

Informe Preventivo.



Perforación del pozo Barcodón 1. Área Contractual Barcodón.

Promovente:

Diavaz Offshore S.A.P.I. de C.V.



Tampico, Tamaulipas.
Agosto de 2017.

Índice.

Capítulo I. Datos generales del proyecto, del promovente y del responsable del estudio.	8
I.1 Nombre del proyecto.	8
I.1.1 Ubicación del proyecto.	8
I.1.2 Superficie total de predio y del proyecto.	9
I.1.3. Inversión requerida.	9
I.1.4. Número de empleos / personal involucrado estimados que generaría el desarrollo del proyecto.	9
I.1.5. Duración total del proyecto.	11
I.2. Promovente.	11
I.2.1. Registro federal de contribuyentes de la empresa promovente.	11
I.2.2. Número de registro ambiental de la empresa.	11
I.2.3. Nombre y cargo del representante legal de la empresa.	11
I.2.4. Dirección del promovente para recibir u oír notificaciones.	12
I.2.5. Responsable del informe preventivo.	12
Capítulo II. Referencias, según corresponda, al o los supuestos del artículo 31 de la ley general del equilibrio ecológico y la protección al ambiente.	13
II.1. Existan 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 o actividad.	13
II.2. Normas Oficiales Mexicanas que aplican al proyecto.	15
Capítulo III. Aspectos técnicos ambientales.	16
III.1. Descripción general de la obra o actividad proyectada.	16
III.1.1. Localización del proyecto.	18
III.1.2. Dimensiones del proyecto.	19
III.1.2.1. Superficie del área del proyecto.	19
III.1.3. Uso actual del suelo	23
III.1.4. Programa general de trabajo.	25
III.1.5. Selección del sitio.	26
III.1.6. Actividades previas a la perforación.	29

III.1.6.1. Evaluación ambiental inicial del sitio.....	29
III.1.6.2. Acondicionamiento de plataforma.....	36
III.1.6.3. Acondicionamiento de caminos de acceso.	38
III.1.6.4. Desmonte y despalde del área del proyecto.	39
III.1.6.5. Relleno y nivelación del área del proyecto.....	40
III.1.6.6. Movilización e instalación del equipo de perforación.	41
III.1.7. Perforación.....	44
III.1.7.1. Primera etapa de la perforación del pozo.	56
III.1.7.2. Segunda etapa de la perforación del pozo.	57
III.1.7.3. Tercera etapa de la perforación del pozo.	58
III.1.7.4. Desmantelamiento de equipo.	58
III.1.8. Terminación de pozo.	59
III.1.9. Etapa de mantenimiento.....	66
III.1.10. Abandono del sitio.	68
III.2. Identificación de las sustancias o productos que van a emplearse y contenido de la guía criterio que aplica que podrían provocar un impacto al ambiente, así como sus características físicas y químicas.	72
III.3. Identificación y estimación de las emisiones, descargas y residuos cuya generación se prevea, así como medidas de control que se pretenden llevar a cabo.....	76
III.3.1. Emisiones a la atmósfera.	77
III.3.2. Generación de ruido.	79
III.3.3. Residuos Sólidos Urbanos Orgánicos.	80
III.3.4. Residuos Sólidos Urbanos Inorgánicos.	81
III.3.5. Residuos de manejo especial.....	81
III.3.6. Residuos peligrosos.	84
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.	89
III.4.1. Área de influencia del proyecto.	89
III.4.2. Descripción y diagnóstico del ambiente.....	93
III.4.3. Aspectos abióticos.....	97
III.4.3.1. Climatología.	98
III.4.3.2. Temperatura.....	99

III.4.3.3. Humedad.....	100
III.4.3.4. Precipitación.....	100
III.4.3.5. Vientos.....	101
III.4.3.6. Frentes fríos.....	102
III.4.3.7. Fisiografía.....	103
III.4.3.8. Geomorfología.....	104
III.4.3.9. Geología.....	106
III.4.3.10. Estratigrafía.....	108
III.4.3.11. Hidrología.....	113
III.4.3.12. Escorrentía.....	114
III.4.3.13. Hidrología subterránea.....	115
III.4.3.14. Suelos.....	117
III.4.4. Aspectos bióticos.....	118
III.4.4.1. Vegetación.....	118
III.4.4.2. Fauna silvestre.....	122
III.4.5. Medio socioeconómico.....	125
III.4.5.1. Economía.....	125
III.4.5.2. Demografía.....	126
III.4.5.3. Dinámica de la población.....	126
III.4.5.4. Infraestructura.....	132
III.5. Identificación de los impactos ambientales significativos o relevantes y determinación de las acciones y medidas para su prevención y mitigación.....	138
III.5.1. Metodología para la evaluación de los impactos ambientales.....	138
III.5.2. Identificación, prevención y mitigación de los impactos ambientales.....	141
Capítulo IV. Conclusiones.....	163

Índice de tablas.

Tabla 1. Superficies del predio y proyecto.....	9
Tabla 2. Empleos generados en el proyecto.....	10

Tabla 3. Coordenadas del cuadro de acondicionamiento para la Perforación del pozo Barcodón 1.....	19
Tabla 4. Cronograma de actividades; pozo Barcodón 1.	25
Tabla 5. Evaluación de superficies a utilizar para la Perforación del pozo Barcodón 1..	34
Tabla 6. Vegetación arbórea por remover de las superficies a utilizar para la Perforación del pozo Barcodón 1.	35
Tabla 7. Ficha técnica del equipo de perforación.	46
Tabla 8. Componentes técnicos del equipo de perforación a emplear.....	47
Tabla 9. Función de los componentes del equipo de perforación.	51
Tabla 10. Área de manejo de tubería de perforación y revestimiento.	51
Tabla 11. Sistema hidráulico.	51
Tabla 12. Eliminadores de sólidos.	52
Tabla 13. Sistema de control de brotes.	52
Tabla 14. Área de alivio de presión.	52
Tabla 15. Periferia del pozo.....	52
Tabla 16. Etapas de perforación.	53
Tabla 17. Posibles problemas y alternativas de solución por etapa de perforación.....	54
Tabla 18. Objetivos a evaluar.	59
Tabla 19. Tuberías de revestimiento del pozo Barcodón 1.	63
Tabla 20. Detalle de tubería de producción del pozo Barcodón 1.....	63
Tabla 21. Características del sistema fluido para la estimulación del pozo Barcodón 1.	63
Tabla 22. Cedula de bombeo para la estimulación del pozo Barcodón 1	64
Tabla 23. Programa de taponamiento y abandono de pozo.	69
Tabla 24. Materiales / Sustancias a utilizar.	72
Tabla 25. Etapas y profundidades a las que se utilizan los fluidos de perforación.....	73
Tabla 26. Características de fluidos de perforación.	73
Tabla 27. Porcentaje de composición molar de gases en la perforación.	78
Tabla 28. Características del gas natural.	78
Tabla 29. Residuos generados por actividad de perforación.	88
Tabla 30. Localidades por área de influencia	93
Tabla 31. Temperatura media mensual (°C).....	99
Tabla 32. Temperatura media anual (°C).	99

Tabla 33. Precipitación pluvial total anual (mm).	100
Tabla 34. Precipitación total mensual (mm).....	101
Tabla 35. Frecuencia de vientos dominantes anuales.	101
Tabla 36. Número de Frentes Fríos por mes. Temporada Invernal 2015-2016.	103
Tabla 37. Principales rasgos geomorfológicos de la zona del proyecto.	105
Tabla 38. Características de la RH 25, San Fernando-Soto La Marina.	114
Tabla 39. Coeficiente de escurrimiento del Área Contractual Barcodón	114
Tabla 40. Listado de flora y tipo de vegetación periférica.	121
Tabla 41. Listado de fauna silvestre avistada en el sitio del proyecto y áreas periféricas.	123
Tabla 42. Población total del municipio de Altamira según sexo de los habitantes.	128
Tabla 43. Población total de Altamira según edad de los habitantes.	129
Tabla 44. Localidades por área de influencia	130
Tabla 45. Población económicamente inactiva de la Zona Conurbada de Tamaulipas.....	131
Tabla 46. Población según condición de actividad económica	132
Tabla 47. Espacios públicos conectados a Banda Ancha.....	134
Tabla 48. Población por situación de derechohabiencia a instituciones de salud	135
Tabla 49. Población con discapacidad del área de influencia.....	136
Tabla 50. Población según aptitud para leer y escribir	137
Tabla 51. Población según aptitud para leer y escribir del área de influencia.....	137
Tabla 52. Método de criterios relevantes integrados.	142
Tabla 53. Jerarquización de aspectos ambientales.	146
Tabla 54. Medidas de mitigación propuestas por Diavaz Offshore.	148

Índice de figuras.

Figura 1. Ubicación del campo Barcodón, a 20 km al norte de la Ciudad de Altamira, Tamaulipas (extensión aproximada de 10.92 km ²).....	8
Figura 2. Panorámica del área propuesta para la perforación del pozo Barcodón 1.....	17
Figura 3. Superficies a utilizar en el proyecto de Perforación del pozo Barcodón 1.....	20
Figura 4. Localización del pozo 109 y área de desarrollo para la Perforación del pozo Barcodón 1.....	21

Figura 5. Layout de distribución de áreas a utilizar.....	22
Figura 6. Uso de suelo del sitio del proyecto.	24
Figura 7. Uso del suelo y vegetación georreferenciada al sitio del proyecto.....	24
Figura 8. Metodología y elementos que permitieron definir el modelo estático de los yacimientos Tamaulipas Inferior y Tamaulipas Superior.....	28
Figura 9. Histórico de imágenes satelitales del sitio para la Perforación del pozo Barcodón 1 (2009-2010).....	30
Figura 10. Histórico de imágenes satelitales del sitio para la Perforación del pozo Barcodón 1 (2011-2014).	31
Figura 11. Histórico de imágenes satelitales del sitio para la Perforación del pozo Barcodón 1 (2015-2017).	32
Figura 12. Localización del pozo Barcodón 109 y área para desarrollo del pozo Barcodón 1.....	33
Figura 13. Pozos de correlación.....	59
Figura 14. Estado mecánico del pozo Barcodón 1	62
Figura 15. Cárcamo de residuos (hoyo de desechos) en contrapozo.	88
Figura 16. Identificación de áreas de influencia del proyecto.....	92
Figura 17. Panorámica aérea de plataforma para perforación del pozo Barcodón 1 en interacción con pera e infraestructura del pozo Barcodón 109.	94
Figura 18. Área norte de la plataforma para la perforación del pozo Barcodón 1.	95
Figura 19. Área sur de la plataforma para la perforación del pozo Barcodón 1.	95
Figura 20. Área este de la plataforma para la perforación del pozo Barcodón 1.....	96
Figura 21. Área oeste de la plataforma para la perforación del pozo Barcodón 1.....	96
Figura 22. EMA cercana al Área Contractual Barcodón	97
Figura 23. Distribución del clima de la zona del proyecto.	98
Figura 24. Número de Frentes Fríos (FF) por temporada invernal 1990-2016.....	102
Figura 25. Mapa geomorfológico de la zona de interés.	106
Figura 26. Rasgos Estructurales de la zona de interés.....	108
Figura 27. Unidades geológicas de la zona de interés.	112
Figura 28. Regiones hidrológicas de la zona de interés.	113
Figura 29. Acuífero Zona Sur, 2813	116
Figura 30. Tipos de suelo de la zona de interés.	117

Figura 31. Ubicación del proyecto provincia florística denominada Planicie Costera del Noreste.	119
Figura 32. Panorámica de vegetación en periferia del sitio para perforación.	120
Figura 33. Vegetación periférica del sitio para perforación.	120
Figura 34. Crecimiento poblacional municipio de Altamira	127
Figura 35. Pirámide de población, Altamira 2015	128
Figura 36. Tasa de desocupación, tendencia trimestral. Zona Conurbada	131
Figura 37. Red Carretera Tamaulipas SCT	133

Capítulo I. Datos generales del proyecto, del promovente y del responsable del estudio.

I.1 Nombre del proyecto.

Perforación del pozo Barcodón 1.

I.1.1 Ubicación del proyecto.

El proyecto de *Perforación del pozo Barcodón 1* se localiza al centro del Área Contractual Barcodón, en el municipio de Altamira, Tamaulipas, en las coordenadas

Coordenadas del Pozo. Art. 113 fracción I LGTAIP y 110 fracción I LFTAIP.

Coordenadas del Pozo. Art. 113 fracción I LGTAIP y 110 fracción I LFTAIP.

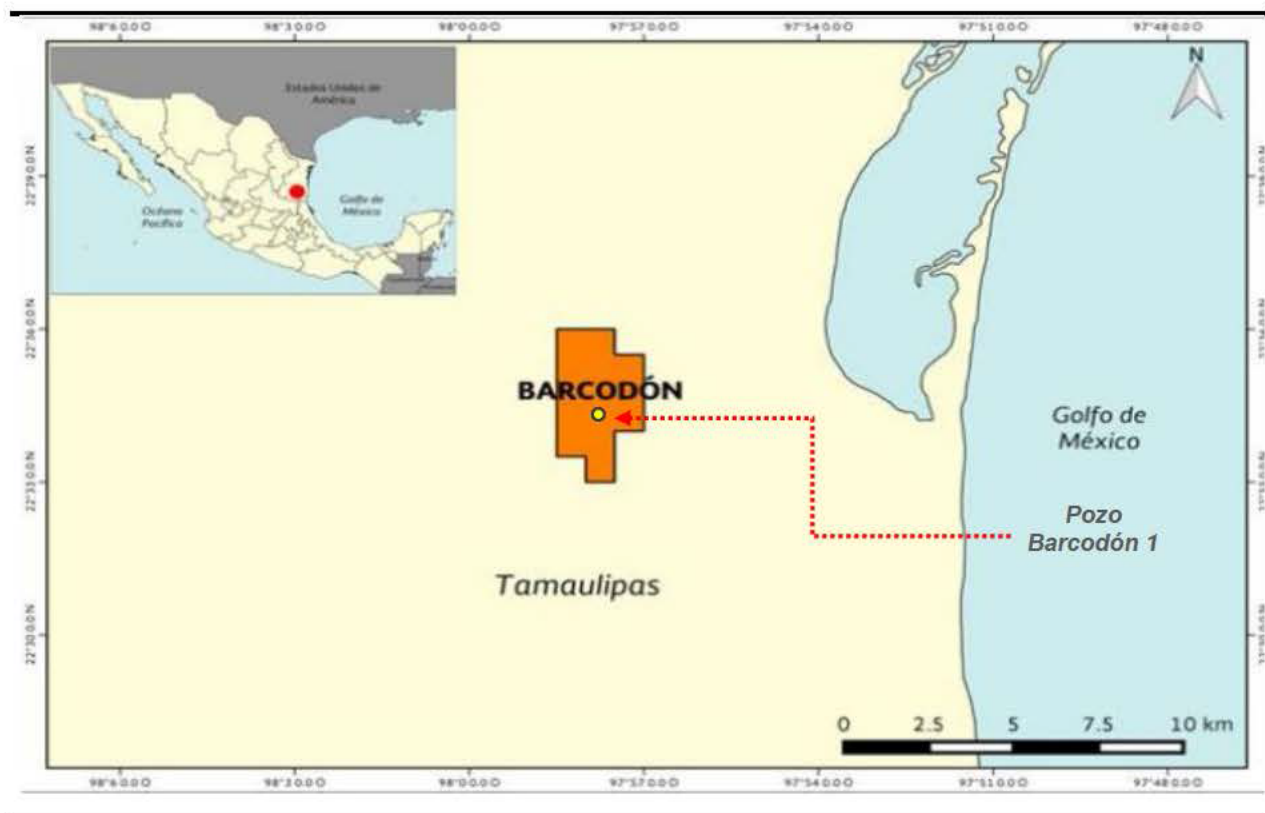


Figura 1. Ubicación del campo Barcodón, a 20 km al norte de la Ciudad de Altamira, Tamaulipas (extensión aproximada de 10.92 km²).

Fuente: Plan de Evaluación, Área Contractual Barcodón, DIAVAZ, 2016.

El acceso al sitio del proyecto es a través de la carretera 80 Tampico – Mante. Con esa dirección, Tampico – Mante, al llegar al km 28 girar a la derecha y tomar la Carretera Estatal No. 49 con dirección al poblado Agua de Castilla, a partir del cual, se recorren aproximadamente 14.4 km, hasta la zona de interés.

I.1.2 Superficie total de predio y del proyecto.

Se presenta el desglose de superficies del predio y del proyecto *Perforación del pozo Barcodón 1*, Área Contractual Barcodón, Altamira, Tamaulipas (Ver **Tabla 1**).

Tabla 1. Superficies del predio y proyecto	
Sitio	Superficie
Superficie de Área Contractual Barcodón.	10.92 km ²
Superficie de plataforma de perforación pozo Barcodón 1.	3,919.256 m ²
Tramo de camino de acceso a la plataforma.	171.139 m ²
Acondicionamiento de camino de acceso preexistente.	840.029 m ²

Fuente: Elaboración propia.

I.1.3. Inversión requerida.

El estimado para el concepto de *Perforación del pozo Barcodón 1* con trayectoria horizontal es de Monto económico. Información protegida bajo el artículo 116 primer párrafo de la LGTAIP. El concepto de perforación del pozo incluye transporte de equipo de perforación, servicios y materiales, así como servicios y materiales para la terminación del mismo. Cabe destacar que el pozo es de carácter de evaluación, el cual incluye registros geofísicos especiales y evaluaciones con mayor alcance que un pozo de desarrollo convencional.

I.1.4. Número de empleos / personal involucrado estimados que generaría el desarrollo del proyecto.

En la **Tabla 2**, se presenta la generación de empleo por cada una de las etapas del proyecto.

Tabla 2. Empleos generados en el proyecto

Cantidad	Puesto	Cantidad	Puesto
1	Gerente general	1	Administración
1	Gerente operaciones	1	Recursos materiales
2	Ingenieros de subsuelo	1	Tecnología de la información TI
1	Ingeniero de producción	2	Enlace y comunicación
1	Ingeniero de operación y mantenimiento	1	Administración de contratos
2	Coordinador infraestructura	1	Planeación
1	Coordinador SSMA	1	Información financiera
1	Coordinador SASIOPA		
Actividad: Infraestructura Civil			
1	Residente de obra	1	Ayudante
1	Supervisor de obra	1	Chofer
1	Supervisor de seguridad	1	Vigilante
1	Operador-vibro	1	Coordinador calidad
1	Operador-motoconformadora	1	Coordinador de seguridad
1	Operador de pipa		
Actividad: Perforación de pozo.			
1	Gerente de perforación	2	Direccionales
1	Ingeniero senior de diseño de pozos	1	Operador de retroexcavadora
1	Superintendente de perforación	2	Mwd
1	Ingeniero jr. de perforación	1	Inspector de barrena
1	Ingeniero de intervenciones sin equipo	2	Geólogos
1	Coordinador de SSMA	2	Ayudantes de geólogos
2	Inspector técnico de perforación	1	Vigilante
2	Inspector técnico de SSMA	2	Operador de grúa
2	Rig-manager	1	Ayudante de grúa
2	Supervisor de SSMA	1	Ing. de registros eléctricos
2	Mecánicos	1	Malacatero de registros eléctricos
2	Eléctricos	2	Ayudante de registros eléctricos
2	Supervisor de mantenimiento	1	Ing. De cementaciones
1	Operarios	3	Operadores de unidad de alta
1	Operador de montacargas	3	Ayudantes de cementaciones
2	Perforadores	1	Operador de pipa
2	Ayte. de perforación chango	2	Operadores de apriete computarizado
6	Aytes. de perforación pisos rotaria	2	Ayudantes de apriete computarizado
2	Ingenieros de fluidos químicos	2	Ingenieros de testing
2	Ayudantes de químico	2	Ayudantes de testing.
2	Control de solidos	2	Direccionales

Tabla 2. Empleos generados en el proyecto

Cantidad	Puesto	Cantidad	Puesto
Empleos Indirectos			
2	Personal de limpieza habitacional	4	Personal de transporte de materiales
1	Personal suministra agua potable	5	Operadores de pipas
1	Personal suministra agua industrial	5	Operadores de góndolas.
1	Personal limpieza fosas sépticas	1	Telefonía satelital
			Total 121

Fuente: Elaboración propia.

I.1.5. Duración total del proyecto.

La duración del proyecto estimada en el Plan de Evaluación es de 12 meses.

I.2. Promovente.

Nombre o razón social del promovente.

Diavaz Offshore S.A.P.I. de C.V. (Se incluye copia certificada del acta constitutiva de la empresa en el **Anexo 1**, apartado **A**).

I.2.1. Registro federal de contribuyentes de la empresa promovente.

DOF150113PJ4 (Se incluye copia del RFC de la empresa en el **Anexo 1**, apartado **B**).

I.2.2. Número de registro ambiental de la empresa.

DOF2700600046.

I.2.3. Nombre y cargo del representante legal de la empresa.

Alejandro Vidal Córdova (Ver identificación del representante legal en **Anexo 1**, apartado **C**).

Datos del poder notarial: Consultar **Anexo 1**, apartado **D**.

Cargo Gerente Administrativo.

Nacionalidad, RFC y CURP. Art. 113 fracción I de la LFTAIP y 116 primer párrafo de la LGTAIP.

I.2.4. Dirección del promovente para recibir u oír notificaciones

Domicilio del promovente. Art. 113 fracción I de la LFTAIP y 116 primer párrafo de la LGTAIP.

I.2.5. Responsable del informe preventivo.

Nombre o razón social: Sistemas Integrales de Calidad, Seguridad y Ambiente, S.A. de C.V. (Se incluye copia certificada del acta constitutiva de la empresa en el **Anexo 2**, apartado **A**).

RFC: SIC981019J6A (Ver **Anexo 2**, apartado **B**).

Nombre del responsable técnico del estudio: Reynaldo Hernández Moros (Ver **Anexo 2**, apartado **C**, Identificación del responsable del estudio).

RFC del responsable técnico del estudio: **RFC del responsable técnico. Art. 113 fracción I de la LFTAIP y 116 primer párrafo de la LGTAIP.** (Ver **Anexo 2**, apartado **D**).

CURP del responsable técnico del estudio: **CURP del responsable técnico. Art. 113 fracción I de la LFTAIP y 116 primer párrafo de la LGTAIP.** (Ver **Anexo 2**, apartado **E**).

Profesión y Número de Cédula Profesional: Ingeniero Químico; 1238773 (Ver **Anexo 2**, apartado **F**).

Dirección del responsable del estudio.

Domicilio del responsable técnico. Art. 113 fracción I de la LFTAIP y 116 primer párrafo de la LGTAIP.

Capítulo 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. Existan 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 o actividad.

El presente Informe Preventivo, se desarrolla atendiendo lo que establece el primer párrafo del Artículo 31 de la LGEEPA, donde se menciona que aplicará la presentación de un Informe Preventivo y NO de una Manifestación de Impacto Ambiental en el supuesto de que ...*“Existan normas oficiales mexicanas u otras disposiciones que regulen las emisiones, las descargas, el aprovechamiento de recursos naturales y, en todos los impactos ambientales relevantes que puedan producir las obras o actividades”*., y para el cumplimiento de lo anteriormente mencionado, la **NOM-115-SEMARNAT-2003**, aplicaría para ello, dando además cabal cumplimiento a las disposiciones legales que apliquen, así como las buenas prácticas de operación e ingeniería que tiene establecida **Diavaz Offshore** dentro de su Sistema de Seguridad, Salud y Medio Ambiente.

Por otra parte, las actividades de conexión a línea de descarga sobre un derecho de vía preexistente (ya que ésta se conectará a otra línea localizada dentro de la pera de localización del pozo Barcodón 109), se atenderían al cumplir con lo que establece la **NOM-117-SEMARNAT-2006**, tal como se indica además, en el Artículo 29 del Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Evaluación del Impacto Ambiental, que a la letra dice: *“La realización de las obras y actividades ...requerirán la presentación de un informe preventivo, cuando ...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”*.

Independientemente de lo anterior, cabe señalar aquí que, con base en lo que establece el Artículo 5° inciso D, Fracción I y sub. inciso a) del Reglamento de la Ley General del

Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Evaluación del Impacto Ambiental, que a la letra dice:

“Quienes pretendan llevar a cabo alguna de las siguientes obras o actividades, requerirán previamente la autorización de la Secretaría en materia de impacto ambiental:

D) ACTIVIDADES DEL SECTOR HIDROCARBUROS:

I. Actividades de perforación de pozos para la exploración y extracción de hidrocarburos, excepto (DOF 31-10-2014):

a) Las que se realicen en zonas agrícolas, ganaderas o de eriales, siempre que éstas se localicen fuera de áreas naturales protegidas.”

Se desprende que, la *Perforación del pozo Barcodón 1* y la extracción de hidrocarburos subsecuente, quedaría exceptuada de la presentación de una Manifestación de Impacto Ambiental, dado que cumple con el supuesto del Reglamento anteriormente citado, ya que el sitio del proyecto se localiza en una zona agrícola, ganadera y de eriales.

No obstante, lo anterior, **Diavaz Offshore S.A.P.I. de C.V.**, ha decidido realizar y presentar para su evaluación, este Informe Preventivo, y con ello, dar a conocer a la autoridad ambiental, la nueva actividad a desarrollar en el Campo Barcodón, el cual a partir del 10 de mayo del 2016 ha pasado a ser administrado por el **Diavaz Offshore**, bajo la modalidad de licencia para la extracción de hidrocarburos, mediante el contrato No. CNH-RO1-L03-A6/2015 (Ver **Anexo 1**, apartado **H**).

II.2. Normas Oficiales Mexicanas que aplican al proyecto.

En el desarrollo de las obras y actividades petroleras se aplicarán las siguientes: **NOM-115-SEMARNAT-2003**, para el desarrollo de las actividades de perforaciones terrestres; en tanto que, para el desarrollo, construcción y operación de sistemas de conducción y transportes de hidrocarburos se aplicara la **NOM-117-SEMARNAT-2006**.

Por la identificación de especies de flora y fauna silvestre que se distribuyen en la zona y pudiesen tener algún estatus de protección, se revisará la aplicación de la **NOM-059-SEMARNAT-2010**.

Las normas ambientales para protección del aire, tales como **NOM-041-SEMARNAT-1999**, **NOM-044-SEMARNAT-1999** y **NOM-045-SEMARNAT-1999**, se aplicarán a vehículos con motores de combustión interna y usen combustibles fósiles, se cumplirán al proporcionarles el mantenimiento preventivo en tiempo y forma, con base en las especificaciones del fabricante. Asimismo, se aplicaría la **NOM-043-SEMARNAT-1993**, para el control de emisiones de partículas suspendidas a la atmósfera.

Para la identificación, determinación y clasificación y reconocimiento de incompatibilidad de residuos peligrosos, se aplicarán las normas **NOM-052-SEMARNAT-2006**, **NOM-053-SEMARNAT-1993** y **NOM-054-SEMARNAT-1993** respectivamente.

Para el control del ruido perimetral derivado de la operación de maquinaria y equipo, se atenderá lo que establece la **NOM-081-SEMARNAT-1994**.

En caso de que en el sitio del proyecto se llegase a presentar contaminación del suelo por hidrocarburos, aplicarían las disposiciones de la **NOM-138-SEMARNAT/SSA1-2012**, para la remediación del suelo.

Capítulo III. Aspectos técnicos ambientales.

III.1. Descripción general de la obra o actividad proyectada.

La actividad principal del proyecto es la perforación del pozo horizontal Barcodón 1 a una profundidad estimada de 1,617 metros desarrollados, que tiene por objeto evaluar el potencial de las rocas carbonatas de las formaciones Tamaulipas Inferior (TMLPI) y Tamaulipas Superior (TMLPS) del Cretácico en el campo Barcodón con el fin de reactivar el desarrollo del mismo. La terminación del pozo contempla pruebas de producción por un periodo entre 4 a 6 meses, la cual es importante para evaluar el comportamiento de fluidos y potencial de los yacimientos.

El pozo horizontal del pozo Barcodón 1 que tiene el objetivo de evaluar una nueva arquitectura de pozo para el área, además de evaluar el potencial de las rocas carbonatas de las formaciones Tamaulipas Inferior (TMLPI) en la porción más alta de la estructura anticlinal ubicada al norte del Campo Barcodón. Esta localización estima atravesar mediante trayectoria horizontal espesores de calcarenitas dentro de la Formación Tamaulipas Inferior en la mejor posición estructural posible. El yacimiento Tamaulipas Superior (TMLPS) constituye el objetivo secundario de la localización Barcodón 1.

Desde el punto de vista estratégico, se desea evaluar nuevas arquitecturas de pozo en el yacimiento Tamaulipas Inferior (TMLPI), obtener una mejor recuperación de aceite, así como probar el potencial actual de un yacimiento parcialmente cerrado desde hace años. Con la perforación de la localización Barcodón 1, también se espera adquirir información clave para futuros estudios, por lo que es fundamental el programa de toma de información de registros geofísicos, fluidos y presiones para la evaluación del campo.

El pozo Barcodón 1, se encuentra dentro de la pera del pozo Barcodón 109 y requerirá el acondicionamiento de la plataforma existente. Cabe mencionar que la zona donde se ejecutará esta actividad corresponde a zona de agricultura, ganadera y de eriales (esto

último se observa al interior de la pera, con un empobrecimiento de la capa superficial del suelo, con áreas compactadas y la presencia de pastos).



Figura 2. Panorámica del área propuesta para la perforación del pozo Barcodón 1.

Fuente: Elaboración propia.

El acondicionamiento de la plataforma del pozo Barcodón 1, consiste en realizar levantamiento, nivelación y compactación de superficie de rodamiento, suministro, tendido y compactación de material de revestimiento y construcción y/o adecuación de obras complementarias (vados, portones, cercados, drenes, señalamientos, etc.).

Posteriormente se movilizará el equipo de perforación mediante tracto camiones de diversas dimensiones para transportar la subestructura, mástil, malacate, presa de trabajo, tanque de agua, presa auxiliar, bombas de lodos y cuarto de generadores, y demás equipos auxiliares.

Durante el trayecto al sitio de trabajo, se respetarán los límites de velocidad y se utilizará la ruta más segura para el transporte del equipo; adicionalmente, un vehículo guiará al

resto del convoy, para abrir paso y alertar del tránsito del equipo de perforación, a otros vehículos que transiten por el camino.

A la llegada al sitio se descargarán los componentes, para distribuirlos conforme al Layout definido para el equipo de perforación (véase **Figura 5**). Previo al inicio de perforación, se realizarán pruebas preliminares y de pre-arranque a los equipos para verificar su funcionamiento.

Durante las actividades de perforación y al término de las mismas, las instalaciones se mantendrán ordenadas y limpias, priorizando en ello, la protección al ambiente y el cumplimiento de las disposiciones legales que en esa materia apliquen. Al terminar la perforación, iniciarán las actividades de terminación del pozo y un proceso de pruebas de producción, durante un periodo de 4 a 6 meses para determinar la factibilidad del mismo.

La condición de entrega de la instalación dependerá productividad del pozo, en caso de no ser factible y rentable la extracción de hidrocarburo, el pozo se cerrará y se colocará tapón físico. En caso contrario, se interconectaría a la línea de descarga del pozo Barcodón 109.

III.1.1. Localización del proyecto.

El proyecto de *Perforación del pozo Barcodón 1* se localiza en las coordenadas presentadas en la **Tabla 3**.

Tabla 3. Coordenadas del cuadro de acondicionamiento para la Perforación del pozo Barcodón 1.

Vértice	Coordenadas UTM	
	X	Y
1	606,276.05	2,497,028.57
2	606,291.86	2,496,991.82
3	606,286.35	2,496,989.45
4	606,292.27	2,496,975.67
5	606,227.97	2,496,948.02
6	606,212.76	2,496,983.38
7	606,222.26	2,496,987.47
8	606,215.74	2,497,002.63
Pozo B-1*	Coordenadas de pozo nuevo. Información protegida bajo los artículos 113 fracción I LGTAIP y 110 fracción I LFTAIP.	

*Nota: Punto considerado como sitio de perforación.
Fuente: Elaboración propia.

III.1.2. Dimensiones del proyecto.

El sitio en donde se van a desarrollar las actividades para la *Perforación del pozo Barcodón 1* se encuentra ubicado en la pera del pozo Barcodón 109, dentro de la cual, se tiene contemplado instalar la infraestructura que se distribuiría de tal manera que, para la colocación de oficinas, tanque elevado de agua, batería de mantenimiento, presas metálicas, tanque vertical para combustible, área de almacenamiento de tuberías, área de quemador, presa de lodo, almacén de barita, torre de perforación, línea de descargas de fluidos y demás que sea necesaria para la actividad, no se afecte el entorno, ni las áreas de seguridad del pozo vecino, a fin de prevenir los riesgos asociados a ello.

III.1.2.1. Superficie del área del proyecto.

