



INFORME PREVENTIVO PARA ACTIVIDADES DEL SECTOR HIDROCARBUROS

**“PERFORACIÓN DE LOS POZOS VERNET 1004 Y VERNET
1005, EN EL ÁREA CONTRACTUAL 9 CS-01”**



Contenido

I.	DATOS GENERALES DEL PROYECTO, DEL PROMOVENTE Y DEL RESPONSABLE DEL ESTUDIO.	7
I.1.	Nombre del Proyecto	7
I.1.1	Ubicación del proyecto	7
I.1.1.1	Macrolocalización del Área Contractual 9 CS-01	8
I.1.1.2	Microlocalización de peras y caminos en el Área Contractual 9 CS-01 objetos del proyecto	9
I.1.2	Superficie total de predio y del proyecto.	14
I.1.3.	Inversión requerida	15
I.1.4.	Número de empleos directos e indirectos generados por el desarrollo del proyecto	15
I.1.5	Duración total o parcial del Proyecto	15
I.2	Promovente.	16
I.2.1	Registro Federal de Contribuyentes de la Empresa Promovente.	16
I.2.2	Nombre y cargo del representante legal.	16
I.2.3	Dirección del promovente para recibir u oír notificaciones.	16
I.3	Responsable del Informe Preventivo.	16
II.	REFERENCIAS, SEGÚN CORRESPONDA, AL O LOS SUPUESTOS DEL ARTÍCULO 31 DE LA LEY GENERAL DEL EQUILIBRIO ECOLÓGICO Y LA PROTECCIÓN AL AMBIENTE.	17
II.1	Normas Oficiales Mexicanas u otras disposiciones que regulen las emisiones, las descargas o el aprovechamiento de recursos naturales y en general, todos los impactos ambientales relevantes que puedan producir la actividad	17
II.2	Las obras y/o actividades estén expresamente previstas por un plan parcial de desarrollo urbano o de ordenamiento ecológico que haya sido evaluado por esta Secretaría.	37
II.3	Si la obra o actividad está prevista en un parque industrial que haya sido evaluado por esta Secretaría.	64
III.	ASPECTOS TÉCNICOS AMBIENTALES.	64
III.1	Descripción general de la obra o actividad proyectada	64
III.2	Identificación de las sustancias o productos que van a emplearse y que podrían provocar un impacto al ambiente, así como sus características físicas y químicas.	137
III.3	Identificación y estimación de las emisiones, descargas y residuos cuya generación se prevea, así como medidas de control que se pretendan llevar a cabo. Identificación y estimación de las emisiones.	138

III.4 Descripción del ambiente y, en su caso, la identificación de otras fuentes de emisión de contaminantes existentes en el área de influencia del proyecto.	141
III.5 Identificación de los impactos ambientales significativos o relevantes y determinación de las acciones y medidas para su prevención y mitigación	177
III.6 Planos de pera del área en la que se pretende realizar el proyecto.	189
III.7 Condiciones adicionales	190
IV Conclusiones	191
V. Anexos	192
VI Bibliografía.	193

Índice de tablas

Tabla 1. Coordenadas del polígono del Área Contractual 9 CS-01	8
Tabla 2. Coordenadas de infraestructura a desarrollar pera y pozo Vernet 1004 y camino de acceso a la pera Vernet 1004.	10
Tabla 3. Coordenadas de infraestructura a desarrollar pera y pozo Vernet 1005.	12
Tabla 4. Descripción de obras de proyecto	15
Tabla 5. Duración total del proyecto de acuerdo con las etapas de desarrollo del proyecto	15
Tabla 6. Vinculación del proyecto con los instrumentos regulatorios aplicables	17
Tabla 7. DACG aplicables a las actividades del proyecto	29
Tabla 8. Unidad Ambiental Biofísica (UAB) que inciden con el Área contractual 9 CS 01 y desarrollo del Proyecto.	47
Tabla 9. Vinculación de la Unidad Ambiental Biofísica (UAB) 135 con el Área contractual CS 09 y desarrollo del proyecto.	48
Tabla 10. Unidad de Gestión Ambiental (UGA) 76 que incide con el Área contractual 9 CS 01 y desarrollo del proyecto.	52
Tabla 11. Vinculación de las acciones específicas de criterios aplicables de la UGA XX del POEMyRGMMyMC incide con el Área contractual CS 09 y desarrollo del proyecto.	52
Tabla 12. Criterios de Regulación ecológica aplicables a la UGA MAC-RES-02	62
Tabla 13. Descripción de la UGA MAC-RES-02	63
Tabla 14. Características de los pozos nuevos considerados en el proyecto	66
Tabla 15. Uso de suelo en la infraestructura del proyecto	68
Tabla 16. Superficie de los usos de suelo presente en el área de influencia del área contractual.	69
Tabla 17. Programa de Trabajo	70
Tabla 18. Grado mínimo de compactación	73
Tabla 19. Listado de maquinaria, equipo y personal involucrado en la rehabilitación y construcción de caminos de acceso y peras.	75
Tabla 20. Grado mínimo de compactación	77
Tabla 21. Materiales que pueden ser compactados	78
Tabla 22. Presión de poro estimada para los pozos objetivo	82

Tabla 23. Gradiente de Fractura estimado para los pozos objetivo	82
Tabla 24. Temperaturas esperadas en los pozos Vernet.	86
Tabla 25. Matriz de análisis de riesgos operativos.....	90
Tabla 26. Programa de fluidos de perforación.....	91
Tabla 27. Formulación del lodo de perforación para la sección superficial.....	92
Tabla 28. Formulación del lodo de perforación para la sección de producción	92
Tabla 29. Sección Superficial 12-1/4" x 9-5/8" (y sección 8-3/4" x 7" en caso de contingencia).....	94
Tabla 30. Sección de producción: 8-3/4" x 7".....	94
Tabla 31. Plan de adquisición de información del pozo.....	95
Tabla 32. Programa de prueba de preventores.....	97
Tabla 33. Presiones de prueba.	97
Tabla 34. Presiones de pruebas de la tubería de producción o de prueba de pozo.....	100
Tabla 35. Especificaciones del equipo de perforación a utilizar.....	104
Tabla 36. Sección "Superficial" de 12-1/4" X 9-5/8" (CWD).....	109
Tabla 37. Sección de Producción de 8-3/4" X 7".	113
Tabla 38. Operaciones de Reparación Mayor	132
Tabla 39. Sustancias/productos químicos a emplearse en la ejecución del Proyecto.....	137
Tabla 40. Identificación y estimación de los residuos para el presente proyecto.	139
Tabla 41. Características de los diferentes tipos de clima de Tabasco.....	145
Tabla 42. Temperatura promedio mensual	148
Tabla 44. Precipitaciones máximas y normales en la zona	149
Tabla 44. Características de la Cuenca hídrica donde se ubica el proyecto.....	151
Tabla 45. Listado de especies vegetales observadas en la zona de desarrollo del proyecto.....	164
Tabla 46. Listado de vegetación arbórea presente en el área de proyecto.....	166
Tabla 47. Listado de especies faunísticas reportadas u observadas en la zona de desarrollo del proyecto	173
Tabla 48. Indicadores de impacto	177
Tabla 49. Matrices de evaluación de Impactos Ambientales de Caminos, Peras y Pozos	182
Tabla 50. Identificación y caracterización de los impactos de Caminos, Peras y Pozos	184
Tabla 51. Medidas de Mitigación para las etapas de Preparación de sitio, Construcción Operación y mantenimiento caminos, peras y pozos	187
Tabla 52. Programa de seguimiento de medidas de Mitigación para las etapas de Operación y mantenimiento	189

Índice de figuras

Figura 1. Macrolocalización del Área Contractual 9 CS-01.....	9
Figura 2. Ubicación de la pera, camino de acceso y pozo Vernet 1004	10
Figura 3. Ubicación de la pera, camino de acceso y pozo Vernet 1005	13
Figura 4. Ubicación de la Unidad Ambiental Biofísica con la que incide el con el Área contractual CS 09 y desarrollo del proyecto	47

Figura 5. Unidades de Gestión Ambiental (UGA) del Municipio de Macuspana conforme al POERET.....	62
Figura 6. Uso de suelo y Vegetación.....	68
Figura 7. Derecho de vía de caminos de acceso.....	72
Figura 8. Esquema preliminar del contrapozo	79
Figura 9. Perfil de densidades, pozos de correlación	82
Figura 10. Gradiente de Fractura en g/cc (azul), Presión de Poro en g/cc (gris) y presión de colapso en g/cc (anaranjado).	83
Figura 11. Ventana operacional esperada para el escenario con presión de poro hidrostática. Gradiente de Fractura en g/cc (azul), Presión de Poro en g/cc (gris) y presión de colapso en g/cc.	83
Figura 12. Ventana operacional esperada para el escenario con presión de poro hidrostática. Gradiente de Fractura en g/cc [azul], Presión de Poro en g/cc [gris] y presión de colapso en g/cc.	84
Figura 13. Ventana operacional esperada para el escenario con presión de poro hidrostática. Gradiente de Fractura en g/cc (azul), Presión de Poro en g/cc (gris) y presión de colapso en g/cc.	85
Figura 14. Gradientes de temperatura esperado, en base a los pozos de correlación.....	86
Figura 15. Plan de Registro y trayectoria del pozo.	86
Figura 16. Estados Mecánicos de los pozos a perforar.	87
Figura 17. Diagrama del cabezal para los pozos.....	99
Figura 18. Esquema de Terminación de acuerdo con diseño sin contingencia	100
Figura 19. Esquema del conjunto de preventores, con medidas y características del equipamiento.....	105
Figura 20. Esquema con posición y medidas de los componentes del equipo de perforación	105
Figura 21. Curva de avance planificada para el proyecto pozo.....	106
Figura 22. Diseño de bajantes	113
Figura 23. Listado de materiales para Bajante o Puente de Producción.	114
Figura 24. BOP y Tee de producción integral (modelo Rod Lock)	114
Figura 25. Esquema básico de bombeo mecánico	116
Figura 26. Vista típica de un bombeo mecánico accionado hidráulicamente	116
Figura 27. Esquema tipo cubeta (superficie)	117
Figura 28. Esquema tipo cubeta (fondo)	117
Figura 29. Imagen representativa de boca de pozo tipo cubeta.....	118
Figura 30. Esquema BCP	119
Figura 31. Imagen representativa de boca de pozo BCP	119
Figura 32. Esquema BES	120
Figura 33. Esquema de pozo con el pistón en fondo	121
Figura 34. Imagen representativa de boca de pozo PL	121
Figura 35. Esquema de pozo en superficie y fondo Jet Pump.....	122
Figura 36. Esquema de pozo en fondo Jet Pump.....	123
Figura 37. Imagen representativa de boca de pozo Jet Pump	123
Figura 38. Equipo de reparación convencional	135
Figura 39. Delimitación de Área Influencia	141
Figura 40. Provincias fisiográficas	143
Figura 41. Climatología de Tabasco.....	146
Figura 42. Tipo de clima en el área de proyecto	147

Figura 43. Temperatura en el Área Contractual 9 (CS-01)	148
Figura 44. Precipitación promedio anual Área del Proyecto 9 CS 01	149
Figura 45. Hidrografía del estado de Tabasco	150
Figura 46. Mapa tectónico del sureste de México	153
Figura 47. Ubicación de la provincial Cuencas del Sureste y la Cuenca Macuspana	155
Figura 48. Distribución de la sal en el Golfo de México durante el Calloviano	156
Figura 49. Pleistoceno tardío	158
Figura 50. Columna litoestratigráfica de la Cuenca Macuspana	160
Figura 51. Unidades de suelo del estado de Tabasco	161
Figura 52.. Edafología del Área Contractual 9 (CS-01)	162
Figura 53.. Registro de especies de flora y fauna en el estado de Tabasco	163

Índice de fotografías

Fotografía 1. Estado actual del área proyectada para la pera y pozo Vernet 1004.....	11
Fotografía 2. Estado actual del área proyectada para la pera y pozo Vernet 1004.....	12
Fotografía 3. Estado actual del área proyectada para la pera y pozo Vernet 1005.....	13
Fotografía 4. Equipo de reparación convencional	135
Fotografía 5.y Fotografía 6. Características en la zona de desarrollo del Proyecto	165
Fotografía 7. Camino de acceso existente hacia el Vernet 1005	167
Fotografía 8. Vernet 1005. Pasto alemán (<i>Echinochloa polystachya</i>), la Estrella africana (<i>Cynodon plectostachyus</i>), el Zacate gigante (<i>Pennisetum purpureum</i>), Pasto estrella (<i>Cynodon dactylon</i>). La localización libra especies arbóreas, solo se observan 1 guano redondo adulto y 2 guásimos juveniles.	167
Fotografía 9. Vernet 1005. Pasto alemán (<i>Echinochloa polystachya</i>), la Estrella africana (<i>Cynodon plectostachyus</i>), el Zacate gigante (<i>Pennisetum purpureum</i>), Pasto estrella (<i>Cynodon dactylon</i>). La localización libra especies arbóreas como un guano adulto, solo se observan 2 guásimos juveniles cerca del lindero.....	168
Fotografía 10. Se observa en fotografías comparativas que la vegetación secundaria invadió zona de cultivo que dejo de trabajarse para cultivo.....	169
Fotografía 11. Estado actual de la localización Vernet 1004.	169
Fotografía 12. Guácimo (<i>Guazuma ulmifolia</i>) Pera Vernet 1004.....	170
Fotografía 13. Cultivo de maiz (<i>Zea mays</i>) Pera Vernet 1004.....	170
Fotografía 14. Vegetación herbácea con dormilona (<i>Mimosa sensitiva</i>)	170
Fotografía 15. Detrás de la mimosa se encontraron algunos árboles frutales como mango, jobo, naranja.....	170

I. DATOS GENERALES DEL PROYECTO, DEL PROMOVENTE Y DEL RESPONSABLE DEL ESTUDIO.

I.1. Nombre del Proyecto

"PERFORACIÓN DE LOS POZOS VERNET 1004 Y VERNET 1005, EN EL ÁREA CONTRACTUAL 9 CS-01"

I.1.1 Ubicación del proyecto

El proyecto se encuentra ubicado 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. Posteriormente 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. 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 Modificatorio 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.

El municipio de Macuspana pertenece al estado de Tabasco, el cual está comprendido dentro de la Cuenca Macuspana, la cual a su vez pertenece a una provincia conocida como Cuencas del Sureste, el acceso principal es por vía terrestre por de la Carretera Federal No. 186, Villahermosa - Francisco Escárcega a la altura del km 33 dar vuelta en u continuar por la Carrt. Estatal Francisco J. Santamaría (Cacao) - Federico Álvarez y aproximadamente al km 11 girar a la izquierda e incorporarse a la Carrt. Estatal no. 041 estación Macuspana – Vernet, después de recorrer aproximadamente 7.5 km se encuentran las áreas de proyecto correspondiente al campo contractual 9 CS-01.

La superficie total del polígono del Área Contractual 9 CS 01 es de 95.168 km² (9516.8 Ha.), en la Tabla 1 se muestran las coordenadas geográficas y UTM del polígono. La infraestructura petrolera objeto de este proyecto tendrá una superficie de ocupación de 12,885.56 m² (1.28 Ha.) lo que representa un porcentaje de ocupación de 0.013% de la superficie total del área contractual.

I.1.1.1 Macrolocalización del Área Contractual 9 CS-01

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

Punto	Coordenadas UTM		Coordenadas Geográficas	
	X	Y	Lat. N	Long. O
1	COORDENADAS DE UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN (INFORMACIÓN RESERVADA), INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ART. 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP Y 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP.			
2				
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				
13				
14				
15				
16				

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

Figura 1. Macrolocalización del Área Contractual 9 CS-01

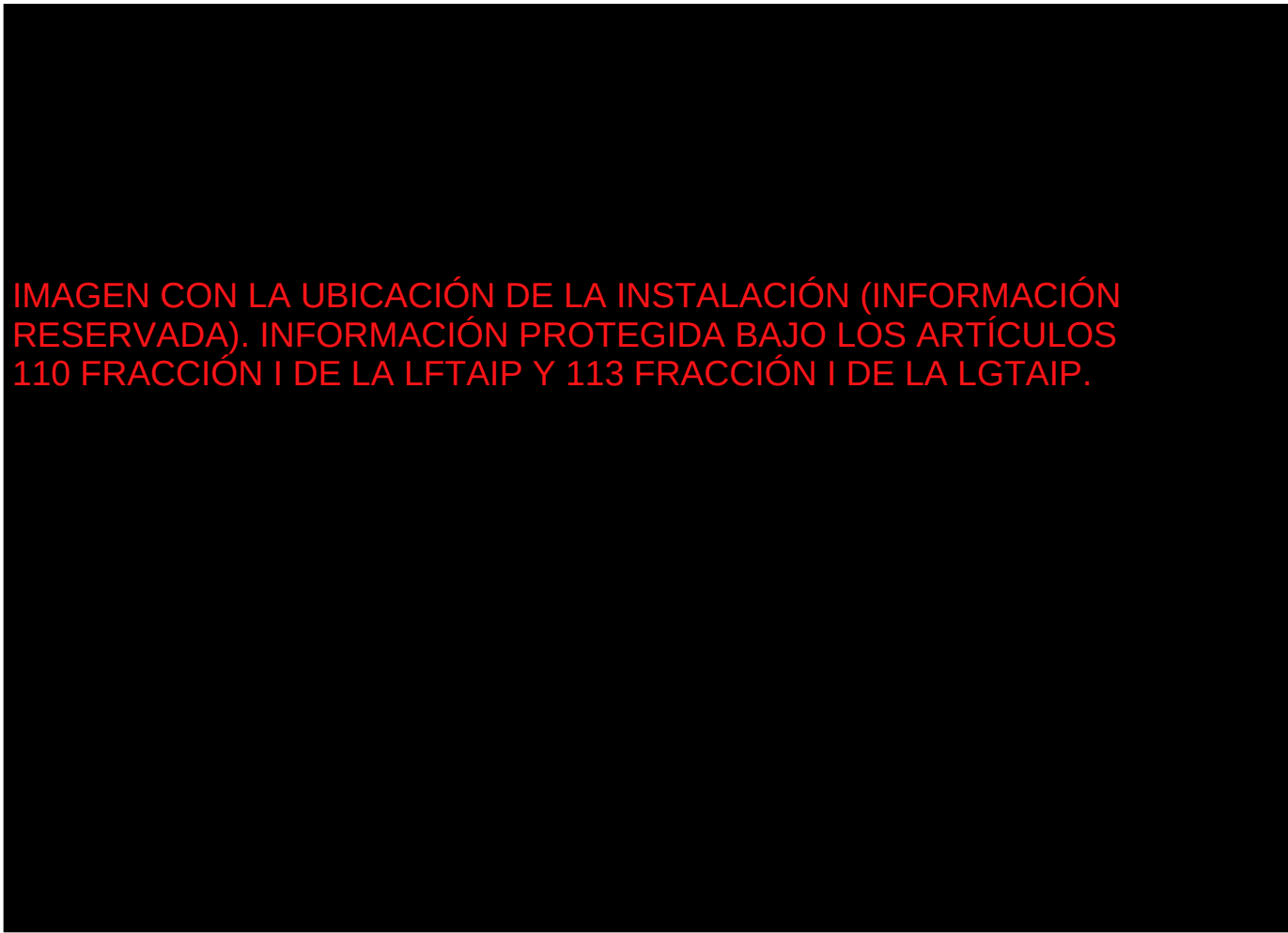


IMAGEN CON LA UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN (INFORMACIÓN RESERVADA). INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP Y 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP.

I.1.1.2 Microlocalización de peras y caminos en el Área Contractual 9 CS-01 objetos del proyecto

- **Infraestructura del proyecto a desarrollar peras y caminos**

Figura 2. Ubicación de la pera, camino de acceso y pozo Vernet 1004

IMAGEN CON LA UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN (INFORMACIÓN RESERVADA). INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP Y 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP.

Tabla 2. Coordenadas de infraestructura a desarrollar pera y pozo Vernet 1004 y camino de acceso a la pera Vernet 1004.

Coordenadas UTM Zona 15 Datum WGS84					
Nombre del pozo	Coordenadas del pozo		Coordenadas de la Pera		
	X	Y	Vértice	X	Y
Vernet 1004	COORDENADAS DE UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN (INFORMACIÓN RESERVADA), INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ART. 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP Y 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP.		1-2	COORDENADAS DE UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN (INFORMACIÓN RESERVADA), INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ART. 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP Y 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP.	
			2-3		
			3-4		
			4-1		
Medida de la pera: 85 x 80 m			Superficie de la pera: 6,800 m2		

Coordenadas UTM Zona 15 Datum WGS84		
Camino de acceso a la Pera Vernet 1004		
V	X	Y
5-6	COORDENADAS DE UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN (INFORMACIÓN RESERVADA), INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ART. 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP Y 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP.	
6-8		
7-2		
2-9		
9-10		
10-11		
11-12		
12-5		
Longitud del camino: 32.364 m		Superficie del camino: 299.645 m2

Fotografía 1. Estado actual del área proyectada para la pera y pozo Vernet 1004



Fotografía 2. Estado actual del área proyectada para la pera y pozo Vernet 1004



Ver Anexo 1. Planos topográficos del Proyecto

Tabla 3. Coordenadas de infraestructura a desarrollar pera y pozo Vernet 1005

Coordenadas UTM Zona 15 Datum WGS84					
Nombre del pozo	Coordenadas del pozo		Coordenadas de la Pera		
	X	Y	Vértice	X	Y
Vernet 1005	COORDENADAS DE UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN (INFORMACIÓN RESERVADA), INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ART. 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP Y 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP.		1-2	COORDENADAS DE UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN (INFORMACIÓN RESERVADA), INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ART. 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP Y 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP.	
			2-3		
			3-4		
			4-1		
Medida de la pera: 80 x 80 m Superficie de la pera: 5,785.929 m2 Perímetro: 320 m					

Figura 3. Ubicación de la pera, camino de acceso y pozo Vernet 1005

IMAGEN CON LA UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN (INFORMACIÓN RESERVADA). INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP Y 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP.

Fotografía 3. Estado actual del área proyectada para la pera y pozo Vernet 1005





I.1.2 Superficie total de predio y del proyecto.

Para el desarrollo del presente proyecto conforme al planteamiento de los planos y evaluación de campo se requiere una superficie total de **12,885.56 m²**, la cual se desglosa a continuación;

Infraestructura nueva:

- 2 Peras de perforación de pozo
- 1 Camino de acceso

Vernet 1004.

- a) Superficie de la pera: 6,800 m²
- b) Superficie del camino: 299.64 m²

Vernet 1005.

- a) Superficie de la pera: 5,785.92 m²

I.1.3. Inversión requerida

La inversión para la ejecución del presente proyecto es de un total de

INFORMACIÓN PATRIMONIAL DE PERSONA MORAL (MONTO DE INVERSIÓN). INFORMACIÓN PROTEGIDA DE CONFORMIDAD CON LOS ART. 113 FRACCIÓN III DE LA LFTAIP Y 116 CUARTO PÁRRAFO DE LA LGTAIP.

I.1.4. Número de empleos directos e indirectos generados por el desarrollo del proyecto

A continuación, se desglosa los empleos directos e indirectos para el desarrollo de las actividades de acuerdo con el programa de trabajo del proyecto.

Tabla 4. Descripción de obras de proyecto

No.	Etapa de desarrollo	Empleos generados	
		Directos	Indirectos
1	Preparación de sitio y Construcción	50	20
2	Operación y Mantenimiento	10	10
3	Abandono	20	10

I.1.5 Duración total o parcial del Proyecto

Las actividades del presente proyecto se ejecutarán durante la vigencia del contrato CNH-R02-L03-CS-01/2017, para la exploración y extracción de hidrocarburos en yacimientos convencionales terrestres.

Los periodos de ejecución del proyecto serán como se señala en la siguiente tabla.

Tabla 5. Duración total del proyecto de acuerdo con las etapas de desarrollo del proyecto

No.	Etapa de desarrollo	Periodo de ejecución
1	Preparación de sitio y Construcción	14 meses
2	Operación y mantenimiento	10 años
3	Abandono	12 meses

Una vez finalizada la vida útil del Proyecto se requiere de 12 meses para los trabajos de desmantelamiento, abandono y restauración del sitio intervenido.



Informe Preventivo para actividades del Sector Hidrocarburos

"PERFORACIÓN DE LOS POZOS VERNET 1004 Y VERNET 1005, EN EL ÁREA CONTRACTUAL 9 CS-01"

I.2 Promovente.

Empresa: Vista Oil & Gas Holding II, S.A. de C.V.

Ver Anexo 2 Se incluye el Acta Constitutiva

I.2.1 Registro Federal de Contribuyentes de la Empresa Promovente.

RFC: VOA1712202E7

Ver Anexo 3 Se incluye el Registro Federal de Contribuyentes

I.2.2 Nombre y cargo del representante legal.

Nombre del Representante Legal: Francisco José Grajales Pérez Rivero

Cargo: Director Jurídico Representante Legal

I.2.3 Dirección del promovente para recibir u oír notificaciones.

Promovente:

Calle y Número:

Colonia o barrio:

Código Postal:

Municipio o Delegación:

Entidad Federativa:

Teléfono y Fax:

Correo Electrónico:

DOMICILIO, CORREO ELECTRÓNICO Y TELÉFONO
DE REPRESENTANTE LEGAL, DATOS PROTEGIDOS
CONFORME AL ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP
Y 116 PRIMER PÁRRAFO DE LA LGTAIP.

I.3 Responsable del Informe Preventivo.

Nombre o razón social:

Registro Federal de Contribuyentes:

Nombre del responsable técnico del estudio, Cedula Profesional

Dirección del responsable del estudio:

Vista Oil & Gas Holding II, S.A. de C.V

VOA1712202E7

IQ. María Teresa Mil Linares

Cedula Profesional: 4060999, 8037498, 09164934

DOMICILIO, CORREO ELECTRÓNICO Y TELÉFONO
DE PERSONA FÍSICA, DATOS PROTEGIDOS
CONFORME AL ART. 113 FRACCIÓN I DE LA
LFTAIP Y 116 PRIMER PÁRRAFO DE LA LGTAIP.

II. REFERENCIAS, SEGÚN CORRESPONDA, AL O LOS SUPUESTOS DEL ARTÍCULO 31 DE LA LEY GENERAL DEL EQUILIBRIO ECOLÓGICO Y LA PROTECCIÓN AL AMBIENTE.

II.1 Normas Oficiales Mexicanas u otras disposiciones que regulen las emisiones, las descargas o el aprovechamiento de recursos naturales y en general, todos los impactos ambientales relevantes que puedan producir la actividad

De acuerdo con lo señalado en el artículo 31 de la Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiental (LGEEPA), relacionado con la realización de las obras y actividades a que se refiere el artículo 28 de la misma Ley, así como en el Artículo 29 del Reglamento de la LGEEPA en Materia de Impacto Ambiental específicamente en su fracción I en el cual se establece lo siguiente en cuanto a la presentación de un informe preventivo (IP).

- I. Existan normas oficiales mexicanas u otras disposiciones que regulen las emisiones, las descargas, el aprovechamiento de recursos naturales y, en general, todos los impactos ambientales relevantes que las obras o actividades puedan producir.

El presente Informe Preventivo denominado "**Perforación de los pozos Vernet 1004 y Vernet 1005 en el Área Contractual 9 CS-01**" las actividades objetos del proyecto están reguladas bajo lo estipulado en la Norma Oficial Mexicana **NOM-115-SEMARNAT-2003**, Que establece las especificaciones de protección ambiental que deben observarse en las actividades de perforación y mantenimiento de pozos petroleros terrestres para exploración y producción en zonas agrícolas, ganaderas y eriales, fuera de áreas naturales protegidas o terrenos forestales" y **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.**

En tabla siguiente se describen de forma detallada los instrumentos normativos vigentes, así como las estrategias que se pretenden aplicar para garantizar que el desarrollo del proyecto se realice de acuerdo con dichos lineamientos, las políticas y normatividad con las que se relaciona.

Tabla 6. Vinculación del proyecto con los instrumentos regulatorios aplicables

NOM-115-SEMARNAT-2003		
Especificación	Descripción del Numeral	Vinculación Vista Oil & Gas
4.1	Durante todas las etapas del proyecto, el personal que interviene en estas actividades no debe capturar, perseguir, cazar, coleccionar, traficar o perjudicar a las especies y subespecies de flora y fauna silvestres que habitan en la zona. El responsable debe evitar cualquier afectación derivada de las actividades del personal a su cargo sobre las poblaciones de flora y fauna silvestres, terrestres y acuáticas, especialmente sobre aquellas que se	El personal se capacitará y concientizará de acuerdo con los lineamientos legales aplicables, tales como la Ley General de Vida Silvestre, Ley General del Equilibrio Ecológico, NOM059-SEMARNAT-2010 y en general a la Protección al Ambiente, la capacitación del personal abarcará entre otros los siguientes temas: ☐ Protección a flora y fauna.

	encuentran en categoría especial de conservación, según lo establecido en la Norma Oficial Mexicana NOM-059-SEMARNAT-2010 y otras disposiciones aplicables en la materia.	☐ Prohibición de actividades de caza, captura, colecta, así como el tráfico de especies en las áreas de Previniedo cualquier tipo de actividad ilícita con respecto a la fauna. También se instalarán letreros prohibitivos de captura y caza de fauna silvestre.
4.2	Preparación del sitio y construcción	La zona de desarrollo de los trabajos está caracterizada por la presencia de infraestructura petrolera coincidiendo con actividades pecuarias preponderantemente y algunos cultivos de temporal y traspatio.
4.2.1	Las medidas preventivas que deben aplicarse consisten en la colocación de señalamientos visibles, que contengan el nombre del campo petrolero, el nombre del pozo petrolero y su localización.	Se colocarán letreros y señalamientos donde se especifiquen nombre del Campo, nombre del pozo e instalación. Además de letreros prohibitivos informativos y restrictivos referentes a la Flora y la Fauna
4.2.2	Durante la apertura de caminos y preparación del sitio no se debe quemar la vegetación ni usar agroquímicos para las actividades de desmonte y deshierbe. El producto de estas actividades debe ser dispuesto en el sitio que indique la autoridad local competente o ser triturado para su reincorporación al suelo.	Durante la apertura de caminos nuevos al igual que en todas las actividades que involucren la eliminación, remoción de vegetación, consideraran siempre como medidas prohibitivas: No utilizar ningún tipo de herbicida que pudiera representar un impacto a las características fisicoquímicas del suelo y manto freático. Queda prohibido utilizar productos químicos y quemar la vegetación correspondiente a las actividades al desmonte. El retiro de vegetación deberá efectuarse de manera paulatina, permitiendo con ello el desplazamiento de especies faunísticas. El material vegetal a remover deberá ser triturado y se esparcirá en las áreas aledañas, sobre la pera y/o camino para su reincorporación al medio ambiente.
4.2.3	Para atender las necesidades fisiológicas de los trabajadores, se deben utilizar sanitarios portátiles.	Se colocarán sanitarios portátiles para el personal que estará realizando actividades durante todas y cada una de las etapas de desarrollo del proyecto. Lo cual estará reforzado con pláticas de concientización y letreros.

4.2.4	En la preparación del terreno se deben realizar las excavaciones, nivelaciones, rellenos y compactaciones con los materiales necesarios, considerando las obras de drenaje pluvial necesarias para evitar la acumulación de agua que pudiera contaminarse con aceites, lubricantes y combustibles, por el uso de equipo, maquinaria y proceso de sitio.	Se considera desde su proyección e ingeniería del proyecto actividades que involucren la calidad y características del terreno, siempre considerando las características del relieve, con la finalidad de conservar los patrones de circulación de las aguas pluviales y evitar problemas de anegación.
4.2.5	El material generado por los trabajos de nivelación del terreno y excavación se debe almacenar de manera temporal en los sitios especificados en el proyecto, evitando con ello la creación de barreras físicas, que impidan el libre desplazamiento de la fauna a los sitios aledaños a éste, y bordos que modifiquen la topografía e hidrodinámica de terrenos inundables, así como el arrastre de sedimentos a los cuerpos de agua cercanos a la zona del proyecto para su posterior reutilización en la etapa de restauración de la zona.	Al igual que las especificaciones anteriores Vista Oil & Gas, considera todas las medidas preventivas, prohibitivas y operativas, en general cada frente de trabajo donde se realicen estos trabajos destinara un área específica para el almacenamiento de material generado por los trabajos de nivelación del terreno y excavación afín de evitar la creación de barreras físicas, que impidan el libre desplazamiento de la fauna a los sitios aledaños a éste, y bordos que modifiquen la topografía e hidrodinámica de terrenos inundables, así como el arrastre de sedimentos a los cuerpos de agua cercanos a la zona del proyecto.
4.2.6	Sólo pueden construirse nuevos caminos de acceso, en aquellos casos en donde no existan caminos previos que lleguen a la localización del pozo petrolero.	El área contractual 9 CS-01 cuenta con caminos existentes para llegar a la infraestructura petrolera existente, Vista Oil & Gas optimizo estas vías de comunicación considerando el menor número de obras y alteraciones al paisaje, para desarrollar caminos de accesos para llegar a peras que se pretenden desarrollar.
4.2.7	La localización o pera debe impermeabilizarse por medio de la compactación, en todos los casos, a un 90% conforme a la prueba Proctor, con el fin de evitar que se infiltren contaminantes que pudieran impactar el suelo natural, en las áreas donde se instalarán los equipos de perforación o mantenimiento de pozos petroleros y tanques de almacenamiento.	La compactación establecida por procedimiento de trabajos es del 90 % Proctor, lo cual garantiza el cumplimiento de esta especificación normativa, pero además se considera que toda obra o acción que implique riesgos de escurrimientos y afectaciones a los suelos y subsuelo deberá contar con la instalación de una membrana impermeable que impida afectaciones al suelo.
4.2.8	En caso de que no se logre el 90% de compactación, en zonas con grandes precipitaciones pluviales mayores a 2,400 mm anuales, se debe impermeabilizar con productos de material sintético u otra tecnología disponible. En estos casos, se debe contar con los resultados de las pruebas que así lo demuestren.	Se tiene considerada esta especificación y el uso de membranas impermeables en los casos operativos que impliquen el manejo y acciones donde existan riesgos de escurrimientos al suelo y subsuelo.

4.2.9	El área de operación del pozo se debe delimitar con las protecciones perimetrales a base de malla ciclónica o alambrado de púas con una altura mínima de 1.2 metros, que impida el libre acceso a personas ajenas y a la fauna propia de las zonas ganaderas, agrícolas y eriales.	Se instalarán barreras a base de malla ciclónica, alambre de púas, guardaganado e incluso, portones tubulares; el en caso de requerirse y de acuerdo con las características del área; además de que se contara con un programa de mantenimiento de las barreras existentes.
4.3	Perforación y mantenimiento	
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	Vista Oil & Gas Holding II, S.A. de C.V, contempla actividades de mantenimiento de caminos, conforme a la normatividad aplicable, con la finalidad de asegurar que estas vías de acceso estén en óptimas condiciones durante la vida útil del proyecto.
4.3.2	La colocación de señalamientos y letreros a que se refiere el numeral 4.2.1 de la sección anterior de esta Norma Oficial Mexicana, se deben conservar durante la etapa de perforación y mantenimiento.	Se conservarán los señalamientos y letreros, los cuales indicaran el nombre del campo, nombre del pozo e instalación, así como las características generales de los trabajos, mismos que se apegan la normatividad vigente.
4.3.3	La construcción del contrapozo debe ser con recubrimiento de concreto o de otro material que garantice la no infiltración al subsuelo.	Todos los contrapozos se harán en estricto apego a los lineamientos normativos y contractuales requeridos por el proyecto; mismos que han sido incluidos dentro de las políticas operativas de Vista Oil & Gas.
4.3.4	Para el almacenamiento y resguardo de maquinaria, equipo y materiales, se debe destinar un sitio específico en el proyecto con el fin de garantizar la aplicación de medidas de prevención y evitar impactos ambientales.	La maquinaria, equipos y materiales que se utilizaran, estarán resguardados dentro de un área específica considerada en el polígono de la pera de cada pozo y solo durante el tiempo requerido de utilización; cabe señalar que los equipos requeridos para la extracción de hidrocarburos serán instalados en los pozos en un área específica y estratégica, donde operaran cumpliendo con las medidas preventivas a fin de evitar impactos ambientales.
4.3.5	Todos los residuos sólidos, líquidos y domésticos se deben almacenar, temporalmente, en contenedores con tapa para su posterior disposición final.	Cuando se generen residuos serán almacenados temporalmente en contenedores con tapa, clasificados y etiquetados para su posterior disposición final por prestadores de servicio autorizado, de acuerdo con sus características físicas y de peligrosidad. Ello aplica para Residuos Peligrosos, Residuos de Manejo Especial y Residuos Sólidos Urbanos.

4.3.6	No se debe dar disposición final en el sitio del proyecto a los residuos sólidos y líquidos industriales y material sobrante de las actividades de perforación o mantenimiento de pozos petroleros.	La disposición final de todos los residuos generados ya sea en estado sólido y/o líquidos industriales y material sobrante se hará a través de prestadores de servicios autorizados para esta actividad. Quedará estrictamente prohibida la disposición final de residuos dentro de los sitios de proyecto o en sus alrededores.
4.3.7	Los recortes de perforación impregnados con fluidos base aceite deben manejarse conforme a la normatividad aplicable en la materia.	Los recortes de perforación impregnados con fluidos base aceite, serán recolectados, almacenados, transportados y tratados, a través de prestadores de servicios autorizados y de acuerdo con los lineamientos normativos aplicables, y no se permitirá ninguna acción que se contraponga a ello.
4.3.8	Sin perjuicio de lo que establece el numeral anterior, los recortes de perforación impregnados con fluidos base aceite, resultantes de la perforación de los pozos petroleros, deben colectarse en góndolas o presas metálicas para su transporte, tratamiento, reciclaje y, en su caso, disposición final.	Los recortes de perforación impregnados con fluidos base aceite, serán recolectados, almacenados, transportados y tratados, a través de prestadores de servicios autorizados y de acuerdo con los lineamientos normativos aplicables, y no se permitirá ninguna acción que se contraponga a ello.
4.3.9	Todos aquellos envases, latas, tambos, garrafones, bolsas de plástico y bolsas de cartón, que hayan servido como recipientes de grasas, aceites, solventes, aditivos, lubricantes y todo tipo de sustancias inflamables generadas durante estas actividades deben ser manejados de acuerdo con la normatividad aplicable en la materia.	Al igual que los dos puntos precedentes, todos los residuos generados en el proyecto (Residuos Peligrosos, Residuos de manejo especial e incluso los sólidos urbanos), tendrán un manejo integral considerando sus características desde su generación hasta su disposición final, para lo cual Vista Oil & Gas, contara con el servicio de prestadores de servicios especializados y debidamente autorizadas para tal fin.
4.3.10	El manejo y la descarga de aguas residuales en el área del proyecto, zonas aledañas y cuerpos de agua deben realizarse de acuerdo con la normatividad aplicable en la materia.	Las aguas residuales que se generarán por las actividades de este proyecto serán dispuestas por prestadores de servicios acreditados para tal fin además de cumplir con la normatividad vigente aplicable. No se considera, en ninguno de los casos, la descarga de aguas residuales a zonas aledañas o cuerpos de agua.
4.3.11	En el caso de existir algún derrame de hidrocarburos, se procederá a restaurar o restablecer las condiciones fisicoquímicas del suelo, conforme a la normatividad vigente en la materia.	Vista Oil & Gas Holding II, S.A. de C.V., se compromete a realizar procedimiento de restauración en caso de que exista algún derrame de hidrocarburo, de acuerdo con la normatividad aplicable y a través de empresas especializadas y debidamente autorizadas.
4.4	Terminación de actividades o abandono del sitio	

4.4.1	Al término de las actividades de perforación o mantenimiento de pozos petroleros, se debe proceder al desmantelamiento y al retiro total del equipo de perforación y mantenimiento de pozos petroleros, de los campamentos que alojan al personal técnico y de los sanitarios portátiles, a que se refiere esta Norma Oficial Mexicana.	Vista Oíl & Gas, se acatará con lo conducente a este punto, lo cual formara parte de las políticas operativas de la empresa y será aplicable a todas las actividades que realice.
4.4.2	Al término de las actividades de perforación o mantenimiento de pozos petroleros se debe realizar la limpieza de la pera o pera, restaurando las zonas que hayan resultado afectadas, para tener las condiciones de operación y evitar la contaminación de áreas aledañas; disponiendo los residuos generados por tal acción, en los sitios que indique la autoridad competente.	Vista Oíl & Gas, considera dentro de sus estándares operativos, el cumplimiento cabal de todos los puntos, lineamientos y criterios normativos, por lo que se puede asegurar que se acatará lo conducente a este punto.
4.4.3	En el caso de que el pozo petrolero resulte improductivo o al término de la vida útil del pozo, se debe taponar conforme a las disposiciones técnicas que establece la normatividad vigente.	Vista Oíl & Gas, considera dentro de sus estándares operativos, La secuencia operativa que se seguirá para ello es la siguiente: 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
4.4.4	Las zonas en donde a consecuencia de las actividades de perforación y mantenimiento de pozos petroleros se haya alterado la vegetación y que no se requieran durante el ciclo de vida del pozo petrolero o no las	Vista Oíl & Gas, considera La restauración de las zonas aledañas a los pozos petroleros será bajo las condiciones similares a las prevalecientes en las áreas adyacentes al momento del inicio de los

	soliciten en esas condiciones los propietarios en la etapa de abandono del pozo, deben restaurarse una vez terminadas dichas actividades. Para restaurar o restablecer la vegetación se utilizarán las especies vegetales propias de la región, susceptibles a desarrollarse en el sitio.	trabajos. Para restaurar o restablecer la vegetación se utilizarán las especies vegetales propias de la región, susceptibles a desarrollarse en el sitio.
4.4.5	En el caso de que el pozo petrolero resulte improductivo o al término de la vida útil del pozo, el área del proyecto y zonas aledañas que hayan resultado afectadas, deben ser restauradas a condiciones similares a las prevalecientes en las áreas adyacentes al momento del inicio de los trabajos de restauración	Vista Oíl & Gas, considera dentro de sus estándares operativos, de acuerdo con la siguiente secuencia de actividades: 1. Se realizará la limpieza de la localización 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.

NOM-001-SEMARNAT-2021	
Descripción	Vinculación de Vista Oil & Gas
Que establece que establece los límites permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en cuerpos receptores propiedad de la Nación.	El proyecto no contempla la descarga de aguas residuales a los cuerpos de agua aledaños, las aguas residuales que sean generadas durante el proyecto serán almacenadas temporalmente en depósitos para que posteriormente un prestador de servicios las retire y lleve hasta una planta de tratamiento según la clasificación del residuo y conforme a sus características. Cabe señalar que solo se considera la generación de aguas negras procedentes de los servicios sanitarios (letrinas portátiles) del personal.

NOM-041-SEMARNAT-2006	
Descripción	Vinculación de Vista Oil & Gas
Que establece los límites máximos permisibles de emisión de gases contaminantes provenientes del escape de los vehículos automotores en circulación que usan gasolina como combustible.	Los vehículos automotores que se utilicen contarán con su programa de mantenimiento preventivo vehicular, serán de modelo reciente y se observará que cuenten con los servicios correspondientes de mantenimiento, conforme a la regulación local aplicable.

NOM-043-SEMARNAT-2006	
Descripción	Vinculación de Vista Oil & Gas
Protección ambiental. - Vehículos en circulación que usan diésel como combustible. - Límites máximos permisibles de opacidad, procedimiento de prueba y características técnicas del equipo de medición.	Los vehículos automotores que utilicen diésel como combustible deberán contar con mantenimiento preventivo que consiste en cambios de filtros, aceite, bandas y mangueras y con el programa de mantenimiento requerido.

NOM-045-SEMARNAT-2006	
Descripción	Vinculación de Vista Oil & Gas
Que establece los niveles máximos permisibles de opacidad del humo proveniente del escape de vehículos automotores en circulación que usan diésel o mezclas que incluyan diésel como combustible.	Los vehículos automotores que utilicen diésel como combustible deberán contar con mantenimiento preventivo que consiste en cambios de filtros, aceite, bandas y mangueras y con el programa de mantenimiento requerido.

NOM-052-SEMARNAT-2005	
Descripción	Vinculación de Vista Oil & Gas
Que establece las características, el procedimiento de identificación, clasificación y los listados de los residuos peligrosos.	Los residuos peligrosos generados serán Manejados de acuerdo con la Ley General Para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos y su Reglamento, además se contarán con dispositivos necesarios para separar y almacenar los residuos generados durante el desarrollo del Proyecto. La disposición de los residuos peligrosos se llevará a cabo en sitios autorizados a través de prestadores de servicios autorizados y especializados en el tipo de residuo que se trate.

NOM-059-SEMARNAT-2010	
Descripción	Vinculación de Vista Oil & Gas
Protección Ambiental-Especies nativas de México de flora y fauna silvestres-Categorías de riesgo y especificaciones para su inclusión, exclusión o cambio-Lista de especies en riesgo.	Durante las obras del presente proyecto, se contará con personal de Seguridad, Salud y Protección Ambiental, que mediante letreros alusivos de prohibiciones referentes a esta normativa y pláticas de concientización se preverán daños a la flora y fauna en peligro de extinción. Así mismo se tiene considerado la implementación de un programa de disuasión de fauna y rescate de individuos susceptibles.

NOM-080-SEMARNAT-1994	
Descripción	Vinculación de Vista Oil & Gas
Que establece los límites máximos permisibles de emisión de ruido proveniente del escape de los vehículos automotores, motocicletas y triciclos motorizados en circulación y su método de medición.	Los vehículos automotores que se utilicen durante la ejecución del presente se observarán que cuenten con los servicios correspondientes de mantenimiento para evitar la generación de ruido.

NOM-081-SEMARNAT-1994	
Descripción	Vinculación de Vista Oil & Gas
Que establece los límites máximos permisibles de emisión de ruido de las fuentes fijas y su método de medición.	Cabe destacar que, en sentido estricto, una fuente fija es toda instalación establecida en un sólo lugar que tenga como finalidad desarrollar actividades industriales, comerciales, de servicios o actividades que generen o puedan generar emisiones contaminantes a la atmósfera y que la fuente fija se considera como un elemento o un conjunto de elementos capaces de producir ruido que es emitido hacia el exterior al través de las colindancias del predio por el aire y por el suelo (numerales 4.3 y 4.3.1 de la norma en análisis). Con base en lo anterior y al campo de aplicación que delimita la norma oficial (se aplica en la pequeña, mediana y gran industria, comercios establecidos, servicios públicos o privados y actividades en la vía pública, numeral 2 de la NOM), la norma es aplicable al proyecto, por lo que se contará con un programa de monitoreo de acuerdo con lo que señale la NOM.

