, en donde se puntualice la descarga de gas, se evaluará los efectos en el entorno por el factor de toxicidad.

Estos tipos de consecuencias pueden ser medidos a partir de los siguientes eventos:

Charco de fuego (*Pool Fire*). Cuando un líquido inflamable o combustible se fuga o derrama, se puede formar un charco. Al estar formándose este charco, parte del líquido en la superficie alcanza su punto de inflamación y comienza a evaporarse. Si la nube que se forma con estos vapores alcanza un punto de ignición, ocurre una explosión, provoca el incendio del charco y en ocasiones un chorro de fuego en el punto de escape.

Flamazo (*Flash Fire*). Cuando un gas o líquido inflamable con punto de inflamación bajo, es descargado a la atmósfera, se forma una nube de gas y se dispersa. Si el vapor resultante se encuentra con un punto de ignición antes de que la dilución de la nube sea menor al límite inferior de explosividad, ocurre el flamazo. Las consecuencias primarias de un flamazo son las radiaciones térmicas generadas durante el proceso de combustión. Este proceso de

combustión tiene una corta duración, los daños son de baja intensidad y en ocasiones provocan un chorro de fuego en el punto de escape.

Chorro de fuego (Jet Fire). Si un gas inflamable licuado o comprimido es descargado de un tanque de almacenamiento o de una tubería, el material descargado a través de un orificio o ruptura formaría una descarga a presión del tipo chorro, el cual se mezcla con el aire. Si el material entra en contacto con una fuente de ignición, ignita y entonces ocurre un chorro de fuego.

Bola de fuego (Fireball). Este evento resulta de la ignición de una mezcla líquido/vapor inflamable y sobrecalentada que es descargada a la atmósfera. El evento de bola de fuego ocurre frecuentemente seguido a una Explosión de Vapores en Expansión de un Líquido en Ebullición (**BLEVE** por sus siglas en inglés).

Explosión. Es una descarga de energía que causa un cambio transitorio en la densidad, presión y velocidad del aire alrededor del punto de descarga de energía. Existen explosiones físicas, que son aquellas que se originan de un fenómeno estrictamente físico como una ruptura de un tanque presurizado o un **BLEVE**. El otro tipo de explosiones se denominan confinadas, las cuales tienen su origen en reacciones químicas que ocurren en el interior de recipientes y edificios.

Explosión de Vapores en Expansión de un Líquido en Ebullición (BLEVE). Ocurre cuando en forma repentina se pierde el confinamiento de un recipiente que contiene un líquido combustible sobrecalentado. La causa inicial de un **BLEVE** es usualmente un fuego externo impactando sobre las paredes del recipiente sobre el nivel del líquido, esto hace fallar el material y permite la ruptura repentina de las paredes del tanque. Un **BLEVE** puede ocurrir como resultado de cualquier mecanismo que ocasione la falla repentina de un recipiente y permita que el líquido sobrecalentado se vaporice. Si el material líquido/vapor descargado es inflamable, la ignición de la mezcla puede resultar en una bola de fuego (**FireBall** en el idioma inglés).

Explosión por una Nube de Vapor (VCE/UVCE). Puede definirse simplemente como una explosión que ocurre en el aire y causa daños por efecto de ondas de sobrepresión. Comienza con una descarga de una gran cantidad de líquido que se evapora o gas inflamable de un tanque o tubería y se dispersa en la atmósfera, de toda la masa de gas que se dispersa, sólo una parte de esta se encuentra dentro de los límites superior e inferior de explosividad. Esa masa es la que después de encontrar una fuente de ignición genera sobrepresiones por la explosión. Este evento puede ocurrir tanto en lugares confinados como en no confinados. Cuando el evento es no confinado se le conoce como "Explosión por una Nube de Vapor no Confinada (**UVCE- Unconfined Vapor Cloud Explosion** en el idioma inglés).

V.4.2.2.2 Simulaciones del análisis de consecuencias

De manera previa a la evaluación mediante el software *PHAST*, es necesario conocer y/o determinar parámetros o criterios de los datos que se requieren introducir al simulador tales como:

- a. *Tiempos de duración de la fuga;*
- b. *Dimensiones del equipo o tubería: diámetro, longitud, altura, capacidad;*
- c. *Diámetros de fuga o ruptura considerados;*
- d. *Condiciones de operación: presión, temperatura, flujo, nivel;*
- e. *Sustancia y sus propiedades a las condiciones de operación: composición molar o fracción masa, presión de vapor, densidad, estado físico, temperatura de ebullición;*
- f. *Inventario (de acuerdo con el flujo de balance de materia y diámetro del orificio de fuga);*
- g. *Tasas de descarga (en caso de que dicho dato sea alimentado manualmente);*
- h. *Condiciones climáticas: temperatura, humedad relativa, velocidad y dirección del viento, presión atmosférica;*
- i. *Estabilidad atmosférica;*
- j. *Composición de la sustancia;*
- k. *Dirección y elevación de la fuga; entre otros.*

La determinación de cada uno de estos puntos se describe a continuación:

a. Tiempos de duración de la fuga.

De acuerdo a los escenarios críticos definidos, la desviación con alto nivel de riesgo se refiere a un brote debido a un descontrol del pozo.

Para el caso del brote por descontrol del pozo, se considera un tiempo de 10 min (600 segundos) en el que las acciones de cierre y/o bloqueo de válvulas (manuales o automáticas) y activación de los sistemas de seguridad son ejecutadas. Este tiempo se toma bajo el criterio de que, el sistema de detección y sistema de aislamiento con el que se cuenta en la boca del pozo son de acción rápida, así como, al personal especializado cercano a las actividades durante las etapas de perforación o terminación del pozo.

Otros factores considerados para definir los tiempos fueron:

- Profundidad de la desviación operativa.
- Naturaleza del brote.
- Localización de grupos de emergencias (brigadas de atención).

b. Dimensiones del equipo o tubería: diámetro, longitud, altura, capacidad;

El primer escenario definido, se refiere a descarga de la mezcla en el yacimiento, debido a un descontrol del pozo que termina en un brote del mismo. De acuerdo al análisis, este tipo de desviación es Posible que se presente durante estas actividades en la Perforación de pozos, pero en caso de así suceder, sus consecuencias son relativamente considerables en los cuatro receptores de interés. Para el caso de los pozos, la profundidad y la fase de la Perforación es de suma importancia, al depender de ello, la gradiente de presión entre el yacimiento y la superficie, la cual regulará las condiciones operativas superficiales con la que se manifestará un brote significativo y de mayor complejidad para su control. La profundidad de tal pozo lo podemos consultar en la tabla siguiente.

Tabla V.4-30 Dimensión de las instalaciones proyectadas.

INSTALACIÓN	DIMENSIONES
Perforación de los pozos:	Profundidad:
Vernet 1007	1,600 mv
Vernet 1052	1,578 mv
Vernet 1006	1534 md
Vernet 1051 D	1434 md
Líneas de Descarga:	Longitud:
LDD de 4" Ø del pozo Vernet 1004 al cabezal de recolección Vernet 293.	0.326 km
LDD de 4" Ø del pozo Vernet 1005 al cabezal de recolección Vernet 32.	0.180 km
LDD de 4" Ø del pozo Vernet 1006 al cabezal de recolección Vernet 293.	0.991 km
LDD de 4" Ø del pozo Vernet 1007 al cabezal de recolección Vernet 32.	0.500 Km
LDD de 4" Ø del pozo Vernet 1051 D con interconexión a la LDD existente de pozo Vernet Sur 1.	0.397 Km
LDD de 4" Ø del pozo Vernet 1052 con interconexión a línea de descarga de 4" Ø X 0.397 Km del pozo Vernet 1051 D.	0.038 Km

c. Diámetros de fuga o ruptura considerados;

Para que exista una fuga o derrame de material peligroso (escenarios de riesgo), debe haber un daño a la integridad del equipo u otro medio de contención del material manejado, el cual puede ser causado por agentes externos (golpes, errores o acciones intencionadas), ambientales (humedad, topología del terreno, acidez), por agentes inherentes al material del contenedor (corrosión, erosión, tipo de material) y por agentes operativos (temperatura, presión, tipo de material manejado, temperaturas, nivel, flujo), cabe mencionar que cada uno de ellos también pueden ser resultado de la combinación de dos o más variables.

Los modos en la que se presentan las fallas en las instalaciones, pueden ser de muchas formas y maneras, son fallas que no tienen una forma regular. En algunos casos se podría especificar la forma y tamaño, si estadísticamente se cuenta con información suficiente para definir las. En dado caso también se puede establecer con base en tablas que por experiencia y cálculos nos determinen un tamaño equivalente del diámetro de descarga del material manejado.

Los diámetros equivalentes de fugas (DEF), aplican para los casos de escenarios de Casos Alternos (CA)¹ y para escenarios de Casos Más Probables (CMP)². El documento DCO-GDOESSPA-CT-001 denominado Criterios Técnicos para Simular Escenarios de Riesgo por Fugas y Derrames de Sustancias Peligrosas, en Instalaciones de Petróleos Mexicanos, en la tabla 9 de este documento presenta una serie de criterios para definir los DEF de acuerdo al tipo de escenario en análisis. Esta misma se presenta en la tabla siguiente:

Tabla V.4-31 Criterios para definir Diámetros Equivalentes de Fugas (DEF).

Para el caso alternativo	Líneas de proceso: $\frac{3}{4}" \leq DN \leq 2"$	DEF=1.00 veces del diámetro nominal (DN) de la línea de proceso
	Líneas de proceso: $2" \leq DN \leq 4"$	DEF=0.30 veces del diámetro nominal (DN) de la línea de proceso
	Línea de proceso o ductos de transporte: $6" \leq DN$	DEF=0.20 veces del diámetro nominal (DN) de la línea de proceso
	Bridas	Según el diámetro de la línea de proceso, aplican los criterios anteriores $[1.0*(DN), 0.3*(DN) \text{ y } 0.2*(DN)]$
	Sellos mecánicos en equipo rotatorio de proceso	Para todos los tamaños de flechas, DEF = Calcularlo con el 100% del área anular
	Sellos o empaquetaduras en válvulas de proceso	Para todos los tamaños de vástagos, DEF = Calcularlo con el 100% del área anular

¹ Es el evento creíble de una liberación accidental de un material o sustancia peligrosa que es simulado, pero que no corresponde al peor caso ni al caso más probable.

² Con base a la experiencia operativa, es el evento de liberación accidental de un material o sustancia peligrosa, que tiene la mayor probabilidad de ocurrir.

	El DEF en el cuerpo de un recipiente, será aquel que sea determinado por el Grupo Multidisciplinario de Análisis y Evaluación de Riesgos	
Para el caso más probable	Líneas de proceso o ductos: $\frac{3}{4}" \leq DN \leq 2"$	DEF = 0.20 veces del diámetro nominal (DN) de la línea de proceso
	Líneas de proceso o ductos: $2" \leq DN \leq 4"$	DEF = 0.60" [por corrosión, pérdida de material, golpe o falla en soldadura]
Para el caso más probable	Línea de proceso o ductos: $6" \leq DN$	DEF = 0.75" para DN de 6" a 14" DEF = 1.25" para DN de 16" a 24" DEF = 2.0" para DN mayores a 30" (por corrosión, pérdida de material, golpe o falla en soldadura)
	Bridas	Aplican los mismos criterios de las líneas de proceso para los casos más probables
	Sellos mecánicos en equipo rotatorio de proceso	DEF = Calcularlo con el 0.40% del área anular que resulte
	El DEF en el cuerpo de un recipiente, será aquel que sea determinado por el Grupo Multidisciplinario de Análisis y Evaluación de Riesgos	

Para los escenarios de riesgos identificados en el presente análisis, se supusieron los siguientes tamaños de fugas equivalentes.

Tabla V.4-32 Diámetros Equivalentes de Fugas (DEF) de los escenarios críticos.

ID	CLAVE	IDENTIFICACIÓN DE ESCENARIOS		DIÁMETRO (PULGADAS)	
		TIPO DE CASO	DESCRIPCIÓN	LÍNEA / EQUIPO	DIÁMETRO EQUIVALENTE DE LA FUGA/DESCARGA
1	ER-P-PP-ACCS01-PC-01	PC	Emisión de aceite/crudo a la superficie por conducto de 2 7/8" Ø por descontrol del pozo debido a un brote no controlado o pérdida de fluido de control durante la actividad de perforación de los pozos proyectados.	Pozos	2.875 (2 7/8)
2	ER-P-LDD-ACCS01-CA-02	CA	Ruptura en la LDD de 4"Ø proveniente de pozos presentándose un derrame de crudo por golpe externo (maniobras).	Línea de descarga	4"
3	ER-P-LDD-ACCS01-CMP-03		Fuga por un orificio de 1" de DEF en la LDD de 4"Ø proveniente de pozos presentándose un derrame de crudo por alta presión, corrosión, falla de materiales o actos vandálicos.	Línea de descarga	0.6"

Para la simulación de los escenarios de descontrol de pozo se consideró la liberación de la fuga del hidrocarburo a través del 100% del diámetro nominal, al igual que en los casos de rupturas de equipos o líneas.

d. Condiciones de operación: presión, temperatura, flujo, nivel;

Para el presente análisis, la criticidad de las instalaciones o equipos involucrados en las actividades de perforación y terminación de pozo, está determinado por las condiciones operativas superficiales, debido a que, por la profundidad trabajada, existe un gradiente entre las condiciones del yacimiento objetivo y la conexión superficial (cabezal/cabezal de producción) del pozo.

Para este punto de la evaluación es importante señalar que la exploración y explotación de los yacimientos de hidrocarburos, hacen exponerse a escenarios con cierta incertidumbre en su manejo, considerando que todos los datos con los que se cuentan, están completamente estimados en función de los estudios, pruebas y correlaciones con otros yacimientos similares o dentro de la misma área de trabajo. Para el caso de la infraestructura en el Área Contractual CS01, los datos estimados para la Perforación de pozos se presentan en la Tabla V.4-33, donde se enuncia las condiciones a las cuales

el hidrocarburo encontrado se puede comportar de manera franca en la superficie (sin tomar en cuenta las regulaciones con los estranguladores/choke o preventores).

Las condiciones a las cuales se evaluarán los escenarios en los pozos, son las condiciones inherentes a las cuales se estima que la producción tenga al llegar a la superficie.

Tabla V.4-33 Condiciones operativas en superficie de la Perforación de pozos.

INSTALACIONES	FLUJO	EN SUPERFICIE	
		PRESIÓN	TEMP
Pozos y Líneas de descarga	Aceite: 300 BPD Gas: 0.005 MMpcd	9 kg/cm ²	34 °C

e. Sustancia y sus propiedades a las condiciones de operación: composición molar o fracción masa, presión de vapor, densidad, estado físico, temperatura de ebullición;

El comportamiento de una sustancia depende mucho de sus propiedades y características físico-químicas, al exponerse a ciertos elementos o condiciones que lo pueden hacer susceptibles en el ambiente o entorno en el que se encuentre.

Estos datos son de relevancia para la evaluación de los escenarios supuestos, analizados y evaluados, porque permiten estimar un marco de comportamiento de las sustancias involucradas en el ambiente encontrado, permite hacer las consideraciones pertinentes para su buen manejo y permite establecer control en el caso de presentarse una desviación operática en su proceso.

Por lo anterior, Vista Oil & Gas, dentro de sus mecanismos para la prevención de incidentes no deseados, considera tener como documento de información, las hojas de seguridad de las sustancias con características CRETI involucradas en las actividades de interés y prioritarios en el proceso o en las etapas en el ciclo de vida de un pozo petrolero. En el **Anexo 8** se integra las hojas de seguridad de estos materiales para su consulta y referencia.