La superficie a utilizar para la instalación de la infraestructura para la *Perforación del pozo Barcodón 1* es de 3,919.256 m².

Así mismo, el acondicionamiento de sitio para el tramo de camino de acceso a la plataforma ocupa una superficie de 171.139 m² y para el acondicionamiento del camino de acceso preexistente se contempla una superficie de 840.029 m². (ver **Figura 3**).

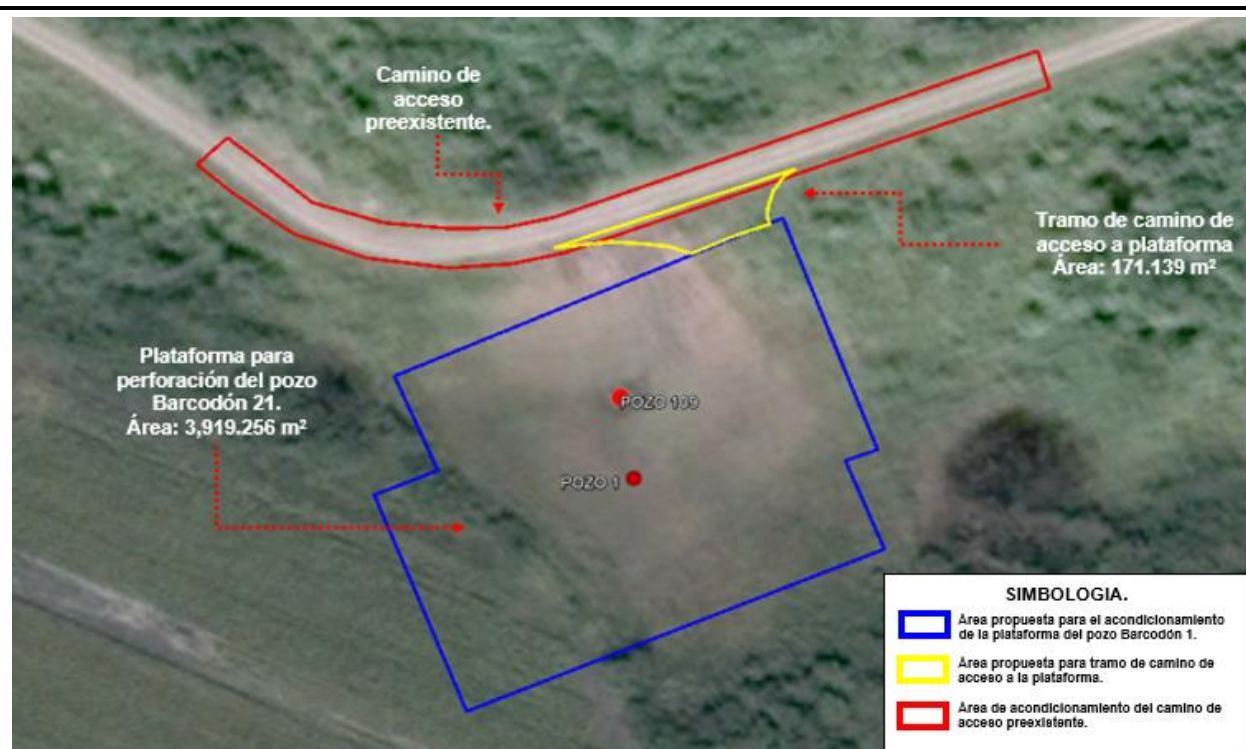


Figura 3. Superficies a utilizar en el proyecto de Perforación del pozo Barcodón 1.

Fuente: Elaboración propia.

En la **Figura 4** se muestra el Layout de la localización del pozo Barcodón 109 y el área para desarrollo de actividades del pozo Barcodón 1, (Ver **Anexo 3**).

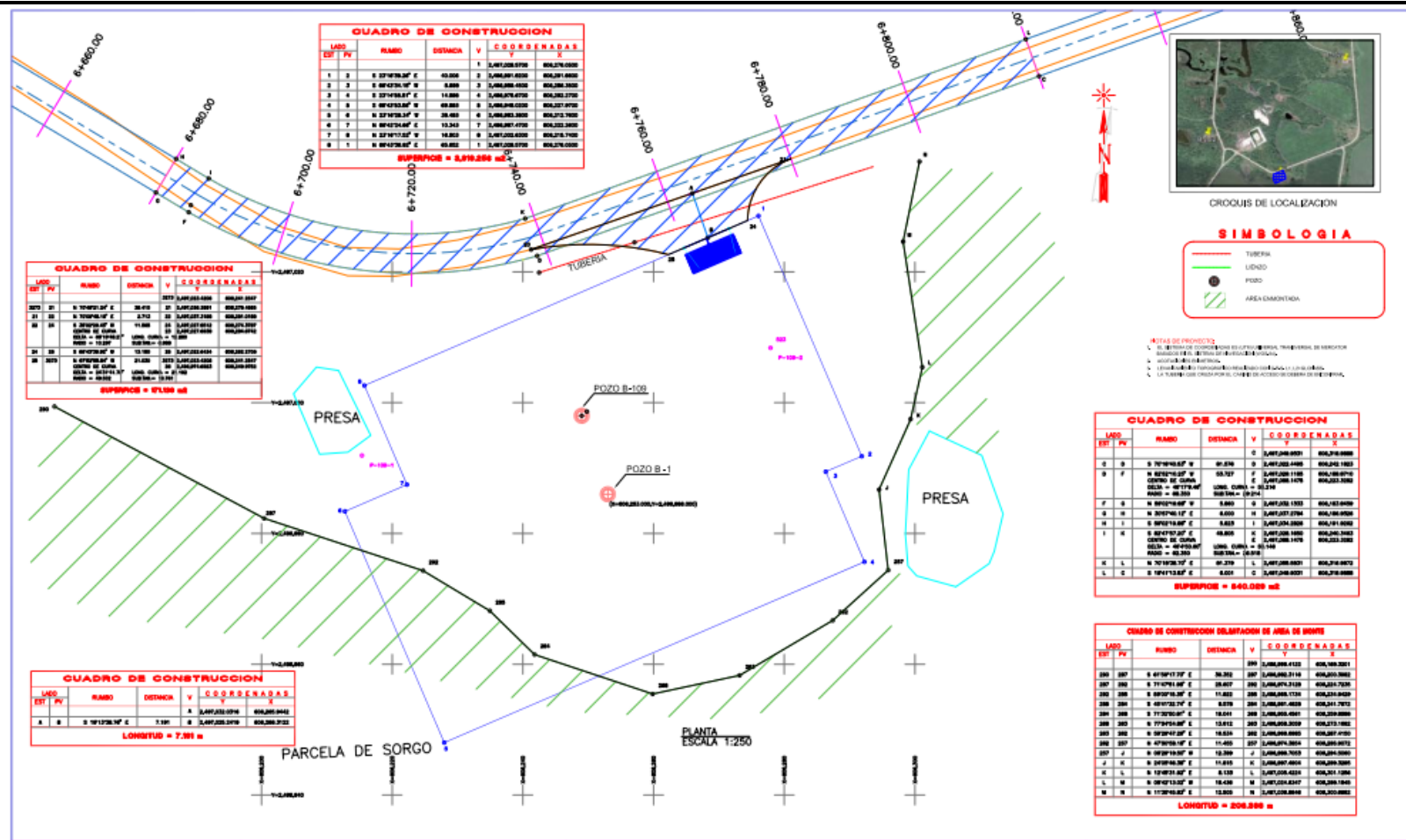


Figura 4. Localización del pozo 109 y área de desarrollo para la Perforación del pozo Barcodón 1.

Fuente: Elaboración propia.

A continuación, en la **Figura 5**, se presenta el equipo de perforación “montado” sobre la superficie del sitio del proyecto, en donde se visualiza la distribución de las áreas a ocupar de acuerdo a la actividad de perforación.



Figura 5. Layout de distribución de áreas a utilizar.

Fuente: Elaboración propia.

III.1.3. Características del proyecto.

El pozo Barcodón 1 se perforará con la finalidad de ser evaluado y determinar con ello, tanto su propio potencial productivo, como del Área Contractual Barcodón en conjunto, y de esta forma dar continuidad a la producción de hidrocarburos de la zona.

Por tratarse de un proyecto de perforación de pozo petrolero terrestre, existen aspectos que desde el punto de vista ambiental deben ser considerados y por tanto atendidos, mismos que están consignados en la NOM-115-SEMARNAT-2003, la cual será cumplida

a cabalidad. Un aspecto fundamental a considerar es que la localización y el desarrollo de las actividades, se hará dentro de un área previamente impactada, por actividades similares a las que se pretenden realizar. Además de ello, es importante señalar que, la zona donde se ubicará el pozo a perforar es considerada como agrícola, de bajo desarrollo ganadero y de eriales (esta última condición se observa al interior de la pera).

En materia de empleo, se espera que se generen 121 empleos (ver **Tabla 2**), de los cuales podrán beneficiarse los pobladores de las localidades cercanas, de igual manera, los empleos de nivel especializado podrán ser aprovechados por técnicos y profesionistas de esas y otras localidades.

III.1.3. Uso actual del suelo.

En el entorno, se muestran usos del suelo predominantemente para actividades como la agricultura de temporal y las actividades petroleras realizadas en el pasado. En lo que respecta a las instalaciones petroleras, éstas se perciben en buen estado en general, sin afectación o alteración, solo con visible aumento de maleza y de algunos especímenes arbóreos en el interior de algunas peras de localización, lo cual es generado fundamentalmente por la falta de actividad en el sitio y, por tanto, por falta de mantenimiento para la eliminación de vegetación; situación que por otro lado, incide de manera negativa aumentando el nivel de riesgo implícito en dichas instalaciones.

La identificación del uso de suelo en el sitio, se realizó tomando como base la carta temática de uso del suelo y vegetación 1: 250,000 Serie V, Tampico F14-3-6, del Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática (ver **Figura 6**), corroborada por el Sistema de Información Geográfica para la Evaluación del Impacto Ambiental (SIGEIA), los cuales indican que, se trata de un uso de suelo, de tipo Agrícola-Pecuaria-Forestal, y que la vegetación presente en el área es de tipo pastizal cultivado (ver **Figura 7**). Asimismo, en la zona se observa que, los usos del suelo predominantes son el agrícola, ganadero de bajo rendimiento y los eriales que son consecuencia de la sucesión secundaria.

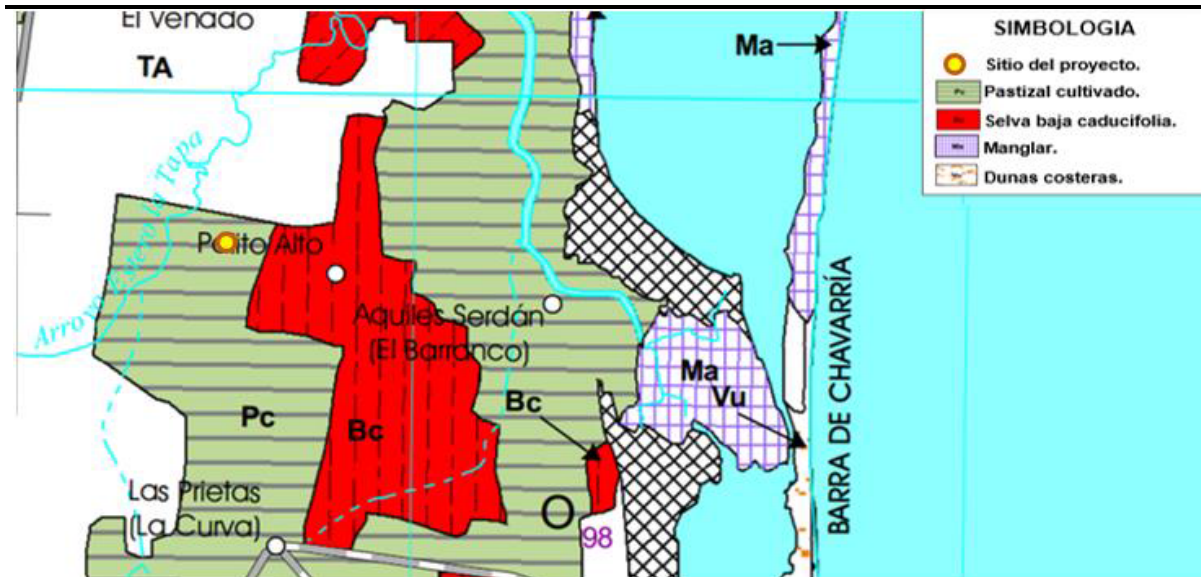


Figura 6. Uso de suelo del sitio del proyecto.

Fuente: Carta de uso del suelo y vegetación 1:250,000 Serie V, Tampico F14-3-6, INEGI, 2016.

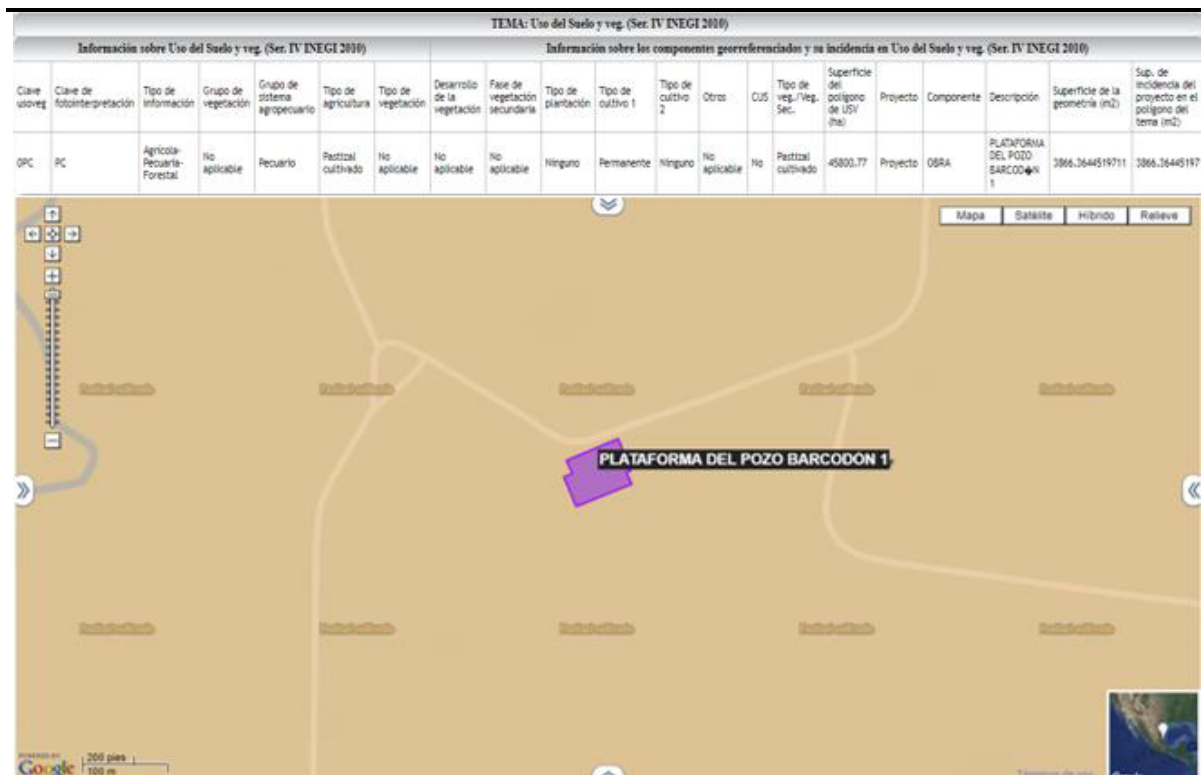


Figura 7. Uso del suelo y vegetación georreferenciada al sitio del proyecto.

Fuente: SIGEIA 4.0, 2017.

III.1.4. Programa general de trabajo.

El programa de trabajo tiene por objeto precisar las actividades a realizar y los periodos de tiempo en que se llevaran a cabo cada una de estas; con lo cual se pretende optimizar recursos, mejorando rendimientos que permitan medir el avance y valorar actividades, previniendo de esta manera, necesidades de materiales, equipos, recursos humanos y económicos.

El factor clave para el inicio del programa de actividades, es cumplir la ruta crítica “mejor escenario”, una vez que se haya cumplido con la gestión de permisos, autorizaciones, licencias y demás trámites aplicables, para dar inicio a la perforación. Para ello, a continuación, se presenta el cronograma de actividades con fechas estimadas para la *Perforación del pozo Barcodón 1*, mismo que está basado en la estrategia descrita anteriormente (Ver **Tabla 4**).

Tabla 4. Cronograma de actividades; pozo Barcodón 1.

Actividad	Periodos	
Ejecución de las actividades*	22/06/17	10/04/18
Ingeniería*	22/06/17	07/09/17
Rehabilitación de plataforma	15/08/17	07/09/17
Rehabilitación de camino	15/08/17	07/09/17
Movilización e Instalación	17/09/17	21/09/17
Perforación	22/09/17	05/10/17
Terminación	06/10/17	10/10/17
Evaluación	11/10/17	08/04/18

* Nota: Actividades de gabinete.

Fuente: Plan de Evaluación Barcodón, Diavaz Offshore, 2016.

III.1.5. Selección del sitio.

El Área Contractual 1 Barcodón se adjudicó a Diavaz Offshore S.A.P.I mediante el Contrato para la Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de Licencia N° **CNH-R01-L03-A1/2015** (Ver **Anexo 1**, apartado **H**), por lo cual los criterios de selección del sitio dependen de actividades de valoración que se realicen dentro del polígono de dicha área.

Como parte de la evaluación técnica del Área Contractual Barcodón, se definieron dos yacimientos de desarrollo: Tamaulipas Inferior (TMLPI) y Tamaulipas Superior (TMLPS), considerando, además, la producción histórica del campo y los elementos técnicos / geológicos característicos de cada yacimiento:

- **Tamaulipas Inferior (TMLPI):** Yacimiento constituido por carbonatos pelágicos compactos en facies mayoritariamente de wackestones con cuerpos de calcarenitas en la porción intermedia de la columna dotada de buena calidad de roca. Si bien la presencia de fracturas naturales en la vecindad de fallas es posible, estas no representan un mecanismo importante de flujo, siendo la porosidad y conectividad de la matriz dentro de facies de calcarenitas las mejores unidades de flujo. El yacimiento presenta empuje hidráulico efectivo con poca caída de presión a lo largo de su vida productiva.

Dadas estas características del yacimiento, la producción histórica de TMLPI muestra caudales iniciales de aceite por pozo entre 50 - 500 Bpd (barriles por día) y aumento progresivo del corte de agua, en muchas ocasiones originando abandono temprano de la zona y por consiguiente con hidrocarburo remanente en las zonas más altas del domo estructural del campo Barcodón. De acuerdo a la información histórica de producción, el aceite acumulado por pozo varía entre 10 – 250 Mbls (Millones de barriles).

- **Tamaulipas Superior (TMLPS):** Yacimiento constituido también por carbonatos pelágicos compactos en facies de mudstones y wackestones compactos en parte dolomitizados y naturalmente fracturados en la vecindad de las fallas principales del campo en dirección SW-NE, donde se presume la presencia de procesos diagenéticos de

disolución acompañando el fallamiento y definiendo zonas de buenas propiedades y acumuladas de hidrocarburo.

Por ser la matriz de este yacimiento más compacta, hay una mayor contribución de las fracturas a los mecanismos de flujo, esto hace que los gastos sean más discretos y los pozos tiendan a tener larga vida productiva estabilizándose a bajas tasas con producción de agua.

Para estos dos yacimientos productores tradicionales (TMLPI y TMLPS) se visualizan importantes oportunidades en cuanto nuevos esquemas de explotación tales como: arquitecturas de pozo diferentes (agujero descubierto – pozos horizontales), caracterización de sistemas de fracturas integrando sísmica 2D existente con información sísmica 3D nueva y registros geofísicos especiales, sistemas de levantamiento artificial que favorezcan mayor productividad, manejo del agua, entre otros.

El diagrama de flujo de la **Figura 8**, muestra la metodología y los diferentes elementos que permitieron a **Diavaz Offshore**, definir el modelo estático de los yacimientos productores Tamaulipas Inferior y Tamaulipas Superior en el Área Contractual Barcodón e identificar cuerpos y áreas potenciales para el desarrollo futuro.

El inicio del flujo de trabajo es el acondicionamiento del dato sísmico y registros geofísicos, amarre de cruceros de líneas sísmicas, interpretación sísmica, correlación de pozos, modelo de velocidades, conversión tiempo profundidad y concepción del modelo estructural – estratigráfico. Luego se diseña un modelo petrofísico y de calidad de roca para integrar el modelo estructural y modelo geo-celular, posteriormente se evalúan los contactos agua aceite originales y sus posibles movimientos. Al término de esta etapa se cuenta con un modelo y volúmenes originales estimados para los dos yacimientos productores.

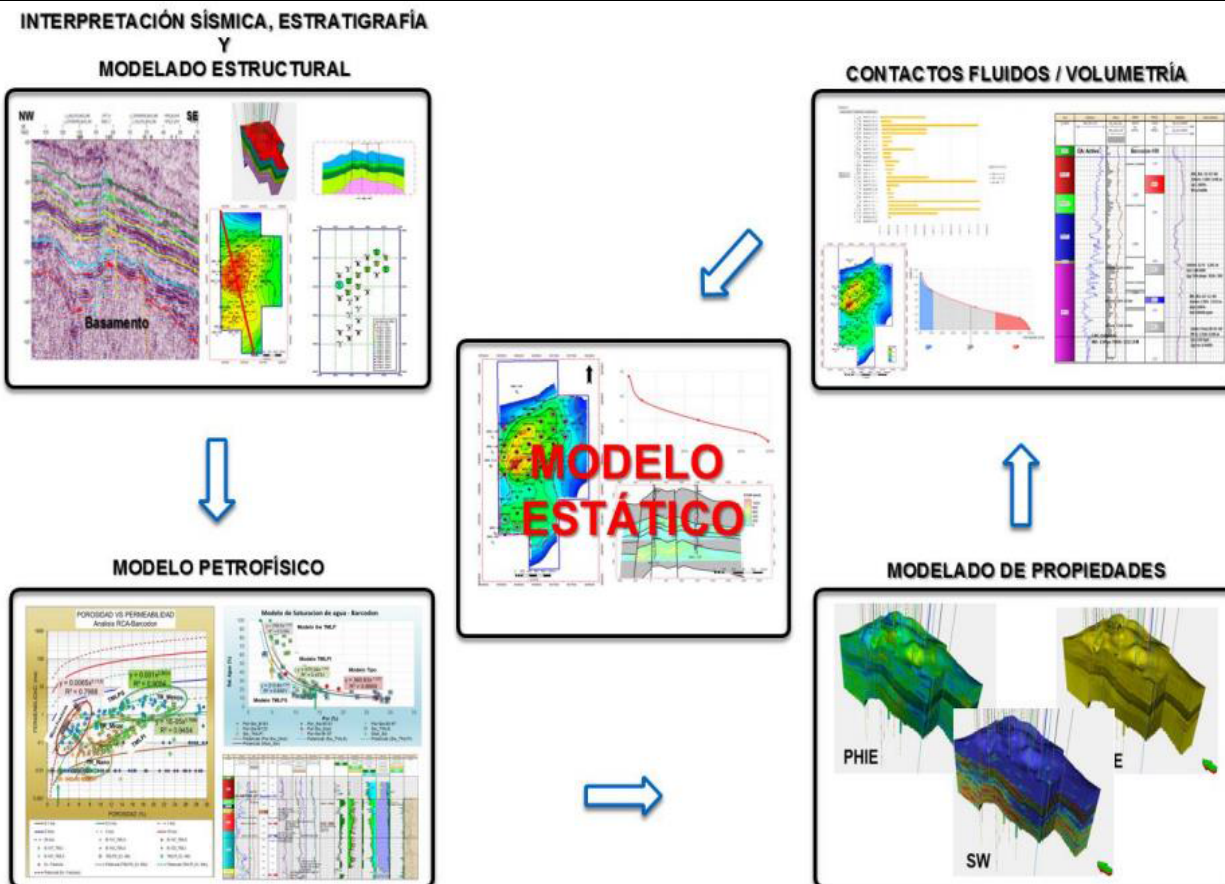


Figura 8. Metodología y elementos que permitieron definir el modelo estático de los yacimientos Tamaulipas Inferior y Tamaulipas Superior.

Fuente: Plan de Evaluación Área Contractual Barcodón, Diavaz, 2016

Otros de los criterios que se tomaron en cuenta para la selección del sitio, es la ubicación de un punto de perforación tal, que no requiriese de crear una nueva pera o localización del equipo de perforación o en su caso, que las afectaciones sobre los componentes ambientales fueran las menores posibles, por lo que independientemente del potencial geológico y de productividad, este criterio ambiental, ha sido fundamental para la selección del sitio del proyecto.

III.1.6. Actividades previas a la perforación.

III.1.6.1. Evaluación ambiental inicial del sitio.

En la sitio en donde se pretende llevar a cabo el proyecto de *Perforación del pozo Barcodón 1*, existe un ambiente alterado, representado por ecosistemas transformados por las actividades agrícolas y petroleras fundamentalmente y a que las acciones que están implícitas en dicho proyecto dentro de cada una de sus etapas de desarrollo (selección del sitio, preparación del sitio, construcción, operación, mantenimiento y abandono al final de su vida útil), no sumarán nuevos impactos que pudieran ser considerados significativos.

Actualmente, la superficie aproximada de la pera del pozo Barcodón 109 cuenta con 2,825 m², sin embargo, la superficie a utilizar para la instalación de la infraestructura para la *Perforación del pozo Barcodón 1* es de 3,919.256 m², los cuales corresponden a áreas previamente impactadas por el desarrollo de actividades agrícolas y petroleras semejantes a las del proyecto que se pretende realizar. Es decir que se necesitará una ampliación de la pera de 1,094.256 m² aproximadamente.

Por medio de la evidencia histórica mostrada en las imágenes satelitales (ver **Figura 9, 10 y 11**), se corrobora que, a partir de la década de los sesenta, el sitio ha sufrido diversos cambios en la cubierta vegetal del sitio, principalmente en la zona oeste de la localización en donde se visualiza claramente las modificaciones de la vegetación debido a las actividades petroleras realizadas en el predio.

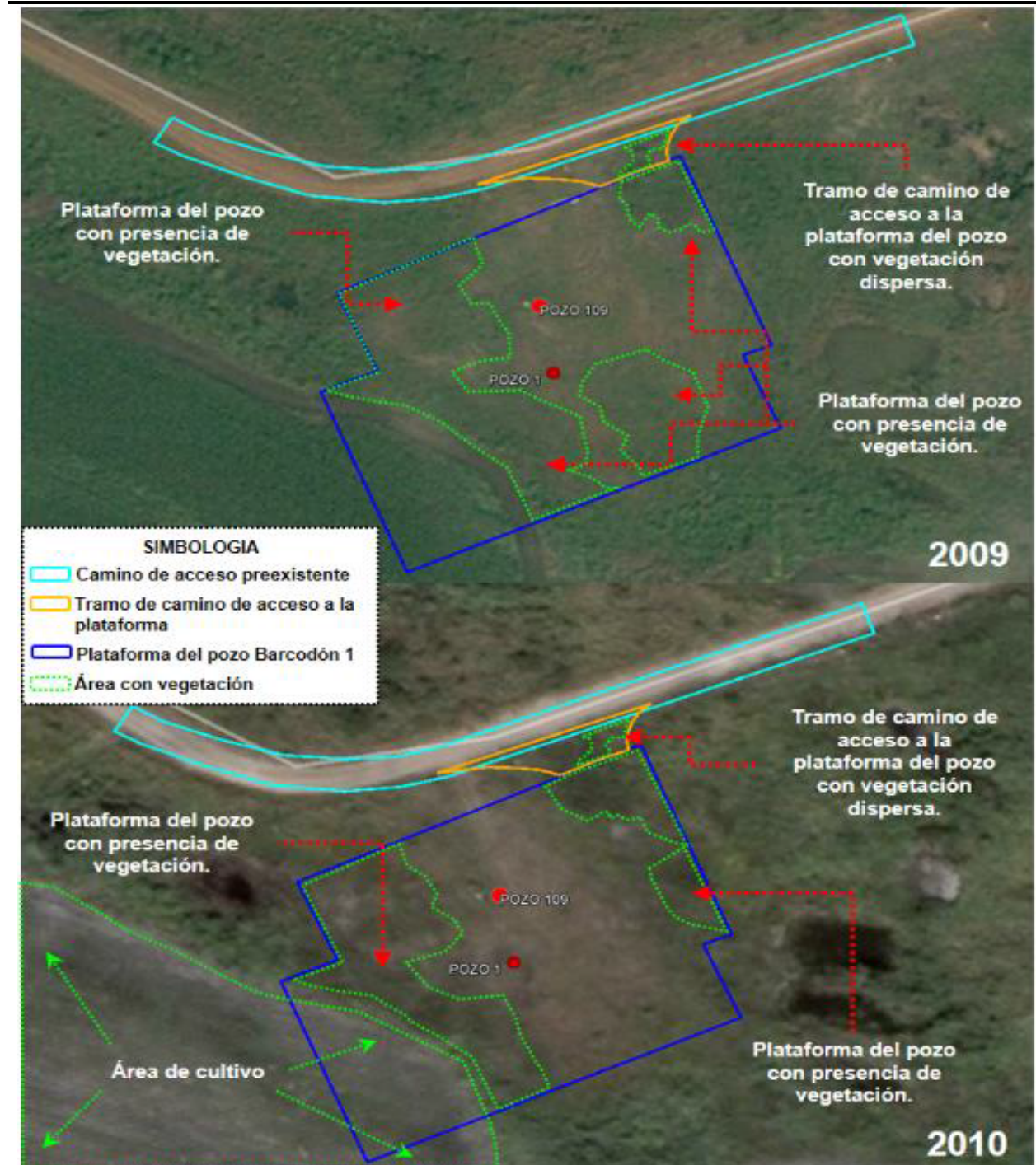


Figura 9. Histórico de imágenes satelitales del sitio para la Perforación del pozo Barcodón 1 (2009-2010).

Fuente: Plan de Evaluación Área Contractual Barcodón, Diavaz, 2016

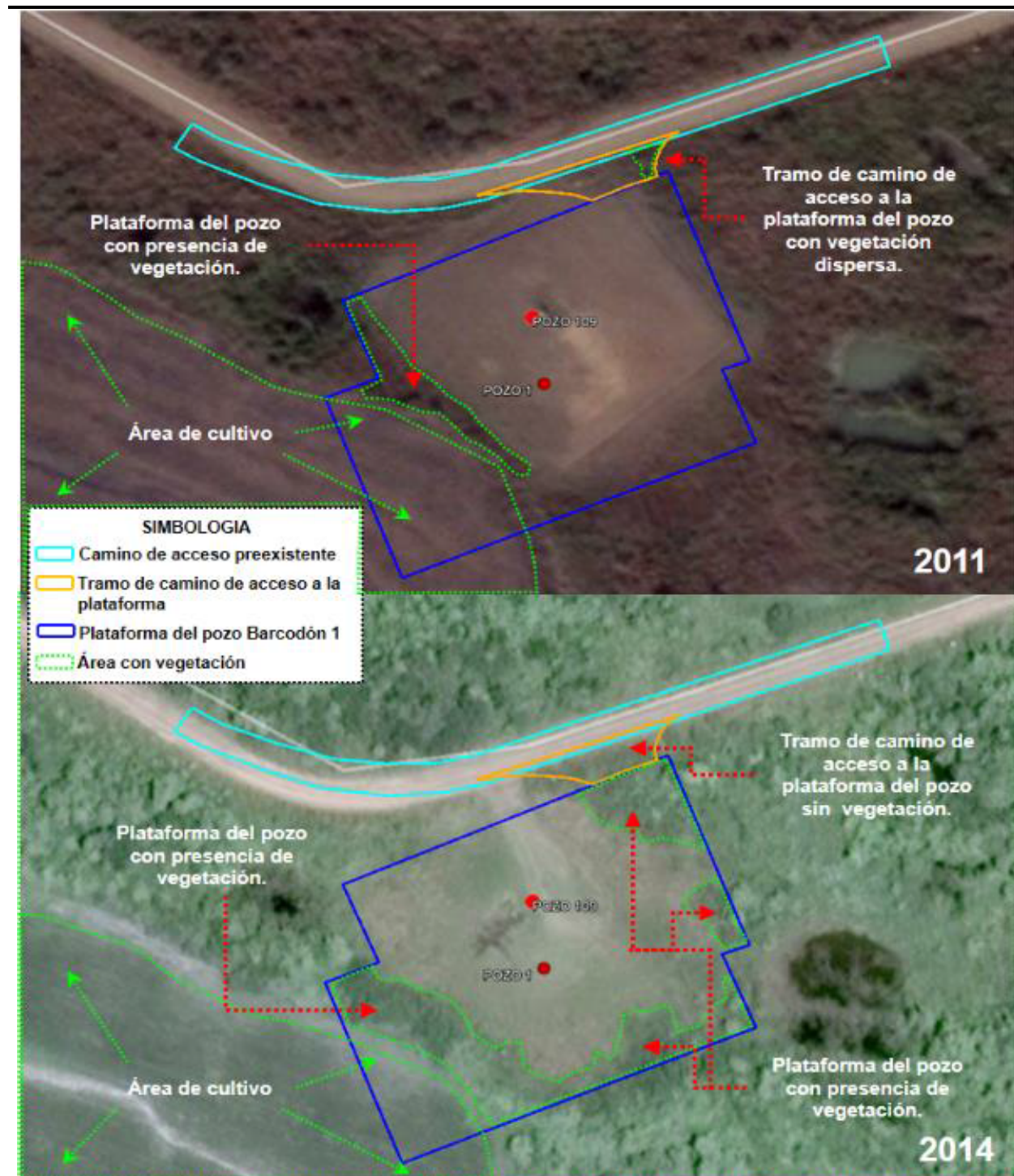


Figura 10. Histórico de imágenes satelitales del sitio para la Perforación del pozo Barcodón 1 (2011-2014).