NOM-138-SEMARNAT/SSA1-2012	
Descripción	Vinculación de Vista Oil & Gas
Que establece los límites máximos permisibles de hidrocarburos en suelos y lineamientos para el muestreo en la caracterización y especificaciones para la remediación	Esta norma será observada en caso de presentarse algún derrame accidental en el área del Proyecto, misma que define el procedimiento a seguir en sus diferentes etapas.

NOM-147SEMARNAT/SSA1-2004	
Descripción	Vinculación de Vista Oil & Gas
Que establece criterios para determinar las concentraciones de remediación de suelos contaminados por arsénico, bario, berilio, cadmio, cromo hexavalente, mercurio, níquel, plata, plomo, selenio, talio y/o vanadio	Esta norma será observada en caso de presentarse algún derrame accidental en el área del Proyecto y que se trate de sustancias residuales que contenga alguno de estos elementos y en concentraciones normadas

NOM-001-ASEA-2019	
Especificación	Vinculación Vista Oil & Gas
Que establece los criterios para clasificar a los Residuos de Manejo Especial del Sector Hidrocarburos y determinar cuáles están sujetos a Plan de Manejo; el listado de los mismos, así como los elementos para la formulación y gestión de los Planes de Manejo de Residuos Peligrosos y de Manejo Especial del Sector Hidrocarburos.	Vista Oil & Gas, cumplirá con lo establecido en la presente norma y cuenta con su Registro como empresa generadora de Residuos de Manejo Especial y contará con una empresa prestadora de servicios especializada en el manejo de estos.

- Leyes y Reglamentarias Aplicables**

Ley General de Vida Silvestre (LGVS).

El carácter obligatorio de la LGVS y su Reglamento deriva del alcance establecido en su artículo 1° en el cual se dispone que dicho instrumento es de orden público y de interés social y que es una Ley reglamentaria del artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y de la fracción XXIX inciso G del artículo 73 constitucional. Asimismo, siendo el objetivo de esta Ley el establecer la concurrencia del Gobierno Federal, de los gobiernos de los Estados y de los Municipios, en el ámbito de sus respectivas competencias, relativas a la conservación y aprovechamiento sustentable de la vida silvestre y su hábitat en el territorio de la República Mexicana y en las zonas donde la Nación ejerce jurisdicción, es evidente que sus disposiciones vinculan el sentido y alcance de las particularidades del Proyecto, especialmente en lo relativo a los efectos que éste pudiera tener sobre las poblaciones de la vida silvestre establecidas en el espacio geográfico donde pretende desarrollarse; en tal sentido se hace el siguiente análisis vinculatorio de sus disposiciones.

Artículo 4o. Es deber de todos los habitantes del país conservar la vida silvestre; queda prohibido cualquier acto que implique su destrucción, daño o perturbación, en perjuicio de los intereses de la Nación.

El diseño del Proyecto y su concretización en las obras a desarrollar, asumieron como premisa no incidir de manera innecesaria sobre la vida silvestre del sistema ambiental donde pretende ubicarse.

Artículo 18.- Los propietarios y legítimos poseedores de predios en donde se distribuye la vida silvestre, tendrán la obligación de contribuir a conservar el hábitat conforme a lo establecido en la presente Ley.

Artículo 58. Entre las especies y poblaciones en riesgo estarán comprendidas las que se identifiquen como:

a) En peligro de extinción, aquellas cuyas áreas de distribución o tamaño de sus poblaciones en el territorio nacional han disminuido drásticamente poniendo en riesgo su viabilidad biológica en todo su hábitat natural, debido a factores tales como la destrucción o modificación drástica del hábitat, aprovechamiento no sustentable, enfermedades o depredación, entre otros.

b) Amenazadas, aquellas que podrían llegar a encontrarse en peligro de desaparecer a corto o mediano plazo, si siguen operando los factores que inciden negativamente en su viabilidad, al ocasionar el deterioro o modificación de su hábitat o disminuir directamente el tamaño de sus poblaciones.

c) Sujetas a protección especial, aquellas que podrían llegar a encontrarse amenazadas por factores que inciden negativamente en su viabilidad, por lo que se determina la necesidad de propiciar su recuperación y conservación o la recuperación y conservación de poblaciones de especies asociadas.

Por lo que se refiere a las especies animales, en el caso de los reptiles y los mamíferos de lento desplazamiento; se procederán también a realizar operaciones de rescate y reubicación para los grupos que pudieran verse afectados durante la ejecución de las diferentes etapas del Proyecto.

En caso de hallazgo de individuos pertenecientes a especies de reptiles con estatus de riesgo (cualquiera que este sea), durante los trabajos de operación, mantenimiento y eventual abandono, estos serán recuperados y reubicados hacia espacios que reúnan las condiciones apropiadas para su supervivencia, según se propone en los lineamientos de programas de rescate y reubicación.

Ley de Aguas Nacionales

Artículo 134.- Las personas físicas o morales que exploten, usen o aprovechen aguas en cualquier uso o actividad, están obligadas, bajo su responsabilidad y en los términos de ley, a realizar las medidas necesarias para prevenir su contaminación y en su caso para reintegrarlas en condiciones adecuadas, a fin de permitir su utilización posterior en otras actividades o usos y mantener el equilibrio de los ecosistemas.

Artículo 135.- Las personas físicas o morales que efectúen descargas de aguas residuales a los cuerpos receptores a que se refiere la "Ley", deberán:

- i. Contar con el permiso de descarga de aguas residuales que les expida "La Comisión", o en su caso, presentar el aviso respectivo a que se refiere la "Ley" y este Reglamento;
- ii. Tratar las aguas residuales previamente a su vertido a los cuerpos receptores, cuando esto sea necesario para cumplir con las obligaciones establecidas en el permiso de descarga correspondiente;
- iii. Instalar y mantener en buen estado, los dispositivos de aforo y los accesos para muestreo que permitan verificar los volúmenes de descarga y las concentraciones de los parámetros previstos en los permisos de descarga;
- iv. Informar a "La Comisión" de cualquier cambio en sus procesos, cuando con ello se ocasionen modificaciones en las características o en los volúmenes de las aguas residuales que hubieran servido para expedir el permiso de descarga correspondiente;
- v. Hacer del conocimiento de "La Comisión", los contaminantes presentes en las aguas residuales que generen por causa del proceso industrial o del servicio que vienen operando, y que no estuvieran considerados originalmente en las condiciones particulares de descarga que se les hubieran fijado;
- vi. Operar y mantener por sí o por terceros las obras e instalaciones necesarias para el manejo y, en su caso, el tratamiento de las aguas residuales, así como para asegurar el control de la calidad de dichas aguas antes de su descarga a cuerpos receptores;

- vii. Sujetarse a la vigilancia y fiscalización que para el control y prevención de la calidad del agua establezca "La Comisión", de conformidad con lo dispuesto en la "Ley" y el "Reglamento";
- viii. Llevar un monitoreo de la calidad de las aguas residuales que descarguen o infiltren en los términos de ley y demás disposiciones reglamentarias;
- ix. Conservar al menos durante tres años el registro de la información sobre el monitoreo que realicen.

Artículo 151.- Se prohíbe arrojar o depositar en los cuerpos receptores y zonas federales, basura, materiales, lodos provenientes del tratamiento de aguas residuales y demás desechos o residuos que por efecto de disolución o arrastre, contaminen las aguas de los cuerpos receptores, así como aquellos desechos o residuos considerados peligrosos en las Normas Oficiales Mexicanas respectivas.

Ley de Hidrocarburos.

La presente Ley es reglamentaria de los artículos 25, párrafo cuarto; 27, párrafo séptimo y 28, párrafo cuarto de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en materia de Hidrocarburos.

Artículo 2.- Esta Ley tiene por objeto regular las siguientes actividades en territorio nacional:

III. El procesamiento, compresión, licuefacción, descompresión y regasificación, así como el Transporte, Almacenamiento, Distribución, comercialización y Expendio al Público de Gas Natural.

Artículo 48.- La realización de las actividades siguientes requerirá de permiso conforme a lo siguiente:

II. Para el Transporte, Almacenamiento, Distribución, compresión, licuefacción, descompresión, regasificación, comercialización y Expendio al Público de Hidrocarburos, Petrolíferos o Petroquímicos, según corresponda, así como la gestión de Sistemas Integrados, que serán expedidos por la Comisión Reguladora de Energía.

Artículo 49.- Para realizar actividades de comercialización de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos en territorio nacional se requerirá de permiso. Los términos y condiciones de dicho permiso contendrán únicamente las siguientes obligaciones:

I. Realizar la contratación, por sí mismos o a través de terceros, de los servicios de Transporte, Almacenamiento, Distribución y Expendio al Público que, en su caso, requiera para la realización de sus actividades únicamente con Permisarios;

II. Cumplir con las disposiciones de seguridad de suministro que, en su caso, establezca la Secretaría de Energía;

III. Entregar la información que la Comisión Reguladora de Energía requiera para fines de supervisión y estadísticos del sector energético, y

IV. Sujetarse a los lineamientos aplicables a los Permisarios de las actividades reguladas, respecto de sus relaciones con personas que formen parte de su mismo grupo empresarial o consorcio.

Artículo 60.- Los sistemas de Transporte por ducto y de Almacenamiento de Gas Natural, Petrolíferos y Petroquímicos que se encuentren interconectados podrán conformar Sistemas Integrados, con objeto de ampliar la cobertura o aportar beneficios sistémicos en términos de mejoras en las condiciones de seguridad, continuidad, calidad y eficiencia en la prestación de los servicios.

Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.

Artículo 5o.- La Agencia tendrá las siguientes atribuciones:

XVIII. Expedir, suspender, revocar o negar las licencias, autorizaciones, permisos y registros en materia ambiental, a que se refiere el artículo 7 de esta Ley, en los términos de las disposiciones normativas aplicables.

Artículo 7o.- Los actos administrativos a que se refiere la fracción XVIII del artículo 5o., serán los siguientes:

I. Autorizaciones en materia de impacto y riesgo ambiental del Sector Hidrocarburos; de carbonoductos; instalaciones de tratamiento, confinamiento o eliminación de residuos peligrosos; aprovechamientos forestales en selvas tropicales, y especies de difícil regeneración; así como obras y actividades en humedales, manglares, lagunas, ríos, lagos y esteros conectados con el mar, litorales o las zonas federales de las áreas antes mencionadas, en términos del artículo 28 de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente y del Reglamento de la materia.

VII. Autorizaciones de cambio de uso del suelo en terrenos forestales, en términos del artículo 117 de la Ley General de Desarrollo Forestal Sustentable y de su Reglamento.

Reglamento interior de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.

Artículo 12. La Unidad de Gestión Industrial, será competente en las siguientes actividades del Sector:

el reconocimiento y exploración superficial, y la exploración y extracción de hidrocarburos; el tratamiento, refinación, enajenación, comercialización, transporte y almacenamiento del petróleo; el procesamiento, transporte, almacenamiento, compresión, licuefacción, descompresión y regasificación de gas natural; el transporte y almacenamiento de gas licuado de petróleo; el transporte y almacenamiento de petrolíferos, y el transporte por ducto y el almacenamiento, que se encuentre vinculado a ductos de petroquímicos producto del procesamiento del gas natural y de la refinación del petróleo.

El presente decreto entro en vigor el día 2 de marzo de 2015, como se puede observar, en el reglamento se da a la Agencia las atribuciones de emitir las autorizaciones en materia de impacto y riesgo ambiental del sector hidrocarburos, razón por la cual se ingresa ante esta dependencia el presente Proyecto.

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.

Vista Oil & Gas, acatara lo referente a lo establecido a la DACG aplicables a las actividades motivo del presente proyecto para la administración de Riesgos e Impactos y realiza la siguiente vinculación.

Tabla 7. DACG aplicables a las actividades del proyecto

Artículo	Especificación	Vinculación Vista Oil & Gas
Artículo 22	Los Regulados deberán emplear Instalaciones diseñadas para soportar las condiciones operativas, climatológicas y oceanográficas específicas de la zona, considerando al menos los elementos siguientes: • Operación de los equipos de acuerdo con lo descrito en las fichas técnicas, y • Programa de mantenimiento preventivo de las Instalaciones.	Vista Oil & Gas, contará con actividades de mantenimiento de caminos y peras para evitar condiciones de riesgos operativos e impactos ambientales adversos. Y los resguardos se realizarán en equipos especiales colocados en la pera de perforación, y estará prohibido cualquier actividad que contravenga a los lineamientos, criterios y/o recomendaciones legales aplicables.
Artículo 33	Los Regulados deberán contar con un mecanismo para detectar la presencia de especies protegidas enlistadas en la NOM-059-SEMARNAT-2010, o la que la modifique o sustituya, así como las de fauna silvestre, e implementar mecanismos de monitoreo, protección, rescate y reubicación de las especies de acuerdo con la normatividad vigente.	Vista Oil & Gas, realizará de manera obligatoria y programada, los recorridos necesarios de inspección visual para detectar la presencia de especies de fauna sobre todo de aquellas enlistadas en la NOM-059-SEMARNAT-2010, de encontrarse con individuos se realizarán acciones de ahuyentamiento y en caso de encontrarse especies de lento desplazamiento se deberá de realizar las acciones de translocación, se deberá de llevar cabo el registro en bitácora de los individuos rescatados y/o reubicados.
Artículo 34	Los Regulados deberán considerar los periodos de migración, reproducción o cría de las especies enlistadas en la NOM-059-SEMARNAT-2010, o la que la modifique o sustituya, así como las de fauna silvestre que se encuentren en el área de estudio y las medidas de mitigación a realizar durante las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, a efecto de eliminar o mitigar el daño a la flora y fauna que se pueda generar con motivo de la realización de estas actividades.	Vista Oil & Gas, cumplirá con lo señalado en este artículo.
Artículo 47	Los Regulados deberán aprovechar los caminos y brechas pre-existentes, y únicamente podrán construir caminos de acceso en donde no existan caminos previos que lleguen a la zona de las actividades.	El área contractual 9 CS-01 cuenta con caminos existentes para llegar a la infraestructura petrolera existente, Vista Oil & Gas optimizo estas vías de comunicación considerando el menor número de obras y alteraciones al paisaje, para desarrollar caminos de accesos para llegar a las LDD y peras que se pretenden desarrollar.
Artículo 48	Los Regulados deberán adecuar los caminos existentes no habilitados para el tránsito de vehículos, considerando las características de éstos y las cargas transportadas.	En los mantenimientos de caminos se vigilará el cumplimiento cabal de lo establecido en el presente artículo
Artículo 49	Los Regulados deberán realizar la eliminación de vegetación para el aclareo de las brechas por medios mecánicos o manuales. Se prohíbe el uso de agroquímicos y quema para realizar la eliminación de	Vista Oil & Gas, tiene establecido, dentro de sus políticas operativas, que durante las actividades de eliminación de

	vegetación en las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial terrestre.	vegetación no se pueden utilizar agroquímicos y ni realizar quemas.
Artículo 50	Los Regulados deberán privilegiar la conservación de organismos vegetales que posean un diámetro correspondiente a la edad adulta de la especie a una altura medida desde el suelo de un metro con cincuenta centímetros.	Vista Oil & Gas, realizo un levantamiento en las áreas de peras y delimito áreas para realizar las actividades de preparación de sitio, construcción, operación y mantenimiento, respetando individuos arbóreos en edad adulta y solo se retiran aquellos donde es estrictamente necesario por lo que implementara medidas de compensación.
Artículo 51	Los Regulados deberán triturar e incorporar al suelo los residuos orgánicos resultantes de las actividades de preparación del sitio o, en su caso, podrán utilizarlos en las actividades de nivelación siempre que no se afecte la cobertura vegetal. Se prohíbe la quema de los residuos orgánicos.	Vista Oil & Gas, cumplirá con lo establecido en este artículo, lo cual también se incluirá como parte de las políticas operativas correspondientes.
Artículo 115	Los Regulados deberán verificar la Integridad Mecánica de sus Instalaciones, en las etapas de construcción, operación, mantenimiento, Cierre, Desmantelamiento y Abandono, utilizadas para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.	Vista Oil & Gas, cumplirá con lo establecido en este artículo, lo cual también se incluirá como parte de las políticas operativas correspondientes.
Artículo 116	Los Regulados deberán considerar para el diseño y construcción de las Instalaciones, todas las condiciones y variables operativas, de acuerdo con las mejores prácticas de la industria	Vista Oil & Gas Holding II, S.A. de C.V., cumplirá con lo establecido en este artículo, lo cual también se incluirá como parte de las políticas operativas correspondientes.
Artículo 117	Los Regulados deberán conservar la información documental del diseño y la tecnología de proceso de las Instalaciones, y presentarla cuando sea requerida por la Agencia	Vista Oil & Gas Holding II, S.A. de C.V., cumplirá con lo establecido en este artículo, lo cual también se incluirá como parte de las políticas operativas correspondientes.
Artículo 118	Los Regulados deberán implementar y mantener un sistema que les permita contar con la información sobre la Perforación, Prueba de Producción, Terminación y Mantenimiento de Pozos. El sistema deberá permitir, sin ser limitativo, el monitoreo de información sobre lo siguiente: I. Parámetros de operación de los equipos; II. Alertas y alarmas de parámetros fuera de rango y estados de Emergencias que se activen en los equipos, y III. Registro histórico de las condiciones operativas y alarmas registradas.	Vista Oil & Gas Holding II, S.A. de C.V., cumplirá con lo establecido en este artículo, lo cual también se incluirá como parte de las políticas operativas correspondientes. Se mantendrá disponible para cuando sean requeridos por la ASEA, la documentación relacionada con: ✓ Parámetros de operación de los equipos; ✓ Alertas y alarmas de parámetros fuera de rango y estados de Emergencias que se activen en los equipos, y Registro histórico de las condiciones operativas y alarmas registradas.
Artículo 118 TER	El Aviso de Inicio de Reparación Mayor deberá presentarse, al menos, en los siguientes casos: I. Cambio o incorporación de intervalo productor;	Vista Oil & Gas Holding II, S.A. de C.V., cumplirá con lo establecido en este artículo, lo cual también se incluirá como

	II. Reentradas a partir de un Pozo existente, y III. Profundizaciones en busca de nuevos objetivos.	parte de las políticas operativas correspondientes.
Artículo 118 QUATER	Los Regulados deberán presentar a la Agencia en forma física o electrónica, el Aviso de Inicio de Reparación Mayor, al menos cinco días hábiles previo a su inicio, precisando el tipo de Reparación Mayor, de conformidad con el formato FF-ASEA-038; adjuntando lo siguiente: I. Declaración bajo protesta de decir verdad firmada por el representante legal del Regulado, en la que manifieste que el Análisis de Riesgo de la ingeniería de detalle de la Reparación Mayor del Pozo, incluye aquellos Riesgos propios y los generados por las operaciones realizadas por contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores del Regulado; II. Análisis de Riesgo de la ingeniería de detalle de la Reparación Mayor del Pozo, que incluyan aquellos Riesgos propios y los generados por las operaciones realizadas por contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores del Regulado; III. Diseño final de la Reparación Mayor, y IV. Fecha estimada del inicio de la producción del Pozo. Previo al inicio de la Reparación Mayor de Pozos, los Regulados deberán verificar la Integridad Mecánica del Pozo y mantener disponible la evidencia documental en sitio para cuando sea requerida por la Agencia.	Vista Oil & Gas Holding II, S.A. de C.V., cumplirá con lo establecido en este artículo, lo cual también se incluirá como parte de las políticas operativas correspondientes.
Artículo 119	Con la finalidad de reducir los Riesgos e impactos, los Regulados deberán: I. Diseñar y construir Pozos con al menos dos Barreras probadas e independientes; II. Aislar y proteger Acuíferos y cuerpos de aguas superficiales; III. Contar con las conexiones superficiales de control para las actividades específicas de Perforación, Pruebas de Producción, Terminación y Mantenimiento de Pozos, conforme a las máximas condiciones de presión y temperatura de operación esperadas. Las conexiones superficiales de control incluyen, entre otras, al cabezal de Pozo, el Conjunto de Preventores, el árbol de válvulas y las líneas de tratamiento y de control, entendiendo a estas últimas como las tuberías e interconexiones para operación de los equipos mencionados; IV. Contar con sistemas de control manual y automático en el equipo y conexiones superficiales de control; V. Utilizar fluidos de Perforación base agua en las primeras etapas de Perforación, las cuales	Vista Oil & Gas Holding II, S.A. de C.V., cumplirá con lo establecido en este artículo, lo cual también se incluirá como parte de las políticas operativas correspondientes.

	comprenden las tuberías conductoras y de revestimiento superficial; VI. Diseñar el programa de Perforación de tal manera que los Acuíferos someros no se contaminen; VII. Asegurar que las Tuberías de Revestimiento cubran y aislen todos los Acuíferos, que puedan emplearse para cualquier uso contemplado en la normatividad vigente en materia de aguas nacionales; VIII. Implementar procedimientos para mitigar los Riesgos en la preparación, acondicionamiento, uso y manejo de los fluidos y materiales utilizados durante la Perforación, Pruebas de Producción, Terminación y Mantenimiento de Pozos, y Demostrar la hermeticidad del segmento revestido y la adecuada cementación a través de pruebas de hermeticidad y registros de cementación, una vez cementadas las Tuberías de Revestimiento en cada una de las etapas planeadas o de contingencia.	
Artículo 120	Los Regulados deberán tomar todas las medidas necesarias para aislar zonas potenciales de flujo durante la Perforación de Pozos, de conformidad con el estándar API 65 - Parte 2, Aislamiento de Zonas Potenciales de Flujo Durante la Construcción de Pozos, o un estándar equivalente o superior. Para estos fines, se deberán establecer Barreras claramente definidas para prevenir: I. El flujo descontrolado de Gas Natural al medio ambiente; II. El flujo cruzado entre formaciones adyacentes, y La contaminación de aguas subterráneas durante las operaciones de Perforación y cementación.	Vista Oil & Gas Holding II, S.A. de C.V., cumplirá con lo establecido en este artículo, lo cual también se incluirá como parte de las políticas operativas correspondientes.
Artículo 121	Los Regulados deberán implementar procedimientos y contar con los sistemas y equipos de seguridad necesarios para la detección y respuesta ante la presencia de gases combustibles y tóxicos, incluyendo sensores que puedan detectar los gases y combustibles mencionados.	Vista Oil & Gas Holding II, S.A. de C.V., cumplirá con lo establecido en este artículo, lo cual también se incluirá como parte de las políticas operativas correspondientes.
Artículo 122	Los Regulados deberán seleccionar y diseñar el arreglo del Conjunto de Preventores y equipos a utilizar para el control de Pozos en las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, considerando el cumplimiento con las mejores prácticas. Los Regulados deberán conservar la información documental del cumplimiento de las mejores prácticas para la selección y el diseño del Conjunto de Preventores y equipos a utilizar para el control de Pozos, y presentarlos cuando sean requeridos por la Agencia.	Vista Oil & Gas Holding II, S.A. de C.V., cumplirá con lo establecido en este artículo, lo cual también se incluirá como parte de las políticas operativas correspondientes.
Artículo 123	Los Regulados deberán mantener vigentes las certificaciones del Conjunto de Preventores y Equipos Críticos atendiendo a las mejores prácticas.	Vista Oil & Gas Holding II, S.A. de C.V., cumplirá con lo establecido en este artículo, lo cual también se incluirá como

		parte de las políticas operativas correspondientes.
Artículo 124	Los Regulados deberán incluir en los procedimientos de verificación del Conjunto de Preventores y Equipos Críticos, al menos lo siguiente: I. Revisión de memorias de cálculo; II. Revisión de los diagramas de conexiones, instrumentación y control; III. Revisión de los componentes, identificando defectos visibles en los materiales o en el ensamblaje, debiéndose documentar la inspección realizada; IV. Otros procedimientos recomendados por los fabricantes, incluyendo revisiones y actualizaciones, y Otros procedimientos internos que los Regulados consideren necesarios, incluyendo revisiones y actualizaciones de los mismos.	Vista Oil & Gas Holding II, S.A. de C.V., cumplirá con lo establecido en este artículo, lo cual también se incluirá como parte de las políticas operativas correspondientes.
Artículo 125	Los Regulados deberán contar con los mecanismos para administrar los Riesgos en las operaciones que utilicen herramientas de registros de Pozo, bombeo de alta presión, maniobras de equipos, materiales radioactivos, molienda de tapones, apertura de Pozo y para la realización de Disparos.	Vista Oil & Gas Holding II, S.A. de C.V., cumplirá con lo establecido en este artículo, lo cual también se incluirá como parte de las políticas operativas correspondientes.
Artículo 126	Con la finalidad de reducir los Riesgos e impactos durante el proceso de Terminación los Regulados deberán: I. Contar con las conexiones superficiales de control conforme a las máximas condiciones de presión y temperatura de operación esperadas. Las conexiones superficiales de control incluyen, entre otras, al cabezal de Pozo, el Conjunto de Preventores, el árbol de válvulas, las líneas de tratamiento y de control, entendiendo a estas últimas como las tuberías e interconexiones para operación de los equipos mencionados; II. Contar con sistemas de control manual y remoto del equipo y conexiones superficiales de control; III. Contar con personal con capacitación actualizada en actividades de control de Pozo; IV. Implementar los procedimientos para mitigar el Riesgo en la preparación, acondicionamiento, uso y manejo de los fluidos y materiales utilizados durante la Terminación de Pozos, y Demostrar la hermeticidad del segmento revestido y la adecuada cementación a través de pruebas de hermeticidad y registros de cementación.	Vista Oil & Gas Holding II, S.A. de C.V., cumplirá con lo establecido en este artículo, lo cual también se incluirá como parte de las políticas operativas correspondientes.

Artículo 127	Los Regulados deberán tomar en consideración los siguientes factores durante la Terminación de Pozos: I. Diseñar y construir Pozos con al menos dos Barreras; II. Aislar y proteger Acuíferos y cuerpos de agua superficiales, y Monitorear los sistemas de presión durante las actividades de Terminación.	Vista Oil & Gas Holding II, S.A. de C.V. , cumplirá con lo establecido en este artículo, lo cual también se incluirá como parte de las políticas operativas correspondientes.
Artículo 143	Los Regulados deberán mantener disponible en sitio, al menos la siguiente información de Pruebas de Producción, para cuando sea requerida por la Agencia:	Se mantendrá en sitio, para cuando sean requeridos por la ASEA, la documentación relacionada con: ✓ Registros de saturación de fluidos. ✓ Registros de presión de fondo. ✓ Registros ecómetros. ✓ Pruebas de producción. ✓ Estudios Geológicos y Geofísicos. Análisis de correlación entre pozos.
Artículo 144	Los Regulados deberán presentar a la Agencia el Aviso de Cambio de Operaciones quince días hábiles, previo al inicio y desarrollo de las etapas de Cierre, Desmantelamiento y Abandono de cualquier Instalación, incluyendo Pozos, así como en el caso en que los Regulados procedan a la devolución parcial o total del Área Contractual o de Asignación.	Vista Oil & Gas, cumplirá con lo establecido en este artículo en los formatos establecidos.

Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los lineamientos para la gestión integral de los Residuos de Manejo Especial del Sector Hidrocarburos.

Vista Oil & Gas, acatará lo referente a lo establecido a la DACG aplicables a las actividades motivo del presente proyecto y realiza la siguiente vinculación:

Continuación de la **Tabla 7**. DACG aplicables a las actividades del proyecto

Artículo	Especificación	Vinculación Vista Oil & Gas
Artículo 6	Los Regulados que busquen desarrollar un proyecto del Sector Hidrocarburos en el que se generen RME, deberán registrarse 45 días hábiles previos al desarrollo de sus actividades, ante la Agencia como Microgenerador, Pequeño Generador o Gran Generador de RME, para lo cual solicitarán su Registro como Generador a través de un escrito con la solicitud expresa y firmado por sí o a través del representante legal que cuente con facultades para ello, integrando la siguiente documentación e información:	Vista Oil & Gas, realice el trámite ante la Agencia y cuenta con su registro como generador de Residuos de Manejo Especial.
Artículo 8	Los Regulados que generen RME distintos a los manifestados dentro de su registro de RME, actuarán conforme alguno de los siguientes supuestos:	Vista Oil & Gas, cumplirá con lo establecido en este artículo.

Artículo 9	Los Regulados que dejen de generar RME, derivado de las actividades del Sector Hidrocarburos, deberán presentar ante la Agencia, dentro de los 30 días hábiles contados a partir de que se dejen de generar RME, una solicitud de cancelación de su registro, la cual deberá presentarse con la solicitud expresa y firmado por sí o a través del representante legal que cuente con facultades para ello, señalando el número de registro único de generador, asignado previamente por la Agencia.	Vista Oil & Gas, cumplirá con lo establecido en este artículo.
Artículo 10	Los Regulados que son Grandes Generadores de RME, están obligados a registrar ante la Agencia el Plan de Manejo de RME, el cual deberá ser presentado a través de un escrito con la solicitud expresa y firmado por sí o a través del representante legal que cuente con facultades para ello, conforme a los plazos establecidos dentro de la normatividad emitida por la Agencia; asimismo, para proyectos nuevos se deberá presentar, a través de un escrito con la solicitud expresa y firmado por sí o a través del representante legal que cuente con facultades para ello, dentro de los 45 días hábiles previos al desarrollo de sus actividades, para su revisión y para que, en su caso, se emita su registro. La solicitud de registro del Plan de Manejo de RME deberá contener la CURR (en caso de tener asignada la misma), así como la información establecida dentro del formato de registro del Plan de Manejo de RME (FF-ASEA-003).	Vista Oil & Gas, está en proceso de integración de su plan de manejo para cumplir con lo establecido en este artículo.
Artículo 33	Las áreas de almacenamiento temporal de RME de los Regulados, además de las que establezcan las Normas Oficiales Mexicanas para algún tipo de residuo en particular, deberán cumplir con las siguientes condiciones:.....	Vista Oil & Gas, cumplirá con lo establecido en este artículo e implementará medidas de prevención durante el almacenamiento de residuos.
Artículo 34	Los Microgeneradores, Pequeños Generadores y Grandes Generadores, deberán llevar y resguardar la bitácora correspondiente de los RME generados, considerando los siguientes elementos:	Vista Oil & Gas, cumplirá con lo establecido en este artículo e implementará bitácora de generación de RME.
Artículo 35	Los Regulados y Prestadores de Servicios, deberán presentar, en formato electrónico, un informe anual ante la Agencia, en el área de atención al Regulado, sobre la generación, el manejo y los movimientos que se hubieren efectuado en el año inmediato anterior de los RME, mismo que deberá presentarse en los meses de abril o mayo, incluyendo los siguientes aspectos:	Vista Oil & Gas, cumplirá con lo establecido en este artículo y realizará los informes correspondientes.

Artículo 39	La información para los informes, objeto de los presentes lineamientos, por parte de los Regulados y Prestadores de Servicios, deberá presentarse en original ante la Agencia, en el área de atención al Regulado, anexando una copia en formato electrónico y en idioma español.	Vista Oil & Gas, cumplirá con lo establecido en este artículo, lo cual también se incluirá como parte de las políticas de seguimiento correspondientes.
-------------	---	---

II.2 Las obras y/o actividades estén expresamente previstas por un plan parcial de desarrollo urbano o de ordenamiento ecológico que haya sido evaluado por esta Secretaría.

Las actividades 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 consensado 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 ventajosísimas 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, ver siguiente tabla.

Tabasco, PIB sectorial con y sin petróleo.
Valores constantes en millones de pesos

Sector		1970		1980		1993		2003		2010		2017	
		Absoluto	Relativo	Absoluto	Relativo	Absoluto	Relativo	Absoluto	Relativo	Absoluto	Relativo	Absoluto	Relativo
Con petróleo	Total	5 152	100	169 836	100	14 858	100	374 891	100	525 012	100	503 692	100
	Primario	1 007	19.55	6 450	3.8	1 056	7.11	7 782	2.08	7 148	1.36	8 276	1.64
	Secundario	2 018	39.16	141 578	83.36	4 415	29.71	246 556	65.77	373 455	71.13	326 493	64.82
	Terciario	2 127	41.29	21 808	12.84	9 388	63.18	120 553	32.16	144 409	27.51	168 923	33.54
Sin petróleo	Total	3 790	100	37 496	100	12 553	100	205 112	100	234 998	100	239 883	100
	Primario	1 007	26.58	6 450	17.2	1 056	8.41	7 782	3.79	7 148	3.04	8 276	3.45
	Secundario	655	17.28	9 238	24.64	2 110	16.81	76 777	37.43	83 441	35.51	62 684	26.13
	Terciario	2 127	56.12	21 808	58.16	9 388	74.78	120 553	58.77	144 409	61.45	168 923	70.42

Datos de 1970 a 1980 Fuente: INEGI. Sistema de Cuentas Nacionales de México: Producto Interno Bruto por entidad federativa 1993, 1996. Año Base 1970. Datos de 1993 Fuente: INEGI. Sistema de Cuentas Nacionales de México: Producto Interno Bruto por entidad federativa 1993 a 1999. Año Base 1993. Datos de 2003 a 2017 Fuente: INEGI. Sistema de Cuentas Nacionales de México. Producto Interno Bruto por Entidad Federativa. Año Base 2013. Serie de 2003 a 2017. 2017 preliminar.

Fuente: Plan Estatal de Desarrollo 2019 -2024

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 (ITAAE), 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 lo 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, Ronda 3.1 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.

Fuente: 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 cuanto a Ordenamientos ecológicos decretados, se consultó el Subsistema de Información para el Ordenamiento Ecológico (SIORE), se identificó que en el área donde se localiza el proyecto y área de influencia, involucra los siguientes programas de ordenamiento los cuales se realiza una descripción y vinculación con los programas en el ámbito de su competencia.

- **Programa de Ordenamiento Ecológico General del Territorio (POEGT)**

Este instrumento entró en vigor el 8 de septiembre de 2012, de acuerdo a la disposición establecida en el transitorio único del Decreto publicado en el Diario Oficial de la Federación el 7 de septiembre del mismo año. Se destaca en esta disposición que la observancia obligatoria vincula las acciones y programas de la Administración Pública Federal y las entidades paraestatales, esto es, a través de esa vinculación se concreta el carácter inductivo de este instrumento hacia los particulares.

La base para la regionalización ecológica comprende unidades territoriales sintéticas que se integran a partir de los principales factores del medio biofísico: clima, relieve, vegetación y suelo. La interacción de estos factores determina la homogeneidad relativa del territorio hacia el interior de cada unidad y la heterogeneidad con el resto de las unidades. Con este principio se obtuvo como resultado la diferenciación del territorio nacional en 145 unidades denominadas unidades ambientales biofísicas (UAB), representadas a escala 1:2 000 000, empleadas como base para el análisis de las etapas de diagnóstico y pronóstico, y para construir la propuesta del POEGT.

Las políticas ambientales (aprovechamiento, restauración, protección y preservación) son las disposiciones y medidas generales que coadyuvan al desarrollo sustentable. Su aplicación promueve que los sectores del Gobierno Federal actúen y contribuyan en cada UAB hacia este modelo de desarrollo. Como resultado de la combinación de las cuatro políticas ambientales principales, para este Programa se definieron 18 grupos, los cuales fueron tomados en consideración para las propuestas sectoriales y finalmente para establecer las estrategias y acciones ecológicas en función de la complejidad interior de la UAB, de su extensión territorial y de la escala. El orden en la construcción de la política ambiental refleja la importancia y rumbo de desarrollo que se desea inducir en la UAB.

En el área de influencia se identificó que se ubican principalmente en la UAB 135 Planicies Aluviales del Occidente de Tabasco y al norte una pequeña fracción en la UAB 76 Llanuras Fluviodeltaicas de Tabasco.

Tabla 8. Unidad Ambiental Biofísica (UAB) que inciden con el Área contractual 9 CS 01 y desarrollo del Proyecto.

Clave Región	UAB	Nombre UAB	Rectores de desarrollo	Coadyuvantes del desarrollo
18.3	135	Planicies Aluviales del Occidente de Tabasco	Agricultura, Desarrollo Social y Ganadería	Industria Pemex
Asociados del desarrollo		Otros sectores de interés	Política Ambiental	Nivel de atención prioritaria
Preservación de flora y Fauna		CFE, Forestal, Minería, SCT, Turismo, Pueblos Indígenas	Restauración y Aprovechamiento Sustentable	Alta

Figura 4. Ubicación de la Unidad Ambiental Biofísica con la que incide el con el Área contractual CS 09 y desarrollo del proyecto

IMAGEN CON LA UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN (INFORMACIÓN RESERVADA). INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP Y 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP.

Fuente: Programa de Ordenamiento Ecológico General del Territorio (POEGT)

Tabla 9. Vinculación de la Unidad Ambiental Biofísica (UAB) 135 con el Área contractual CS 09 y desarrollo del proyecto

Estrategias	Descripción	Vinculación
1	Conservación en sitio de los ecosistemas y su biodiversidad.	Las obras y actividades no se encuentran en ANP Federales o Estatales.
2	Recuperación de especies en riesgo.	Vista Oil & Gas, en caso de encontrarse con especies de lento desplazamiento se realizarán actividades de translocación de Especies de Fauna.
3	Conocimiento, análisis y monitoreo de los ecosistemas y su biodiversidad.	No aplica
4	Aprovechamiento sustentable de ecosistemas, especies, recursos genéticos y recursos naturales.	No se realizará aprovechamiento de los ecosistemas de la zona.
5	Aprovechamiento sustentable de los suelos agrícolas y pecuarios.	El Proyecto corresponde al Sector Petrolero.
6	Modernizar la infraestructura hidroagrícola y tecnificar las superficies agrícolas.	El Proyecto corresponde al Sector Petrolero.
7	Aprovechamiento sustentable de los recursos forestales.	No se aprovecharán los recursos forestales de la zona.
8	Valoración de los servicios ambientales.	El Proyecto corresponde al Sector Petrolero.
10	Reglamentar el uso del agua en las principales cuencas y acuíferos para su protección.	Se contará con las autorizaciones correspondientes para el uso y aprovechamiento de agua emitidas por la CONAGUA.
12	Protección de los ecosistemas.	Se contará con las Políticas de Seguridad y Medio Ambiente apegadas a la conservación y protección de los ecosistemas
13	Racionalizar el uso de agroquímicos y promover el uso de biofertilizantes.	No se permitirá el uso de herbicidas o agroquímicos durante las actividades de mantenimiento de
14	Restauración de ecosistemas forestales y suelos agropecuarios.	El Proyecto corresponde al Sector Petrolero, sin embargo, se tiene contemplada realizar actividades de reforestación como medidas de compensación
15	Aplicación de los productos de la investigación en el sector minero al desarrollo económico y social y al aprovechamiento sustentable de los recursos naturales no renovables.	El Proyecto corresponde al Sector Petrolero.
15BIS	Coordinación entre los sectores minero y ambiental.	El Proyecto corresponde al Sector Petrolero.

Estrategias	Descripción	Vinculación
16	Promover la reconversión de industrias básicas (textil-vestido, cuero-calzado, juguetes, entre otros), a fin de que se posicionen en los mercados doméstico e internacional.	El Proyecto corresponde al Sector Petrolero.
17	Impulsar el escalamiento de la producción hacia manufacturas de alto valor agregado (automotriz, electrónica, autopartes, entre otras).	El Proyecto corresponde al Sector Petrolero.
18	Establecer mecanismos de supervisión e inspección que permitan el cumplimiento de metas y niveles de seguridad adecuados en el sector de hidrocarburos.	Vista Oil & Gas, realizar inspecciones y recorridos de supervisión durante la ejecución de las actividades del proyecto para asegurar que se cumpla con las Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Medio Ambiente.
19	Fortalecer la confiabilidad y seguridad energética para el suministro de electricidad en el territorio, mediante la diversificación de las fuentes de energía, incrementando la participación de tecnologías limpias, permitiendo de esta forma disminuir la dependencia de combustibles fósiles y las emisiones de gases de efecto invernadero.	El Proyecto corresponde al Sector Petrolero.
20	Mitigar el incremento en las emisiones de Gases Efecto Invernadero y reducir los efectos del Cambio Climático, promoviendo las tecnologías limpias de generación eléctrica y facilitando el desarrollo del mercado de bioenergéticos bajo condiciones competitivas, protegiendo la seguridad alimentaria y la sustentabilidad ambiental.	Vista Oil & Gas, no realizara emisiones de Gases Efecto Invernadero en las actividades del proyecto.
21	Rediseñar los instrumentos de política hacia el fomento productivo del turismo.	El Proyecto corresponde al Sector Petrolero.
22	Orientar la política turística del territorio hacia el desarrollo regional.	El Proyecto corresponde al Sector Petrolero.
23	Sostener y diversificar la demanda turística doméstica e internacional con mejores relaciones consumo (gastos del turista) – beneficio (valor de la experiencia, empleos mejor remunerados y desarrollo regional).	El Proyecto corresponde al Sector Petrolero.
24	Mejorar las condiciones de vivienda y entorno de los hogares en condiciones de pobreza para fortalecer su patrimonio.	El Proyecto corresponde al Sector Petrolero.
25	Prevenir, mitigar y atender los riesgos naturales y antrópicos en acciones coordinadas entre los tres órdenes de gobierno de manera corresponsable con la sociedad civil	El Proyecto corresponde al Sector Petrolero, se cuenta con un Protocolo de Respuesta a Emergencia del campo Área Contractual 9 CS-10.

Estrategias	Descripción	Vinculación
26	Promover el desarrollo y fortalecimiento de capacidades de adaptación al cambio climático, mediante la reducción de la vulnerabilidad física y social y la articulación, instrumentación y evaluación de políticas públicas, entre otras.	El Proyecto corresponde al Sector Petrolero.
27	Incrementar el acceso y calidad de los servicios de agua potable, alcantarillado y saneamiento de la región.	El Proyecto corresponde al Sector Petrolero.
28	Consolidar la calidad del agua en la gestión integral del recurso hídrico.	El Proyecto corresponde al Sector Petrolero.
29	Posicionar el tema del agua como un recurso estratégico y de seguridad nacional.	El Proyecto corresponde al Sector Petrolero.
30	Construir y modernizar la red carretera a fin de ofrecer mayor seguridad y accesibilidad a la población y así contribuir a la integración inter e intrarregional.	El Proyecto corresponde al Sector Petrolero.
31	Generar e impulsar las condiciones necesarias para el desarrollo de ciudades y zonas metropolitanas seguras, competitivas, sustentables, bien estructuradas y menos costosas.	El Proyecto corresponde al Sector Petrolero.
32	Frenar la expansión desordenada de las ciudades, dotarlas de suelo apto para el desarrollo urbano y aprovechar el dinamismo, la fortaleza y la riqueza de las mismas para impulsar el desarrollo regional.	El Proyecto corresponde al Sector Petrolero.
35	Inducir acciones de mejora de la seguridad social en la población rural para apoyar la producción rural ante impactos climatológicos adversos.	El Proyecto corresponde al Sector Petrolero.
36	Promover la diversificación de las actividades productivas en el sector agroalimentario y el aprovechamiento integral de la biomasa. Llevar a cabo una política alimentaria integral que permita mejorar la nutrición de las personas en situación de pobreza.	El Proyecto corresponde al Sector Petrolero.
37	Integrar a mujeres, indígenas y grupos vulnerables al sector económico-productivo en núcleos agrarios y localidades rurales vinculadas.	El Proyecto corresponde al Sector Petrolero.
38	Fomentar el desarrollo de capacidades básicas de las personas en condición de pobreza.	El Proyecto corresponde al Sector Petrolero.
39	Incentivar el uso de los servicios de salud, especialmente de las mujeres y los niños de las familias en pobreza.	El Proyecto corresponde al Sector Petrolero.

Estrategias	Descripción	Vinculación
40	Atender las necesidades de los adultos mayores mediante la integración social y la igualdad de oportunidades. Promover la asistencia social a los adultos mayores en condiciones de pobreza o vulnerabilidad, dando prioridad a la población de 70 años y más, que habita en comunidades rurales con los mayores índices de marginación.	El Proyecto corresponde al Sector Petrolero.
41	Procurar el acceso a instancias de protección social a personas en situación de vulnerabilidad.	El Proyecto corresponde al Sector Petrolero.
42	Asegurar la definición y el respeto a los derechos de propiedad rural.	El Proyecto corresponde al Sector Petrolero.
43	Integrar, modernizar y mejorar el acceso al Catastro Rural y la Información Agraria para impulsar proyectos productivos.	El Proyecto corresponde al Sector Petrolero.
44	Impulsar el desarrollo regional mediante acciones coordinadas entre los tres órdenes de gobierno y concertadas con la sociedad civil.	El Proyecto corresponde al Sector Petrolero.

Las políticas ambientales (aprovechamiento, restauración, protección y preservación) son las disposiciones y medidas generales que coadyuvan al desarrollo sustentable. En el instrumento que se analiza, su aplicación promueve que los sectores del Gobierno Federal actúen y contribuyan en cada UAB hacia este modelo de desarrollo que asegure de mejor manera la sostenibilidad. Como resultado de la combinación de las cuatro políticas ambientales principales, para este Programa se definieron 18 grupos, los cuales fueron tomados en consideración para las propuestas sectoriales y finalmente para establecer las estrategias y acciones ecológicas en función de la complejidad interior de la UAB, de su extensión territorial y de la escala, las cuales fueron analizadas y con base en su coincidencia, se determinó la congruencia del Proyecto con tales disposiciones, sin embargo, si bien el orden en la construcción de la política ambiental refleja la importancia y rumbo de desarrollo que desea imprimir el Gobierno Federal en cada UAB, es un hecho que son las políticas, y las estrategias establecidas en el POEGT, las que concretan esas proyecciones.

- **Programa de Ordenamiento Ecológico Marino y Regional del Golfo de México y Mar Caribe (POEMyRGMMyMC).**

El 24 de noviembre de 2012 fue expedida la parte marina del Programa de Ordenamiento Ecológico Marino y Regional del Golfo de México y Mar Caribe, que corresponde a las áreas o superficies ubicadas en zonas marinas mexicanas, incluyendo las zonas federales adyacentes.

El POEMyRGMMyMC, es el instrumento de política ambiental cuyo objeto es regular o inducir el uso del suelo y las actividades productivas, con el fin de lograr la protección del medio ambiente y la preservación y el aprovechamiento sustentable de los recursos naturales, a partir del análisis de las tendencias de deterioro y las potencialidades de aprovechamiento de estos.

El POEMyRGMyMC identifica, orienta y enlaza las políticas, programas, proyectos y acciones de la administración pública que contribuyan a lograr las metas regionales que en él se plantean y optimizar el uso de los recursos públicos de acuerdo con la aptitud del territorio.

Tabla 10. Unidad de Gestión Ambiental (UGA) 76 que incide con el Área contractual 9 CS 01 y desarrollo del proyecto.