**Tabla V.4-34 Composición de aceite (20 A 30 °API Tipo pesado)
 esperado en la Perforación de pozos**

COMPONENTE	% MOL
n-Pentano	0.022
Benceno	2.744
Agua	0.007
Nitrógeno	0.004
Dióxido de carbono	0.01
Metano	0.192
Etano	0.115
Propano	0.073
n-Butano	0.057
n-Heptano	0.276
n-Eicosano	40.244
n-Heptadecano	31.032
n-Hexadecano	0.022
Composición del gas esperado en la Perforación de pozos	
COMPONENTE	% MOL
Nitrógeno	0.4513
Bióxido de carbono	1.9864
Metano	95.9363
Etano	1.3850
Ácido sulfhídrico	0.0000
Propano	0.1740
Isobutano	0.0000
N-Butano	0.0670
Isopentano	0.0000
N-Pentano	0.0000
N-Hexano	0.0000

f. Inventario (de acuerdo con el flujo de balance de materia y diámetro del orificio de fuga);

De acuerdo al Risk Based Inspection, Base Resource Document, “el cálculo de la consecuencia requiere un límite superior para la cantidad de fluido que se puede liberar de un elemento del equipo (el Inventario). En teoría, la cantidad total de fluido que se puede liberar es la cantidad que se mantiene dentro de los equipos que contienen presión, como recipientes y tuberías, entre las válvulas de aislamiento que se pueden cerrar rápidamente. En realidad, las operaciones de emergencia pueden realizarse abiertamente para cerrar válvulas manuales, secciones de inventario u otros, por encima

de una fuga. Además, las restricciones de tuberías y las referencias a la elevación pueden servir para frenar o detener efectivamente una fuga.

El cálculo de inventario que se presenta aquí se usa como un límite superior disponible y no indica que esta cantidad de fluido se libere en todos los escenarios de fugas”.

Las buenas prácticas en materia de Análisis de Consecuencias, así como el documento DCO-GDOESSPA-CT-001 Criterios Técnicos para Simular Escenarios de Riesgo por Fugas y Derrames de Sustancias Peligrosas, en instalaciones de Petróleos Mexicanos. Rev. 1_2011 señala que al determinar el inventario del material o sustancia peligrosa que se puede fugar o derramar en el proceso, transporte o almacenamiento, dar crédito a los valores máximos establecidos en controles administrativos que limitan estas cantidades o bien, considerar los casos en los que, por razones operativas, los inventarios pueden alcanzar valores máximos.

La tasa de descarga y el inventario es calculado directamente con el simulador PHAST versión 7.11 (herramienta utilizada para la evaluación de consecuencias), por lo que en la hoja resumen de este simulador (Ver **Anexo 10**) se encuentran los datos correspondientes a estos dos parámetros. En la tabla siguiente se enlista el resultado del valor de la MASA MÁXIMA DISPONIBLE del material derramado o fugado, factor de suma importancia porque determina la magnitud del escenario al ser el limitante para el inventario o cantidad de material que puede involucrarse en un evento posterior a una fuga o derrame.

Tabla V.4-35 Masa máxima disponible en los escenarios crítico dla Perforación de pozos.

id	CLAVE DEL ESCENARIO IDENTIFICADO	IDENTIFICACIÓN DE ESCENARIOS		LÍNEA O EQUIPO	DIÁMETRO (PULGADAS)		FLUJO	VOLUMEN (m³)	DENSIDAD ρ (kg/dm³)	MASA MÁXIMA DISPONIBLE kg
		TIPO DE CASO	DESCRIPCIÓN		LÍNEA/ EQUIPO	FUGA				
1	ER-P-PP-ACCS01-PC-01	PC	Emisión de aceite/crudo a la superficie por conducto de 2 7/8" Ø por descontrol del pozo debido a un brote no controlado o pérdida de fluido de control durante la actividad de perforación de los pozos proyectados.	Pozo	2.875 (2 7/8)	2.875 (2 7/8)	8,834 Kg/día	--	0.9269	65,493.60
2	ER-P-LDD-ACCS01-CA-02	CA	Ruptura en la LDD de 4"Ø proveniente de pozos presentándose un derrame de crudo por golpe externo (maniobras).	LDD	4	4	8,834 Kg/día	--	0.9269	126,778.20
3	ER-P-LDD-ACCS01-CMP-03	CMP	Fuga por un orificio de 1" de DEF en la LDD de 4"Ø proveniente de pozos presentándose un	LDD	4	0.6	8,834 Kg/día	--	0.9269	2,852.51

id	CLAVE DEL ESCENARIO IDENTIFICADO	IDENTIFICACIÓN DE ESCENARIOS		LÍNEA O EQUIPO	DIÁMETRO (PULGADAS)		FLUJO	VOLUMEN (m³)	DENSIDAD ρ (kg/dm³)	MASA MÁXIMA DISPONIBLE kg
		TIPO DE CASO	DESCRIPCIÓN		LÍNEA/ EQUIPO	FUGA				
			derrame de crudo por alta presión, corrosión, falla de materiales o actos vandálicos.							

g. Tasas de descarga

El cálculo de la tasa de descarga (TDD) o flujo másico, se hace de manera manual considerando algunos criterios técnicos señalados por Risk Based Inspection (RBI) Base Resorce Document, siendo principalmente las características del equipo que contiene al material (diámetro, condiciones de operación, diámetro de fuga) así como criterios sobre el tipo de fluido: sónico, subsónico; razón entre calores específicos, constante universal de los gases, coeficiente de descarga en líquidos, entre otros. En el **Anexo 10**, se integra la hoja resumen del simulador PHAST, donde se enuncia el valor de la TASA DE DESCARGA como del INVENTARIO de la masa posible a descargarse en los escenarios de fugas o derrames determinados.

La TDD se refiere a la cantidad (en masa) de material que se fuga o derrama en un tiempo determinado (s, h) considerando los sistemas de detección o sistemas de aislamientos existentes o proyectados.

De la memoria de cálculo se retoman datos claves y en la siguiente tabla se resumen los resultados.

Tabla V.4-36 Tasa de descarga e inventario en los escenarios crítico dla Perforación de pozos

ID	DESCRIPCIÓN	PRESIÓN kg/cm²	T °C	DURACIÓN FUGA min	TASA DE DESCARGA kg/s	INVENTARIO kg
ER-P-PP- ACCS01-PC- 01	Emisión de aceite/crudo a la superficie por conducto de 2 7/8" Ø por descontrol del pozo debido a un brote no controlado o pérdida de fluido de control durante la actividad de perforación de los pozos proyectados.	9	34	10	109.15	65,493.60

ID	DESCRIPCIÓN	PRESIÓN kg/cm ²	T °C	DURACIÓN FUGA min	TASA DE DESCARGA kg/s	INVENTARIO kg
ER-P-LDD- ACCS01-CA- 02	Ruptura en la LDD de 4"Ø proveniente de pozos presentándose un derrame de crudo por golpe externo (maniobras).	9	34	10	211.29	126,778
ER-P-LDD- ACCS01-CMP- 03	Fuga por un orificio de 1" de DEF en la LDD de 4"Ø proveniente de pozos presentándose un derrame de crudo por alta presión, corrosión, falta de materiales o actos vandálicos.	9	34	10	4.75	2,852.51

h. Condiciones climáticas: temperatura, humedad relativa, velocidad y dirección del viento, presión atmosférica;

Entre las condiciones ambientales que son importantes para el cálculo de los efectos de un evento con respecto al material manejado y su entorno, podemos mencionar la temperatura ambiente, la humedad relativa, la velocidad y dirección del viento, la estabilidad atmosférica, entre otros que no importando el método o la forma de calcularlo (manual o software), son igual de importantes.

Como información específica para el área de las instalaciones proyectadas donde se ubicará la Perforación de pozos, los datos ambientales encontrados son los indicados en la siguiente tabla:

Tabla V.4-37 Parámetros de condiciones meteorológicas

CONDICIONES METEOROLÓGICAS	PARÁMETRO
Velocidad del viento	9.7 m/s
Temperatura ambiente	26 °C
Temperatura de la superficie	30 °C
Presión atmosférica	760 mmHg
Humedad relativa	80.9 %
Dirección del viento	Noreste

Como se señaló anteriormente, para el presente análisis, Vista oil & Gas hará uso del software PHAST en su versión 7.11 para hacer los cálculos de las zonas afectadas por los niveles de radiación o sobrepresión de interés, para el cual esta información será usada e integrada al algoritmo de la herramienta.

i. Estabilidad atmosférica;

La guía de la ASEA para la elaboración del análisis de riesgo del sector hidrocarburos dice a la letra que *“los Regulados utilizarán la velocidad de viento de 1.5 m/s y estabilidad categoría A-B (para el día) y F (para la noche), conforme a la clasificación de Pasquill. Cuando sea posible demostrar, mediante datos meteorológicos de los 10 últimos años, que la velocidad promedio del viento en el sitio es mayor que 1.5 m/s y que la estabilidad atmosférica es diferente a las categorías A-B y F, los Regulados podrán emplear dicho dato en las simulaciones. Para todas las simulaciones se sugiere considerar las condiciones meteorológicas más críticas del sitio, con base en la información de los últimos 10 años”*.

Para el presente estudio, los datos de velocidad del viento y estabilidad atmosférica, que se ocuparán, serán los predeterminados por la guía y cuyos parámetros se puede ubicar en la **Tabla V.4-38**, que corresponde a la clasificación de Pasquill recomendada por la ASEA.

Tabla V.4-38 Categorías de la Estabilidad atmosférica de Pasquill.

VELOCIDAD DEL VIENTO U_{10} (M/S)	RADIACIÓN SOLAR			HORAS DE NOCHE	
	FUERTE	MODERADO	DÉBIL	FRACCIÓN CUBIERTA DE NUBES	
				$\geq 1/2$	$\leq 1/2$
<2	A	A - B	B	E	F
2 – 3	A - B	B	C	E	F
3 – 5	B	B - C	C	D	E
5 – 6	C	C - D	D	D	D
>6	C	D	D	D	D

j. Composición de la sustancia;

Las sustancias o materiales manejados, son la pieza clave en estos tipos de análisis ya que son el parteaguas para determinar una actividad como de alto riesgo, debido principalmente a sus propiedades químicas, físicas y termodinámicas, que definen el comportamiento, eventos y efectos de su exposición en el entorno donde se encuentran.

Para la actividad o proceso que se llevará a cabo durante la etapa de Perforación de pozos, se estima manejar tres materiales como producto de la extracción de hidrocarburos del yacimiento en exploración y explotación. Los materiales a manejar hacen referencia al gas natural, aceite/crudo y agua congénita. Por las propiedades de los hidrocarburos a manejar, el gas natural y el aceite/crudo son los protagonistas de este análisis, principalmente por sus propiedades de inflamabilidad y explosividad en el caso del gas. En el caso del agua congénita, sólo por su composición salubre y formar parte de los productos de interés, se separará y se tratará para su disposición final.

Lo señalado es la principal razón por la que, en el presente análisis, los escenarios críticos contemplan la presencia del gas y del aceite como materia de evaluación para definir el grado de efecto al entorno que circunda a la pera.

Para poder medir el grado de los efectos de los eventos posibles a presentarse, es de gran importancia el conocer la composición de tales materiales, por lo que en las siguientes tablas se enuncia lo correspondiente.

**Tabla V.4-39 Composición de aceite (19.5 °API Tipo pesado)
esperado en la Perforación de pozos**

COMPONENTE	% MOL
n-Pentano	0.022
Benceno	2.744
Agua	0.007
Nitrógeno	0.004
Dióxido de carbono	0.01
Metano	0.192
Etano	0.115
Propano	0.073
n-Butano	0.057
n-Heptano	0.276
n-Eicosano	40.244
n-Heptadecano	31.032
n-Hexadecano	0.022

Fuente: VISTA OIL & GAS HOLDING II, S.A. DE C.V.

Tabla V.4-40 Composición del gas esperado en la Perforación de pozos

COMPONENTE	% MOL
Nitrógeno	0.4513
Bióxido de carbono	1.9864

COMPONENTE	% MOL
Metano	95.9363
Etano	1.3850
Ácido sulfhídrico	0.0000
Propano	0.1740
Isobutano	0.0000
n-Butano	0.0670
Isopentano	0.0000
n-Pentano	0.0000
n-Hexano	0.0000

Fuente: VISTA OIL & GAS HOLDING II, S.A. DE C.V.

k. Dirección y elevación de la fuga; entre otros.

Otra variable de suma importancia que se debe de tomar en cuenta para medir las implicaciones que puede generar la pérdida de contención de un material peligros, es la dirección y elevación del punto de fugas o rupturas.

Tabla V.4-41 Dirección y elevación en los escenarios de fugas, derrames y/o rupturas.

ESCENARIOS EN:	DIRECCIÓN	ELEVACIÓN (m)
Pozo	Vertical	15
LDD	Horizontal	0*

Nota: *Se interpreta que es a raz de suelo (No enterrado, no elevado).

Otras variables a considerar

Además de las variables mencionadas para realizar la simulación de los escenarios de riesgo, también se toman en cuenta otras variables que durante el proceso de evaluación se van integrando a la herramienta seleccionada. A continuación, a manera de resumen se enlistan todos los parámetros necesarios, así como otras que también participan en los resultados finales de la simulación de los escenarios:

- Temperatura y presión: Temperatura y presión a la que se encuentra la sustancia en el proceso ya sea en equipos dinámicos, estáticos, árboles de válvulas, ductos y/o tuberías del proceso.

- Material o sustancia peligrosa bajo estudio: Proporcionar el nombre del material o sustancia peligrosa que se considera en la simulación. En el caso de una mezcla, se deben proporcionar el nombre de la mezcla, nombre y número CAS de sus componentes y sus porcentajes correspondientes.
- Fase: Indicar, considerando las condiciones de presión y temperatura, la fase en la que se encuentra el material o sustancia peligrosa en el recipiente que la contiene.
- Inventario de la fuga: Al determinar el inventario del material o sustancia peligrosa que se puede fugar o derramar, en proceso, transporte o almacenamiento, dar crédito a los valores máximos establecidos en controles administrativos que limitan estas cantidades o bien, considerar los casos en los que, por razones operativas, los inventarios pueden alcanzar valores máximos.
- Tipo de superficie: Seleccionar tierra seca, tierra húmeda, concreto, otra.
- Altura hidráulica: Altura del material o sustancia peligrosa dentro del recipiente, a partir del nivel que se encuentre la fuga.
- Eventos típicos de fuga o derrame de productos: El tamaño de la fuga o derrame de producto dependerá del tipo de equipo involucrado.

Zonas de Alto Riesgo y Amortiguamiento

Las tablas magnitud–efecto permiten establecer un vínculo entre la intensidad de una variable (concentración, intensidad de radiación térmica o presión), con efectos observados o valores usados como referencia en documentos de diseño o normativos. Una ventaja de las relaciones de un efecto directo es que se pueden evaluar distintos daños observados o referencias disponibles. Una desventaja es que está construida con valores directos (ejemplo: existe un valor específico y no siempre se puede conocer la extensión de un mismo daño con distintos valores de intensidad de la variable que lo provoca). Otra desventaja es que no toma en cuenta la variación de la respuesta de los organismos vivos a una misma dosis. A continuación, se muestra la Tabla V.4-42 y la Tabla V.4-43 que son empleadas para comparar la relación de magnitud-efecto por radiación térmica y por sobrepresión.

Tabla V.4-42 Efectos esperados u observados por radiación térmica.

INTENSIDAD DE LA RADIACIÓN TÉRMICA (kW/m ²)	TIPO DE DAÑO
1.4	No se presentan molestias, aunque durante largos periodos de exposición equivale a la intensidad del sol de verano a medio día.
1.58	Valor empleado para localidades donde el personal es expuesto continuamente. (API-521).
4	Suficiente para causar dolor al personal, en caso de que éste no se resguarde en 20 seg; sin embargo, es probable la formación de ampollas en la piel (Banco Mundial).