Fuente: Plan de Evaluación Área Contractual Barcodón, Diavaz, 2016

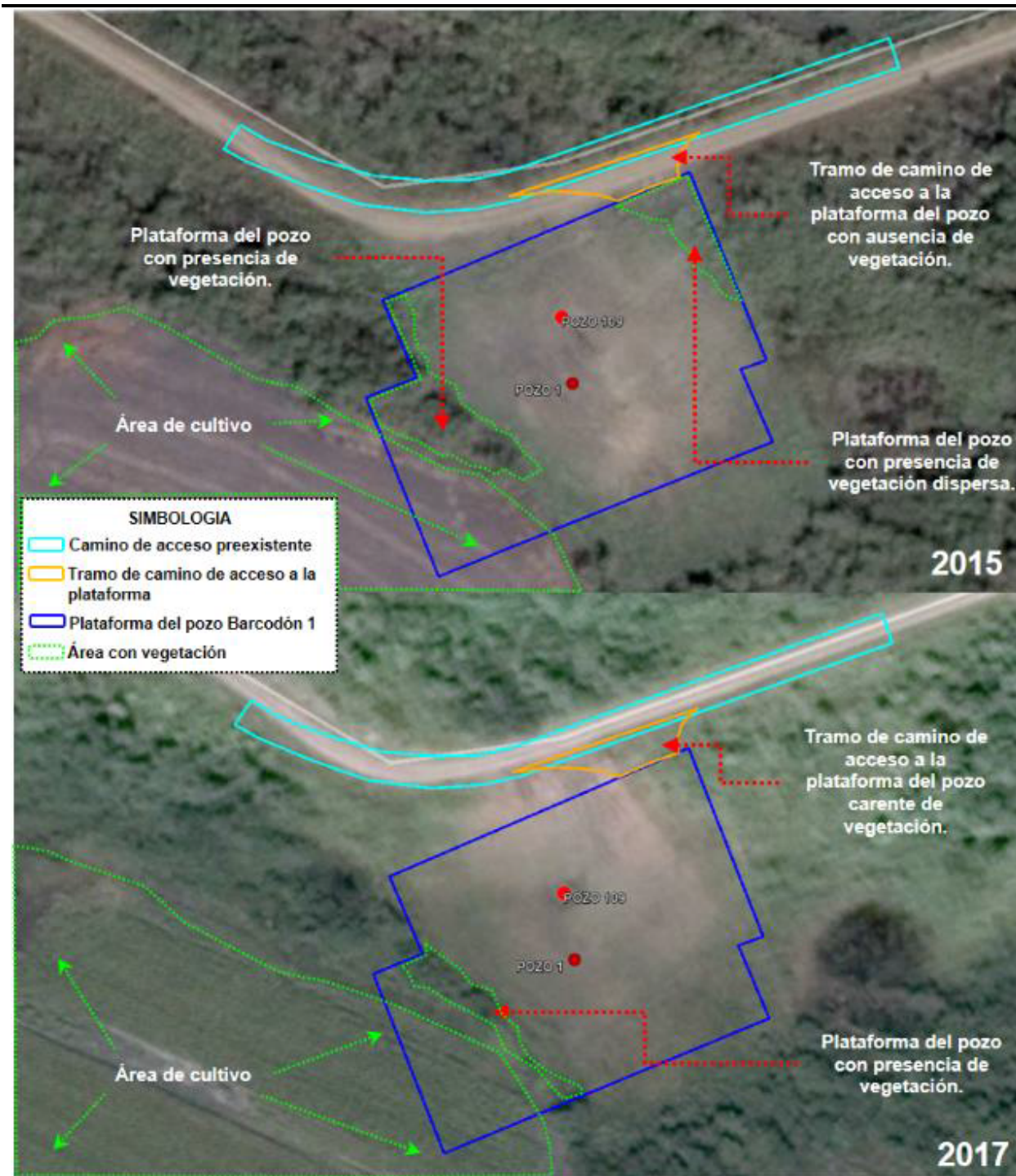


Figura 11. Histórico de imágenes satelitales del sitio para la Perforación del pozo Barcodón 1 (2015-2017).

Fuente: Plan de Evaluación Área Contractual Barcodón, Diavaz, 2016

Así mismo, el acondicionamiento de sitio para el tramo de camino de acceso ocupa una superficie de 171.139 m², contemplada como área de ampliación y modificación. El acondicionamiento del camino preexistente ocupa una superficie de 840.029 m², considerada como área de modificación (ver **Figura 12**).

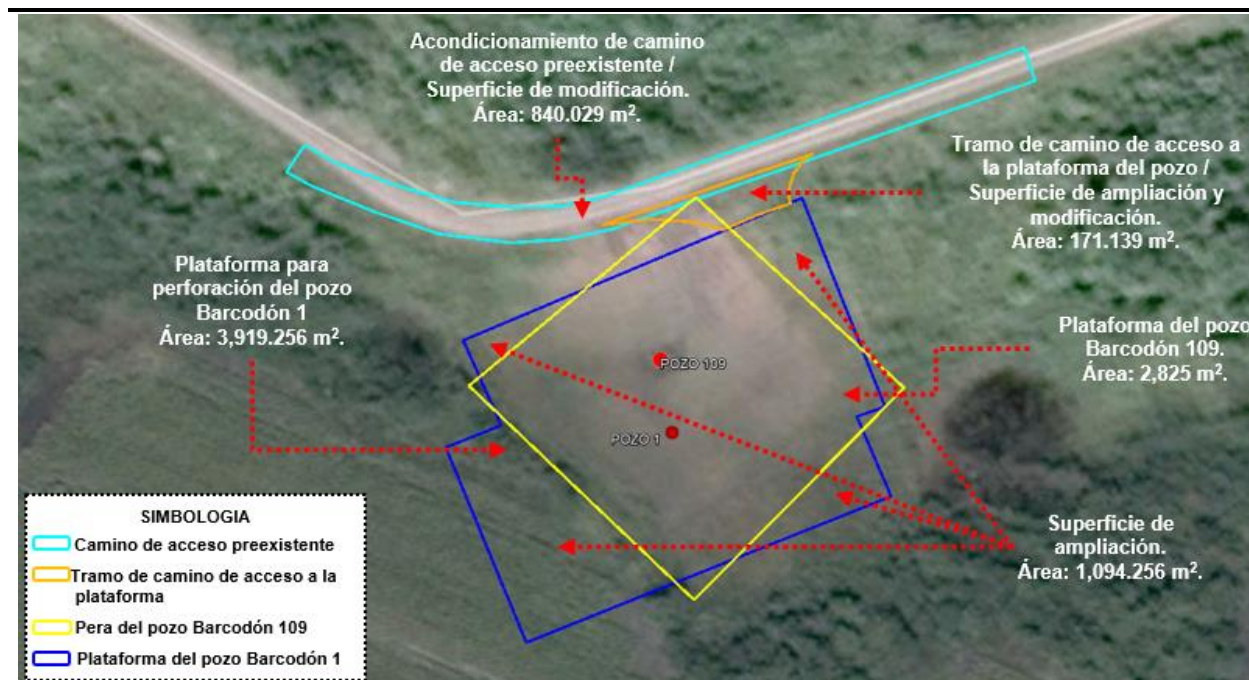


Figura 12. Localización del pozo Barcodón 109 y área para desarrollo del pozo Barcodón 1.

Fuente: Elaboración propia.

En la **Tabla 5** se evalúa cada una de las superficies para el desarrollo de las actividades en cuestión.

Tabla 5. Evaluación de superficies a utilizar para la Perforación del pozo Barcodón 1.

Área	Superficie	Evaluación
Plataforma para actividades de Perforación del pozo Barcodón 1.	3,919.256 m ²	Pera del pozo Barcodón 109; Terreno con presencia de vegetación herbácea y arbustiva dispersa y variable (<i>Havardia pallens</i> , <i>Guazuma ulmifolia</i>), así como pastos principalmente de la especie <i>Panicum máximum</i> y <i>Cynodon dactylon</i> en la zona noreste y noroeste; área perturbada previamente. Área: 2,825 m².
		Superficie de ampliación; ocupada por vegetación compuesta por vegetación herbácea y arbustiva dispersa <i>Guazuma ulmifolia</i> y <i>Havardia pallens</i> , en la zona noreste y sureste. De noroeste a suroeste se presenta una hilera de vegetación arbórea con especies como <i>Havardia pallens</i> y <i>Guazuma ulmifolia</i> . En la zona suroeste se presenta área agrícola (540 m ²) utilizada para la siembra de <i>Sorghum bicolor</i> (sorgo). Así mismo, de forma general la plataforma presenta de manera predominante pastos de la especie <i>Panicum máximum</i> y <i>Cynodon dactylon</i> ; área perturbada previamente. Área: 1,094.256 m².
Tramo de camino de acceso a la instalación.	171.139 m ²	Terreno con presencia de especies arbustivas y herbáceas dispersas (<i>Havardia pallens</i> , <i>Guazuma ulmifolia</i>), así como pastos de la especie <i>Panicum máximum</i> ; área de ampliación. Área: 171.139 m².
Acondicionamiento de camino preexistente.	840.029 m ²	Terreno sin presencia de cobertura vegetal, en líneas laterales presencia de pastos de la especie <i>Panicum máximum</i> ; área de modificación. 840.029 m².

Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo con lo presentado en la **Tabla 5**, se determinó que las características que presenta cada una de las áreas a ocupar para el desarrollo de las actividades del proyecto de *Perforación de pozo Barcodón 1*, no contienen factores ambientales relevantes, debido a que la vegetación que será removida es producto de modificaciones paulatinas que han ocurrido desde los años sesenta, por actividades antropogénicas, tanto agropecuarias como petroleras, características de la zona.

En la **Tabla 6** se presenta a detalle las características que presenta la vegetación que será removida de las áreas a ocupar por el proyecto de *Perforación del pozo Barcodón 1*.

Los tipos de vegetación fueron diferenciados con base en atributos fisonómicos (aparición externa), utilizando la nomenclatura de Miranda (1998). Además de identificar a las especies que se distribuyen en el área, se cuantificó el número de individuos y los ejemplares arbóreos se midieron teniendo como referencia el diámetro a la altura del pecho (DAP).

Tabla 6. Vegetación arbórea por remover de las superficies a utilizar para la Perforación del pozo Barcodón 1.

Área	Superficie	Caracterización de la vegetación				
		No.	Nombre científico	Nombre común	Estatus NOM-059-SEMARNAT-2010	D.A.P. *
Plataforma del pozo Barcodón 1	3,919.256 m ²	1	<i>Guazuma ulmifolia</i>	Guácima	N/A	13.5
		2	<i>Guazuma ulmifolia</i>	Guácima	N/A	12
		3	<i>Guazuma ulmifolia</i>	Guácima	N/A	10.5
		4	<i>Guazuma ulmifolia</i>	Guácima	N/A	9
		5	<i>Guazuma ulmifolia</i>	Guácima	N/A	7.5
		6	<i>Guazuma ulmifolia</i>	Guácima	N/A	5.5
		7	<i>Guazuma ulmifolia</i>	Guácima	N/A	4.5
		8	<i>Guazuma ulmifolia</i>	Guácima	N/A	4.5
		9	<i>Guazuma ulmifolia</i>	Guácima	N/A	4.5
		10	<i>Havardia pallens</i>	Tenaza	N/A	7.5
		11	<i>Havardia pallens</i>	Tenaza	N/A	6
		12	<i>Havardia pallens</i>	Tenaza	N/A	4.5
		13	<i>Havardia pallens</i>	Tenaza	N/A	4.5
		14	<i>Havardia pallens</i>	Tenaza	N/A	4.5
		15	<i>Havardia pallens</i>	Tenaza	N/A	4

*D.A.P.: Diámetro a la altura del pecho en centímetros.

Fuente: Elaboración propia.

En resumen, se puede observar que en la superficie en donde se desarrollará el proyecto de *Perforación del pozo Barcodón 1* está representada en su mayoría por especies de

Guazuma ulmifolia (9) y *Havardia pallens* (6), con diámetros a la altura del pecho que van desde los 4 cm a los 13.5 cm. Cabe mencionar que la superficie mencionada, presenta predominantemente pastos de la especie *Panicum máximum* y *Cynodon dactylon*, así como vegetación arbustiva dispersa de las especies *Guazuma ulmifolia* y *Havardia pallens*, siendo estas últimas las más representativas en el área del proyecto.

Como se muestra en la **Tabla 6**, los árboles a retirar no pertenecen a especies protegidas, su altura y diámetro no son considerables, no forman parte de un manchón importante y desarrollado de vegetación primaria y con ello, no se ha observado que se constituyan como hábitat de importancia para la fauna silvestre local, sino por encontrarse en el sitio y contexto donde están, más bien constituyen un obstáculo y un riesgo para las actividades petroleras, por lo que se privilegiará su retiro y reposición con ejemplares más jóvenes en áreas fuera de la zona de localización del pozo, con mayor densidad de vegetación y donde su desarrollo sea óptimo.

En el **Anexo 4**, se presentan fotografías de la vegetación presente en el área en donde se desarrollará el proyecto de *Perforación del pozo Barcodón 1*.

III.1.6.2. Acondicionamiento de plataforma.

Se realizará la rehabilitación de la plataforma del pozo Barcodón 109 para la *Perforación del pozo Barcodón 1*, con el objetivo de minimizar afectaciones ambientales en la construcción de una nueva localización.

La maquinaria a utilizar para estas actividades comprende una motoconformadora, un vibrocompactador, una retroexcavadora, una pipa para transporte de agua y un camión de volteo para el acarreo del material, así como vehículos para transporte de personal, los cuales operaran en condiciones óptimas, cumpliendo, además, con el uso de matachapas y de lonas, en el caso del transporte de material particulado. Tales

condiciones forman parte de las obligaciones contractuales que tendrá la contratista encargada de las maniobras y actividades mencionadas.

El personal involucrado en esta actividad del proyecto deberá de contar con capacitación en temas relativos a la seguridad industrial, operacional, salud y medio ambiente, en particular relacionada con el movimiento de maquinaria y detección de gases como el H₂S, uso del Equipo de Protección Personal, y con la implementación de buenas prácticas en el manejo de vegetación, y medidas restrictivas, y trato digno y respetuoso para evitar perturbación de la fauna silvestre local.

Durante esta etapa del proyecto, se consumirá diésel y gasolina para los equipos de combustión interna, agua tratada para humectar en el terreno, y consumibles de oficina.

Como medida de prevención, la maquinaria transitara a 6 m de distancia del pozo y contrapozo existente (pozo Barcodón 109) para evitar accidentes e incidentes, además de que se contará con equipo para detección de gases (detector de gas) para tomar muestras periódicas que permitan determinar la presencia de atmósferas peligrosas. Tales condiciones forman parte de las obligaciones contractuales que tendrá la contratista encargada de las maniobras y actividades mencionadas.

En los trabajos de acondicionamiento de plataforma, se compactará el terreno natural o el despalmado en un espesor mínimo de veinte (20) centímetros y a una compactación tal que garantice la impermeabilidad del suelo para evitar daños por derrames. Asimismo, se ejecutarán los cortes de manera que permitan reincorporar los escurrimientos al drenaje natural aguas abajo, sin alterar las áreas fuera de los límites de la construcción.

Los insumos de material pétreo provendrán de un banco de materiales ubicado a 33 km del proyecto, autorizado por la SCT de acuerdo al inventario de Bancos Materiales 2016 y SEMARNAT. Este material se descargará sobre la superficie, donde se extenderá en cantidad prefijada por estación de 20 metros, en tramos que no sean mayores a los que se pueda tender, conformar y compactar en una jornada de trabajo. Siempre que la

topografía del terreno lo permita, se extenderá el material en capas horizontales en todo el ancho de la sección.

Cuando se presenten lugares inaccesibles, donde no sea posible la construcción por capas compactadas o acomodadas utilizando maquinaria pesada, se rellenarán a volteo para formar una plantilla en la que se pueda operar el equipo, prosiguiendo la construcción por capas compactadas de ese nivel en adelante, siguiendo una ruta segura para no colisionar con el árbol de válvulas del pozo Barcodón 109, ni con otro tipo de infraestructura, previniendo accidentes y afectaciones al ambiente y las instalaciones presentes.

Se realizará una compactación a cada capa de material, tendida y conformada hasta alcanzar el grado 95% PROCTOR. La compactación se hará longitudinalmente, de las orillas hacia el centro en las tangentes y del interior al exterior en curvas, con un traslape de cuando menos la mitad del ancho del compactador en cada pasada. Así mismo se instalarán geomembranas que serán colocadas por debajo de los componentes del equipo que sean susceptibles de presentar derrames.

III.1.6.3. Acondicionamiento de caminos de acceso.

El camino de acceso al pozo que se acondicionara tiene una longitud de 140 metros y derecho de vía de 6 metros; ocupando una superficie de 840.029 m². Así mismo se acondicionará el tramo de camino de acceso a la plataforma ocupando una superficie de 171.139 m². Durante el acondicionamiento del camino no se realizará la quema de vegetación ni se usarán agroquímicos para las actividades de desmonte y deshierbe. El producto de esta actividad debe ser dispuesto en el sitio que indique la autoridad local competente o ser triturado para su reincorporación al suelo, en sitios contiguos donde se observe la necesidad de enriquecer el suelo.

Las actividades desarrolladas en esta etapa de describen a continuación:

- Trazo: Establecimiento de los puntos de control y referencias para el trazo de las líneas laterales delimitadoras de acuerdo a los planos del proyecto y colocación de balizas de madera (estacas) a partir de las referencias dadas, sobre las áreas de acondicionamiento del camino.
- Roza: Consiste en quitar la vegetación de manera manual o con maquinaria sobre el área seleccionada para preparar el suelo de manera mecánica antes de realizar el terraplén.

III.1.6.4. Desmonte y despalme del área del proyecto.

El desmonte se realizará con motoconformadora y retroexcavadora, cuando la cubierta vegetal sea baja (menos de un metro de alto) y no muy densa (que no represente riesgo al equipo). El desmonte comprende:

- Corte de plantas y arbustos.
- Roza, que consiste en cortar a ras del terreno la maleza, hierba, zacate o remanentes de plantas.

La maquinaria realizará el desmonte del límite hacia adentro del área, acumulando el material vegetal en montones, donde no se afecten áreas aledañas por generación de residuos, no haya compactación de suelo, ni emisión de contaminantes o se generen barreras físicas que limiten el desplazamiento de personas o de fauna silvestre, entre otros. Tales condiciones forman parte de las obligaciones contractuales que tendrá la contratista encargada de las maniobras y actividades mencionadas.

El despalme consistirá en retirar la cubierta del suelo, el cual será depositado en un área adyacente, donde no obstaculice la escorrentía natural, ni tampoco el desplazamiento de personas o en su caso, de fauna local. Posteriormente, el material vegetal se triturará y será esparcido en sitios aledaños, para que, por medio de un proceso natural de biodegradación, se reincorpore al suelo en forma de nutrientes.

III.1.6.5. Relleno y nivelación del área del proyecto.

Se procede a la carga del material de revestimiento al camión de volteo con un cargador frontal, evitando rebasar los límites de peso y velocidad permitidos en las carreteras. Cuando la ruta del acarreo incluya carreteras o vialidades en operación, o cruce zonas habitadas y se acarreen materiales finos o granulares, su transporte se hará en vehículos con cajas cerradas o protegidos con lonas o cualquier material similar, que impida que se emitan polvos hacia la atmosfera o que se libere material granular.

Como parte del procedimiento para el transporte de material en general, se prohibirá estrictamente a los conductores, rebasar los límites de velocidad y cuando se transite por caminos de terracería, la velocidad no deberá rebasar los 20 km/h. Al momento de la descarga del material, se tendrá en cuenta que el terreno sea estable y lo más nivelado que se pueda, para evitar vuelcos al momento del levantamiento de los equipos de acarreo (camiones de volteo o góndolas), aplicando para ello, un jaqué o cuña en cuando menos una de las ruedas y manteniéndolo con el freno de mano.

Siempre que la topografía del terreno lo permita, el material se extenderá en capas sucesivas sensiblemente horizontales en todo el ancho de la sección. Cuando las actividades se realicen en temporadas de escasa precipitación pluvial o baja humedad ambiental, se hidratará el suelo por medio de riego con pipa de agua, para evitar la emisión de partículas de polvo ocasionadas por el tránsito de vehículos y para facilitar su compactación. Tales condiciones forman parte de las obligaciones contractuales que tendrán las contratistas encargada de las maniobras y actividades mencionadas.

Para distribuir el material a lo ancho y largo del camino, se utilizará una motoconformadora. Posteriormente este material será compactado utilizando un vibrocompactador.

III.1.6.6. Movilización e instalación del equipo de perforación.

El proceso se inicia con la movilización del equipo de perforación. Durante el proceso de traslado, el camino puede verse parcialmente afectado en cuanto al libre tránsito de vehículos, debido al exceso de dimensiones de algunas cargas, y la baja velocidad de los vehículos de transporte. Así mismo en ocasiones se requiere efectuar libranza cuando por el camino cruzan cables energizados que impiden el libre paso de los vehículos que transportan el equipo.

Para el desarrollo de esta etapa se contará con 7 tracto camiones quinta rueda con remolque del tipo cama baja, 3 tracto camiones quinta rueda con remolque tipo cama baja y 3 vehículos de transporte de personal, 2 grúas de 65 toneladas. En el desarrollo de esta actividad, el personal deberá atender las disposiciones que establezca **Diavaz Offshore**, relativas a la protección del ambiente, en particular aquellas aplicables al buen manejo de la vegetación y el respeto a su integridad y el trato digno y respetuoso a la fauna silvestre. De igual manera, se cumplirá con los controles de seguridad aplicables para salvaguardar la integridad física de los trabajadores y la seguridad de las instalaciones con la finalidad de evitar un incidente o accidente.

Entre los insumos necesarios para el desarrollo de esta etapa, se encuentran, diésel, gasolina, grasas, agua para consumo humano y consumibles de oficina.

Antes de iniciar la instalación, se verifica el programa del pozo, el cual contiene el estado mecánico propuesto, instalación de superficie, profundidad a perforar, intervalos propuestos y detalle de las maniobras a realizar con el equipo.

A continuación se enuncian los pasos para la instalación del equipo de perforación con sus equipos auxiliares.

- a) Se construirá el contrapozo en las coordenadas previstas, la excavación se realizará evitando las líneas de descarga subterráneas, luego de ello, se procede a elaborar una plantilla de concreto para la colocación y armado del acero de refuerzo.
- b) Una vez que se termina el colado de las paredes se procede a colocar un contramarco de ángulo de 2" x 2" x 1/8" con anclas para su fijación en el concreto, el cual va servir para recibir la parrilla Irving que se coloca al terminar la perforación del pozo.
- c) Se colocará subestructura hidráulica y pernos, se asegurará el enlace entre ellas, de igual manera, se colocará el piso de trabajo y se colocarán pernos para asegurarlo.
- d) Se procederá a izar la subestructura, instalando el camión con mástil y empernando mástil a subestructura.
- e) Se conectarán líneas del stand pipe.
- f) Se procederá a preparar líneas de acero de las llaves, winche del chango, Man rider, todo por la parte interior del mástil.
- g) Se conectará alumbrado del mástil, calentador del chango, sistema de voceo, cámara y sensor de la corona.
- h) Se proseguirá a Instalar bridas de Izaje, revisando que las líneas estén en las poleas.
- i) Se levantará la segunda sección (telescópica) del mástil, no más de 6" y se meterán los candados o pernos de seguridad.
- j) Se proseguirá a izar segunda sección (telescópica) de la torre y empernar la primera sección.

- k) Se continúa izando el mástil liberando presión de los gatos de Izaje, usando el control remoto.
- l) Para izar mástil, se asegurarán charolas, barandal de generador 2 y pararrayos.
- m) Se izará el marco de alumbrado, verificando que estén libre los soportes del mástil.
- n) Se instalarán sensores de tensión en ancla y asegurará que el sensor manual este instalado.
- o) Se prosigue a izar techos en presas y separador de gas/lodo.
- p) Se continúa instalando cableado de caseta de perforador hacia al carrier y subestructura.
- q) Se colocará cable del sistema de ascenso y descenso balanceado “contrapeso”.
- r) Se proseguirá a colocar el resto del equipo (tanques de diésel, generadores, tanques de agua, presa de lodo, campers, baños portátiles, etc) conforme a la distribución contemplada en el Layout.
- s) Al término se realizará listado de revisiones (Check List) para verificar la instalación y distribución final del equipo, y se realizaran pruebas de pre-arranque para evitar inconvenientes o detectar inconsistencias.

Es importante resaltar que la instalación de geomembranas por debajo de los componentes del equipo que sean susceptibles de presentar derrames se realizará antes de la instalación del equipo de perforación, con la finalidad de contener cualquier posible derrame de fluido que pudiese presentarse durante la perforación del pozo.

III.1.7. Perforación.

La perforación de un pozo petrolero terrestre abarca una etapa superficial, una o varias etapas intermedias y una etapa final en el área de explotación. La etapa superficial se perfora con un fluido base agua para no afectar los mantos acuíferos que pudieran estar presentes a profundidades someras, la profundidad de esta etapa está planificada a 300 metros. Una vez que se alcanza la profundidad programada, se saca la barrena utilizada a la superficie y se baja una tubería de revestimiento (TR) con diámetro ligeramente menor al de la barrena. Una vez en fondo la TR, se procede a cementar la misma desde el fondo hasta la superficie.

Posteriormente se procede a instalar un conjunto de preventores y conexiones superficiales de control que fungen como una barrera de protección para la perforación de la etapa de intermedia. Se efectúa un cambio en el fluido de perforación, a partir de esta etapa se utiliza fluido base aceite. Así mismo, es en esta etapa donde se inicia la desviación del pozo. La inclinación máxima está en función del tipo de trayectoria del pozo. Una vez que se alcanza la profundidad programada, se saca la barrena utilizada a la superficie, se efectúa la toma de registros geofísicos y se baja una tubería de revestimiento (TR) con diámetro ligeramente menor al de la barrena. Una vez en fondo la TR Intermedia, se procede a cementar la misma desde el fondo hasta un traslape con la TR anteriormente cementada.

Finalizada la perforación de la etapa de intermedia, inicia la etapa de explotación de sección horizontal. Se saca la barrena utilizada a la superficie, se efectúa la toma de los registros geofísicos solicitados por el departamento de Geociencias.

Los insumos a emplear durante este proceso serán:

- Lodos de Perforación.
- Barita
- Agua
- Bentonita
- Sosa caustica
- Reductor de filtrado
- Inhibidor de arcillas
- Viscosificante
- Controlador de PH
- Detergente
- Lubricante
- Cloruro de Potasio
- Lignito
- Diesel
- Cloruro de Calcio
- Cal
- Emulsificante primario
- Emulsificante secundario

La principal materia prima esencial del proceso de perforación, son los lodos de perforación. El lodo es una suspensión de arcilla en agua, con los aditivos necesarios para cumplir las siguientes funciones:

- Extraer el residuo o escombros de la perforación.
- Refrigerar la herramienta de corte.
- Sostener las paredes de la perforación.
- Estabilizar la columna o sarta de perforación.
- Lubricar el rozamiento de ésta con el terreno.

En la **Tabla 7**, se presenta la ficha Técnica del equipo de perforación.

Tabla 7. Ficha técnica del equipo de perforación.

Nombre / No. de Equipo	Diseño	Tipo	Año de adquisición	Capacidad de perforación (m) / Potencia (HP)
DTM/638	Perforación	Diesel mechanic Telescópico Doble	2013	3,000 m / 500 HP
Sistema	Componente	Marca	Modelo	Capacidad / Potencia
Izaje y rotación	Mástil	Axiom Oilfield	Telescópico Doble	Altura: 32 m; Carga estática: 320,000 lb; Número de líneas: 8; cable 1 1/8; Capacidad para estibar: 3,080 m 4" FH; Preparación para Top Drive: si
	Malacate	TRI SERVICE MFC	TSM 6000A	225,000 lb (8 líneas)
	Motor de CD	Caterpillar	3406C	Potencia de motor: 460 hp; Sistema de Frenado Bandas / Clutch Hidromático (Parkersburg 22")
	Corona	TRI SERVICE	102-280	5 líneas 1 1/8"
	Polea viajera	BJ UN MATIC	6150 4x36"	440,000 b
	Rotaria (1) Motor	Continental EMSCO	T-1750-44	Max diámetro 17 1/2"; motor malacate / 350 rpm; capacidad de mesa rotatoria: 320,000 b.
Bombeo y fluido de control	Bombas para lodos (2)	Continental EMSCO	F-800	Máxima potencia 800 hp, carrera 9"; motor de bomba: Cat-3508D. Potencia 800 hp. Presión de la bomba: 5,000 psi.
			F-1000	Máxima potencia 1000 hp, carrera 10"; motor de bomba: Cat-3508D. Potencia 1,000 hp. Presión de la bomba: 5,000 psi.
Generación, control y distribución de potencia	Sistema de generación: (2) Motor	Caterpillar	SR4 320 KW	Motor CAT-3406-D1
		Diesel	SR4B 455 KW	Motor C-15
Control superficial	Preventores	SHAFFER	Bolted Cover	Preventor esférico: 11" % K, Preventor Doble: 11" 5K, Carrete de trabajo: 11" 5K, Brida / Carrete adapt: 11" 3K-5K
	Acumulador	OILCO SERVICE	PH-955	20,700 kpa, 5 estaciones, volumen 110 gal. Bombas Triplex (FMC 10 hp) 3050 psi.
	Manifold	S/ Marca	S/ Modelo	MANIFOLD: 1/8, 2 estranguladores manuales. Presión de trabajo 5,000 psi.
Auxiliar	Presas de lodos	S/ Marca	S/ Modelo	2 presas: 1(3 secciones) y 1 (4 secciones, capacidad total: 108 m ³ . Tanque de agua capacidad: 60 m ³ .
	Agua de perforación			



Fuente: Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V., 2017.

En la **Tabla 8**, se presentan las características generales del equipo de perforación a utilizar para la actividad proyectada. Así mismo, en el **Anexo 5** se presenta la ficha técnica del equipo.