Tipo de UGA	Nombre	Municipio	Estado	Población	Superficie
Regional	Macuspana	Macuspana	Tabasco	141,174 Habitantes	214,651.427 Ha.

Tabla 11. Vinculación de las acciones específicas de criterios aplicables de la UGA XX del POEMyRGMyMC incide con el Área contractual CS 09 y desarrollo del proyecto.

Clave	Acciones Específicas	Vinculación con el Proyecto
A001	Fortalecer los mecanismos para el control de la comercialización y uso de agroquímicos y pesticidas.	El Proyecto consiste en infraestructura para la exploración y extracción de hidrocarburos y, durante desmonte de áreas no se permitirá uso de herbicidas o pesticidas para tal fin.
A002	Instrumentar mecanismos de capacitación para el manejo adecuado de agroquímicos y pesticidas.	El Proyecto consiste en infraestructura para la exploración y extracción de hidrocarburos y, durante desmonte de áreas no se permitirá uso de herbicidas o pesticidas para tal fin.
A003	Fomentar el uso de fertilizantes orgánicos y abonos verdes en los procesos de fertilización del suelo de actividades agropecuarias y forestales.	El Proyecto consiste en infraestructura para la exploración y extracción de hidrocarburos y, durante desmonte de áreas no se permitirá uso de herbicidas o pesticidas para tal fin.
A004	Promover acciones para el mantenimiento del flujo hidrológico a nivel de cuencas y microcuencas, para evitar el azolve y las inundaciones en las partes bajas.	El Proyecto consiste en infraestructura para la exploración y extracción de hidrocarburos. Todas las excavaciones y rellenos que se realicen, como ya se ha señalado, son proyectadas considerando, principalmente los patrones naturales de escurrimiento de las aguas pluviales, la topografía del terreno y la relación con obras anteriores que pudieran verse afectadas o afectar, la zona, conformado bordes o barreras, azolvando o inundando áreas.
A005	Evitar las pérdidas de agua durante los procesos de distribución de la misma.	El Proyecto consiste en infraestructura para la exploración y extracción de hidrocarburos. Sin embargo, cuando se tenga la necesidad de utilizar agua se hará a través de sitios autorizados para su uso y aprovechamiento y se tomaran medidas necesarias para evitar su desperdicio.
A006	Implementar programas para la captación de agua de lluvia y el uso de aguas grises.	El Proyecto consiste en infraestructura para la exploración y extracción de hidrocarburos, y no se considera la necesidad de agua de lluvia. Por lo que respecta a las aguas residuales, negras y/o grises, estas serán manejadas, en caso de generarse, por una empresa especializada y autorizada para tal fin.
A007	Promover la constitución de áreas destinadas voluntariamente a la conservación o ANP en áreas aptas para la conservación o restauración de ecosistemas naturales.	El Proyecto no se desarrollará en zonas de conservación o en ANP, aunque geográficamente colinda con la R.B. Pantanos de Centla, pero se ubica a mucha distancia, por lo que los impactos a esta resultan prácticamente nulos.

A011	Establecer e impulsar programas de restauración y recuperación de la cobertura vegetal original para revertir el avance de la frontera agropecuaria.	Solo hay vegetación secundaria (maleza) en los caminos de acceso; sin embargo, como los componentes más estables de los geosistemas no serán alterados, es posible una recuperación por vías naturales a corto plazo en casos de abandono.
A014	Instrumentar campañas de restauración, reforestación y recuperación de manglares y otros humedales en las zonas de mayor viabilidad ecológica.	El Proyecto no se desarrollará en zonas de manglares.
A016	Establecer corredores biológicos para conectar las ANP existentes o las áreas en buen estado de conservación dentro del ASO.	El Proyecto no tiene relación directa ni se ubica cerca de un ANP.
A017	Establecer e impulsar programas de restauración, reforestación y recuperación de zonas degradadas.	Vista Oil & Gas contara con un programa de reforestación como medida de compensación y para la etapa de abandono; realizaría restauraciones y recuperaciones de zonas impactadas en caso de requerirse.
A018	Promover acciones de protección y recuperación de especies bajo algún régimen de protección considerando en la Norma Oficial Mexicana, Protección ambiental-Especies Nativas de México de Flora y Fauna Silvestre-Categoría de Riesgo y Especificaciones para su Inclusión, Exclusión o Cambio-Lista de Especies en Riesgo (NOM-059 SEMARNAT-2010).	Vista Oil & Gas, realizara en cada área de trabajo, periódicamente y de manera obligatoria un recorrido de inspección visual para detectar la presencia de especies de fauna sobre todo de aquellas enlistadas en la NOM-059-SEMARNAT-2010, de encontrarse con individuos se realizarán acciones de ahuyentamiento y en caso de encontrarse especies de lento desplazamiento se deberá de realizar las acciones de translocación, se deberá de llevar cabo el registro en bitácora de los individuos rescatados y/o reubicados.
A019	Los programas de remediación que se implementen deberán ser formulados y aprobados de conformidad con la Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos, y demás normatividad aplicable.	En caso de presentarse un derrame durante las etapas del Proyecto se realizará acciones tendientes a la Evaluación de Daños Ambientales y Restauración de los Sitios Contaminados, para lo cual se contratará a una empresa especializada y debidamente autorizada por la ASEA.
A020	Promover el uso de tecnologías de manejo de la caña en verde para evitar las emisiones producidas en los periodos de zafra.	El Proyecto consiste en infraestructura para la exploración y extracción de hidrocarburos y no se ubica en una zona cañera, la mayoría son praderas de ganadería, con algunos cultivos de temporal o de traspatio
A021	Fortalecer los mecanismos de control de emisiones y descargas para mejorar la calidad del aire, agua y suelos, particularmente en las zonas industriales y urbanas del ASO.	Vista Oil & Gas, se asegura que los equipos que utilizara durante las actividades del contrato cuenten con un programa de mantenimiento preventivo y no contempla la generación de emisiones al agua, aire o suelo, en el área del proyecto.
A022	Fomentar programas de remediación y monitoreo de zonas y aguas costeras afectadas por los hidrocarburos.	El Proyecto no se encuentra en zonas costeras
A023	Fomentar la aplicación de medidas preventivas y correctivas de contaminación del suelo con base a riesgo ambiental, así como la aplicación de acciones inmediatas o de emergencia y tecnologías para la remediación in situ, en términos de la legislación aplicable.	En caso de presentarse un derrame durante las etapas del Proyecto se realizará acciones tendientes a la Evaluación de Daños Ambientales y Restauración de los Sitios Contaminados, Cabe señalar que el proyecto, por sus permisos y condiciones contractuales, contará con todas las medidas de seguridad, preventivas y correctivas, de acuerdo con la normatividad aplicable y a todos los señalamientos normativos que se le señales por parte de las autoridades.

A024	Fomentar el uso de tecnologías para reducir la emisión de gases de efecto invernadero y partículas al aire por parte de la industria y los automotores cuando ello sea técnicamente viable.	Vista Oil & Gas, se asegura que los equipos que utilizara durante las actividades del contrato cuenten con un programa de mantenimiento preventivo. Y ninguna de las obras proyectadas constituirá una fuente de generación de emisiones contaminantes, en operaciones normales, sin embargo, se están desarrollando todas las acciones y medidas de prevención que se requieren, como es el caso del presente informe preventivo.
A025	Promover la participación de las industrias en acciones tendientes a una gestión adecuada de residuo peligroso, con el objeto de prevenir la contaminación de suelos y fomentar su preservación.	Se cuenta con un Plan de Manejo de Residuos Peligrosos y de Manejo Especial con el objeto de prevenir la contaminación y darles un manejo integral a los residuos además de numerosas acciones y obras dirigidas a la correcta operación de todas las obras consideradas, dirigidas a la protección del ambiente y sus recursos naturales.
A026	Promover e impulsar el uso de tecnologías "Limpias" y "Ambientalmente amigables" en las industrias registradas en el ASO y su área de influencia. Fomentar que las industrias que se establezcan cuenten con las tecnologías de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.	Vista Oil & Gas, dentro sus actividades no generarán gases de efecto invernadero, ya que ninguna de las obras proyectada constituirá una fuente de emisiones atmosféricas, durante sus procesos de preparativos, desarrollo y/o abandono, sin embargo, coincide en apoyar todo aquello que tienda a la promoción e impulso de tecnologías limpias y ambientalmente amigables
A033	Fomentar el aprovechamiento de la energía eólica excepto cuando su infraestructura pueda afectar corredores de especies migratorias.	El Proyecto consiste en infraestructura para la exploración y extracción de hidrocarburos y no considera infraestructura que requiera del aprovechamiento de energía eólica, ni coincide con áreas con instalaciones para tal fin.
A035	Promover la generación energética por medio de tecnologías mini hidráulicas.	El Proyecto consiste en infraestructura para la exploración y extracción de hidrocarburos y no se relaciona con actividades de generación de energía, aparte de la del sector hidrocarburos
A037	Promover la generación energética por medio de energía solar.	El Proyecto consiste en infraestructura para la exploración y extracción de hidrocarburos y no se relaciona con actividades de generación de energía solar.
A038	Impulsar el uso de los residuos agrícolas para la generación de energía y reducir los riesgos de incendios forestales en las regiones más secas.	El Proyecto consiste en infraestructura para la exploración y extracción de hidrocarburos y no se relaciona con actividades de otro sector productivo excepto con el sector ganadero en algunos casos.
A039	Promover la reducción del uso de agroquímicos sintéticos a favor del uso de mejoradores orgánicos.	El Proyecto consiste en infraestructura para la exploración y extracción de hidrocarburos, no apoya el uso de agroquímicos y si el uso de mejoradores orgánicos.
A050	Promover el desarrollo de Programas de Desarrollo Urbano y Programas de Conurbación con el fin de dotar de infraestructura de servicios a las comunidades rurales.	No aplica. - El Proyecto consiste en infraestructura para la exploración y extracción de hidrocarburos.
A051	Promover la construcción de caminos rurales, de terracería o revestidos entre las localidades estratégicas para procesos de mejorar la comunicación.	El proyecto construirá algunos caminos y reparara los existentes que dan acceso a las peras y DDV, los cuales contribuirán con la población de la zona mejorando o contribuyendo a la mejora de la comunicación.

A052	Promover el uso sostenible de la tierra/agricultura (cultivos, ganado, pastos y praderas, y bosques) y prácticas de manejo y tecnología que favorezcan la captura de carbono.	No aplica. - El Proyecto consiste en infraestructura para la exploración y extracción de hidrocarburos.
A053	Desincentivar y evitar el desarrollo de actividades productivas extensivas.	No aplica. - El Proyecto consiste en infraestructura para la exploración y extracción de hidrocarburos.
A054	Promover la sustitución de tecnologías extensivas por intensivas en las actividades acordes a la aptitud territorial, utilizando esquemas de manejo y tecnología adecuada para minimizar el impacto ambiental.	No aplica. - El Proyecto consiste en infraestructura para la exploración y extracción de hidrocarburos.
A055	Coordinar los programas de gobierno que apoyan a la producción agropecuaria para actuar sinérgicamente sobre el territorio y la población que lo ocupa.	No aplica. - El Proyecto consiste en infraestructura para la exploración y extracción de hidrocarburos.
A056	Identificar e implementar aquellos cultivos aptos a las condiciones ambientales cambiantes.	No aplica. - El Proyecto consiste en infraestructura para la exploración y extracción de hidrocarburos.
A057	El establecimiento de zonas urbanas no debe realizarse en zonas de riesgo industrial, zonas de riesgo ante eventos naturales y zonas susceptibles de inundación y derrumbe. Tampoco deberá establecerse en zonas de restauración ecológica, en humedales, dunas costeras ni sobre manglares.	No aplica. - El Proyecto consiste en infraestructura para la exploración y extracción de hidrocarburos.
A058	Realizar campañas para reubicar a personas fuera de las zonas de riesgo.	En la zona del proyecto no se identificaron asentamientos humanos en riesgo.
A059	Identificar, reforzar o dotar de equipamiento básico a las localidades estratégicas para la conservación y/o el desarrollo sustentable.	El Proyecto contará con un Programa de Manejo de Residuos Peligrosos, de Manejo Especial y Sólidos Urbanos, que podrá apoyar a las comunidades de la zona.
A060	Establecer y mejorar sistemas de alerta temprana ante eventos hidrometeorológicos extremos.	No aplica. - El Proyecto consiste en infraestructura para la exploración y extracción de hidrocarburos.
A061	Mejorar las condiciones de las viviendas y de infraestructura social y comunitaria en las localidades de mayor marginación.	No aplica. - El Proyecto consiste en infraestructura para la exploración y extracción de hidrocarburos.
A062	Fortalecer y consolidar las capacidades organizativas y de infraestructura para el manejo adecuado y disposición final de residuos peligrosos y de manejo especial. Asegurar el Manejo Integral de los Residuos Peligrosos.	Vista Oil & Gas, cuenta con sus registros de generador de Residuos Peligrosos y de Manejo Especial además de contar con un Plan de manejo de Residuos Peligrosos y otro para los Residuos de Manejo Especial.
A063	Instalar nuevas plantas de tratamiento de aguas residuales municipales y optimizar las ya existentes.	No aplica. - El Proyecto consiste en infraestructura para la exploración y extracción de hidrocarburos.
A064	Completar la conexión de todas las viviendas al sistema de colección de aguas residuales municipales y a las plantas de tratamiento.	No aplica. - El Proyecto consiste en infraestructura para la exploración y extracción de hidrocarburos.
A065	Instrumentar programas de recuperación y mejoramiento de suelos mediante el uso de lodos inactivados de las plantas de tratamiento de aguas servidas municipales.	No aplica. - El Proyecto consiste en infraestructura para la exploración y extracción de hidrocarburos.
A068	Promover el manejo integral de los residuos sólidos, peligrosos y de manejo especial para evitar su impacto ambiental en el mar y zona costera.	Vista Oil & Gas, cuenta con sus registros de generador de Residuos Peligrosos y de Manejo Especial además de contar con un Plan de manejo de Residuos

		Peligrosos y otro para los Residuos de Manejo Especial
A069	Promover el tratamiento o disposición final de los residuos sólidos urbanos, peligrosos y de manejo especial para evitar su disposición en mar.	Como ya se ha señalado en diferentes puntos del presente IP, se contará con prestadores de servicios autorizados para darle el manejo integral y/o disposición final a los residuos de acuerdo con su categoría
A071	Diseñar e instrumentar acciones coordinadas entre sector turismo y sector conservación para reducir al mínimo la afectación de los ecosistemas en zonas turísticas y aprovechar al máximo el potencial turístico de los recursos. Impulsar y fortalecer las redes de turismo de la naturaleza (ecoturismo) en todas sus modalidades como una alternativa al desarrollo local respetando los criterios de sustentabilidad según la norma correspondiente.	No aplica. - El Proyecto consiste en infraestructura para la exploración y extracción de hidrocarburos.
A072	Promover que la operación de desarrollos turísticos se haga con criterios de sustentabilidad ambiental y social, a través de certificaciones ambientales nacionales o internacionales, u otros mecanismos.	No aplica. - El Proyecto consiste en infraestructura para la exploración y extracción de hidrocarburos.
G001	Promover el uso de tecnologías y prácticas de manejo para el uso eficiente del agua en coordinación con la CONAGUA y demás autoridades competentes.	Vista Oil & Gas, pretende usar una cantidad mínima de agua y vigilara el uso racional del agua durante sus actividades del proyecto.
G002	Promover el establecimiento del pago por servicios ambientales hídricos en coordinación con la CONAGUA y las demás autoridades competentes.	Vista Oil & Gas, utilizará agua obtenida de los sitios autorizados.
G003	Impulsar y apoyar la creación de UMA para evitar el comercio de especies de extracción y sustituirla por especies de producción.	El Proyecto consiste en infraestructura para la exploración y extracción de hidrocarburos.
G004	Instrumentar o en su caso reforzar las campañas de vigilancia y control de las actividades extractivas de flora y fauna silvestre, particularmente para las especies registradas en la Norma Oficial Mexicana, Protección ambiental-Especies Nativas de México de Flora y Fauna Silvestre-Categoría de Riesgo y Especificaciones para su Inclusión, Exclusión o Cambio-Lista de Especies en Riesgo (NOM-059- SEMARNAT-2010)	Vista Oil & Gas, realizara de manera obligatoria recorridos periódicos de inspección visual para detectar la presencia de especies de fauna sobre todo de aquellas enlistadas en la NOM-059-SEMARNAT-2010, de encontrarse con individuos se realizarán acciones de ahuyentamiento y en caso de encontrarse especies de lento desplazamiento se deberá de realizar las acciones de translocación, se deberá de llevar cabo el registro en bitácora de los individuos rescatados y/o reubicados.
G005	Establecer bancos de germoplasma, conforme a la legislación aplicable.	No aplica. - El Proyecto consiste en infraestructura para la exploración y extracción de hidrocarburos.
G006	Reducir la emisión de gases de efecto invernadero.	No Aplica para las actividades del proyecto y que no se generarán gases de efecto invernadero, con excepción de las emisiones de vehículos utilitarios, pero estos recibirán mantenimiento constante y programado, lo que contribuirá a reducir la emisión de dichos gases.
G007	Fortalecer los programas económicos de apoyo para el establecimiento de metas voluntarias para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y comercio de Bonos de Carbono.	No aplica. - El Proyecto consiste en infraestructura para la exploración y extracción de hidrocarburos.
G008	El uso de Organismos Genéticamente Modificados debe realizarse conforme a la legislación vigente.	No aplica. - El Proyecto consiste en infraestructura para la exploración y extracción de hidrocarburos.

G009	Planificar las acciones de construcción de infraestructura, en particular la de comunicaciones terrestres para evitar la fragmentación del hábitat.	No aplica. - El Proyecto consiste en infraestructura para la exploración y extracción de hidrocarburos.
G0010	Instrumentar campañas y mecanismos para la reutilización de áreas agropecuarias para evitar su expansión hacia áreas naturales.	No aplica. - El Proyecto consiste en infraestructura para la exploración y extracción de hidrocarburos.
G0011	Instrumentar medidas de control para minimizar las afectaciones producidas a los ecosistemas costeros por efecto de las actividades humanas.	No Aplica para las actividades del proyecto, no se ubica en una zona costera o está directamente relacionado con una ellas
G0012	Impulsar la ubicación o reubicación de parques industriales en sitios ya perturbados o de escaso valor ambiental.	El Proyecto será desarrollado en un campo que ya había sido operado por PEMEX desde hace más de 40 años por lo que actualmente ya existen peras de perforación, pozos, líneas de descarga, derechos de vía y una batería de separación.
G0013	Evitar la introducción de especies potencialmente invasoras en o cerca de las coberturas vegetales nativas.	Programa de reforestación y restauración con el que se cuenta contempla solo especies nativas endémicas de la región.
G0014	Promover la reforestación en los márgenes de los ríos.	Dentro del Programa de reforestación y restauración se propone en zonas aledañas al proyecto.
G0015	Evitar el asentamiento de zonas industriales o humanas en los márgenes o zonas inmediatas a los cauces naturales de los ríos.	No Aplica para las actividades del proyecto.
G0016	Reforestar las laderas de las montañas con vegetación nativa de la región.	No Aplica para las actividades del proyecto
G0017	Desincentivar las actividades agrícolas en las zonas con pendientes mayores a 50%.	No Aplica para las actividades del proyecto
G0018	Recuperar la vegetación que consolide las márgenes de los cauces naturales en el ASO, de conformidad por lo dispuesto en la Ley de Aguas Nacionales, la Ley General de Vida Silvestre y demás disposiciones jurídicas aplicables.	Dentro del Programa de reforestación y restauración se propone en zonas aledañas al proyecto.
G0019	Los planes o programas de desarrollo urbano del área sujeta a ordenamiento deberán tomar en cuenta el contenido de este Programa de Ordenamiento, incluyendo las disposiciones aplicables sobre riesgo frente a cambio climático en los asentamientos humanos.	No Aplica para las actividades del proyecto
G0020	Recuperar y mantener la vegetación natural en las riberas de los ríos y zonas inundables asociadas a ellos.	Dentro del Programa de reforestación y restauración se propone en zonas aledañas al proyecto.
G0021	Promover las tecnologías productivas en sustitución de las extractivas.	No Aplica para las actividades del proyecto
G0022	Promover el uso de tecnologías productivas intensivas en sustitución de las extensivas.	No Aplica para las actividades del proyecto
G0023	Implementar campañas de control de especies que puedan convertirse en plagas.	No Aplica para las actividades del proyecto

G0024	Promover la realización de acciones de forestación y reforestación con restauración de suelos para incrementar el potencial de sumideros forestales de carbono, como medida de mitigación y adaptación de efectos de cambio climático.	Aunque proyecto no está encaminado a actividades de forestación y/o reforestación, considera acciones de este tipo mediante un Programa de reforestación y restauración como medida de mitigación por eventuales impactos ambientales, lo que. Indirectamente, contribuye a las acciones de mitigación y adaptación de efectos del cambio climático.
G0025	Fomentar el uso de especies nativas que posean una alta tolerancia a parámetros ambientales cambiantes para las actividades productivas.	Programa de reforestación y restauración con el que se cuenta contempla solo especies nativas y endémicas de la región.
G0026	Identificar las áreas importantes para el mantenimiento de la conectividad ambiental en gradientes altitudinales y promover su conservación (o rehabilitación).	Aunque en la zona del proyecto se tiene una infraestructura petrolera desde hace más de 70 años, y la fragmentación del terreno es un hecho, se apoyaría a todas esas acciones para el mantenimiento o rehabilitación de la conectividad ambiental.
G0027	Promover el uso de combustibles de no origen fósil	El Proyecto consiste en la exploración y extracción de hidrocarburos.
G0028	Promover el uso de energías renovables.	No Aplica para las actividades del proyecto
G0029	Promover un aprovechamiento sustentable de la energía.	No Aplica para las actividades del proyecto
G0030	Fomentar la producción y uso de equipos energéticamente más eficientes.	Esto forma parte de las políticas operativas de la empresa
G0031	Promover la sustitución a combustibles limpios, en los casos en que sea posible, por otros que emitan menos contaminantes que contribuyan al calentamiento global.	No aplica. - El Proyecto consiste en infraestructura para la exploración y extracción de hidrocarburos.
G0032	Promover la generación y uso de energía a partir de hidrógeno.	No aplica. - El Proyecto consiste en infraestructura para la exploración y extracción de hidrocarburos.
G0033	Promover la investigación y desarrollo en tecnologías limpias.	No aplica. - El Proyecto consiste en infraestructura para la exploración y extracción de hidrocarburos.
G0034	Impulsar la reducción del consumo de energía de viviendas y edificaciones a través de la implementación de diseños bioclimático, el uso de nuevos materiales y de tecnologías limpias.	No aplica. - El Proyecto consiste en infraestructura para la exploración y extracción de hidrocarburos.
G0035	Establecer medidas que incrementen la eficiencia energética de las instalaciones domésticas existentes.	No aplica. - El Proyecto consiste en infraestructura para la exploración y extracción de hidrocarburos.
G0036	Establecer medidas que incrementen la eficiencia energética de las instalaciones industriales existentes.	No aplica. - El Proyecto consiste en infraestructura para la exploración y extracción de hidrocarburos.
G0037	Elaborar modelos (sistemas mundiales de zonificación agro-ecológica) que permitan evaluar la sostenibilidad de la producción de cultivos; en diferentes condiciones del suelo, climáticas y del terreno.	No aplica. - El Proyecto consiste en infraestructura para la exploración y extracción de hidrocarburos.
G0038	Evaluar la potencialidad del suelo para la captura de Carbono.	No aplica. - El Proyecto consiste en infraestructura para la exploración y extracción de hidrocarburos.

G0039	Promover y fortalecer la formulación e instrumentación de los ordenamientos ecológicos locales en el ASO.	No aplica. - El Proyecto consiste en infraestructura para la exploración y extracción de hidrocarburos.
G0040	Fomentar la participación de las industrias en el Programa Nacional de Auditoría Ambiental.	Vista Oil & Gas, buscará inscribirse en el Programa Nacional de Auditorías
G0041	Fomentar la elaboración de Programas de Desarrollo Urbano en los principales centros de población de los municipios.	No aplica. - El Proyecto consiste en infraestructura para la exploración y extracción de hidrocarburos.
G0042	Fomentar la inclusión de las industrias de todo tipo en el Registro de Emisión y Transferencia de Contaminantes (RETC) y promover el Sistema de Información de Sitios Contaminados en el marco del Programa Nacional de Restauración de Sitios Contaminados.	No aplica. - El Proyecto consiste en infraestructura para la exploración y extracción de hidrocarburos.
G0043	LA SEMARNAT, considerará el contenido aplicable de este Programa. En su participación para la actualización de la Carta Nacional Pesquera, Asimismo, lo considerará en las medidas tendientes a la protección de quelonios, mamíferos marinos y especies bajo un estado especial de protección, que dicte de conformidad con la Ley General de Pesca y Acuicultura Sustentable.	No aplica. - El Proyecto consiste en infraestructura para la exploración y extracción de hidrocarburos.
G0044	Contribuir a la construcción y reforzamiento de las cadenas productivas y de comercialización interna y externa de las especies pesqueras.	No aplica. - El Proyecto consiste en infraestructura para la exploración y extracción de hidrocarburos.
G0045	Consolidar el servicio de transporte público en las localidades nodales.	No aplica. - El Proyecto consiste en infraestructura para la exploración y extracción de hidrocarburos.
G0046	Fomentar la ampliación o construcción de infraestructuras que liberen tránsito de paso, corredores congestionados y mejore el servicio de transporte.	No aplica. - El Proyecto consiste en infraestructura para la exploración y extracción de hidrocarburos.
G0047	Impulsar la diversificación de actividades productivas.	No aplica. - El Proyecto consiste en infraestructura para la exploración y extracción de hidrocarburos.
G0048	Instrumentar y apoyar campañas para la prevención ante la eventualidad de desastres naturales.	Una vez autorizada en materia de impacto se apegará a las medidas del Programa para la Prevención de Accidentes.
G0049	Fortalecer la creación o consolidación de los comités de protección civil.	El Área Contractual 9 CS 01, donde se encuentra inmerso el proyecto buscará formar parte del Grupo de Ayuda Mutua donde Protección Civil coordina acciones para atender emergencias.
G0050	Promover que las construcciones de las casas habitación sean resistentes a eventos hidrometeorológicos.	No aplica. - El Proyecto consiste en infraestructura para la exploración y extracción de hidrocarburos.
G0051	Realizar campañas de concientización sobre el manejo adecuado de residuos sólidos urbanos.	Los planes de manejo de residuos con los que se cuenta contemplan campañas de concientización al personal involucrado en las actividades del proyecto.
G0052	Implementar campañas de limpieza, particularmente en asentamientos suburbanos y urbanos (descacharrización, limpieza de solares, separación	No aplica. - El Proyecto consiste en infraestructura para la exploración y extracción de hidrocarburos.

	de basura, etc.).	
G053	Instrumentar programas y mecanismos de reutilización de las aguas residuales tratadas.	Las aguas residuales se enviarán a una planta de tratamiento de aguas residuales a través de prestadores de servicio autorizados para tal fin.
G0054	Promover en el sector industrial la instalación y operación adecuada de plantas de tratamiento para sus descargas.	No aplica. - El Proyecto consiste en infraestructura para la exploración y extracción de hidrocarburos.
G0055	La remoción parcial o total de vegetación forestal para el cambio de uso de suelo en terrenos forestales, o para el aprovechamiento de recursos maderables en terrenos forestales y preferentemente forestales, sólo podrá llevarse a cabo de conformidad con la Ley General de Desarrollo Forestal Sustentable y demás disposiciones jurídicas aplicables.	Para el desarrollo de este proyecto no es necesario realizar un el cambio de uso de suelo ya que no se establecerá en terrenos forestales
G0056	Promover e impulsar la construcción y adecuada operación de sitios de disposición final de residuos sólidos urbanos, peligrosos o de manejo especial de acuerdo a la normatividad vigente.	No Aplica, la disposición final se realizará a través de prestadores de servicios autorizados.
G0057	Promover los estudios sobre los problemas de salud relacionados con los efectos del cambio climático.	No aplica. - El Proyecto consiste en infraestructura para la exploración y extracción de hidrocarburos.
G0058	La gestión de residuos peligrosos deberá realizarse conforme a lo establecido por la legislación vigente y los lineamientos de la CICOPLAFEST que resulten aplicables.	Se observará lo dispuesto en la Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos y su Reglamento.
G0059	El desarrollo de infraestructura dentro de un ANP, deberá ser consistente con la legislación aplicable, el Programa de Manejo y el Decreto de creación correspondiente.	El Proyecto no ocupa superficie alguna en ANP.
G0060	Ubicar la construcción de infraestructura costera en sitios donde se minimice el impacto sobre la vegetación acuática sumergida.	No Aplica. - El Proyecto no ocupa espacio en áreas costeras.
G0061	La construcción de infraestructura costera se deberá realizar con procesos y materiales que minimicen la contaminación del ambiente marino.	No Aplica. - El Proyecto no ocupa espacio en áreas costeras.
G0062	Implementar procesos de mejora de la actividad agropecuaria y aplicar mejores prácticas de manejo.	No Aplica para las actividades del proyecto
G0063	Promover la elaboración de ordenamientos pesqueros y acuícolas a diferentes escalas y su vinculación con los ordenamientos ecológicos.	No Aplica para las actividades del proyecto
G0064	La construcción de carreteras, caminos, puentes o vías férreas deberá evitar modificaciones en el comportamiento hidrológico de los flujos subterráneos o superficiales o atender dichas modificaciones en caso de que sean inevitables.	Se utilizarán los caminos existentes y para el caso de nuevos caminos de acceso, LDD, derechos de vía y peras. Como ya se ha señalado, siempre se cuidarán las características del relieve y del suelo a fin de conservar el patrón de escurrimientos y evitar anegaciones
G0065	La realización de obras y actividades en Áreas Naturales Protegidas deberá contar con la opinión de la Dirección del ANP o en su caso de la Dirección Regional que corresponda, conforme lo establecido en el Decreto y Programa de Manejo del área respectiva.	El Proyecto no ocupa superficie alguna en ANP.

El presente proyecto: **"Perforación de los pozos Vernet 1004 y Vernet 1005 en el área contractual 9 CS-01"**. No se encuentra ubicado en un Área Natural Protegida, ni en una zona de atención prioritaria como como zonas arqueológicas, de patrimonio histórico o cultural; zonas de anidación, refugio, reproducción, conservación de la vida silvestre o de restauración de hábitat, de aprovechamiento restringido o de veda forestal y animal; bosques, selvas y zonas áridas; áreas de refugio de especies en alguna categoría de protección; ecosistemas frágiles, áreas de distribución de especies frágiles y/o vulnerables, o bien de aquellas que se encuentran en alguna categoría de protección (en caso de la fracción XIII del artículo 28 de la LGEEPA).

- **Programa de Ordenamiento Ecológico Regional del Estado de Tabasco.**

El programa de ordenamiento ecológico tiene una importancia estratégica para el desarrollo de las actividades económicas de estado, con miras a los cambios importantes que se prevén en la región. Tabasco es una región de alta vulnerabilidad y altos riesgos climáticos, derivado de los procesos de desarrollo económico y cambios en el uso del suelo con visión a corto plazo, lo que trajo consecuencias como la deforestación, erosión de suelo, contaminación del suelo y agua, desastres con altos costos económicos y materiales. Ante esto, el ordenamiento ecológico surge como un proceso de planeación que permite evaluar y programar el uso del suelo y el aprovechamiento de los recursos naturales para conservar y restaurar el equilibrio ecológico del medio ambiente. El ordenamiento ecológico (OE) es un instrumento de política ambiental cuyo objeto es regular el uso del suelo y las actividades productivas, con la finalidad de lograr la protección del medio ambiente, la conservación y el aprovechamiento sustentable de los recursos naturales a partir de las tendencias del deterioro y las potencialidades de aprovechamiento de estos (Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, 2015).

Lineamientos generales, estratégicas y criterios de regulación ecológica del POERET.

Lineamientos ecológicos.

Los lineamientos ecológicos representan la meta o el estado deseado para cada Unidad de Gestión Ambiental (UGA), en el POERET tienen por objeto enunciar los elementos que se quieren conservar, proteger o mejorar, y de aquellos que son susceptibles de aprovechar de manera sustentable. En algunos casos una UGA puede contener más de un lineamiento ecológico, con la finalidad de representar los elementos que se deben atender en esa área del territorio del POERET.

Estrategias ecológicas.

Las estrategias ecológicas permiten el cumplimiento de los lineamientos de cada UGA, atendiendo los conflictos ambientales identificados. Las estrategias integran los objetos específicos, las acciones, los proyectos, los programas y los responsables de su realización, dirigida a logro de los lineamientos ecológicos, para evitar posibles conflictos por la concurrencia de sectores, proponiendo actividades alternativas o cambios en la existentes, de manera que se traduzca en un mayor beneficio para la población y disminuya la presión sobre los recursos naturales.

Criterios de regulación ecológica.

Estos se refieren a una serie de reglas o recomendaciones para poder realizar las diferentes actividades o usos compatibles, y establecen las condiciones para ciertos usos que necesiten tener limitaciones para no generar conflictos ambientales. Estos criterios se agrupan por aptitud territorial, por cada uso potencial.

Para el caso del presente proyecto, éste se ubica en la Unidad de Gestión Ambiental MAC-RES-02 Figura 23, además se describen criterios de conservación ecológica vinculadas al presente proyecto.

Figura 5. Unidades de Gestión Ambiental (UGA) del Municipio de Macuspana conforme al POERET

IMAGEN CON LA UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN (INFORMACIÓN RESERVADA). INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP Y 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP.

Fuente: Programa de Ordenamiento Ecológico Regional del Estado de Tabasco

Tabla 12. Criterios de Regulación ecológica aplicables a la UGA MAC-RES-02

UGA	Política ambiental	Subpolítica	Superficie
MAC-RES-02	Restauración	No aplica	Ha: 7412.195 Km ² : 74.12 % estatal: 0.3

Lineamiento ecológico:

- Restaurar ecológicamente la vegetación natural degradada considerando la conectividad de los ecosistemas y el paisaje.

- Las áreas de asentamientos humanos evitan crecer a expensas de la vegetación secundaria, natural, humedales, manglares y/o cualquier tipo de vegetación arbórea.
- El crecimiento se da en apego a los instrumentos de planeación, incorporando criterios de sustentabilidad y adaptación al cambio climático.
- Se impulsa el establecimiento de plantaciones forestales incorporando el manejo forestal sustentable.
- Incrementar la calidad ambiental de la UGA en las áreas que han estado sujetos a procesos moderados y fuertes de erosión, cambio de uso de suelo, deforestación y pérdida de la función productiva.

Tabla 13. Descripción de la UGA MAC-RES-02

APTITUDES SECTORIALES			
Predominantes	Compatibles	Condicionadas	Incompatibles
Turismo: 100% Pesca: 100% Protec. hidrológica: 6	Silvicultura: 100% Agricultura: 96% Ganadería: 96%	Industria: 96% Asent. humanos: 96%	Extracción de materiales
INFORMACIÓN DESCRIPTIVA			
Tipo de vegetación y usos de suelo ¹ :			
Pastizal Cultivado: 88% Agua 9% Tular 3% Agricultura de Temporal Permanente: <1%			
Sitios prioritarios de conservación ² :		Zonas arqueológicas ³ :	
Conservación de aves Conservación de primates mexicanos Sitios acuáticos epicontinentales Sitios marinos		No registradas	
Comunidades urbanas ⁴ :			
No registradas			
Comunidades rurales ⁴ :			
Adolfo López Mateos (Corral Nuevo), Ampliación Morelos, Ampliación Morelos (Los Morales), Andrés García, Chilapilla 2da. Sección, Huapacal, Morelos, Tierra Colorada, Tierra Colorada (El Indio), Unión y Libertad, Vernet 5ta. Sección (Corozal)			
Población aproximada ⁵ :		Cuerpos de agua ⁶ :	
4, 514		Intermitente: 1% Perenne: 11%	
Superficie en riesgo de inundación:			
SOTOP ⁷ : 47%	INEGI ³ : 20%	Por aumento del nivel del mar ⁸ : 46%	
Política del POSTET ⁹ :			
Restauración: 65% Aprovechamiento sustentable: 35%			

II.3 Si la obra o actividad está prevista en un parque industrial que haya sido evaluado por esta Secretaría.

El proyecto "Perforación de los pozos Vernet 1004 y Vernet 1005, en el área contractual 9 CS-01".

No se encuentra previsto dentro de un parque industrial.

III. ASPECTOS TÉCNICOS AMBIENTALES.

III.1 Descripción general de la obra o actividad proyectada

a) Coordenadas geográficas y/o UTM

El proyecto se encuentra ubicado en el estado de Tabasco, en el municipio de Macuspana, dentro del Polígono del Área Contractual 9 CS-01, el cual está comprendido dentro de la Cuenca Macuspana, la cual a su vez pertenece a una provincia conocida como Cuencas del Sureste, el proyecto se encuentra en terrenos de la R/a. Adolfo López Mateos (Corral Nuevo), el acceso principal es por vía terrestre por de la Carretera Federal No. 186, Villahermosa - Francisco Escárcega a la altura del km 33 dar vuelta en u continuar por la Carrt. Estatal Francisco J. Santamaría (Cacao) - Federico Álvarez y aproximadamente al km 11 Gira a la izquierda e incorporarse a la Carrt. Estatal 041 Estación Macuspana – Vernet, después de recorrer aproximadamente 7.5 km se encuentran las áreas de proyectos.

Tabla 2. Coordenadas de infraestructura a desarrollar pera y pozo Vernet 1004 y camino de acceso a la pera Vernet 1004.

Coordenadas UTM Zona 15 Datum WGS84					
Nombre del pozo	Coordenadas del pozo		Coordenadas de la Pera		
	X	Y	Vértice	X	Y
Vernet 1004	COORDENADAS DE UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN (INFORMACIÓN RESERVADA), INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ART. 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP Y 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP.		1-2	COORDENADAS DE UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN (INFORMACIÓN RESERVADA), INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ART. 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP Y 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP.	
			2-3		
			3-4		
			4-1		
Medida de la pera: 85 x 80 m			Superficie de la pera: 6,800 m2		

Coordenadas UTM Zona 15 Datum WGS84		
Camino de acceso a la Pera Vernet 1004		
V	X	Y
5-6	COORDENADAS DE UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN (INFORMACIÓN RESERVADA), INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ART. 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP Y 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP.	
6-8		
7-2		
2-9		
9-10		
10-11		
11-12		
12-5		
Longitud del camino: 32.364 m		Superficie del camino: 299.645 m2

Tabla 3. Coordenadas de infraestructura a desarrollar **pera y pozo Vernet 1005**

Coordenadas UTM Zona 15 Datum WGS84					
Nombre del pozo	Coordenadas del pozo		Coordenadas de la Pera		
	X	Y	Vértice	X	Y
Vernet 1005	COORDENADAS DE UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN (INFORMACIÓN RESERVADA), INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ART. 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP Y 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP.		1-2	COORDENADAS DE UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN (INFORMACIÓN RESERVADA), INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ART. 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP Y 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP.	
			2-3		
			3-4		
			4-1		
Medida de la pera: 80 x 80 m Superficie de la pera: 5,785.929 m2 Perímetro: 320 m					

Ver Anexo 1. Planos topográficos del Proyecto

b) Características del proyecto.

El proyecto consiste en la preparación de sitio y construcción de 2 peras para la perforación de pozos, 1 camino de acceso, el proyecto también contempla las etapas de operación, mantenimiento y abandono de la infraestructura mencionada.

Tabla 14. Características de los pozos nuevos considerados en el proyecto

Nombre del pozo	CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO (SECRETO INDUSTRIAL), INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ART. 113 FRACCIÓN II DE LA LFTAIP Y 116 TERCER PÁRRAFO DE LA LGTAIP.
Área Contractual	
Campo	
Trayectoria	
Sistema de Coordenadas /ref.	
Coordenadas de Superficie	
Datum de Referencia	
Altura del terreno sobre el nivel del mar	
Profundidad Final Estimada	
Coordenadas Profundidad Final	
Objetivo primario	
Coordenadas Objetivo primario	
Objetivo secundario	
Profundidad estimada objetivo primario	
Fecha de inicio de perforación	
Nombre del equipo	
Tipo de Hidrocarburo para producir	

Nombre del pozo	CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO (SECRETO INDUSTRIAL), INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ART. 113 FRACCIÓN II DE LA LFTAIP Y 116 TERCER PÁRRAFO DE LA LGTAIP.
Área Contractual	
Campo	
Trayectoria	
Sistema de Coordenadas /ref.	
Coordenadas de Superficie	
Datum de Referencia	
Altura del terreno sobre el nivel del mar	
Profundidad Final Estimada	
Coordenadas Profundidad Final	
Objetivo primario	
Coordenadas Objetivo primario	
Objetivo secundario	
Profundidad estimada objetivo primario	
Fecha de inicio de perforación	
Nombre del equipo	
Tipo de Hidrocarburo para producir	

c) Uso actual del suelo en el sitio seleccionado (industrial, urbano, suburbano, agrícola y/o erial)

El Uso de Suelo Predominante en la zona del proyecto con base a la Serie V del INEGI para Uso de Suelo y Vegetación:

Tabla 15. Uso de suelo en la infraestructura del proyecto

Infraestructura del proyecto a desarrollar dentro del Área Contractual 9 CS-01				
No.	Nombre de la Pera	Pozo	Uso de Suelo Actual	Uso de Suelo Predominante INEGI Serie V
1	Vernet 1004	Vernet 1004	Pastizal cultivado	Pastizal cultivado
2	Vernet 1005	Vernet 1005	Pastizal cultivado	Pastizal cultivado

No.	Camino de acceso	Uso de Suelo Actual	Uso de Suelo Predominante INEGI Serie V
1	Camino de acceso a la pera Vernet 1004	Pastizal cultivado	Pastizal cultivado
2	Camino de acceso a la pera Vernet 1005	Camino vecinal	Camino existente

En la siguiente figura se muestra el tipo de vegetación de acuerdo con la Serie V del INEGI para el Uso de Suelo y Vegetación

Figura 6. Uso de suelo y Vegetación

IMAGEN CON LA UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN (INFORMACIÓN RESERVADA).
INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP Y 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP.

Tabla 16. Superficie de los usos de suelo presente en el área de influencia del área contractual

Tipo de vegetación	Superficie (ha)	Porcentaje (%)
Cuerpo de agua	1,124.70	11.81
Agricultura de temporal	55.7595	0.59
Pastizal cultivado	8,150.51	85.59
Tular	191.4453	2.01
Total general	9,522.41	100.00

Pastizal cultivado (PC)

Los pastizales cultivados se originan a partir también del desmonte de la vegetación primaria, la cual es sustituida por el cultivo de pastos generalmente exóticos de alto valor forrajero para el ganado.

El pastizal cultivado representa la principal actividad económica en esta zona se origina a partir del desmonte y posterior se cultivan de especies de zacates, con el fin de incrementar la cantidad de forraje para el ganado bovino, varios de ellos exóticos e introducidos, como son zacate estrella (*Cynodon dactylon*), zacate pangola (*Digitaria eriantha*) y el pasto guinea (*Megathyrsus maximus*), de alto contenido alimentario para el ganado.

De igual manera, se observan grandes extensiones de zonas bajas inundables, mismas que son aprovechadas para la ganadería durante la época de secas o época de estiaje, en estas áreas se encuentran pastos característicos de zonas inundables, tales como Pasto alemán (*Echinochloa polystachya*), Camalote (*Paspalum conjugatum*), Estrella africana (*Cynodon plectostachyus*), Zacate gigante (*Pennisetum purpureum*), que sirven como forrajes para el ganado bovino y Pasto estrella (*Cynodon dactylon*) en las partes altas a los alrededores de estas áreas.

Tular (T)

En el Área Contractual 9 (CS-01), la vegetación hidrófita de los humedales está integrada por plantas acuáticas, su fisonomía está dada por especies graminoides de 0.5 a 2.5 m de alto con hojas angostas. Tales especies están arraigadas en el fondo poco profundo del agua dulce de corrientes lentas o estacionarias. Forman comunidades densas que cubren extensas zonas pantanosas. Las asociaciones más frecuentes son las dominadas por ciperáceas tales como: *Typha* spp., *Cyperus* spp y *Eleocharis* spp. Pueden formar comunidades puras, donde por lo común intervienen más de una especie y a veces conviven con plantas herbáceas altas del tipo de los "tules" o "juncos".

El tular es la vegetación dominante a través del tule (*Cyperus articulatus* y *C.giganteus*), así como el Popal de platanillo o popal (*Thalia geniculata*) y una gran extensión de Tular de tule escobilla (*Cyperus giganteus*). Hacia el centro de las zonas pantanosas en zonas más profunda, se presentan el tule espadín (*Typha domingensis*), en estas zonas se mezclan hidrófitas flotantes y enraizadas como lirio acuático (*Eichornia crassipes*), *Sagittaria graminea*, *Typha latifolia*, además de varias especies de gramíneas.

Agricultura de temporal permanente (ATP).

Esta ocupa muy poca superficie en el Área Contractual 9 (CS-01) y se ubica al norte de la misma, se trata de cultivos cuya duración es superior a diez años, como el caso de frutales, en los cuales el agua necesaria para su desarrollo vegetativo es suministrada por la lluvia.

d) Programa de trabajo

El presente proyecto tendrá una duración de 14 meses para la etapa de preparación de sitio y construcción, 10 años para operación y mantenimiento y finalmente 12 meses para las actividades de abandono, la ejecución de las actividades estará en función de la autorización del presente proyecto.

No.	Actividades	Mes de ejecución																	
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15...	134	135...	146
1	Preparación del sitio.																		
	Construcción																		
2	Operación (Incluye mantenimiento)																		
3	Abandono del sitio																		

Tabla 17. Programa de Trabajo

Ver anexo 8. Programa de trabajo

Etapas/actividades: Preparación de Sitio y Construcción

- **Construcción de camino de acceso**

Diseño y construcción de camino

- **Construcción de camino de acceso**

Para el caso del Pozo Vernet 1005 no será necesario la construcción de camino de acceso ya que se utilizará la red de caminos existentes, pero se tendrá la necesidad de apertura de un camino de 32.36 metros de longitud como infraestructura complementaria para el Pozo Vernet 1004.

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 5 metros a las cuales se les dará elevación y se seccionará a partir de ellas 2 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).