INTENSIDAD DE LA RADIACIÓN TÉRMICA (kW/m ²)	TIPO DE DAÑO
4.73	Intensidad de calor en áreas donde acciones de emergencia, con duración hasta varios minutos se pueden realizar por parte de personal son blindaje, pero con ropa apropiada (API-521).
5	El umbral de dolor se alcanza después de 20 segundos de exposición. Así mismo, después de 40 segundos de exposición son probables las quemaduras de segundo grado.
6.31	Intensidad en áreas donde acciones de emergencia, con duración hasta un minuto, pueden ser realizadas con equipo apropiado (API-521).
9.46	La exposición debe ser limitada a pocos segundos, suficientes para escapar (API-521).
9.5	El umbral de dolor en una persona se alcanza después de 8 segundos de exposición; después de 20 segundos de exposición se presentan quemaduras de segundo grado.
12.5	Intensidad de energía mínima requerida para fundición de conductos de plástico (Banco Mundial) y para que la madera se prenda por contacto con fuego.
15.77	Intensidad en áreas con estructuras en donde no es deseable tener personal y en donde se cuanta con blindaje a la radiación térmica (API-521).
25.0	Intensidad de energía mínima requerida para provocar la ignición de la madera en exposiciones prolongadas, no requiriéndose fuente de ignición alterna (Banco Mundial).
37.5	Suficiente para causar daño a los equipos de proceso (Banco Mundial).

Tabla V.4-43 Efectos esperados u observados por sobrepresión.

Sobrepresión (psig)	Daños
0.02	Ruido fuerte y/o molesto (equivalente a 137 db) a baja frecuencias 10-15 Hz.
0.03	Ruptura ocasional de vidrio en ventanas grandes y bajo tensión.
0.04	Ruido fuerte (143 db), rotura de vidrios por onda sonora.
0.10	Rotura de ventanas sometidas a tensión y de cristales de ventanas pequeñas.
0.15	Presión típica de rotura de vidrios.
0.30	Probabilidad de 95 % de no tener daños serios debajo de este valor de presión; 10% de los vidrios y/o ventanas rotas. Distancia "segura" (95% de probabilidad de no sufrir daños severos más allá de la distancia segura); límite de alcance de proyectiles; algunos daños a techos de madera de casas.
0.40	Daños estructurales menores.
0.5	Ventanas grandes y pequeñas normalmente se hacen añicos; daño ocasional a los marcos de las ventanas. Limitado a daños menores a estructuras.
0.5-1.0	Daños a ventanas pequeñas y grandes.

Sobrepresión (psig)	Daños
0.7	Daño menor en estructuras de casa.
1.0	Demolición parcial de casas, tal que son inhabitables. Láminas de asbesto corrugados se hacen añicos; daños en paneles de aluminio o acero corrugado y accesorios de sujeción con pandeo, daños en paneles de madera y accesorios de sujeción. Demolición parcial de las casas habitación, quedan inhabitables. Provoca el 1% de ruptura de tímpanos y el 1% de heridas serias por proyectiles.
1-2	Asbesto y acero corrugado; paneles de madera desplazados y dañados.
2.0	Colapso parcial de paredes y tejados de las casas. Paredes en obra negra sin refuerzo se hacen añicos.
2-3	Muros no reforzados ladeados y parcialmente dañados.
2.3	Límite inferior para daños estructurales graves.
2.5	Destrucción del 50% de construcciones de ladrillo.
3.0	Daños a edificios con estructuras metálica; equipo pesado sufre poco daño. Maquinaria industrial pesada (1.5 toneladas) sufre daños menores; estructuras de acero de edificios se distorsionan y son arrancados de su base.
3-4	Rotura de tanques de almacenamiento de crudo.
4.0	Recubrimiento de edificios industriales fracturado. Estructuras metálicas de edificios distorsionadas y/o arrancadas de sus cimientos; demolición de paneles de acero para edificios sin marco de refuerzo y ruptura de tanques de almacenamiento.
5.0	Rotura de postes de madera. Desprendimiento de postes de energía eléctrica; prensas hidráulicas (18.29 toneladas) dentro de edificios son ligeramente dañadas.
5.0-7.0	Destrucción prácticamente completa de casas.
7.0	Volcado de carros ferrocarril.
7-8	Muros de ladrillo de 8 a 12 pulgadas de espesor y no reforzados fallan.
9	Demolición completa de carros de ferrocarril cargados.
10	Probable destrucción total de casas y edificios; maquinaria de 3.2 toneladas son desplazadas y severamente dañadas; sobrevive maquinaria de 5.5 toneladas.
300	Formación de cráter.

Los parámetros de radiación térmica y sobrepresión requeridas para las simulaciones de consecuencias se muestran en la Tabla V.4-44, donde se indican los valores establecidos en la guía para elaboración de análisis de riesgo del sector hidrocarburos emitida por la ASEA (Agencia de Seguridad, Energía y Medio Ambiente) y por SEMARNAT (Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales). Se señala que los parámetros de toxicidad se enuncian, pero no se evalúan, al estar analizando materiales que no contienen elementos tóxicos, caso H₂S, que es una sustancia generalmente encontrada en estos tipos de actividades.

Tabla V.4-44 Parámetros a utilizar para la determinación de las Zonas de Alto Riesgo y Amortiguamiento para el Análisis de Riesgo.

DEFINICIÓN DE ZONA	ZONA DE ALTO RIESGO POR DAÑO A EQUIPOS.	ZONA DE ALTO RIESGO	ZONA DE AMORTIGUAMIENTO
Toxicidad (Concentración)		IDLH (ppm)	TLV (8 h, TWA) o TLV _(15 min, STEL) (ppm)
Inflamabilidad (Radiación térmica)	Rango de 12.5 kW/m ² a 37.5 kW/m ²	5 kW/m ²	1.4 kW/m ²
Explosividad (Sobrepresión)	Rango de 3 lb/in ² a 10 lb/in ²	1.0 lb/in ²	5 lb/in ²

(1) PG-VIS-0002 Identificación de Peligros y Análisis de Riesgo Rev 1 del Vista Oil & Gas

Debido a las características de las sustancias manejadas en el Área Contractual 9, no se presentan efectos por toxicidad, por lo que no se evalúan este tipo de escenarios.

Tomando en cuenta todas las variables anteriormente mencionadas, se llevaron a cabo las simulaciones correspondientes a los escenarios identificados como posibles puntos vulnerables en donde en caso de presentarse eventos de incendios y/o explosiones causarían impactos al ambiente o a áreas cercanas a las instalaciones.

La evaluación de consecuencias se realizó simulando escenarios de alto riesgo, de acuerdo a la jerarquización de los escenarios realizados por la metodología de identificación de peligros aplicado a la infraestructura que integraran al proyecto del Área contractual.

Son tres (3) los escenarios que se evaluarán y se enlistan a continuación.

Tabla V.4-45 Escenarios de riesgo evaluados cuantitativamente.

ID	TIPO	CLAVE DEL ESCENARIO	DESCRIPCIÓN DEL ESCENARIO
1	PC	ER-P-PP-ACCS01-PC-01	Emisión de aceite/crudo a la superficie por conducto de 2 7/8" Ø por descontrol del pozo debido a un brote no controlado o pérdida de fluido de control durante la actividad de perforación de los pozos proyectados.
2	CA	ER-P-LDD-ACCS01-CA-02	Ruptura en la LDD de 4"Ø proveniente de pozos presentándose un derrame de crudo por golpe externo (maniobras).

ID	TIPO	CLAVE DEL ESCENARIO	DESCRIPCIÓN DEL ESCENARIO
3	CMP	ER-P-LDD-ACCS01-CMP-03	Fuga por un orificio de 1" de DEF en la LDD de 4"Ø proveniente de pozos presentándose un derrame de crudo por alta presión, corrosión, falla de materiales o actos vandálicos.

En la Tabla V.4-46 se colocan los resultados de las distancias de zonas de alto riesgo obtenidos con el simulador PHAST 7.11, para el caso de presentarse un incendio y/o una explosión en los escenarios ya mencionados. Cabe recordar que, debido a las características de las sustancias esperadas a manejar durante la Perforación de Pozos del pozo en la pera, *no se evalúa efectos por toxicidad*.

Los escenarios, por criticidad se simularon en condiciones nocturnas (1.5 F) y en condiciones diurnas (1.5 A-B). De acuerdo a los resultados obtenidos con el simulador PHAST en su versión 7.11, a razón de las Zonas de Alto Riesgo y Zonas de Amortiguamientos, los más críticos se presentaron en las condiciones nocturnas, por lo que, el análisis de los efectos, se realizarán bajo las distancias de afectación que se presentaron en esta condición. En la Tabla V.4-46, se presentan las magnitudes resultantes de mayores magnitudes a la condición más crítica, estabilidad 1.5 F. En el **Anexo 10**, se integra carpeta, "01 Hojas de resultados PHAST", donde se integran todos los reportes resultantes para cada simulación, la cual incluye resultados en diferentes condiciones de estabilidad atmosféricas de interés.

La información complementaria a la Tabla IV.3.1-18, referente a todos los criterios y condiciones consideradas, así como, datos específicos para la evaluación de cada uno de los escenarios, se pueden consultar en las tablas resumen del informe técnico del presente estudio (ver **Anexo 11**).

Tabla V.4-46 Distancias de Zonas de Alto Riesgo y Zonas de Amortiguamiento por radiación y sobrepresión.

NO.	CLAVE DEL ESCENARIO DE RIESGO	CLAVE CLASE DE EVENTO (1)	ESTABILIDAD DE PASQUILL (3)	EFECTOS POR RADIACIÓN TÉRMICA		EFECTOS POR SOBREPRESIÓN	
				ZAR 5 kW/m ² (m)	ZA 1.4 kW/m ² (m)	ZAR 1 psi (m)	ZA 0.5 psi (m)
1	ER-P-PP-ACCS01-PC-01	CHOF	1.5 F	84.17	160.84	75.34 (PI= 5 m, radio de sobrepresión= 70.34 m)	120.54 (PI= 5 m, radio de sobrepresión= 115.54 m)
		EXP (tardía)	1.5 A-B	84.17	160.84	88.02 (PI= 5 m, radio de sobrepresión= 83.02 m)	141.36 (PI= 5 m, radio de sobrepresión= 136.36 m)
2	ER-P-LDD-ACCS01-CA-02		1.5 F	3.03	4.35	40.50 (PI= 5 m, radio de sobrepresión= 35.50 m)	63.32 (PI= 5 m, radio de sobrepresión= 58.32 m)

NO.	CLAVE DEL ESCENARIO DE RIESGO	CLAVE CLASE DE EVENTO (1)	ESTABILIDAD DE PASQUILL (3)	EFECTOS POR RADIACIÓN TÉRMICA		EFECTOS POR SOBREPRESIÓN	
				ZAR 5 kW/m ² (m)	ZA 1.4 kW/m ² (m)	ZAR 1 psi (m)	ZA 0.5 psi (m)
		CHOF	1.5 A-B	3.03	4.35	44.11 (PI= 5 m, radio de sobrepresión= 39.11 m)	69.24 (PI= 5 m, radio de sobrepresión= 64.24 m)
		EXP (tardía)					
		CHAF (temprano)	1.5 F	38.66	104.50		
			1.5 A-B	38.66	104.50		
		CHAF (tardío)	1.5 F	95.62	254.25		
			1.5 A-B	89.18	238.32		
3	ER-P-LDD-ACCS01-CMP-03	CHOF	1.5 F	1.26	1.26	167.10 (PI= 80 m, radio de sobrepresión= 87.10 m)	223.08 (PI= 80 m, radio de sobrepresión= 143.08 m)
		EXP (tardía)	1.5 A-B	126	1.26	116.46 (PI= 60 m, radio de sobrepresión= 56.46 m)	152.75 (PI= 60 m, radio de sobrepresión= 92.75 m)
		CHAF (temprano)	1.5 F	25.56	46.79		
			1.5 A-B	25.56	46.79		
		CHAF (tardío)	1.5 F	37.08	83.34		
			1.5 A-B	36.88	80.79		

CHOF= CHORRO DE FUEGO EXP= EXPLOSIÓN (Temprana o Tardía) CHAF= CHARCO DE FUEGO, Estabilidad A-B= Para el día, Estabilidad F=Para la noche, PI=Punto de ignición o alcance del Límite Máximo de Inflamabilidad. En color naranja, se representan los radios más críticos de los escenarios evaluados.

En el **Anexo 10**, se incluye la memoria técnica de cada una de las simulaciones de los escenarios con software PHAST en su versión 7.11, así como, su representación gráfica en los diagramas de pétalos donde se indica, a la escala pertinente y requerida, las zonas de amortiguamiento y las zonas de alto riesgo, señalados en la V.4-46, para los eventos de radiación y sobrepresión.

La zona de alto riesgo para el escenario de sobrepresión señalado en la Tabla V.4-46, implican dos parámetros importantes: la distancia donde se alcanza el límite de concentración máximo de explosividad y la distancia a la que se puede presentar un punto de ignición. Estas dos distancias determinan la zona crítica del evento presentado, en cualquier dirección, considerando que cada dirección posible en la rosa de vientos tiene una probabilidad de presencia, razón por la cual, en los diagramas de pétalos integrados en el **Anexo 10**, se representan con un círculo perfecto.

De acuerdo a los resultados presentados, las distancias más críticas para los escenarios de radiación y sobrepresión, se dan en su mayor parte durante las condiciones diurnas, considerando que son las condiciones más estables para los escenarios propuestos, la cual permite que se presente una acumulación mayor de los vapores generados o el material gaseoso descargado y cuya concentración acumulada puede viajar a una mayor distancia.

Escenario 1_ER-P-PP-ACCS01-PC-01. - Emisión de aceite/crudo a la superficie por conducto de 2 7/8" Ø por descontrol del pozo debido a un brote no controlado o pérdida de fluido de control durante la actividad de perforación de los pozos proyectados.

NOMBRE del simulador utilizado: Software PHAST v 7.11	
INSTALACIÓN: Pozo	
I. DATOS DEL ESCENARIO	
Clave	Nombre
ER-P-PP-ACCS01-PC-01	Emisión de aceite/crudo a la superficie por conducto de 2 7/8" Ø por descontrol del pozo debido a un brote no controlado o pérdida de fluido de control durante la actividad de perforación de los pozos proyectados.
Elaboró: CAHS	Descripción: brote no controlado o pérdida de fluido de control durante la actividad de perforación de los pozos proyectados.
Objetivo:	Evaluar las posibles afectaciones al entorno (población y medio ambiente).
II. SUSTANCIAS INVOLUCRADAS	
Nombre de la sustancia:	Acetate/Crudo
Composición:	% molar
% másico	% volumétrico
Componente	%
n-Pentano	0.022
Benceno	2.744
Agua	0.007
Nitrógeno	0.004
Dióxido de carbono	0.01
Metano	0.192
Etano	0.115
Propano	0.073
n-Butano	0.057
n-Heptano	0.276
n-Eicosano	40.244
n-Heptadecano	31.032
n-Hexadecano	0.022
III. CONDICIONES DE CONFINAMIENTO Y CARACTERÍSTICAS DE LIBERACIÓN	
Presión: 9 kg/cm ²	Temperatura: 34 °C
Estado: Líquido	Líquido debajo de su p.e.
Líquido arriba de su p.e.	
Fase del material liberado: Vapor	Líquido
Contenedor: Cilindro	Esfera
Tubo: X	Otro:
Alto del recipiente: 15 m	Diámetro o ancho del recipiente: 0.073025 m
Área del dique: N/A m ²	Tipo de superficie sobre la que se encuentra el recipiente:
Área del orificio: m ²	Coef. de pérdida del orificio:
Dirección de la fuga: Vertical	Horizontal
Tiempo estimado de liberación: 600 segundos	Masa estimada de liberación: 65,493.60 kg
IV. CONDICIONES ATMOSFÉRICAS Y DEL ENTORNO.	
Pares (velocidad de viento, estabilidad atmosférica)	1.5 F
Temperatura atmosférica	26.00 °C
Temperatura del suelo (si es distinta a la atmosférica)	30 ---
Humedad atmosférica	80.9 %
Presión atmosférica	14.69 psi
Tipo de suelo (rugosidad empleada)	757.11 mm Hg
Direcciones dominantes de viento	Noreste
Tipo de área en que se encuentra la instalación	Rural: X Urbana: Industrial: X Marítima: Otra: explique
V. LUGARES DE PARTICULAR INTERÉS (DESCRIPCIÓN Y DISTANCIA DEL PUNTO DE FUGA)	
Sitio 1	Sitio 2
Sitio 3	
VI. ESTADOS FINALES PARA ANÁLISIS	
Dardo antorcha o jet de fuego	X Charco de fuego
BLEVE / bola de fuego	Nube toxica
Incendio de nube	Explosión de nube
VII. MEMORIA DE CÁLCULO Y SUPUESTOS:	
Los cálculos del PHAST se basan en metodologías de la Agencias de Protección Ambiental de EUA (EPA), del Instituto Americano de Ingenieros Químicos (AIChE) y de la Agencia de Administración Federal de Emergencias de EUA (FEMA).	
VIII. RESUMEN DE RESULTADOS (DISTANCIAS Y AFECTACIONES)	
Radios por toxicidad	Radios por radiación térmica
Zona de seguridad	Radios por sobrepresión
Alto riesgo	Otro
Amortiguamiento	Alto Riesgo
IDLH	Alto Riesgo
TLV 15 min	Alto Riesgo
TLV 8h	Alto Riesgo
300 ppm	Alto Riesgo
m	Alto Riesgo
Jet fire	Early explosion
Early pool fire	Late explosion
Late pool fire	
Flash fire	
Alcance por inflamabilidad de la mezcla o compuesto:	1/2 LFL (m)
LFL (m)	

Flash fire = flamazo; Jet fire = Chorro de fuego; Early pool fire = Charco de fuego temprano; Late pool fire = Charco de fuego tardío; Early explosión = Explosión temprana; Late Ignition = Efectos de sobrepresión que causaría en caso de encontrar una fuente de ignición tardía. NA= No Alcanzado

Escenario 2 ER-P-LDD-ACCS01-CA-02. - Ruptura en la LDD de 4"Ø proveniente de pozos presentándose un derrame de crudo por golpe externo (maniobras).