Tabla 8. Componentes técnicos del equipo de perforación a emplear

Características		Descripción
1	Tipo de equipo: Diésel mecánico	Telescópico Doble
1.1	Nombre/Numero	DTM/638
1.1	Capacidad (HP)	500 HP
1.2	Max. profundidad de perforación (m)	3000 m
1.3	Año de construcción/Re-construcción	08-1996 /01-05-2013
1.4	Ubicación actual/Estado Actual	México/Trabajando
1.5	Número de cargas/Tamaño	22/25,000 LBS
1.6	Consumo de combustible: (gal/día)	400 gal/día
2	Cuadro de maniobras (DRAWWORKS):	
2.1	Marca	TSM
2.2	Modelo	6000A
2.3	Potencia (HP)	500 HP
2.4	Tensión Máxima (lbs)	320 000 LBS
2.5	Cable (pulg)	1 1/8"
2.6	Sistema de Transmisión	ALLISON: CL-6061-4
2.7	Sistema de Freno principal	BRAKE BANDS
2.8	Sistema de freno auxiliar	PARKERSBURG HIDROMATIC
3	Tambor de pistón (CATWORKS):	
3.1	Diámetro cable	1 1/8" (28.6 mm),
4	Motores del cuadro de maniobras:	
4.1	Cantidad	1,500 HP
4.2	Tipo	CAT 3406C
4.3	Capacidad (HP)	500 HP
5	Mástil:	
5.1	Marca	Axiom Oilfield
5.2	Tipo	Telescópico Doble
5.3	Altura	105 ft (32 m)
5.4	Capacidad nominal (lbs)	320,000 lbs
6	Subestructura:	
6.1	Marca	Mast Co
6.2	Tipo	Step Down

Tabla 8. Componentes técnicos del equipo de perforación a emplear

Características		Descripción
6.3	Capacidad De Carga (lbs)	320,000 lbs.
6.6	Altura del piso	5.13 m
6.7	Altura libre	4.42 m
7	Bloque viajero	
7.1	Marca/Modelo	BJ Unimatic 6150 4x36"
7.2	Capacidad	440,000 lbs
8	Corona	
8.1	Marca	TRI SERVICE
8.2	Máxima capacidad de carga (T)	320,000 lbs
8.3	# Líneas	5 líneas
9	Gancho	
9.1	Marca/Modelo	UNIMATIC 6150 B.J.
9.2	Capacidad	440,000 LBS
10	Cabeza de inyección (SWIVEL):	
10.1	Marca/Modelo	OIL WELL: PC-150
10.2	Conexión/capacidad:	4 IF/ 300,000 LBS
11	STAND PIPE MANIFOLD	
11.1	Cantidad/ ODxID	4" (1 PZA), 2" (2 PZA)
11.2	Presión de trabajo	5000 PSI
12	Bombas de lodo (2)	
12.1	Marca	Continental EMSCO
12.2	Modelo	F-800 y F-1000
12.3	Tipo	Triplex
12.4	Diámetro	6 3/4",
12.5	Carrera	9"
12.6	Modelo de Motor	CAT 3508-DITA
12.7	Potencia (HP)	800 HP
12.8	R.P.M.	140 RPM
12.19	Cantidad de Bombas	2 bombas
13	Tanques de lodo (MUD TANKS):	
13.1	2 presas	1 presa (3 secciones), 1 presa (4 secciones)
13.2	Capacidad	108 m ³
14	Agitadores	
14.1	4 agitadores	Modelo EURO DRIVE 7.5HP.
15	Tanque de viaje (TRIP TANK)	
15.1	Capacidad (Bls)	4.5 m ³
16	Tanques adicionales (agua)	

Tabla 8. Componentes técnicos del equipo de perforación a emplear

Características		Descripción
16.1	Capacidad	60 m ³
17	Desarenador (DESANDER):	
17.1	Marca	DERRICK FL 503
18	Desgasificador (VACUUM DEGASSER)	
18.1	Marca procesamiento (GPM)	DRILLCO ATMOSPHERIC
18.2	Procesamiento	400 GPM
19	Temblorinas (SHALE SHAKER):	
19.1	2 temblorinas	DERRICK FL 503
19.2	Capacidad de procesamiento (GPM)	500 GPM X 2 @ 30 PSI
20	Separador de gas vertical (POOR BOY DEGASSER):	
20.1	Marca/ tipo	TRIPLE ARC / POOR BOY
21	Tren de preventores:	
21.1	Marca/Tipo	SHAFFER/ BOLTED COVER
21.2	Opción A	Preventor esférico: 11" 5K, Preventor Doble: 11" 5K, Carrete de trabajo: 11" 5K, Brida/carrete adapt.: 11" 3K – 5K.
21.3	Opción B	Preventor esférico: 11" 5K, Preventor Doble: 11" 5K, Carrete de trabajo: 11" 5K, Brida/carrete adapt.: 11" 3K – 5K.
22	Múltiple de estrangulación (CHOKE MANIFOLD)	
22.1	CHOKE MANIFOLD	1/8", 2 estranguladores manuales. Presión de trabajo 5,000 psi
23	Acumulador (CONTROL UNIT BOP):	
23.1	Marca/ Modelo	OILCO SERVICE/ PH-955
23.2	Descripción	20,700 kpa, 5 estaciones, volumen 110 Gal. Bombas Triplex (FMC 10 HP) 3,050 psi.
24	Unid. De control a distancia (REMOTE CONTROL UNIT)	
24.1	BOP'S MASTER	En la caseta de perforación (Dog House)
25	Tubería de perforación	
25.1	2,160 m	4" X-95 (NC40)
25.2	1,055 m	3 ½" G-105 (NC38)
26	Lastrabarrenas (DRILL COLLARS)	
26.1	123 m	4 ¾" (NC38)
26.2	66 m	6 ½" (NC 46)
26.5	19 m	8" (6 5/8 Reg)
27	Tubería extrapesada (HEAVY WEIGHT)	
27.1	190 m	3 ½" (NC38)
27.2	380 m	4 ¾" (NC38)
28	Instrumentación de perforación	

Tabla 8. Componentes técnicos del equipo de perforación a emplear

Características		Descripción
28.1	Indicador de peso	WAGNER INST. WDT101-SERIES
28.2	Torque de apriete de herramientas	(2) TOTCO/ Rango: 50000 ft/lbs
28.3	Torque de mesa rotaria	(1) AOI INSTRUMENTS, HIDROMECH
28.4	Contador de emboladas	Suministrado por PASON
28.5	Presion stand pipe	
28.6	Contador de RPM mesa rotaria	Suministrado por PASON
28.8	Registrador de Perforación	Suministrado por PASON
28.9	Perforador Automático	Suministrado por PASON
30	Equipos de seguridad	
30.1	Extintores de fuego	SI
30.2	Sistema de arresto de caídas y tránsito horizontal del chango tipo latchway o evolution	SI
30.3	Equipamiento de primeros auxilios	SI
30.4	Racks de tubería (pipe racks)	4 Rack's de tubería (Tipo cesta)
30.5	Herramientas manuales	SI
30.6	Charola Ecológica	SI
30.7	Alarma ó bocina de emergencia	Si
30.8	Sistema de detección de H2S *	N/A (Suministrado por Well Wizard)
31	Circuitos periféricos	
31.1	Almacenamiento de agua potable	Tanque de Agua de 60 m3
31.2	Sistema de generación de potencia	1 Caterpillar SR4 320 KW Motor CAT-3406-D1 y 1 Caterpillar SR4B 455 KW Motor C-15
31.3	Sistema de compresores de aire	Ingersoll Rand 35 cfm 150 psi
31.4	Sistema de iluminación	47 lamparas

Fuente: Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V., 2017.

En la localización o pera, se instalarán de igual forma, oficinas y dormitorios móviles, baños para uso del personal en sitio, almacén temporal de residuos peligrosos, de manejo especial y sólidos urbanos, taller de soldadura, taller de pintura, comedor etc.

Cada uno de los componentes cuenta con diversas funciones que se muestran en las **Tablas 9, 10, 11, 12, 13, 14 y 15**.

Tabla 9. Función de los componentes del equipo de perforación.

Equipo	Función
Mástil (Torre)	Base estructural del sistema de perforación directa de pozo, soporte de todos los esfuerzos verticales que se deriven de la sustentación de la sarta y de la columna de entubación
Malacate	Utilizado para el izaje y manipulación de las tuberías de perforación (TP) y tuberías de revestimiento (TR).
Rotaría, sus auxiliares y accesorios	Proporcionar la energía mecánica de accionamiento, para la perforación del pozo mediante la rotación de la flecha.
Subestructura	Tiene dos propósitos, el de soportar el piso de perforación y prever el espacio necesario para alojar a los preventores y el de soportar el peso de la sarta de perforación cuando esta queda suspendida en las cuñas. Además, actúa como plataforma de trabajo y base del mástil (torre).
Motores	Transmisión de energía mecánica para accionar el malacate y rotaría.

Fuente: Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V., 2017.

Tabla 10. Área de manejo de tubería de perforación y revestimiento.

Equipo	Función
Muelle de tubería	Para el almacenamiento de tuberías de perforación (TP) y de tuberías de Revestimiento (TR).

Fuente: Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V., 2017.

Tabla 11. Sistema hidráulico.

Equipo	Función
Bombas de fluidos de perforación (lodos)	Para el bombeo del fluido de perforación conforme a las condiciones de la operación hacia el interior de la cavidad del pozo
Tuberías de fluidos de perforación	Para la conducción de los fluidos de perforación desde las bombas (lodos), hacia el interior de la cavidad del pozo.

Fuente: Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V., 2017.

Tabla 12. Eliminadores de sólidos.

Equipo	Función
Temblorina	Para la eliminación (Separación) por tamizado, de los recortes del fluido de perforación que salen del pozo.
Presa de asentamiento de lodo	Para el asentamiento de los sólidos más finos en el fluido de perforación antes de su envío a la presa de mezclado.

Fuente: Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V., 2017.

Tabla 13. Sistema de control de brotes.

Equipo	Función
Conjunto de Preventores BOP's	Para el cierre y aislamiento del pozo en caso de una manifestación
Bomba para operar BOP's (Preventores)	Para accionar los Preventores del sistema de control de brotes, mediante energía hidráulica.
Líneas Stand-pipe y línea de matar	Se utilizan para la inyección del fluido de perforación hacia el pozo.

Fuente: Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V., 2017.

Tabla 14. Área de alivio de presión.

Equipo	Función
Líneas de estrangulación	Para la conducción de fluidos que provengan del pozo al ensamble de estrangulación, en caso de una manifestación del pozo.
Ensamble de estrangulación	Para la reducción de la presión del fluido proveniente del pozo en caso de una manifestación de éste.

Fuente: Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V., 2017.

Tabla 15. Periferia del pozo.

Equipo	Función
Tanque (Diésel)	Almacenar combustible para operar las máquinas de combustión interna.
Separador gas-lodo	Separar el gas de pozo del fluido de perforación
Quemador	Quemar gas de pozo o gas residual

Fuente: Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V., 2017.

La perforación se realizará en 3 etapas y los diámetros de tubería que se utilizarán dependen de la función y objetivo para la cual se efectúa, la duración total de la perforación abarcará un periodo de 20 días, alcanzando una profundidad de 1,617 metros desarrollados. A continuación, se detallan los objetivos por etapas de perforación con los tipos de barrenas a utilizar, para la perforación del pozo Barcodón 1 (Ver **Tabla 16**).

Tabla 16. Etapas de perforación.

Etapa	Diámetro barrena	Diámetro TR pg	Profundidad mD	Libraje lb/pie	Grado de acero	Objetivo
1	12 ¼"	9 5/8"	300	32.3	H-40	Aislar acuíferos superficiales y zonas de pérdida. Brindar estabilidad al pozo, ganar gradiente de presión e instalar CSC.
2	8 ½"	7"	1,312	23	N-80	Aislar la zona de presión, ganar gradiente de fractura.
3	6 1/8"	---	1,617	Agujero descubierto		Descubrir la zona productora, dejando la zona de explotación con las mejores características para la producción del pozo

Fuente: Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V., 2017.

A continuación, se muestran los posibles problemas que se pudieran presentar, así como las alternativas de solución por etapa.

Tabla 17. Posibles problemas y alternativas de solución por etapa de perforación.

Etapa	Barrena (pg)	Prof. (mv)	Problemática	Alternativas de Solución
1	12 ¼"	300	Resistencias, fricciones, arrastres y embolamientos	<p>Posible que se observe a presencia de formaciones con lutitas reactivas las cuales, si el sistema de lodo no se encuentra en buenas condiciones, podrían generar problemas de resistencias, fricciones y arrastre en este intervalo por la interacción roca/fluido. Para contrarrestar este problema el fluido en uso deberá tener buenas propiedades reológicas y se deberá acondicionar para ello; buscando que posea al menos las siguientes características: filtrado bajo, suficiente inhibidor de arcillas, contenido de arcillas lo más bajo posible y muy buena lubricación.</p> <p>Se deberá monitorear constantemente hidráulica del pozo para optimizarla en caso necesario.</p>
2	8 ½"	1,312	Resistencias, Embolamientos Pérdidas de Circulación. Gasificación y/o manifestación	<p>Formaciones con lutitas reactivas las cuales, el fluido en uso deberá tener buenas propiedades reológicas y se deberá acondicionar para ello; buscando que posea al menos las siguientes características: filtrado bajo, suficiente inhibidor de arcillas, contenido de arcillas lo más bajo posible y muy buena lubricación.</p> <p>En caso de presentarse gasificación, incrementar paulatinamente la densidad monitoreando los retornos en superficie. Si se presenta manifestación deberá efectuarse cierre suave para no fracturar la formación.</p> <p>Se deberá monitorear constantemente hidráulica del pozo para optimizarla en caso necesario.</p>
3	6 1/8"	1,617	Pérdidas de Circulación. Gasificación y/o manifestación	<p>Perforar la etapa con fluido de Emulsión Inversa de 1.10 gr/cm³ y evaluar comportamiento de gasificaciones y retornos en superficie. Si se presenta pérdida total se recomienda levantar la barrena a la zapata y esperar la estabilización del pozo.</p> <p>En caso de presentarse gasificación, incrementar paulatinamente la densidad monitoreando los retornos en superficie. Si se presenta manifestación deberá efectuarse cierre suave para no fracturar la formación.</p>

Fuente: Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V., 2017.

En caso de descontrol de pozo, se contará con un sistema de control de brotes como medida de seguridad. El descontrol del pozo consiste en la erupción violenta e incontrolada del gas (gas de pozo), producida a consecuencia de flujos violentos o imprevistos de ese fluido, durante las operaciones de perforación o por fallas durante la explotación. Las causas de arremetidas y descontroles son provocadas por una reducción en la presión hidrostática, estas a su vez son causadas por una densidad de los fluidos muy baja, pérdida de circulación o un llenado de pozo inadecuado; otras razones por las cuales pudiera existir un descontrol es por una formación anormalmente presurizada, son fallas o equipo defectuoso o algún error humano. Para este tipo de eventos se cuenta con un procedimiento de control de brotes (ver **Anexo 8**), el cual está conformado por:

- Conjunto de preventores (BOP´S) y líneas de control.
 - Preventor anular o esférico.
 - Preventor doble
 - Preventor sencillo
 - Válvulas laterales mecánicas
 - Líneas primarias, secundarias y de matar.
 - Manifold de estrangulación.
- Unidad KOOMEY manual y unidad remota neumática la cual permite accionar el conjunto de válvulas preventoras con que se cuenta para el cierre.
- Separador de gas lodo.
- Quemador.
- Presa de quema.

La función principal de este sistema de control es regular la presión de la formación, direccionar el flujo en caso de brote, separar el gas del lodo y enviar al primero, al quemador para su combustión. En caso de fuga de H₂S se contará con alarma audible para 10 ppm y alarma visible color ámbar para 20 ppm.

III.1.7.1. Primera etapa de la perforación del pozo.

Agujero de 12 ¼" de 0 m a 300 m con barrena compacta de diamante (PDC).

Objetivo: Aislar acuíferos superficiales, brindar estabilidad al pozo, ganar gradiente de presión e instalar Conexiones Superficiales de Control.

Procedimiento:

- a) Armar barrena (BNA) 12 ¼" y bajar hasta base de contrapozo.
- b) Perforar intervalo programado de 300 metros.
- c) Circular limpiando agujero sin sobre circular para evitar erosionarlo.
- d) Bombear bache viscoso.
- e) Sacar sarta con barrena hasta la superficie.
- f) Instalar equipo bajada TR.
- g) Conectar zapata guía, junta y cople flotador.
- h) Bajar TR 9 5/8" 300 metros.
- i) Desmontar equipo TR 9 5/8" / instalar equipo de cementaciones.
- j) Circular.
- k) Cementar.
- l) Desmantelar equipo cementación.
- m) Limpiar agujero.
- n) Cortar tubo ancla / eliminar.
- o) Instalar cabezal de pozo y probar el mismo.
- p) Instalar sección "B" del cabezal y Sistema de Preventores.
- q) Probar BOP's /CSC/ manifold / std. Pipe.
- r) Instalar buje de desgaste.
- s) Instalar campana –charola ecológica – Línea deflote y de llenado.
- t) Probar libre flujo a través de separador.

III.1.7.2. Segunda etapa de la perforación del pozo.

Objetivo: Aislar la zona de presión, ganar gradiente de fractura.

Perforar Agujero de 7" de 300 m a 1,312 m con barrena PDC.

Las actividades que comprenden esta última etapa del proceso son:

- a) Armar barrena 8 1/2" con sarta navegable y bajar hasta cople flotador.
- b) Desplazar, circular / probar TR.
- c) Perforar cople flotador / cemento / circular / probar TR.
- d) Perforar con sarta navegable hasta 1,312 metros.
- e) Circular y sacar barrena a superficie.
- f) Instalar unidad y equipo de registros eléctricos.
- g) Correr registros eléctricos.
- h) Desmantelar unidad de registros eléctricos.
- i) Recuperar buje de desgaste.
- j) Instalar equipo para bajar TR.
- k) Conectar zapata guía, junta y cople flotador.
- l) Bajar TR 7" a 1,312 metros.
- m) Desmontar equipo de TR e instalar equipo cementaciones.
- n) Circular pozo.
- o) Cementar TR 7".
- p) Desmantelar equipo cementación.
- q) Cortar tubo ancla / eliminar.
- r) Instalar cabezal de pozo y probar el mismo.
- s) Instalar cabezal y Sistema de Preventores.
- t) Probar BOP's /CSC/ manifold / std. Pipe.
- u) Instalar buje de desgaste.
- v) Instalar campana –charola ecológica – Línea de flote y de llenado.
- w) Probar libre flujo a través de separador.

III.1.7.3. Tercera etapa de la perforación del pozo.

Objetivo: Descubrir la zona productora, dejando la zona de exploración con las mejores características para la producción del pozo.

Perforar Agujero horizontal de 6-1/8" de 1,312 m a 1,617 m con barrena PDC.

Las actividades que comprenden esta última etapa del proceso son:

- a) Armar barrena 6 1/8" con sarta navegable y bajar hasta cople flotador.
- b) Desplazar, circular / probar TR.
- c) Perforar cople flotador / cemento / circular / probar TR.
- d) Perforar con sarta navegable hasta 1,617 metros.
- e) Circular y sacar barrena a superficie.
- f) Instalar unidad de TF y equipo de registros eléctricos.
- g) Correr registros eléctricos.
- h) Desmantelar unidad de TF y registros eléctricos.
- i) Recuperar buje de desgaste.
- j) Desmantelar charola y línea de flote.
- k) Instalar y probar sellos del colgador.
- l) Retirar BOP's.
- m) Instalar bonete y probar.

III.1.7.4. Desmantelamiento de equipo.

Las actividades que comprenden esta parte del proceso son:

- a) Desarticular y desvestir equipo.
- b) Apoyo logístico.
- c) Efectuar preparativos para abatir mástil.
- d) Abatir mástil.
- e) Desmantelar equipo en general y transportar el equipo en tracto camiones tipo Cama baja.

III.1.8. Terminación de pozo.

Su función es evaluar los objetivos que se esperan alcanzar con la perforación del pozo Barcodón 1. Ver **Tabla 18**.

Tabla 18. Objetivos a evaluar.

Formación	Cima (m)	Base (m)	Gross (m)
TMLPI	1,317	1,617	300
TMLPS	1,179	1,249	70

Fuente: Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V., 2017.

De acuerdo a los registros geofísicos y las zonas productoras de los pozos de correlación. Ver **Figura 13**.

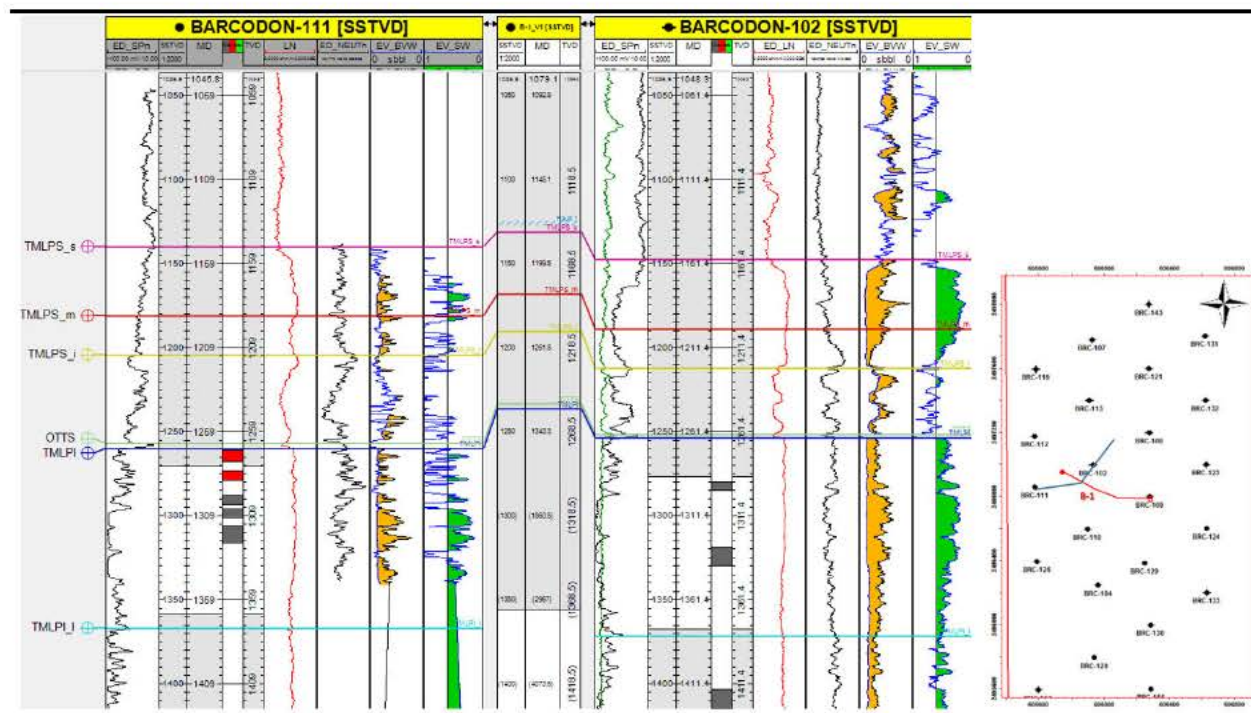


Figura 13. Pozos de correlación.

Fuente: Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V., 2017.

El programa operativo de la terminación consistirá primeramente en asegurarse que la localización y la vía de acceso, se encuentren en buenas condiciones, así como tener las libranzas que sean necesarias para realizar la movilización de los equipos / instrumentos; una vez que se encuentre todo listo en sitio. La terminación del pozo está programada, para ser desarrollada en 15 días, comprendiendo las siguientes actividades:

Actividades a desarrollar con equipo.

- Con pozo lleno de fluido de perforación de 1.20 grs /cc y preventores de 11", 5000 psi instalados y probados, bajar tapón puente recuperable para TR de 7", 23 lbs/pie con tubería de trabajo de 3 ½" IF hasta 800 m.
- Sacar tubería de trabajo a superficie. Con preventor doble tipo Ariete "CERRADO" y línea de bombeo conectada a nivel del carrete espaciador, probar asentamiento del tapón con 1000 psi por 10 min.
- Con pozo asegurado con tapón puente recuperable a 800 m desmantelar arreglo de preventores de 11" con personal del equipo de perforación. Instalar sección "B" del cabezal (11" x 7 1/16", 5000 psi) y probar sellos de cuñas de 11 " x 7 1/16" con 4000 psi.
- Probar el arreglo de preventores
- Con tubería de trabajo de 3 ½" IF y pescante, bajar y pescar tapón recuperable asentado en el paso 1.
- Armar BHA de acondicionamiento compuesto de molino cónico de 5 3/4" + sarta de trabajo de 3 ½" IF. Bajar BHA de acondicionamiento hasta 1617 mD tomando especial atención al llegar a 1312 mD en donde se inicia la sección de agujero descubierto.
- Con el BHA de acondicionamiento localizado a 1617 mD efectuar cambio de Emulsión Inversa de 1.20 grs/cc por Salmuera de Cloruro de Calcio de 1.20 grs/cc utilizando un volumen de 33 m3 (208 bls). Sacar quebrando el BHA de acondicionamiento
- Sacar a superficie el BHA de limpieza quebrando la sarta de trabajo de 3 ½" IF. Desarmar el BHA de limpieza.
- Armar y bajar empacador hidráulico recuperable para TR de 7", 23 lbs/pie con tapón expulsable en la punta y bajar el mismo con tubería de 2 7/8", 6.5 lbs/pie, N-80 + zapata conectora hasta 1270 mD. Con personal de compañía de servicios, lanzar canica de 1".

- Proceder a instalar bola colgadora de 7 1/16" x 2 7/8" y válvula "H" cambiar preventores de 7 1/16" 5M por árbol de válvulas 2 9/16" x 2 1/16" 5M y probar unión entre la sección "B" del cabezal y el árbol de producción con 4000 psi, seguidamente recuperar válvula "H".
- Efectuar prueba de hermeticidad de la tubería de 2 7/8" con 1000 psi por 10 min, continuar represionando la tubería hasta 1500 psi para expulsar el tapón junto con la canica de 1".
- Armar líneas y efectuar prueba de hermeticidad del empacador con 1000 psi por espacio anular de 7" x 2 7/8" por 10 min.

Actividades a desarrollar sin equipo.

- Instalar equipo de medición.
- Con equipo de inducción mecánica en sitio, calibrar aparejo de producción con calibrador de 2 1/8" hasta 1270 m y efectuar inducción mecánica hasta observar flujo estable.
- Evaluar producción del pozo de acuerdo a programa emitido por personal de yacimientos.
- Instalar equipo de medición. *Nota:* si el pozo queda sin flujo ni presión continuar con el punto siguiente.
- Realizar inducción mecánica al pozo con equipo SWAB, observar comportamiento y evaluar.

A continuación, se presenta en la **Figura 14**, el estado mecánico propuesto para la terminación del pozo Barcodón 1, en donde se muestran los intervalos a evaluar.

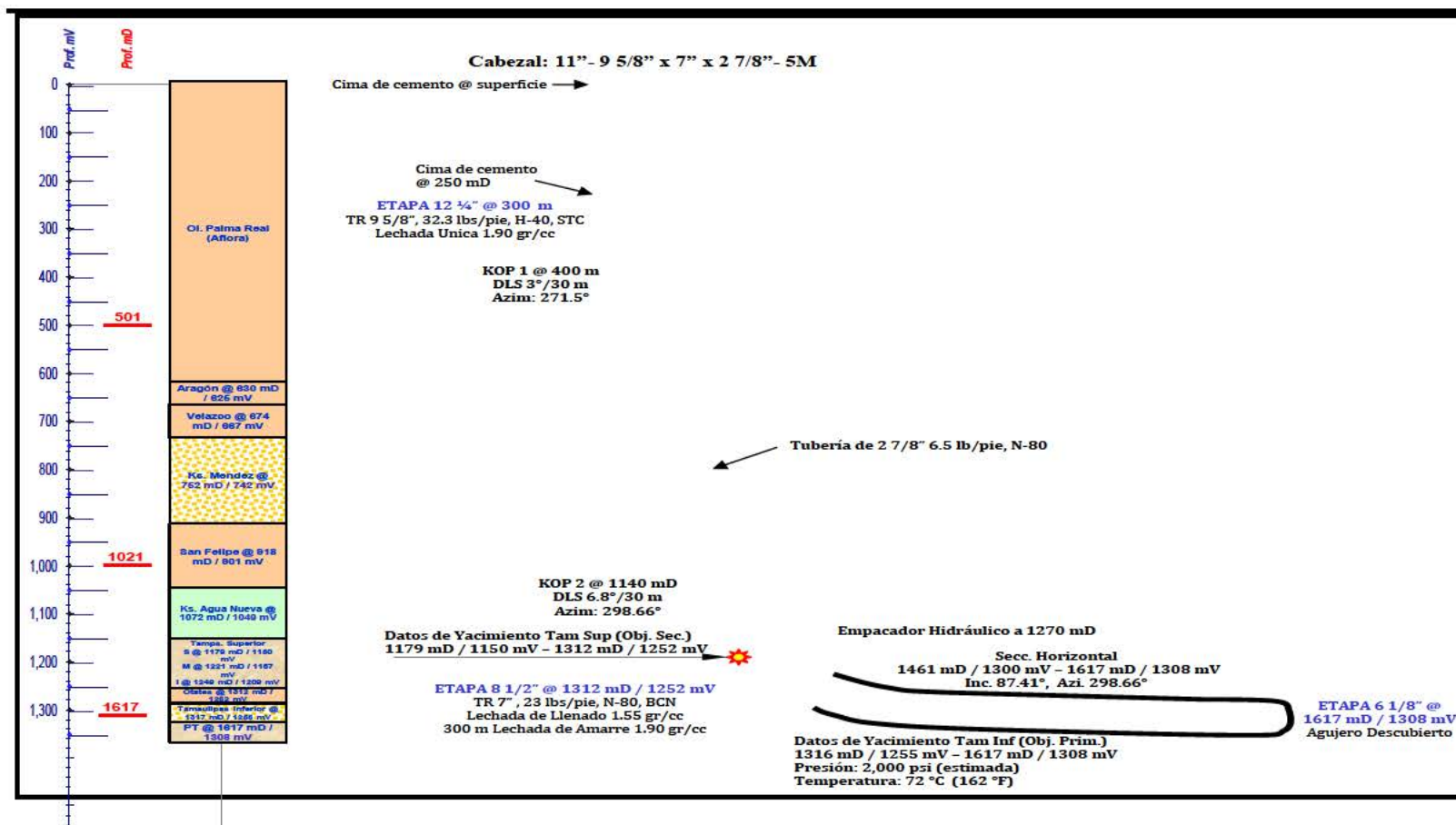


Figura 14. Estado mecánico del pozo Barcodón 1

Fuente: Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V., 2017.

Para las operaciones descritas anteriormente se estarán utilizando los tubulares mencionados en la **Tabla 19** y **Tabla 20**.

Tabla 19. Tuberías de revestimiento del pozo Barcodón 1.

Diámetro (Pulg)	Grado	Peso (lb/pie)	Rosca	DI / DRIFT (Pulg)	RES.COL (Psi)	Desde (m)	Hasta (m)
9 5/8"	H-40	24	STC	-	-	0	300.00
7	N-80	23		6.366	3830	0	1,312.00

Fuente: Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V., 2017.

Tabla 20. Detalle de tubería de producción del pozo Barcodón 1.

Diámetro (Pulg)	Grado	Peso (lb/pie)	Descripción	Desde (m)	Hasta (m)
2 7/8"	N-80	6.5	Tubería de producción	0	1,171.7
-	-	-	Empacador	1,270.0	1,271.7

Fuente: Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V., 2017.

- **Programa de estimulación preliminar**

En caso de que se requiera una actividad para mejorar la recuperación de hidrocarburo, removiendo algún daño a nivel del radio arial del pozo, una vez evaluado el pozo, se programaría realizar una estimulación acida matricial. Para este tratamiento se tiene contemplado utilizar un sistema no acido (solvente orgánico), un sistema acido basado en HCL al 15% y el desplazamiento se realizaría con salmuera potásica al 2%.

Las características del tratamiento a utilizar son las siguientes:

Tabla 21. Características del sistema fluido para la estimulación del pozo Barcodón 1.

Tipo de Sistema	Volumen (m ³)
HCL al 15%	38
Solvente no Acido	9
Salmuera potásica	12

Fuente: Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V., 2017.

El procedimiento operacional programado para esta actividad está definido en el Sistema de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Ambiente (SASISOPA) e incluye una junta de seguridad industrial / operacional previamente con todo el personal involucrado en la operación, llenando los formatos requeridos y permisos de trabajo con riesgo; posteriormente se procedería a instalar y probar las líneas superficiales con presiones de acuerdo a las condiciones esperadas, por un tiempo de 15 minutos.

Para el manejo de materiales peligrosos, en este caso de HCl, se atenderá por parte del contratista encargado, las previsiones establecidas en las Hojas de Datos de Seguridad de esas sustancia y los procedimientos de seguridad que la propia empresa contratista tenga establecidos para el manejo seguro de sustancias químicas peligrosas, además de que se obligará mediante contrato que, el personal encargado del manejo, almacenamiento y aplicación de este compuesto, cuente con la capacitación correspondiente, use el equipo de protección personal adecuado y sepa interpretar el sistema de comunicación de riesgos aplicable, todo ello en apego a lo que establece la normatividad en materia de seguridad industrial que corresponda.

A continuación, se instalará el manómetro por la TR, con el fin de realizar el monitoreo de la presión por el espacio anular, para después realizar el bombeo de productos de acuerdo a la siguiente cedula:

Tabla 22. Cedula de bombeo para la estimulación del pozo Barcodón 1

Etapa	Tipo	Fluido	Volumen	Gasto
1	Solvente	Xileno + aditivos	3 m ³	2.0 bpm
2	Acido	HCL al 15%	9 m ³	2.0 bpm
3	Desplazamiento	Salmuera 2% KCL	8 m ³	2.0 bpm

Fuente: Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V., 2017.

Se observará el comportamiento de presiones por 10 minutos y después se realizará el desmantelamiento de las líneas superficiales y se retiraran los equipos que intervinieron en la operación del tratamiento ácido.