Estudio geotécnico (mecánica de suelos)

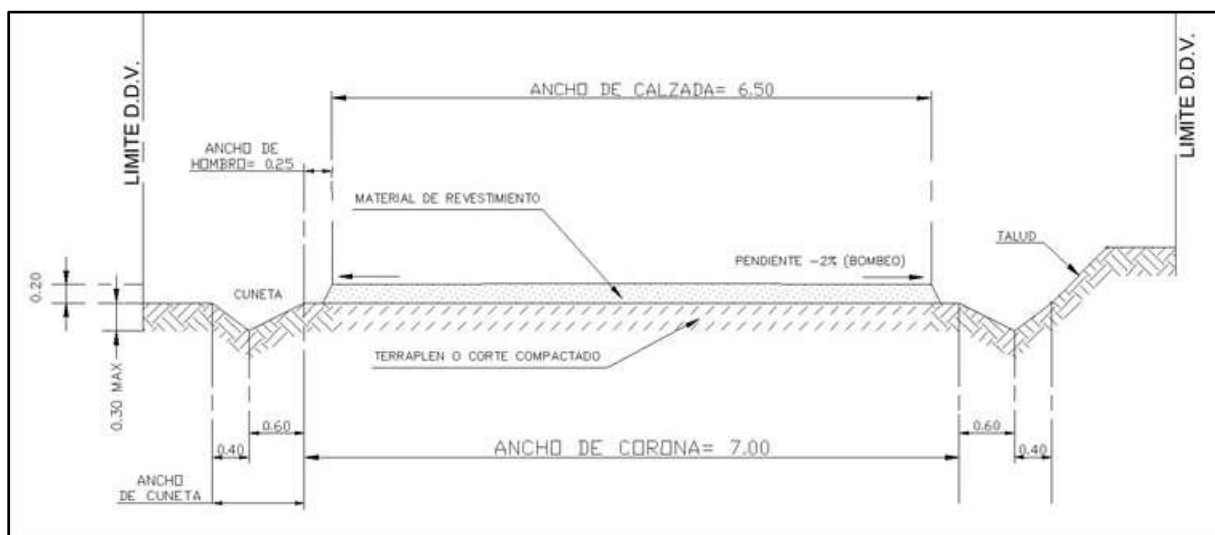
Los estudios de estratigrafía y propiedades del suelo para el camino incluirán la determinación de sus propiedades mecánicas (resistencia corte y compresibilidad), así como sus propiedades hidráulicas (permeabilidad), mediante la obtención de muestras que, sometidas a ensayos de clasificación e identificación, 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.

Figura 7. Derecho de vía de caminos de acceso



Por lo anterior, el ancho del derecho será de 8 metros, a partir del perímetro de la locación.

Desmonte

Esta actividad consistirá principalmente en el retiro de la vegetación no forestal con maquinaria o herramienta manual. Queda prohibido uso de agroquímicos y quema de material de la cobertura vegetal.

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 despalle se distribuirá uniformemente en áreas donde no impida el drenaje o que no invada cuerpos de agua, debiendo favorecer el desarrollo de vegetación.

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 del camino.

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 18. 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 topográfica
2. Estudio geotécnico (mecánica de suelos)
3. Desmonte y despalde
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. 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 19. 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	
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	

- **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 denomina 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 se generarán 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 especificarán las conclusiones técnicas para la construcción de la locación que soportara el equipo de perforación y terminación.

Desmante

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 despalmar será el que se indique de acuerdo al proyecto el cual considerará la estratigrafía del terreno.

El material natural producto del despalme 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 20. 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 21. 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.

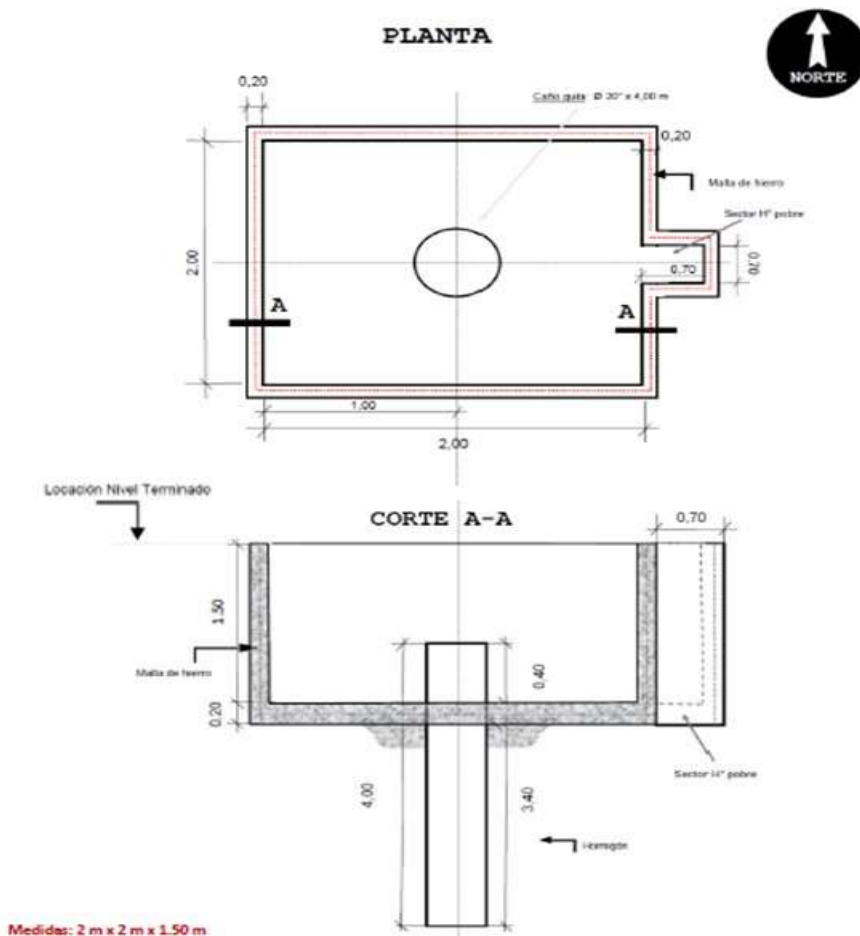
Señalamientos

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 8. 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.

Descripción consecutiva de los trabajos

1. Trazo y estudios topográficos
2. Estudio geotécnico (mecánica de suelos)
3. Desmonte y despalme del área de pera
4. Retiro de material producto del desmonte y despalme
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

- **Perforación de pozo (Pozo Vernet 1004 y Vernet 1005)**

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. Ambos pozos serán direccionales.

El objetivo de la perforación de los pozos Vernet 1004 y Vernet 1005, es evaluar la presencia de aceite en los yacimientos correspondientes a las formaciones Encajonado, Zargazal y Belem.

Para llevar a cabo la perforación de estos pozos, se requiere del equipamiento y características mínimas necesarias que se enlistan a continuación:

- ☐ Potencia cuadro de maniobras 750 HP (eléctrico).
- ☐ Capacidad de Mástil y de Top Drive: 500 Klbs.
- ☐ Potencia de Top Drive: 540 HP.
- ☐ Altura de la Sub-Estructura: 3.5 m.
- ☐ Bombas de lodo Triplex: 860 - 1000 HP (dos).
- ☐ Conjunto de preventores (BOP) de 11" x 5 Kpsi.
- ☐ Capacidad de circuito Hidráulico: 80 m3 activo + 100 m3 de reserva.

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 (pozos existentes).

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 22. 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

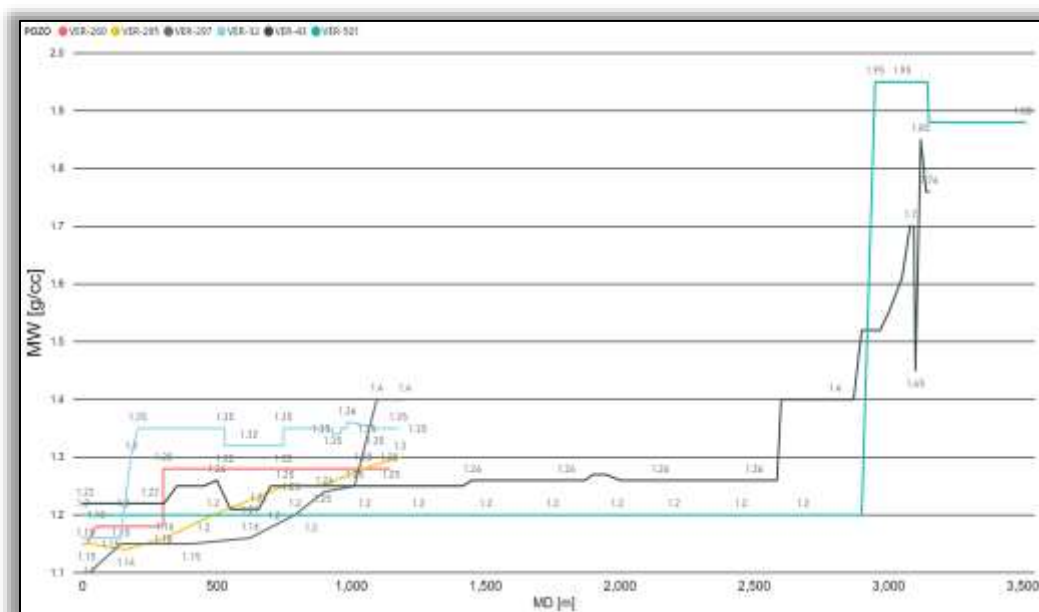


Figura 9. Perfil de densidades, pozos de correlación

El gradiente de fractura se ha estimado considerando el valor mínimo entre el valor de la sobrecarga y el esfuerzo horizontal mínimo. En la siguiente figura se muestran los valores estimados del gradiente de fractura, presión de poro y presión de colapso para los pozos de correlación. Se han observado dos (2) eventos de influjos someros durante viajes de sacada de barrena (ver sec. 7.2.1) en pozos de correlación con densidades del 1.15 g/cc en la formación Belén. En las formaciones Zargazal y Encajonado la densidad máxima alcanzada fue de 1.4 g/cc. En la siguiente figura se muestran los valores estimados del gradiente de fractura, presión de poro y presión de colapso para los pozos de correlación:

Tabla 23. 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

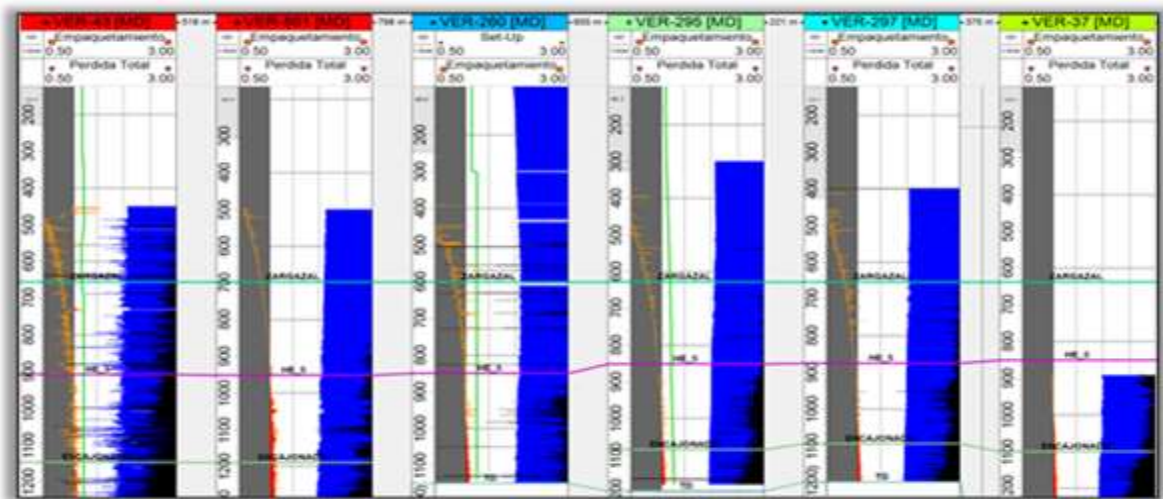


Figura 10. Gradiente de Fractura en g/cc (azul), Presión de Poro en g/cc (gris) y presión de colapso en g/cc (anaranjado).

Por este motivo, se consideran dos posibles escenarios en la definición de la ventana operativa, mencionados con anterioridad:

Escenario 1: Columna Litológica sometida a presión de poro hidrostática (gradiente de presión normal). En base a la interpretación de los registros de los pozos cercanos y el resultado del análisis de los eventos de perforación, se estimó la siguiente ventana operativa:

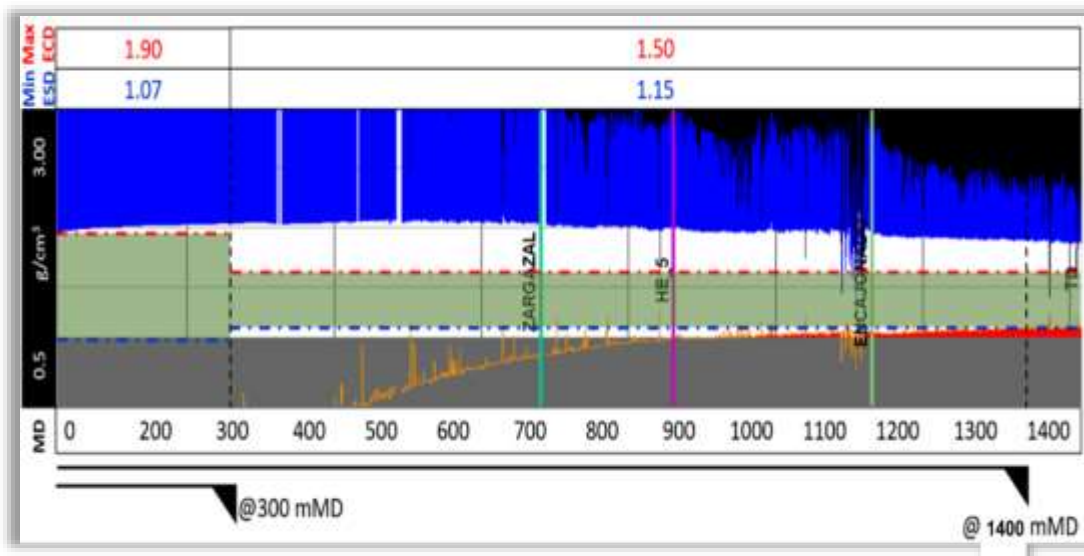


Figura 11. Ventana operacional esperada para el escenario con presión de poro hidrostática. Gradiente de Fractura en g/cc (azul), Presión de Poro en g/cc (gris) y presión de colapso en g/cc.

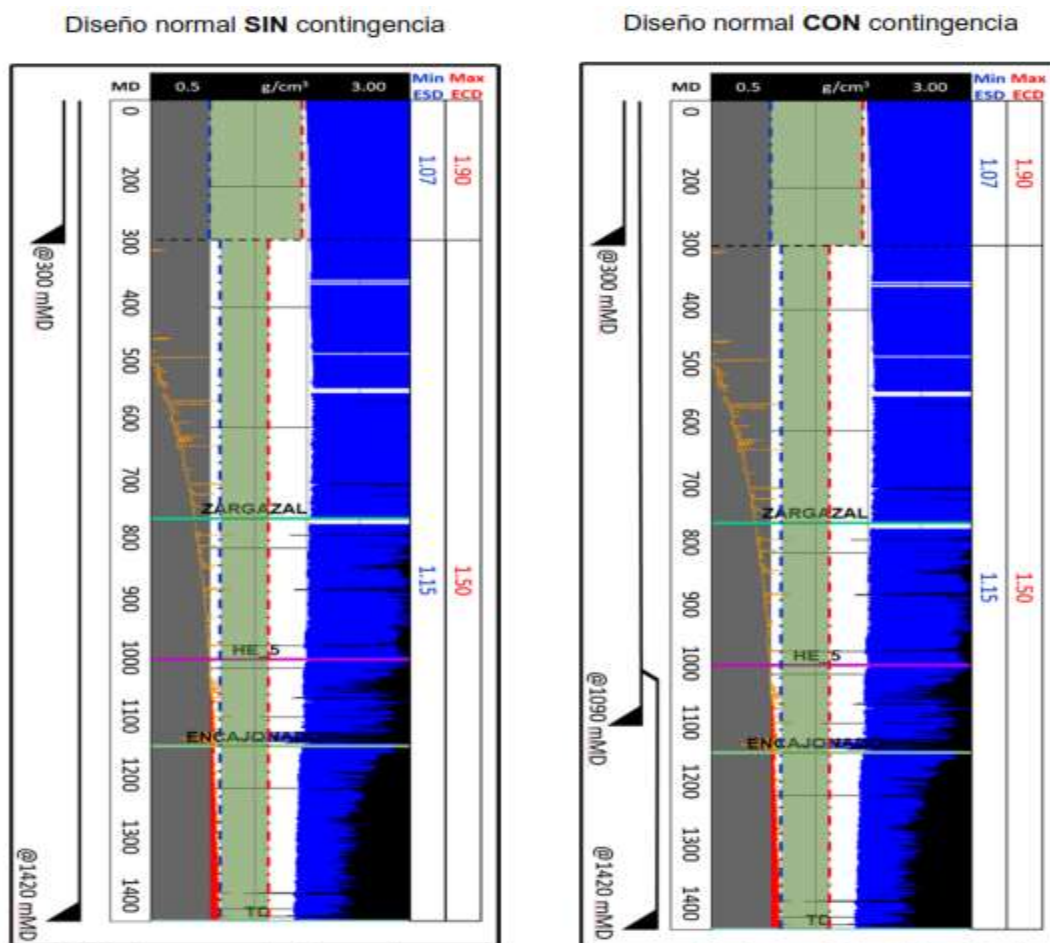


Figura 12. Ventana operacional esperada para el escenario con presión de poro hidrostática. Gradiente de Fractura en g/cc [azul], Presión de Poro en g/cc [gris] y presión de colapso en g/cc.

Escenario 2: Formación Belem con presión hasta máximo un 20% por debajo del valor de gradiente de presión normal y el resto de la columna Litológica sometida a presión de poro hidrostática (gradiente de presión normal). Con base en este escenario se estimó la siguiente ventana operativa:

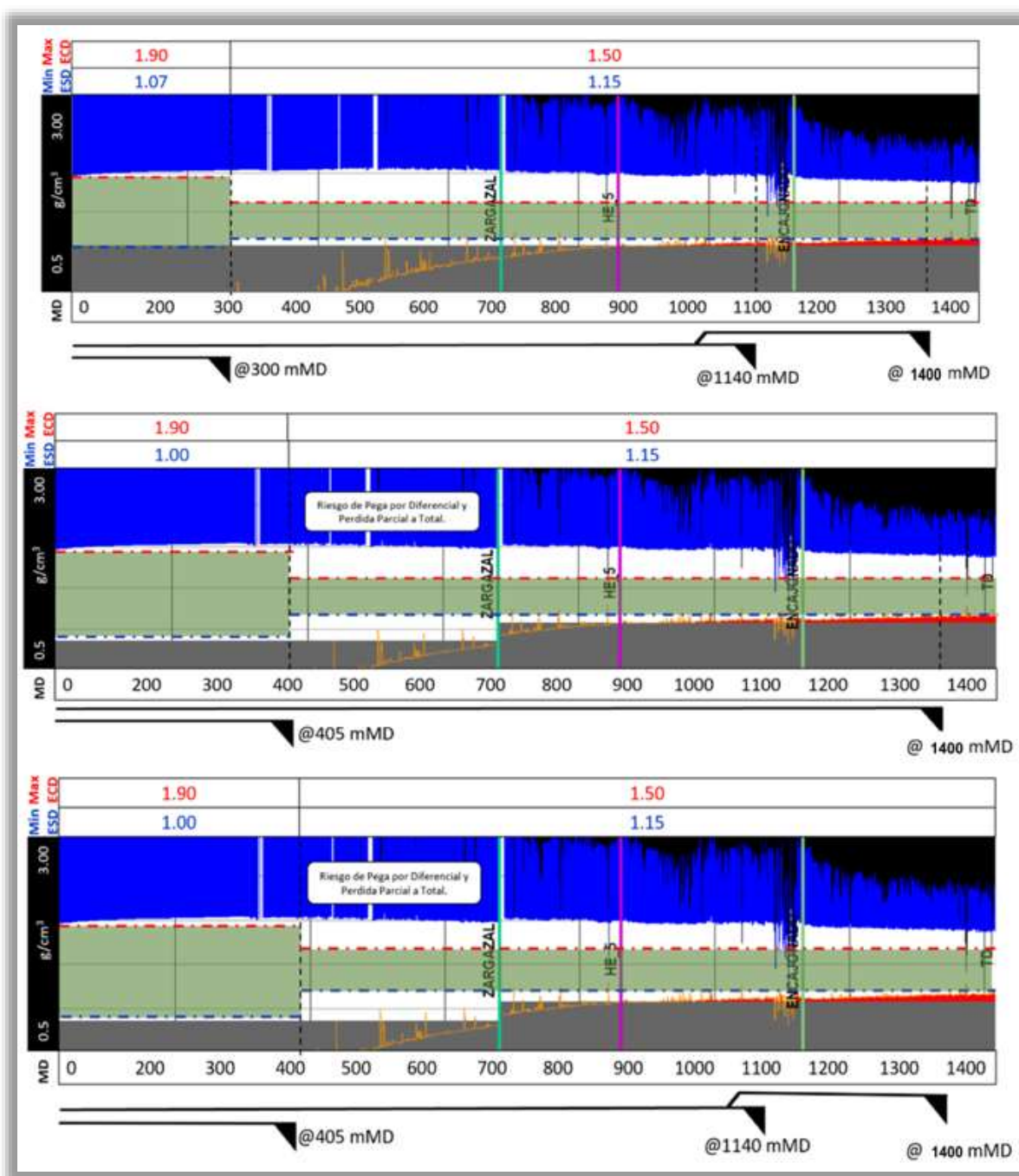


Figura 13. Ventana operacional esperada para el escenario con presión de poro hidrostática. Gradiente de Fractura en g/cc (azul), Presión de Poro en g/cc (gris) y presión de colapso en g/cc.

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 (pozos existentes).

Tabla 24. Temperaturas esperadas en los pozos Vernet.

Objetivo	Profundidad	Temperatura (°C)		
	m.v.b.n.m.	Mínima Estimada	Probable	Máx. Estimada
Belem	522	40	47	55
Zargazal Superior	751	50	54	58
Zargazal Inferior	1.001	56	63	67
Encajonado	1.129	65	68	70

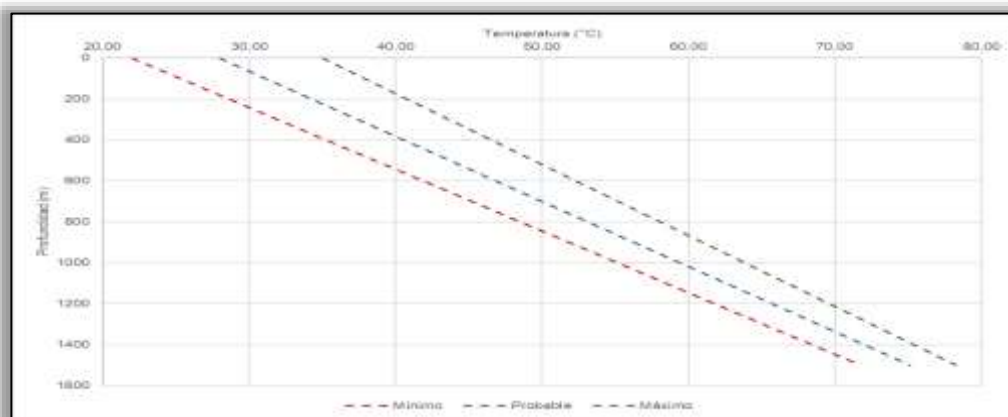


Figura 14. Gradientes de temperatura esperado, en base a los pozos de correlación.

Perfiles a realizar							
Tramo	Sección de pozo [m]	LWD/ PWD/ MWD	Wireline	CH logs	Corona	DST	Muestras
Sección 1	300 / 405	No	Sí	Sí	No	No	No
Sección 2	1400	No	Sí	Sí	No	No	Sí
Coronas							
Tipo de Perfiles							
Sección 1 1° Run WL: CBL VDL CCL							
Sección 2 1° Run LWD:							
1° Run WL: GR, SP, Resistivo, Sonico Dipolar o Imagen sónica, Caliper 6 Brazos							
2° Run WL: Densidad, Neutrón, RMN (Opcional)							
3° Run WL: Puntos de presión (Cant. 32), Opcional Muestras MDT (6)							
1° Run CH: CBL-VDL-CCL							
2° Run CH: neutrón Pulsante en modos Sigma e inelástico							
Comentarios: Los registros de case hole considera la toma de registros de cementación. Registros en case hole seccion 3 seran Rigless							
Control Geológico							
Inicio de control geológico		0		m			
Formación	Intervalo [m]	Frecuencia [muestras/m]		Tipo de estudios			
Belem	134 a 633	2-3/10m		Muestras de canal con porcentajes de litología, manifestaciones			
Zargazal Superior	633 a 839	2-3/10m		Muestras de canal con porcentajes de litología, manifestaciones			
Zargazal Inferior	839 a 1114	2-3/10m		Muestras de canal con porcentajes de litología, manifestaciones			
Encajonado	1114 a TD	2-3/10m		Muestras de canal con porcentajes de litología, manifestaciones			

Figura 15. Plan de Registro y trayectoria del pozo.

Obra tipo- Trayectoria Vernet 1004 y Vernet 1005.

Los pozos V1004 y V-1005 se han planificado perforar con una trayectoria direccional, con la finalidad de alcanzar los objetivos previstos y minimizar los riesgos operativos para la perforación y de la toma de información.

Estados Mecánico de los pozos a perforar.

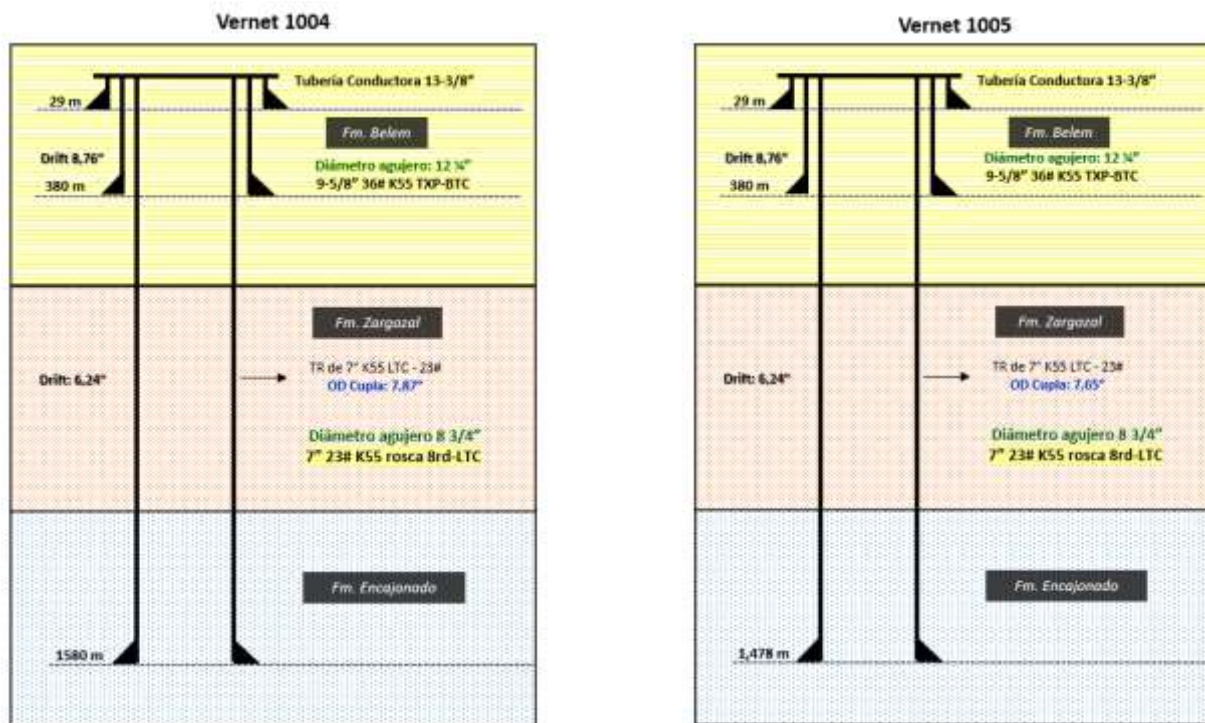


Figura 16. Estados Mecánicos de los pozos a perforar.

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 las formaciones Encajonado, Zargazal y Belem.

Análisis de Riesgos Operativos

Riesgos	Descripción	Prevención	Mitigación
Agujero Apretado y/o aprisionamiento mecánico de tubería	• Resistencia/arrastres 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 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.

Riesgos	Descripción	Prevención	Mitigación
Perdidas de circulación y/o admisiones de fluido de perforación	○ Durante la perforación en zona porosa y permeable se pueden observar pérdidas/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. ○ 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 esfelito 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.
Riesgo de "Suaveo" y "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.

Riesgos	Descripción	Prevención	Mitigación
			○ 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
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 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. ○ Monitorear propiedades de lodo de acuerdo con el programa de lodo. ○ Usar Carbonatos de CaCO₃ 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.

Tabla 25. Matriz de análisis de riesgos operativos

Programa de Fluidos de perforación

El ajuste realizado en los fluidos de perforación propuestos se realizó directamente a partir del análisis de las geo-presiones y características de los siguientes los pozos principales de correlación: Vernet-44, Vernet-260, Vernet-33, Vernet-32 y Vernet-37 (pozos existentes), tomando como referencia las lecciones aprendidas y los eventos de perforación que se detallan en los estados mecánicos. El programa de lodos ha sido diseñado en base a los siguientes criterios:

- ✓ Predicción de gradientes de presión (PP y GF)
- ✓ 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

CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO (SECRETO INDUSTRIAL), INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ART. 113 FRACCIÓN II DE LA LFTAIP Y 116 TERCER PÁRRAFO DE LA LGTAIP.

Tabla 26. Programa de fluidos de perforación

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 27. Formulación del lodo de perforación para la sección superficial

CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO (SECRETO INDUSTRIAL), INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ART. 113 FRACCIÓN II DE LA LFTAIP Y 116 TERCER PÁRRAFO DE LA LGTAIP.

Etapas intermedias y producción

Tabla 28. Formulación del lodo de perforación para la sección de producción

CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO (SECRETO INDUSTRIAL), INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ART. 113 FRACCIÓN II DE LA LFTAIP Y 116 TERCER PÁRRAFO DE LA LGTAIP.

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.

Sartas de Perforación.

1. Sección Superficial 12-1/4" x TR DE 9-5/8" (CWD): Se planifica la perforación de esta sección mediante sistema Casing While Drilling (CWD).
2. Sección de Producción 8-3/4" x TR 7": Se prevé la perforación con conjunto de perforación direccional, y sistema de medición Pro-Shot para tomar registros de inclinación y azimut, monitoreando el desvío de la trayectoria.
3. Sección de Producción 6-1/8"x6-3/4" x TR 5-1/2" (Opción de Contingencia): En caso de necesidad de entubar tramo de contingencia.

Diseño de Tubería de Revestimiento.

Las hipótesis que fueron consideradas en el diseño mecánico de las tuberías de revestimiento para el pozo Vernet 1004 y Vernet-1005, se detallan a continuación:

- Todos los valores del diseño fueron calculados en base las presiones del modelo Geomecánico (ver análisis de "Geopresiones y ventana de estabilidad de pozo).
- La selección de la TR se llevó a cabo realizando consecutivas iteraciones en selección de tubulares hasta minimizar los factores de diseño cumpliendo siempre con los requerimientos de integridad 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 los especificados en los estándares de Construcción de Pozo de Vista Oil & Gas, en la sección de diseño de tubería de revestimiento.

Resumen de Factores Mínimos Calculados.

A continuación, se muestran los casos de carga evaluados para cada tipo de revestimiento (Superficial y Producción):

Caso de Carga	Presión Interna	Presión Externa	Temperatura	Carga Dominante	Comentario
CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO (SECRETO INDUSTRIAL), INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ART. 113 FRACCIÓN II DE LA LFTAIP Y 116 TERCER PÁRRAFO DE LA LGTAIP.					

Tabla 29. Sección Superficial 12-1/4" x 9-5/8" (y sección 8-3/4" x 7" en caso de contingencia).

Caso de Carga	Presión Interna	Presión Externa	Temperatura	Carga Dominante	Comentario
CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO (SECRETO INDUSTRIAL), INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ART. 113 FRACCIÓN II DE LA LFTAIP Y 116 TERCER PÁRRAFO DE LA LGTAIP.					

Tabla 30. Sección de producción: 8-3/4" x 7".

- Todas las simulaciones y los cálculos de los factores de diseño para los casos de carga mencionados fueron realizados con la herramienta de diseño Stress Check de Halliburton (Landmark).

- Requerimientos especiales de Producción: No se espera porcentaje de CO₂ ni componentes que conlleven a requisitos especiales de control de corrosión (como S₂H).

Programa de toma de información. Registros geofísicos por etapa

CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO (SECRETO INDUSTRIAL), INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ART. 113 FRACCIÓN II DE LA LFTAIP Y 116 TERCER PÁRRAFO DE LA LGTAIP.

Tabla 31. Plan de adquisición de información del pozo

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. Dado a que es el primer pozo que se perfora en el campo desde 2014 es conveniente tomar las mayores precauciones para asegurar la estabilidad del pozo. En línea con lo anterior, no se considera la toma de núcleos, sin embargo, se espera que la información que se tome en este pozo aporte los elementos que puedan sustentar la toma de núcleos en alguno de los demás pozos considerados en el Programa de Evaluación aprobado por la CNH.

Pruebas y terminación

La prueba de producción considerada para el pozo 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. Las pruebas de producción están estimadas por un periodo de 6 meses, de esto se tendrá certeza una vez se lleve a cabo la prueba.

Programa de Pruebas de Preventores.

Componentes Que Probar	Prueba de Presión – Baja Presión [psi] (a)	Prueba de Presión – Baja Presión [psi] (b)
CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO (SECRETO INDUSTRIAL), INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ART. 113 FRACCIÓN II DE LA LFTAIP Y 116 TERCER PÁRRAFO DE LA LGTAIP.		

Componentes Que Probar	Prueba de Presión – Baja Presión [psi] (a)	Prueba de Presión – Baja Presión [psi] (b)
CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO (SECRETO INDUSTRIAL), INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ART. 113 FRACCIÓN II DE LA LFTAIP Y 116 TERCER PÁRRAFO DE LA LGTAIP.		

Tabla 32. Programa de prueba de preventores.

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.

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

Tabla 33. Presiones de prueba.

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.

Programa de cementaciones

El programa de cementaciones para las tuberías de revestimiento de los pozos Vernet-1004 y Vernet 1005 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.

En este escenario de CONTINGENCIA, se proseguiría de la siguiente forma:

Sección producción de 6-1/8" x 6-3/4" x TR 5-1/2" (esquema c/ contingencia)

Objetivo: en caso de que la Formación Belem se encuentre con presión por debajo de la normal hasta un 20%, se colgará un liner de 5 1/2" en la tubería de 7", con el objetivo será 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, proporcionar un pozo estable para la toma de registros.

Se cementará mediante técnica convencional hasta superar la zapata de la sección anterior, cementando liner, utilizando tapón superior asentándolo con 1000psi para confirmar apoyo. La cementación se realizará con 1 lechada principal.

Cabezal - Componentes del cabezal

Fabricante: Cameron

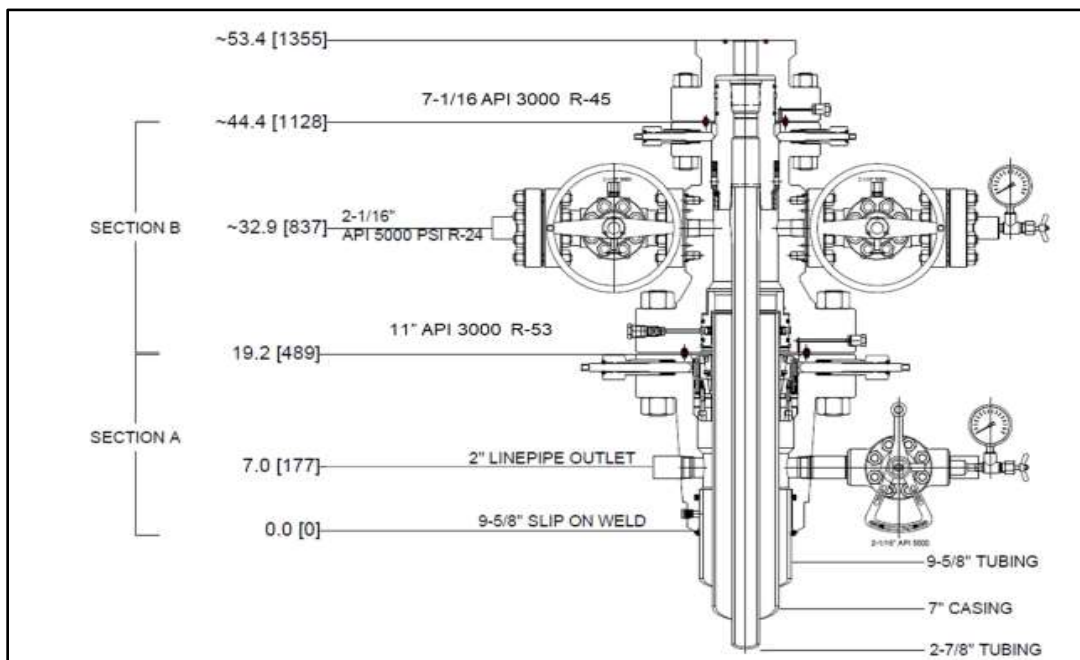
Modelo: Compacto con cuñas

Presión de Trabajo: 3,000 psi

Diámetro interno nominal: 8.895 pg

Diámetro externo nominal: 11 pg
1 receptáculo para colgadores de TR

Figura 17. Diagrama del cabezal para los pozos



Estado mecánico de la terminación

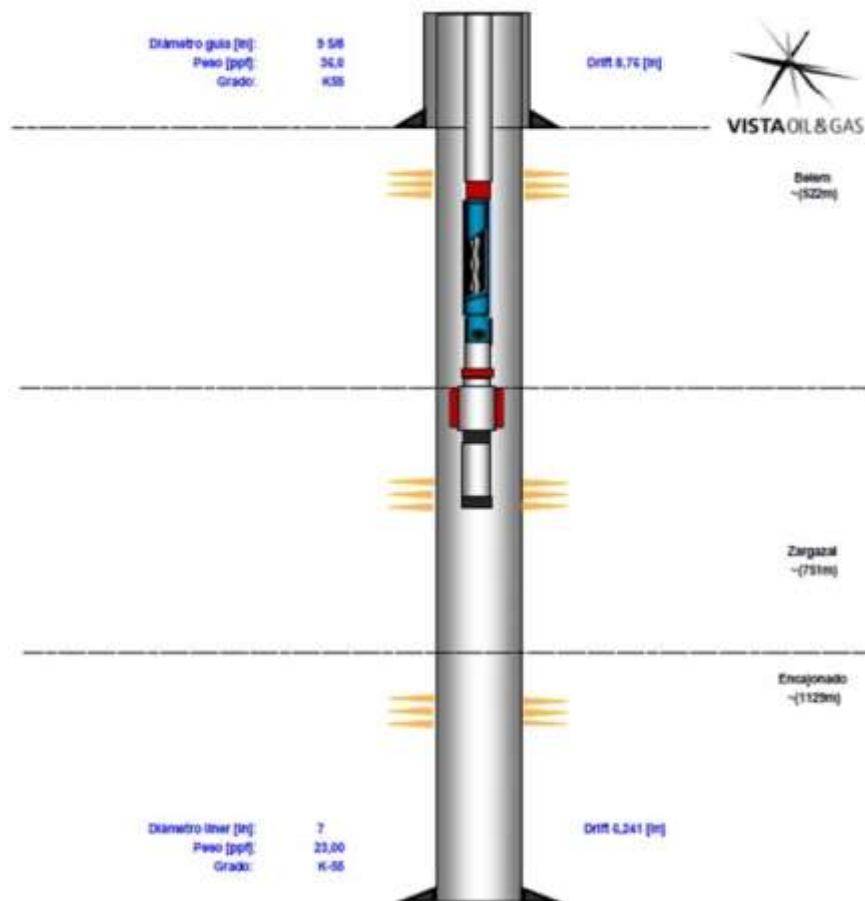


Figura 18. Esquema de Terminación de acuerdo con diseño sin contingencia

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

Diseño de la terminación/prueba

Prueba de Líneas Superficiales (psi)	Prueba de medio árbol (psi)
500 psi – 5 minutos	500 psi – 5 minutos
8,000 psi – 10 minutos	8,000 psi – 10 minutos

Tabla 34. Presiones de pruebas de la tubería de producción o de prueba de pozo.

Especificaciones del equipo de perforación

El equipo de perforación a utilizar deberá tener las siguientes características:

- ☐ Potencia cuadro de maniobras 750 HP (eléctrico).
- ☐ Capacidad de Mástil y de Top Drive: 500 Klbs.
- ☐ Potencia de Top Drive: 540 HP.
- ☐ Altura de la Sub-Estructura: 3.5 m.
- ☐ Bombas de lodo Triplex: 860 - 1000 HP (dos).
- ☐ Conjunto de preventores (BOP) de 11" x 5 Kpsi.
- ☐ Capacidad de circuito Hidráulico: 80 m3 activo + 100 m3 de reserva.

Componente	Especificaciones
CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO (SECRETO INDUSTRIAL), INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ART. 113 FRACCIÓN II DE LA LFTAIP Y 116 TERCER PÁRRAFO DE LA LGTAIP.	

Componente	Especificaciones
CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO (SECRETO INDUSTRIAL), INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ART. 113 FRACCIÓN II DE LA LFTAIP Y 116 TERCER PÁRRAFO DE LA LGTAIP.	

Componente	Especificaciones
CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO (SECRETO INDUSTRIAL), INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ART. 113 FRACCIÓN II DE LA LFTAIP Y 116 TERCER PÁRRAFO DE LA LGTAIP.	

Componente	Especificaciones
CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO (SECRETO INDUSTRIAL), INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ART. 113 FRACCIÓN II DE LA LFTAIP Y 116 TERCER PÁRRAFO DE LA LGTAIP.	

Tabla 35. Especificaciones del equipo de perforación a utilizar.

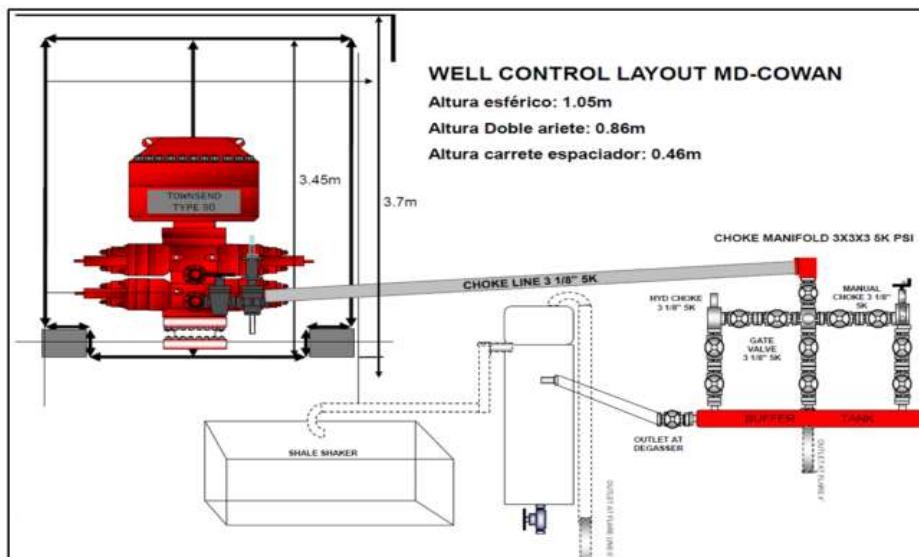


Figura 19. Esquema del conjunto de preventores, con medidas y características del equipamiento.

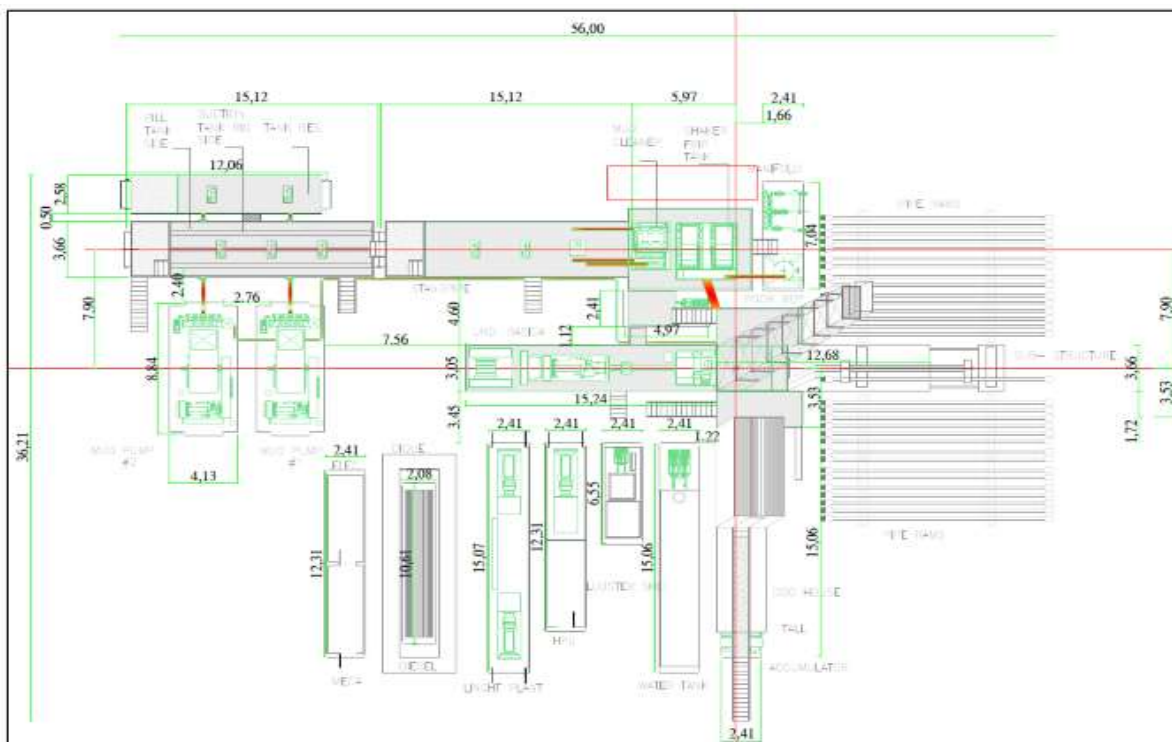


Figura 20. Esquema con posición y medidas de los componentes del equipo de perforación

Tiempos programados – Perforación

A continuación, se presentan las curvas de avance planificadas.