NOMBRE del simulador utilizado: Software PHAST v 7.11	
INSTALACIÓN: Línea de descarga	
I. DATOS DEL ESCENARIO	
Clave	Nombre
ER-P-LDD-ACCS01-CA-02	Ruptura en la LDD de 4"Ø proveniente de pozos presentándose un derrame de crudo por golpe externo (maniobras).
Elaboró: CAHS	Descripción: Ruptura en la LDD de 4"Ø proveniente de pozos presentándose un derrame de crudo por golpe externo (maniobras).
Objetivo:	Evaluar las posibles afectaciones al entorno (población y medio ambiente).
II. SUSTANCIAS INVOLUCRADAS	
Nombre de la sustancia:	Aceite/Crudo
Composición:	% molar
% másico	% volumétrico
X	
Componente	%
n-Pentano	0.022
Benceno	2.744
Agua	0.007
Nitrógeno	0.004
Dióxido de carbono	0.01
Metano	0.192
Etano	0.115
Propano	0.073
n-Butano	0.057
n-Heptano	0.276
n-Eicosano	40.244
n-Heptadecano	31.032
n-Hexadecano	0.022
III. CONDICIONES DE CONFINAMIENTO Y CARACTERÍSTICAS DE LIBERACIÓN	
Presión: 9 kg/cm ²	Temperatura: 34 °C
Estado: Líquido	Líquido debajo de su p.e.
Líquido arriba de su p.e.	
Fase del material liberado: Vapor	Líquido
Contenedor: Cilindro	Esfera
Tubo: X	Otro: 4" DEF
Alto del recipiente: 0 m	Diámetro o ancho del recipiente: m
Área del dique: N/A m ²	Tipo de superficie sobre la que se encuentra el recipiente: Tierra seca: x
Área del orificio: m ²	Coef. de pérdida del orificio: -
Dirección de la fuga: Vertical	Horizontal
Tiempo estimado de liberación: 600 segundos	Masa estimada de liberación: 126, 778.20 kg
IV. CONDICIONES ATMOSFÉRICAS Y DEL ENTORNO.	
Pares (velocidad de viento, estabilidad atmosférica)	1.5 F
Temperatura atmosférica	26.00 °C
Temperatura del suelo (si es distinta a la atmosférica)	30
Humedad atmosférica	80.9 %
Presión atmosférica	14.69 psi
Tipo de suelo (rugosidad empleada)	757.11 mm Hg
Direcciones dominantes de viento	Noreste
Tipo de área en que se encuentra la instalación	Rural: X Urbana: Industrial: X Marítima: Otra: explique
V. LUGARES DE PARTICULAR INTERÉS (DESCRIPCIÓN Y DISTANCIA DEL PUNTO DE FUGA)	
Sitio 1	Sitio 2
Sitio 3	
VI. ESTADOS FINALES PARA ANÁLISIS	
Dardo antorcha o jet de fuego	x
Charco de fuego	
Incendio de nube	
Explosión de nube	
BLEVE / bola de fuego	
Nube toxica	
VII. MEMORIA DE CÁLCULO Y SUPOSICIONES:	
Los cálculos del PHAST se basan en metodologías de la Agencias de Protección Ambiental de EUA (EPA), del Instituto Americano de Ingenieros Químicos (AIChE) y de la Agencia de Administración Federal de Emergencias de EUA (FEMA).	
VIII. RESUMEN DE RESULTADOS (DISTANCIAS Y AFECTACIONES)	
Radios por toxicidad	Radios por radiación térmica
Radios por sobrepresión	
Zona de seguridad	Otro
Alto riesgo	Alto Riesgo (daños a equipo)
Amortiguamiento	Alto Riesgo
Clase de evento	Amortiguamiento
IDLH	kW/m²
TLV 15 min	psi
TLV 8h	m
300 ppm	10.0
15 ppm	7.0
10 ppm	3.0
m	1.0
Jet fire	2.56
Early pool fire	No Alc
Late pool fire	No Alc
Flash fire	51.90
Early explosion	13.47
Late explosion	15.40
Alcance por inflamabilidad de la mezcla o compuesto:	22.31
½ LFL (m)	40.50
LFL (m)	63.32

Flash fire = flamazo; Jet fire = Chorro de fuego; Early pool fire = Charco de fuego temprano; Late pool fire = Charco de fuego tardío; Early explosión = Explosión temprana; Late Ignition = Efectos de sobrepresión que causaría en caso de encontrar una fuente de ignición tardía. NA= No Alcanzado

V.5. REPRESENTACIÓN EN PLANOS DE LOS RADIOS POTENCIALES DE AFECTACIÓN

Los radios de afectación de cada uno de los escenarios evaluados con el simulador PHAST en su versión 7.11, se representan esquemáticamente en los mapas denominados Diagramas de Pétalos, que para el presente reporte, se integran en el **Anexo 10**. El objetivo principal de esta representación, es visualizar el alcance de los impactos o afectaciones que pueden provocar la presencia de un evento de incendio o explosión, con la finalidad de proyectar las medidas de seguridad, de control, de prevención y de atención pertinentes y necesarios, para mitigar al mínimo los posibles impactos a los receptores involucrados.

Dependiendo del o los eventos resultantes (flamazos, incendio, explosión, otros), en los Diagramas de pétalos se definen las Zonas de alto riesgo y las zonas de amortiguamiento, representando los niveles de radiación y de sobrepresión de interés, desde el aspecto de seguridad como lo correspondiente a los requerimientos normativos. La representación de los niveles de radiación y sobrepresión se realiza a través de círculos perfectos, debido que se considera que cada una de las direcciones de los vientos, tienen una probabilidad de presencia, y con el área involucrado por el círculo, se prevé y garantiza la atención hasta la más mínima área posible, por la muy mínima posibilidad que tenga de ser impactada. Como soporte a las distancias representadas en los diagramas de pétalos, en el **Anexo 10** también se incluyen los Reportes de Resultados del Software PHAST.

Las evaluaciones de los escenarios se realizan a través de diagramas de pétalos que se identifican de la manera en que se señalan en la siguiente tabla.

Tabla V.5-1 Diagramas de pétalos.

No.	CÓDIGO DE PLANO	NOMBRE DEL PLANO
1	ER-ACCS01-ESC1DP1-R	Afectación por Radiación Térmica Pozo Vernet 1007 (Escenario 1, ER-P-PP-ACCS01-PC-01)
2	ER-ACCS01-ESC1DP2-SP	Afectación por Sobre Presión Pozo Vernet 1007 (Escenario 1, ER-P-PP-ACCS01-PC-01)
3	ER-ACCS01-ESC1DP3-R	Afectación por Radiación Térmica Pozo Vernet 1051 D/1052 (Escenario 1, ER-P-PP-ACCS01-PC-01)
4	ER-ACCS01-ESC1DP4-SP	Afectación por Sobre Presión Pozo Vernet 1051 D/1052 (Escenario 1, ER-P-PP-ACCS01-PC-01)
5	ER-ACCS01-ESC2DP1-R	Afectación por Radiación Térmica Pozo Vernet 1006 (Escenario 2, ER-P-LDD-ACCS01-CA-02)
6	ER-ACCS01-ESC2DP2-SP	Afectación por Sobre Presión Pozo Vernet 1006 (Escenario 2, ER-P-LDD-ACCS01-CA-02)

No.	CÓDIGO DE PLANO	NOMBRE DEL PLANO
7	ER-ACCS01-ESC2DP3-R	Afectación por Radiación Térmica Pozo Vernet 1004 (Escenario 2, ER-P-LDD-ACCS01-CA-02)
8	ER-ACCS01-ESC2DP4-SP	Afectación por Sobre Presión Pozo Vernet 1004 (Escenario 2, ER-P-LDD-ACCS01-CA-02)
9	ER-ACCS01-ESC3DP1-R	Afectación por Radiación Térmica Pozo Vernet 1051D (Escenario 3, ER-P-LDD-ACCS01-CMP-03)
10	ER-ACCS01-ESC3DP2-SP	Afectación por Sobre Presión Pozo Vernet 1051 D (Escenario 3, ER-P-LDD-ACCS01-CMP-03)

Escenario 1_ ER-P-PP-ACCS01-PC-01. - Emisión de aceite/crudo a la superficie por conducto de 2 7/8" Ø por descontrol del pozo debido a un brote no controlado o pérdida de fluido de control durante la actividad de perforación de los pozos proyectados.

TABLA DE RESULTADOS DE RADIACIÓN TÉRMICA EMITIDA POR CHORRO DE FUEGO (JET FIRE)-ESTABILIDAD ATMOSFÉRICA 1.5 / A-B			
Plano No. ER-ACCS01-ESC1DP1-R	Nivel de radiación	Distancia de afectación (m)	Interpretación
ZONA DE AMORTIGUAMIENTO	1.4 kW/m ²	160.84	No se presentan molestias aun durante largos periodos de exposición. Es el flujo térmico equivalente al sol en verano y al medio día.
ZONA DE ALTO RIESGO	5.0 kW/m ²	84.17	En 13 segundos el dolor será severo. En personas, las cuales pueden sufrir posibles quemaduras de 2º grado, para tiempos de exposición mayores a 16 s con un tiempo máximo de exposición de 3 minutos, pero con equipo de protección personal se estima 0% de letalidad para esta radiación.
ZONA DE DAÑO SEVERO A EQUIPOS	12.5 kW/m ²	28.46	Energía mínima requerida para que la madera se prenda por contacto con fuego. La Tubería de plástico se funde. Zona de intervención: Máximo soportable protegido con trajes especiales por tiempo limitado (bomberos).
ALTA PROBABILIDAD DE LESIONES INCAPACITANTES	25.0 kW/m ²	No alcanzado	1% de probabilidad de fatalidad. El acero delgado, aislado, puede perder su integridad mecánica. Energía mínima para encender madera, por larga exposición, sin llama.
ZONA DE AFECTACIÓN A INSTALACIÓN	37.5 kW/m ²	No alcanzado	100% de probabilidad de fatalidad. Suficiente para provocar daños en equipos de proceso; colapso de estructuras.

TABLA DE RESULTADOS DE ONDAS DE SOBREPRESIÓN EMITIDAS POR EXPLOSIÓN TARDÍA- ESTABILIDAD ATMOSFÉRICA 1.5 / A-B			
Plano No. ER-ACCS01-ESC1DP2-SP	Nivel de sobrepresión	Distancia de afectación (m)	Interpretación
ZONA DE AMORTIGUAMIENTO	0.5 psi	141.36	Ventanas grandes y pequeñas normalmente se hacen añicos; daño ocasional a los marcos de las ventanas. Limitado a daños menores a estructuras.
ZONA DE ALTO RIESGO	1.0 psi	88.02	Láminas de asbesto corrugado, se hacen añicos; daño en paneles de aluminio o acero corrugados y accesorios de sujeción con pandeo, daños en paneles de madera y accesorios de sujeción. Demolición parcial de las casas habitación, quedan inhabitables. Provoca el 1% de ruptura de tímpanos y el 1% de heridas serias por proyectiles.
ZONA DE DAÑO MENOR A EQUIPOS	3.0 psi	45.48	Daños a edificios con estructuras metálica; equipo pesado sufre poco daño. Maquinaria industrial pesada (1.5 toneladas) sufre daños menores; estructuras de acero de edificios se distorsionan y son arrancados de su base. Ruptura de depósitos y tanques de almacenamiento.
ZONA DE DAÑO SEVERO A EQUIPOS	7.0 psi	29.32	Volcadura de carros de ferrocarril con carga.
ZONA DE AFECTACIÓN A INSTALACIÓN	10.0 psi	21.79	Probable destrucción total de casas y edificios; maquinaria de 3.2 toneladas son desplazadas y severamente dañadas; sobrevive maquinaria de 5.5 toneladas.

Escenario 2_ ER-P-LDD-ACCS01-CA-02- Ruptura en la LDD de 4"Ø proveniente de pozos presentándose un derrame de crudo por golpe externo (maniobras).

TABLA DE RESULTADOS DE RADIACIÓN TÉRMICA EMITIDA POR CHARCO DE FUEGO TARDÍO (LATE POOL FIRE)-ESTABILIDAD ATMOSFÉRICA 1.5 / A-B			
Plano No. ER-ACCS01-ESC2DP1-R	Nivel de radiación	Distancia de afectación (m)	Interpretación
ZONA DE AMORTIGUAMIENTO	1.4 kW/m ²	238.32	No se presentan molestias aun durante largos periodos de exposición. Es el flujo térmico equivalente al sol en verano y al medio día.
ZONA DE ALTO RIESGO	5.0 kW/m ²	89.18	En 13 segundos el dolor será severo. En personas, las cuales pueden sufrir posibles quemaduras de 2º grado, para tiempos de exposición mayores a 16 s con un tiempo máximo de exposición de 3 minutos, pero con equipo de protección personal se estima 0% de letalidad para esta radiación.
ZONA DE DAÑO SEVERO A EQUIPOS	12.5 kW/m ²	47.83	Energía mínima requerida para que la madera se prenda por contacto con fuego. La Tubería de plástico se funde. Zona de intervención: Máximo soportable protegido con trajes especiales por tiempo limitado (bomberos).
ALTA PROBABILIDAD DE LESIONES INCAPACITANTES	25.0 kW/m ²	No alcanzado	1% de probabilidad de fatalidad. El acero delgado, aislado, puede perder su integridad mecánica. Energía mínima para encender madera, por larga exposición, sin llama.
ZONA DE AFECTACIÓN A INSTALACIÓN	37.5 kW/m ²	No alcanzado	100% de probabilidad de fatalidad. Suficiente para provocar daños en equipos de proceso; colapso de estructuras.