- **Plan de prueba de pozo o evaluación de producción en localización**

Posterior al tratamiento ácido de la zona abierta y para la evaluación de la misma, el programa a seguir es el siguiente:

- Se instalará el equipo fluidor (válvula de seguridad, árbol de estrangulación, presa metálica de 40 m³, separador vertical y un quemador).
- Se abrirá a producción el pozo para recuperación del fluido ácido de tratamiento (limpieza del pozo).
- En caso de que el pozo no fluya por sí solo, es necesario efectuar inducción mecánica por suabeo buscando recuperar todo el tratamiento inyectado o hasta que el pozo fluya.
- Si el pozo fluye se realizará la evaluación de producción correspondiente, haciendo que el fluido producido pase a través de diferentes estranguladores hasta lograr estabilidad del caudal y presión del pozo.
- En caso de que dicha evaluación sea exitosa, se procederá a tomar registro de presión y temperatura con el pozo fluyendo acorde con el programa que emitirá el área de Subsuelo con el fin de evaluar características de la zona productora.

III.1.9. Etapa de mantenimiento.

La contratista que realice la perforación, aplicará el programa de mantenimiento preventivo y correctivo conforme a lo exigido por la **Diavaz Offshore** y acorde a las características y condiciones de los equipos y sistemas y las recomendaciones del fabricante de éstos, garantizando el cumplimiento de los procedimientos establecidos para perforación que serán evaluados y supervisados por **Diavaz Offshore**, a manera de garantizar la protección del ambiente, de las personas y del cabal cumplimiento de la legislación ambiental aplicable.

Las actividades de mantenimiento preventivo a equipos utilizados en las diversas etapas del proyecto y sus componentes se realizarán en talleres especializados, de acuerdo al programa específico para ello.

Si por alguna razón, es necesario llevar a cabo mantenimiento correctivo en el sitio del proyecto, se emprenderán las siguientes acciones:

- Se asegurará que las áreas de trabajo, en particular aquellas que estén expuestas al riesgo de derrames de materiales y residuos peligrosos, incluyendo la emanación abrupta de petróleo del pozo, cuenten con una compactación de suelo de 95 % de Prueba Proctor, además de que las áreas con mayor potencial de generación de goteos, escurrimientos o derrames de sustancias o residuos peligrosos tendrán una cubierta impermeable de geomembrana.
- Se asegurará que, en donde existan depósitos de materiales y residuos peligrosos, tales como tanques de almacenamiento, se cuente con un dique de contención capaz de contener el 20 % de su capacidad.
- Los depósitos o tanques de almacenamiento fijos estarán identificados de acuerdo al código de comunicación de peligros y riesgos indicando el tipo de fluido que contienen, además de tener un medidor de nivel, válvula de apertura y cierre y cumplir con los señalamientos y código de colores en tanques y tuberías,

indicando en estas últimas la dirección del flujo y el fluido que conducen o contienen.

- En el caso de los escurrimientos de la sarta de operación y bajo el piso de perforación, se contará con el nivel de compactación del suelo antes mencionado, además de revestimiento de geomembrana y con un sistema de captación de escurrimientos y goteos de la tubería de perforación o en su caso, de agua pluvial en un depósito denominado hoyo de residuos, a partir del cual se bombearán estos materiales aceitosos para enviarlos como residuos a la presa de recortes (contenedor metálico para almacenar temporalmente los recortes de perforación).
- En caso de detectarse fisuras, grietas o poros en las geomembranas o bien fugas, derrames o goteos de materiales o residuos peligrosos, se procederá a su reparación inmediata para evitar contaminación del suelo.
- Cuando sea necesario realizar actividades de purga o toma de muestras de materiales y residuos peligrosos, se deberá contar con un recipiente seguro para la muestra y, asimismo, se deberá colocar una charola o recipiente que evite la propagación y dispersión en el suelo, de dichos materiales o residuos.
- Cuando se lleve a cabo una reparación *in situ* y exista el riesgo de que se genere contaminación del suelo, se deberá contar con una charola de retención, con un recipiente para el vaciado y transporte seguro del residuo peligroso, además de un kit para la retención de derrames.
- En caso de derrame de materiales o residuos peligrosos que afecten al suelo, se procederá de la siguiente manera:
 - 1) Si el derrame es menor a 1 m³, se deberá contener su propagación, recolectar el residuo derramado en un recipiente seguro, limpiar el área afectada y en su caso, recoger el suelo afectado, para ser trasladado al

Almacén temporal de residuos peligrosos, conforme a los procedimientos establecidos en el Programa de Respuesta a Emergencias y en el artículo 129 del Reglamento de la Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos.

- 2) Si el derrame es mayor a 1 m³, se deberá dar aviso a la ASEA, contener su propagación, recolectar el residuo derramado en un recipiente seguro, limpiar el área afectada conforme a los procedimientos establecidos en el Programa de Respuesta a Emergencias y proceder a la planeación de un plan de caracterización de suelo contaminado, muestreo por laboratorio y programa de remediación de suelo, conforme al artículo 130 del Reglamento de la Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos.

III.1.10. Abandono del sitio.

Al concluir la operación del equipo para la perforación del pozo petrolero y las pruebas para determinar su viabilidad y potencial productivo tanto de éste como del campo en su conjunto, se procederá según corresponda mediante alguna de las siguientes alternativas:

- Si el pozo es productivo y resulta rentable la extracción de producto, se conectará a través de una línea de descarga al sistema de transporte de petróleo crudo por ducto, cumpliendo para ello con lo que establece la **NOM-117-SEMARNAT-2006**.
- Si el pozo no es productivo y rentable, se procederá a su taponamiento definitivo y su abandono. El programa de abandono que se muestra en la **Tabla 23**, es tentativo y solo se deberá tener en cuenta para los fines descritos.

Tabla 23. Programa de taponamiento y abandono de pozo.

Actividad	
Paso No.	Con unidad de cementaciones
1	Con personal de <i>Diavaz Offshore</i> y Cias. de servicios encargadas de las actividades, efectuar junta de seguridad asignando responsabilidades.
2	Verificar presiones por todos los espacios. Reportar los resultados de este paso al personal de <i>Diavaz Offshore</i> responsable de la actividad, dejando además evidencias de este paso.
3	Efectuar posicionamiento de los equipos de cementaciones, armado de las líneas de bombeo sobre el medio árbol de producción. Efectuar las pruebas de las líneas de bombeo de acuerdo con los estándares de la Cía. de servicios <i>Nota:</i> Dejar evidencia física de las pruebas de líneas de bombeo.
4	Efectuar prueba de admisión en el intervalo abierto a producción a diferentes gastos (1/4 bpm, 1/2 bpm, 3/4 bpm, 1bpm, 1.5 bpm, 2 bpm, 2.5 bpm, 3 bpm) según sea las recomendaciones de la Cia. de servicios con el objeto de definir parámetros para la cementación forzada. <i>Nota:</i> Asegurarse de tener "Cerrado" espacio anular de 5 1/2" x 2 7/8" y en constante observación de presiones.
5	Efectuar cementación forzada con 3.5 bls de cemento de 1.90 grs/cc de acuerdo a los parámetros obtenidos en el paso Nro. 4. Desplazar el volumen de cemento utilizado con 21 bls de agua limpia. Cerrar el pozo y esperar tiempo de fraguado. Desvestir equipos y líneas de cementaciones.
Con unidad de registros eléctricos	
6	Instalar Unidad de Registros Eléctricos (URE) sobre medio árbol de producción, probar unidad de acuerdo a los estándares de la Cia de servicios encargada de la actividad. <i>Nota:</i> Dejar evidencia física de la prueba del equipo de presión
7	Con herramienta CCI de 1 11/16" y calibrador de 2 1/4", calibrar aparejo de producción hasta 950 m. <i>Nota:</i> El aparejo de producción es de 2 7/8", J-55 6.5 lbs/pie
8	Con cargas atenuadas de 1-11/16" efectuar puncher en la TP de 2 7/8" a 900 m. Desarmar URE y dejar espacio libre alrededor del pozo. <i>Nota:</i> La profundidad final del puncher dependerá de los resultados del paso No. 7, considerando además no efectuar el puncher frente a un cuello de tubería.
Con unidad de cementaciones	
9	Armar líneas de bombeo sobre el medio árbol de producción del pozo, probar las mismas de acuerdo con los estándares de la Cia. de servicios encargada de la actividad. Dejar evidencia física de las pruebas de las líneas de bombeo.
10	Con espacio anular de 5 1/2" x 2 7/8" "Abierto" efectuar prueba de circulación bombeando por tubería de 2 7/8" 14 bls de agua limpia. Asegurarse de medir físicamente el retorno de los espacios anulares.
11	Efectuar cementación por circulación con 11.5 bls de cemento de 1.90 gr/cc, Desplazar el volumen de cemento utilizado con 14 bls de agua limpia. Cerrar el pozo por espacios de 2 7/8" y 5 1/2" x 2 7/8", esperar tiempo de fraguado. Desvestir equipos y líneas de cementaciones. <i>Notas:</i> a. El desplazamiento está calculado para dejar el tope de cemento a 738 m dentro de la tp de 2 7/8".

Tabla 23. Programa de taponamiento y abandono de pozo.

Actividad	
	<p>b. El tope teórico del cemento tanto por el anular de 5 1/2" x 2 7/8" está calculado a 750 m.</p> <p>c. El volumen final de cemento a bombear pudiera variar de acuerdo a la prueba de circulación efectuada en el paso No. 10.</p>
Con unidad de registros eléctricos	
12	Instalar URE sobre medio árbol de producción, probar unidad de acuerdo a los estándares de la Cia de servicios encargada de la actividad. <i>Nota:</i> Dejar evidencia física de la prueba del equipo de presión
13	Con pistolas de 2 1/8", 20 cpm 60 °F efectuar puncher a 600 m. Desarmar URE y retirarse del área
Con unidad de cementaciones	
14	Armaz líneas de bombeo sobre el medio árbol de producción del pozo, probar las mismas de acuerdo con los estándares de la Cia. de servicios encargada de la actividad. Dejar evidencia física de las pruebas de las líneas de bombeo.
15	Con espacios anulares de 5 1/2" x 2 7/8" y 7 5/8" x 5 1/2" "Abiertos" efectuar prueba de circulación bombeando por tubería de 2 7/8" 20 bls de agua limpia. Asegurarse de medir físicamente el retorno de los espacios anulares.
16	<p>Efectuar cementación por circulación con 18.5 bls de cemento de 1.90 grs/cc, Desplazar el volumen de cemento utilizado con 8.5 bls de agua limpia. Cerrar el pozo por espacios de 2 7/8", 5 1/2" x 2 7/8" y 7 5/8" x 5 1/2", esperar tiempo de fraguado. Desvestir equipos y líneas de cementaciones.</p> <p><i>Notas:</i> a. El volumen final de cemento a bombear pudiera variar de acuerdo a la prueba de circulación efectuada en el paso No. 15.</p> <p>b. El desplazamiento está calculado para dejar el tope de cemento a 448 m dentro de la tp de 2 7/8"</p>
Con unidad de registros eléctricos	
17	Vestir URE sobre medio árbol de producción, probar unidad de acuerdo a los estándares de la Cia de servicios encargada de la actividad. <i>Nota:</i> Dejar evidencia física de la prueba del equipo de presión
18	Con pistolas de 2 1/8", 20 cpm 60 °F efectuar puncher a 150 m. Desarmar URE y retirarse del área
Con unidad de cementaciones	
19	Armaz líneas de bombeo sobre el medio árbol de producción del pozo, probar las mismas de acuerdo con los estándares de la Cia. de servicios encargada de la actividad. Dejar evidencia física de las pruebas de las líneas de bombeo.
20	Con espacios anulares de 5 1/2" x 2 7/8" y 7 5/8" x 5 1/2" "Abiertos" efectuar prueba de circulación bombeando por tubería de 2 7/8" 20 bls de agua limpia. Asegurarse de medir físicamente el retorno de los espacios anulares.
21	Efectuar cementación por circulación con 18.5 bls de cemento de 1.90 gr/cc, Desplazar el volumen de cemento utilizado con 0.5 bls de agua limpia. Cerrar el pozo por espacios de 2 7/8", 5 1/2" x 2 7/8" y 7 5/8" x 5 1/2", esperar tiempo de fraguado. Desvestir equipos y

Tabla 23. Programa de taponamiento y abandono de pozo.

Actividad	
	líneas de cementaciones, dejar la localización limpia y retirarse del área. <i>Notas:</i> a. El volumen final de cemento a bombear pudiera variar de acuerdo a la prueba de circulación efectuada en el paso No. 20.
Con personal de <i>Diavaz Offshore</i>	
22	Retirar medio árbol de producción y cabezal del pozo, colocar monumento y placa descriptiva

Los caminos y peras al momento de ser abandonados quedan para uso de los propietarios de los predios de la zona, los cuales serán entregados, una vez que se haya realizado la limpieza del sitio, sin dejar en él, ningún tipo de residuo, material o afectación.

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

A continuación, se presentan las cantidades y formas de almacenamiento de los materiales manejados en las instalaciones antes mencionadas (ver **Tabla 24**).

Tabla 24. Materiales / Sustancias a utilizar.

No.	Material / Sustancia	CODIGO NFPA			Presentación	Cantidad
		S	I	R		
1	Barita	1	0	0	1,000 T	65.00
2	Agua	0	0	0	1,000 L	120.00
3	Bentonita	1	0	0	45.4 kg	173.00
4	Sosa Caustica (Alcalizante)	3	0	1	25 kg	8.00
5	Pac R (Reductor de Filtrado)	1	1	0	22.7 kg	26.00
6	Pac L (Reductor de Filtrado)	1	1	0	22.7 kg	26.00
7	Inhibidor de Arcillas	1	0	0	208 L	9.00
8	Goma Xantana (Viscosificante)	1	0	0	25 kg	16.00
9	Soda Ash (Controlador de pH)	1	1	0	22.6 kg	2.00
10	Detergente	1	1	0	208 L	1.00
11	Lubricante	0	2	0	208 L	3.00
12	Cloruro de Potasio	1	0	0	22.7 kg	346.00
13	Lignito	1	2	0	22.68 kg	35.00
14	Diésel	0	2	0	1,000 L	122.00
15	Cloruro de Calcio	1	0	1	22.7 kg	382.00
16	Cal	2	0	0	25 kg	220.00
17	Emulsificante Primario	1	1	0	208 L	16.00
18	Emulsificante Secundario	1	1	0	208 L	5.00
19	Reductor de Filtrado	0	1	0	22.68 kg	142.00
20	Viscosificante	1	0	0	22.68 kg	49.00

S Salud
I Inflamabilidad
R Reactividad

Fuente: Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V., 2017.

En el **Anexo 6** se incluyen las hojas de datos de seguridad (HDS) de los materiales / sustancias a emplear.

Para la perforación, se utilizarán dos tipos de fluidos de perforación (base agua y base aceite, dependiendo de la etapa de perforación que se vaya a ejecutar). En la **Tabla 25**, se mencionan sus usos y características.

Tabla 25. Etapas y profundidades a las que se utilizan los fluidos de perforación.

Tipo de fluido	Etapas	Profundidad promedio
Base Agua Bentonítico	1ra	0 - hasta 300 metros
Base Aceite Emulsión Inversa	2da	300 – hasta 1312 metros
Base Aceite Emulsión Inversa	3era	1312 – hasta 1617 metros desarrollados

Fuente: Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V., 2017.

En la **Tabla 25** se muestran las características de los distintos tipos de fluidos de perforación.

Tabla 26. Características de fluidos de perforación.

Diámetro de Pozo	Unidades	Etapas	
		12-1/4"	8-1/2" y 6-1/8"
		Intervalo (mD)	
		0-300	300-1,617
Tipo de Fluido:		B.A.	E.I.
Densidad	gr /cc	1.05 - 1.15	1.15 - 1.20
Viscosidad Marsh	seg /lt	14 - 20	54 - 75
VP	cps	50 - 60	16 - 21
PC	lbs/100 ft ²	14 - 21	14 - 19
Geles	lbs/100 ft ²	7/13 - 12/22	7/12 - 14/22
API	cc/30 min	06-abr	-
APAT @ 3000C	cc/30 min	-	≤ 3
Estabilidad Eléctrica	Volts	-	> 700
Alcalinidad	ml	-	-
Exceso de Cal	kg / m ³	-	18.5 - 22.2

Tabla 26. Características de fluidos de perforación.

Diámetro de Pozo	Unidades	Etapas	
		12-1/4"	8-1/2" y 6-1/8"
		Intervalo (mD)	
		0-300	300-1,617
Potasio libre K+	ppm	40,000 -60,000	-
pH		9.5 - 10.5	-
MBT	kg / m ³	35 - 50 **	-
Salinidad	ppm	-	140,000 -180,000 ***
Relación: Ac. / Ag.		-	75/25 - 80/20
Agua	%	91 - 86	22 - 16
Aceite	%	-	65-62
Coef. Lub.		0.18 - 0.20	-
Sólidos*	09-14	09-14	13 - 22

Fuente: Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V., 2017.

Los atributos de los tipos de fluidos de perforación son:

a. Base Agua Bentonítico:

- Compatibilidad con el ambiente, dado que no generan residuos peligrosos.
- No daña los mantos freáticos, puesto que sus componentes son de origen natural y similares a los del subsuelo.
- Se utiliza a un nivel superficial (hasta 300 m), por lo que resulta ser muy económico.

b. Base Aceite Emulsión Inversa:

- Lubricidad. Es más eficiente como agente que lubrica los elementos de perforación
- Proporciona adecuadas velocidades de penetración, y de resistencia
- Calibre del pozo en formaciones intercaladas.
- Reducción de la tendencia de pegado por presión diferencial.
- Reduce la posibilidad de corrosión.

- Genera un mínimo daño a la zona productora.
- Es posible su reutilización

Para el caso del recorte de lodo base aceite, se generarán en promedio, 92 m³; en tanto que para el lodo base agua, se generarán aproximadamente 61 m³, pudiendo ser menor.

El producto de interés para el desarrollo de este proyecto de perforación es el petróleo crudo, el cual generalmente viene asociado a gas (gas de pozo), éste último se presenta de manera natural en el subsuelo y está constituido principalmente por metano (aproximadamente 90% de su concentración, así como etano, propano y H₂S). Para los efectos de este proyecto y dadas las condiciones del yacimiento y las cantidades de gas asociado, a este último se le considera como un gas residual.

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

Entre los posibles residuos generados por las actividades a desarrollar se encuentran:

- Restos de fluidos de perforación de pozo, químicos asociados y sus contenedores.
- Remanentes de materiales de cementación de pozo, químicos asociados y sus contenedores.
- Restos de químicos utilizados y sus envases.
- Partes de la extracción de la formación perforada.
- Fluidos del pozo, incluidos los gases y líquidos del mismo.
- Residuos de construcción de pozo
- Restos de fluidos de mantenimiento.
- Lubricantes para tubería de perforación, y para maquinaria y equipo
- Materiales de limpieza, fluidos, químicos asociados y sus envases.
- Drenaje de las instalaciones.
- Restos de empaque y embalaje de materiales del pozo y equipo.
- Restos de consumibles utilizados, baterías, filtros de aceite de máquinas, etc.
- Restos de comida y otros desechos orgánicos.
- Aguas residuales de servicios a los trabajadores.

Las emisiones, descargas y residuos que se generen por el desarrollo del proyecto, serán mínimos y los que sean producidos de forma inevitable, serán controlados con los siguientes criterios:

- Que sean reducidos a su mínima expresión posible.
- Que sean cumplidas de forma irrestricta, las leyes, reglamentos, normas y buenas prácticas de operación e ingeniería que permitan prevenirlos y reducirlos.
- Que se cumpla con la gestión ambiental aplicable a cada caso.

- Que independientemente de la formalidad legal, se cumpla también con las medidas y procedimientos planteados en el presente Informe Preventivo.
- Que en el desarrollo de las actividades en general, se tengan presentes los criterios ambientales, así como los conceptos de manejo integral de residuos y su valorización.

III.3.1. Emisiones a la atmósfera.

Las emisiones de contaminantes atmosféricos serán las que generen los vehículos y maquinaria utilizados. Se verificará que las emisiones de los vehículos se mantengan por debajo de los parámetros establecidos en la **NOM-041-SEMARNAT-1999**, que establece los límites máximos permisibles de emisión de gases contaminantes provenientes del escape de los vehículos automotores en circulación que utilizan gasolina como combustible, lo cual se logrará manteniendo a los vehículos de **Diavaz Offshore** y las empresas contratistas en condiciones óptimas de operación e integridad mecánica, a través del programa de mantenimiento preventivo y correctivo, mismo que estarán obligadas a cumplir las empresas contratistas.

Las emisiones generadas por los motores utilizados como parte de la infraestructura propia del equipo de perforación, serán mínimas también, dado que se verificará que dichos equipos hayan sido atendidos mediante el programa de mantenimiento preventivo, a fin de que operen en óptimas condiciones, además de contar con los dispositivos y controles necesarios, para disminuir las emisiones de gases y partículas, todo lo cual será una obligación de las empresas contratistas que desarrollen las diversas actividades inherentes al proyecto y de **Diavaz Offshore**, quien supervisará y verificará que se cumpla con este compromiso contractual.

En cuanto a los desfuegos de gas natural que se quema mediante quemador, cabe señalar que esto sucederá eventualmente, solo cuando las condiciones de seguridad por el incremento del gas asociado así lo requieran. Para el control de emisiones, la empresa

contratista se asegurará de que se disponga de un quemador, que cuente con tecnología de control, para reducir al mínimo la afectación al ambiente acatando las disposiciones del Reglamento de la LGEEPA en Materia de Prevención y Control de la Contaminación de la Atmósfera; obligación que quedará asentada en el contrato correspondiente con la empresa encargada de la perforación.

A continuación, se presenta la composición molar de los gases de perforación y las características del gas natural. Ver **Tabla 27** y **28**.

Tabla 27. Porcentaje de composición molar de gases en la perforación.

Componente	MOL
Metano	93.8 %
Etano	2.6 %
Propano	0.5 %
Butano	0.1 %
Pentano	0.17 %
Nitrógeno	0.13 %
Dióxido de Carbono	2.7%

Fuente: Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V., 2017.

Tabla 28. Características del gas natural.

Concepto	Cantidad
Densidad 20°C Y 300 lbs/in2	132.1
Poder Calorífico bruto Kcal/kg	11,950
Poder Calorífico neto Kcal/kg	11,356
Relación C / H	3.923

Fuente: Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V., 2017.

III.3.2. Generación de ruido.

El ruido emitido por la operación de la maquinaria empleada se controlará mediante el mantenimiento preventivo y correctivo de las unidades vehiculares, y la maquinaria y equipo empleados en las diferentes etapas del proyecto, dicha obligación quedará plasmada en el contrato al que se comprometerán los contratistas empleados.

Asimismo, se tomarán en cuenta las posibles emisiones de ruido para el arreglo del equipo de perforación, de manera que los procesos que generen más ruido se mantengan en sitios menos expuestos a la periferia del sitio del proyecto.

Adicionalmente, las actividades de transporte y movimiento de vehículos en horario nocturno, serán limitadas únicamente al traslado de personal y para el caso de evacuación de las instalaciones. De ser necesario el uso de medios de transporte en horario nocturno, los operadores de éstos están obligados a respetar irrestrictamente los límites de velocidad y a abstenerse de usar claxon u otros medios que generen ruido.

Las actividades nocturnas en las etapas de preparación del sitio, instalación de equipo, operación y mantenimiento correctivo, se limitarán solo a aquellas que generen la menor intensidad de ruido y las que sean consideradas urgentes o las pertinentes para la atención de alguna emergencia.

Para el control del ruido vehicular, se verificará que los vehículos utilizados por **Diavaz Offshore** y contratistas, estén sujetos al programa de mantenimiento, a fin de que operen en óptimas condiciones y no superen los límites que marca la **NOM-080-SEMARNAT-1994**, que establece los límites máximos permisibles de emisión de ruido proveniente del escape de los vehículos automotores. Por otra parte, en la localización y mientras se realizan actividades potencialmente ruidosas, se medirán los niveles de ruido periódicamente, asegurándose que no se rebasen los límites establecidos en la **NOM-081-SEMARNAT-1994**, que establece los límites máximos permisibles de emisión de

ruido de las fuentes fijas y su método de medición, y establecerá mediante contrato que, los contratistas que realicen alguna actividad dentro de la instalación o sitio del proyecto, deberán cumplir con esta disposición. (Ver **Capítulo III.5 Identificación de los impactos ambientales significativos o relevantes y determinación de las acciones y medidas para su prevención y mitigación**).

III.3.3. Residuos Sólidos Urbanos Orgánicos.

En los sitios de trabajo, los residuos sólidos urbanos generados, serán recolectados periódicamente, al realizar la limpieza de áreas o al final de la jornada de trabajo, lo cual dependerá de la cantidad generada en este periodo de tiempo. El supervisor de seguridad y medio ambiente y el residente de obra supervisarán esta acción con apoyo del personal operativo, para cumplir con la frecuencia de la recolección acordada.

Residuos tales como restos de comida, de los sanitarios, de las labores administrativas y de la limpieza de áreas (que no sean considerados como de manejo especial ni peligrosos), serán depositados en recipientes color **verde** localizados en los principales sitios de generación, para posteriormente ser registrados en bitácora y trasladados al almacén temporal, a un contenedor rotulado, con tapa y sellado con la leyenda “Residuos Orgánicos” también de color **verde**. El contenedor deberá tener la capacidad suficiente para que los residuos no se desborden y sobrepasen su capacidad. Se mantendrán en el almacén temporal por no más de una semana, para su posterior recolección y transporte al sitio de disposición final, a través de un prestador de servicios que cuente con los permisos y autorizaciones para ello.

III.3.4. Residuos Sólidos Urbanos Inorgánicos.

Residuos tales como papel y cartón de oficinas y de empaque y embalaje; vidrio; plástico; metal (que no sean considerados como de Manejo Especial ni peligrosos), serán depositados en recipientes color **azul** localizados en los principales sitios de generación, para posteriormente ser registrados en bitácora y trasladados al almacén temporal, a un contenedor rotulado, con tapa y sellado con la leyenda “Residuos Inorgánicos” también de color **azul**.

El contenedor deberá tener la capacidad suficiente para que los residuos no se desborden y sobrepasen su capacidad. Se mantendrán en el almacén temporal por no más de dos semanas, para su posterior recolección y transporte a establecimientos que se hagan cargo de su valorización a través del reúso o reciclaje, dicho servicio se realizará mediante una empresa especializada, que cuente con los permisos y autorizaciones para ello.

III.3.5. Residuos de manejo especial.

Residuos de manejo especial tales como aquellos provenientes del uso de la tecnología, de la instalación o construcción, o los considerados de alto volumen (residuos tales como chatarra, por ejemplo), serán depositados en recipientes color **café** localizados en los principales sitios de generación, para posteriormente ser registrados en bitácora y trasladados al almacén temporal, a un contenedor rotulado, con tapa y sellado con la leyenda “Residuos de manejo especial” también de color **café**. En su almacenamiento temporal, se deberá considerar el volumen y la incompatibilidad entre RME.

Los contenedores en el almacén deberán tener la capacidad suficiente para que los residuos no se desborden y sobrepasen su capacidad. Se mantendrán en el almacén temporal por no más de tres semanas, para su posterior recolección y transporte a establecimientos que se hagan cargo de su valorización a través del reúso o reciclaje y

de no ser posible, a su disposición final en el sitio autorizado para ello, dicho servicio se realizará mediante una empresa especializada, que cuente con los permisos y autorizaciones para ello.

Cuando sea posible y a fin de disminuir la generación e incrementar la valorización de los RME, se devolverán recipientes, así como envases y embalaje a los proveedores, previo acuerdo y registro en bitácora.

En el caso de los recortes de perforación base agua y aceite, estos se mantendrán en presas (contenedores metálicos de 20 m³) dispuestas especialmente para su contención, a su vez serán registrados en bitácora y recolectados y enviados a disposición final, a través de una empresa especializada que preste ese servicio y que cuente con las autorizaciones correspondientes, tanto para su recolección y destino final, como para su transporte mediante el uso de góndolas. Cabe mencionar que estos residuos serán sujetos a caracterización CRET1 a través de un laboratorio certificado para de esta forma determinar sus propiedades, características y clasificación.

Cuando se utilice lodo base agua y aceite, el contratista o proveedor, debe preparar un plan de contingencia, teniendo en consideración lo siguiente:

- Uso de barreras de contención del derrame.
- Superficie inmediata de la localización de equipo.
- Membrana para los hoyos de reserva, canales y zanjas (Ver **Anexo 7**, Ficha técnica, distribución y dimensiones de las geomembranas).
- Disponer de equipo de contención para derrames (ejemplo; bombas, aspiradora, material absorbente o kit antiderrames).
- Recolectar y disponer el goteo del piso de trabajo y/o dirigir los drenajes a un tanque de transferencia /soporte.
- La bomba centrífuga de transferencia, deberá disponer de sellos mecánicos.
- Disposición de recorte de perforación cumpliendo con los requisitos que corresponden a la gestión de residuos de manejo especial.

A continuación, se describe el manejo que se dará a los recortes de perforación (base agua y aceite):

El contratista o proveedor, debe preparar un plan de contingencia, teniendo en consideración lo siguiente:

- Uso de barreras de contención del derrame.
- Superficie inmediata de la localización de equipo.
- Membrana para los hoyos de reserva, canales y zanjas (Ver **Anexo 7**, Ficha técnica, distribución y dimensiones de las geomembranas).
- Disponer de equipo de contención para derrames (ejemplo; bombas, aspiradora, material absorbente o kit antiderrames).
- Recolectar y disponer el goteo del piso de trabajo y/o dirigir los drenajes a un tanque de transferencia /soporte.
- La bomba centrífuga de transferencia, deberá disponer de sellos mecánicos.
- Disposición de recorte de perforación cumpliendo con los requisitos que corresponden a la gestión de residuos peligrosos.

El almacenamiento de RSU y RME, deberá de ser adecuado al tipo de residuos, así como contar con la suficiente capacidad para contener los residuos y que su localización facilite su manejo, evitando la cercanía o contacto con áreas donde se consuman alimentos o donde se genere un riesgo adicional. El almacén temporal de RSU y RME, deberá estar delimitado, y señalizado adecuadamente, además de contener una base de firme de cemento, geomembrana o *liner* para evitar contaminación por lixiviados; y de contar con un sistema o dique de contención de posibles lixiviados, estar alejado de las áreas administrativas, habitacionales, de consumo de alimentos o de producción, y tener el espacio para mantener los recipientes cerrados, etiquetados, en buenas condiciones físicas (sin golpes, fisuras, o agujeros) con tapa y sin que los residuos sobrepasen su capacidad.

III.3.6. Residuos peligrosos.

Residuos que tengan alguna o varias de las características corrosivo, reactivo, explosivo, tóxico e inflamable (CRETI); que hayan sido declarados como tales de manera empírica o que luego de haberlos sujetado a una caracterización CRET I a través de un laboratorio, hayan sido declarados como peligrosos, deberán manejarse conforme lo establece la Ley General Para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos y su Reglamento, dependiendo si la contratista encargada de la preparación del sitio y la perforación, ha sido clasificada como un pequeño (más de 40 kg y menos de 10 toneladas anuales) o un gran generador (más de 10 toneladas anuales) de residuos peligrosos, debiendo cumplir para ello con la gestión ambiental que le corresponde, lo cual forma parte de los requisitos del contrato que dicho contratista firme con **Diavaz Offshore**.

Para el manejo interno de los RP, se dispondrá de recipientes rotulados, colocados en los sitios donde se pudieran llegar a generar residuos peligrosos (como aceites usados, grasas, filtros de aceite, textiles impregnados con aceite, restos de pintura, solventes, etc.).

Al concluir la actividad generadora o al final de la jornada laboral, dichos recipientes serán trasladados al almacén temporal de residuos peligrosos, donde serán registrados en bitácora, para ser trasvasados y/o trasladados al contenedor que les corresponda según su tipo. Dicho contenedor deberá estar etiquetado, deberá permanecer cerrado y en buenas condiciones físicas y de integridad, vigilando que los residuos no rebasen su capacidad y alejado de otros contenedores de residuos incompatibles, todo ello en cumplimiento a los requisitos que establece la LGPGIR y su reglamento, como son:

- Estar alejado de las áreas administrativas, habitacionales, de consumo de alimentos o de producción.
- Estar rotulado e identificado como almacén temporal de residuos peligrosos.
- Estar cerrado y tener prohibida su entrada a personas ajenas a él.
- Contar con señalización acorde al riesgo.