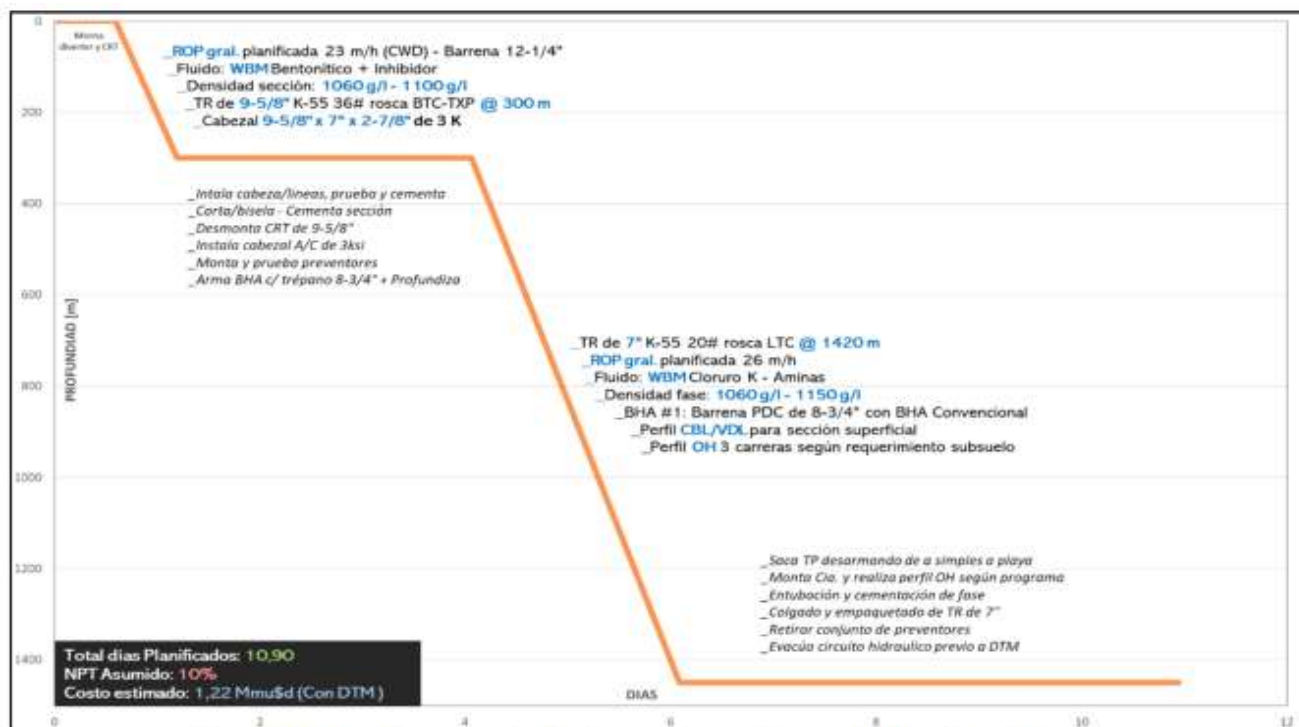


Figura 21. Curva de avance planificada para el proyecto pozo

SECUENCIA OPERATIVA Y TIEMPOS ESTIMADOS.

A continuación, se describe la secuencia operativa de la perforación

Punto de Programa	Actividades Principales	Profundidad MD	Tiempo hr	Actividades Simultáneas y Complementarias
01	Realizar Check List del taladro en presencia del Jefe de Equipo y Company Man una vez finalizada la movilización y el montaje en la locación	0	1.50	Además de las temblorinas, también asegurarse que el sistema desarenador/desarcillador estén instalados completamente y con telas 170 API
02	Corrige observaciones luego del Check List de equipo y termina montaje de Cia. de Control de sólidos. Realizar reunión de inicio de pozo una vez finalizada la movilización, previo a iniciar la operación. Acondicionar piso de trabajo y asegurar disponibilidad de Htas. Y reducciones necesarias para iniciar la operación con barrena de 12-1/4" y sistema CwD	0	2.00	- Asegurar que las temblorinas estén vestidas con tamaño de mayas según programa (80 API para la sección superficial). - Recibir volumen de fluido necesario para iniciar la perforación (remitirse al programa de Lodos) - Asegurar que la TR de 9-5/8" estén medidas y calibradas, con los filetes de rosas limpios y en óptimas condiciones - Asegurar que la unidad de floculación y Control de Sólidos esté instalada y operativa.

Punto de Programa	Actividades Principales	Profundidad MD	Tiempo hr	Actividades Simultáneas y Complementarias
03	Realizar perforación del hoyo ratón Montar desviador de flujo de 13-3/8" previo a iniciar la perforación de la sección de 12-1/4" x 9-5/8" .	0	4.00	- Con Bentonita Pre-Hidratada, preparar volumen de lodo necesario para realizar esta operación - Tener productos químicos en locación necesarios y suficientes para mantener las propiedades del fluido de perforación durante todo el pozo.
04	- Acondiciona piso de trabajo para iniciar la operación Realiza montaje de equipamiento CRT (Casing running) para realizar "Casing while Drilling". Probar funcionamiento del sistema antes de iniciar la perforación de la sección. Realiza permiso de trabajo correspondiente para ejecutar esta actividad	0	7.00	- Verificar correcto funcionamiento del collar flotador, y debe ser de iguales características que la TR. REALIZAR Tally y compartir a Ingeniería. - Tener medidas y calibradas cada una de las Htas. Que van a bajar al agujero, registrando OD, ID y longitud - Verificar programa de fluido de perforación y recomendaciones. Mantener fluido contacto con Esp. De lodos de Vista Oil & Gas
05	- Enrosca zapata perforadora 12-1/4" + TR 9-5/8" + Collar flotador + TR de 9-5/8" K-55 36# TXP-BTC y perforar sección superficial CWD hasta +/- 300 m según programa - Utilizar caudal reducido en los primeros metros e incrementar paulatinamente hasta obtener el óptimo en al menos de 80 m – 100 m, para evitar comunicación con el contrapozo: Parámetros recomendados (plenos): - WOB: 9 - 13 Ton - RPM: 90 - 120 - GPM: 380 Min (primeros 230 metros) – 650 Max - Mantener reología y MBT controlados según las recomendaciones del programa de fluidos.	300	13.00	- Mantener densidad de fluido en rango 1.05 – 1.10 g/cc durante la sección. - Asegurar el ajuste de las conexiones con el torque óptimo según ficha técnica de la tubería de revestimiento. - El fluido WBM a emplear es a base de Formiato de Potasio + Aminas, revisar concentraciones de inhibidores y detalles en el programa de fluidos aprobado por Ingeniería de Perforación/Esp. De Lodos VOG. La unidad de floculación debe empezar a trabajar sobre el sistema activo para mantener controlada la concentración de sólidos. - Tener material anti-pérdida disponible para preparar 15 m³ con 150 kg/m³ de obturante de fibra fino y medio. Configurar el corte de torque del Top Drive al 90% del torque óptimo de la cañería empleada.
06	- Una vez alcanzada la profundidad final, Inyectar bache de limpieza. - Circular pozo con caudal máximo de perforación hasta observar mínima presencia de recortes por temblorinas y presión de bombeo estable. - Retirar ultimo trozo de TR + Agregar caño de maniobras y profundizar hasta posicionar la última cupla en contrapozo a la altura adecuada para el posterior montaje de cabezal de pozo.	300	4.00	- Verificar presencia y estado de tapones de cementación (inferior y superior) en el equipo. Asegurar cantidad de agua necesaria para la operación de cementación y acondicionamiento de fluido para la siguiente sección del agujero - Compañía de cementación ingresa a locación e inicia montaje de cabeza y líneas.
07	Montar líneas y cabeza de cementación (Vincular manguerote de 2" en cabeza de cementación para circular el agujero	300	4.00	Luego del montaje de líneas y cabeza, empezar con preparación de colchones y agua de mezcla

Punto de Programa	Actividades Principales	Profundidad MD	Tiempo hr	Actividades Simultáneas y Complementarias
	durante el resto del montaje del equipo de cementación y durante la reunión) Realiza reunión de seguridad preoperativa con todo el personal involucrado			Corroborar compatibilidad de la rosca del caño de maniobras con el Quick-Latch (acople de ajuste) de la cabeza de cementación para su montaje
08	Realizar prueba de hermeticidad de líneas y cabeza de cementación en baja (500 psi) y en alta (3500 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	300	1.00	- Verificar colocación de los tapones alojados en la cabeza de cementación. El Company Man debe presenciar personalmente la operación de liberación de los tapones - Corroborar compatibilidad de la rosca del CSG de maniobras con el Quick-Latch de la cabeza de cementación previo a la operación
09	Realizar cementación de la tubería de revestimiento 9-5/8" según el programa. - La cementación debe realizarse hasta boca de pozo, verificar en todo momento retorno y derivar el mismo a circuito hasta que se empiece a observar cemento, entonces luego derivar el retorno a presa de contingencia, hasta observar cemento de buena calidad (al menos 15 cm de cemento por sobre el nivel del suelo del contrapozo). De no observar esto último, realizar remediación cementando por espacio anular (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, NO Sobre-Desplazar más de 1,50 bbl (medio volumen de Shoe-track)	300	5.00	- Respetar secuencia operativa del programa de cementación - Presenciar maniobra de corrida de PIN para liberar tapones 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. - En caso de no alcanzar tope tapón, NO desplazar más de medio shoe track, para evitar lavar zapato. - Finalizado el desplazamiento: observar funcionamiento (cierre) del dispositivo de flotación. Anotar volúmenes de retorno.
10	- 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	300	0.75	Enviar cartas de cementación y tickets de campo a Ingeniería
11	Personal de cuadrilla retira DIVERTER de 13-3/8" del contrapozo	300	3.00	Realizar permiso de trabajo correspondiente para la operación
12	Con soldador realizar corte y bisel del ultimo caño de 13-3/8", verificar la altura de corte en función del cabezal empleado	300	2.50	Realizar permiso de trabajo correspondiente para la actividad a realizar.
13	- Colocar sección "A/C" de cabezal compacto 11" 3M, asegurar activación de cuñas. Realizar prueba de sellos de Sec "A" del cabezal (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	300	6.00	- 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 - La compañía de cementación se retira de locación. Iniciar logística y gestión de materiales y solicitud de TR para la sección d producción

Punto de Programa	Actividades Principales	Profundidad MD	Tiempo hr	Actividades Simultáneas y Complementarias
14	Personal de contratista con ayuda de cuadrilla del equipo desmonta y retira el equipamiento CRT Realiza reunión de seguridad preoperativa con todo el personal involucrado	300	3.50	- 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 1.08 – 1.15 gr/cc. La perforación de la sección producción de prevé con Fluido base agua (WBM) con KCl + Aminas como inhibidores, y CaCo3 como densificante	300	5.50	- 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 las actividades de montajes de BOP
Sub total Fase		300	62.75	2.61 Días

Tabla 36. Sección "Superficial" de 12-1/4" X 9-5/8" (CWD).

Punto de Programa	Actividades Principales	Profundidad MD	Tiempo hr	Actividades Simultáneas y Complementarias
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 + RAM Inferior (parcial) + Ignifugo de 6" y accesorios periféricos - Colocar tensores del conjunto de preventores, asegurando estabilidad y fijación del mismo a la base de la sub-estructura	300	9.00	- Revisar estado de bomba neumática de prueba, aros y corrida de espárragos correspondientes. Verificar la necesidad y disponibilidad del carrete espaciador/adaptador para montar BOP a la altura adecuada - Solicitar con tiempo TR de 7" K55 23# LTC y elementos según programa para realizar Tally de cañería
17	- Armar herramienta con tapón de prueba y profundizar hasta asentar el mismo en sección del cabezal Realizar pruebas de presión en baja (350 psi) y alta presión (3500 psi) del conjunto de preventores COMPLETO y Manifold de perforación. Verificar capacidad de precarga de botellones al igual que los tiempos de recuperación. Pescar tapón de pruebas y retirar elementos a playa.	300	6.00	- Registrar los resultados de la prueba en Open Wells. Firmar por CM y JE, archivar carta de prueba - Si la operación lo permite, en simultaneo continuar con el acondicionamiento del fluido 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
18	- Retirar elementos de prueba y acondicionar piso de trabajo. - Medir y calibrar herramientas para armado de BHA en caballetes	300	2.00	Se deben registrar todas las longitudes y los diámetros de cada uno de los tubulares que se introduce al agujero
19	Colocar T de salida, charnela ecológica y vincular caño con camisa de la salida lateral	300	1.50	

Punto de Programa	Actividades Principales	Profundidad MD	Tiempo hr	Actividades Simultáneas y Complementarias
20	En presencia de operadores de Cia. Cabezal colocar buje de desgaste en la sección del cabezal	300	1.00	La secuencia de armado para profundizar el buje debe hacerse siguiendo el procedimiento de la compañía proveedora de cabezales
21	- Realizar reunión preoperativa con todo el personal involucrado - Armar BHA #2 con barrena PDC de 8-3/4" + X/O doble caja + MW-Proshot 875 + X/O + 10x6-3/4" PM + X/O + Tijera hidráulica 675 + 4x6-1/2" PM + X/O + 6x5" HWDSP espiraladas + X/O + Tubería de perforación G-105 19.5# Ver detalles del BHA en la sección "BHAs de perforación" del programa de perforación.	300	4.00	- En simultaneo continuar con el acondicionamiento del fluido de perforación para iniciar perforación de la fase - Cabina de Control geológico debe finalizar el montaje de su cabina y las instalaciones de todo su equipamiento, antes de iniciar la operación de perforación
22	- Profundiza conjunto de perforación armando TP desde playa hasta constatar tope de cemento. Colocar bomba las dos (2) últimas paradas antes del cielo teórico. - Una vez constatado cemento, realizar conversión de agua por fluido de perforación WBM (en caso de haber desplazado la lechada con lodo, continuar con el siguiente punto del programa)	300	4.25	- Dejar escrito en parte diario de operaciones la profundidad a la que contactó cielo de cemento - Valores de densidad para la fase: Inicio de fase 1.08 gr/cc – final de fase 1.15 gr/cc
23	Circula hasta homogenizar densidades de entrada/salida en 1.10 gr/cc Cerrar RAM superior y probar hermeticidad de cañería de 9 5/8" antes de rotar cemento con 200 psi en superficie durante 10 min (hidrostática del fluido de perforación está considerada, Company Man debe verificar cálculos con densidad del fluido actual, consultar con Ing. De perforación)	300	1.00	- Una gráfica de la prueba deberá ser firmada por el Company Man de Vista Oil & Gas y enviada vía correo electrónico al personal de ingeniería - La presión de fondo al realizar la prueba de hermeticidad será de 680 psi Cálculo para verificar presión en fondo: $P_{fondo} = (densidad\ actual\ g/l) \times TVD\ m \times 0.001422 + P_{superficie}\ psi$
24	- Perforar de 3 a 5 m debajo de la zapata. Circular hasta conseguir retorno limpio y densidades de entrada/salidas iguales en 1.10 gr/cc - Realizar FIT para una densidad equivalente de 1.40 gr/cc, aplicando una presión en superficie de 120 psi. Registrar presión por 10 min - NOTA: Para el cálculo de la presión necesaria en superficie aplicar: $P_{sup} = (1400\ g/l - densidad\ actual\ en\ g/l) \times TVD\ m \times 0.001422$	303	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 y FIT. Comunicar a Ingeniería en caso de notar algún desvío durante la prueba 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, consultar ventana de parámetros con ingeniería de perforación.
	- Perforar sección producción según programa hasta +/- 1400 m, armando TP desde playa. - Parámetros recomendados: _WOB: Máximo 11 Tn - RPM: Máximas 120	1400	46.00	Solicitar a control geológico que alerte al menos 15 m antes de cada pase de formación que se espera según la prognosis.

Punto de Programa	Actividades Principales	Profundidad MD	Tiempo hr	Actividades Simultáneas y Complementarias
25	- Caudal: 520 - 650 GPM IMPORTANTE: NO se debe repasar. Sólo se hará en caso de observar síntomas reales de suciedad de pozo y/o agujero apretado (presión, torque y/o arrastres anormales) circular hasta normalizar. Reportar en caso de observar presencia de derrumbes por zarandas Seguimiento de los sólidos de baja gravedad según programa (< 6 %) Tomar dato de presión de bomba a caudal reducido 25 - 30 Emb/Min, en cada cambio de densidad de lodo y/o cada 300 m perforados.			- Densidad debe mantenerse según lo programado, a menos que el pozo requiera algo diferente. - Si hay problemas de torque/arrastres u observa pocos recortes en superficie por temblorinas, considerar el bombeo de baches de alta reología (Mantener comunicación con especialista de fluidos VOG). Si hay problemas de estabilidad considerar el bombeo de píldoras de reforzamiento de paredes. - Validar ROP máxima para mantener buena limpieza de pozo y optimizar caudal con simulaciones hidráulicas provistas por Cia. de Lodos, las cuales deben ser realizadas mínimo cada 100 m perforados, o en caso de cambiar propiedades/densidad de lodo Recibir TR de 7" + Elementos de entubación, para consolidar el Tally de la fase.
26	- Bombear bache de limpieza con alta reología 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) para confirmar pozo estático	1400	4.00	- El tiempo recomendado de Flow Check es de al menos 10 minutos - Bombear tapón denso para sacar seco. Esta píldora deberá enviarse después de realizar chequeo de flujo, previo a iniciar viaje)
27	Sacar tubería de perforación a superficie. EN CASO de observar dificultad en la maniobra de sacada, <u>dar aviso para analizar</u> la posibilidad de hacer un viaje de calibración. - En pozo abierto, durante el viaje sacando en lo posible evitar de realizar "backreaming". En caso de dificultarse la maniobra establezca circulación y dar aviso para consensuar pasos a seguir. - Retirar elementos de ensamble de fondo (BHA) a playa y desenroscar/retirar barrena, mencionar en reporte las características del desgaste.	1400	14.00	- 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.
28	Armar herramienta y pescar buje de desgaste en presencia de operadores de cabezal de pozo CAMERON	1400	2.00	Compañía de perfil ingresa a locación, inicia preparativos para montaje
29	- Acondicionar y montar equipamiento la compañía de perfilaje. Realizar perfil a pozo abierto según programa vigente aprobado por Ingeniería, contemplando un CBL/VDL para registrar cemento de la fase Guía - Desmontar equipo de perfil y acondiciona la boca de pozo para siguiente actividad	1400	42.00	El programa de perfil vigente se enviará con la anticipación adecuada. Prever brida necesaria para adaptar y montar sobre BOP anular el lubricador (en caso de ser necesario, de acuerdo a la condición de pozo). Compartir archivos de los perfiles con Ingeniería y Geología NOTA: En caso de que el comportamiento del pozo no sea según lo planificado, se evaluará en conjunto con Ing. y operaciones la necesidad de

Punto de Programa	Actividades Principales	Profundidad MD	Tiempo hr	Actividades Simultáneas y Complementarias
				montar un Stuffing Box con BOP de cable en la BDP, al momento de perfilar.
30	Montar equipo (pinza + elementos) de entubación para tubería de revestimiento de 7", acondicionar y realizar reunión de seguridad preoperacional con el personal de la cuadrilla previo a correr cañería	1400	1.00	- Enviar tally final a Ingeniería. Corroborar en boca de pozo el funcionamiento de los elementos de flotación NOTA: Aunque la TR cuente con el servicio de RIG READY, se debe realizar una inspección visual por el interior de los caños y se deben corroborar sus medidas
31	- Entubar cañería de 7" 23 lbs/pie K-55 rosca 8rd LTC hasta la profundidad aproximada de 1400 m (se ajustará por Tally de Cañería según la PT del agujero). - Respetar Shoe-Track indicado en la siguiente columna. En la conexión de los primeros 10 caños, utilizar collarín y llave de contra para el torque - Durante la entubación sólo llenar cañería (no circular) cada +/- 500 m.	1400	12.00	- Mantener sistema alineado a tanque de viajes para monitorear desplazamiento con hoja de viaje SHOETRACK: Zapato Flotador. + 1 CSG + Collar Flotador. - Respetar programa de centralización según el Stand-Off incluido en el programa de cementación Asegurar contar con los tapones de cementación en el equipo y que sean los adecuados para el tipo de TR y collar a utilizar.
32	Enrosca y torquear X/O doble PIN rosca LTC con colgador y último caño + Agregar caño de maniobras. Profundizar sarta de cañería hasta posicionar y asentar colgador mandril en sección "B" del cabezal. Realizar colgado y empaquetado de CSG de 7" Con TR ya en fondo circular, a caudal de cementación hasta normalizar circulación. Verificar temblorinas limpias y presión de bombeo estable/normal previo a cementar	1400	3.00	- Reportar profundidad final de collar y zapato en OW. - El representante de la compañía de cabezal debe verificar que el colgador mandril se haya asentado correctamente en el hombro de carga de la cabeza por uno de los siguientes métodos: - Visualmente observar la línea de marca alrededor de la herramienta de instalación del Colgador Mandril a través de la válvula de la salida lateral. Calcule la distancia desde mesa rotaria hasta el hombro de carga y confirme que el colgador ha recorrido la distancia requerida. - Compañía de cementación ingresa a locación, inicia montaje de líneas rígidas.
33	- Realizar reunión de seguridad con todo el personal involucrado, montar líneas y cabeza de cementación. Luego proceder con la prueba de hermeticidad de líneas y cabeza en baja (350 psi) y alta (4000 psi) según programa Cementar fase de producción de 8-3/4"x7" según programa, desmonta compañía de cementación.	1400	8.50	- Cargar Reporte de Cementación en Open Wells, especificando volúmenes de colchones y lechadas - Enviar carta de cementación y ticket a Ingeniería - Monitorear volumen bombeado Vs. Volumen recibido, dejar registrado en reporte diario de operaciones en caso de evidenciar pérdidas y/o aporte de fluido
34	Armar reducción con TP y Herramienta lavadora, profundizar a lavar alojamiento de empaquetador para TR de 7" en cabezal	1400	2.00	Realizar reunión pre-operativa y de seguridad con el personal de la cuadrilla. Respetar procedimiento de la compañía proveedora de cabezal

Punto de Programa	Actividades Principales	Profundidad MD	Tiempo hr	Actividades Simultáneas y Complementarias
35	• Empaquetar cañería intermedia de 7". Activar candado ejerciendo tensión según procedimiento y realizar prueba de sellos (empaquetaduras), registrar en carta al menos 10 minutos • En presencia de personal de Cia. de cabezal probar sellos de empaquetador de 7" contra TR de 7" en la sección "C". Realizar prueba de hermeticidad con 4000 psi	1400	2.50	• Asegurar hermeticidad probando presión durante al menos 10 minutos. Respetar procedimiento de la contratista proveedora
36	• Desarma en vaina paradas de tubería de perforación estibadas en el peine y Htas. restantes en piso de trabajo.	1400	10.00	• Analizar en conjunto con JE y Sup. De cuadrilla el mejor momento para realizar esta actividad.
37	• Desajustar tensores de preventores, retirar caño de salida lateral, embudo y charnela ecológica. • Levantar y remover conjunto de preventores (BOP) completo	1400	8.00	• Realizar permiso de trabajo y lectura de ATS para cada tarea que lo requiera, según los estándares de seguridad de VOG y la compañía de torre
38	• Acondicionar piso de trabajo y periferias de boca de pozo para iniciar tareas de movilización	1400	1.50	• En simultáneo iniciar la evacuación de las presas del taladro, y pedir asistencia de unidades la limpieza de las mismas una vez vacías.
39	• Evacuar circuito hidráulico y realizar limpieza de piletas. Acondicionar equipo para realizar DTM hacia la próxima locación	1400	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		1400	196.75	8.20 días

Tabla 37. Sección de Producción de 8-3/4" X 7".

La construcción del Bajante o Puente de Producción se tiene visualizada realizarla con tubería y accesorios de acero al carbón de 2" Ø.

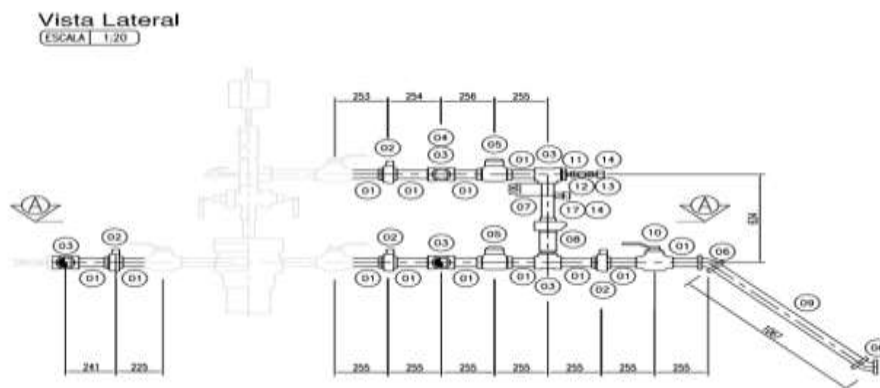


Figura 22. Diseño de bajantes

No.	DESCRIPCIÓN - MATERIAL - ESPESOR O CLASE	CANTIDAD
1	NIPLE DE 2" M-M API LP. LARGO 150 MM CED. 80	16
2	UNIÓN DOBLE A GOLPE DE 2" API LP. 2000 PSI	5
3	TEE DE 2" API LP. 2000 PSI	5
4	TAPÓN DE 2" HEXAGONAL	1
5	VÁLVULA DE RETENCIÓN A CLAPETA S-2000 DE 2" API LP.	2
6	CODO DE 2" A 45° API LP. 2000 PSI	2
7	NIPLE DE 2" M LP X BISEL X 450 MM	1
8	UNIÓN DOBLE EXTENSIBLE ROSCA DE 2" LP.	2
9	NIPLE DE 2" M-M API LP. LARGO 1000 MM CED. 80	1
10	VÁLVULA ESFERICA S-2000 DE 2" API LP.	2
11	REDUCCIÓN MACHO HEMBRA DE 2" X 1/2" API LP 2000 PSI	2
12	ENTRE ROSCA 1/2" API LP 2000 PSI	2
13	VÁLVULA ESFÉRICA DE 1/2" WOG 1500 PSI API LP	2
14	TAPÓN DE 1/2" 1500 PSI API LP	3
15	NIPLE DE 2" M-M API LP. LARGO 750 MM CED. 80	1
16	CAJA PORTA ORIFICIO DE 2" API LP 2000 PSI	1
17	MEDIA CUPLA DE 1/2" NPT 1500 PSI	1
18	NIPLE 2" LARGO 180 MM	1
19	CODO DE 90° DE 2" API LP 2000 PSI	1

Figura 23. Listado de materiales para Bajante o Puesto de Producción.

Tecnología de BOP y Tee de producción compacta

La Tee de producción con bloqueo de varilla permite el mantenimiento seguro de los equipos de superficie sin la necesidad de una plataforma de trabajo, equipo varillero o grúas.

El sistema de bloqueo del vástago puede suspender el vástago pulido y al tiempo que aísla de forma segura la presión de la tubería de producción. El servicio de mantenimiento de la unidad de sellos o estopero, el reemplazo de la correa e incluso la extracción de la unidad se hace mucho más seguros.



Figura 24. BOP y Tee de producción integral (modelo Rod Lock)

Aplicaciones y Características clave:

- Aplicaciones típicas de bomba BCP
- Pozos de petróleo arenoso o pesado
- Entornos de alta presión

- Operaciones seguras de mantenimiento de estoperos y del cabezal de impulsión en pozos sin fugas de gas o líquido.
- Posibilidad de realizar el servicio y mantenimiento utilizando solo herramientas manuales, reduciendo los costos del equipo.

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

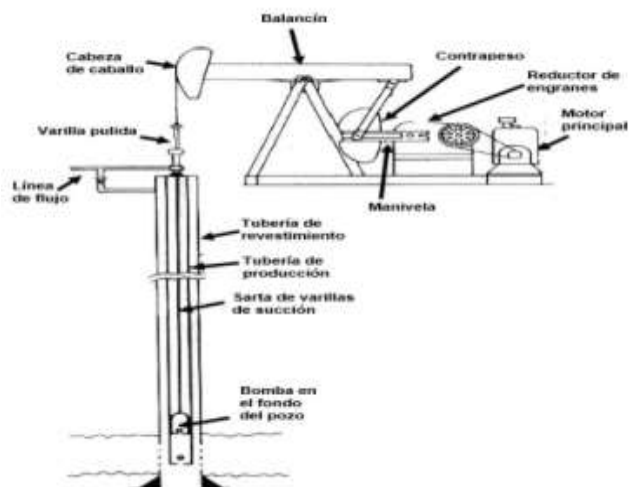
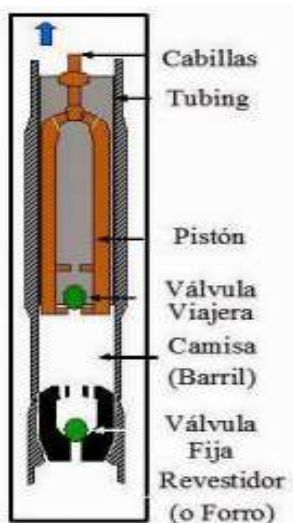


Figura 25. Esquema básico de bombeo mecánico



Figura 26. 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 27. Esquema tipo cubeta (superficie)



Figura 28. Esquema tipo cubeta (fondo)

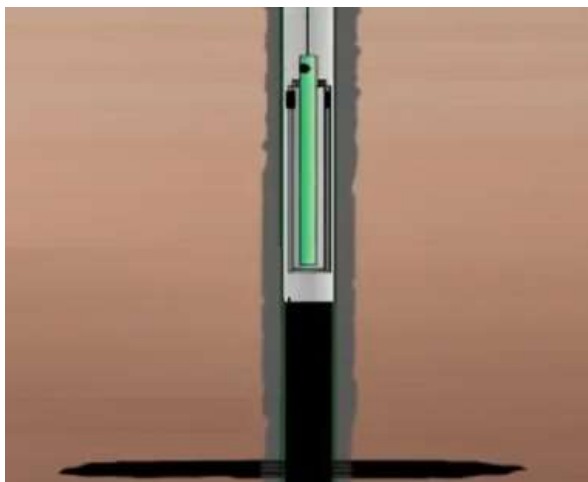


Figura 29. Imagen representativa de boca de pozo tipo cubeta



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:

- Sostener 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 30. Esquema BCP



Figura 31. Imagen representativa de boca de pozo BCP

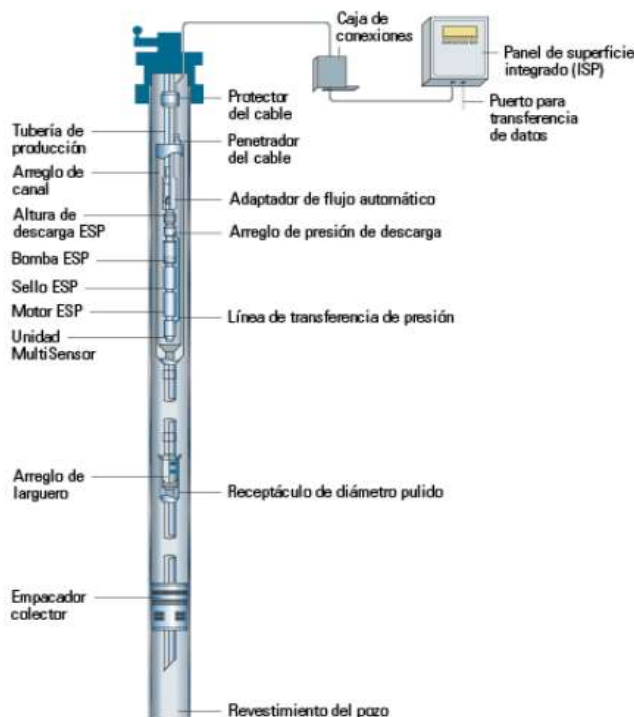
Bomba electro sumergible – BES

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 32. 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 33. Esquema de pozo con el pistón en fondo

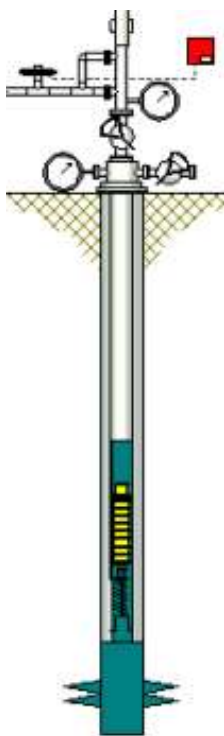


Figura 34. Imagen representativa de boca de pozo PL



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 Cavidad

Figura 35. Esquema de pozo en superficie y fondo Jet Pump

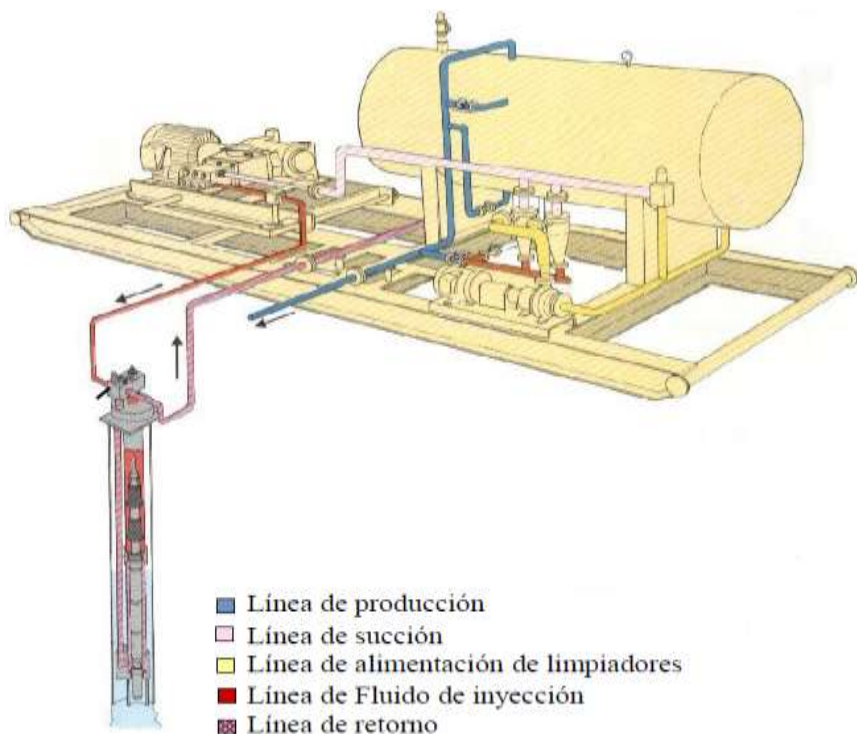
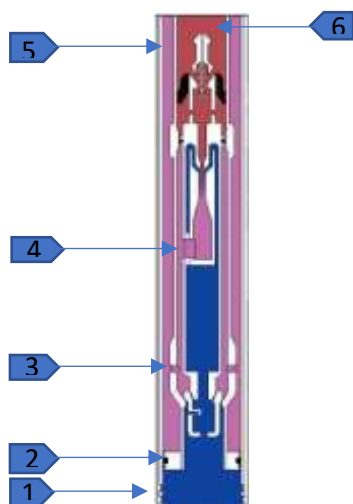


Figura 36. Esquema de pozo en fondo Jet Pump



Referencias	
1	Reservorio
2	Packer
3	Camisa o Cavidad
4	Ingreso a bomba Jet
5	Fluido motriz
6	Fluido de Producción

Figura 37. Imagen representativa de boca de pozo Jet Pump



Etapas/actividades: Mantenimiento

- **Mantenimiento de pozo**

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) Aislando 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 zona (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 Mayor 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 como se describió en el punto 2 Cambios de intervalos productores

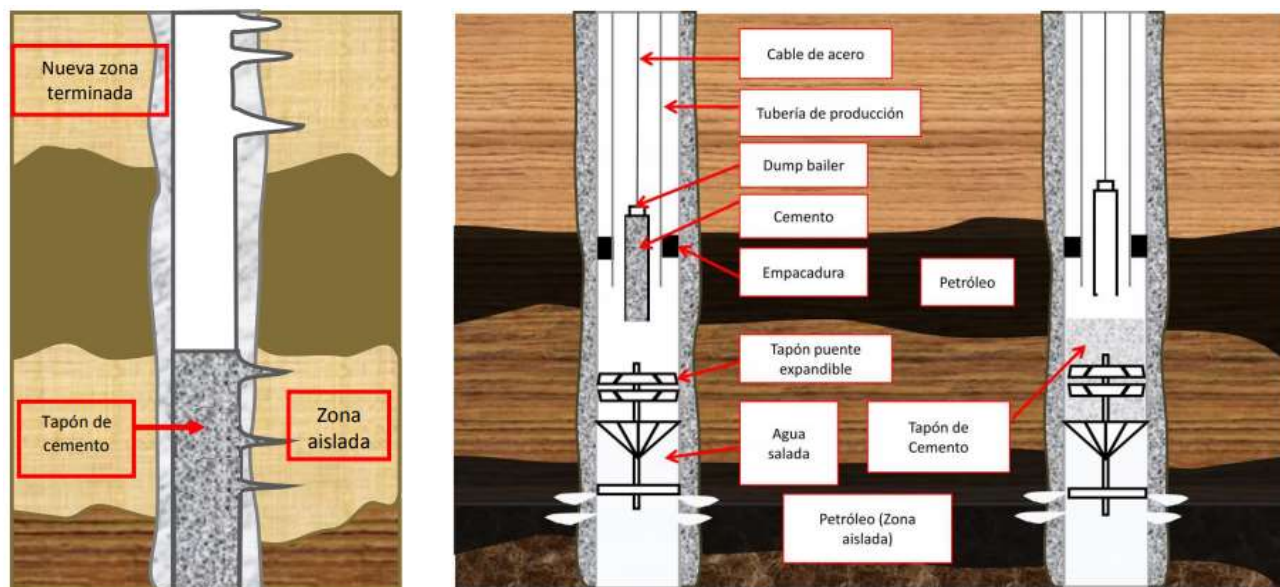
Al cambiar de intervalo de producción es necesario realizar otra vez la operación de disparos en el pozo, a su vez si la comunicación entre la formación y el pozo no se lleva a cabo de manera correcta se tiene que volver a introducir las pistolas y disparar la tubería de explotación para lograr una buena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

Es importante destacar que las intervenciones de mantenimiento a pozo por medio de Reparaciones Menores y Reparaciones Mayores se realizarán en macroperras o peras existentes, es decir en áreas ya intervenidas e impactadas desde el punto de vista ambiental.

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 38. Ejemplo Operación de Reparación Mayor

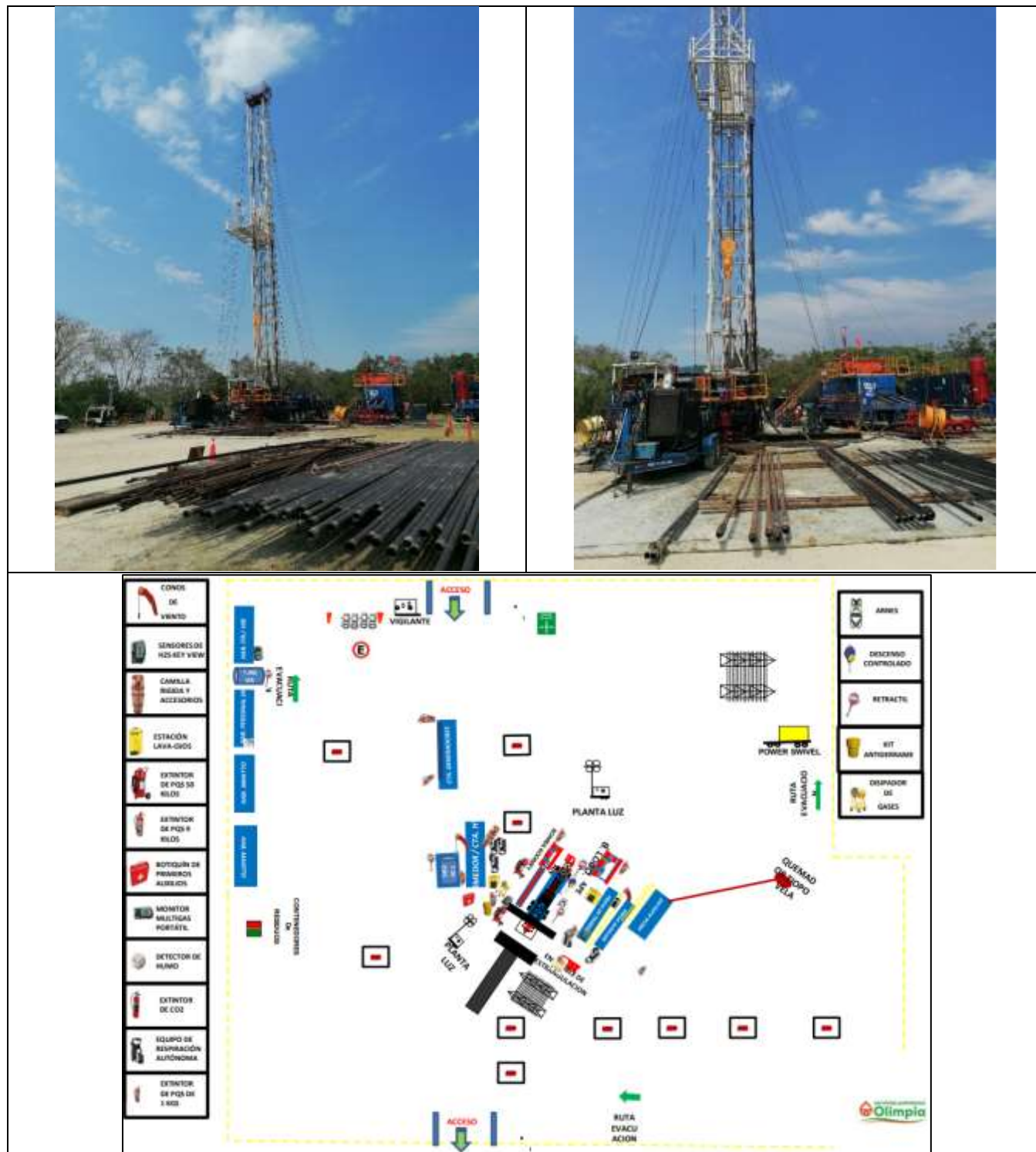
Actividad Global	General	#	Actividad General	Tiempo operación	Tiempo acumulado (horas)	Total acumulado (días)
MOVIMIENTO	MOV	1.1	Transportar y acomodar equipo 100% en pozo Vernet 293. Nota: Realizar reunión de seguridad con todo el personal para la coordinación del trabajo, así como evaluar los riesgos 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.	6	80	3.33

Actividad Global	General	#	Actividad General	Tiempo operación	Tiempo acumulado (horas)	Total acumulado (días)
			En caso de no observar avance informar a ingeniería.			
	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" 8hrr tramo por tramo, posterior recuperar TP 2 7/8" 8hrr 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 punzados 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	Continúa 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

Actividad Global	General	#	Actividad General	Tiempo operación	Tiempo acumulado (horas)	Total acumulado (días)
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 solidos 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 bomba para aplicar tensión de comprobación. En caso de que no libre el ancla, considerar las maniobras indicadas en el punto contingencias.	1	167	6.96
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		

En la siguiente ilustración se puede observar la distribución y componentes que integran a un equipo de reparación convencional.

Figura 38. Equipo de reparación convencional



Etapas/actividades: Abandono

- **Pozos**

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.

e) 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 atrapado 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 zona 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.

III.2 Identificación de las sustancias o productos que van a emplearse y que podrían provocar un impacto al ambiente, así como sus características físicas y químicas.

Las sustancias o productos químicos que se utilizarán durante la ejecución del presente proyecto son los siguientes:

Tabla 39. 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	
CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO (SECRETO INDUSTRIAL), INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ART. 113 FRACCIÓN II DE LA LFTAIP Y 116 TERCER PÁRRAFO DE LA LGT									

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	
CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO (SECRETO INDUSTRIAL), INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ART. 113 FRACCIÓN II DE LA LFTAIP Y 116 TERCER PÁRRAFO DE LA LGTAIP.									

Ver Anexo 4. HDS de los materiales y sustancias químicas a usar en el proyecto.

III.3 Identificación y estimación de las emisiones, descargas y residuos cuya generación se prevea, así como medidas de control que se pretendan llevar a cabo. Identificación y estimación de las emisiones.

Para el presente proyecto se identificaron y estimaron la generación de los siguientes residuos que se describen en la tabla 40, así también las medidas de control preventivas necesarias para administrar y prevenir un impacto al ambiente de acuerdo con el marco legal que lo regula.

Tabla 40. Identificación y estimación de los residuos para el presente proyecto.