TABLA DE RESULTADOS DE ONDAS DE SOBREPRESIÓN EMITIDAS POR EXPLOSIÓN TARDÍA- ESTABILIDAD ATMOSFÉRICA 1.5 / A-B			
Plano No. ER-ACCS01-ESC2DP2-SP	Nivel de sobrepresión	Distancia de afectación (m)	Interpretación
ZONA DE AMORTIGUAMIENTO	0.5 psi	69.24	Ventanas grandes y pequeñas normalmente se hacen añicos; daño ocasional a los marcos de las ventanas. Limitado a daños menores a estructuras.
ZONA DE ALTO RIESGO	1.0 psi	44.11	Láminas de asbesto corrugado, se hacen añicos; daño en paneles de aluminio o acero corrugados y accesorios de sujeción con pandeo, daños en paneles de madera y accesorios de sujeción. Demolición parcial de las casas habitación, quedan inhabitables. Provoca el 1% de ruptura de tímpanos y el 1% de heridas serias por proyectiles.
ZONA DE DAÑO MENOR A EQUIPOS	3.0 psi	24.06	Daños a edificios con estructuras metálica; equipo pesado sufre poco daño. Maquinaria industrial pesada (1.5 toneladas) sufre daños menores; estructuras de acero de edificios se distorsionan y son arrancados de su base. Ruptura de depósitos y tanques de almacenamiento.
ZONA DE DAÑO SEVERO A EQUIPOS	7.0 psi	16.45	Volcadura de carros de ferrocarril con carga.
ZONA DE AFECTACIÓN A INSTALACIÓN	10.0 psi	14.33	Probable destrucción total de casas y edificios; maquinaria de 3.2 toneladas son desplazadas y severamente dañadas; sobrevive maquinaria de 5.5 toneladas.

Escenario 3_ ER-P-LDD-ACCS01-CMP-03- Fuga por un orificio de 0.6" de DEF en la LDD de 4"Ø proveniente de pozos presentándose un derrame de crudo por alta presión, corrosión, falla de materiales o actos vandálicos.

TABLA DE RESULTADOS DE RADIACIÓN TÉRMICA EMITIDA POR CHARCO DE FUEGO TARDÍO (LATE POOL FIRE)-ESTABILIDAD ATMOSFÉRICA 1.5 / A-B			
Plano No. ER-ACCS01-ESC3DP1-R	Nivel de radiación	Distancia de afectación (m)	Interpretación
ZONA DE AMORTIGUAMIENTO	1.4 kW/m ²	80.79	No se presentan molestias aun durante largos periodos de exposición. Es el flujo térmico equivalente al sol en verano y al medio día.
ZONA DE ALTO RIESGO	5.0 kW/m ²	36.88	En 13 segundos el dolor será severo. En personas, las cuales pueden sufrir posibles quemaduras de 2º grado, para tiempos de exposición mayores a 16 s con un tiempo máximo de exposición de 3 minutos, pero con equipo de protección personal se estima 0% de letalidad para esta radiación.
ZONA DE DAÑO SEVERO A EQUIPOS	12.5 kW/m ²	15.66	Energía mínima requerida para que la madera se prenda por contacto con fuego. La Tubería de plástico se funde. Zona de intervención: Máximo soportable protegido con trajes especiales por tiempo limitado (bomberos).
ALTA PROBABILIDAD DE LESIONES INCAPACITANTES	25.0 kW/m ²	7.75	1% de probabilidad de fatalidad. El acero delgado, aislado, puede perder su integridad mecánica. Energía mínima para encender madera, por larga exposición, sin llama.
ZONA DE AFECTACIÓN A INSTALACIÓN	37.5 kW/m ²	7.24	100% de probabilidad de fatalidad. Suficiente para provocar daños en equipos de proceso; colapso de estructuras.

TABLA DE RESULTADOS DE ONDAS DE SOBREPRESIÓN EMITIDAS POR EXPLOSIÓN TARDÍA- ESTABILIDAD ATMOSFÉRICA 1.5 / A-B			
Plano No. ER-ACCS01-ESC3DP2-SP	Nivel de sobrepresión	Distancia de afectación (m)	Interpretación
ZONA DE AMORTIGUAMIENTO	0.5 psi	152.75	Ventanas grandes y pequeñas normalmente se hacen añicos; daño ocasional a los marcos de las ventanas. Limitado a daños menores a estructuras.
ZONA DE ALTO RIESGO	1.0 psi	116.46	Láminas de asbesto corrugado, se hacen añicos; daño en paneles de aluminio o acero corrugados y accesorios de sujeción con pandeo, daños en paneles de madera y accesorios de sujeción. Demolición parcial de las casas habitación, quedan inhabitables. Provoca el 1% de ruptura de tímpanos y el 1% de heridas serias por proyectiles.
ZONA DE DAÑO MENOR A EQUIPOS	3.0 psi	87.53	Daños a edificios con estructuras metálica; equipo pesado sufre poco daño. Maquinaria industrial pesada (1.5 toneladas) sufre daños menores; estructuras de acero de edificios se distorsionan y son arrancados de su base. Ruptura de depósitos y tanques de almacenamiento.
ZONA DE DAÑO SEVERO A EQUIPOS	7.0 psi	76.54	Volcadura de carros de ferrocarril con carga.
ZONA DE AFECTACIÓN A INSTALACIÓN	10.0 psi	73.48	Probable destrucción total de casas y edificios; maquinaria de 3.2 toneladas son desplazadas y severamente dañadas; sobrevive maquinara de 5.5 toneladas.

INTERPRETACIÓN DE LOS DAÑOS POR LOS ESCENARIO EVALUADOS

Para la interpretación y descripción de los efectos que pueden ocasionar los eventos posibles de los escenarios críticos evaluados durante Perforación de pozos, es de importancia puntualizar lo enunciado en apartados anteriores, principalmente en la DESCRIPCIÓN DEL ENTORNO, que hacen referencia a que las peras proyectadas se encuentra rodeada de terrenos dedicados a la agricultura de temporada anual y ganadería, y sin ningún otro aspecto ambiental en su entorno. No existen áreas protegidas cercanas, cuerpos de agua, u otros aspectos ambientales de importancia. Lo más cercano a la macropera es la carretera vecinal que da acceso al área contractual y se ubica del lado oeste, así como algunas casas dispersas ubicadas a no menos de 300.

Las zonas de alto riesgo y las zonas de amortiguamientos, sólo se diferenciarán en los que tengan un alcance mayor o menor sobre los tipos de terrenos señalados, los radios de afectaciones de zonas de alto riesgo no alcanzan para dañar asentamientos humanos cercanos a la instalación.

La población más importante y cercana se menciona a la denominada Adolfo López Mateos que se ubica una distancia aproximada de 2,000 m de distancia de la instalación más cercana. Lo cual define que no está al alcance de un evento no deseado durante Perforación de pozos o líneas de descargas considerando que el radio de afectación más grande es de 238 m para una Zona de amortiguamiento.

Realizando el análisis pertinente a los resultados obtenidos de consecuencias por el método cuantitativo, y siendo concluyente a partir de estos mismos, a continuación, se puntualizará la descripción los efectos de aquellos radios que por su magnitud se consideren con mayores interacciones con el entorno y con receptores de interés para el presente análisis de riesgo.

Considerando lo señalado en los párrafos anteriores, y no ser repetitivo en cuanto a los impactos ocasionados, a continuación, se describen de manera detallada los escenarios de mayores radios e impactos y representativos, dependiendo de los niveles de radiación.

Efectos de RADIACIÓN de eventos no deseados durante Perforación de pozos (p. e. pozo Vernet 1007).

De acuerdo a los resultados y como se observan en los diagramas de pétalos, las Zonas de Alto Riesgo (ZAR) del escenario 1 (ER-P-PP-ACCS01-PC-01) tienen un radio de afectación de 84.17 m, y representa el radio de afectación con mayores daños posibles. Dentro de estos radios, se encuentran expuestos el camino de acceso proyectado del lado norte, el interior de la macropera y 40 m aproximadamente del perímetro de la macropera que está completamente cubierta de pastizales y matorrales. Del Lado Este, Oeste y Sur, las áreas

expuestas están compuestas por terrenos con pastizales inducidos por el ser humano, ya que estos son dedicados a la actividad agrícola anual y a la ganadería. Se pueden encontrar zonas bajas donde en temporadas de lluvias se pueden formar acumulaciones de agua (charcos) que sólo se mantienen durante el periodo pluvial. En conclusión, las Zonas de Alto Riesgo (ZAR) de ambos escenarios, son de un nivel de riesgo mínimo, debido a la reducida interacción con receptores externos en el entorno. El equipo de Perforación y sus sistemas auxiliares, así como la misma macropera serían las infraestructuras con mayor exposición.



Figura V.5-1 ZAR´s por radiación del escenario 1 (ER-P-PP-ACCS01-PC-01) correspondiente a Brote del pozo con descarga de aceite y gas.)

Ver en Anexo 10, los diagramas de pétalos específicos a cada escenario

Para estos mismos escenarios, las Zonas de Amortiguamientos (ZA) también son los que mayores radios representan. Para el escenario 1 (ER-P-PP-ACCS01-PC-01) el radio es de 160.84 m. Aunque son mayores los efectos se ven reducidos por el nivel de radiación presenten en esta zona. Por la naturaleza de todo el entorno, los receptores afectados son similares a los descritos en los alcances de las Zonas de Alto Riesgo de estos mismos escenarios, la diferencia radica en la magnitud de las áreas afectadas. En este caso, se incluye un tramo de camino vecinal al norte expuesto. La ZA del escenario 1, involucra también a una casa que se encuentra a orillas del camino vecinal.

Los receptores comunes afectados para este escenario, como se ve en el diagrama de pétalos son la pera, el camino de acceso a la pera, el equipo de Perforación y los sistemas auxiliares requeridos.

En el **Anexo 10**, se presentan los diagramas de pétalos específicos correspondientes a los eventos presentes en el escenario 1.

Efectos de SOBREPRESIÓN de eventos no deseados durante Perforación de pozos.

En lo que se refiere a los impactos por sobrepresión ocasionado por eventos de explosiones de acumulaciones de vapores (nubes), los radios más críticos están determinados por la Zona de Alto Riesgo (1 psi) y zona de Amortiguamiento (0.5 psi) del **Escenario 1, ER-P-PP-ACCS01-PC-01**, con una distancia de 88.02 m y 141.36 m, respectivamente. Sin embargo, por los receptores mínimos presentes en el entorno de la pera, estos no implican riesgo significativo alguno a la salud de la población o medio ambiente. Los efectos se presentan en su mayor parte sobre los terrenos adyacentes a la macropera del pozo, que como se describió anteriormente, están completamente conformados por vegetación de tipo pastizal y matorral, aprovechado para la actividad agrícola y ganadera. Dentro de estos radios, se encuentran expuestos el camino de acceso del lado norte (proyecto pera pozo Vernet 1007), el interior de la macropera y 40 m aproximadamente del perímetro de la macropera que está completamente cubierta de pastizales y matorrales. Del Lado Este, Oeste y Sur, las áreas expuestas están compuestas por terrenos con pastizales inducidos por el ser humano, ya que estos son dedicados a la actividad agrícola anual y a la ganadería. Se pueden encontrar zonas bajas donde en temporadas de lluvias se pueden formar acumulaciones de agua (charcos) que sólo se mantienen durante el periodo pluvial. En conclusión, la Zona de Amortiguamiento (ZA) del este escenario, es de un nivel de riesgo mínimo, debido a la reducida interacción con receptores externos en el entorno. El equipo de Perforación y sus sistemas auxiliares, así como la misma macropera serían las infraestructuras con mayor exposición.

Los efectos de estos eventos y por la etapa en la que se presenta, hacen que el personal y las instalaciones dentro de la pera, sean la que más probabilidades de exposición tengan, al ser un evento que se presenta durante el desarrollo de actividades de la perforación.



Figura IV.4-2 ZAR y ZA por sobrepresión del escenario ER-P-PP-ACCS01-PC-01 (Brote del pozo/descarga de aceite) en el Pozo Vernet 1052

Ver en Anexo 10, los diagramas de pétalos específicos a cada escenario

Importante mencionar, que, para los eventos resultantes de los escenarios de riesgos evaluados, fueron considerados los criterios operativos y condiciones ambientales más críticos posibles, con la intención de evaluar radios que permitan establecer e integrar medidas de seguridad (preventivas y mitigadoras) no tan conservadoras a cualquier incidente dentro y fuera de la instalación.

Para el área afectada se consideró una representación a 360° en el diagrama de pétalos, con el objetivo de considerar la probabilidad de ocurrencia en cualquier dirección posible, con la intención de no descartar medidas que coadyuven a la protección de los receptores con los que interactúan las instalaciones en la macroperla.

En el **Anexo 10**, se integran todos los Diagramas de pétalos generados para los escenarios evaluados y eventos resultantes.

V.6 ANÁLISIS DE VULNERABILIDAD E INTERACCIONES DE RIESGO

El objetivo es analizar y evaluar los efectos resultantes de los escenarios críticos posibles a presentarse en las instalaciones, hacia las áreas que se encuentren dentro de las zonas de alto riesgo y amortiguamiento, tomando en cuenta el nivel de radiación o sobrepresión a la que se encontrarán expuestos los receptores de interés: personal de la instalación, instalación, producción o población cercano.

Las posibles afectaciones a los receptores del riesgo alcanzados, se definen de manera más clara y precisa, con la representación gráfica de las zonas de alto riesgo y de amortiguamientos, a través de los diagramas de pétalos de los escenarios de riesgo evaluados mediante el análisis de consecuencias. Estos gráficos, mostrados en el **Anexo 10** del estudio, representan una herramienta y apoyo que nos permiten mostrar la magnitud de cada uno de los eventos probables. Los radios de afectación se encuentran dibujados a 360° alrededor del punto de descarga del material, con la intención de no descartar la probabilidad de ocurrencia del evento más crítico en cualquiera de las direcciones del viento y con ello evaluar la magnitud de impacto sobre los receptores interactuantes y vulnerables a efectos de este tipo.

Considerando lo manifestado en la Cartografía ubicada en el **Anexo 3** y lo representado en cada uno de los **DIAGRAMAS DE PÉTALOS** correspondientes, ubicados en el **Anexo 10**, el lado oeste de la macropera es en el que se encuentra el receptor más sensible a los niveles de radiación y sobrepresión resultantes de los eventos probables. En esta dirección, lo más cercano a las peras proyectadas es la carretera vecinal que da acceso a las mismas. Alrededor de las peras, sólo se observan terrenos cubiertos de pastizales y matorrales dedicados a la agricultura de temporada anual y a la ganadería. Por la naturaleza de las actividades de Perforación de pozos, los equipos y tuberías, así como el personal (internos y contratistas), es la que resulta estar más expuesta de forma inmediata, cuando se presenta cada uno de los escenarios.

Debido a lo enunciado, es de importancia **mencionar, que, para los eventos resultantes de los escenarios de riesgos evaluados, fueron considerandos los criterios operativos y condiciones ambientales más críticos posibles, con la intención de evaluar radios que permitan establecer e integrar medidas de seguridad preventivas, mitigadoras y de control, no tan conservadoras a cualquier incidente dentro y fuera de la instalación.**

V.6.1. ANÁLISIS DE VULNERABILIDAD

A continuación, se describen a detalle los escenarios de riesgo simulados con los receptores (Seguridad, Salud, Medio Ambiente e Instalaciones) ubicados dentro de las zonas de alto riesgo y de amortiguamiento, así como, los sistemas de seguridad y medidas consideradas para reducir la ocurrencia y/o efectos de los mismos.

Los posibles receptores de riesgos para la Perforación de pozos, es muy reducido debido a la zona donde se encuentra localizado:

- a. Población: No hay población cercana a la localización;
- b. Medio ambiente: El entorno está compuesto en su mayor porcentaje de terrenos dedicados a la actividad agrícola y ganadería, por lo que predomina los terrenos con pastizales y matorrales. Como infraestructura cercana a las peras existentes o proyectadas se considera la carretera vecinal que da acceso a las mismas.
- c. Personal: La exposición del personal en mayor densidad se presentará cuando se esté realizando la actividad de Perforación, que es cuando la cantidad de personal de VISTA OIL & GAS HOLDING II, S.A. DE C.V. y contratistas será mayor, debido a la naturaleza de las actividades.
- d. Instalaciones/producción: al igual que en el inciso c, los equipos y tuberías que se someterán a una mayor exposición, serán los instalados durante la etapa de Perforación de Pozos.