- Contar con ventilación natural o artificial.
- En caso de contar con iluminación artificial, esta debe ser a prueba de explosión.
- Paredes de material antinflamable.
- Contar con piso firme, liso, sin juntas, grietas o conexiones a drenaje o al suelo.
- Contar con canaletes y fosa de retención de derrames accidentales
- Dique o muro con capacidad de contener cuando menos el 20 % de la capacidad del almacén o de la capacidad del mayor recipiente ahí almacenado.
- Pasillo amplio para que se puedan ingresar equipos de emergencia.
- Detectores de gases o vapores.
- Disponer de sistema contra incendio.
- Que los contenedores se almacenen de manera segregada de acuerdo a su incompatibilidad.
- Que no se rebasen tres niveles de estiba de contenedores.
- Que los contenedores se encuentren debidamente etiquetados, con la información que se indica en el reglamento de la LGPGIR (cuando menos: nombre del generador, nombre del residuo, tipo de residuo, peligrosidad, fecha de ingreso al almacén temporal).
- Que los residuos no permanezcan en el almacén por más de seis meses.
- Asimismo, se deberán tener los elementos para poder cuantificar los residuos por su tipo y cantidad (báscula).
- En el almacén se deberá contar con los elementos para que los residuos sean registrados en bitácora (consignando en ella: nombre del residuo y cantidad generada; características de peligrosidad; área o proceso donde se generó; fechas de ingreso y salida del almacén; fase de manejo siguiente a la salida del almacén; nombre, denominación o razón social y número de autorización del prestador de servicios; nombre del responsable técnico de la bitácora).

De igual manera, la contratista encargada de la preparación del sitio y/o la perforación, cumplirá con todos los requisitos que establece la gestión en la materia, lo cual formará

parte del contrato de servicios firmados con **Diavaz Offshore** y será supervisado por la misma.

A continuación, se describe el manejo por tipo de residuo peligroso a generar.

- **Aceite/Combustible/Fluidos de limpieza**

- a. Todo desecho de aceite/combustible y/o fluidos de limpieza serán transferidos de forma diferenciada y separada, a un tambor de 200 litros destinado específicamente para éstos. La capacidad máxima a generar mensualmente de este tipo de residuos será de 410 litros.
- b. En todos los patines de las maquinas o equipo mecánico/bombas se colocarán zanjas y contenciones para permitir que se drene a un contenedor adecuado, para ser transferido hacia el tanque de aceites o de desechos.
- c. Charolas/bandejas para el goteo/captura de líquidos serán utilizadas durante el eventual mantenimiento *in situ* de equipo mecánico/hidráulico.
- d. Charolas/Bandejas para el goteo/captura serán utilizadas durante las operaciones de limpieza de tubería de revestimiento y el fluido será transferido al tanque de desechos.
- e. Toda manguera de diésel será adaptada con una boquilla del tipo 'deadman' para despachar combustible.
- f. Todos los tanques de aceite/porta tambores, serán adaptados con charolas para retener el goteo/sumideros, y los tambores serán equipados con llaves o bombas de transferencia.
- g. Las bombas de transferencia de combustible serán adecuadamente contenidos, para prevenir goteo durante la operación.

- **Químicos/Fluidos de Perforación.**

- a. Serán colocadas geomembranas alrededor de las bombas de lodo y tanques de almacenamiento para evitar la contaminación del suelo y subsuelo.

- b. Los goteos y escurrimientos derivados del proceso mismo de entrada y salida de la sarta de perforación, así como los escurrimientos de agua pluvial o de limpieza hacia abajo del piso de perforación serán dirigidos por cunetas y contracunetas a un contenedor denominado reserva u hoyo de desechos (cárcamo de residuos) tal como sea apropiado, el cual consiste en un contenedor construido de concreto conforme a la norma NRF-026-PEMEX-2010 dentro del contrapozo (ver **Figura 15**), formando parte de la infraestructura requerida para la perforación de un pozo petrolero terrestre. Sus dimensiones son de 40 cm x 40 cm x 40 cm.
- c. Los drenajes del piso de trabajo deben ser dirigidos al contrapozo o tanque de desechos, y el fluido debe ser transferido al hoyo de reserva.
- d. El fluido empacado en la glándula de la bomba centrífuga debe ser dirigido a un drenaje del tipo sumidero/canal o zanja.
- e. Todos los derrames de químico o fluidos de perforación base aceite, serán limpiados inmediatamente, y sus remanentes y elementos usados en su limpieza, serán manejados y almacenados como residuos peligrosos.
- f. Todos los químicos y fluidos de perforación serán almacenados en un área designada, y los químicos separados y almacenados en un sitio seguro, señalizado y al que no tenga acceso personal ajeno a él, debidamente rotulado y donde se cuente con las HDS.
- g. El área de almacenamiento deberá mantenerse limpia, sin derrames y los sacos rotos deben estar empaquetados.
- h. Cuando se limpien/purguen las unidades de cementación y/o equipo de fluido similar, el desecho o remanente se debe dirigir al hoyo de reserva o desecho.

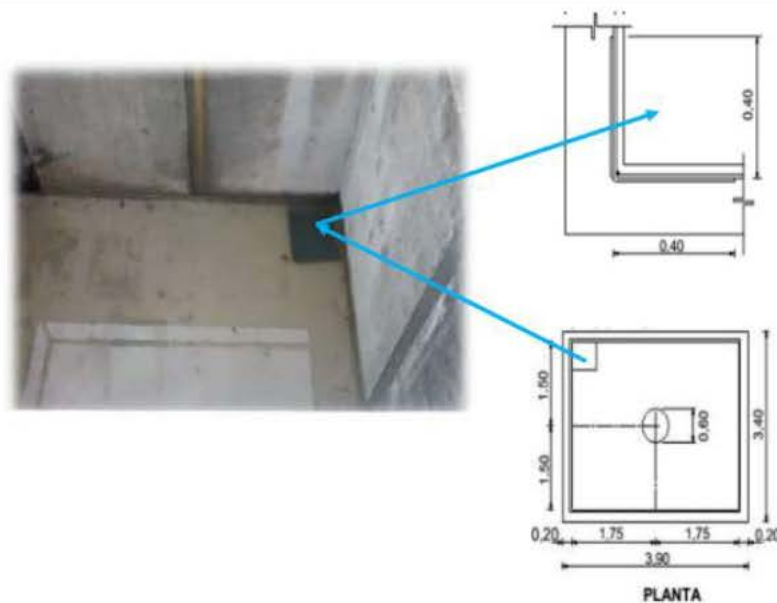


Figura 15. Cárcamo de residuos (hoyo de desechos) en contrapozo.

Fuente: Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V., 2017.

En la **Tabla 29** se observan las cantidades de residuos generados por la actividad de perforación:

Tabla 29. Residuos generados por actividad de perforación.

Apartado	Requerimientos	Unidad de Medida	Mensual
Protección Ambiental	Residuos Peligrosos generados (sólidos)	kg	560
	Aguas residuales generadas	m ³	95
	Residuos Peligrosos generados (líquidos)	L	410
	Residuos sólidos urbanos generados	kg	690

Fuente: Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V., 2017.

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.

III.4.1. Área de influencia del proyecto.

Dadas las características del proyecto y su interacción con el medio, resulta preciso definir las áreas que de algún modo, podrían ser impactadas en menor o mayor grado por la instalación, operación, mantenimiento y posterior abandono del sitio del proyecto; incluso en el mediano y largo plazo. La definición del Área de Influencia incluye un área núcleo, un área de influencia directa y un área de influencia indirecta. Cada una ha sido definida considerando los aspectos que a continuación se señalan.

- **Área núcleo.**

Por definición, el área núcleo es el espacio físico en el que se pretende construir la infraestructura del proyecto y donde se desarrollan las actividades y procesos que lo componen; incluye una franja de amortiguamiento en donde las actividades del proyecto impactarían potencialmente a las comunidades. Cabe mencionar que la *Perforación del pozo Barcodón 1*, causará posibles impactos no significativos para las comunidades aledañas, fauna local y vegetación, debido a que el sitio seleccionado se encuentra modificado por actividades antropogénicas, principalmente la agricultura y evidentemente, por actividades petroleras ejecutadas en el pasado.

Considerando lo anterior, para el área núcleo corresponde la zona considerada de alto riesgo en caso de presentarse algún siniestro en el pozo, incluyendo una franja de amortiguamiento de 250 metros para tal escenario resulta un perímetro de 310 metros.

- **Área de influencia directa.**

Por definición, el área de influencia directa es el espacio físico circundante o contiguo al área núcleo en el que se ubican los elementos socioeconómicos y socioculturales que se impactan directamente por las obras y actividades que se realizan durante las diferentes

etapas del proyecto. Sin embargo, actualmente, no se observan elementos sociales que puedan impactarse de forma directa por la realización de obras o actividades a desarrollar.

- ***Área de influencia indirecta.***

Por definición, el área de influencia indirecta es el espacio físico circundante o contiguo al área de influencia directa en el que se ubican los elementos socioeconómicos y socioculturales que podrían sufrir impactos acumulativos generados por las obras y actividades que se desarrollan durante las diferentes etapas del proyecto.

En este sentido, para su delimitación se consideraron los siguientes criterios:

- Límites geopolíticos y administrativos.
- Presencia de actores interesados que podrían ser potencialmente impactados de forma indirecta por los cambios en los recursos naturales, económicos, sociales y/o culturales.
- Presencia de actores interesados que en su cultura y/o situación política pudiera ejercer influencia o generar cambios.
- Cambios en la actividad económica local y adquisición de bienes y servicios
- Cambios en el escenario cultural y paisajístico.

Para establecer la relación de las obras con los criterios antes mencionados, se establecieron como criterio de impacto indirecto las instalaciones existentes y el uso de caminos.

Así, dentro del primer punto, *límites geopolíticos y administrativos*, se consideró únicamente la posibilidad de que las acciones del proyecto se encuentren circunscritas únicamente en el municipio de Altamira, estado de Tamaulipas.

Otro de los criterios a considerar es la presencia de actores interesados que podrían ser potencialmente impactados de forma indirecta por los cambios en los recursos naturales, económicos, sociales y/o culturales. Para las obras del pozo Barcodón 1 cabe destacar que no se prevé en esencia, una modificación de los recursos naturales en la zona ya que, no se aprovecharán recursos como agua, rocas, arena o suelo con fines consuntivos de la zona; asimismo, de acuerdo a lo que se menciona en el Programa Municipal de Desarrollo de Altamira, Tamaulipas, el sitio no está dentro de Áreas Naturales Protegidas.

Cabe destacar que actualmente tanto para los propietarios de los terrenos donde se encuentra el sitio del proyecto como para los pobladores de las localidades de Agua de Castilla y Las Prietas, el tránsito de unidades vehiculares de compañías petroleras y de equipos de perforación y de exploración, es conocido y están familiarizados con él.

En el caso de las características económicas y sociales, el impacto indirecto esperado podría traducirse en empleos temporales y mayor acceso a satisfactores, derivados del mejoramiento de caminos de acceso. Dichos impactos significaran beneficios a colonias donde carecen de accesos en buen estado.

Dado lo antes descrito, el área de influencia indirecta se circunscribe a lo delimitado como área núcleo y a la zona del camino de acceso al sitio del proyecto, colindante con las comunidades de Agua de Castilla y Las Prietas.

En cuanto a los *cambios en el escenario cultural y visual*, de acuerdo con lo establecido en el Programa Municipal de Desarrollo de Altamira, Tamaulipas, el pozo Barcodón 1,. Asimismo, se especifica que el sitio no conserva un valor cultural, ancestral o estético extraordinario, por lo que no se prevé un cambio sustancial en el escenario cultural y paisajístico.

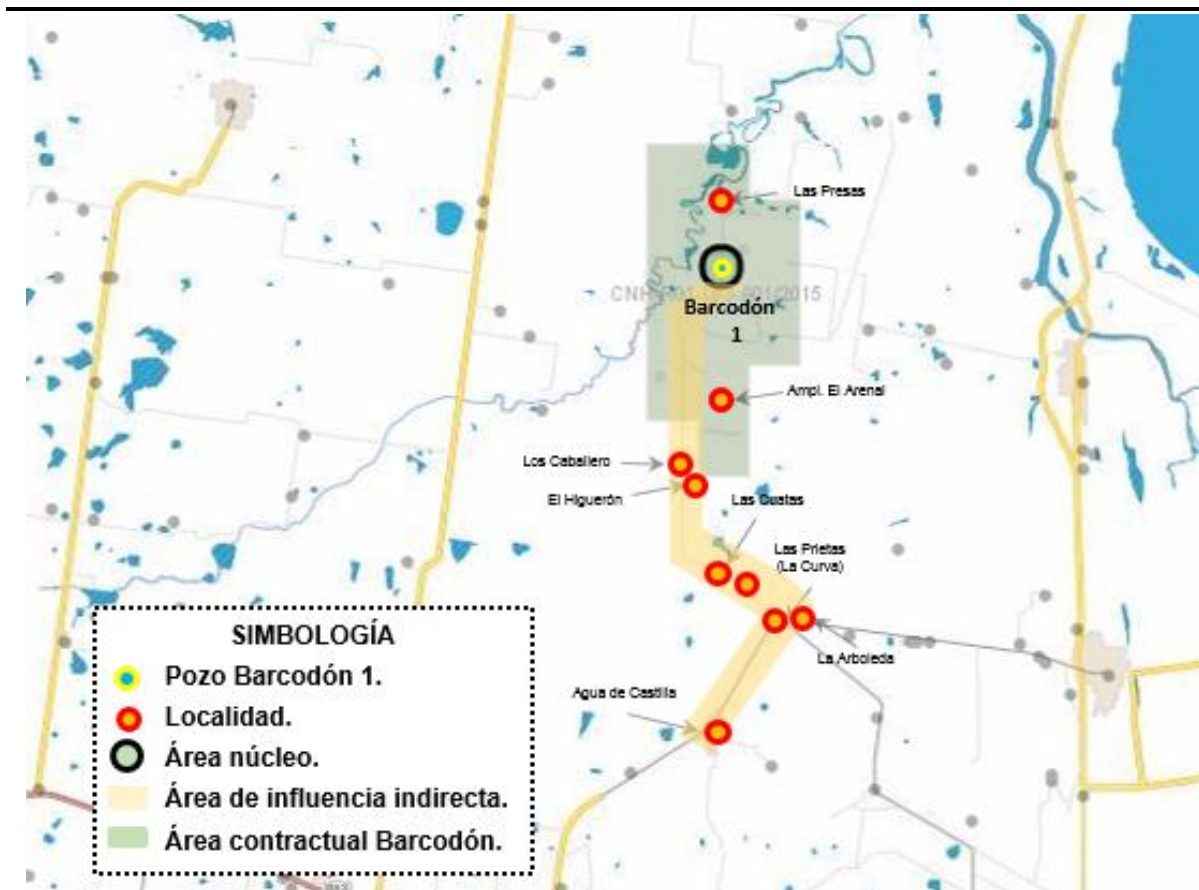


Figura 16. Identificación de áreas de influencia del proyecto.

Fuente: Elaboración propia.

- **Identificación de localidades en el área de influencia.**

De acuerdo con la delimitación espacial, únicamente se identifican comunidades dentro del área de influencia indirecta, como sigue:

Según el Instituto Nacional de Estadística y Geografía e Informáticas sobre lo delimitado como área de influencia indirecta (AII), se encuentran las comunidades de Ampliación el Arenal y Las Presas, Agua de Castilla, Las Cuatas, Los Caballeros, El Higuérón, Las Prietas y La Arboleda.

Tabla 30. Localidades por área de influencia

Área	Localidad
Área de Influencia Indirecta	Ampliación el Arenal
	Las Presas
	Agua de Castilla
	Las Cuatas
	Los Caballero
	El Higuero
	Las Prietas (La Curva)
	La Arboleda

Fuente: Censo de Población y Vivienda INEGI, 2010.

Cabe mencionar que aun cuando el INEGI les da categoría de localidad, la mayoría corresponde a ranchos privados, por lo que solo tres de ellas (Ampliación el Arenal, Agua de Castilla y Las Prietas) cuentan con datos estadísticos completos, del resto solo se encuentra publicado el dato referente a población.

III.4.2. Descripción y diagnóstico del ambiente.

La localización de la plataforma del pozo y la instalación del equipo de perforación se ubicará directamente en las instalaciones preexistentes de la pera del pozo Barcodón 109. El entorno del sitio del proyecto corresponde en su generalidad a un ecosistema transformado tanto por la actividad agrícola, como por la actividad petrolera, siendo muy evidentes la presencia de cultivos, caminos de acceso a las localizaciones de los diversos pozos y la infraestructura de los pozos mismos, sus líneas de conducción y la batería de separación. Ver **Figura 17**.



Figura 17. Panorámica aérea de plataforma para perforación del pozo Barcodón 1 en interacción con pera e infraestructura del pozo Barcodón 109.

Coordenadas X: 606,281.11; Y: 2'497,036.54.

Fuente: Elaboración propia.

Al Norte (N) de la localización de la pera, se presenta un camino de acceso con dirección al pozo Barcodón 123, donde se presenta un área de pastos, maleza y manchones difusos de vegetación secundaria (ver **Figura 18**), hacia el límite Sur (S) se presenta un parche de vegetación secundaria siguiendo de forma continua un área de uso agrícola (ver **Figura 19**); al Este (E) del sitio predominan pastos y malezas, así como fragmentos de vegetación secundaria dispersa (ver **Figura 20**). En el límite Oeste (W) se presenta una franja de vegetación arbustiva y vegetación secundaria diseminada, teniendo de forma posterior un área extensa de uso agrícola. ver **Figura 21**.

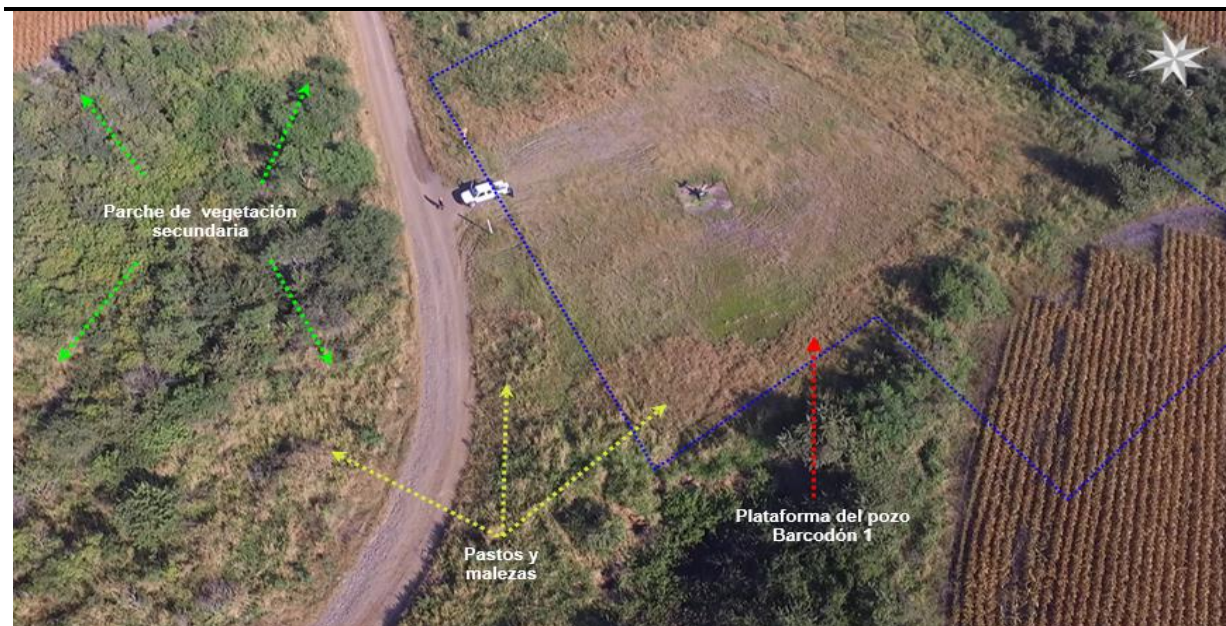


Figura 18. Área norte de la plataforma para la perforación del pozo Barcodón 1.

Coordenadas X: 606,182.16; Y: 2'497,002.23
 Fuente: Elaboración propia.



Figura 19. Área sur de la plataforma para la perforación del pozo Barcodón 1.

Coordenadas X: 606,248.19; Y: 2'497,003.53.
 Fuente: Elaboración propia.

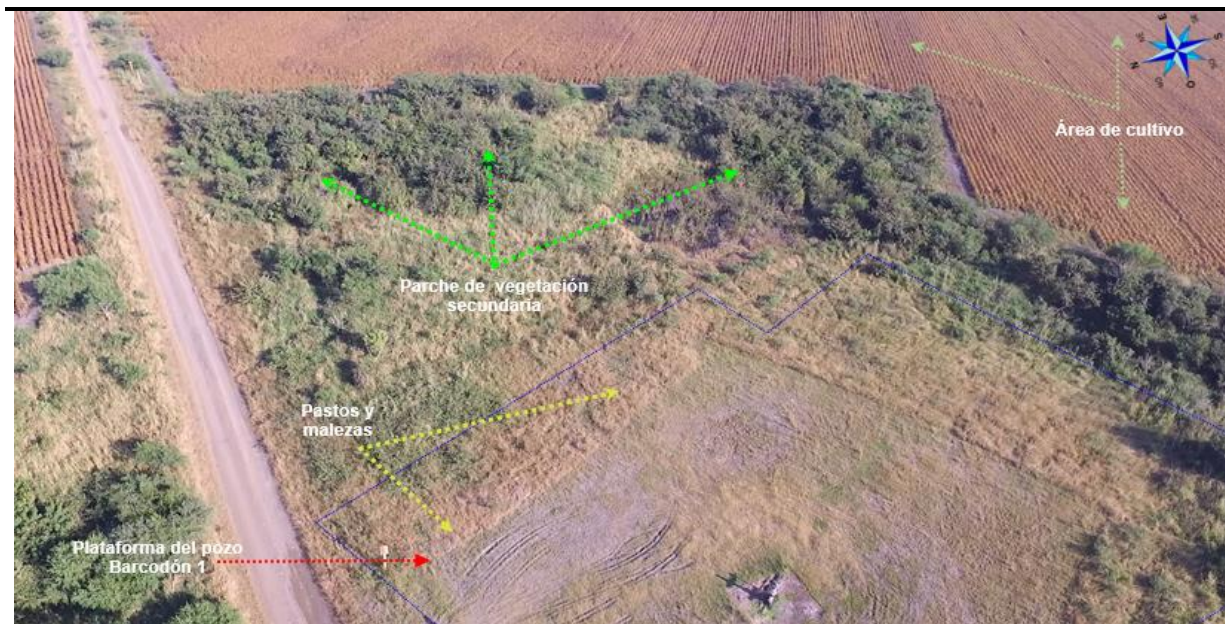


Figura 20. Área este de la plataforma para la perforación del pozo Barcodón 1.

Coordenadas X: 606,238.17; Y: 2'496,999.76

Fuente: Elaboración propia.

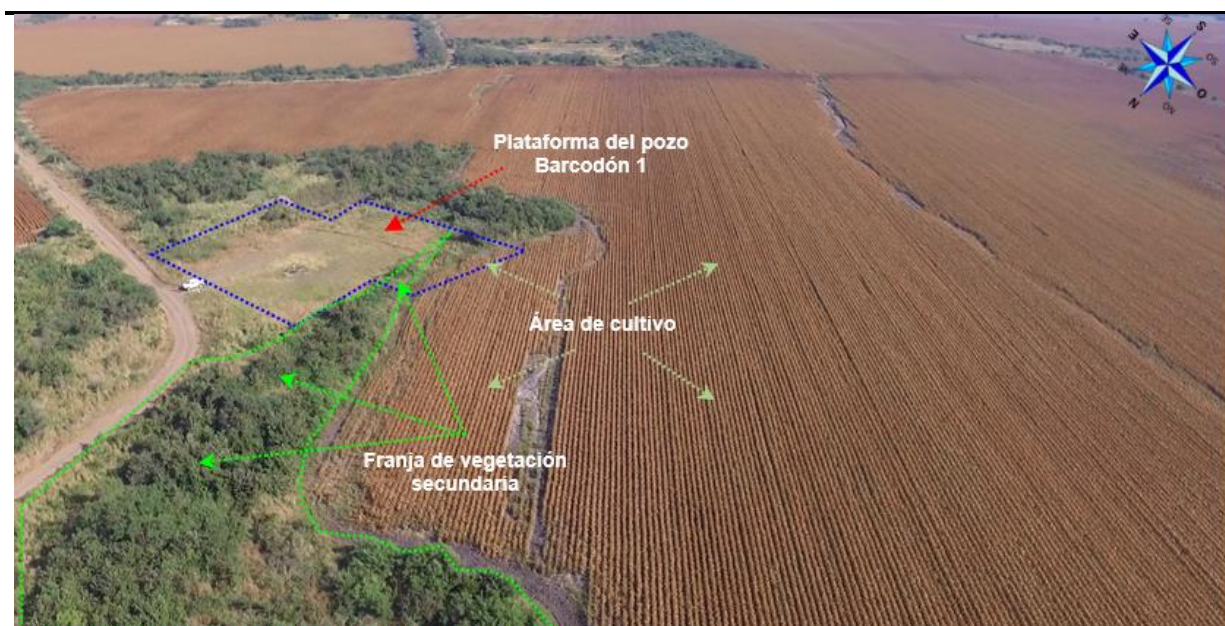


Figura 21. Área oeste de la plataforma para la perforación del pozo Barcodón 1.

Coordenadas X: 606,162.38; Y: 2'497,000.34.

Fuente: Elaboración propia.

III.4.3. Aspectos abióticos.

La información consultada para este apartado proviene de las Estaciones Meteorológicas Automáticas (EMA'S), del Servicio Meteorológico Nacional (SMN), administradas por la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA), así como por el INEGI.

A continuación, en la **Figura 22**, se presenta la EMA más cercana al Área Contractual 1 Barcodón.

- **EMA Tampico.** La EMA se encuentra ubicada en el municipio de Altamira, Tamaulipas, en las coordenadas UTM 610605.87 m E y 2476113.81 m N. Se localiza a 21,906 km en línea recta al norte del proyecto. Teniendo actualmente como administrador de red la ESIME (Estación Sinóptica Meteorológica).

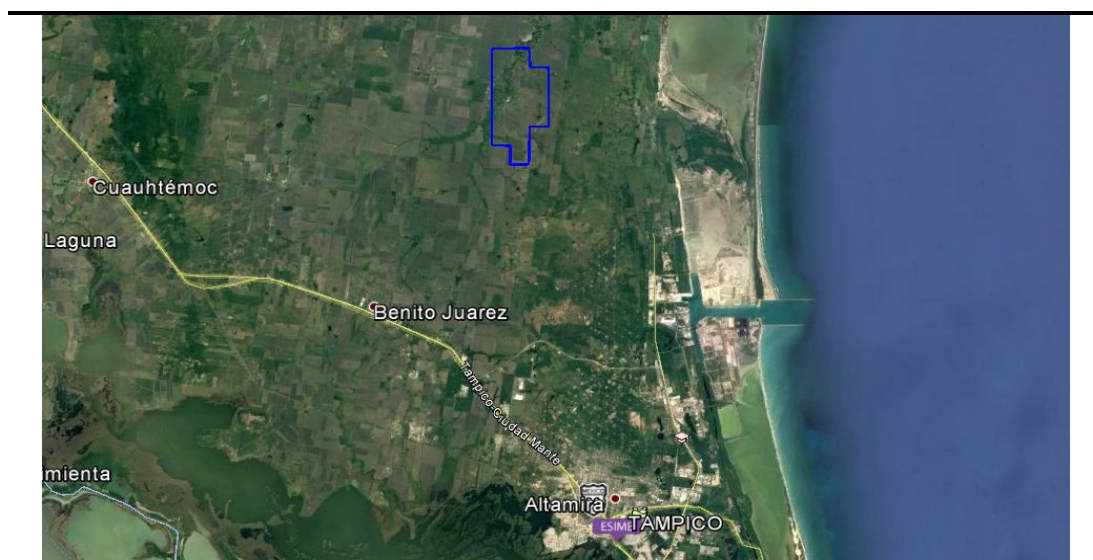


Figura 22. EMA cercana al Área Contractual Barcodón

Fuente: Estaciones Meteorológicas Automáticas (EMA), SMN, 2017.

III.4.3.1. Climatología.

Se identificó que en el área donde se ubicará el proyecto se presenta el clima tipo:

Cálido sub-húmedo (Aw0). Este clima presenta una temperatura media anual mayor a 22 °C y en mes más frío rebasa los 18 °C. Los registros de precipitación en el mes más seco, oscilan entre los 0 y 60 mm, presenta lluvias de verano con índice P/T menor de 43.2 y porcentaje de lluvia invernal del 5% al 10,2% del total anual. Se localiza en la mayor parte del municipio de Altamira (Ver **Figura 23**).

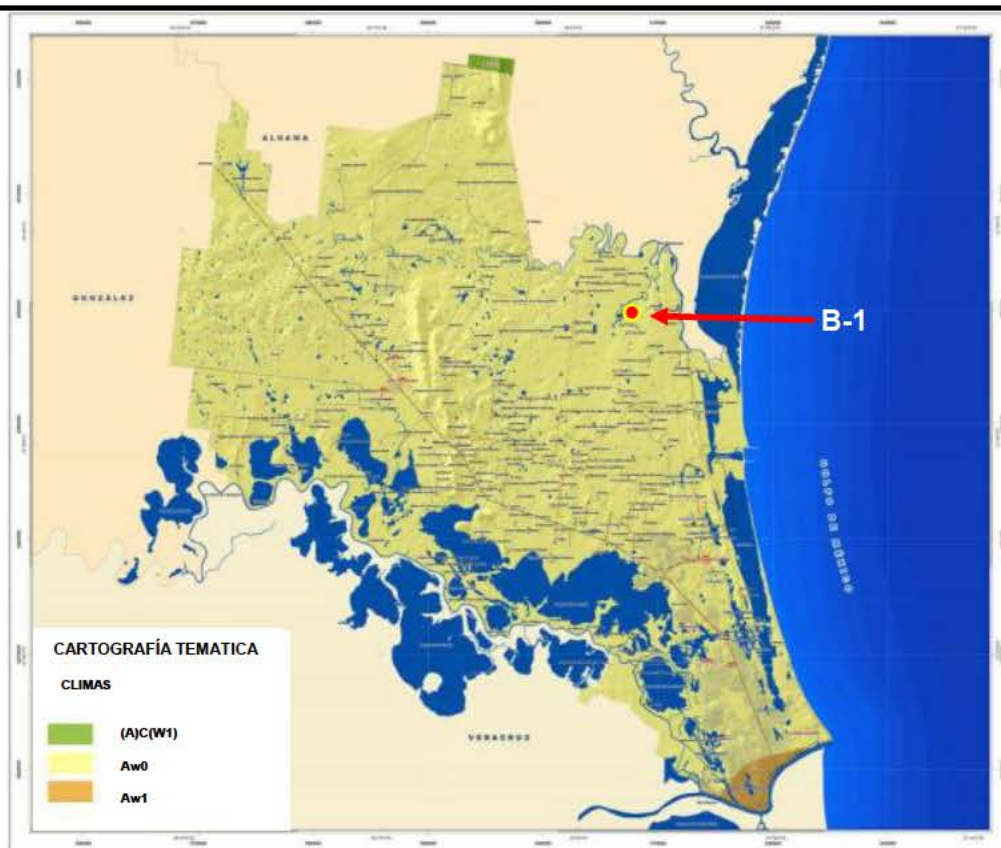


Figura 23. Distribución del clima de la zona del proyecto.

Fuente: Carta Estatal de Climas de INEGI Escala 1:1,000,000.

III.4.3.2. Temperatura.

- **Temperatura media mensual.**

De acuerdo a la fuente consultada (Anuario Estadístico del estado de Tamaulipas, edición 2016), la EMA Tampico, es la estación más cercana al municipio de Altamira, Tamaulipas, por lo que, para el presente apartado, se tomó la información relacionada con la temperatura media mensual registrada en dicha estación durante el periodo de 1960 a 2015, presentándose en la **Tabla 31** la información al respecto.

Tabla 31. Temperatura media mensual (°C).

Estación Concepto	Periodo	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Tampico	2015	17.0	18.7	20.6	26.7	28.1	29.1	28.9	30.2	28.9	28.2	16.0	22.5
Promedio	1960-2015	18.7	20.1	22.8	25.5	27.7	28.7	28.3	28.8	28.0	26.1	22.8	20.0
Año más frío	1974	19.6	17.9	22.3	24.1	27.0	25.9	25.4	26.8	25.6	23.4	20.8	18.7
Año más caluroso	2006	21.6	20.7	23.3	25.5	28.1	29.8	29.9	29.9	29.6	26.9	23.6	20.3

Fuente: Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática (INEGI), Anuario Estadístico del estado de Tamaulipas, 2016.

- **Temperatura media anual.**

La información presentada de la temperatura media anual se refiere a la ciudad de Tampico, como área inmediata y corresponde al período 1960-2015, tal y como se muestra en la **Tabla 32**.

Tabla 32. Temperatura media anual (°C).