Preparación del Sitio y Construcción				
Clasificación Residuo	Tipos de Residuos	Volumen estimado	Medidas de control	Manejo y disposición final
Residuos Sólidos Urbanos	Residuos Orgánicos e inorgánicos	10.5 Ton. anual	Los residuos serán depositados en contenedores con tapa, rotulados de acuerdo con el tipo de residuos (Orgánico e inorgánico) el contenedor deberá estar dentro de un dispositivo de control a fin de evitar infiltraciones de los lixiviados al suelo. Serán colocados en sitios donde se estén desarrollando actividades del proyecto, posteriormente serán dispuestos a un prestador de servicios, para su disposición final y evitar la contaminación y/o alteración del suelo y cuerpos de agua.	Prestadores de servicios
Aguas Residuales Sanitarias	Aguas Residuales	180 m ³ anual	Se contará con sanitarios portátiles para el personal que estará realizando actividades durante el desarrollo del proyecto, estos cumplirán con lo establecido en la normatividad de acuerdo al número y genero del personal, para la limpieza, mantenimiento, recolección y tratamiento de las aguas residuales generadas, será a través de un prestador de servicios autorizado para tal fin.	Prestadores de servicios
Residuos Peligrosos	Sólidos impregnados (trapos, guantes, estopas, etc).	5 Ton anual	Se contará con contenedores metálicos con tapa y en buen estado, etiquetados con las características CRETIB a la que corresponde con un dispositivo de seguridad que evite infiltraciones por derrames accidentales al suelo. Se contará con charolas o membranas suficientes para que en caso de un derrame accidental se cuente con una medida preventiva de contención Se contará con un kit anti derrame en los frentes de trabajo La maquinaria de combustión interna se le realizara una verificación previa a la entrada de los frentes de trabajo para inspeccionar que no tengan fugas. Queda prohibido realizar mantenimientos en campo de la maquinaria y equipo sin embargo en caso de requerirse por alguna eventualidad de emergencia se deberá contar con dispositivos de seguridad (charolas) que eviten derrames e infiltraciones al suelo.	Prestadores de servicios
Residuos de Manejo Especial	Recortes y Fluidos de Perforación Base Agua	200 Ton Anual	Se contará con presas de recortes a las cuales se le instalara contención secundaria para evitar derrames y góndolas que realizaran el transporte hacia los centros de disposición autorizados, las góndolas se llenaran a un máximo de 75% de su capacidad. Todo el personal involucrado en el manejo de residuos estará debidamente capacitado.	Prestadores de servicios

Operación y mantenimiento del Pozo Vernet 1004 y Vernet 1005.				
Clasificación Residuo	Tipos de Residuos	Volumen estimado	Medidas de control	Manejo y disposición final
Residuos Sólidos Urbanos	Residuos Orgánicos e inorgánicos	3.5 Ton. anual	Los residuos serán depositados en contenedores con tapa, rotulados de acuerdo con el tipo de residuos (Orgánico e inorgánico) el contenedor deberá estar dentro de un dispositivo de control a fin de evitar infiltraciones de los lixiviados al suelo. Serán colocados en sitios donde se estén desarrollando actividades del proyecto, posteriormente serán dispuestos a un prestador de servicios, para su disposición final y evitar la contaminación y/o alteración del suelo y cuerpos de agua.	Prestadores de servicios
Aguas Residuales Sanitarias	Aguas Residuales	80 m ³ anual	Se contará con sanitarios portátiles para el personal que estará realizando actividades durante el desarrollo del proyecto, estos cumplirán con lo establecido en la normatividad de acuerdo al número y genero del personal, para la limpieza, mantenimiento, recolección y tratamiento de las aguas residuales generadas, será a través de un prestador de servicios autorizado para tal fin.	Prestadores de servicios
Residuos Peligrosos	Sólidos impregnados (trapos, guantes, estopas, etc).	1.8 Ton anual	Se contará con contenedores metálicos con tapa de color rojo y en buen estado, etiquetados con las características CRETIB a la que corresponde con un dispositivo de seguridad (Charolas/membrana) que evite infiltraciones por derrames accidentales al suelo. Se contará con charolas o membranas suficientes para que en caso de un derrame accidental se cuente con una medida preventiva de contención Se contará con un kit anti derrame en los frentes de trabajo La maquinaria de combustión interna se le realizara una verificación previa a la entrada de los frentes de trabajo para inspeccionar que no tengan fugas. Queda prohibido realizar mantenimientos en campo de la maquinaria y equipo sin embargo en caso de requerirse por alguna eventualidad de emergencia se deberá contar con dispositivos de seguridad (charolas) que eviten derrames e infiltraciones al suelo.	Prestadores de servicios
Teniendo como referencia que las cuadrillas del personal para las etapas de mantenimiento y operación tienen como máximo 15 personas y en algunos casos el personal cumple con determinada función y se retiran solo quedándose personal a cargo de la supervisión de actividades se realizó la estimación.				

Vista Oil & Gas cuenta con sus Registros de Generadores de Residuos Peligrosos y de Manejo especial. 27-ASEA-GRP-10741-2020 y 27-ASEA-GRME-3501-2020 respectivamente.

Emisiones a la Atmósfera

Se generarán emisiones a la atmósfera, provenientes de los vehículos y motores de combustión interna; las principales emisiones serán de NOx, SOx, y CO2. Con la finalidad de minimizar la liberación de estos contaminantes los vehículos estarán sujetos a mantenimientos preventivos periódicos y correctivos.

La maquinaria que intervendrá en todas las actividades del proyecto señaladas en el presente documento contará con un programa de mantenimiento preventivo los cuales se realizarán fuera del área contractual y en talleres destinados para tal fin cumpliendo con lo establecido en las NOM-041-SEMARNAT-2015, y NOM-045-SEMARNAT-2006.

III.4 Descripción del ambiente y, en su caso, la identificación de otras fuentes de emisión de contaminantes existentes en el área de influencia del proyecto.

- a) **La representación gráfica.** Ésta será a escala adecuada, legible y con simbología, de la delimitación y dimensiones de la superficie seleccionada como área de influencia (AI).

La delimitación del Área de Influencia corresponde al polígono del Área Contractual 9 CS-01 que cuenta con una superficie de 95.168 km² (9516.8 Ha.), y donde se ubica la infraestructura existente y a desarrollar del presente proyecto.

Figura 39. Delimitación de Área Influencia

IMAGEN CON LA UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN (INFORMACIÓN RESERVADA).
INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP
Y 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP.

Ver Anexo 5. Archivo kmz con áreas de influencia del proyecto.

b) Justificación del AI. Los criterios y argumentos técnicos, jurídicos y/o administrativos que no sólo justifiquen, sino también evidencien la delimitación y las dimensiones del AI delimitada.

El nuevo marco constitucional en materia energética permite una mayor participación de terceros en las actividades del sector hidrocarburos. Con ello, se incrementará la seguridad energética del país, se reducirán los cuellos de botella que actualmente existen en el sector energético nacional y se fortalecerá su independencia en el sector.

Actualmente, la producción conjunta de petróleo y gas natural representa cerca del 90% de la producción total de energía primaria.

Dentro de las estrategias del Programa Sectorial de Energía (PROSENER) se tiene:

- ☐ Línea de acción 1.4.1: Elevar la producción de petróleo crudo por encima de los niveles de 2013, mediante la optimización de los Proyectos en curso y la inclusión de nuevos Proyectos.
- ☐ Línea de acción 1.4.2: Acelerar la implementación de Proyectos de recuperación secundaria y mejorada, que aumenten las reservas y la producción en campos en desarrollo.

El Área de Influencia (AI) es un sitio que actualmente cuenta con pozos petroleros y con caminos de acceso que permiten la comunicación entre tales, por lo que no es necesaria la apertura de nuevos caminos de acceso, a excepción del pozo Vernet 1005, al cual se le llevara a cabo la adecuación del camino de acceso y la perforación de este. Con la puesta en marcha del presente Proyecto, se optimizará la producción de hidrocarburos.

Es importante destacar que el presente Proyecto no ocupa superficie en Áreas Naturales Protegidas (ANP) decretadas a nivel Federal y/o Estatal, ni tampoco superficie de ecosistemas frágiles y no contempla realizar cambio de uso de suelos.

Hoy en día, las actividades del sector hidrocarburos generan impactos que no solo repercuten en el área del proyecto, sino que pueden extenderse a otras zonas e incluso interactuar con otros procesos y generar impactos acumulativos o sinérgicos. Con la finalidad de establecer un espacio que puede ser impactado por las distintas actividades del proyecto, se realizó una delimitación de la zona conforme a la poligonal del Área Contractual 9 CS-01.

Para la delimitación del área de influencia, en este proyecto se consideraron distintos componentes bióticos que permitieran definir una superficie que englobara las características más relevantes de la zona, al mismo tiempo que representara su diversidad ecosistémica e importancia ecológica, y que permitiera realizar un análisis a una escala apropiada para el proyecto.

Identificación de atributos ambientales. La descripción y distribución de las principales componentes ambientales (bióticos y abióticos) identificados en el AI delimitada.

Para el Área de influencia se consideran los siguientes atributos

Medio abiótico.

• Fisiografía

El estado se encuentra en dos grandes provincias fisiográficas: Llanura Costera del Golfo sur que cubre la mayor parte del área norte del estado y la segunda es la Sierra de Chiapas y Guatemala que se encuentra en la porción sur de los municipios de Huimanguillo, Teapa, Tacotalpa, Macuspana y Tenosique (Figura 30). La primera es una planicie de composición sedimentaria, con poca elevación y algunos lomeríos constituidos de areniscas y calizas, ocupa el 94.16% del territorio, comprendiendo las regiones costeras de los estados de Veracruz y Tabasco. La segunda está constituida por valles, cañones y sierras plegadas donde predominan las rocas sedimentarias marinas del Mesozoico, son sierras relativamente bajas inferiores a los 2000 m de altitud; esta provincia representa el 5.84% del estado (INEGI, 2001, SEDESPA, 2006). El estado de Tabasco abarca dos provincias fisiográficas

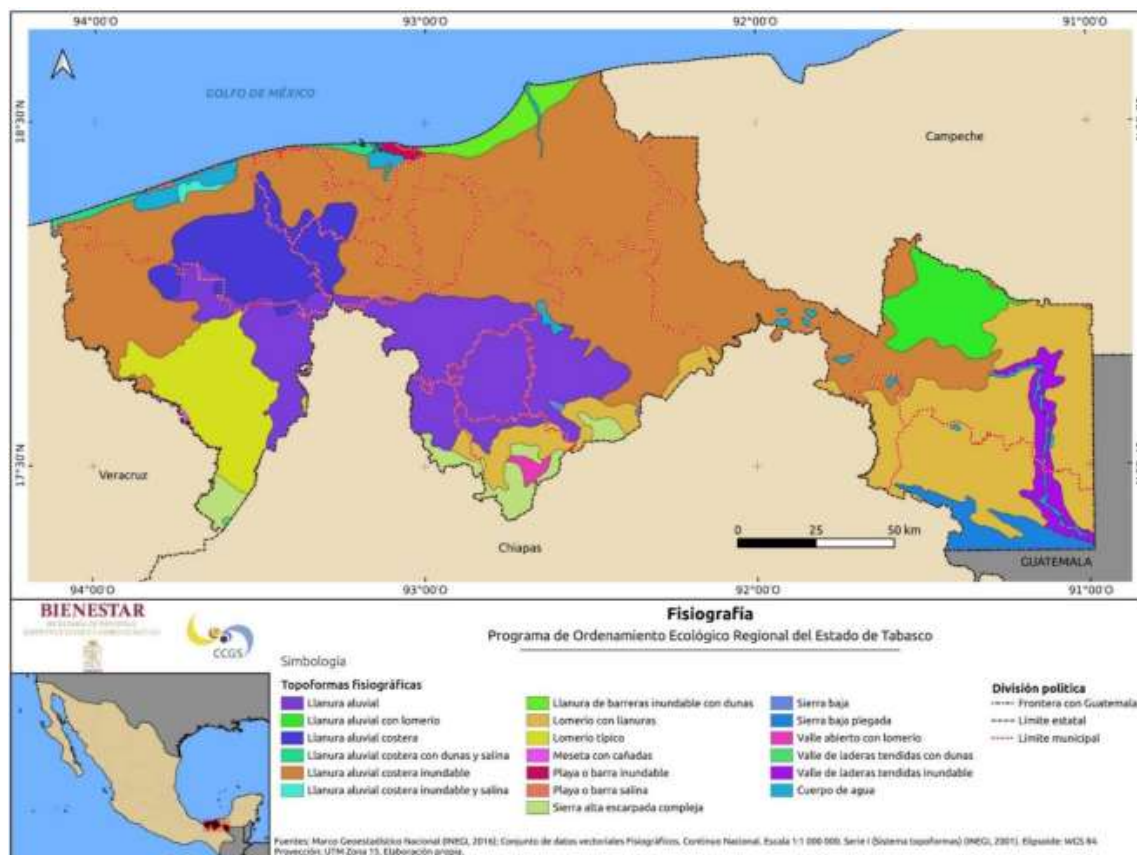


Figura 40. Provincias fisiográficas

Fuente: Programa de Ordenamiento Ecológico Regional del Estado de Tabasco

1. Llanura Costera del Golfo Sur.
2. Sierras de Chiapas y Guatemala.

El Área de Influencia, se ubica en la Subprovincia Llanuras y Pantanos Tabasqueños, la cual presenta una pendiente muy baja hacia el norte y se desprende desde los 50 msnm en el límite sur colindando con las Montañas del Norte, hasta los 15 msnm en terrenos chiapanecos limítrofes con el Estado de Tabasco. Es común encontrar numerosas corrientes fluviales.

Subprovincia Llanuras y Pantanos Tabasqueños.

Esta subprovincia es surcada por los ríos Grijalva y Usumacinta, los más caudalosos del país, así como por el Tonalá, el Chumpán y la Candelaria, al este. Tales ríos en la llanura han sido de cursos inestables, debido a que sus cauces han sufrido cambios abruptos, por lo que los aluviones recientes cubren casi toda la subprovincia.

Las zonas inundables abarcan amplias extensiones del oriente, lugar donde abundan los lagos y pantanos permanentes. Sobre la margen occidental del río Tonalá se localiza la penetración de esta subprovincia en territorio veracruzano, del cual comprende una superficie de 373.72 km² en dos municipios. En esta porción, los sistemas de topoformas representativos son la denominada llanura costera inundable y valle de laderas tendidas.

El Área del Proyecto se encuentra en esta subprovincia la cual se formó a partir de los sedimentos depositados en las cuencas marinas y lacustres, al final de la Era Paleozoica y al inicio de la Era Mesozoica hasta la Cenozoica (en el periodo Cuaternario). Los materiales que son arrastrados por la red de los ríos y arroyos de toda la llanura tabasqueña continúan formando depósitos que dan origen a las barras litorales.

Los sistemas morfogénicos que se identifican en la Llanura Tabasqueña son (UNAM, 2012):

Bordes y dunas de playa: son depósitos que se originan por el desbordamiento de los ríos y la acción del oleaje; el material que los conforma es arenoso, suelto y con mineralogía mezclada. Se localizan en casi toda la línea de la costa, predominan en el gran delta de los ríos Grijalva y Usumacinta, en el sistema fluvial de Mezcalapa y del río San Pedro y San Pablo; en su mayor parte en los municipios de Huimanguillo, Cárdenas, Paraíso y Centla. Este sistema morfogénico posee un relieve que tiene una serie de bordes o camellones alargados en dirección paralela a la costa.

Lomeríos o terrazas aluviales del pleistoceno: se formó en la última glaciación. El desplazamiento del mar ocasionó el surgimiento de la actual planicie costera del pleistoceno, quedando un desnivel con respecto a la planicie aluvial antigua; la erosión que provocó el agua inició la segmentación y forma de lomeríos o terrazas de baja altura. Esta planicie contiene suelos rojos y amarillos, ácidos, erosionables y poco fértiles. Se ubica en los lomeríos de Cárdenas, Huimanguillo, Macuspana, Jalapa, Tacotalpa, Teapa, Emiliano Zapata, Balancán y Tenosique.

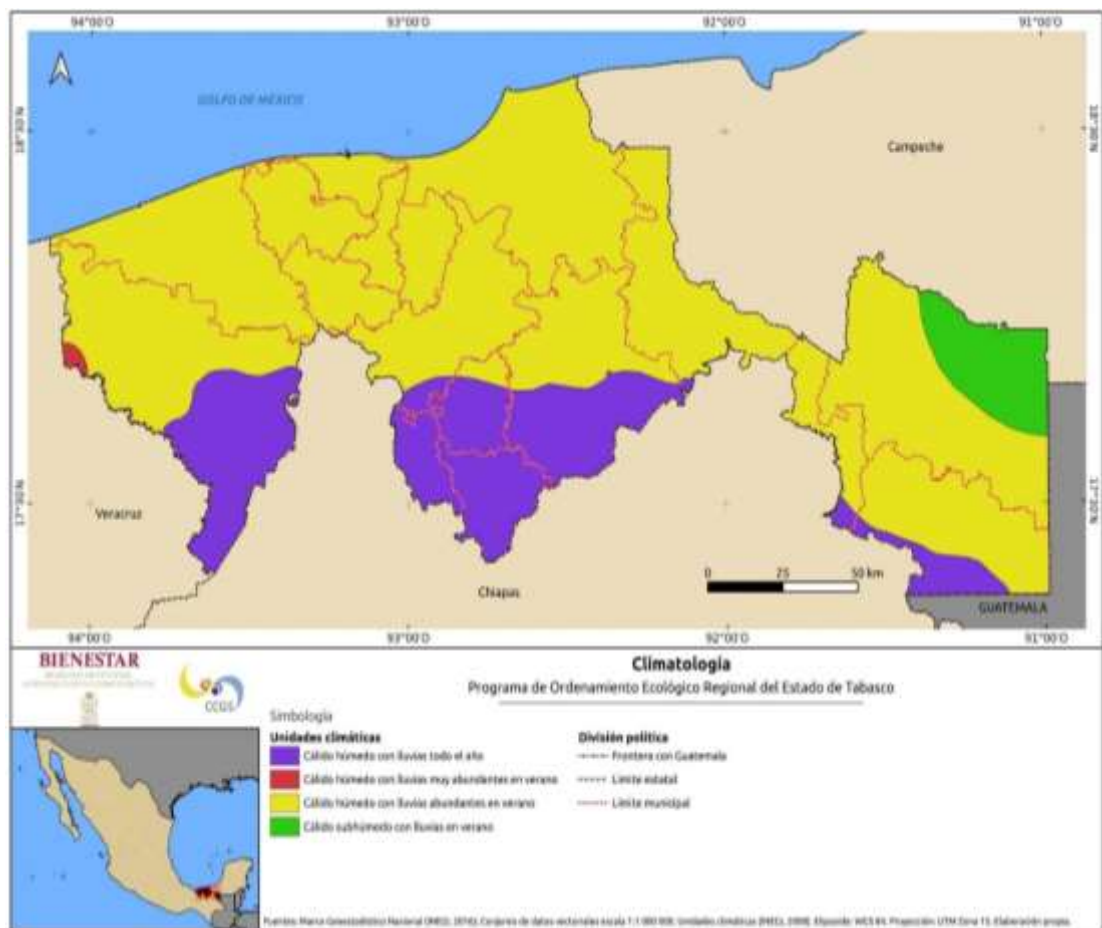
• Clima.

La ubicación de Tabasco en la zona tropical, su escasa elevación con respecto al nivel del mar y su cercanía al Golfo de México, determinan el desarrollo de climas cálidos con influencia marina, en los que la variación de la temperatura es moderada.

Unidad climática	Características	Superficie estatal (%)
Am (f)	Es un tipo de clima cálido húmedo, con lluvias intensas de verano que compensan la sequía de invierno; precipitación del mes más seco inferior a los 60 mm; el porcentaje de lluvia invernal es mayor de 10.2.	75.8
Af (m)	Es un tipo de clima cálido húmedo, con lluvias todo el año, precipitación del mes más seco superior a los 60 mm, el porcentaje de lluvia invernal con respecto a la anual menor de 18. Su temperatura promedio en todos los meses es mayor de 18° C.	19.6
Aw (x')	Es un tipo de clima cálido subhúmedo con lluvias de verano, y sequía en invierno, el porcentaje de lluvia invernal mayor de 10.2.	4.4
Am	Es un tipo de clima cálido húmedo, con lluvias intensas de verano que compensan la sequía de invierno; precipitación del mes más seco inferior a los 60 mm; el porcentaje de lluvia invernal se encuentra entre los 5 y los 10.2.	0.2

Tabla 41. Características de los diferentes tipos de clima de Tabasco

Figura 41. Climatología de Tabasco



Fuente: Programa de Ordenamiento Ecológico Regional del Estado de Tabasco

El tipo de clima identificado para el área de influencia del proyecto delimitado en el Área Contractual 9 CS 01 denominado como cálido húmedo, el cual se caracteriza por presentar una temperatura media anual mayor a los 22°C, y las precipitaciones anuales son superiores a la evaporación.

Af (m): Cálido húmedo, con lluvias todo el año, precipitación del mes más seco superior a los 60 mm, y un porcentaje de lluvia invernal menor de 18.

Figura 42. Tipo de clima en el área de proyecto

IMAGEN CON LA UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN (INFORMACIÓN RESERVADA). INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP Y 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP.

• Temperaturas

Para el ambiente, la temperatura juega un papel muy importante, ya que esta influye en diversos procesos, por ejemplo en los estados del agua, el movimiento de las masas de aire, en la precipitación, incluso en la meteorización de las rocas, lo que incrementa la presencia de minerales al suelo, así como en la concentración de nutrientes de suelo, ya que por mencionar un ejemplo, una temperatura elevada facilita el proceso de descomposición de la materia orgánica, tal y como sucede en las selvas tropicales (Karmakar, R., Das, I., Dutta, D., and Rakshit, 2016).

Para el estudio de la temperatura, se recurrió a los registros de las estaciones con los cuales se obtuvo la media anual para cada estación. Con las medias obtenidas se obtuvo finalmente la media anual.

Los resultados del análisis climático mostraron que la temperatura media anual, al tomar en cuenta las medias de todas las estaciones, es de 25.021 °C (D.E. $\pm$ 2.0; E.E. $\pm$ 0.57). La parte norte presenta temperaturas más cálidas, apreciándose un gradiente hacia la parte sur, en el cual va disminuyendo la temperatura.

Por su parte, la temperatura media mensual oscila entre los 27.55 °C registrados en el mes de mayo y 21.82 °C durante el mes de enero. En la Tabla 39 se presentan los promedios mensuales:

Tabla 42. Temperatura promedio mensual

Estación	Período	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Macuspana	1997	25.2	27.5	29.4	30.1	29.4	30.0	29.9	30.9	29.5	28.9	28.3	24.8
Promedio	1958-97	23.1	24.0	26.0	28.0	29.3	28.8	28.5	28.3	28.0	27.0	25.4	24.0
Año más frío	1966	22.2	23.5	24.7	21.0	28.5	28.4	28.3	28.7	27.8	26.6	23.8	21.9
Año más caluroso	1997	25.2	27.5	29.4	30.1	29.7	30.0	29.9	30.9	29.5	28.9	28.3	24.8

Fuente: normales meteorológicas del SMN

Figura 43. Temperatura en el Área Contractual 9 (CS-01)

IMAGEN CON LA UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN (INFORMACIÓN RESERVADA). INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP Y 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP.

• 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.

La mayor parte de las lluvias, en la costa, cae en la mitad caliente del año; en efecto, el periodo de mayor precipitación corresponde al verano, pero se ha considerado como época de lluvia el periodo de mayo a octubre, y como época de seca al de noviembre a Abril, ya que en general, los meses más húmedos corresponden al periodo de Mayo a Octubre. En el periodo lluvioso, mayo a octubre, en la zona de la costa de Isolínea de 2000 m. Por lo que hace al número de días con precipitación apreciable, se puede decir que son 115 días. (López et al; 1997).

Las precipitaciones en la zona se presentan con mayor magnitud en los meses de junio a noviembre, siendo la más alta en el mes de septiembre con 846 mm. (Tabla III-45), y la más baja en el mes de marzo, con 45.9 mm. La precipitación promedio anual es de 1936.6 mm y la máxima anual de 5135 mm.

Tabla 43. Precipitaciones máximas y normales en la zona

PRECIPITACIÓN	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
Max mensual	287	263.6	131	129	377.9	410.5	551	500	846	733	629	277	5135
Media mensual	114.1	112.2	45.9	48.8	63.8	169.8	162.3	201.2	290.7	348.6	227.4	151.8	1936.6

Los valores están reportados en mm. Fuente: normales meteorológicas del SMN

Figura 44. Precipitación promedio anual Área del Proyecto 9 CS 01

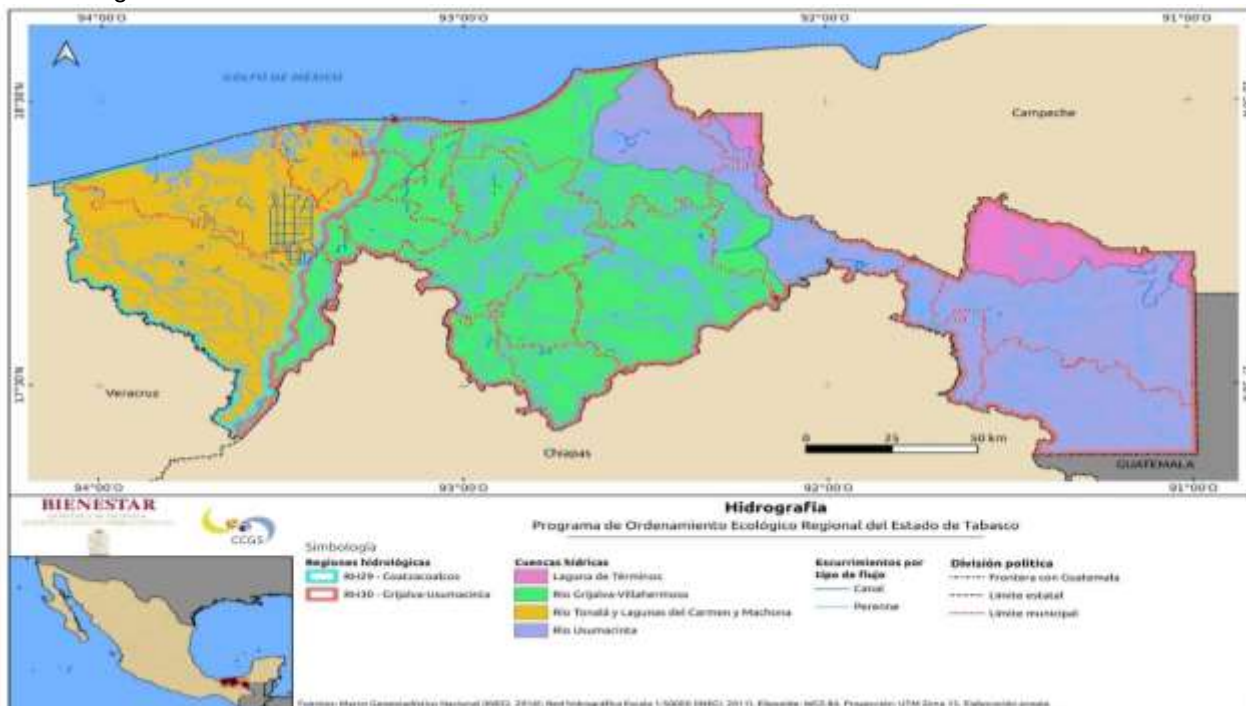
IMAGEN CON LA UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN (INFORMACIÓN RESERVADA). INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP Y 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP.

• Hidrología Superficial

El sitio donde se ubica el proyecto, pertenece a la Región Hidrológica 30, Grijalva – Usumacinta (RH-30). Esta región se desarrolla en territorio mexicano y guatemalteco, sus límites dentro del territorio nacional quedan definidos al norte con el Golfo de México; al noreste con la RH-31, Yucatán Oeste (Campeche); al este por el límite internacional entre Tabasco y Chiapas con la República de Guatemala; al sur por el parteaguas continental de la sierra del Soconusco; al oeste por las RH-22, Tehuantepec y RH-29, Coatzacoalcos. Dentro del estado de Tabasco, la RH-30 se ubica en el Centro y Este de su territorio (Figura 35), está representada en la entidad por tres cuencas: (A) Río Usumacinta, (C) Laguna de Términos y (D) Río Grijalva-Villahermosa, que juntas comprenden el 75.22% de la superficie total del estado.

La cuenca a la cual pertenece la zona de estudio es la cuenca D (Río Grijalva-Villahermosa). Esta cuenca es la que ocupa mayor extensión del estado, abarca una amplia zona del centro de la entidad y cubre aproximadamente 41.45% del total estatal. Las subcuencas que la integran en territorio de Tabasco son: A, Río Grijalva; B, Río Viejo Mezcalapa; C, Río Mezcalapa; G, Río Paredón; H, Río Pichucalco; I, Río de la Sierra; J, Río Tacotalpa; K, Río Almendro; N, Río Puxcatán; O, Río Macuspana; R, Río Tulijá; T, Río Chilapa; U, Río Chilapilla; V, Río Tabasquillo; W, Río Carrizal; X, Río Samaria; Y, Río Cunduacán y Z, Río Cuxcuchapa.

Figura 45. Hidrografía del estado de Tabasco



Fuente: Programa de Ordenamiento Ecológico Regional del Estado de Tabasco

Tabla 44.Características de la Cuenca hídricas donde se ubica el proyecto.

Cuenca	Características	Superficie del territorio (%)	Subcuencas
Río Grijalva	Su corriente principal es el Río Grijalva, su volumen de escurrimiento es de 10,586.60 mm 3 anuales. Es una cuenca que cuenta con obras hidráulicas (presas).	41.45	Río Grijalva, Río viejo mezcalapa, Río Mezcalapa, Río Paredón, Río Pichucalco, Río de la Sierra, Río Tacotalpa, Río Almendro, Río Puxcatan, Río Macuspana, Río Tulijá, Río chilapilla, Río Tabasquillo, Río Carrizal, Río Samará, Río Cunduacán y Río Caxcuchapa.

• Hidrología Subterránea

El Área de influencia se encuentra ubicado en el acuífero Macuspana, el cual se localiza en la porción central del estado de Tabasco, al este de Villahermosa, tiene una extensión de 3,264 km², y abarca los municipios de Macuspana, Centro, Centla, Jonuta y Jalpan (CONAGUA, 2015).

El acuífero está contenido por rellenos aluviales constituidos por horizontes interdigitados de arena y arcillas que sobre yacen a depósitos de arenisca de edad terciaria con gran potencial hidrológico. La calidad del agua es de dulce a tolerable y la dirección del flujo es de sur a norte (INEGI, 2001). Se comporta como un acuífero libre y su recarga es producto principal de la precipitación donde afloran las formaciones arenosas, así como de la infiltración a lo largo de los ríos y arroyos. La recarga media anual es de 1,667 millones de metros cúbicos anuales; la disponibilidad media anual de agua subterránea es de 1,556.47 millones de metros cúbicos anuales (CONAGUA, 2015).

La profundidad del acuífero es somera y varía de 1 a 12 m siguiendo la dirección del flujo subterráneo, de mayor a menor profundidad.

El volumen de agua concesionado acorde al Registro Público de Derechos de Agua es de 1, 966,849 m³/año. Existe un volumen disponible de 1, 557, 738,151 m³ anuales para nuevas concesiones en el acuífero. La descarga ocurre en mayor medida por la descarga de los ríos en época de estiaje y otra por las extracciones, seguida por la evapotranspiración (CONAGUA, 2015).

El acuífero presenta dos tipos de aprovechamiento, público con 1.3 Mm³/año, el cual representa el 81% del aprovechamiento, y doméstico con 0.3 1.3 Mm³/año, que representa el 19% del aprovechamiento (CONAGUA, 2015).

• Geología y Geomorfología

La Orografía hace referencia al relieve o formas que se presentan en la superficie de la Tierra, mientras que el conocimiento de la fisiografía implica, además de la identificación de los principales rasgos del relieve, la explicación de los procesos que intervinieron en su origen y modelado y que le han otorgado su aspecto actual. Bajo este concepto, las regiones fisiográficas constituyen regiones en las que el relieve es el resultado de la acción de un mismo conjunto de agentes modeladores del terreno, así como

de un mismo origen geológico, procesos que generalmente implican la formación de suelos semejantes que sustentan a su vez vegetación con características similares.

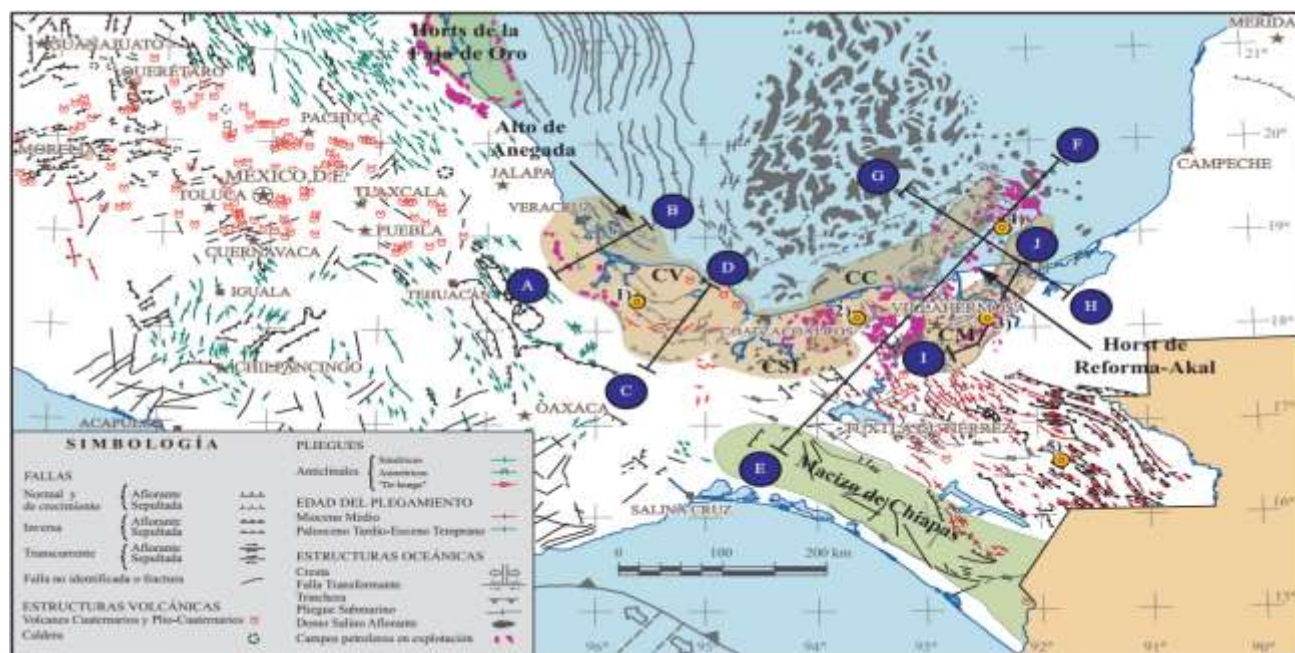
La mayor parte de la República se encuentra por debajo del paralelo 30° N, en donde América del Norte comienza a estrecharse, en el paralelo 20° N este estrechamiento se acentúa, presentándose en el istmo de Tehuantepec la primera de las depresiones interoceánicas, que son características del relieve de América Central. A partir de esta zona se evidencia un cambio en la orientación que presentan las grandes estructuras del relieve, esta diferencia implica que en la formación del relieve mexicano intervinieron dos unidades orogénicas diferentes, de manera que, estructuralmente, la parte norte pertenece a América del Norte y la parte sur a América Central; esto ha originado que en todo el territorio mexicano se presente una gran diversidad de formas topográficas, las cuales tienen una influencia directa en la climatología, la formación de suelo, el tipo de vegetación e incluso en las actividades económicas.

La zona de estudio se encuentra al sur de la República Mexicana, en el estado de Tabasco, en el margen del Golfo de México, el cual está dominado por una vasta llanura costera que recorre el territorio desde Tamaulipas hasta la parte más occidental del estado de Campeche, solamente interrumpida por el Cinturón Volcánico Transmexicano. Esto ha originado que la llanura se divida en dos provincias fisiográficas: la Llanura Costera del Golfo Norte y la Llanura costera del Golfo Sur, en la cual se encuentra el área de interés de este estudio; a su vez esta provincia ha sido subdividida en tres subprovincias: la subprovincia Llanura Costera Veracruzana, al norte, interrumpida por la subprovincia Sierra de Los Tuxtlas, y la subprovincia Llanuras y Pantanos Tabasqueños, al sur.

La Llanura costera del Golfo Sur, abarca parte de los estados de Campeche, Chiapas, Oaxaca, Tabasco y Veracruz, su anchura promedio varía entre 125 km y 150 km; limita al norte con el Golfo de México, al este tiene límites con la Provincia de la Península de Yucatán y Guatemala, al sur limita con las provincias de la Cordillera Centroamericana y la provincia Sierras de Chiapas y Guatemala, y en la porción oeste limita con las provincias Sierra Madre del Sur y la provincia Eje Neovolcánico.

La Llanura Costera del Golfo Sur está formada por cuatro extensas cuencas, de norte a sur: la Cuenca de Veracruz, la cuenca Salina del Istmo, la Cuenca de Comalcalco, y la Cuenca de Macuspana, en donde se encuentra el área de estudio.

Figura 46. Mapa tectónico del sureste de México



Se observan las cuencas, los horst y las estructuras más relevantes. CV, Cuenca de Veracruz; CSI, Cuenca Salina del Istmo; CC, Cuenca de Comalcalco; CM, Cuenca de Macuspana; SZ, Sierra de Zongolica; SCH, Sierra de Chiapas. (Padilla y Sanchez, 2007).

Se puede comenzar a describir la evolución de la provincia Llanura Costera del Golfo Sur, desde el Jurásico Medio, época en la cual la sedimentación continental estuvo controlada por procesos tectónicos distensivos. El avance transgresivo de las aguas del Pacífico hacia el oriente fue invadiendo el área del actual Golfo de México para formar extensos cuerpos de aguas hipersalinas, con una circulación sumamente restringida y, quizá también un clima de tipo desértico, lo que favoreció el depósito de grandes volúmenes de evaporitas en la parte central del Golfo de México (Padilla y Sanchez, 2007). La deposición de sal, específicamente en lo que constituye la subprovincia Llanuras y Pantanos Tabasqueños, estuvo controlada la formación de plataformas amplias limitadas hacia el mar por largas barras de oolitas que se extendían alrededor del Golfo. Las barras de oolitas jurásicas se han identificado y descrito ampliamente por ser rocas productoras de hidrocarburos (Santiago-Acevedo, J. and Mejía Dautt, 1980).

El proceso tectónico que originó el Golfo de México tuvo su fin al final del Calloviano, después del cual se formaron plataformas de aguas someras en las que se depositaron carbonatos, con largas barras oolíticas en los bordes de la plataforma. El Tithoniano fue una edad importante ya que la velocidad de subsidencia en esta zona se hizo más lenta, por ello el espesor de las rocas varía de 400 a 500 m en Tabasco, disminuyendo a aproximadamente 100 m hacia Saltillo, en el noreste de México (Salvador, 1991). Durante el Cretácico estas condiciones prevalecieron hasta que prácticamente todo el territorio mexicano se encontró sumergido bajo el mar.

Otro cambio importante en la evolución tectónica del Golfo de México ocurre en el límite entre el Período Cretácico y el Período Paleógeno, en los que se forma una brecha de carbonatos que tiene una gran

extensión en el sur del Golfo de México y constituye el almacén de los grandes campos petroleros del área marina del sureste de México. Durante el Paleógeno y parte del Neógeno hubo un proceso casi continuo de depósitos clásticos y específicamente en la Cuenca de Macuspana se formó un depocentro con grandes aportaciones de arcillas. Las secuencias depositadas en la cuenca de Macuspana estuvieron bajo un régimen de extensión desde el Mioceno tardío hasta el Pleistoceno, tiempo en el que sufrieron una inversión tectónica que formó los pliegues anticlinales que hoy constituyen las trampas de los yacimientos de esta zona (Ambrose et al., 2003).

Finalmente, durante el Holoceno, la región ha estado marcada por el aporte constante de sedimentos arrastrados por los vastos escurrimientos que provienen mayormente de la Sierra Norte de Chiapas, principalmente el Río Grijalva y Usumacinta, los cuales han formado una extensa planicie aluvial. Las topoformas principales de la subprovincia Llanura y Pantanos Tabasqueños son llanuras aluviales-costeras y llanuras aluviales, y un estrecho sistema de lomeríos en la zona de transición de esta subprovincia con la Sierra del Norte de Chiapas.

La constante aportación de nutrientes transportados por los escurrimientos fluviales asociada a un clima de tipo cálido húmedo con temperaturas medias mayores a 18° C, han originado la formación de suelos profundos ricos en contenido de arcilla, como los Gleysols, Vertisols y Acrisols, los cuales al encontrarse en una llanura están sujetos a periodos prolongados de inundación. Esto ha ocasionado que la vegetación natural de mayor extensión en la zona de planicie sea la hidrófila, como el manglar, popal o la selva baja inundable, mientras que, al norte, en el sistema de lomeríos se encuentran fragmentos de selva perennifolia.

Contexto geológico

El municipio de Macuspana, Tabasco, el cual está comprendido dentro de la Cuenca Macuspana, la cual a su vez pertenece a una provincia conocida como Cuencas del Sureste, ubicada al sur de la Planicie Costera del Golfo de México Sur, incluye una porción terrestre y otra marina de aguas someras, la cual abarca parte de la zona exclusiva del Golfo de México, cuyo margen limítrofe al norte lo constituye la isobata de 500 m de profundidad, el oeste la Cuenca de Veracruz y el este la Plataforma de Yucatán. Comprende las cuencas salinas: Salina del Istmo, Comalcalco, Macuspana y Pilar Reforma-Akal.

Figura 47. Ubicación de la provincial Cuencas del Sureste y la Cuenca Macuspana



La Cuenca Macuspana se encuentra en la parte este de las Cuencas del Sureste y abarca parte del estado de Tabasco, está conformada por una estructura tipo graben y delimitada al este-sureste por un sistema de fallas normales que la separa de la plataforma de Yucatán (Santiago-Acevedo, Carrillo Bravo and Martell Andrade, 1984). Cubre un área de 7,300 km² continentales y 1,800 km² oceánicos (Guzmán–Vera and Aranda–García, 2002), limita al sur con la Sierra de Chiapas, hacia el este con la plataforma de Yucatán, hacia el oeste con el Pilar Reforma-Akal y al norte con el Golfo de México.

Evolución tectónica

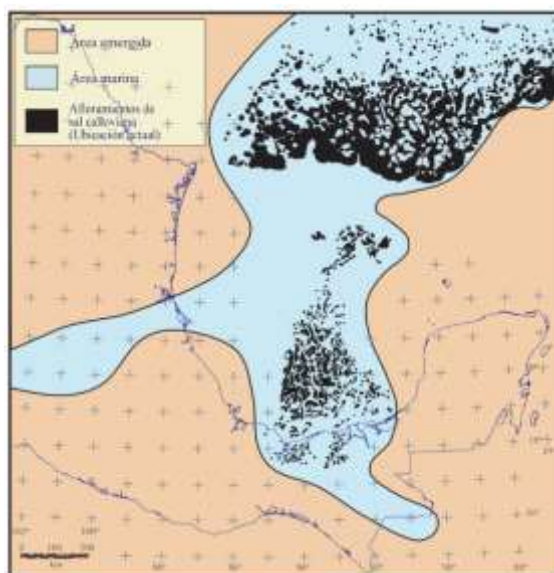
La evolución de la Cuenca Macuspana puede describirse a partir Jurásico Medio en el que comenzó el proceso de rifting en el Paleogolfo de México, lo que trajo como consecuencia el desprendimiento de Yucatán de la margen noroccidental de la costa de Norteamérica y su traslado al sur, lo que da inicio al emplazamiento de corteza oceánica en el Golfo de México. En esta época, el evento de rifting dio lugar a una topografía regional de horst y grabens en el sur de México.

Es aceptado por la mayoría de los autores que la deposición de sal que existe en el Golfo de México sucedió principalmente durante el Calloviano (164-159 Ma) (Salvador, 1991), la evidencia con que se cuenta es que existe una gran cuenca de miles de kilómetros cuadrados, que hoy se encuentra dividida en dos partes, una al norte y otra al sur, por una franja en donde no hay sal, de orientación aproximada este-oeste en la porción central del Golfo ().

La masa de sal mayor se depositó primero en la parte central del Golfo de México, pero posteriormente, a medida que la invasión por aguas marinas iba progresando, se desarrollaron en sus bordes

plataformas muy amplias en donde la circulación de las aguas era muy restringida y estaban limitadas hacia el mar por largas barras de oolitas, que se extendían por cientos de kilómetros cuadrados alrededor del Golfo, condiciones que favorecieron el depósito de otras masas de sal en las zonas lagunares que bordeaban la cuenca. En el sureste mexicano las barras de oolitas jurásicas tienen una distribución extensa y se han identificado claramente porque son las rocas productoras de hidrocarburos en campos gigantes como Samaría y Sitio Grande (Santiago-Acevedo, J. and Mejía Dautt, 1980).

Figura 48. Distribución de la sal en el Golfo de México durante el Calloviano



Fuente: (Padilla y Sanchez, 2007).

El proceso tectónico de *rifting* que dio paso a la apertura del Golfo de México terminó al fin del Calloviano, después del cual, durante el Oxfordiano, se desarrollaron amplias plataformas de aguas someras a todo lo largo de los bordes del protogolfo de México, en las que se depositaron grandes volúmenes de carbonatos, con extensas barras oolíticas en los bordes de plataforma (Winker and Buffler, 1988; Salvador, 1991; Williams-Rojas and Hurley, 2001). Este período se caracteriza por el depósito de clásticos en las zonas litorales, por la abundancia de carbonatos en las plataformas y por el depósito de menores espesores de lutitas y carbonatos con intercalaciones delgadas de calizas argiláceas en las zonas de cuenca. De hecho, estas asociaciones litológicas formaron bandas concéntricas muy bien definidas en los bordes del Golfo de México (Salvador, 1991).

El Tithoniano fue una edad importante ya que la velocidad de subsidencia en esta zona se hizo más lenta, por ello el espesor de las rocas varía de 400 a 500 m en Tabasco, disminuyendo a aproximadamente 100 m hacia Saltillo, en el noreste de México (Salvador, 1991). Las secuencias sedimentarias del Tithoniano se depositaron en un ambiente de inundación regional teniendo un abundante aporte de materia orgánica, por lo que son consideradas como excelentes rocas generadoras, debido a que se tuvieron tanto condiciones tectónicas como climáticas propicias para la proliferación de variadas formas de vida.

En este tiempo, prevalecieron las condiciones tectónicas estables y se desarrollaron amplias plataformas carbonatadas debido a un descenso del nivel del mar, lo que ocasionó condiciones marinas poco profundas y el depósito de evaporitas; después de este evento ocurrió una inundación general.

Hacia finales del Cretácico, ocurrió la colisión del Bloque Chortis en el sur de México. En sucesión a este acontecimiento se originó una inundación regional, la cual finaliza en el Turoniano con la inundación de las plataformas de finales del Cretácico, en la parte sur del Golfo de México, lo que ocasionó un cambio a aguas profundas, acumulándose la secuencia de calizas en la Cuenca de Macuspana, por lo que originaron carbonatos, brechas y lutitas en aguas profundas.

Durante el Paleoceno, debido a la migración progresiva del bloque Chortis hacia el este, y a los grabens que derivaron de ello, hubo una exposición del basamento de la secuencia sedimentaria depositada durante el Mesozoico; la erosión que se desarrolló en este tiempo abasteció de abundantes arcillas, brechas, conglomerados y turbiditas (areniscas y lutitas) a las cuencas del Paleógeno. De forma contemporánea el movimiento que se dio anteriormente de la sal jurásica propició el desarrollo de domos, diapiros y canopies.