De acuerdo a lo descrito, los receptores más vulnerables a las actividades de Perforación de pozos, es lo referente al personal y a la infraestructura requerida para llevar a cabo el proyecto en mención.

En la **Tabla V.6-1** se describen los efectos de los escenarios críticos identificados durante las actividades de Perforación de pozos hacia los receptores existentes en su entorno. La descripción de los escenarios será realizada en una única tabla, debido al efecto similar que existe entre los radios resultantes con respecto al entorno.

Debido a las dimensiones de cada una de las zonas de Alto Riesgo (ZAR) y Zona de amortiguamiento resultantes de las evaluaciones de cada escenario, en la siguiente tabla se enuncia los receptores vulnerables a los efectos de los eventos por cada escenario. Aunque los radios son de diferentes dimensiones, los receptores dentro de la ZARy ZA, corresponden a los mismos.

V.6-1 Descripción de los posibles receptores de riesgo.

CLAVE DEL ESCENARIO	RECEPTOR DE RIESGO	TIPO DE EVENTO	TIPO DE ZONA	DESCRIPCIÓN DE LA AFECTACIÓN	DESCRIPCIÓN DE SALVAGUARDAS EXISTENTES	RECOMENDACIONES PARA IMPLEMENTAR
ETAPA DE PERFORACIÓN DE POZOS ER-P-PP-ACCS01-PC-01	Población	Radiación	Alto Riesgo	Dentro de la ZAR para este escenario, no existe Población, localidad o comunidad involucrada por su cercanía. Sólo una casa es lo más cercano al proyecto de pera Vernet 1007 (p.e) (100 m). En materia de población, la más cercanas se encuentran en un rango aproximado de 2,000 m de distancia (Adolfo López Mateos).	- Modelo de geológico y geopresiones del programa de Perforación. - Indicador de flujo en línea de flote - Indicador de nivel en presas de lodo. - Indicadores de presión en el pozo. - Indicadores de presión de la sarta. - Válvula de seguridad de bombas. - Fluido de perforación adecuado. - Unidades de cementación. - Unidad para operar preventores. - Columna hidrostática por el fluido de perforación. - Procedimiento de cierre de pozo. - BOP, Bomba Koomey, ensamble de estrangulación, Separador gas-lodo, quemador. - Programa de fluidos de perforación. - Buenas prácticas operativas de perforación y uso de los procedimientos de trabajo. - Mantenimiento preventivo a indicador de peso. - Tanque de viajes del equipo de perforación. - Equipo de control superficial. - Procedimientos operativos - Programas de capacitación - Sistemas de seguridad conformado - Procedimiento y mecanismos de vigilancia a los contratistas - Revisiones de seguridad de pre-arranque	GARANTIZAR: - Que se cuente cumpla con el programa de perforación y terminación del pozo. - Que se apegue al Programa de perforación. - Que se cuente con: 1. Procedimiento de control de brotes 2. Programa de mantenimiento a los indicadores de presión de pozo 3. Programa de mantenimiento de los equipos de la cabina del perforador y sus equipos 4. Programa de mantenimiento al indicador de flujo en línea de flote 5. Programa de mantenimiento al tanque de viajes 6. Programa de mantenimiento de los componentes de la presa de lodo 7. 8. Programa de mantenimiento de los preventores 9. Programa de mantenimiento de la unidad hidráulica para operar preventores 10. Programa de mantenimiento y calibración a detectores de gas (H2S y gas combustible) 11. Programa de mantenimiento a la red contraincendios 12. Programa de mantenimiento preventivo y calibración a alarmas audibles y visibles 13. Programa de mantenimiento a las conexiones superficiales de control 14. Personal capacitado para la operación del equipo y perforación del pozo - Asegurarse que el personal operativo que tripula las instalaciones del equipo se encuentra capacitado en Primeros Auxilios y Contraincendios. - Se debe contar con botiquín de primeros auxilios, equipos de aire autónomo, estación de lavajos, y extintores portátiles. - Colocación de geomembrana en el área de la macropera. - Que se cuente con ERA (Equipo de respiración Autónoma) IN SITU
			Amortiguamiento	Dentro de la ZA para este escenario, no existe Población, localidad o comunidad involucrada por su cercanía. Sólo una casa es lo más cercano al proyecto de pera Vernet 1007 (p.e) (100 m). En materia de población, la más cercanas se encuentran en un rango aproximado de 2,000 m de distancia (Adolfo López Mateos).		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Dentro de la ZAR para este escenario, no existe Población, localidad o comunidad involucrada por su cercanía. Sólo una casa es lo más cercano al proyecto de pera Vernet 1007 (p.e) (100 m). En materia de población, la más cercanas se encuentran en un rango aproximado de 2,000 m de distancia (Adolfo López Mateos).		
			Amortiguamiento	Dentro de la ZA para este escenario, no existe Población, localidad o comunidad involucrada por su cercanía. Sólo una casa es lo más cercano al proyecto de pera Vernet 1007 (p.e) (100 m). En materia de población, la más cercanas se encuentran en un rango aproximado de 2,000 m de distancia (Adolfo López Mateos).		
	Medio Ambiente	Radiación	Alto Riesgo	Para este receptor, los efectos son mínimos, cualquiera de las direcciones de la pera, está rodeada de terrenos dedicados a la agricultura de temporada anual y a la ganadería, por lo cual predominan pastizales y matorrales comunes en este tipo de zonas. Para los escenarios de brote durante la perforación, es cuando estas zonas, se encontrarán más expuestas por las distancias de los radios resultantes.		
			Amortiguamiento	Para este receptor, los efectos son mínimos, cualquiera de las direcciones de la pera, está rodeada de terrenos dedicados a la agricultura de temporada anual y a la ganadería, por lo cual predominan pastizales y matorrales comunes en este tipo de zonas. Para los escenarios de brote durante la perforación, es cuando estas zonas, se encontrarán más expuestas por las distancias de los radios resultantes. Dentro de estas zonas, las infraestructuras expuestas también resulta ser el camino de acceso y la carretera vecinal encontrada al norte de la macropera.		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Para este receptor, los efectos son mínimos, cualquiera de las direcciones de la pera, está rodeada de terrenos dedicados a la agricultura de temporada anual y a la ganadería, por lo cual predominan pastizales y matorrales comunes en este tipo de zonas. Para los escenarios de brote durante la perforación, es cuando estas zonas, se encontrarán más expuestas por las distancias de los radios resultantes.		
			Amortiguamiento	Para este receptor, los efectos son mínimos, cualquiera de las direcciones de la pera, está rodeada de terrenos dedicados a la agricultura de temporada anual y a la ganadería, por lo cual predominan pastizales y matorrales comunes en este tipo de zonas. Para los escenarios de brote durante la perforación, es cuando estas zonas, se encontrarán más expuestas por las distancias de los radios resultantes. Dentro de estas zonas, las infraestructuras expuestas también resulta ser el camino de acceso y la carretera vecinal encontrada al norte de la macropera.		
	Personal	Radiación	Alto Riesgo	Por ser una actividad puntual y específica en la cual la participación del personal técnico y capacitado deben de estar <i>IN SITU</i> para que se realice la actividad objetivo y se cumpla con la perforación del pozo, el personal se verá expuesto a un evento de este tipo y su grado de exposición estará en función de las medidas aplicadas para reducir los efectos mayores.		
			Amortiguamiento	Por ser una actividad puntual y específica en la cual la participación del personal técnico y capacitado deben de estar <i>IN SITU</i> para que se realice la actividad objetivo y se cumpla con la perforación del pozo, el personal se verá expuesto a un evento de este tipo y su grado de exposición estará en función de las medidas aplicadas para reducir los efectos mayores.		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Por ser una actividad puntual y específica en la cual la participación del personal técnico y capacitado deben de estar <i>IN SITU</i> para que se realice la actividad objetivo y se cumpla con la perforación del pozo, el personal se verá expuesto a un evento de este tipo y su grado de exposición estará en función de las medidas aplicadas para reducir los efectos mayores.		
			Amortiguamiento	Por ser una actividad puntual y específica en la cual la participación del personal técnico y capacitado deben de estar <i>IN SITU</i> para que se realice la actividad objetivo y se cumpla con la perforación del pozo, el personal se verá expuesto a un evento de este tipo y su grado de exposición estará en función de las medidas aplicadas para reducir los efectos mayores.		
	Instalaciones / Producción	Radiación	Alto Riesgo	Como se observan en los diagramas de pétalos, los niveles de radiación que pueden llegar a dañar a las instalaciones ubicadas en cada una de las etapas, si alcanzan a involucrar a la infraestructura presente IN SITU. Durante la Perforación, los servicios y equipos auxiliares se ven expuestos a este tipo de evento.		
			Amortiguamiento	Como se observan en los diagramas de pétalos, los niveles de radiación que pueden llegar a dañar a las instalaciones ubicadas en cada una de las etapas, si alcanzan a involucrar a la infraestructura presente IN SITU. Durante la Perforación, los servicios y equipos auxiliares se ven expuestos a este tipo de evento.		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Como se observan en los diagramas de pétalos, los niveles de radiación que pueden llegar a dañar a las instalaciones ubicadas en cada una de las etapas, si alcanzan a involucrar a la infraestructura presente IN SITU. Durante la Perforación, los servicios y equipos auxiliares se ven expuestos a este tipo de evento.		
			Amortiguamiento	Como se observan en los diagramas de pétalos, los niveles de radiación que pueden llegar a dañar a las instalaciones ubicadas en cada una de las etapas, si alcanzan a involucrar a la infraestructura presente IN SITU. Durante la Perforación, los servicios y equipos auxiliares se ven expuestos a este tipo de evento.		



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL (ERA)

CONSTRUCCIÓN DE POZOS PETROLEROS E INFRAESTRUCTURA PARA EL
MANEJO SUPERFICIAL DE LA PRODUCCIÓN EN EL AREA CONTRACTUAL
CS01, CONTRATO CNH-R02-L03-CS-01/2017



En el **Anexo 10**, se integran los Diagramas de Pétalos correspondientes al alcance de los efectos de los escenarios, en lo que se visualizan lo descrito en la tabla anterior.

V.6.2. INTERACCIONES DE RIESGO

Con la finalidad de detectar la ubicación de equipos, instalaciones u otros elementos que conlleven a potencializar los escenarios identificados como críticos durante las actividades de perforación y terminación del pozo, a través de un efecto en cadena, se hace una revisión de todo aquello que se encuentra localizado dentro de las zonas de alto riesgo definidos por las simulaciones realizadas y que se representan en los respectivos diagramas de pétalos. Para sustentar debidamente la posibilidad de dañar o no la integridad de equipos o infraestructura dentro de los radios evaluados y que exista la posibilidad de un efecto dominó, es de importancia tener claros los niveles de radiación y sobrepresión que puedan causar daño a este tipo de infraestructura, como es el caso de Zonas de Alto Riesgo por daño a equipos que están determinadas por radiación térmica en rango de 12.5 kW/m² a 37.5 kW/m² y sobrepresión en el rango de 3 lb/in² a 10 lb/in². En el **Anexo 10**, se integran los Diagramas de pétalos que hacen referencia a estos niveles de radiación y de sobrepresión y los cuales nos señalan de manera clara que infraestructura es la que puede ser dañada o impactada por estar expuesta o estar dentro de los límites de estos niveles de afectación.

Para describir de manera práctica este apartado, en la siguiente tabla se señalarán los posibles equipos o Instalaciones industriales que potencialmente puedan ser afectadas al encontrarse en Zonas de Alto Riesgo por daño a equipos. De igual forma, se señalarán para los escenarios, las Salvaguardas (equipos, dispositivos, Sistemas de Seguridad y medidas preventivas) con el que contará VISTA OIL & GAS HOLDING II, S.A. DE C.V., las que considerará para mitigar y las medidas adicionales requeridas para la reducción de la probabilidad de ocurrencia de los Escenarios de Riesgo.

El mayor riesgo a la totalidad de la instalación, se da con el escenario número 1, que se refiere al brote durante la etapa de la Perforación y con la cual se expone en su totalidad las instalaciones ubicadas dentro de las instalaciones proyectadas.

En la tabla siguiente se describen tales interacciones con las instalaciones contiguas en el momento de que se presente el evento y en la etapa de actividades correspondientes.

V.6-2 Interacción de riesgo y descripción de los posibles receptores de riesgo.

CLAVE DEL ESCENARIO DE RIESGO	EQUIPO/SITIO DE LA PLANTA/km DEL DUCTO O RUTA DONDE SE PRESENTA LA FUGA SIMULADA	SUSTANCIA INVOLUCRADA EN EL ESCENARIO DE RIESGO	TIPO DE ZONA	TIPO DE EVENTO	RADIO DE LA AFECTACIÓN.	EQUIPOS O INSTALACIONES INDUSTRIALES PRESENTES EN EL RADIO DE AFECTACIÓN	DISTANCIAS DE LOS EQUIPOS O INSTALACIONES INDUSTRIALES AL PUNTO DE FUGA	DESCRIPCIÓN DE SALVAGUARDAS EXISTENTES	RECOMENDACIONES PARA IMPLEMENTAR
ETAPA DE PERFORACIÓN DE POZOS ER-P-PP-ACCS01-PC-01	Bocatoma del pozo en perforación	Aceite y gas	Alto riesgo en equipos	Radiación y Sobrepresión	ETAPA DE PERFORACIÓN De 84 m	Equipos auxiliares empleados durante la perforación: desde mástil, tanques, bombas, separadores de lodos, temblorinas, manifold, tuberías y otros Dentro de los más significativos, se enuncia los tanques de combustibles que se requieren para operar a los generadores, pero que, ante el posible volumen de la descarga del pozo descontrolado, este volumen es mínimo.	De 10 a 40 m	- Modelo de geológico y geopresiones del programa de Perforación. - Indicador de flujo en línea de flote - Indicador de nivel en presas de lodo. - Indicadores de presión en el pozo. - Indicadores de presión de la sarta. - Válvula de seguridad de bombas. - Fluido de perforación adecuado. - Unidades de cementación. - Unidad para operar preventores. - Columna hidrostática por el fluido de perforación. - Procedimiento de cierre de pozo. - BOP, Bomba Koomey, ensamble de estrangulación, Separador gas-lodo, quemador. - Programa de fluidos de perforación. - Buenas prácticas operativas de perforación y uso de los procedimientos de trabajo. - Mantenimiento preventivo a indicador de peso. - Tanque de viajes del equipo de perforación. - Equipo de control superficial. - Procedimientos operativos - Programas de capacitación - Sistemas de seguridad conformado - Procedimiento y mecanismos de vigilancia a los contratistas - Revisiones de seguridad de pre-arraque	GARANTIZAR: - Que se cuente cumpla con el programa de perforación y terminación del pozo. - Que se apege al Programa de perforación. - Que se cuente con: 1. Procedimiento de control de brotes 2. Programa de mantenimiento a los indicadores de presión de pozo 3. Programa de mantenimiento de los equipos de la cabina del perforador y sus equipos 4. Programa de mantenimiento al indicador de flujo en línea de flote 5. Programa de mantenimiento al tanque de viajes 6. Programa de mantenimiento de los componentes de la presa de lodo 7. 8. Programa de mantenimiento de los preventores 9. Programa de mantenimiento de la unidad hidráulica para operar preventores 10. Programa de mantenimiento y calibración a detectores de gas (H2S y gas combustible) 11. Programa de mantenimiento a la red contraincendios 12. Programa de mantenimiento preventivo y calibración a alarmas audibles y visibles 13. Programa de mantenimiento a las conexiones superficiales de control 14. Personal capacitado para la operación del equipo y perforación del pozo - Asegurarse que el personal operativo que tripula las instalaciones del equipo se encuentra capacitado en Primeros Auxilios y Contraincendios. - Se debe contar con botiquín de primeros auxilios, equipos de aire autónomo, estación de lavajos, y extintores portátiles. - Colocación de geomembrana en el área de la macropera. - Que se cuente con ERA (Equipo de respiración Autónoma) IN SITU

V.7. REPOSICIONAMIENTO DE ESCENARIOS DE RIESGO

Este apartado no se desarrolla debido a que no es aplicable de acuerdo a lo indicado en la **Guía para la elaboración del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos, apartado 3. Generalidades, inciso a).**

“Para elaborar el Estudio de Riesgo (ER) solamente usarán los apartados del capítulo 5, numerales 1, 2, 3, 4.1.2, 4.1.3, 4.1.4, 4.2, 5, 6, 8, 9 y 10...”