Estación	Periodo	Temperatura promedio	Temperatura del año más frío	Temperatura del año más caluroso
Tampico	1960-2015	24.8	23.1	26.2

Fuente: Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática (INEGI), Anuario Estadístico del estado de Tamaulipas, 2016.

III.4.3.3. Humedad.

La humedad relativa promedio anual es de 80%. La atmósfera de la región es clasificada como marítima corrosiva, con valores máximos de presión barométrica de 1,018.00 atm y valores mínimos de 0.993 atm.

III.4.3.4. Precipitación.

De acuerdo al Anuario Estadístico del Estado de Tamaulipas, Edición 2016, en la zona cercana al proyecto, se ha registrado una precipitación promedio anual de 1116.9 mm de los cuales 602.4 mm corresponden a la precipitación del año más seco y 1635.3 mm al año más lluvioso. En la **Tabla 33**, se presenta la estadística de la precipitación pluvial total anual.

Tabla 33. Precipitación pluvial total anual (mm).

Estación	Periodo	Precipitación promedio	Precipitación del año más seco	Precipitación del año más lluvioso
Tampico	1960-2015	1,116.9	602.4	1,635.3

Fuente: Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática (INEGI), Anuario Estadístico del estado de Tamaulipas, edición 2016.

- **Precipitación pluvial mensual.**

En la **Tabla 34**, se puede observar que para el periodo 2011, se reporta que, en lo referente a la precipitación total mensual, para el mes de junio, se han registrado lluvias máximas mensuales de 301.7 mm, mientras que para el mes de marzo se reportan solamente 1.5 mm.

Tabla 34. Precipitación total mensual (mm).

Estación y concepto	Periodo	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Tampico	2015	34.7	6.9	139.6	14.1	117.2	170.3	89.4	40.0	156.0	94.4	71.7	3.0
Promedio	1960-2015	27.4	21.8	19.5	20.5	50.9	169.3	150.5	156.3	274.3	140.9	46.5	42.0
Año más seco	1982	0.2	26.7	4.8	83.5	140.4	29.1	9.4	17.9	17.9	204.1	41.9	19.0
Año más lluvioso	1973	24.4	39.3	0.0	14.9	22.1	463.9	163.4	203.7	203.7	217.7	37.1	327.8

Fuente: Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática (INEGI), Anuario Estadístico del estado de Tamaulipas, edición 2016.

III.4.3.5. Vientos.

Los vientos dominantes para la zona de interés son del este-sureste y los reinantes del nor-noreste (NNE), según los registros de la estación Tampico en un período de 15 años. El promedio anual es 60.3 % de frecuencia de vientos del ESE, con velocidad de 2.8 m/seg (entre 2.58 a 3.3 m/seg), y con 15.1% de vientos del norte con velocidad promedio de 4.7 m/seg (3.9 a 5.8 m/seg), y el 13.1% considerando su velocidad como importantes vientos del E con velocidad de 2.2 m/seg.

Se reporta como vientos dominantes a los provenientes del sureste, encontrándose variaciones en el año, como son las registradas durante los meses de mayo a octubre cuando el viento es predominantemente de dirección sureste, con una frecuencia de 25%, y noreste con frecuencia del 17.5%. Para los meses de noviembre a abril, los vientos soplan del norte con una frecuencia del 10%, del este con una frecuencia del 25% y del sureste con una frecuencia del 30%.

Tabla 35. Frecuencia de vientos dominantes anuales.

Dirección	Frecuencia %	Dirección	Frecuencia %
Norte (N)	15,1	Este (E)	13,1
Nor-noreste (NNE)	1,5	Este-sureste (ESE)	60,3
Noreste (NE)	3,0	Sureste (SE)	4,0
Este-noreste (ENE)	1,5	Noroeste (NW)	1,5

Fuente: SMN, Observatorio de Tampico, datos del periodo de 1991-2007.

III.4.3.6. Frentes fríos.

De acuerdo con la CONAGUA, la temporada de frentes fríos (FF) abarca del 20 de septiembre al 15 de mayo (otoño, invierno y primavera), sin embargo, la ocurrencia se extiende hasta los meses de junio o julio. En las últimas décadas, el comportamiento de las temporadas invernales muestra dos tendencias claramente definidas; antes y después del 2000. Antes del año en mención, la ocurrencia de Frentes Fríos era menor a 43 eventos, en promedio ocurrían alrededor de los 35 eventos. Posterior al año 2000, la ocurrencia promedio es de 52 eventos con máximos de 64 FF en la pasada temporada invernal 2015-2016. **Figura 24.**

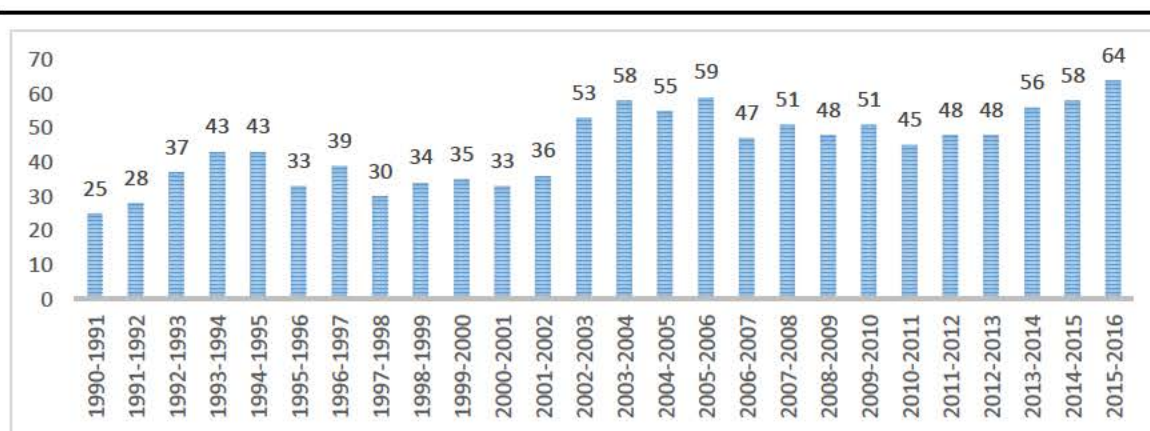


Figura 24. Número de Frentes Fríos (FF) por temporada invernal 1990-2016

Fuente: Plan de Contingencias, Temporada Invernal 2016-2017, Gobierno del Estado de Tamaulipas, 2016

En la última temporada invernal 2015-2016, el pronóstico de FF, fue de 60 eventos, cifra que fue superada presentándose hasta los 64 eventos, dos los cuales ocurrieron fuera de la temporada invernal, durante el mes de junio. **Tabla 36.**

Tabla 36. Número de Frentes Fríos por mes. Temporada Invernal 2015-2016.

Mes	FF	Ingreso por el noreste	Porcentaje (FF que ingresaron por Tamaulipas)	Mes	FF	Ingreso por el noreste	Porcentaje (FF que ingresaron por Tamaulipas)		
	2	0	1	5		2	0	1	6
Septiembre	2	1	50	Enero	9	1	11		
Octubre	8	6	75	Febrero	7	4	57		
Noviembre	6	5	83	Marzo	10	6	60		
Diciembre	9	4	44	Abril	8	3	38		
				Mayo	3	2	67		
				Junio	2	0	0		

Fuente: Plan de Contingencias, Temporada Invernal 2016-2017, Gobierno del Estado de Tamaulipas, 2016

III.4.3.7. Fisiografía.

El sur de Tamaulipas (Tampico, Cd. Madero y Altamira) queda comprendido en la Provincia de la Llanura Costera del Golfo Norte, la cual se extiende sobre las costas del Golfo de México, desde el Río Bravo hasta la Zona de Nautla, Ver. En esta Provincia se encuentra la Subprovincia de las Llanuras y Lomeríos, la cual, desde Monterrey, desciende suavemente hacia el sur y al este, internándose en el Estado de Tamaulipas en suave declive hacia el mar, siendo su principal característica el fuerte predominio de amplias llanuras interrumpidas por lomeríos, dónde se pueden apreciar pendientes hasta del 3%.

Cabe hacer mención, que la zona de estudio no presenta relieves accidentados por ser una región sensiblemente plana, debido a su lejanía de las cadenas montañosas. Esta Subprovincia integra una costa de emersión, en virtud de la edad de los materiales aflorantes, predominantemente sedimentos marinos no consolidados de arcillas, arenas, conglomerados y depósitos de aluviones desde Terciarios, Cuaternarios y Cretácicos.

III.4.3.8. Geomorfología.

El Estado de Tamaulipas se caracteriza por la presencia de extensas planicies que se elevan unos cuantos metros sobre el nivel medio del mar, seguidas por algunos lomeríos de baja altura. En parte de la superficie Estatal se observa un contraste en el relieve topográfico, lo anterior por la presencia de cadenas montañosas altas y alargadas correspondientes a la Sierra Madre Oriental y elevaciones de menor tamaño representadas por las sierras de Tamaulipas y San Carlos. Existen zonas donde al interior de cuerpos elevados se presentan amplios valles, cañadas profundas, llanos, etc., mientras que en los flancos de las principales sierras se observan extensas zonas de pie de monte.

Geomorfológicamente la zona que comprende a los municipios Tampico, Madero y Altamira, se caracteriza por la presencia de una amplia llanura y una planicie costera ligeramente inclinada hacia el Oriente, en ocasiones es interrumpida por escasas elevaciones de pendientes suaves casi horizontales, lomeríos arenosos, planicies aluviales, entre otras, dentro de sus principales componentes se encuentran lagunas, ríos, arroyos, lagunas marginales hacia la zona litoral, además de barras, dunas costeras y playas con depósitos litorales y eólicos alineados dirección Norte-Sur.

Una planicie lagunar se ubica hacia la parte Sureste del área de estudio, se conforma por una superficie plana y recta con cordones de dunas y suelos residuales, se encuentra sobre las márgenes de los ríos y arroyos limitada por una barra prelitoral, es formada por depósitos aluviales de topografía suave, principalmente hacia las desembocaduras que forman deltas. Las rocas ígneas se manifiestan como manchones sobre una franja irregular orientada de Norte a Sur, es compuesta por geoformas circulares y alargadas de baja altura, se presentan algunos cuerpos dómicos relacionados a cuerpos intrusivos, son más comunes las estructuras en forma de derrames basálticos y hacia sus bordes se ubican mesetas.

La zona presenta un drenaje meándrico y dendrítico intermitente, asociado al delta del Río Pánuco, tiene superficies de inundación que forman pequeñas lagunas en las que constantemente deposita sedimentos recientes. Ocasionalmente los cambios del drenaje indican una variación litológica, para este caso, esta no es muy marcada debido a la similitud de las unidades y a su poca resistencia al intemperismo y la erosión.

La descripción de los principales rasgos geomorfológicos se observa en la **Tabla 37**, mientras que la distribución de los mismos se presenta en la **Figura 20**.

Tabla 37. Principales rasgos geomorfológicos de la zona del proyecto.

Rasgo Geomorfológico	Descripción
Bajada	Comprende áreas de pendientes y extensiones variables transicionales entre geoformas elevadas y partes llanas, comprendiendo las partes bajas de las laderas y zonas de pie de monte.
Llanura aluvial	Superficies relativamente planas con pocas variaciones en sus alturas, además de tener contacto con medios sedimentarios que incorporan materiales en su superficie.
Llanura costera	Amplias superficies planas, parcial o totalmente descubiertas de la vegetación, donde agentes erosivos (principalmente el viento) remueven las partículas finas de los suelos.
Lomerio	Comprende las elevaciones del terreno de tamaño y altura menor respecto a una sierra, comprende estructuras como cerros y lomas.
Meseta	Superficie llana cortada por valles, con pendientes irregulares y escarpadas, generalmente son el resultado de la erosión de estratos dispuestos horizontalmente.
Sierra	Se refiere al conjunto de estructuras montañosas elevadas y alineadas, generalmente son parte de una cordillera.

Fuente: Atlas de Riesgos de los municipios Tampico, Madero y Altamira del Estado de Tamaulipas, 2009.

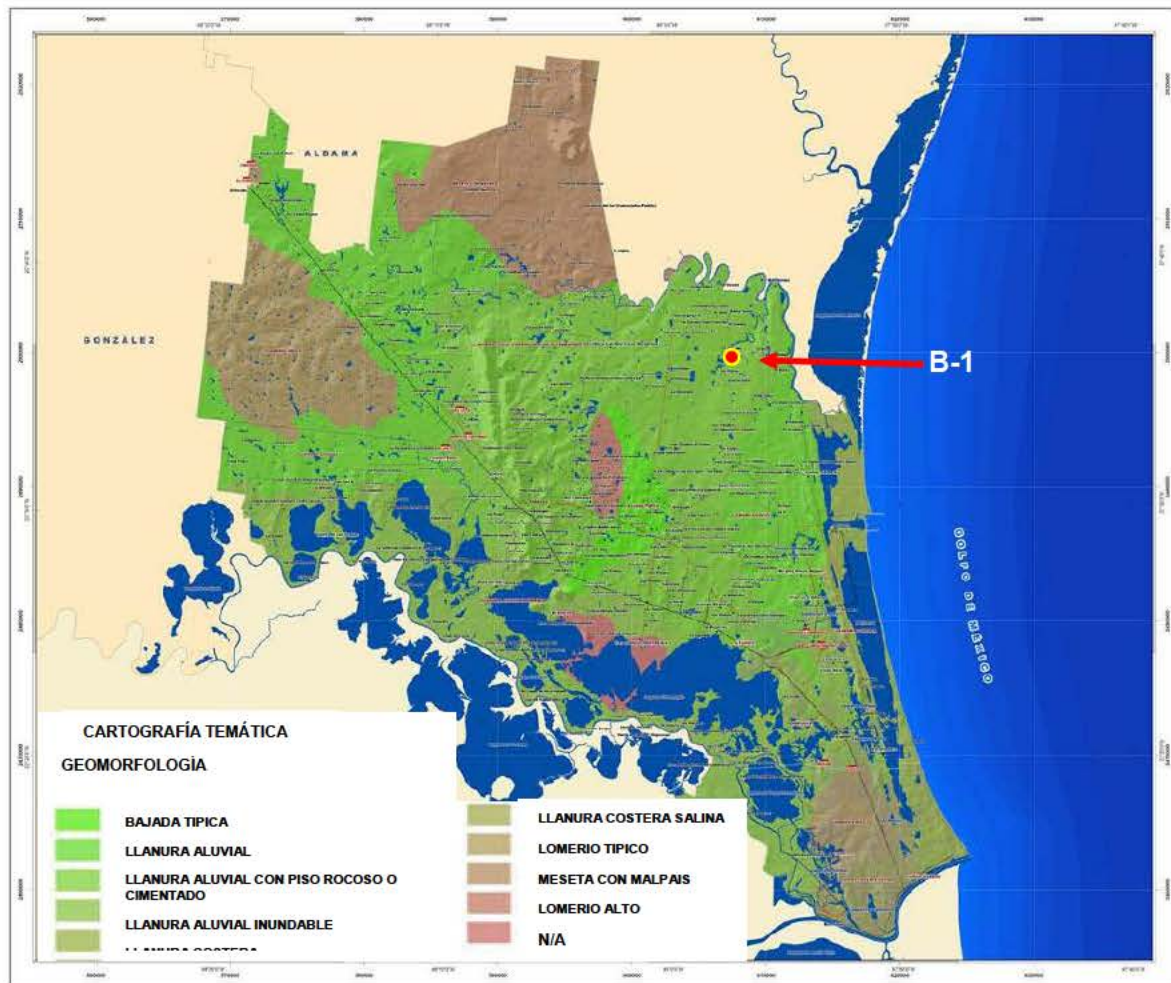


Figura 25. Mapa geomorfológico de la zona de interés.

Fuente: Atlas de Riesgos de los municipios Tampico, Madero y Altamira del Estado de Tamaulipas, 2009.

III.4.3.9. Geología.

La superficie que cubre el Estado de Tamaulipas ha sido afectada por diversos procesos estructurales y tectónicos, gran parte de la morfología actual es el resultado de la Orogenia Laramide, ocurrida durante finales del Cretácico e inicios del Terciario, dando como resultado el levantamiento y plegamiento de grandes depósitos de rocas sedimentarias, así como un proceso de fallamiento con orientación preferente Norte-Sur, generando a su vez bloques y fosas donde posteriormente fueron depositados rellenos sedimentarios.

Dentro de la zona que comprende los Municipios de Tampico, Madero y Altamira, durante el Terciario se desarrolló una sedimentación bajo un régimen de margen pasivo. Esta zona está constituida por escasos pliegues anticlinales, con sus flancos casi horizontales, sus rumbos varían de noroeste-sureste a norte-sur, son observables hacia la parte poniente del municipio de Altamira, constituyendo lineamientos ligeramente elevados y en algunas ocasiones inferidos, debido a la cobertura aluvial subyacente. Se encuentran constituidos por litologías de las formaciones Méndez y Mesón, de esta última unidad se presentan dos lineamientos, uno paralelo y sobre la línea de costa, el segundo, ubicado hacia la parte central de este mismo Municipio, ambos con orientación norte-sur.

Predomina la continuación a una estructura monoclinal ligeramente inclinada hacia el oriente, constituida por llanuras, colinas y una planicie costera que contiene lagunas, ríos, arroyos, barras, dunas costeras y playas con depósitos litorales y eólicos alineados norte-sur. Sobre la porción norte de Altamira, se observa una cubierta de roca volcánica asociada a derrames fisurales básicos producto de una reactivación ígnea, se distinguen dos pequeñas elevaciones en esta unidad, se trata de los cerros El Metate y La Sierrita.

Se observa claramente la presencia de una serie de anticlinales con orientación preferente noroeste-sureste, los cuales se ubican en su mayoría al noroeste del área. Respecto a la presencia de fallas y fracturas, éstas se presentan en dos tendencias principales, la primera con orientación preferente noreste-suroeste, mientras que una segunda tendencia se observa con orientación preferente noreste-suroeste (**Figura 26**).

Cabe mencionar que no se tiene registró de estructuras geológicas de dimensiones considerables en la zona urbana que forman las ciudades Tampico, Madero y Altamira.

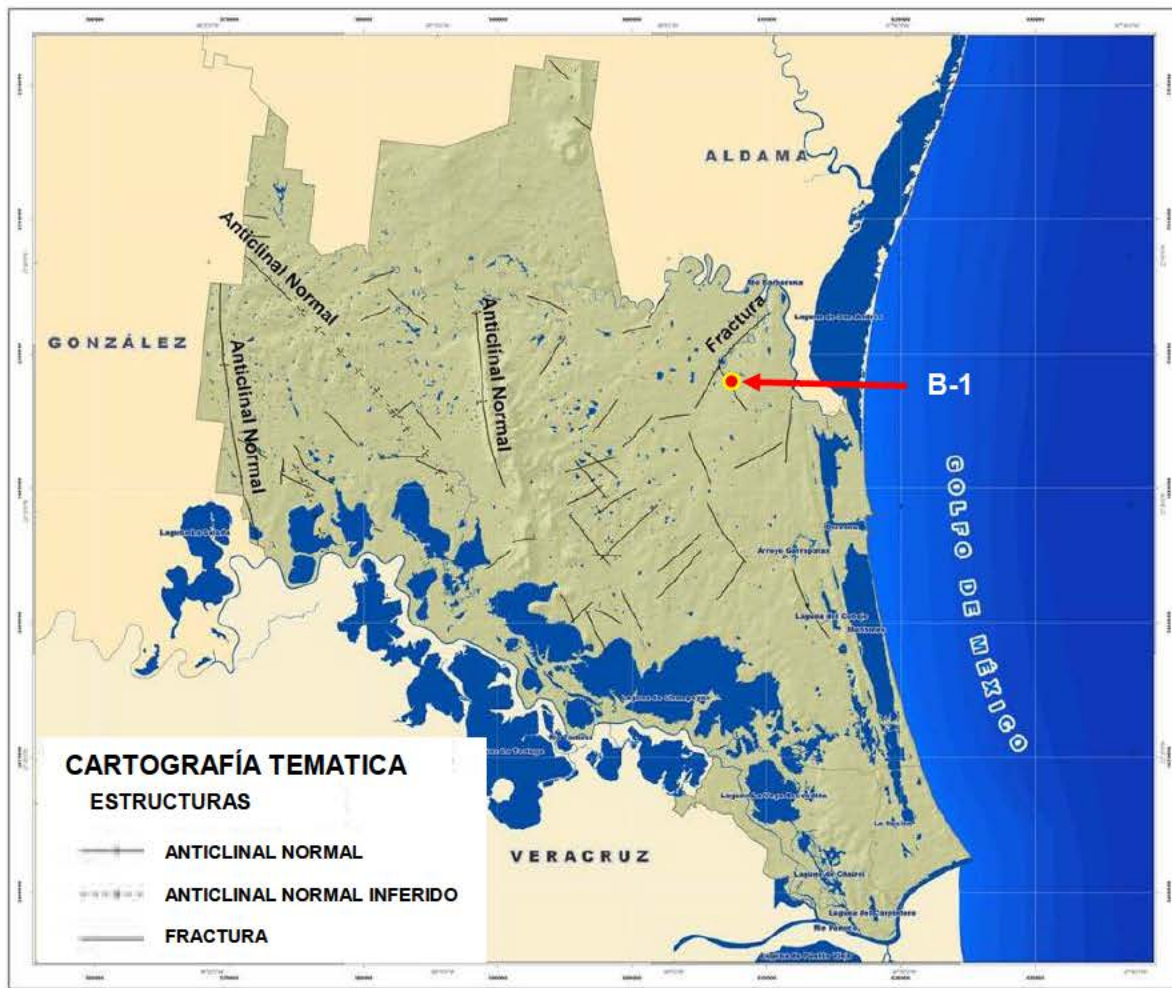


Figura 26. Rasgos Estructurales de la zona de interés.

Fuente: Atlas de Riesgos de los municipios Tampico, Madero y Altamira del Estado de Tamaulipas, 2009.

III.4.3.10. Estratigrafía.

Dentro de los Municipios de Altamira, Tampico y Ciudad Madero, predominan las unidades de origen sedimentario, variando en edades del Cretácico superior al Reciente, representadas por sedimentos arcillo-arenosos y areno-calcáreos, además de la presencia de rocas ígneas extrusivas.

A continuación, se hace una breve descripción de las principales características de cada unidad litológica, de la más antigua a la más reciente, cuya distribución se observa en la **Figura 27**. Cabe mencionar que la información fue tomada de las cartas geológicas y mineras a escalas 1:250,000 y 500,000 del Estado.

- **Formación Méndez (Kcm Lu-Mg).** La constituye una secuencia de lutitas, lutitas calcáreas y margas calcáreas en estratos delgados y laminares alternando con capas de bentonita, presenta fractura concoidal y es deleznable, se presenta sobre una planicie ubicada entre Estación Manuel y la Laguna La Puente, es cubierta por materiales aluviales y aparece en forma de manchones de cuatro a seis kilómetros de longitud. La unidad se depositó en un ambiente marino profundo de aguas tranquilas, donde la sedimentación calcárea disminuye y se incrementa el aporte de materiales terrígenos. Descansa concordantemente sobre la Formación San Felipe, infrayace de igual forma a la Formación Velasco, ocasionalmente se encuentra cubierta por depósitos de aluvión y derrames basálticos. Es correlacionable en edad con la Formación Cárdenas.
- **Formación Velasco (Tpae Ar-Lu-Mg).** Está formada por areniscas interestratificadas con lutitas fósiles cementadas por carbonato de calcio, presenta horizontes de bentonita intercalados con margas. Aflora dentro del municipio de Altamira hacia la parte norte de las lagunas Josesito y Champayán, extendiéndose cerca de 20 Km hasta la localidad Mariano Matamoros. Sus sedimentos se depositaron en aguas moderadamente profundas, en estratos delgados y ondulantes, por su composición arcillosa se alteran fácilmente y forman suelos residuales. En algunos afloramientos se observa la alternancia de lutitas y areniscas calcáreas. Su espesor promedio es de 70 m, sobryace discordantemente a la Formación Méndez y subyace concordantemente a la Formación Chapopote, se correlaciona en edad con la Formación Wilcox.

- **Formación Chapopote (Te Mg-Lu).** Está formada por capas delgadas de margas, lutitas y limolitas en capas de 10 cm, se caracteriza por la presencia de intemperismo esferoidal. Se presenta en el municipio de Altamira, hacia el norte de la Laguna Champayán, en una franja paralela a la línea de costa, con dimensiones de 29 Km de largo por siete Km de ancho, Esta unidad tiene manifestaciones de hidrocarburos, se encuentra cubierta por la Formación Palma Real, mientras que es correlacionable con la Formación Yegua.
- **Formación Palma Real (To Ar-Lu-Cgp).** Secuencia de lutitas con intercalaciones de areniscas, éstas últimas se encuentran recristalizadas y con alto contenido de fósiles, formada por fragmentos de plagioclasa, cuarzo y pedernal con un cementante calcáreo. La unidad tiene un espesor promedio de 180 m, sus afloramientos se encuentran dentro del municipio de Altamira, es cubierto por las formaciones Chapopote y Mesón, por lo que se le observa en franjas paralelas a la línea de costa de 25 Km de largo por dos a cinco Km de ancho. Su depósito ocurrió en un ambiente costero de aguas someras con un aporte de material volcánico evidenciado por la presencia de tobas. Descansa discordantemente sobre la Formación Chapopote, asimismo sobreyace concordantemente a la Formación Mesón, mientras que se correlaciona con la Formación Frío.
- **Formación Mesón (To Ar-Lu-Lm).** Está compuesta por lutitas y margas arenosas que subyacen una arenisca calcárea, en la parte superior contiene una coquina en una matriz calcárea. Se distribuye sobre dos franjas, una pequeña y delgada constituyendo un conjunto de lomeríos de baja altura cerca de la comunidad Maclovio Herrera, al norte de la Laguna Champayán, de mayor tamaño se encuentra una segunda franja cerca de la línea de costa, extendiéndose por aproximadamente 40 Km desde el Río Barberena, que es el límite entre los municipios Altamira y Aldama, hasta la superficie que comprende la cabecera municipal de Tampico y Ciudad Madero, su espesor promedio es de 140 m. Esta unidad se desarrolló en una zona sublitoral interna y externa de aguas tropicales.

Descansa concordantemente sobre la Formación Palma Real, a la vez que es cubierta por depósitos aluviales recientes. Se correlaciona en edad con las formaciones Palma Real y Norma.

- **Basalto (Qpt B).** Lava basáltica fisural, densa, compacta, de textura afanítica, con minerales de plagioclasa, olivino y ferromagnesianos. Se observa formando bloques, mesetas y coronando casquetes. Tiende a distribuirse en puntos intermitentes formando pequeñas estructuras circulares, como es el Cerro el Metate, al norte del municipio de Altamira y al sur de la comunidad Maclovio Herrera, constituyendo los cerros La Laguna Champayán, La Campana y El Lagarto, ubicados en el mismo municipio.
- **Aluvión (Qhoal).** Esta unidad está representada por clastos de diferentes granulometrías, desde arcillas a cantos de hasta 20 cm. Se distribuye en grandes zonas del Estado, principalmente sobre las márgenes de arroyos y en las zonas de planicies, básicamente es producto de la desintegración de rocas preexistentes, se distribuyen en una franja que parte desde el Río Pánuco, en el municipio de Tampico, distribuyéndose y ensanchándose hacia el noroeste siguiendo el cauce del Río Tamesí.
- **Sedimentos lacustres (Qhola).** Se trata de una intercalación de limos, arenas y arcillas, ocasionalmente presenta horizontes yesíferos. Estos depósitos se ubican junto a la línea de costa, en una franja de aproximadamente 10 Km de largo por 3 Km de espesor, desde el Río Barberena hasta el puerto industrial de Altamira.
- **Litoral (Qholi).** Unidad compuesta por depósitos de arenas con fragmentos de conchas, varían de litarenitas feldespáticas a sublitenitas bien clasificadas y de tamaño grueso. Las estructuras sedimentarias que presenta son características de ambientes de alta energía que imperan en la playa, donde el viento es el medio dominante. Estos materiales se depositan a lo largo de la línea de costa, limitados

al sur por el Río Pánuco, en Cd. Madero y al norte con el Estero Barranco Viejo, en el municipio de Aldama.

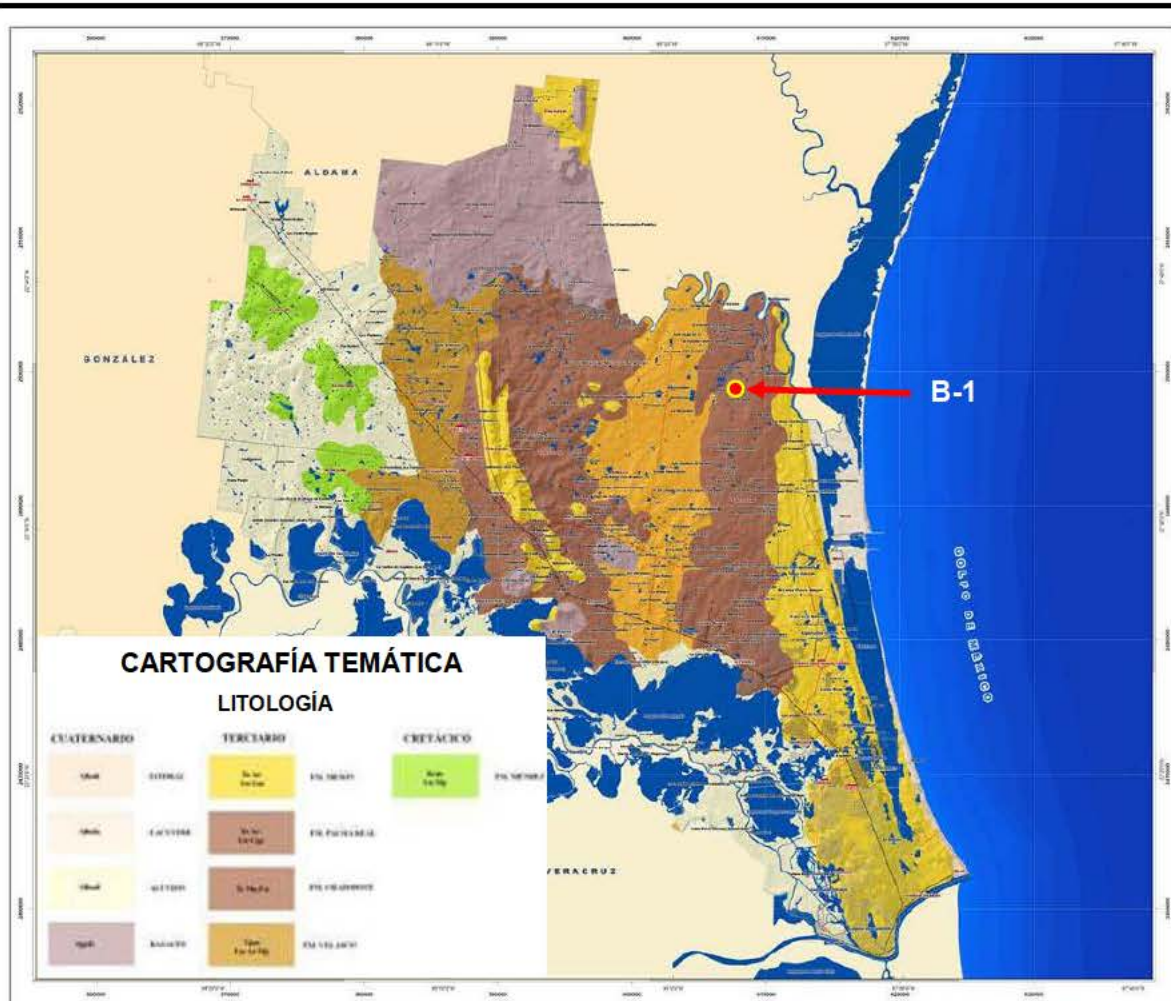


Figura 27. Unidades geológicas de la zona de interés.

Fuente: Atlas de Riesgos de los municipios Tampico, Madero y Altamira del Estado de Tamaulipas, 2009.

III.4.3.11. Hidrología.

La descripción y análisis de la hidrología se realizó con base en las cartas hidrológicas con escala de 1: 250,000 de INEGI 2007.

EL sitio del proyecto se localiza en la Región Hidrológica número 25 (RH25), San Fernando-Soto La Marina, en la cuenca Laguna de San Andrés-Morales (A), subcuenca Río Barberena (b).