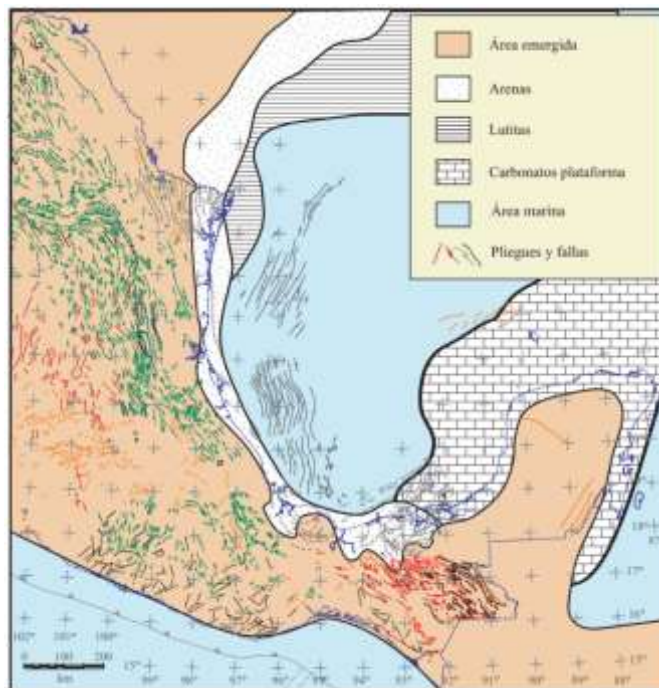
Posiblemente en la mayor parte de la Cuenca de Macuspana, las rocas en la base del Paleoceno corresponden con intercalaciones de calizas con lutitas que se encuentran subyaciendo normalmente a las secuencias clásticas del Eoceno, constituidas por lutitas, y areniscas; estas subyacen a las rocas del Oligoceno formadas por lutitas que alternan con capas delgadas de areniscas con desarrollo de intrusión arcillosa (Pindell, 2002).

Finalmente, la deformación del sureste mexicano ocurrió en el Neógeno a partir del Mioceno Medio e intensificándose en el Mioceno Superior. Las areniscas almacenadoras Cenozoicas que conforman la Cuenca Macuspana se dan a partir de la erosión de protolitos ígneos intrusivos y secuencias volcánicas que afloraban al sur, así como de rocas calcáreas del Mesozoico y Cenozoico de la Plataforma de Yucatán.

A finales del Mioceno e inicios del Plioceno, la Cadena de Chiapas-Reforma Akal inicia su basculamiento hacia el norte y un importante desalojo de sal comienza en ella. Se forman fallas lístricas en las Cuencas del Sureste y se depositan espesores muy pequeños de sedimentos clásticos en ellas, el extremo sur de la Cuenca de Macuspana se vio afectado a nivel local por estas fallas inversas que convergen al noreste y por las rápidas tasas de sedimentación; se dio también una fuerte contracción que dio como resultado el movimiento de una sección de lutitas formadas en el Paleógeno.

Las secuencias depositadas en la cuenca de Macuspana estuvieron bajo un régimen de extensión desde el Mioceno tardío hasta el Pleistoceno, tiempo en el que sufrieron una inversión tectónica que formó los pliegues anticlinales que hoy constituyen las trampas de los yacimientos de esta zona (Ambrose *et al.*, 2003).

Figura 49. Pleistoceno tardío



En este tiempo ya había ocurrido el basculamiento hacia el norte de la cadena Sierra de Chiapas Reforma-Akal por el desalojo de sal calloviana y se habían formado las cuencas de (1) Comalcalco-Salina del istmo y (2) Macuspana. (Padilla y Sanchez, 2007).

• Estratigrafía

La columna litoestratigráfica está constituida por las formaciones Belem, Zargazal, Encajonado, Amate superior, Amate inferior, Encarnación y Caliza Macuspana propuestas por Galloway (Galloway *et al.*, 1991), las cuales se describen a continuación (**¡Error! No se encuentra el origen de la referencia. 40**):

a) Caliza Macuspana: constituida por calizas arrecifales y calizas de plataforma interna, estas últimas se presentan estratificadas en capas delgadas, macizas, duras, de color gris claro a crema, muy compactas, densas y con alto contenido macro y microfósilífero marino. Por sus características arrecifales se deduce que fueron depositadas en aguas muy someras y templadas.

b) Amate Inferior: se encuentra constituida por una secuencia de lutitas arenosas de color gris o gris azulado oscuro, que contienen algunos horizontes clásticos y en ocasiones algunos lentes de caliza color crema (Montes De Ávila, 1955); están bien estratificadas en capas delgadas y se alternan con horizontes de arenisca fina y deleznable de color gris amarillento oscuro; en diferentes lugares de esta formación contiene lentes arenosos. Su espesor medido en superficie es de 750 metros y su edad es del Mioceno Superior (Montes De Ávila, 1955).

c) Amate Superior: esta formación aflora en la culminación de la formación Buenavista, en las inmediaciones, del Río Tulijá. Está representada por un estrato de lutita de color gris oscuro a gris azulado, muchas veces con planos de estratificación bien definidos, y otras en cambio con estratificación

oscura o maciza. Su espesor medido en superficie es de unos 360 metros. Litológicamente esta formación presenta dos zonas muy bien definidas (Hinojosa, 1957):

-La primera zona está constituida por margas y lutitas que son de color gris verdoso y azulado, con estratificación delgada.

-La siguiente zona es usada como un horizonte litológico índice en la cuenca, se compone de areniscas y contiene abundante macrofauna mal preservada; algunos ejemplares son *macra* y *amusium*, su edad corresponde al Plioceno Inferior.

d) Encajonado: esta aflora en las vecindades de Buenavista y en la culminación del anticlinal Morales. Se puede dividir en Inferior y superior:

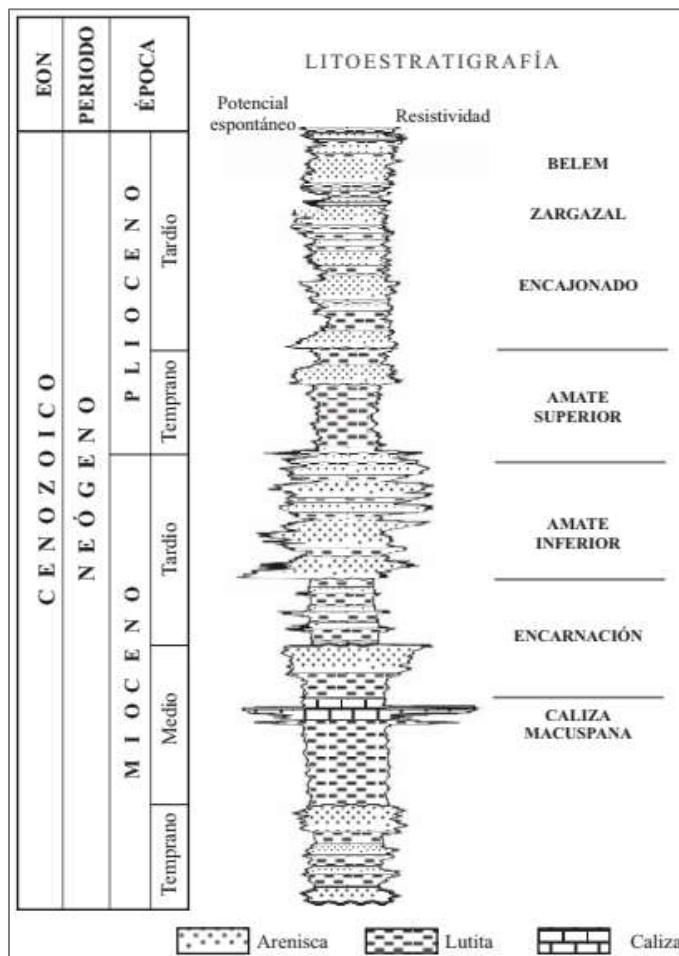
e) Encajonado inferior: consiste en areniscas de grano fino o medio, micáceas y ligeramente arcillosas, son de color crema y en algunas ocasiones de color gris, el tamaño de grano va de medio a grueso; en algunos lugares se han observado lentes de gravilla más o menos fina compuesta por guijarros de cuarzo bien redondeados junto con algunos moldes de pelecípodos. Debido a las características litológicas y a las estructuras sedimentarias, se ha interpretado que se acumularon en un delta, durante la primera parte del Plioceno Superior. El espesor de esta formación varía de 200 a 450 metros.

f) Encajonado superior: está constituida por margas, areniscas y lutitas poco compactas que se encuentran intercaladas con capas de arcillas grises. Las arenas de esta formación tienen un color rosa y contienen restos de macrofauna y abundante mica, las cuales se acumularon en el Plioceno Superior. Su espesor aproximado es de 220 metros y es equivalente a la Formación Filisola de la Cuenca Salina del Istmo.

g) Zargazal: Esta formación fue depositada en lagunas marginales con intercalaciones marinas, lo que se explica con la presencia de lignita y restos de plantas en capas que alternan con lechos fosilíferos conteniendo fauna marina. Estos sedimentos de transición no son uniformes en toda la región y posiblemente existen zonas donde las formaciones depositadas en la misma época pueden ser marinas o salobres, dando lugar a facies localmente distintas. En general esta formación se compone de capas de arcilla de color gris oscuro y lutitas arenosas de color verde olivo, con un espesor de 280 metros que alterna con capas de arena fina de color amarillo o gris.

h) Belem: Esta formación se encuentra conformada por lutitas calcáreas que tienen un color azul, verde o gris y en ocasiones de color crema; en esta formación se observan delgados lechos de grava, los cuales tienen un color café amarillento. No muestra estratificación salvo en los casos en donde se encuentran capas de fósiles como ostras, lamelibranquios y gasterópodos. La macrofauna es marina y de agua salobre; los fósiles que se han reportado son *arca*, *chione* y *voluta*. Su edad corresponde a la parte final del Pleistoceno.

Figura 50. Columna litoestratigráfica de la Cuenca Macuspana



Fuente: (Narváez-Rodríguez *et al.*, 2008)

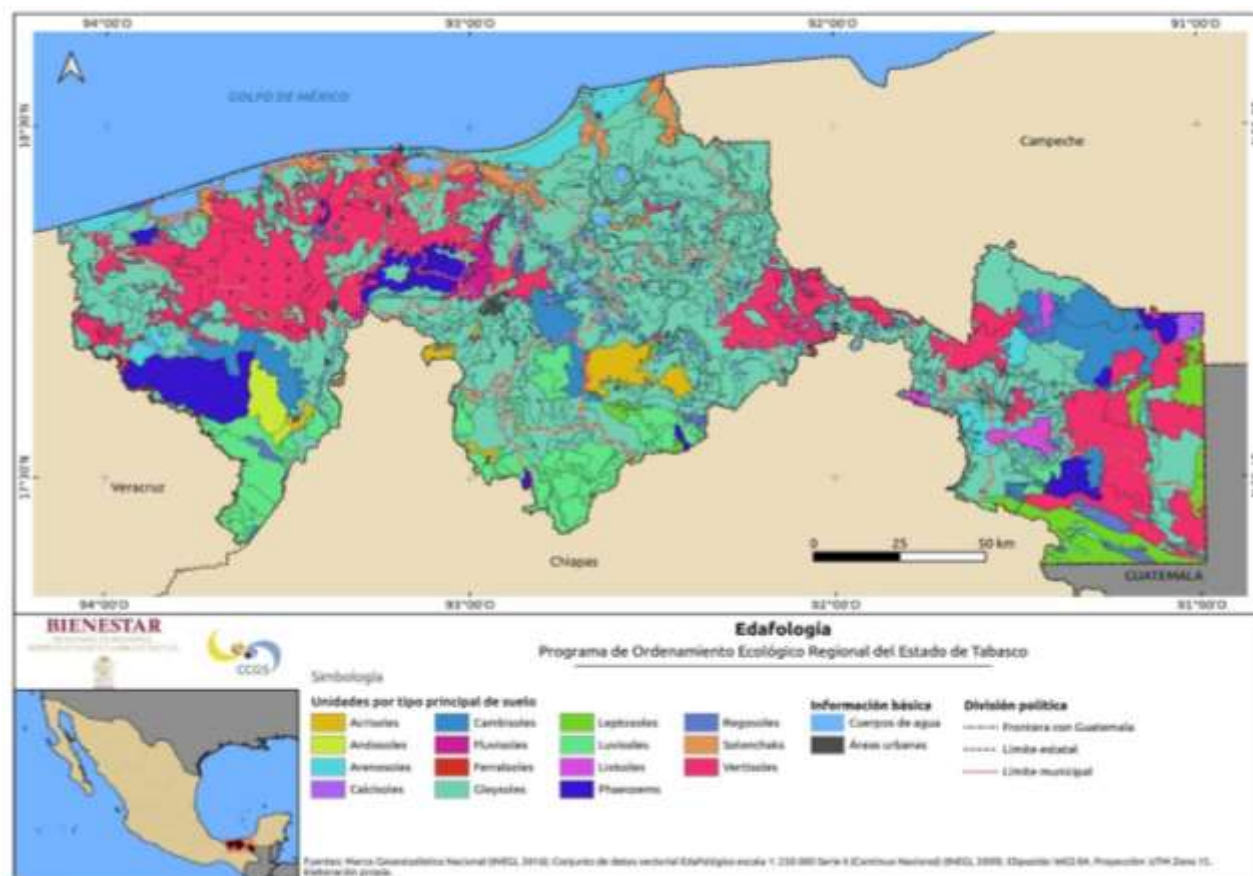
• Edafología.

El área de estudio pertenece a la Llanura Costera del Golfo Sur. Esta provincia se caracteriza por su relieve escaso, casi plano, con altitudes menores de 100 metros, los cuales están cortados por amplios valles, resultado de la acumulación de grandes depósitos fluviales en diferentes medios.

En esta provincia, dentro del territorio tabasqueño los depósitos más antiguos son del Terciario Inferior (Paleoceno) y aparecen en los bordos de contacto con la provincia Sierras de Chiapas y Guatemala. Durante el Oligoceno se formaron depósitos discordantes de caliza de plataforma, con influencia de terrígenos. Así mismo se depositaron alternancias de lutitas, areniscas, calizas y margas, formadas en ambiente litoral. Esta unidad aparece deformada en pliegues con formas de cofre, asimétricos buzantes.

De acuerdo con el mapa de suelos del estado de Tabasco (Figura 83) los suelos dominantes son los gleysoles y fluvisoles.

Figura 51. Unidades de suelo del estado de Tabasco



Fuente: Elaboración propia con base en INEGI y Programa de Ordenamiento Ecológico Regional del Estado de Tabasco

Principales unidades de suelo en el área de proyecto

- **Gleysol:** su símbolo es (G), significa suelos pantanosos, tienen mal drenaje, presentan agua en el perfil, en forma permanente o semipermanente, también se caracterizan por la acumulación de salitre, cuando se saturan de agua presentan colores grises, azulosos o verdosos que al secarse y exponerse al aire se manchan de rojo. La prolongada saturación de agua y la falta de oxígeno los hace poco aptos para el desarrollo de raíces y el crecimiento de las plantas.
- **Fluvisol:** su símbolo es (J) significa suelo de río, se caracterizan por estar formados siempre por materiales acarreados por agua, están constituidos por materiales disgregados que no presentan estructura en terrones, es decir son suelos poco desarrollados.
- **Vertisol:** su símbolo es (V) significa suelo que se revuelve, son suelos arcillosos al menos dentro de los primeros 50 cm de profundidad, se presentan grietas como característica general desde la superficie hacia abajo en temporada seca, en la temporada de lluvias son pegajosos por lo que el tránsito por este tipo de suelo es complicado sobre brechas sin recubrimiento.
- **Luvisol** su símbolo es (L) significa suelo lavado, refiriéndose al lavado de arcilla de las capas superiores, para acumularse en las capas inferiores, donde frecuentemente se produce una acumulación de la arcilla y denota un claro enrojecimiento por la acumulación de óxidos de hierro.

En el de los pozos se tiene la subunidad Luvisol crómico (Lc).

Figura 52.. Edafología del Área Contractual 9 (CS-01)

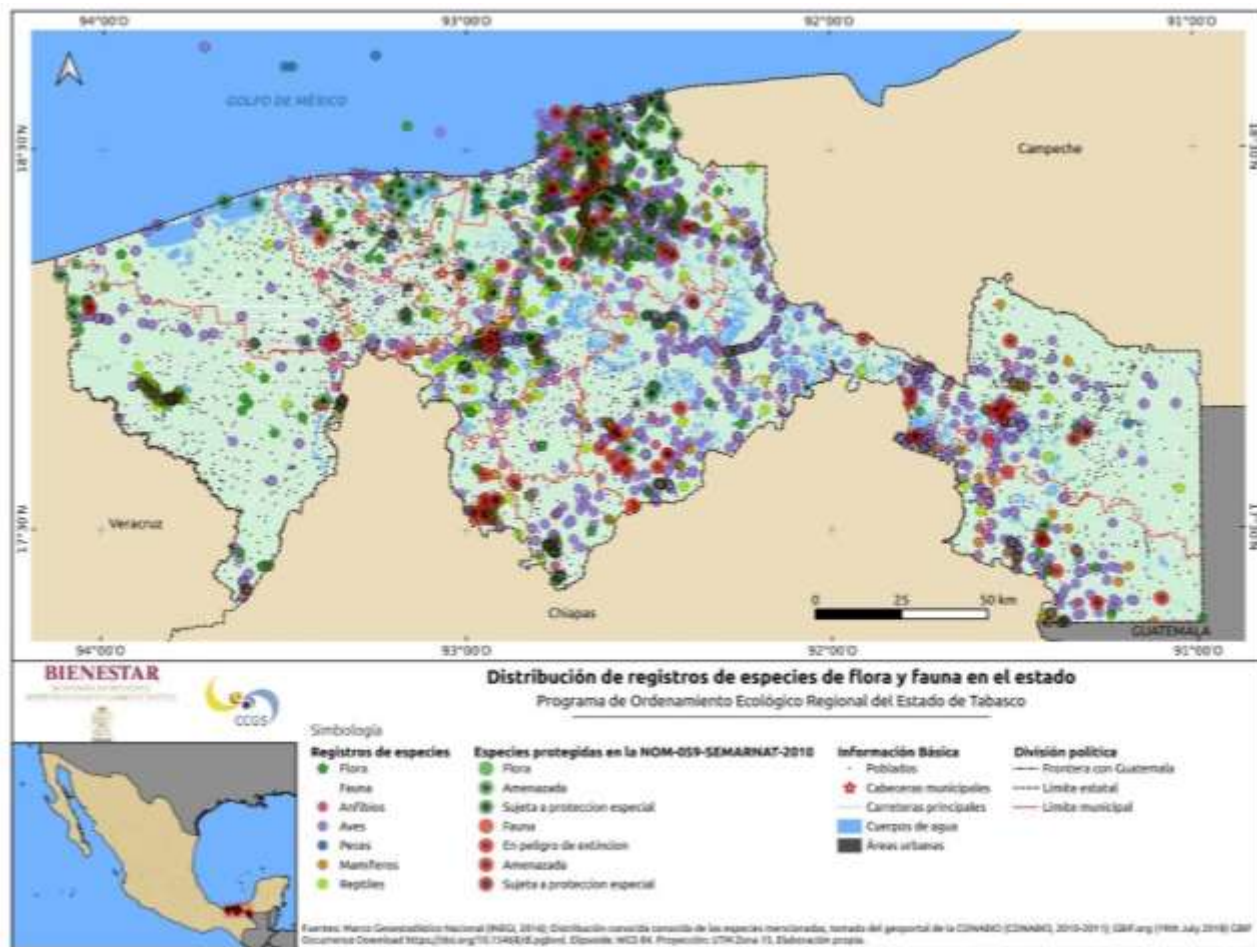
IMAGEN CON LA UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN (INFORMACIÓN RESERVADA). INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP Y 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP.

Medio biótico.

El estado de Tabasco alberga una gran biodiversidad, se caracteriza por tener diferentes tipos de vegetación tropicales principalmente y una alta diversidad de plantas (Figura 43). Sin embargo, muchas de estas especies de relevancia para el estado por las diversas presiones a las que son sometidas, se encuentran en alguna categoría de protección de acuerdo con la NOM-059-SEMARNAT-2010, publicada en el Diario Oficial de la Federación (DOF) en diciembre de 2010.

En el estado se han registrado 978 especies de fauna, las cuales están clasificadas en 211 familias y 371 géneros. Para la vegetación se tiene un registro aproximado de 159 familias, 988 géneros y 2,589 taxa específicos e intraespecíficos, aunque existen diversos estudios sobre la flora y la fauna, no se cuenta con un diagnóstico sobre la biodiversidad del estado y se carece de cifras reales.

Figura 53.. Registro de especies de flora y fauna en el estado de Tabasco



Fuente: Programa de Ordenamiento Ecológica Regional del Estado de Tabasco.

Flora

Al igual que la mayor parte de la Subregión pantanos del Estado, la zona de estudio, se caracteriza por la fragmentación de su vegetación, de igual manera por sus extensas áreas de pastizales de uso ganadero como Camalote (*Paspalum fasciculatum*), pasto estrella (*Cynodon plectostachyus*), pasto estrella (*Paspalum notatum*) asociada a vegetación herbácea con especies de navajuela (*Cyperus luzulae*) zarza (*Mimosa pigra*) Chintul (*Cyperus articulatus*) malva de puerco (*Sida acuta*) y té (*Lippia nidiiflora*) y de cultivo de temporal.

La vegetación original es de selva media perennifolia, con altura aproximada de 15 a 30m. La vegetación secundaria está constituida por cultivos agrícolas, pastizales y vegetación hidrófila en suelos muy bajos. Dentro de la vegetación característica de la zona de estudio destacan los cultivos frutales, como la Naranja (*Citrus sinensis*), Mango (*Mangifera indica*) y Coco (*Cocos nucifera*).

También se encuentran árboles que se utilizan como cercos vivos, dentro de los que se encuentran el Macuilís (*Tabebuia rosea*), Sauce (*Salix humboldtiana*), Zapote de agua (*Pachira acuática*) palo mulato (*Bursera simaruba*), Cocoite (*Gliricidia Sepium*) y Piche (*Enterolobium cyclocarpum*).

Otro tipo de vegetación presente en la zona son los Acahuals, los cuales derivan de un tipo de vegetación primaria, éstos por lo general se encuentran en superficies muy reducidas y en diferentes estadios de sucesión, observándose un estrato arbóreo que oscila entre los 3 y 5 m de altura, las especies características de estos sitios son el Guácimo (*Guazuma ulmifolia*) y Chicozapote (*Manilkara zapota*), Guarumo (*Cecropia obtusifolia*), Lima (*Citrus limetta*), Palo mulato (*Bursera simaruba*), Cocohite (*Gliricidia sepium*), Ceiba (*Ceiba pentandra*) y Amate (*Ficus tecolutensis*), que además de servir como cercos vivos que delimitan las parcelas de los lugareños, sirven como sombra al ganado. En el estrato arbustivo, las especies representativas son el Gusanillo (*Alcalifa villosa*), Zarza (*Mimosa albida*) y Guayabillo (*Alibertia edulis*).

En el sitio de estudio se NO se observaron especies de flora reportadas en la NOM-059-SEMARNAT-2010, como se puede constatar en la siguiente

Tabla 45. Listado de especies vegetales observadas en la zona de desarrollo del proyecto

No.	Nombre Comun	Nombre científico	Status de Protección	Reportada en Zona	Observadas en Predio	Observaciones
1	Palo de Tinto	<i>Haematoxylum campechianum</i>	Sin Status	SI	SI	Especies reportadas para la zona por considerarse a este municipio dentro de las Selvas de Chiapas, pero que en la actualidad solo se reportan algunos ejemplares aislados en los ranchos. En el área del proyecto solo se observa estas especies en cercos vivos y algunos pequeños acahuals que se encuentran fuera del área de trabajos, por lo demás, solo se observan pastos introducidos y algunas especies consideradas como malezas
2	Guanacaste	<i>Enterolobium cyclocarpum</i>	Sin Status	SI	SI	
3	Macuilís	<i>Tabebuia rosea</i>	Sin Status	SI	SI	
4	Guayacan	<i>Tabebuia guayacan</i>	Sin Status	SI	NO	
5	Palo Mulato	<i>Bursera simaruba</i>	Sin Status	SI	SI	
6	Guasimo	<i>Guazuma ulmifolia</i>	Sin Status	SI	SI	
7	Guano redondo	<i>Sabal mexicana</i>	Sin Status	SI	SI	
8	Palma de guano	<i>Sabal mexicana Martius.</i>	Sin Status	SI	SI	
9	Maíz	<i>Zea mays</i>	Sin Status	SI	SI	
10	Mimosa	<i>Mimosa pigra</i>	Sin Status	SI	SI	
11	Zapote de agua	<i>Pachira equatica</i>	Sin Status	SI	SI	
12	Chacté	<i>Tecoma stans</i>	Sin Status	SI	SI	
13	Mango	<i>Mangifera indica</i>	Sin Status	SI	SI	Observado como cultivo de traspatio en la zona
14	Coco	<i>Cocus nucifera</i>	Sin Status	SI	SI	Observado como cultivo de traspatio en la zona
15	Naranja	<i>Citrus sinensis</i>	Sin Status	SI	SI	Observado como cultivo de traspatio en la zona
16	Naranja agria	<i>Citrus x aurantium</i>	Sin Status	SI	SI	Observado como cultivo de traspatio en la zona
17	Aguacate	<i>Persea americana</i>	Sin Status	SI	SI	Observado como cultivo de traspatio en la zona
18	Limón criollo	<i>Citrus aurantifolia</i>	Sin Status	SI	SI	Observado como cultivo de traspatio en la zona
19	Pasto alemán	<i>Echinochloa polystachya</i>	Sin Status	SI	SI	Pasto inducido
20	Estrella africana	<i>Cynodon plectostachyus</i>	Sin Status	SI	SI	Pasto inducido mejorado
21	Zacate gigante	<i>Pennisetum purpureum</i>	Sin Status	SI	SI	Pasto nativo mejorado
22	Pasto estrella	<i>Cynodon dactylon</i>	Sin Status	SI	SI	Pasto nativo

Fotografía 4.y Fotografía 5. Características en la zona de desarrollo del Proyecto



Descripción Ambiental, la zona de proyecto está constituida por vegetación de pastizal inducido, específicamente, para el Área Contractual 9 CS01 se identificaron los siguientes usos del suelo y vegetación:

- Agricultura de temporal permanente (ATP).
- Pastizal cultivado (PC).
- Tular (T).

De acuerdo a la Serie V del INEGI para el Uso de Suelo y Vegetación

Se reitera que en las áreas donde se pretende desarrollar las obras de los presentes proyecto (existente como por desarrollar) no existe vegetación considerada como vegetación forestal, ya que dichas zonas fueron destinadas para realizar actividades petroleras, pastizales y cultivos de temporada.

En este punto es importante reiterar que las peras, no deben tener vegetación alguna, pero que debido a que, en los últimos años, muchos pozos petroleros suspendieron su producción debido a un agotamiento parcial o por requerir de alguna de las reparaciones menores o mayores antes referidas, por lo que se mantuvieron taponados o con producción limitada, hasta contar con sistemas de estimulación y bombeo artificial, razón por la cual se vieron invadidos por pastos y vegetación arbustiva, de especies consideradas en la zona como malezas, las cuales con el paso del tiempo y en las peras más abandonadas, hoy presentan alturas de hasta 5 m y en muy pocas casos, algún ejemplar arbóreo

pequeño, los cuales nacieron de manera natural al suspenderse las actividades en dichos lugar y que, en la medida que se intervengan dichas peras, toda la vegetación arbustiva (malezas) deberá ser eliminada y los organismos arbóreos rescatados y reubicados en sitios cercanos.

De acuerdo a los levantamientos topográficos y de los recorridos de campo para registro de información, el censo de vegetación arbórea se realizó sobre el área de proyecto, registrándose aquellas especies con Diámetro a la Altura de Pecho (DAP) $\geq$ a 10 cm y una altura $\geq$ a 5 m, es importante señalar que como primera opción se deberá tratar de reubicar los organismos que lo requieran y cuando esto no sea posible por su tamaño o las características del terreno, se procederá a su derribo con el compromiso de reforestar otra zona aledaña al proyecto, sembrando 3 ejemplares por cada uno que se derribe.

Se reitera que no existen zonas para ser consideradas como forestales, ya que, si bien es cierto, en la región y en general en el Estado de Tabasco, existen áreas consideradas con selva baja perennifolia, no es el caso para el área de influencia del proyecto. Haciendo resaltar que existen superficies muy reducidas y en diferentes estadios de sucesión, observándose en proporciones menores un estrato arbóreo que oscila entre los 3 y 5 m de altura, presentando especies características de estos sitios son el Guácimo (*Guazuma ulmifolia*), Macuilís (*Tabebuia rosea*), Zapote de agua (*Pachira equatica*), árbol típico de zonas bajas, tolerante a temporada de lluvias, Guarumo (*Cecropia obtusifolia*), palo de tinto (*Haematoxylum campechianum*), jobo (*Spondias mombin*), Palo mulato (*Bursera simaruba*); y observándose en mayor proporción como cercas vivas que delimitan las parcelas de los lugareños. En el estrato herbáceo son el Pasto alemán (*Echinochloa polystachya*), la Estrella africana (*Cynodon plectostachyus*), el Zacate gigante (*Pennisetum purpureum*), Pasto estrella (*Cynodon dactylon*) que son la fuente de alimento del ganado bovino existente en el sitio, así como de especies cultivadas de Maíz (*Zea mays*).

Tabla 46. Listado de vegetación arbórea presente en el área de proyecto

Familia	Nombre científico	Nombre común	Altura $\geq$ 5 (m)	DAP $\geq$ 10 (cm)	NOM-059-SEMARNAT -2010	Número de individuos	Punto Observado
Sterculiaceae	<i>Guazuma ulmifolia</i>	Guácimo	6.5	65	No	2	Pera Vernet 1005

Familia	Nombre científico	Nombre común	Altura $\geq$ 5 (m)	DAP $\geq$ 10 (cm)	NOM-059-SEMARNAT -2010	Número de individuos	Punto Observado
Sterculiaceae	<i>Guazuma ulmifolia</i>	Guácimo	12-36	80-120	No	11	Pera Vernet 1004
Gramíneas	<i>Zea mays</i>	Cultivo de maíz	-	-	-	-	
Anacardiaceae	<i>Mangifera indica</i>	mango	5-7	223-205	No	2	Pera Vernet 1004
rutáceas	<i>Citrus sinensis</i>	Naranja	4	121	No	1	Pera Vernet 1004
Anacardiaceae	<i>Spondias mombin</i>	jobo	5	98-100	No	2	Pera Vernet 1004
Burseraceae	<i>Bursera simaruba</i>	Palo mulato	4-5	98-110	No	3	Pera Vernet 1004

Familia	Nombre científico	Nombre común	Altura ≥ 5 (m)	DAP ≥ 10 (cm)	NOM-059-SEMARNAT-2010	Número de individuos	Punto Observado
Urticaceae	<i>Cecropia obtusifolia</i>	Guarumo	5-6.5	80-150	No	1	Pera Vernet 1004

Evidencia fotográfica

Fotografía 6. Camino de acceso existente hacia el Vernet 1005



Fotografía 7. Vernet 1005. Pasto alemán (*Echinochloa polystachya*), la Estrella africana (*Cynodon plectostachyus*), el Zacate gigante (*Pennisetum purpureum*), Pasto estrella (*Cynodon dactylon*). La localización libra especies arbóreas, solo se observan 1 guano redondo adulto y 2 guásimos juveniles.



IMAGEN CON LA UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN (INFORMACIÓN RESERVADA). INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP Y 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP.

Fotografía 8. Vernet 1005. Pasto alemán (*Echinochloa polystachya*), la Estrella africana (*Cynodon plectostachyus*), el Zacate gigante (*Pennisetum purpureum*), Pasto estrella (*Cynodon dactylon*). La localización libra especies arbóreas como un guano adulto, solo se observan 2 guásimos juveniles cerca del lindero.

IMAGEN CON LA UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN (INFORMACIÓN RESERVADA). INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP Y 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP.



Fotografía 9. Se observa en fotografías comparativas que la vegetación secundaria invadió zona de cultivo en donde se localizara la pera del Pozo Vernet 1004.

IMAGEN CON LA UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN (INFORMACIÓN RESERVADA). INFORMACIÓN PROTEGIDA BAJO LOS ARTÍCULOS 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP Y 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP.



Fotografía 10. Estado actual de la localización Vernet 1004.

Se observa vegetación con diámetros de 10 a 12 centímetros y tallas que van de los 4 a 6 metros y en diferentes estadios de sucesión que ha surgido de manera espontánea en terrenos de uso agrícola y ganadero, lo cual se considera como resultado de las costumbres de los propietarios para llevar a cabo la agricultura tradicional, que comienza con la roza, tumba y quema, para posteriormente cultivar y después convertir dichos terrenos en zonas de pastizales dedicados a la ganadería

Fotografía 11. Guácimo (Guazuma ulmifolia) Pera Vernet 1004



Fotografía 12. Cultivo de maíz (Zea mays) Pera Vernet 1004



Fotografía 13. Vegetación herbácea con dormilona (Mimosa sensitiva)



Fotografía 14. Detrás de la mimosa se encontraron algunos árboles frutales como mango, jobo, naranja.



Fauna

La variedad de especies presentes en el área de estudio permite observar a organismos en su hábitat, sin embargo, la fauna original se ha visto desplazada por las actividades antropogénicas, por lo que los organismos buscan de forma natural, nuevos refugios que le permitan desarrollarse separadamente del hombre.

Se tienen reportadas para la zona algunas de especies representativas como la Iguana verde (*Iguana iguana*), Hicotea (*Trachemys scripta*), Oso hormiguero (*Tamandua mexicana*) y Conejo (*Sylvilagus sp.*). Especies que no interactúan con las actividades propias del proyecto y que son especies características de la fauna propia del Estado de Tabasco y de todo el Sureste Mexicano.

Durante los recorridos en las zonas dónde se pretenden desarrollar las actividades del PROYECTO, se observó un ejemplar de Zopilote común (*Coragyps atratus*) sobrevolando a mucha altura y un ejemplar de Cenzontle (*Mimus polyglottos*), así como de otras observadas en el área de influencia

Cabe hacer mención que estas especies se encuentran reportadas para la zona donde se desarrollara el proyecto, sin embargo, durante los recorridos realizados no se observaron estas especies, salvo la Iguana Verde.

Mamíferos

Los mamíferos residentes en los pastizales son escasos, generalmente de talla pequeña y se refugian en las oquedades de árboles o matorrales por instinto. En general, este grupo se hace evidente por roedores de campo que se observaron próximos a áreas de cultivos como la Rata de campo (*Oryzomys couesii*), Ratón de campo (*Peromyscus leucopus*) y la Rata común (*Rattus rattus*). Otras especies ocasionales o en tránsito por los pastizales son los Tlacuaches (*Didelphis marsupialis* y *Philander opossum*).

En cuanto las especies mayores, se observaron vacas (*Bos indica*), Caballos (*Equus caballus*) y Cerdos (*Sus domesticus*) pastando y conviviendo por el sitio de estudio.

Las especies observadas no se encuentran enlistadas en la NOM-059-SEMARNAT-2010.

Aves

El grupo de las aves se encuentra representado por especies que soportan la presencia humana, como son los Zanates (*Quiscalus mexicanus*), Pijules (*Crotophaga sulcirostris*), Colibrí (*Amazilia candida*) y Paloma doméstica (*Columba livia*). En las zonas inundables que se encuentran rodeando a las instalaciones se observa un buen número de aves acuáticas como la Garza real (*Ardea alba*), Siete presas (*Ardea tricolor*), Joito (*Butorides striata*), Pijije (*Dendrocygna autumnalis*), Pespita (*Jacana spinosa*), Gavilán caracolero (*Rostrhamus sociabilis*) y un buen número de Zopilotes (*Coragyps atratus*).

Las especies observadas en la zona de estudio no se encuentran enlistadas en la NOM-059-SEMARNAT-2010.

Reptiles y anfibios

En cuanto a los reptiles, la diversidad existente en general es baja, sin embargo las especies que se observaron de manera abundante, tanto en el sitio de estudio como en sus alrededores, son los Toloques (*Basiliscus vittatus*), Cuidacasas (*Sphaerodactylus glaucus*), Geckos (*Hemidactylus frenatus*) y pequeñas Lagartijas (*Ameiva undulata*, *Sceloporus variabilis* y *Cnemidophorus deppei*), las cuales se observaron en la mayor parte de los sistemas agrícolas y semiurbanos. Debido a la abundancia de lagartijas y pequeños mamíferos en los ambientes agrícolas, se pueden observar ofidios, como la Bejuquilla (*Oxybelis fulgidus*). Los anfibios característicos en la zona son el Sapo común (*Bufo bufo*) y Rana verde (*Smilisca baudini*).

Según la NOM-059-SEMARNAT-2010, las especies de reptiles y anfibios observadas en el área de estudio, no se encuentran en ninguna de las categorías que en ella se manejan. Para una mejor percepción de las condiciones naturales del sitio.

Tabla 47. Listado de especies faunísticas reportadas u observadas en la zona de desarrollo del proyecto

No.	Nombre Común	Nombre científico	Status de Protección	Reportada en Zona	Observadas en Predio	Observaciones
1	Saragato o Mono Auillador	<i>Alouatta palliata</i>	En peligro de extinción (P)	SI	NO	Especie listada en la NOM-059-SEMARNAT-2010
2	Saragato o Mono Auillador	<i>Alouatta pigra</i>	En peligro de extinción (P)	SI	NO	Especie listada en la NOM-059-SEMARNAT-2010
3	Rata común	<i>Rattus rattus</i>	Sin Status	SI	SI	Especies considerada plaga, tanto en zonas suburbanas como en las ciudades
4	Conejo	<i>Sylvilagus sp</i>	Sin Status	SI	NO	Especies considerada plaga de cultivos de maíz y hortalizas
5	Tlacuache o Zorro Cola Pelada	<i>Didelphis marsupialis</i>	Sin Status	SI	SI	Especies considerada plaga de cultivos de maíz y hortalizas
6	Zanate	<i>Quiscalus mexicanus</i>	Sin Status	SI	SI	Especies considerada plaga de cultivos de maíz
7	Pijul	<i>Crotophaga sulcirostris</i>	Sin Status	SI	SI	Esta especie tiene una subespecie (Pallidula)
8	Paloma domestica	<i>Columba livia</i>	Sin Status	SI	NO	Comun en las zonas urbanas, no comun en el medio rural
9	Garza real	<i>Ardea alba</i>	Sin Status	SI	SI	Especie muy comun en el sureste de México
10	Siete Presas	<i>Ardea tricolor</i>	Sin Status	SI	SI	Especie migratoria, comun en la región, fue observada en el camino de acceso al campo no en el sitio de estudio
11	Joito	<i>Butorides striata</i>	Sin Status	SI	NO	Especies reportada pero no observada durante los recorridos
12	Pijje	<i>Dendrocygna autumnalis</i>	Sin Status	SI	NO	Especies reportada pero no observada durante los recorridos
13	Pespita	<i>Jacana spinosa</i>	Sin Status	SI	NO	Especies reportada pero no observada durante los recorridos
14	Zopilote comun	<i>Coragyps atratus</i>	Sin Status	SI	SI	Especie muy abundante en todo el sureste de México
15	Garza Vaquera	<i>Bubulcus isis</i>	Sin Status	SI	SI	Garza muy comun en zonas ganaderas, de ahí su nombre comun
16	Garza Gris	<i>Egretta caerulea</i>	Sin Status	SI	SI	Muy comun en la entidad y en la porcion norte del área de estudio
17	Gallito de Agua	<i>Porphyrio martinica</i>	Sin Status	SI	NO	Comun en zonas pantanosas, ocasional en la zona de estudio
18	Gavián Caracolero	<i>Rostramus sociabilis</i>	Sin Status	SI	SI	Comun en la zona, aunque mas asociado a zonas bajas
19	Garza Tigre o Jojo	<i>Tigrisoma mexicanum</i>	Sujetas a protección especial (Pr)	SI	NO	Especie listada en la NOM-059-SEMARNAT-2010, pero asociada a zonas bajas
20	Paspague	<i>Cochlearius cochlearius</i>	Sin Status	SI	NO	Comun en la zona norte del estado, en zonas pantanosas
21	Iguana verde	<i>Iguana iguana</i>	Sujetas a protección especial (Pr)	SI	SI	Listada en la NOM-059-SEMARNAT-2010, comun en todo el estado de Tabasco
22	Bejuquilla	<i>Oxybelis fulgidus</i>	Sin Status	SI	NO	Especie reportada pero poco observada por pobladores de la zona
23	Nauyaca	<i>Bothrops asper</i>	Sin Status	SI	NO	Existen otros generos que si estan listados, no este
24	Rana verde	<i>Smilisca baudini</i>	Sin Status	SI	NO	Reportada para la zona pero no vista entre los entrevistados
25	Pea	<i>Psittorhinus morio</i>	Sin Status	SI	SI	Especie muy comun en la zona
26	Pistoque	<i>Pitangus sulphuratus</i>	Sin Status	SI	SI	Especie muy comun en la zona
27	Armadillo	<i>Dasypus spp</i>	Sin Status	SI	NO	Especie abundante a un pero con poblaciones a la baja
28	Zorrita	<i>Vulpes vulpes</i>	Sin Status	SI	NO	Especie no muy comun en la zona
29	Mapache	<i>Procyon lotor</i>	Sin Status	SI	NO	Especie considerada plaga de los cultivos en la zona
30	Tejon	<i>Nasua narica</i>	Amenazada (A)	SI	NO	Especie listada en la NOM-059-SEMARNAT-2010
31	Zorro espinoso o Cuerpoespin	<i>Sphiggurus mexicanus</i>	Sin Status	SI	NO	Especie muy rara en la zona, pero reportada en bibliografía
32	Aguililla	<i>Rupornis magnirostris</i>	Sin Status	SI	SI	Es una especie comun en la región
33	Cenzontle	<i>Mimus polyglottos</i>	Sin Status	SI	SI	Es una especie comun en la región

Ver Anexo 6. Listados de flora y fauna

c) Funcionalidad. La importancia y/o relevancia de los servicios ambientales o sociales que ofrecen las componentes ambientales identificadas en el AI.

El Área de Proyecto es un área rural y no se identifican servicios ambientales de relevancia, por el contrario, debido a las actividades que se desarrollan actualmente en el área de influencia del proyecto, la ejecución del presente resulta benéfica para promover fuentes de empleo e ingresos para los lugareños de la zona.

El Área Contractual 9 CS 01 cuenta actualmente con infraestructura petrolera que fue autorizado en materia de Impacto Ambiental mediante los oficios S.G.P.A.7DGIRA.DDT.1454.05 con fecha del 09 de diciembre del 2005 y S.G.P.A./DGIRA.DEI.2202.07 con fecha del 24 de septiembre del 2007; cuando el área contractual estaba bajo la administración Pemex Exploración y Producción.

A partir de la adjudicación del Área contractual a Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V., el regulado ingreso el 08 de Noviembre del 2017 ante la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA) un primer Informe Preventivo (IP) para el proyecto "Reparación y Mantenimiento a 9 Pozos ubicados en el Área Contractual 9 (CS-01)", misma que emitió la resolución procedente el día 11 de Diciembre de 2017 mediante el oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1285/2017, sin embargo por necesidades operativas del campo se ingresa el día 13 de febrero de 2018, un segundo Informe Preventivo (IP) para el proyecto "Reparación y Mantenimiento a 26 pozos del Área Contractual 9 (CS-01)", que de igual manera obtuvo resolución procedente el día 4 de abril de 2018 mediante el oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0337/2018.

De acuerdo a las necesidades de la continuidad operativa de la infraestructura existente dentro del Área Contractual CS-01, Vista Oil & Gas Holding II, S.A. de C.V quien tomara el manejo de la producción, operación y mantenimiento, del área contractual 9 CS 01 presento una solicitud de exención de MIA con resolución ASEA/UG/DGGEERC/0298/2020 de fecha 11 de marzo de 2020, así mismo presento un informe preventivo para "Actividades de operación y mantenimiento de 9 pozos en el área contractual 9 CS-01", el cual obtuvo resolución procedente el día 12 de octubre de 2020 mediante el oficio ASEA-UGI-DGGEERC-1174-2020, sin embargo al no tener la cubierto en estas resoluciones el total de las operaciones del campo se gestionó a través de un Informe Preventivo las "Actividades de evaluación, operación y mantenimiento en el área contractual 9 CS-01" del cual se obtuvo autorización por parte de la Agencia, mediante oficio ASEA-UGI-DGGEERC-0463-2021 y de fecha 25 de marzo del 2021. Así mismo, se gestionaron obras adicionales mediante el Informe Preventivo "Actividades Adicionales de Evaluación, Operación y Mantenimiento en el Área Contractual 9 CS-01" del cual se obtuvo la resolución ASEA-UGI-DGGEERC-1117-2021 el 05 de agosto del 2021. En estas últimas resoluciones respectivamente se obtuvo autorización para la perforación del pozo Vernet 1004 y Vernet 1005, sin embargo, debido a los cambios de coordenadas en la superficie de la pera, se está volviendo a someter a autorización mediante el presente documento.

Área de influencia realizar las obras y actividades propuestas en el presente proyecto se estará llevando en zonas que ya han sido intervenidas y que actualmente son utilizadas para actividades petroleras.

d) Diagnóstico Ambiental: se desarrollará un análisis sobre las condiciones ambientales del Al, remitiendo las conclusiones que justifiquen el estado de deterioro y/o conservación del ecosistema en donde incidirá el proyecto.

La ubicación del área del Proyecto, queda comprendida en el municipio Macuspana, estado de Tabasco, debido a ello, se presentan climas cálidos con valores de temperatura media entre los 22.3 y 29.4°C. La precipitación promedio anual alcanza un rango de 1863-2478 mm. La velocidad del viento indica valores promedio máximos de 1.49 m/s (abril) y 1.66 m/s (mayo); así como una dirección dominante hacia el oeste y suroeste.

Criterio

El criterio con el que se generó el diagnóstico ambiental para efecto del presente estudio, se basó en la valoración de variables ambientales identificadas como posibles receptores de impacto, analizadas también en el inventario ambiental. El resultado del diagnóstico nos ofrece una descripción del estado que guardan los ecosistemas del área donde se desarrollará el proyecto. Esta valoración se efectuó a través de un criterio modelo y diversidad; este equipara la probabilidad de encontrar un elemento distinto dentro de la población total, por ello considera el número de elementos distintos y la proporción entre ellos; está condicionado por el tamaño del muestreo, y el ámbito considerado. En general se suele considerar como una característica positiva un valor alto, ya que en vegetación y fauna está estrechamente relacionado con ecosistemas complejos y bien desarrollados.

Diagnóstico

Se analizó la composición y estructura temporal de las comunidades de flora y fauna, presentes en el área de estudio; se observa que los resultados en ambos casos reflejan una muy baja riqueza específica, dando como resultado una baja complejidad y diversidad del ecosistema, características de zonas altamente perturbadas, esto debido a la fuerte actividad agrícola y ganadera que se tiene en el área de tiempo atrás, lo anterior aunado a los asentamientos humanos y a la creciente expansión de la mancha urbana en el sitio.

Tipo de clima: Compatible con el tipo de actividad

Temperatura: Compatible con el tipo de actividad

Precipitación pluvial: Compatible con el tipo de actividad

Geología y geohidrología: Planicie alterada por actividades agropecuarias.

Sismicidad: Zona peninsular.