V.8 SISTEMAS DE SEGURIDAD Y MEDIDAS PARA ADMINISTRAR LOS ESCENARIOS DE RIESGO

V.8.1. SISTEMAS DE SEGURIDAD

De acuerdo a la Magnitud de los riesgos de los escenarios evaluados, de acuerdo a los criterios en materia de seguridad que tiene Vista Oil & Gas como requerimientos en materia de seguridad, de acuerdo a la naturaleza de la actividad resultante con mayor magnitud de riesgo: Perforación de pozos, y de acuerdo a los riesgos inherentes, se tienen contemplado implementar los siguientes sistemas y medidas de seguridad para reducir, mantener y/o controlar los riesgos residuales y los escenarios posibles a presentarse:

- Personal operador del equipo de hincado con la experiencia requerida. Procedimiento de hincado de conductor. Alineación y nivelación del equipo de hincado, Monitoreo continuo de niveles del conductor durante el hincado.
- Operador de grúa calificado. Cuadrilla operativa competente para izajes y maniobras. Procedimiento operativo para la instalación del diverter. Aplicación procedimientos críticos. Uso de llave para alto torque, para apriete óptimo de acuerdo a recomendaciones del fabricante. Prueba de hermeticidad.
- Ficha técnica de la válvula tipo H y bola colgadora. Verificar en superficie que la válvula tipo H es compatible con la bola colgadora. Certificado de calidad de la válvula tipo H.
- Diseño y selección correcta de UTF. Procedimiento para armado de equipo TF. Ficha técnica de la UTF. Certificado de inspección y prueba de la UTF
- Supervisión efectiva durante el proceso de hincado del conductor. Inspección y prueba del equipo en sitio previo al inicio del hincado.
- Sistema de control básico de procesos: Indicador de flujo en línea de flote, Indicador de nivel en presas de lodo, Indicadores de presión en el pozo, Indicadores de presión de la sarta, Válvula de seguridad de bombas.
- Personal capacitado y entrenado, Supervisión continua del operador: Fluido de perforación adecuado, Unidades de cementación, Unidad para operar preventores, Columna hidrostática por el fluido de perforación.

- Sistemas de protección mecánica a equipos, tuberías e instalaciones (inspección visual, detección de fugas o derrames, aplicación de recubrimiento en donde la integridad del material está expuesta, revisión de las condiciones de herramientas y materiales)
- Sistemas de cortes rápidos por descontrol de pozos (BOP_BlowOut Preventer- Válvulas preventoras de reventones), Bomba Koomey, ensamble de estrangulación, Separador gas-lodo.
- Sistema de tierra a equipos e instalaciones.
- Red contra incendios, que estará conformada principalmente por equipos portátiles colocados de manera estratégica para cualquier eventualidad mínima, para eventos mayores se implementará los sistemas de comunicación y de acción manifestada en el Plan de respuesta a emergencias.

V.8.2. MEDIDAS PREVENTIVAS

Con la intención de prevenir y mitigar escenarios de riesgos durante las actividades de Perforación de Pozos, en el Área Contractual (CS-01), tiene contemplado implementar las siguientes series de instrumentos, equipos y protocolos de seguridad para evitar y mitigar riesgos, y fortalecer las capacidades de seguridad:

Específicas operativas en la etapa de Perforación de Pozos:

- Cumplimiento de forma rigurosa el Modelo de geológico y de geopresiones del programa de perforación.
- Indicador de flujo en línea de flote.
- Indicador de nivel en presas de lodo.
- Indicadores de presión en el pozo.
- Indicadores de presión de la sarta.
- Válvula de seguridad de bombas.
- Fluido de perforación adecuado.
- Unidades de cementación.
- Unidad para operar preventores.
- Columna hidrostática por el fluido de perforación.
- Procedimiento de cierre de pozo.
- BOP, Bomba Koomey, ensamble de estrangulación, Separador gas-lodo, quemador.
- Programa de fluidos de perforación.
- Buenas prácticas operativas de perforación y uso de los procedimientos de trabajo.
- Mantenimiento preventivo a indicador de peso.
- Tanque de viajes del equipo de perforación.
- Equipo de control superficial.
- Sistema gas & fuego.

Específicas operativas en la etapa de Perforación de Pozos:

- Programas de mantenimiento preventivo a tuberías, válvulas, accesorios e instrumentación.
- Procedimientos operativos.
- Indicación de presión en campo PI en línea de descarga, con intervención del operador.
- Indicación de presión PI en cabezal de recolección.
- Indicador transmisor de presión PIT en árbol de válvulas de pozos.
- Válvula de seguridad SSV (válvula actuada) y SSSV (válvula de tormenta) en pozos.
- Inspección periódica del diámetro del estrangulador.
- Evaluación de la producción periódica con medición portátil y evaluación de yacimientos.
- Sistema de inyección de químicos: Desemulsificante y Dispersante de parafinas en sistema de separación.
- Cabezal de recolección clase de libraje sobre diseño.
- Programa de mantenimiento a válvula superficial SSV (válvula actuada).
- Inspección y mantenimiento de la válvula check.
- Monitoreo de las condiciones de operación del pozo.
- Control y aseguramiento de calidad en el suministro e instalación de materiales.
- Uso de detector multigas portátil personal.
- Procedimientos operativos.
- Plan de Respuesta a Emergencias (PRE).
- Sistema de respiración autónoma ERA.
- Equipo de Protección Personal Contra Incendio y para respuesta a emergencias.
- Extintores móviles/portátiles.
- Unidad móvil contra incendio.
- Ambulancia.
- Sistema de control de trabajos con riesgo.
- Barreras físicas.
- Recorridos de seguridad física.
- Control de acceso a la instalación.

Específicas operativas en la etapa de Líneas de Inyección de Agua Congénita:

- Diseño adecuado de acuerdo a la normatividad aplicable
- Control y aseguramiento de calidad
- Procedimientos operativos para aislamiento.
- Programas de mantenimiento e inspección a tuberías.

- Plan de Respuesta a Emergencias por Incidentes.
- Kit antiderrame
- Instalación de grapas-camisas pernadas
- Señalamientos preventivos sobre el derecho de vía
- Inyección de inhibidor de corrosión.
- Protección catódica.
- Monitoreo de medición de producción diaria.

Generales:

- Diseño del pozo: Modelo de geológico y geopresiones del programa de perforación, Programa de fluidos de perforación.
- Aplicación de las Mejores prácticas y estándares.
- Aplicación de Buenas prácticas de mantenimiento: Programa de mantenimiento a los indicadores de presión de pozo, Programa de mantenimiento de los equipos de la cabina del perforador y sus equipos, Programa de mantenimiento al indicador de flujo en línea de flote, Programa de mantenimiento al tanque de viajes, Programa de mantenimiento de los componentes de la presa de lodo, Programa de mantenimiento de los preventores, Programa de mantenimiento de la unidad hidráulica para operar preventores, Programa de mantenimiento y calibración a detectores de gas (H_2S y gas combustible), Programa de mantenimiento a la red contraincendios, Programa de mantenimiento preventivo y calibración a alarmas audibles y visibles, Programa de mantenimiento a las conexiones superficiales de control, Mantenimiento preventivo a indicador de peso.
- Vista Oil & Gas, realizará sus actividades en base a los procedimientos operativos, cumpliendo en todo momento con la normatividad vigente de la Política del Sistema de Administración de Riesgos establecida.
- Se implementarán procedimientos para la identificación de peligros en las actividades a realizar, con la finalidad de prever medidas que coadyuven a reducir la presencia de actos y condiciones inseguros.
- Vista Oil & Gas cuenta con el sistema de administración de seguridad y protección ambiental, que regulará y medirá la administración de la implementación de los métodos para el control de desviaciones operativas durante la evaluación y producción esperado del campo.

V.8.3 RECOMENDACIONES TÉCNICO-OPERATIVAS

Para los escenarios evaluados en el presente Análisis de Riesgo, y que fueron identificados a través de la metodología ¿Qué pasa sí? Y Hazop, en la siguiente Tabla se indican las recomendaciones Técnicas-Operativas resultantes, con la finalidad de contemplarlos y atenderlos, para fortalecer la administración de los riesgos existentes.

Tabla V.8-1 Recomendaciones de la identificación de peligros y evaluación de riesgos.

No.	RECOMENDACIÓN	IDENTIFICACIÓN DEL NODO, SISTEMA o km	ELEMENTO DEL SASISOPA ASOCIADO A LA RECOMENDACIÓN	ESCENARIO DE RIESGO		RESPONSABLE	NIVEL DE RIESGO
				No.	DESCRIPCIÓN		
R1	Garantizar que se cuente con Procedimiento de control de brotes	Perforación de Pozos: Etapa de TR de 7"	Elemento VII. Mejores Prácticas y Estándares.	QPS 21, 23, 28, 31, 40, 45, 50, 53,67, 69, 70, 72, 73, 75	Descontrol de pozo con presencia de Influjo / Brote.	VISTA OIL & GAS	16/A
R2	Garantizar que se cuente con Programa de mantenimiento de los preventores.	Perforación de Pozos: Etapa de TR de 7"	Elemento VII. Mejores Prácticas y Estándares.	QPS 21, 23, 28, 31, 40, 45, 50, 53,67, 69, 70, 72, 73, 75	Descontrol de pozo con presencia de Influjo / Brote.	VISTA OIL & GAS	16/A
R3	Garantizar que se cuente con Programa de mantenimiento y calibración a detectores de gas (H2S y gas combustible)	Perforación de Pozos: Etapa de TR de 7"	Elemento VII. Mejores Prácticas y Estándares.	QPS 21, 23, 28, 31, 40, 45, 50, 53,67, 69, 70, 72, 73, 75	Descontrol de pozo con presencia de Influjo / Brote.	VISTA OIL & GAS	16/A
R4	Garantizar que se cuente con Programa de mantenimiento preventivo y calibración a alarmas audibles y visibles.	Perforación de Pozos: Etapa de TR de 7"	Elemento VII. Mejores Prácticas y Estándares.	QPS 21, 23, 28, 31, 40, 45, 50, 53,67, 69, 70, 72, 73, 75	Descontrol de pozo con presencia de Influjo / Brote.	VISTA OIL & GAS	16/A
R5	Garantizar que se cuente con Programa de mantenimiento a las conexiones superficiales de de control	Perforación de Pozos: Etapa de TR de 7"	Elemento VII. Mejores Prácticas y Estándares.	QPS 21, 23, 28, 31, 40, 45, 50, 53,67, 69, 70, 72, 73, 75	Descontrol de pozo con presencia de Influjo / Brote.	VISTA OIL & GAS	16/A
R6	Garantizar que se cuente con Programa de mantenimiento preventivo y calibración a alarmas audibles y visibles.	Perforación de Pozos: Etapa de TR de 7"	Elemento VII. Mejores Prácticas y Estándares.	QPS 21, 23, 28, 31, 40, 45, 50, 53,67, 69, 70, 72, 73, 75	Descontrol de pozo con presencia de Influjo / Brote.	VISTA OIL & GAS	16/A



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL (ERA)

CONSTRUCCIÓN DE POZOS PETROLEROS E INFRAESTRUCTURA PARA EL
MANEJO SUPERFICIAL DE LA PRODUCCIÓN EN EL AREA CONTRACTUAL
CS01, CONTRATO CNH-R02-L03-CS-01/2017



No.	RECOMENDACIÓN	IDENTIFICACIÓN DEL NODO, SISTEMA o km	ELEMENTO DEL SASISOPA ASOCIADO A LA RECOMENDACIÓN	ESCENARIO DE RIESGO		RESPONSABLE	NIVEL DE RIESGO
				No.	DESCRIPCIÓN		
R7	Contar con el personal certificado en cada una de las áreas de trabajo	Líneas de descarga proveniente de pozos	Elemento VII. Mejores Prácticas y Estándares.	HazOp 1.6.4	Derrame de hidrocarburos por golpe externo por alguna maniobra realizada	VISTA OIL & GAS	16/A
R8	Mantener supervisión de la ejecución de cada actividad simultanea que se realice garantizando la integridad del personal, población, ambiente e instalaciones	Líneas de descarga proveniente de pozos	Elemento VII. Mejores Prácticas y Estándares.	HazOp 1.6.4	Derrame de hidrocarburos por golpe externo por alguna maniobra realizada	VISTA OIL & GAS	16/A
R9	Garantizar el cumplimiento de las medidas preventivas ambientales (salvaguardas), durante toda la ejecución del proyecto.	Líneas de inyección de agua congénita	Elemento VII. Mejores Prácticas y Estándares.	QPS LIA 1, 2, 3, 4	Derrame de agua congénita por Defectos de fabricación, Corrosión o erosión en líneas, Golpe externo o Vandalismo.	VISTA OIL & GAS	12/M
R10	Implementar programas para el mantenimiento de la protección anticorrosiva en ductos, recipientes, líneas y válvulas para evitar la corrosión, desprendimiento de pintura o del recubrimiento.	Líneas de inyección de agua congénita	Elemento VII. Mejores Prácticas y Estándares.	QPS LIA 1, 2, 3, 4	Derrame de agua congénita por Defectos de fabricación, Corrosión o erosión en líneas, Golpe externo o Vandalismo.	VISTA OIL & GAS	12/M

Aunado a lo anterior, Vista Oil & Gas en la tabla siguiente, establece un programa para la implementación y seguimiento de las recomendaciones derivadas del Análisis de Riesgo. Por el tipo de actividad y premura a lo requerido, las recomendaciones señaladas, deberán ser implementadas de manera inmediata, ya que la naturaleza de las actividades, así lo amerita.

Tabla V.8-2 Programa para la implementación de las recomendaciones.