Hidrología

Hidrología superficial: Existen, sobre el terreno del área de estudio, escurrimientos perennes y/o temporales, aunque en las áreas de trabajo únicamente se observan escurrimientos pluviales.

Ríos y arroyos cercanos: No existen cuerpos de aguas cercanos, el más próximo es el Río Bitzal, ubicado a 14 Km aproximadamente en dirección oeste del área del proyecto, también tenemos al Río Puxcatán localizado en dirección este a una distancia aproximada de 18 Km y los ríos Usumacinta a 46 Km al Noreste y el río Grijalva a 25 Km al Noroeste de la zona del proyecto.

Embalses y cuerpos de agua: Existen varios cuerpos lagunares en la zona, pero ninguno de ellos se ve afectado por el presente proyecto, ya que, el más cercano, que es la Laguna Ismate, ubicada a más de 5 Km al norte del área del proyecto, la Laguna Limón ubicada al este del área de estudio a una distancia en línea recta de 12 Km y la Laguna Mixteca a 20 Km en dirección Nor-Oeste; dichos cuerpos de agua no se verán afectados por el desarrollo de las obras comprendidas en el presente proyecto.

Factores Bióticos

Vegetación: Pastizal sin alteración

Fauna: Típica de áreas agropecuarias con signos de alteración (poca diversidad)

Paisaje: Actualmente domina el pastizal con fines pecuarios, el cual se combina con las actividades de producción de hidrocarburos desde hace muchos años.

Medio socioeconómico

Demografía: Población con tasa de crecimiento baja

Servicios: Escasos o prácticamente nulos, pero se tiene a una distancia menor de 10 Km, en poblados de relevancia municipal.

Vivienda: En las colindancias es escasa.

Actividades económicas: Predominan actividades agropecuarias en colindancias de la zona comprendida por el proyecto en evaluación.

e) En congruencia con lo anterior, además de presentar la argumentación técnica de la información citada en el párrafo que antecede, la promovente deberá representar en forma gráfica en planos mapas, esquemas, anexos fotográficos (describir en cada fotografía los aspectos más importantes y su ubicación con respecto al proyecto) y/o cuantas otras formas permitan ejemplificar y/o transmitir con la mayor claridad el estado de conservación y condiciones naturales de los componentes ambientales que fueron identificados tanto en el AI como en las áreas que se verán afectadas por el proyecto.

1. Mapa de localización del Proyecto
2. Mapa de Clima.
3. Mapa de Temperatura.
4. Mapa de Precipitación.
5. Mapa de Edafología.
6. Mapa de Uso de Suelo y Vegetación.
7. Mapa de UAB

Ver Anexo 1. Planos topográficos del Proyecto

Ver Anexo 5. Archivo kmz con áreas de influencia del proyecto

Ver Anexo 7. Mapas del área de Influencia

III.5 Identificación de los impactos ambientales significativos o relevantes y determinación de las acciones y medidas para su prevención y mitigación

a) Metodología para identificar y evaluar los impactos ambientales

• Descripción de la Metodología de Evaluación Cualitativa: Matriz Causa-Efecto.

En base al análisis de cada una de las etapas consideradas para el desarrollo del presente proyecto, se considera que no implican la generación de impactos significativos en la zona de estudio no se localiza en ninguna reserva natural protegida; es por ello que se ha considerado suficiente un método de evaluación basado en la propuesta a base del tipo de matriz de impacto propuesta por Leopold, con algunas adaptaciones basadas en los antecedentes, dimensiones y características, tanto del proyecto como de la zona de estudio.

- Indicadores de impacto.

Para el presente estudio, se han tomado como factores todos aquellos aspectos que tienen relación directa con el desarrollo del proyecto, los cuales pueden tener una influencia directa o indirecta en la ejecución del mismo; tales indicadores son los siguientes:

Tabla 48. Indicadores de impacto

MEDIO	COMPONENTE
Físico	Aire. Agua. Suelo
Biológico	Flora. Fauna.
Socioeconómico	Empleos. Sectores productivos. Población inmigrante. Calidad de vida.

Este método consiste en la descripción breve de los aspectos técnicos del proyecto y sus efectos sobre los factores o atributos ambientales que se ven afectados. El medio físico está conformado por los elementos ambientales: aire, suelo y agua; el medio biológico agrupa los componentes de la flora y la fauna, estético como el paisaje y el socioeconómico que comprende los servicios sociales, la infraestructura y los aspectos económicos que influirán sobre la población de la región donde se ejecutará el proyecto.

- Indicadores de Impactos

- Aspectos del medio físico como: aire, agua, suelo.
- Aspectos del medio biológico como flora, fauna y paisaje.
- Aspectos del medio socioeconómico como: empleos, ingresos, sectores productivos, población inmigrante y calidad de vida.

- **Lista indicativa de Indicadores de Impactos**

A continuación, se describen los indicadores de los componentes ambientales a evaluar desglosados, y la definición de los involucrados en las etapas del proyecto:

I. Medio físico

- a) Aire:** En este apartado se definen los cambios a la calidad del aire que surgen como consecuencia de los posibles impactos causados por la preparación del sitio, construcción de obras y operación del proyecto, en donde se contemplan las emisiones de ruidos y gases por el uso de máquinas de combustión interna. Paralelamente, también se incluye la emisión al ambiente de partículas sólidas, que modifican de alguna forma el grado de visibilidad y el paisaje natural, por el tráfico de equipos y vehículos.

Calidad del aire: La calidad del aire presente en el ambiente y las consecuencias que este tiene para la salud de los seres vivos y para la conservación del equilibrio ecológico, está influenciada por una serie de factores, que tiene relación directa con las condiciones meteorológicas y atmosféricas, así como por los procesos de degradación y eliminación de los contaminantes atmosféricos, y la capacidad de dispersión. El polvo generado por las partículas producidas por el tránsito de vehículos y de trabajos de acarreo; así como los diversos gases generados por los vehículos automotores a diésel.

Ruido: Se considera como un contaminante del espacio a diferentes escalas, según sea su procedencia, ubicación y fuerza de producción. Para la identificación de impacto en el ambiente se considera su velocidad de transmisión en el aire, a temperatura ambiente que es de 340 m/s así como el nivel máximo de ruido aceptado para los seres vivos en condiciones de equilibrio que es de 68 dB.

- b) Suelo:** Es el producto de la descomposición bioquímica de las partículas minerales que surgen como consecuencia de los cambios que se pueden presentar principalmente por la acción del viento, agua y actividades humanas. Se incluyen las actividades que pueden degradar su calidad, alteraciones al relieve, así como el uso del suelo en el área de estudio.

Relieve: Se entiende por los efectos que causan la modificación topográfica, la erosión por fenómenos externos (agua y viento) y por las actividades de deforestación.

Uso actual del suelo: Comprende las principales actividades a que ha sido dedicado el predio considerado por el proyecto, en los últimos años.

Uso potencial del suelo: Se entiende por el uso adecuado que se debe dar al suelo según sus características físico-químicas, fisiográficas y climatológicas, donde las actividades desarrolladas pueden ser agrícolas, pecuarias, forestales, industriales, comerciales, urbanas o de conservación.

Drenaje: Nos referimos al drenaje como las condiciones naturales que presenta el terreno para la eliminación de agua, producto de la precipitación, por medio de los declives que conducen hacia los desagües o cuerpos de agua.

Propiedades: Son los cambios o modificaciones en la estructura y composición del suelo, por agentes externos, o por las actividades antropogénicas.

- c) **Agua:** En este apartado se integran los cuerpos de agua, permanentes o temporales relacionados al proyecto, susceptibles de sufrir algún cambio.

Superficial y subterránea: Se refiere a las características físico-químicas del agua, tanto superficial y subterránea, que pueden ser modificadas por las actividades del proyecto.

II. Medio Biológico

- a) **Flora:** Se define como el conjunto de especies vegetales que habitan en determinadas regiones, se consideran las características de la vegetación que podrían ser afectadas por las actividades del proyecto.

Especies arbóreas: Se considera la estructura y función de especies vegetales originales, enmarcándose las comunidades vegetales originales e inducidas.

Vegetación acuática: La comprenden aquellos organismos vegetales que se encuentran asociados a sistemas acuáticos.

Pastizal: Sistema de producción de forraje utilizado para alimento de especies animales de interés comercial.

- b) **Fauna:** Considerada como el conjunto de especies animales que habitan en un sistema particular.

Especies de interés ecológico: Es toda especie animal oriunda de la región y que representa un papel de importancia en el ambiente de la zona.

Especies de interés comercial: Es toda aquella especie animal que representa un valor comercial en su reproducción.

III. Medio Estético

Paisaje: Los impactos identificados estarían representados por la degradación en la diversidad vegetal que pueda verse afectada y que provoca un cambio desagradable a la belleza escénica.

IV. Medio Socioeconómico

Se califica la afectación potencial a los asentamientos humanos, la factibilidad de generación de empleos y las probables contingencias que puedan surgir de esta actividad, las diferentes acciones productivas practicadas por los lugareños, el movimiento vehicular en las distintas partes del proceso y conflictos sociales que pueden presentarse por el desarrollo del proyecto.

- **Asentamientos urbanos:** Se refiere al mejoramiento de la infraestructura de los núcleos y asentamientos urbanos cercanos al área del proyecto.

- **Empleos:** Se considera la generación de empleos directos o indirectos, permanente o eventual, que surgirán producto de la realización del proyecto.
- **Calidad de vida:** condiciones de salubridad existentes en el área de estudio.
- **Actividades comerciales:** Son las actividades que permiten el intercambio productivo de la región.
- **Comunicaciones:** Cantidad, calidad y cambios en la red caminera, en el área del proyecto.
- **Actividades agropecuarias:** Actividades primarias que pueden beneficiarse con la implementación del proyecto.
- **Infraestructura:** Cantidad y cambios en drenes, energía eléctrica y servicios por la ejecución del proyecto.
- **Población:** beneficios que obtendrá la población en la ejecución del proyecto.

Con el propósito de lograr una adecuada identificación y evaluación de los impactos potenciales, se considera dentro de la matriz las condiciones del área propuesta (escenario actual), como punto de referencia con las actividades a desarrollar en el proyecto.

- Criterios y metodologías de evaluación:

Criterios:

- **IMPACTO.-** Efecto positivo, negativo o incierto de cada acción; representados simbólicamente de la siguiente manera:

VALOR DEL IMPACTO	SIMBOLOGÍA
BENÉFICO	+
ADVERSO	-
INCIERTO	0

- **DURABILIDAD.-** Se refiere al periodo de tiempo de afectación; y se representan simbólicamente de la siguiente manera:

DURABILIDAD	SIMBOLOGÍA
PERMANENTE	P
TEMPORAL	T

- **INFLUENCIA.-** Se refiere a la cobertura o alcance de los efectos impactantes de cada una de las actividades del proyecto, como se describe a continuación::

ÁREA DE INFLUENCIA	SIMBOLOGÍA
PUNTUAL (Área inmediata al proyecto)	U
LOCAL (Área de influencia del proyecto)	L
REGIONAL (Proyección amplia, hasta nivel de cuenca hidrológica)	R

- **MAGNITUD DEL IMPACTO.-** Se refiere a la dimensión de cada uno de los impactos y su posibilidad de revertirlos:

ÁREA DE INFLUENCIA	SIMBOLOGÍA
ALTA	3
MODERADA	2
BAJA	1

- Metodologías de Evaluación y justificación de la metodología Seleccionada:**

Considerando que el desarrollo del presente proyecto, no implica la generación de impactos negativos significativos a la zona de estudio y que, ya existen instalaciones y empresas con actividades afines, además de que se desarrollaran en superficies intervenidas con anterioridad, tanto para el sector hidrocarburos como para otras actividades productivas, donde los trabajos más impactantes desde el punto de vista ambiental para la producción de hidrocarburos, ya han sido realizados y evaluados para la zona, desde hace muchos años y lo que se pretende es únicamente dar continuidad a los mismos y con una pequeña proporción de actividades nuevas y/o en sitios no intervenidos; se ha considerado un método de evaluación mediante una Matriz de Causa-Efecto, basada en los criterios establecidos por Leopold Et. Al., con algunas adaptaciones basadas en los antecedentes, dimensiones y características, tanto del proyecto como de la zona de estudio.

La evaluación considera como criterios principales las diferentes etapas de desarrollo del proyecto y los impactos potenciales que cada una de ellas pudiera ocasionar a los diferentes factores ambientales y socioeconómicos predominantes en la zona. En menor grado se analizan aspectos florísticos y faunísticos que, aunque su presencia en la zona es prácticamente mínima o nula, representan una característica de gran importancia ecológica.

Identificación y caracterización de los impactos

Los resultados de identificación cuantitativa de impactos relacionados con las diferentes etapas y actividades del proyecto se presentan en la matriz de impacto cuyos resultados de evaluación se sintetizan a continuación:

Evaluación Cuantitativa

IMPACTO AMBIENTAL DE CAMINOS, PERAS Y POZOS

Tabla 49. Matrices de evaluación de Impactos Ambientales de Caminos, Peras y Pozos

				ETAPAS DEL PROYECTO																								
				PREPARACIÓN DEL SITIO						CONSTRUCCION						OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO						ABANDONO						
				DESVALIZADO	TRAZO Y NIVELACION	ESCARIFICADO, HOMOGENEIZADO, COMPACTADO DE MAT. DE REVESTIMIENTO	HUMECTADO, TENDIDO DE MAT. DE REVESTIMIENTO	CONSTRUCCION DE CAMINO	CONSTRUCCION DE PERA	PERFORACIÓN	PRODUCCION DE HIDROCARBUROS MEDIANTE BOMBA DE CAVIDADES PROGRESIVAS (BCP)	REPARACIÓN MAYOR (RM/A)	REPARACIÓN MENOR (RME)	MANTENIMIENTO DE PERA DEL POZO	MANTENIMIENTO DE CAMINO	CEMENTACIÓN DEL POZO (Taponamiento)	RETIRO DE ARBOL DE PRODUCCIÓN Y CONEXIONES SUPERFICIALES	LIMPIEZA DE LA PERA	RESTAURACIÓN DE LA PERA									
AMBIENTE	FISICO	AIRE	Calidad	-1	TU	0	0	-1	TU	-1	TU	-1	TU	-1	PU	-1	PU	-1	PU	-1	TU	-1	TU	-1	TU	-1	TU	
			Visibilidad	0	0	0	0	-1	TU	-1	TU	-1	TU	-1	TU	-1	PU	-1	PU	-1	PU	-1	TU	-1	TU	-1	TU	
			Emisiones	-1	TU	0	0	-1	TU	-1	TU	-1	TU	-1	TU	-1	PU	-1	PU	-1	PU	-1	TU	-1	TU	-1	TU	
			Ruido	-1	TU	0	0	-1	TU	-1	TU	-1	TU	-1	TU	-1	PU	-1	PU	-1	PU	-1	TU	-1	TU	-1	TU	
			Relieve	-2	PU	-2	PU	-1	PU	-2	PU	-3	PL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		SUELO	Uso actual del suelo	-1	TU	+1	PU	+1	PU	-1	PU	-2	PU	-1	PU	+2	TU	+2	TU	+2	TU	+1	PU	-1	PU	-1	PU	
	Uso potencial del suelo		-1	TU	-1	PU	-1	PU	-1	PU	-2	PU	+1	PU	+1	TU	+1	TU	+1	TU	+1	PU	+1	PU	+1	PU		
	Drenaje		-1	TU	-1	TL	-1	PU	-1	PL	-1	PL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	Propiedades Fisicoquímicas		-1	TU	-1	PU	-1	PU	-2	PU	-2	PU	-1	TU	-1	TU	-1	TU	-1	PU	0	0	+1	PU	+1	PU		
	BIOLÓGICO <th rowspan="2">FLORA</th> <td>Especies arbóreas</td> <td>-1</td> <td>PU</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>-1</td> <td>PU</td> <td>-1</td> <td>PU</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td>		FLORA	Especies arbóreas	-1	PU	0	0	0	0	-1	PU	-1	PU	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Pastizal		-1	PU	0	0	0	0	-1	PU	-1	PU	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		FAUNA	Fauna de int. Ecológico	-1	TU	0	0	0	0	-1	PU	-1	PU	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	TU	-1	TU	0	0
	Fauna de int. Comercial	-1	TU	0	0	0	0	0	+1	PU	-1	PU	0	TU	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	ESTÉTICO	PAISAJE	Fauna de int. Comercial	-1	PL	-1	PU	0	0	-1	PL	-2	PL	-1	TU	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			Asentamientos humanos	+1	PL	0	0	0	0	+1	PL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			Empleos	+1	TL	+1	TL	0	0	+1	TL	+1	TL	+2	TU	+1	TL	+1	TL	+1	TL	+1	TL	+1	TL	+1	PU	+1
			Calidad de vida	+1	TL	+1	TL	+1	TL	+1	TL	+1	TL	+1	TU	+1	TL	+1	TL	+1	TL	+1	TL	+1	TL	+1	PU	+1
			Act. Comerciales	+1	TL	+1	TL	+1	TL	+2	TL	+2	TL	+3	TU	+2	TL	+2	TL	+2	TL	+1	TL	+1	TL	+1	PU	+1
			Comunicaciones	+1	PL	0	0	0	0	+1	PL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Act. Agropecuarias			-2	TU	-2	PU	-2	PU	+1	PL	-1	PL	0	0	-2	TU	-2	TU	-2	TU	0	0	0	+1	PU	+1	PU	
Infraestructura			+1	PL	+1	TU	+1	TU	+1	PL	+1	PL	+2	TL	+2	TU	+2	TU	+2	TU	+1	TU	+1	TU	+1	PU	+1	
SOCIOECONÓMICO	Población	+1	PL	0	0	0	0	+1	PL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		

	ETAPAS DEL PROYECTO																TOTAL
	PREPARACIÓN DEL SITIO			CONSTRUCCION			OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO						ABANDONO				
	DESMALEZADO	TRAZO Y NIVELACION	ESCARIFICADO, HOMOGENIZADO, Y REVESTIMIENTO DE MAT. DE HUMECTADO, TENDIDO DE	CONSTRUCCION DE CAMINO	CONSTRUCCION DE PERA	PERFORACIÓN	PRODUCCIÓN DE BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS (BCP)	REPARACIÓN MAYOR (RMA)	REPARACIÓN MENOR (RME)	MANTENIMIENTO DE PERA DEL POZO	MANTENIMIENTO DE CAMINO	RETIRO DE MATERIALES Y EQUIPOS	LIMPIEZA DE PERA	LIMPIEZA DE PERA	LIMPIEZA DE PERA		
IMPACTOS	7	5	5	8	3	2	3	3	3	6	6	7	7	7	7	79	
BENEFICO ALTO	0	0	0	1	1	2	3	3	3	0	0	0	0	0	0	13	
BENEFICO MODERADO	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	
BENEFICO MINIMO	12	4	7	10	9	7	4	4	4	5	4	4	4	4	4	86	
ADVERSO MINIMO	2	2	1	2	4	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	14	
ADVERSO MODERADO	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	
ADVERSO ALTO	21	11	13	21	18	12	11	11	11	11	10	11	11	11	11	194	

	ETAPAS DEL PROYECTO									
	PREPARACIÓN DEL SITIO		CONSTRUCCIÓN		OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO		ABANDONO		TOTAL	
IMPACTOS	Absoluto	%	Absoluto	%	Absoluto	%	Absoluto	%	Absoluto	%
BENEFICO ALTO	17	8.76	13	6.70	21	10.82	28	14.43	79	40.72
BENEFICO MODERADO	0	0.00	4	2.06	9	4.64	0	0.00	13	6.70
BENEFICO MINIMO	0	0.00	1	0.52	0	0.00	0	0.00	1	0.52
ADVERSO MINIMO	23	11.86	26	13.40	21	10.82	16	8.25	86	44.33
ADVERSO MODERADO	5	2.58	6	3.09	3	1.55	0	0.00	14	7.22
ADVERSO ALTO	0	0.00	1	0.52	0	0.00	0	0.00	1	0.52
TOTAL	45	23.20	51	26.29	54	27.84	44	22.68	194	100

IMPACTOS	Absoluto	%
IMPACTOS BENEFICOS	93	47.94
IMPACTOS ADVERSOS	101	52.06
IMPACTOS TOTALES	194	100

Ver Anexo 9. Matrices de Impacto Ambiental

Impacto Ambiental estimado para las etapas de Preparación del Sitio, Operación, Mantenimiento y Abandono de las actividades correspondientes a Caminos, Peras y Pozos.

Basados en el análisis de factores ambientales y las principales actividades y etapas de desarrollo del Proyecto denominado Actividades De Evaluación, Operación y Mantenimiento en el Área Contractual 9 CS-01, a desarrollar por la empresa Vista Oil & Gas, a través de la matriz de evaluación causa- efecto, se obtienen los siguientes resultados:

Durante la ejecución del proyecto se consideran **194 (100 %)** posibles impactos, de los cuales **101** impactos, equivalentes al **52.06 %**, se consideran adversos y **93** impactos, equivalentes al **47.94 %** se consideran benéficos.

De esta evaluación se observa que, durante las etapas de preparación del sitio, construcción de obras y abandono del proyecto, los impactos adversos repercutirán considerablemente en el entorno físico y biológico, lo cual resulta entendible si consideramos las actividades de desmontes, despalmes, nivelación y construcción de la infraestructura necesaria para las actividades de Preparación del Sitio, Operación, Mantenimiento y Abandono de los las actividades correspondientes a Caminos, Peras y Pozos.

Del total de los impactos señalados, en la etapa de **Preparación del Sitio** se generarán **45** impactos (**23.20 %**); la etapa de **Construcción** generará un total de **51** impactos (**26.29 %**); la etapa de **Operación y Mantenimiento** generará un total de **54** posibles impactos (**27.84 %**) y durante la etapa de **Abandono** se presentarían **44** impactos (**22.68 %**).

De estos, los **impactos adversos** ocuparan un **52.06 % (101 impactos)** del total general, de estos, el mayor el porcentaje serían los **impactos adversos mínimos** ya que constituyen el **44.33 % (86 impactos)**, posteriormente los **impactos adversos moderados** con el **7.22 % (14 impactos)**. y finalmente los **adversos altos** con solo el **0.52 % (1 impacto)**

Por lo que respecta a los **impactos benéficos** estimados, estos equivaldrán al **47.94 % (93 impactos)** del total general, de los cuales, los **benéficos altos** ocupan un mayor porcentaje con el **40.72 % (79 impactos)**; posteriormente los **benéficos moderados** con el **6.70 % (13 impactos)** y los benéficos mínimos con el **0.52 % (1 impacto)**

Cabe destacar que, durante las etapas de preparación del terreno, construcción y operación, los **impactos benéficos** son del orden de **93 impactos** equivalentes al **47.94 %** del total de impactos determinados, debido a que, además de los beneficios de la infraestructura y desarrollo para la producción de hidrocarburos, en estas etapas del proyecto se creará fuente de oportunidad de la generación de empleos para los habitantes de la comunidad.

El balance general de los impactos generados por las actividades comprendidas en el proyecto, determina que la mayor proporción de impactos adversos se generarán durante la etapa de preparación del sitio y construcción de obras; y una pequeña proporción durante la operación, teniendo consecuencias leves sobre el medio físico y biológico, a excepción del cambio de uso del suelo en las áreas de trabajo nuevas.

IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LOS IMPACTOS AMBIENTALES

Los resultados de identificación cuantitativa de impactos relacionados con las diferentes etapas y actividades del proyecto se presentan en la matriz de impacto cuyos resultados de evaluación se sintetizan a continuación:

a) Identificación y caracterización de los impactos de Caminos, Peras y Pozos

Los resultados de identificación cuantitativa de impactos relacionados con las diferentes etapas y actividades del proyecto se presentan en la matriz de impacto cuyos resultados de evaluación se sintetizan a continuación:

Tabla 50. Identificación y caracterización de los impactos de Caminos, Peras y Pozos

ETAPA DE PREPARACION DEL SITIO, OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y ABANDONO	
AIRE	Calidad del Aire. Se prevé un impacto adverso mínimo permanente puntual, los cuales se presentarán, especialmente, en las etapas de preparación de sitio y la construcción de caminos, peras y pozos. Los probables impactos a la calidad del aire fueron considerados mínimos, temporales y locales, vinculados a la presencia de humos procedentes de los vehículos automotores y de la emisión de polvos fugitivos generados durante el movimiento de materiales de construcción, así como de los equipos y maquinaria pesada, mismas que generalmente se disipan rápidamente en el entorno próximo. Otro factor que podría modificar la calidad actual del aire es la presencia de emisiones provenientes del combustible de vehículos y/o equipos tanto del personal como de las empresas se servicios, los cuales serán mínimos y de poca duración en las instalaciones.
	Generación de ruido: El manejo de maquinaria pesada, equipos de perforación y/o reparación y de los vehículos automotores, incrementará los niveles de ruido, los cuales sobrepasarán, en algunos casos los niveles permitidos, lo que nos dará un impacto adverso mínimo temporal puntual durante la preparación del sitio y construcción de nuestro proyecto.

ETAPA DE PREPARACION DEL SITIO, OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y ABANDONO	
AGUA	Durante las etapas de preparación del sitio, construcción y operación, se generarán aguas residuales producto de los servicios de las instalaciones sanitarias, servicios de aseo y limpieza de equipos, razón por la cual se considera la instalación de un sistema de captación de aguas residuales mediante fosas sépticas y letrinas portátiles, cuya limpieza y mantenimiento deberá estar a cargo de empresas especializadas y debidamente autorizadas para tal efecto, por lo que se considera un impacto adverso mínimo temporal y puntual .
SUELO	Generación de residuos sólidos urbanos (RSU) y de manejo especial (RME). Estos serán generados por las actividades como servicios sanitarios, consumo de alimentos por parte del personal que laborará en el proyecto y los generados en algunos procesos operativos como el manejo de materiales pétreos de construcción, manejo de fluidos de perforación no peligrosos y envolturas, empaquetados o contenedores de productos, dispositivos o equipos de materias primas. De acuerdo con nuestra evaluación se considera que se tendrá un impacto adverso mínimo temporal puntual, en las etapas de Preparación del Sitio, Construcción, Mantenimiento y Operación. Generación de residuos peligrosos. En caso de realizar actividades de mantenimiento y reparación de maquinaria y vehículos en el sitio del proyecto, deberán adoptarse las medidas necesarias para evitar la contaminación de los suelos por aceites, grasas, combustibles o similares, considerados como residuos peligrosos. Y en caso de presentarse un evento de fuga o derrame del tanque de diésel de los vehículos, este será un impacto adverso moderado temporal puntual.
FLORA	Aunque la mayoría de los trabajos comprendidos en este concepto, se realizarán en terrenos y zonas ya impactadas, donde se cuenta con los derechos de vía, caminos y peras, se podrían afectar a algunos ejemplares de flora en las áreas de trabajo. Y en los casos de construcción de peras nuevas, estas impactarían desde el cambio de uso del suelo, la eliminación de la flora existente y las modificaciones a las características del relieve y las propiedades fisicoquímicas del suelo, aunque sea en superficies pequeñas
FAUNA	Existe fauna, especialmente aves, que tienen sus nichos ecológicos en áreas que se verán afectadas, sin embargo, estas afectaciones solo serán mínimas, temporales, puntuales y de muy bajo impacto
PAISAJE	Los trabajos de preparación del sitio, operación y mantenimiento del proyecto en cuestión, no implican la modificación y cambio de la apariencia estética del paisaje natural y de la armonía visual en la zona, considerando que esta ha sido utilizada por muchos años para el desarrollo de las actividades de extracción de hidrocarburos, de tal manera que las instalaciones de producción de hidrocarburos ya forman parte del paisaje, sin embargo, se considera que el impacto al paisaje será un impacto adverso mínimo temporal y puntual durante estas etapas.
ACTIVIDADES SOCIO-ECONÓMICAS	Empleos. El impacto que ocasionará el proyecto en general en las 4 etapas en las que se ha dividido para su evaluación de impacto ambiental, desde el punto de vista socioeconómico se considera como un impacto benéfico, moderado, temporal y local , ya que se deberá dar preferencia de contratación a las personas que viven en los alrededores.

Los resultados de identificación cuantitativa de impactos relacionados con las diferentes etapas y actividades del proyecto se presentan en la matriz de impacto cuyos resultados de evaluación se sintetizan a continuación:

Los resultados de identificación cuantitativa de impactos relacionados con las diferentes etapas y actividades del proyecto se presentan en la matriz de impacto cuyos resultados de evaluación se sintetizan a continuación:

b) Identificación, evaluación, prevención y mitigación de los impactos ambientales

A continuación, se describen las medidas de mitigación para cada factor de impacto identificado para el presente proyecto:

Como se puede observar en la Matriz de Valores de Impacto y su interpretación de resultados, los efectos adversos más significativos se presentan durante las etapas de preparación del sitio, construcción, mantenimiento y operación y abandono, en caso de necesitarse, los cuales resultan prácticamente mínimos, temporales, puntuales y mitigables. Además de que las actividades comprendidas en el proyecto se desarrollaran en un área petrolera existente desde hace más de 50 años, donde solo se pretende dar continuidad a los trabajos de producción de hidrocarburos ya autorizados en diferentes ocasiones.

Dichos impactos adversos se deben principalmente a las emisiones procedentes de vehículos y maquinaria necesarios para el movimiento de equipos y de maquinaria propia de los trabajos considerados para garantizar la producción de hidrocarburos del Campo Petrolero Vernet y, las actividades comprendidas en la Construcción y habilitación del Sistema de Inyección de Aguas Congénitas al subsuelo, mediante la habitación del sistema en pozos abandonados. En general, la evaluación de las variables ambientales y las actividades a desarrollar nos permite asegurar que solo se tendrán **impactos adversos son mínimos, temporales y puntuales**.

A continuación, se presenta en un listado las medidas de mitigación para los impactos potenciales detectados en la matriz de evaluación del impacto ambiental, los cuales son aplicables para todas y cada una de las etapas de desarrollo del proyecto.

MEDIDAS DE MITIGACIÓN PARA LOS IMPACTOS DE CAMINOS, PERAS Y POZOS

Tabla 51. Medidas de Mitigación para las etapas de Preparación de sitio, Construcción Operación y mantenimiento caminos, peras y pozos

FACTOR AMBIENTAL	IMPACTO DETECTADO	MEDIDAS DE MITIGACIÓN DE IMPACTOS
ETAPAS DE PREPARACION DEL SITIO, CONSTRUCCION, OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y ABANDONO		
AIRE	Calidad del Aire. Se prevé un impacto adverso mínimo permanente puntual, los cuales se presentarán, especialmente, en las etapas de preparación de sitio y la construcción de caminos, peras y pozos. Los probables impactos a la calidad del aire fueron considerados mínimos, temporales y locales, vinculados a la presencia de humos procedentes de los vehículos automotores y de la emisión de polvos fugitivos generados durante el movimiento de materiales de construcción, así como de los equipos y maquinaria pesada, mismas que generalmente se disipan rápidamente en el entorno próximo. Otro factor que podría modificar la calidad actual del aire es la presencia de emisiones provenientes del combustible de vehículos y/o equipos tanto del personal como de las empresas se servicios, los cuales serán mínimos y de poca duración en las instalaciones.	La utilización de vehículos y equipos deberá cuidar que estos se encuentren en óptimas condiciones en lo que a emisiones a la atmósfera se refiere. Para lo cual se deberá considerar la NOM-041-SEMARNAT-1996. La generación de Polvos Fugitivos por el movimiento de equipos y manejo de materiales pétreos de construcción será minimizada mediante la humidificación permanente de suelo en las áreas de trabajo, a fin de controlar y reducir su volatilidad
	Generación de ruido: El manejo de maquinaria pesada, equipos de perforación y/o reparación y de los vehículos automotores, incrementará los niveles de ruido, los cuales sobrepasarán, en algunos casos los niveles permitidos, lo que nos dará un impacto adverso mínimo temporal puntual durante la preparación del sitio y construcción de nuestro proyecto.	Las emisiones de ruido por la operación de vehículos, deberá encontrarse por debajo de los límites establecidos por la NOM-080-SEMARNAT-1994. Además de la instalación de aditamentos amortiguadores de vibraciones en bombas y equipos
AGUA	Durante las etapas de preparación del sitio, construcción y operación, se generarán aguas residuales producto de los servicios de las instalaciones sanitarias, servicios de aseo y limpieza de equipos, por lo que se considera un impacto adverso mínimo temporal y puntual.	Se deberá contar con un sistema de captación de aguas residuales mediante fosas sépticas y letrinas portátiles, cuya succión, limpieza, mantenimiento y transporte, a cargo de empresas especializadas y debidamente autorizadas para tal efecto.
SUELO	Generación de residuos sólidos urbanos (RSU) y de manejo especial (RME). Generados por las actividades como servicios sanitarios, consumo de alimentos por parte del personal que laborará en el proyecto y los generados en algunos procesos operativos como el manejo de materiales pétreos de construcción, manejo de fluidos de perforación no peligrosos y envolturas, empaquetados o contenedores de productos, dispositivos o equipos de materias primas. De acuerdo con nuestra evaluación se considera que se tendrá	Se deberán instalar contenedores para los residuos sólidos generados, para su posterior envío a los sitios de disposición final que establezca la autoridad competente. Se contará con el servicio de una empresa especializada en recolección de residuos. Mantener vigente el registro como empresa generadora de residuos de manejo especial ante la Secretaría de Bienestar,

FACTOR AMBIENTAL	IMPACTO DETECTADO	MEDIDAS DE MITIGACIÓN DE IMPACTOS
	un impacto adverso mínimo temporal puntual , en las etapas de Preparación del Sitio, Construcción, Mantenimiento y Operación.	Sustentabilidad y Cambio Climático (SBSCC) y autoridades Municipales
	Generación de residuos peligrosos. La generación de este tipo de residuos estará sujeta a las actividades de mantenimiento y reparación de maquinaria y vehículos en el sitio del proyecto, deberán adoptarse las medidas necesarias para evitar la contaminación de los suelos por aceites, grasas, combustibles o similares, considerados como residuos peligrosos. Y en caso de presentarse un evento de fuga o derrame del tanque de diésel de los vehículos, este será un impacto adverso moderado temporal puntual.	En caso de que se diera esta situación se deberá contar con los servicios de empresas especializadas tanto para la atención de las contingencias como para la restauración de los sitios, de conformidad con los lineamientos legales de la autoridad competente. Se deberá contar con Planes de Prevención y Atención de Contingencia en el manejo de Residuos Peligrosos, además de Programas de Capacitación para el personal
FLORA	Aunque la mayoría de los trabajos comprendidos en este concepto, se realizarán en terrenos y zonas ya impactadas, donde se cuenta con los derechos de vía, caminos y peras, se podrían afectar a algunos ejemplares de flora en las áreas de trabajo. Y en los casos de construcción de peras nuevas, estas impactarían desde el cambio de uso del suelo, la eliminación de la flora existente y las modificaciones a las características del relieve y las propiedades fisicoquímicas del suelo, aunque sea en superficies pequeñas	Como primera opción se deberá tratar de reubicar los organismos que lo requieran y, cuando esto no sea posible por su tamaño o las características del terreno, se procederá a su derribo con el compromiso de reforestar otra zona, sembrando 3 ejemplares por cada derribado Se deberá evitar la afectación de especies arbóreas y concientizar al personal al respecto
FAUNA	Existe fauna, especialmente aves, que tienen sus nichos ecológicos en áreas que se verán afectadas, sin embargo, estas afectaciones solo serán mínimas, temporales, puntuales y de muy bajo impacto Dentro de los impactos posibles se considera la captura de especies, el deterioro de su hábitat y la alteración de su entorno	Aunque no se prevén impactos a la fauna, deberá prohibirse la captura de especies faunísticas, que pudieran presentarse en las áreas de trabajo. Lo cual se hará mediante la instalación de letreros prohibitivos
PAISAJE	Los trabajos de preparación del sitio, operación y mantenimiento del proyecto en cuestión, no implican la modificación o cambio de la apariencia estética del paisaje natural y de la armonía visual en la zona, considerando que esta ha sido utilizada por muchos años para el desarrollo de las actividades de extracción de hidrocarburos, de tal manera que las instalaciones de producción de hidrocarburos ya forman parte del paisaje, sin embargo, se considera que el impacto al paisaje será un impacto adverso mínimo temporal y puntual durante estas etapas.	No se requiere de alguna medida al respecto.
ACTIVIDADES SOCIO-ECONÓMICAS	Empleos. El impacto que ocasionará el proyecto en general en las 4 etapas en las que se ha dividido para su evaluación de impacto ambiental, desde el punto de vista socioeconómico se considera como un impacto benéfico, moderado, temporal y local, ya que se deberá dar preferencia de contratación a las personas que viven en los alrededores.	Para las etapas de preparación del sitio y construcción deberá procurarse la utilización de mano de obra local, así como la utilización de materiales e insumos dentro de la zona.

c) Finalmente, se deberán indicar los procedimientos para supervisar el cumplimiento de la medida de mitigación (diseño, operación, mantenimiento, etcétera). Establecer los procedimientos para hacer las correcciones y los ajustes necesarios.

Con la finalidad de dar seguimiento a todos las condicionantes ambientales relacionados con el proyecto, como son los estudios realizados y las condicionantes establecidas por la Agencia de Seguridad Energía y Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA), Vista Oil & Gas, contará con un programa de monitoreo de condicionantes ambientales, en este sentido con base en la evaluación realizada del área propuesta, se considera que la aplicación de las medidas de mitigación, evitara impactos ambientales adversos, el seguimiento consistirá en realizar visitas de verificación por parte de especialista en la materia durante y después de la ejecución de las actividades.

Los aspectos críticos que se visualizan en este momento son:

Tabla 52. Programa de seguimiento de medidas de Mitigación para las etapas de Operación y mantenimiento

Medida		Verificación		
		Antes	Durante	Después
Aplicación de los numerales de la NOM. 115-SEMARNAT 2003		Aplicar una lista de verificación de acuerdo a la actividad a realizar	Aplicar una lista de verificación de acuerdo a la actividad a realizar	Aplicar una lista de verificación de acuerdo a la actividad a realizar
Medidas de mitigación	Aire	Se realizan visitas para verificar que los equipos cuenten con su programa de mantenimiento		
	Agua	Se realizará visitas para verificar que las aguas residuales son dispuestas conforme a lo establecidos en las medidas de mitigación.		
	Suelo	Se realizará visitas para verificar que los Residuos sólidos urbanos, de manejo especial y Residuos Peligrosos sean dispuestos de acuerdo a los establecidos en las medidas de mitigación.		
	Flora	Realizar visita de verificación para asegurar que se respeten las áreas de trabajo y no afectar áreas de vegetación aledañas		
	Fauna	Se realizará de manera obligatoria un recorrido de inspección visual para detectar la presencia de especies de fauna sobre todo de aquellas enlistadas en la NOM-059-SEMARNAT-2010.		

Las vistas se realizarán mensualmente y antes de que inicie cualquier actividad objetos de este proyecto.

III.6 Planos de para del área en la que se pretende realizar el proyecto.

1. Mapa de localización del Proyecto
2. Mapa de Clima.
3. Mapa de Temperatura.
4. Mapa de Precipitación.
5. Mapa de Edafología.
6. Mapa de Uso de Suelo y Vegetación.
7. Mapa de UAB

Ver Anexo 1. Planos topográficos del Proyecto

Ver Anexo 5. Archivo kmz con áreas de influencia del proyecto

Ver Anexo 7. Mapas del área de Influencia

III.7 Condiciones adicionales

Las obras objeto de este proyecto se pretende desarrollar en una área de influencia con desarrollo de actividades petroleras es importante señalar que la infraestructura existente mencionada y en su momento fueron evaluados y autorizados en materia de Impacto Ambiental mediante los oficios S.G.P.A./7DGIRA.DDT.1454.05 con fecha del 09 de diciembre del 2005 y S.G.P.A./DGIRA.DEI.2202.07 con fecha del 24 de septiembre del 2007; cuando el área contractual estaba bajo la administración Pemex Exploración y Producción.

A partir de la adjudicación del Área contractual a Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V., el regulado ingreso el 08 de Noviembre del 2017 ante la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA) un primer Informe Preventivo (IP) para el proyecto "Reparación y Mantenimiento a 9 Pozos ubicados en el Área Contractual 9 (CS-01)", misma que emitió la resolución procedente el día 11 de Diciembre de 2017 mediante el oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1285/2017, sin embargo por necesidades operativas del campo se ingresa el día 13 de febrero de 2018, un segundo Informe Preventivo (IP) para el proyecto "Reparación y Mantenimiento a 26 pozos del Área Contractual 9 (CS-01)", que de igual manera obtuvo resolución procedente el día 4 de abril de 2018 mediante el oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0337/2018.

De acuerdo a las necesidades de la continuidad operativa de la infraestructura existente dentro del Área Contractual CS-01, Vista Oil & Gas Holding II, S.A. de C.V quien tomara el manejo de la producción, operación y mantenimiento, del área contractual 9 CS 01 presento una solicitud de exención de MIA con resolución ASEA/UG/DGGEERC/0298/2020 de fecha 11 de marzo de 2020, así mismo presento un informe preventivo para "Actividades de operación y mantenimiento de 9 pozos en el área contractual 9 CS-01", el cual obtuvo resolución procedente el día 12 de octubre de 2020 mediante el oficio ASEA-UGI-DGGEERC-1174-2020, sin embargo al no tener la cubierto en este estas resoluciones el total de las operaciones del campo se gestionó a través de un Informe Preventivo las "Actividades de evaluación, operación y mantenimiento en el área contractual 9 CS-01" del cual se obtuvo autorización por parte de la Agencia, mediante oficio ASEA-UGI-DGGEERC-0463-2021 y de fecha 25 de marzo del 2021. Así mismo, se gestionaron obras adicionales mediante el Informe Preventivo "Actividades Adicionales de Evaluación, Operación y Mantenimiento en el Área Contractual 9 CS-01" del cual se obtuvo la resolución ASEA-UGI-DGGEERC-1117-2021 el 05 de agosto del 2021. En estas últimas resoluciones respectivamente se obtuvo autorización para la perforación del pozo Vernet 1004 y Vernet 1005, sin embargo, debido a los cambios de coordenadas en la superficie de la pera, se está volviendo a someter a autorización mediante el presente documento.

IV Conclusiones

1. Las obras propuestas en el presente Informe Preventivo comprenden 2 pozos nuevos a perforar, 2 localizaciones y un pequeño camino de acceso, a desarrollarse en zonas ya intervenidas por proyectos tanto del sector agropecuario como del sector industrial petrolero.
2. Por lo que respecta a las obras comprendidas en la construcción de camino, peras y pozos de nueva creación, los trabajos solo afectaran pequeñas secciones de superficies ganaderas, donde la vegetación existente es de poca o nula importancia biológica, la superficie requerida representa un porcentaje de ocupación bajo y se ubican junto o dentro de áreas ya impactadas por actividades del sector hidrocarburos y otros sectores.
3. Dentro de los programas de Ordenamiento Territorial Estatal y Nacional, las obras se ubican en áreas destinadas a uso ganadero o con potencial uso en el sector industrial, lo anterior debido a la presencia de un gran número de pozos petroleros ya existentes, muchos de los cuales se encuentran cerrados temporalmente, abandonados o en producción, y que le dan el carácter de uso industrial cabe señalar que solo dos de los casos se desarrollaran en terrenos que recientemente fueron utilizados para el desarrollo de cultivos de temporal como maíz y yuca con fines de autoconsumo, pero que sus signatarios están de acuerdo en el uso propuesto.
4. El proyecto comprende el uso de áreas operativas petroleras existentes y con pequeñas obras nuevas se complementarán los requerimientos técnicos para optimizar la producción petrolera del Campo Vernet. Solo los nuevos pozos y sus obras complementarias como líneas de descarga y caminos de acceso de longitudes pequeñas representan impactos moderados y de permanencia a largo plazo, que no afectaran zonas de importancia ecológica.
5. Todas las obras propuestas comprenden el uso de infraestructura existente que han operado desde antes de la firma de contrato con CNH y los regulados Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V y Vista Oil & Gas Holding II S.A de C.V, solo que eran operados por Pemex Exploración y Producción.
6. Las actividades no contemplan el incremento en el nivel de impacto o riesgo ambiental, dado que las características y alcances de la infraestructura no aumentara significativamente la superficie de terreno ocupado por las instalaciones que ya se encuentran presentes en el área contractual CS 01; pero que, si representan un incremento significativo en la producción de hidrocarburos del campo Vernet, de especial importancia para los intereses de la nación.

Por lo anteriormente señalado, se concluye que las obras y acciones proyectadas resultan viables y de gran importancia a nivel nacional desde los puntos de vista económico y de infraestructura productiva del sector hidrocarburos; lo cual, aunado a las medidas de mitigación consideradas en cada obra, nos permite garantizar un bajo impacto desde los puntos de vista ecológico y social, pero de gran impacto económico para el país

V. Anexos

Anexo 1. Planos topográficos y Plano General de peras

Anexo 2. Acta Constitutiva Vista Oil & Gas S.A. de C.V.

Anexo 3. Se incluye el Registro Federal de Contribuyentes

Anexo 4. Hojas de Seguridad

Anexo 5. Archivo kmz con áreas de influencia del proyecto.

Anexo 6. Listados de flora y fauna

Anexo 7. Mapas del Área de influencia

Anexo 8. Programas de trabajo

Anexo 9. Matriz de Impacto Ambiental

VI Bibliografía.

- Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad
<http://www.conabio.gob.mx/informacion/gis/>
- Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI).
<https://www.inegi.org.mx>.
- Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente
<https://www.gob.mx/asea>
Normatividad ASEA
- SEMARNAT
Guía para la presentación del Informe Preventivo SEMARNAT
<http://mapas.semarnat.gob.mx/SIGEIA5e5PUBLICO/BOS/Bos.php#>
- Diario oficial de la Federación 24 de noviembre de 2012
ACUERDO por el que se expide la parte marina del Programa de Ordenamiento Ecológico Marino y Regional del Golfo de México y Mar Caribe y se da a conocer la parte regional del propio
- Diario oficial de la Federación 7 de septiembre de 2012
ACUERDO por el que se expide el Programa de Ordenamiento Ecológico General del Territorio
- Programa de Ordenamiento Ecológico Regional del Estado de Tabasco (POERET)
- Diario oficial de la Federación 12 de julio de 2019
Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024
- Gobierno del estado de Tabasco
Plan Estatal de Desarrollo 2019-2024
- Municipio de Macuspana
Plan Municipal de Desarrollo 2019-2021
- Conesa, V. 'Guía metodológica para la evaluación del impacto ambiental'. MP. 4ª edición. Madrid. 2010. ISBN: 9788484763840.
- GÓMEZ OREA, Domingo. 'Evaluación de impacto ambiental: Un instrumento preventivo para la gestión ambiental'. 2a ed., revisada i ampliada. Madrid: Mundi-Prensa, 2003. ISBN 8484760847.