ESCENARIO DE RIESGO	RECOMENDACIONES POR IMPLEMENTAR				FECHA O PERIODO DE IMPLEMENTACIÓN
	No.	NIVEL DE RIESGO	RECOMENDACIÓN	RESPONSABLE	
Descontrol de pozo con presencia de Influjo / Brote.	QPS 21, 23, 28, 31, 40, 45, 50, 53,67, 69, 70, 72, 73, 75	16/A	Garantizar que se cuente con Procedimiento de control de brotes	VISTA OIL & GAS	INMEDIATA Y PREVIA AL INICIO DE LAS ACTIVIDADES
Descontrol de pozo con presencia de Influjo / Brote.	QPS 21, 23, 28, 31, 40, 45, 50, 53,67, 69, 70, 72, 73, 75	16/A	Garantizar que se cuente con Programa de mantenimiento de los preventores.	VISTA OIL & GAS	INMEDIATA Y PREVIA AL INICIO DE LAS ACTIVIDADES
Descontrol de pozo con presencia de Influjo / Brote.	QPS 21, 23, 28, 31, 40, 45, 50, 53,67, 69, 70, 72, 73, 75	16/A	Garantizar que se cuente con Programa de mantenimiento y calibración a detectores de gas (H2S y gas combustible)	VISTA OIL & GAS	INMEDIATA Y PREVIA AL INICIO DE LAS ACTIVIDADES
Descontrol de pozo con presencia de Influjo / Brote.	QPS 21, 23, 28, 31, 40, 45, 50, 53,67, 69, 70, 72, 73, 75	16/A	Garantizar que se cuente con Programa de mantenimiento preventivo y calibración a alarmas audibles y visibles.	VISTA OIL & GAS	INMEDIATA Y PREVIA AL INICIO DE LAS ACTIVIDADES
Descontrol de pozo con presencia de Influjo / Brote.	QPS 21, 23, 28, 31, 40, 45, 50, 53,67, 69, 70, 72, 73, 75	16/A	Garantizar que se cuente con Programa de mantenimiento a las conexiones superficiales de de control	VISTA OIL & GAS	INMEDIATA Y PREVIA AL INICIO DE LAS ACTIVIDADES
Descontrol de pozo con presencia de Influjo / Brote.	QPS 21, 23, 28, 31, 40, 45, 50, 53,67, 69, 70, 72, 73, 75	16/A	Garantizar que se cuente con Programa de mantenimiento preventivo y calibración a alarmas audibles y visibles.	VISTA OIL & GAS	INMEDIATA Y PREVIA AL INICIO DE LAS ACTIVIDADES
Derrame de hidrocarburos por golpe externo por alguna maniobra realizada	HazOp 1.6.4	16/A	Contar con el personal certificado en cada una de las áreas de trabajo	VISTA OIL & GAS	INMEDIATA Y PREVIA AL INICIO DE LAS ACTIVIDADES
Derrame de hidrocarburos por golpe externo por alguna maniobra realizada	HazOp 1.6.4	16/A	Mantener supervisión de la ejecución de cada actividad simultanea que se realice garantizando la integridad del personal, población, ambiente e instalaciones	VISTA OIL & GAS	INMEDIATA Y PREVIA AL INICIO DE LAS ACTIVIDADES
Derrame de agua congénita por Defectos de fabricación, Corrosión o erosión en líneas, Golpe externo o Vandalismo.	QPS LIA 1, 2, 3, 4	12/M	Garantizar el cumplimiento de las medidas preventivas ambientales (salvaguardas), durante toda la ejecución del proyecto.	VISTA OIL & GAS	INMEDIATA Y PREVIA AL INICIO DE LAS ACTIVIDADES
Derrame de agua congénita por Defectos de fabricación, Corrosión o erosión en líneas, Golpe externo o Vandalismo.	QPS LIA 1, 2, 3, 4	12/M	Implementar programas para el mantenimiento de la protección anticorrosiva en ductos, recipientes, líneas y válvulas para evitar la corrosión, desprendimiento de pintura o del recubrimiento.	VISTA OIL & GAS	INMEDIATA Y PREVIA AL INICIO DE LAS ACTIVIDADES

Aunado a lo anterior, se recomiendan los siguientes puntos como sumatoria a las medidas ya planteadas y de carácter general para la adecuada Perforación de pozos.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL (ERA)

CONSTRUCCIÓN DE POZOS PETROLEROS E INFRAESTRUCTURA PARA EL
MANEJO SUPERFICIAL DE LA PRODUCCIÓN EN EL AREA CONTRACTUAL
CS01, CONTRATO CNH-R02-L03-CS-01/2017



- Difundir el presente Análisis de Riesgo de Procesos a todo el personal responsable de las operaciones y mantenimiento de Vista Oil & Gas, así como sus salvaguardas y recomendaciones.
- Considerar los escenarios de riesgo identificados en el presente estudio dentro del Plan de Respuesta a Emergencia y el Plan de Contingencia Ambiental del Proyecto de Perforación de pozos de Vista oil & Gas en el Área Contractual (CS-01), como se describe en el siguiente listado:
 - Brote y Descontrol de pozo en la etapa de perforación de pozos.
- Realizar la asignación de responsabilidades durante las actividades proyectadas en las que se involucre equipos y/o actividades en las que participa Vista Oil & Gas y Compañías Prestadoras de Servicios: Perforación y servicios auxiliares. Fluido de Control (Peso del Lodo), Densidad equivalente de Circulación (ECD), Válvula de Contra Presión (VCP), Tubería, Zapata, Cementación, Conjunto de Preventores (BOP'S), Desviador de Flujo, Conexiones superficiales (Línea primaria y Secundaria), Árbol de Estrangulación, Aparejo de producción, Tapón de Cemento.
- Garantizar antes de entrar a la etapa objetivo que las salvaguardas (barreras primarias y secundarias activas y pasivas) estén disponibles para disminuir o prevenir la ocurrencia de incidentes de descontrol de pozo.
- Durante los viajes respetar la velocidad de introducción para evitar inducir una pérdida o un brote y monitorear el nivel del fluido en el tanque de viajes para determinar cualquier variación en el nivel del mismo y poder tomar las decisiones pertinentes.
- Establecer el tiempo adecuado para el mantenimiento de las BOP durante la actividad de Perforación.

V.9 CONCLUSIONES

El presente estudio de riesgo, es un apego al cumplimiento normativo y de política interna de Vista Oil & Gas a las actividades que actualmente está realizando en el Área contractual 9 (CS-01). El objetivo es realizar actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, tal y como se establece en el Contrato, CNH-R02-L03-CS-01-2017 suscrito en conjunto con la Comisión Nacional e Hidrocarburos.

Vista Oil & Gas busca dar a conocer el análisis minucioso llevado a cabo en su proceso de Perforación de Pozos, Construcción de Líneas de Descarga y Construcción de Líneas de Inyección de Agua Congénita entre otros, con la finalidad de ser transparente en las actividades a realizar y ser de manifiesto la tarea en el ámbito de la administración de la seguridad operativa contemplada para identificar, evaluar y controlar cualquier evento no deseado posible a presentarse.

Para llevar a cabo la identificación de los peligros en este tipo de actividades, se hizo uso de metodologías congruentes y aplicables. Los ejercicios llevados a cabo en conjunto con el grupo multidisciplinario de Vista Oil & Gas, fueron ¿Qué pasa si? (What If?) a la actividad de Perforación de Pozos y Líneas de Inyección de Agua Congénita y HazOp a las Líneas de Descarga de Pozos.

Durante el análisis de las desviaciones identificadas en la aplicación de las metodologías de identificación de peligros, fue la presencia de un BROTE debido a un descontrol del pozo por error humano, por no cumplimiento de actividades apegadas al programa de Perforación, por subestimar las presiones internas del yacimiento, por alteraciones en las densidades del lodo de perforación y otras causas.

Importante mencionar al tocar estos puntos, que las metodologías tienen la intención de realizar lluvias de ideas de desviaciones operativas sin considerar salvaguardas algunas, con la finalidad de que en un paso posterior, al señalar estas protecciones, se puedan cotejar y verificar si alguna desviación enunciada se queda sin ninguna protección indicada y con ello enfocarse a la búsqueda de prevenir o mitigar cualquiera de las desviaciones sin protecciones algunas, si es que tal escenario fuera el caso.

Ante tales resultados de las metodologías aplicadas, para medir las protecciones internas y externas con las que cuenta o contará Vista Oil & Gas cuando las actividades se estén realizando, el escenario de BROTE de gas y aceite se sometió a una evaluación cuantitativa mediante una simulación con la herramienta PHAST en su versión 7.11, cuyos resultados en su mayor proporción de afectación se manifiestan sobre los terrenos aledaños a la macropera y las cuales están completamente cubiertos por pastizales y matorrales debido a las actividades antropogénicas que se practican en la zona, como es el caso de la agricultura y la ganadería.

Bajo este contexto de peligros identificados, recobra suma importancia las medidas que Vista Oil & Gas tiene establecido en su sistema de administración de la seguridad, así como las que considera implementar para reducir al mínimo y mantener controlado el riesgo residual resultante.

El nivel de riesgo **inherente** (sin considerar las protecciones y controles existente) identificado por las metodologías aplicadas a la desviación más crítica es la de **Riesgo Alto (NO TOLERABLE)**, según el procedimiento de Identificación de peligros establecidos en el sistema de administración. El nivel de riesgo **operativo** (considerando las protecciones y controles existente) identificado por las metodologías aplicadas a la desviación más crítica es la de **Riesgo Medio (ALARP)**,

Tomando como parte-aguas lo anterior, para tener actividades e instalaciones seguras, en primer lugar, Vista Oil & Gas tienen implementado el Sistema de administración de Seguridad Operativa, Seguridad Industrial y Protección al Ambiente, la cual rige como protocolo cualquier actividad que se lleva a cabo en el Área contractual para administrar, controlar y registrar actividades que puedan generar indicios de peligros a la población, al personal, al ambiente, las instalaciones y a la producción.

En materia de seguridad operativa, el diseño del Programa de Perforación y actividades asociadas, avalado por los Modelos de geológicos y geopresiones, respectivos, está completamente desarrollado para su ejecución.

En cuanto al cuidado de la operación de los equipos auxiliares durante la perforación, los sistemas básicos de control están compuestas por:

- Indicador de flujo en línea de flote
- Indicador de nivel en presas de lodo.
- Indicadores de presión en el pozo.
- Indicadores de presión de la sarta.
- Válvula de seguridad de bombas.
- Fluido de perforación adecuado.
- Unidades de cementación.
- Unidad para operar preventores.
- Columna hidrostática por el fluido de perforación.
- Procedimiento de cierre de pozo.
- BOP, Bomba Koomey, ensamble de estrangulación, Separador gas-lodo, quemador.
- Programa de fluidos de perforación.
- Buenas prácticas operativas de perforación y uso de los procedimientos de trabajo.
- Mantenimiento preventivo a indicador de peso.
- Tanque de viajes del equipo de perforación.
- Equipo de control superficial.
- Sistema gas & fuego.
- Sensores de CO₂ y H₂S a través de la Unida de Registro de Hidrocarburos (URH).
- Monitoreo durante todo el periodo de perforación por la URH.

- Programas de mantenimiento de equipos y tuberías.
- Recorridos físicos del personal de operaciones de forma constante.
- Registro de las condiciones operativas y de producción diarias.
- Programas de capacitación al personal de Vista Oil & Gas.
- Personal con el perfil adecuado para las actividades de Perforación
- Aplicación del Sistema de Administración de Riesgos a contratistas.

En la índole administrativa, la gestión en el entrenamiento y capacitación del personal operativo, así como, la validación de su experiencia en el ámbito petrolero es de suma importancia para prever condiciones y actos inseguros durante las actividades. Esto incluye la difusión previa de los procedimientos operativos que el personal debe tener como conocimiento previo para abatir los errores humanos dentro de las labores diarias de las actividades proyectadas.

Considerando los radios de afectación resultantes y las medidas de difusión a implementar, se contempla reforzar las medidas de atención y de reacción para informar a la población “cercana” a las instalaciones y poder realizar las actividades de evacuación de la mejor manera y en el menor tiempo posible, el cual implica también, establecer programa de simulacro pertinente con el alcance necesario para evitar daños a la población, como prevención y buena práctica.

Todas estas medidas con las que cuenta Vista Oil & Gas y el personal involucrado en el desarrollo de las actividades, hacen que las actividades de las instalaciones proyectadas, sea **social y ambientalmente responsable** con el entorno en el que se encuentra y lo hace viable en su inclusión dentro de la zona donde se encontrará ubicada. En materia de seguridad, cuenta con todas las medidas necesarias para identificar, medir, evaluar y controlar cualquier desviación operativa que el proceso de perforación y terminación genere.

Vista Oil & Gas, contempla de igual manera, cumplir con las recomendaciones resultantes e implementarla en el momento adecuado para prevenir y/o mitigar cualquier desviación u operación anormal en las actividades de mantenimiento.

Por todo lo manifestado en cuestión de integración al medio, de medidas predictivas, preventivas y correctivas, de la aplicación de normativas de diseño internacional y buenas prácticas, así como del estatus ambiental actual, ***se concluye en el presente Análisis de Riesgo, que las actividades a realizar para el Proyecto de Perforación de Pozos e instalaciones relacionadas en el Área Contractual 9 (CS-01) son completamente viables desde el punto de vista ambiental, social y de seguridad al personal, la población, el ambiente y la instalación involucrada en cada una de las actividades a desarrollar.***

V.10 RESUMEN EJECUTIVO

En el **Anexo 11**, se integra resumen ejecutivo del presente Análisis de Riesgo, así como el informe técnico del estudio.

VI. ANÁLISIS DE CAPAS DE PROTECCIÓN (LOPA)

No se requirió análisis LOPA en el presente análisis de riesgo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- 1 Guidance on Risk Assessment for Offshore Installations, Health and Safety Executive, Offshore Information Sheet No. 3/2006
- 2 International Organization for Standardization. ISO 31000:2018, Risk Management - Principles and guides (Gestión de Riesgos - Principios y Guías), 2018.
- 3 International Organization for Standardization. ISO 17776:2016, Petroleum and natural gas industries -- Offshore production installations -- Guidelines on tools and techniques for hazard identification and risk assessment, Edición 2, diciembre 2016.
- 4 International Electrotechnical Commission. IEC 61511-1:2016, Functional safety - Safety instrumented systems for the process industry sector - Part 1: Framework, definitions, system, hardware and application programming requirements, Edición 2.0, febrero 2016.
- 5 International Electrotechnical Commission. IEC 61511-2:2016, Functional safety - Safety instrumented systems for the process industry sector - Part 2: Guidelines for the application of IEC 61511-1:2016, Edición 2.0, julio 2016.
- 6 International Electrotechnical Commission. IEC 61511-3:2016, Functional safety - Safety instrumented systems for the process industry sector - Part 3: Guidance for the determination of the required safety integrity levels, Edición 2.0, julio 2016.
- 7 International Electrotechnical Commission, IEC 61508-1:2010, Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety-related systems - Part 1: General requirements, Edición 2.0, abril 2010.
- 8 International Electrotechnical Commission. IEC 61508-2:2010, Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety-related systems - Part 2: Requirements for electrical/electronic/programmable electronic safety-related systems, Edición 2.0, abril 2010.
- 9 International Electrotechnical Commission. IEC 61508-3:2010, Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety-related systems - Part 3: Software requirements, Edición 2.0, abril 2010.
- 10 International Electrotechnical Commission. IEC 61508-4:2010, Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety-related systems - Part 4: Definitions and abbreviations, Edición 2.0, abril 2010.
- 11 International Electrotechnical Commission. IEC 61508-5:2010, Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety-related systems - Part 5: Examples of methods for the determination of safety integrity levels, Edición 2.0, abril 2010.
- 12 International Electrotechnical Commission. IEC 61508-6:2010, Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety-related systems - Part 6: Guidelines on the application of IEC 61508-2 and IEC 61508-3, Edición 2.0, abril 2010.
- 13 International Electrotechnical Commission. IEC 61508-7:2010, Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety-related systems - Part 7: Overview of techniques and measures, Edición 2.0, abril 2010.
- 14 Health and Safety Executive. REVIEW OF HAZARD IDENTIFICATION TECHNIQUES, HSL/2005/58.
- 15 NORSOK, Standard Z-013, Risk and Emergency Preparedness Assessment, Edición 3, octubre 2010, Norway.
- 16 Kolluru, K., et. al. 1998. Manual de evaluación y administración de riesgo. Mc. Graw Hill. New York.

- 17 Rhyne, W. R. 1994. Hazardous Materials Transportation Risk Analysis. Van Nostrand Reinhold. New York.
- 18 Storch de Gracia, J. M. 1998. Manual de seguridad industrial en plantas químicas petroleras fundamento, evaluación del riesgo y diseño. Vols. I, II. Mc. Graw Hill. Madrid.
- 19 Casal, Joaquín, et. al. 2001. Análisis de riesgo en instalaciones industriales. Alfaomega. Barcelona.
- 20 Federal Emergency Management Agency, U.S. Department of Transport, U.S. Environmental Protection Agency. Handbook of Chemical Hazard Analysis Procedures. Washington, DC.
- 21 Muhlbauer, W. K. Pipeline Risk Management Manual. Gulf Publishing Company. Texas, tercera edición, 2004.
- 22 Guidelines for Chemical Transportation Safety, Security, and Risk Management, Center for Chemical Process Safety of the American Institute of Chemical Engineers and John Wiley & Sons, Inc., segunda edición, 2008.