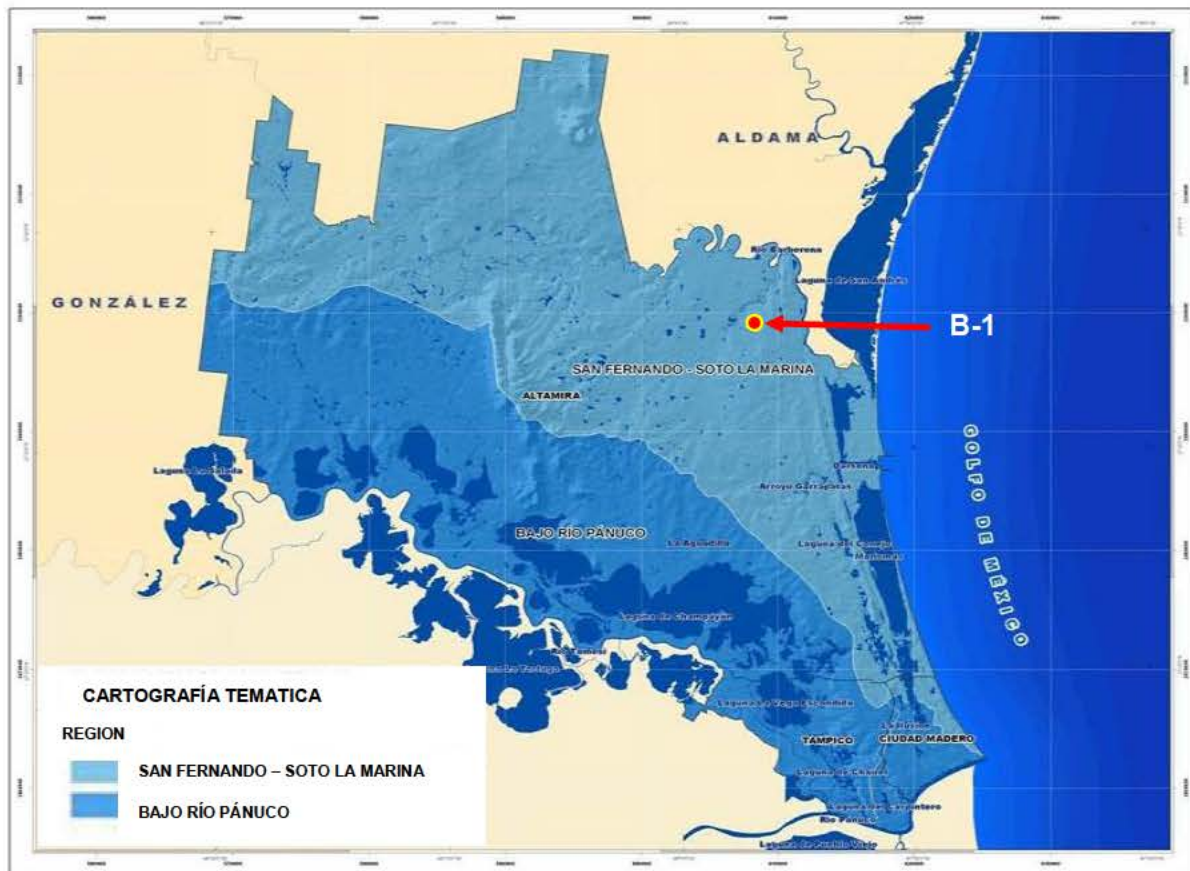


Figura 28. Regiones hidrológicas de la zona de interés.

Fuente: Atlas de Riesgos de los municipios Tampico, Madero y Altamira del Estado de Tamaulipas, 2009.

En la **Tabla 38** se presentan las características de la región hidrológica San Fernando – Soto La Marina (Región hidrológica 25).

Tabla 38. Características de la RH 25, San Fernando-Soto La Marina.

Características	Dato
Extensión Territorial Continental	54,961 (km ²)
Precipitación normal anual 1971-2000	703 (mm)
Escurrecimiento natural medio superficial interno	4,864 (hm ³ /año)
Escurrecimiento natural medio superficial total	4,864 (hm ³ /año)
Importaciones (+) o exportaciones (-) de otros países	0 (hm ³ /año)
Número de cuencas hidrológicas	45

Fuente: Atlas del Agua en México 2015, Comisión Nacional del Agua (CONAGUA).

III.4.3.12. Escorrentía.

Existen áreas en donde el escurrimiento tiende a ser uniforme debido a sus características de permeabilidad, cubierta vegetal y precipitación media principalmente. A partir del análisis del conjunto de datos vectoriales de las cartas hidrológicas de aguas superficiales 1:250,000, se obtiene un coeficiente de escurrimiento que representa el porcentaje de agua precipitada que drena superficialmente. De acuerdo a su variación en el país, estos coeficientes se agrupan en 5 rangos que presentan las condiciones del escurrimiento. Los rangos considerados son: del 0 al 5%, de 5 a 10%, de 10 a 20%, de 20 a 30% y mayor de 30%.

En el Área Contractual Barcodón el 100 % de la superficie corresponde a coeficiente de escurrimiento del 10 al 20% (Ver **Tabla 39**).

Tabla 39. Coeficiente de escurrimiento del Área Contractual Barcodón

Descripción	Área (m ²)	HAS	km ²	Porcentaje
Coeficiente de escurrimiento de 10 a 20%	11'066,103.5113	1,106.6104	11.0661	100%

Fuente: Elaboración propia.

- ***Coefficiente de escurrimiento de 10 a 20%.***

Los horizontes de arenisca, cuyo tamaño varía de fino a medio, con escaso cementante y fragmentación moderada, facilitan un escurrimiento medio.

III.4.3.13. Hidrología subterránea.

Las aguas subterráneas presentes en la zona se presentan como se indica a continuación:

- ***Acuíferos.***

El Área Contractual Barcodón se ubica sobre el acuífero Bajo Zona Sur, con clave 2813, que cuenta con una disponibilidad de 8'438,593 de metros cúbicos de acuerdo a la CONAGUA 2015, publicado en D.O.F. el 21 de diciembre del 2015.

- ***Acuífero Zona Sur, clave 2813 (D.O.F. 21 de diciembre del 2015).***

Comprendiendo una superficie de 1,834.46 km² de la porción sur del Estado de Tamaulipas. La zona se encuentra delimitada por los paralelos 22°14' y 22°45' de latitud norte y los meridianos 97°47' y 98°20' de longitud oeste.

Colinda al norte con el acuífero Aldama-Soto La Marina, al oriente con el Golfo de México, al occidente con el acuífero Llera-Xicoténcatl y al sur con el acuífero Tampico-Misantla del estado de Veracruz.

El acuífero se localiza totalmente dentro de los municipios de Altamira, Tampico y Ciudad Madero y algunas pequeñas porciones de los municipios de Aldama y González; destacando en él las poblaciones de Tampico, Altamira, El Fuerte, Cervantes, Cuauhtémoc, Lindavista, San Antonio y El Palmar (Ver **Figura 28**).

De acuerdo con la información obtenida, corresponde con un acuífero libre granular, constituido principalmente por arenas, aunque en algunas zonas puede comportarse

como de tipo semiconfinado, debido a la presencia de arcillas, en general con buena permeabilidad y niveles estáticos entre 1 y 13 m de profundidad.

La profundidad al nivel del agua subterránea o nivel estático, medida desde la superficie del terreno varía de 0.3 a 17.0 metros, teniendo una profundidad promedio de 4.12 metros. La mayor profundidad se encuentra al sureste de la zona de explotación, al este del poblado del Chocolate con valores que varían de 9 a 17 metros.

De acuerdo con la profundidad al nivel del agua subterránea, se distinguen tres zonas, la primera de ellas formada por los pozos que se encuentran cercanos a la línea de costa, en las que la profundidad al nivel estático varía de 0.3 a 2 metros; la segunda formada por aprovechamientos localizados en la zonas urbanas de los poblados de Altamira y sus alrededores, en las que la profundidad varía de 3 a 7 metros; y la tercera formada por las norias ubicadas en la partes topográficamente más altas, en las que el nivel del agua subterránea varía de 7 a 17 metros de profundidad.

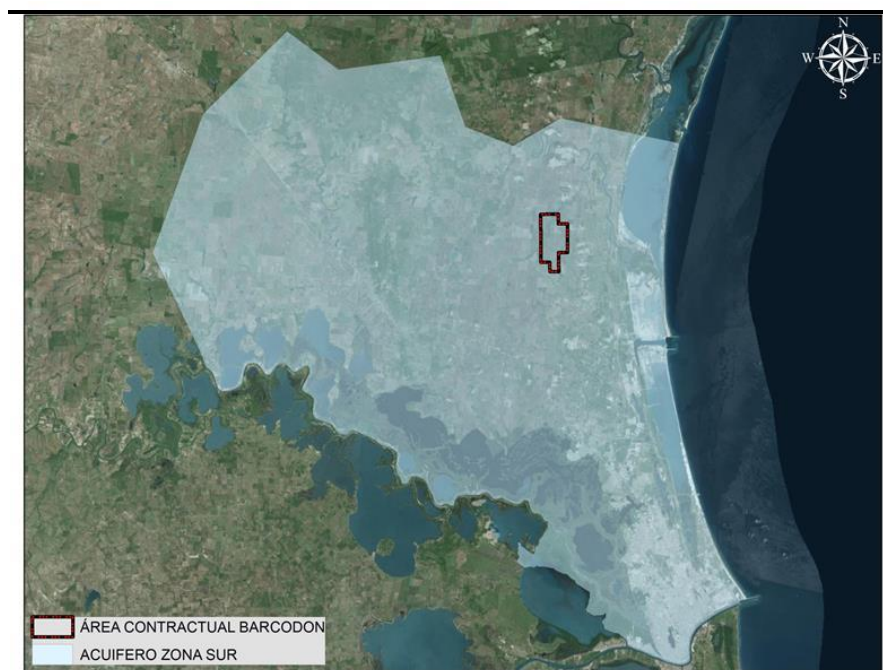


Figura 29. Acuífero Zona Sur, 2813

Fuente: Elaboración propia.

III.4.3.14. Suelos.

La identificación del tipo de suelo presente en el Área Contractual Barcodón y en específico del sitio del proyecto, se realizó mediante la carta edafológica escala 1: 250,000 del INEGI (Serie II abril, 2008), bajo los criterios de clasificación de suelos FAO/UNESCO 1988. La totalidad del suelo ocupado por el Área Contractual Barcodón corresponde a vertisol con tres subunidades: el vertisol calcárico húmico, que predomina con 606.19 hectáreas equivalente al 54.78% del total del suelo, posterior el vertisol pélico calcárico con 468.37 hectáreas con el 42.33%, y vertisol pélico calcárico húmico epiléptico con 32.00 hectáreas, lo que equivale al 2.89% de la superficie total.

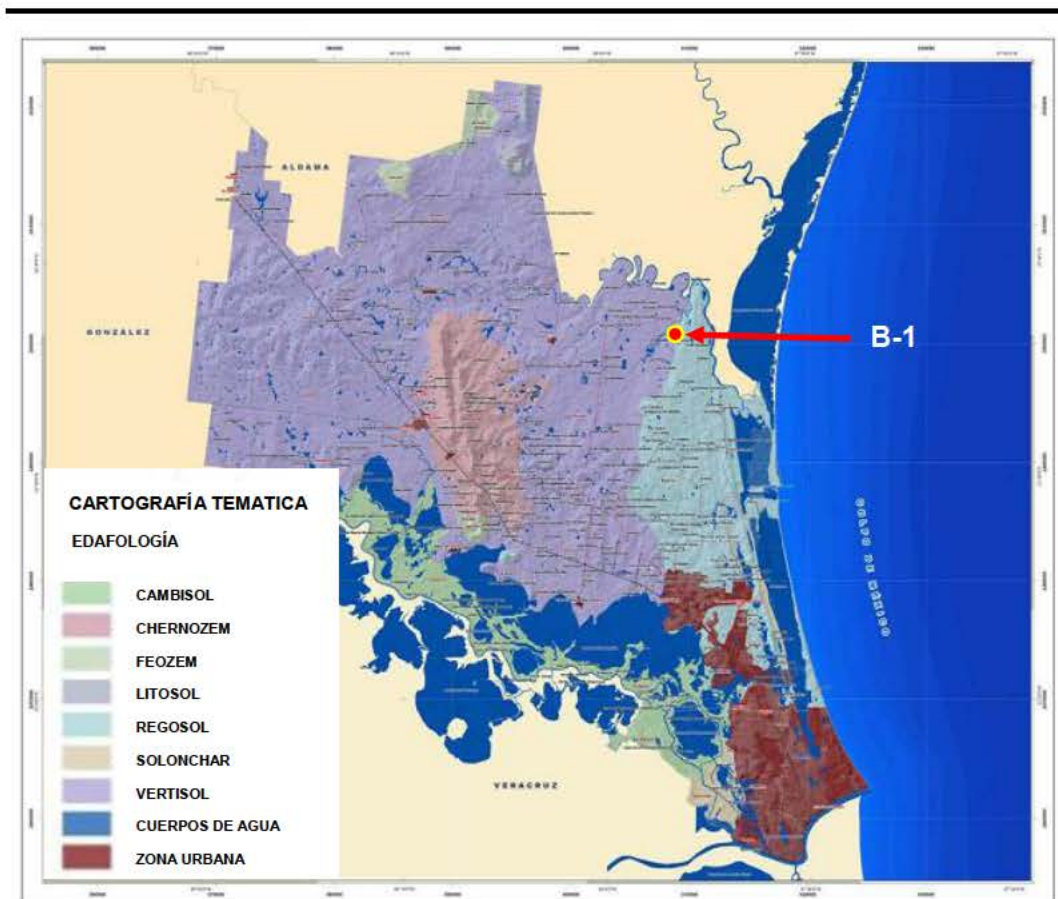


Figura 30. Tipos de suelo de la zona de interés.

Fuente: Atlas de Riesgos de los municipios Tampico, Madero y Altamira del Estado de Tamaulipas, 2009.

III.4.4. Aspectos bióticos.

Se realizó la caracterización de los aspectos bióticos de relevancia en el interior del sitio donde se llevará cabo la perforación del pozo Barcodón 1, así como en sus inmediaciones, dentro del Área Contractual Barcodón.

III.4.4.1. Vegetación.

El propósito de la valoración y evaluación de la vegetación es el de hacer un reconocimiento de la vegetación predominante, el tipo de vegetación, la composición de la comunidad y distribución, así como revisar la existencia de especies de interés comercial o uso local, y las endémicas y/o con estatus de protección, citadas en la NOM-059-SEMARNAT-2010 y en la Convención sobre el Comercio Internacional de Especies Amenazadas de Fauna y Flora Silvestres (CITES, 2012).

El área de estudio se localiza dentro de la provincia florística denominada Planicie Costera del Noreste, donde la vegetación está constituida en su mayor parte por bosque espinoso y por matorrales xerófilos. Asimismo; esta se encuentra dentro de la Región Xerofítica Mexicana; la cual, se caracteriza por su clima árido y semiárido abarcando aproximadamente la mitad del país. A su vez, ambas pertenecen a la región Neotropical, el cual incluye a la mayor parte del territorio nacional, en donde se presenta una mezcla de clima caliente con clima seco y semiseco (Rzedowski, 1994) (Ver **Figura 31**).

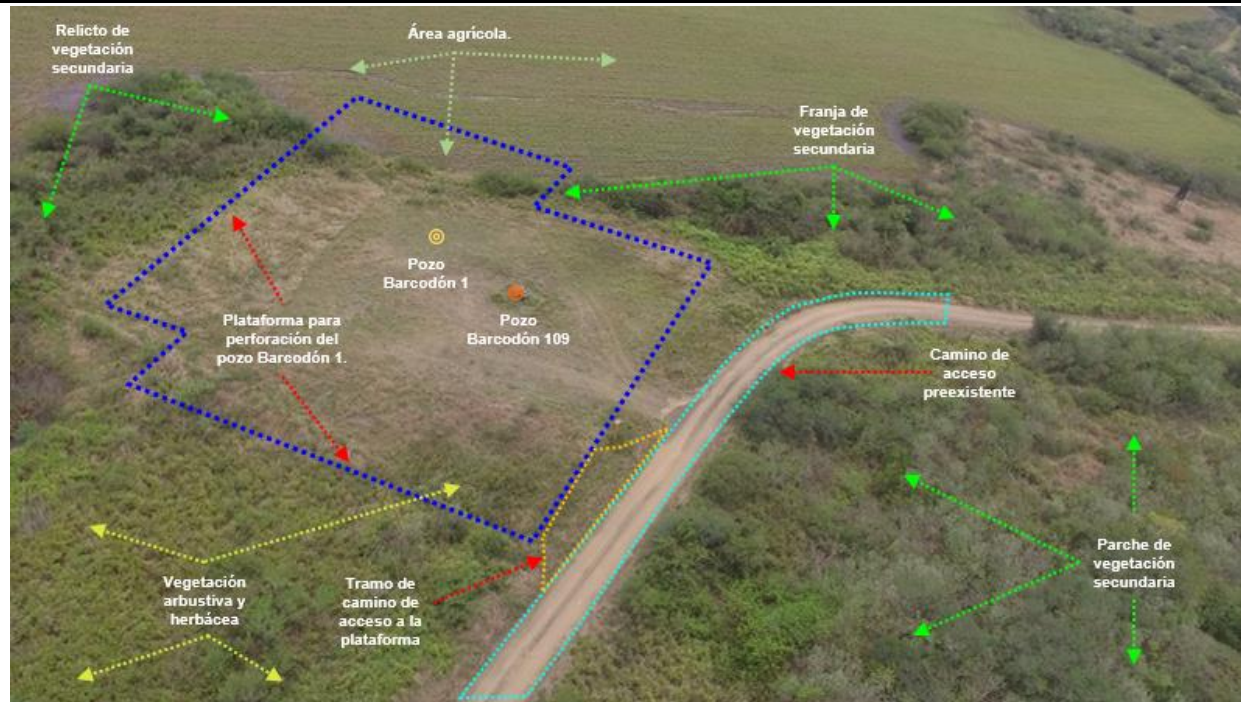


Figura 32. Panorámica de vegetación en periferia del sitio para perforación.

Coordenadas X: 606,680.52; Y: 2'497,580.31.
Fuente: Elaboración propia.



Figura 33. Vegetación periférica del sitio para perforación.

Coordenadas X: 606,680.52; Y: 2'497,580.31.
Fuente: Elaboración propia.

En la **Tabla 40** se presenta la vegetación registrada en el interior, así como en la periferia de la plataforma para la *Perforación del pozo Barcodón 1*.

Tabla 40. Listado de flora y tipo de vegetación periférica.

Especie (sp.)		Tipo de vegetación			ESTATUS NOM-059-SEMARNAT- 2010
Nombre científico	Nombre común	Arbórea	Arbustiva	Herbácea	
<i>Cynodon dactylon</i>	Zacate bermuda			X	N/A
<i>Havardia pallens</i>	Tenaza	X	X		N/A
<i>Guazuma ulmifolia</i>	Guácima	X	X		N/A
<i>Acacia farnesiana</i>	Huizache	X	X		N/A
<i>Panicum máximum</i>	Zacate guinea			X	N/A

P: En peligro de extinción.

PR: Sujeta a protección especial.

A: Amenazada.

N/A: No aplica estatus especial o de protección ante la NOM-059-SEMARNAT-2010.

Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo a la Norma Oficial Mexicana **NOM-059-SEMARNAT-2010**, **Protección ambiental-Especies nativas de México de flora y fauna silvestres-Categorías de riesgo y especificaciones para su inclusión, exclusión o cambio-Lista de especies en riesgo**, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 30 de diciembre del 2010, se determinó que en el área propuesta para la *Perforación del pozo Barcodón 1*, no existe la presencia de especies bajo algún estatus de protección. Sin embargo, es importante mencionar, que no se realizarán actividades ni obras en áreas localizadas más allá de las estrictamente necesarias para el desarrollo de las actividades inherentes al proyecto que es motivo de este Informe Preventivo, ni en áreas no autorizadas expresamente por la autoridad, y toda incursión de personas en sitios ajenos a los autorizados para el proyecto, será motivo de apercibimiento o sanción por **Diavaz Offshore** o la empresa contratista a la que pertenezca el personal “infractor de esta disposición”. Además, se tendrá estricto cuidado en que los trabajadores que participen de la actividad no colecten o sustraigan especies vegetales o generen cualquier otra forma de perturbación al ambiente, para lo cual se les sensibilizará e informará a través de capacitación y letreros alusivos colocados en sitios estratégicos.

La vegetación cultivada en la zona donde se inserta el sitio del proyecto, tiene fines agrícolas, de autoconsumo y de comercialización, la vegetación natural por su parte, tiene como funciones: regular el micro clima, como sumidero de contaminantes, como barrera contra la dispersión del ruido y de polvo; como hábitat y refugio de la fauna silvestre; contribuye en la retención del suelo y la prevención de la erosión, proporciona algunas especies de ornato, medicinales, y comestibles; sirve para la delimitación de áreas como parcelas, márgenes de caminos y cercas vivas; y proporciona sombra y material para construcción.

En la zona, la vegetación sirve también como barreras contra la contaminación visual (cuando la vegetación impide la visibilidad a sitios previamente contaminados o con mala disposición de basura); como componente que promueve la degradación de contaminantes (donde pudiera llegar a existir agua o suelo contaminado); para proporcionar a través de algunas plantas, alimento, leña, ornato y posibilidades curativas o terapéuticas; como modelador y componente esencial del paisaje; y para el esparcimiento, ya que a veces se utiliza como perchas para colocación de hamacas y columpios, en las casas de las comunidades y rancherías.

III.4.4.2. Fauna silvestre.

La fauna distribuida en el área en donde se pretende realizar *la Perforación del pozo Barcodón 1*, está constituida por especies que se han adaptado a vivir tanto en ambientes naturales como modificados por actividades agropecuarias, petroleras y de asentamientos humanos.

A continuación, se presenta el listado de fauna observada en la zona inmediata, al exterior del sitio del proyecto, así como especies cuyo avistamiento ha sido confirmado por habitantes de las localidades cercanas al área (ver **Tabla 40**). No obstante, al interior de la zona o localización, solo se han observado algunos individuos de la lagartija reportada (*Sceloporus variabilis*), así como algunas aves que utilizan las hierbas bajas y los

recursos del suelo como gorriones (paseriformes), palomas, calandrias y tórtolas, siendo común observar en vuelo zopilotes, golondrinas y algunas aves más activas.

Tabla 41. Listado de fauna silvestre avistada en el sitio del proyecto y áreas periféricas.

Especie (sp.)		ESTATUS NOM-059- SEMARNAT-2010
Nombre científico	Nombre común	
Reptiles		
<i>Sceloporus variabilis</i>	Lagartija espinosa variable	N/A
<i>Oxybelis aeneus</i>	Bejuquillo pardo	N/A
Aves		
<i>Mimus saturninus</i>	Calandria común	N/A
<i>Coragyps atratus</i>	Zopilote común	N/A
<i>Cathartes aura</i>	Zopilote aura	N/A
<i>Ortalis vetula</i>	Chachalaca oriental	N/A
<i>Columba livia</i>	Paloma doméstica	N/A
<i>Zenaida asiatica</i>	Paloma ala blanca	N/A
<i>Zenaida macroura</i>	Paloma huilota	N/A
<i>Columbina inca</i>	Tórtola cola larga	N/A
<i>Columbina passerina</i>	Tórtola pico rojo	N/A
<i>Leptotila verreauxi</i>	Paloma arroyera	N/A
<i>Geococcyx californianus</i>	Correcaminos	N/A
<i>Crotophaga sulcirostris</i>	Garrapatero pijuy	N/A
<i>Pyrocephalus rubinus</i>	Mosquero cardenal	N/A
<i>Passer domesticus</i>	Gorrión común	N/A
<i>Amazilia yucatanensis</i>	Colibrí vientre canelo	N/A
<i>Picoides scalaris</i>	Carpintero mexicano	N/A
<i>Cardinalis cardinalis</i>	Cardenal rojo	N/A
<i>Sporophila torqueola</i>	Semillero de collar	N/A
<i>Peucaea botterii</i>	Zacatonero de Boteri	N/A
<i>Agelaius phoeniceus</i>	Tordo Sargento	N/A
<i>Cardinalis cardanalís</i>	Cardenal norteco	N/A
<i>Sturnella magna</i>	Pradero oriental	N/A
<i>Quiscalus mexicanus</i>	Zanate mexicano, hurraca	N/A

individuos de reptiles terrestres o pequeños mamíferos, que serían quizá las especies más vulnerables por su baja capacidad de desplazamiento, estos serán ubicados en un punto aledaño, evitando a toda costa su perturbación por la actividad y presencia de trabajadores.

En cuanto a la prevención de la perturbación que los trabajadores pudieran ocasionar a la fauna silvestre, cabe mencionar que, se les capacitará para respetar toda forma de vida vegetal y animal, se prohibirá la colecta, cacería, y cualquier forma de perturbación y molestia a la fauna silvestre, dando a esta de ser el caso, un trato digno y respetuoso y de no cumplir con esas disposiciones, se les apercibirá y en su caso se les sancionará laboralmente.

III.4.5. Medio socioeconómico.

De acuerdo a la ubicación del proyecto el presente Informe Preventivo considera dentro del área de influencia, a la comunidad social localizada dentro del Área Contractual Barcodón. A continuación, se describen sus características socioeconómicas.

III.4.5.1. Economía.

La economía en la zona contractual se basa en una economía de mercado, sus actores representados por la población económicamente activa tienden a emigrar a las zonas urbanas en búsqueda de oportunidades de empleo, algunos de ellos laboran en las ciudades de Altamira, Cd. Madero y Tampico, siendo el Corredor Industrial y Puerto de Altamira, los polos de atracción más importantes para la población productiva. Una parte del desarrollo económico de la zona se basa fundamentalmente en las actividades agropecuarias y en menor proporción en el comercio local, aunque también es común observar cultivos y ganadería de traspatio o autoconsumo.

A pesar de tratarse de una zona eminentemente petrolera, no se observa un desarrollo económico que esté respaldado por esta actividad y los empleos que pudieran darse en

ese sector, normalmente no son aprovechados y no están dirigidos a los pobladores de la localidad. Por otro lado, el fenómeno migratorio generado por la falta de oportunidades de empleo bien remunerado en la localidad ha sido un factor fundamental como fuente de ingresos a través de las remesas que envían los trabajadores que habitan en diversas ciudades de EUA.

III.4.5.2. Demografía.

El municipio de Altamira se encuentra en constante crecimiento poblacional, llevándolo a ser una de las municipalidades con mayor tasa de crecimiento poblacional en el Estado de Tamaulipas; según el INEGI en la Encuesta Intercensal 2015, su promedio de crecimiento anual es del 3.75%. Esto debido a la migración de personas por la oferta laboral que existe gracias a las actividades portuarias e industriales.

Actualmente el municipio de Altamira cuenta con 235,066 habitantes. Altamira se encuentra ubicada en la Zona Conurbada del Sur de Tamaulipas, (Tampico, Madero y Altamira) siendo éste el que cuenta con el segundo mayor número de habitantes, ya que representa el 30% de la población total en la Zona Metropolitana, luego de Tampico (Encuesta Intercensal 2015, INEGI).

III.4.5.3. Dinámica de la población.

- ***Crecimiento y distribución de la población.***

El acelerado ritmo de crecimiento de la población del municipio es consecuencia de la combinación del crecimiento natural y forzado (inmigración), ya que, en casi la totalidad de los periodos analizados en el Plan Municipal de Desarrollo, R. Ayuntamiento de Altamira 2016-2018, se observan saldos netos migratorios positivos de importancia, principalmente a partir de la década de los noventas, en la que se sumaron a su estructura demográfica un total de 35,000 habitantes.

Este comportamiento es consecuencia de la importancia que tiene la Zona Metropolitana como polo de atracción económica regional. En cuanto a la estructura demográfica del

municipio, es de resaltarse que es el único en la Zona Metropolitana que no presenta signos de envejecimiento relativo (una población de 65 años y más, mayor al 10% de la población), esto como consecuencia del acelerado ritmo de crecimiento con el que se ha contado, lo cual indica que el municipio se encuentra en una etapa primigenia del proceso de transición demográfica pues se observan elevadas tasas de crecimiento, y una composición de su estructura de edades de jóvenes, al concentrar más del 30% de su población en el rango de los 0 a los 14 años.

Contrastando en números absolutos con el anterior Censo General de Población y Vivienda 2010 y la Encuesta Intercensal (EIC) 2015 el municipio de Altamira tiene 23 mil más habitantes. La tasa de crecimiento en 10 años, del 2005 al 2015 es del 3.75% anual siendo la más alta de los municipios de la entidad y muy por arriba de la tasa estatal y nacional.

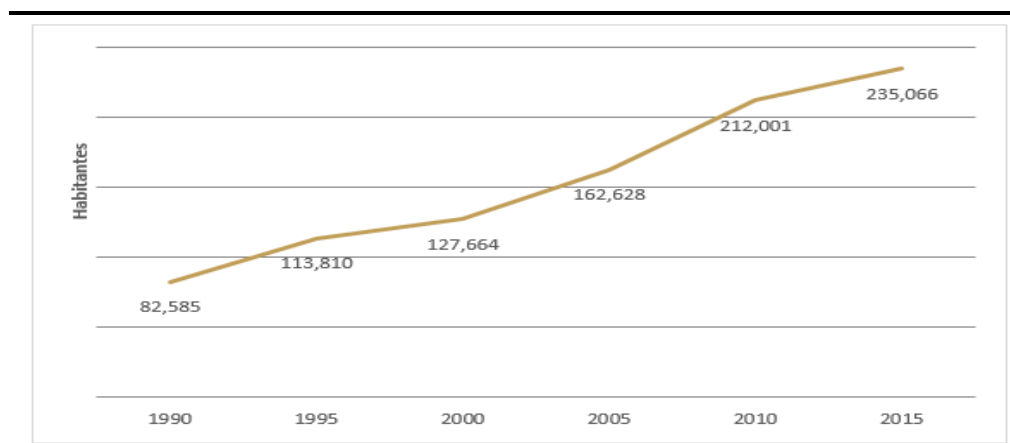


Figura 34. Crecimiento poblacional municipio de Altamira

Fuente: Plan Municipal de Desarrollo, R. Ayuntamiento de Altamira 2016-2018.

- **Estructura por sexo y edad.**

De acuerdo a los datos de la Encuesta Intercensal 2015 del INEGI, el municipio de Altamira cuenta con 235,066 habitantes, el 49.4% de la población son hombres y el 50.6% son mujeres, y representa el 6.83% de la población estatal. La estructura de la población por grandes grupos de edades está integrada por 67,380 niños en edades de 0 a 14 años (28.7%), 58,377 son jóvenes en el rango de edad de 15 a 29 años (24.8%), los adultos son 91,779 (39.1%) y los adultos mayores con una población de 17,331 (7.4%) y 199 considerados como no especificados (0.09%).

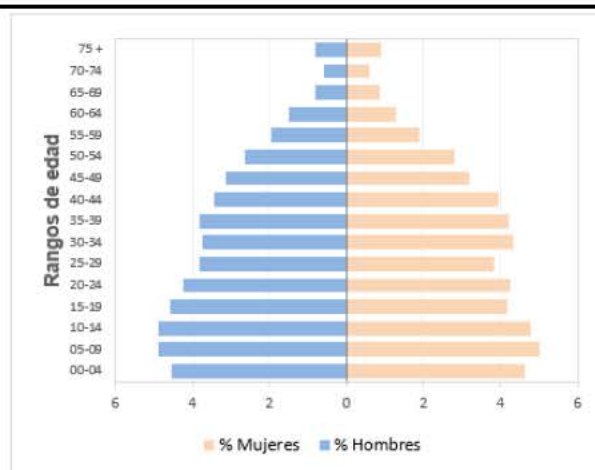


Figura 35. Pirámide de población, Altamira 2015

Fuente: Plan Municipal de Desarrollo, R. Ayuntamiento de Altamira 2016-2018.

Tabla 42. Población total del municipio de Altamira según sexo de los habitantes.

Municipio	Sexo	Población	Porcentaje
Altamira	Hombres	116 117	49,40 %
	Mujeres	118 949	50,60 %

Fuente: Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática (INEGI), Anuario Estadístico del estado de Tamaulipas, edición 2016.

En cuanto a la edad de la población en la **Tabla 43**, se muestra el total de la población según las edades, así como el sexo al que pertenecen.

Tabla 43. Población total de Altamira según edad de los habitantes.

Grupo	Edad	Total	Hombres	% Hombres	Mujeres	% Mujeres	% por Rangos	% por Grupos
Niños	00-04	21,524	10,659	4.53	10,865	4.62	9.16	28.66
	05-09	23,162	11,424	4.86	11,738	4.99	9.85	
	10-14	22,694	11,502	4.89	11,192	4.76	9.65	
		67,380	33,585	14.29	33,795	14.38	28.66	
Jóvenes	15-19	20,528	10,766	4.58	9,762	4.15%	8.73	24.83
	20-24	19,880	9,929	4.22	9,951	4.23%	8.46	
	25-29	17,969	8,955	3.81	9,014	3.83%	7.64	
		58,377	29,650	12.61	28,727	12.22%	24.83	
Adultos	30-34	18,939	8,763	3.73	10,176	4.33	8.06	39.04
	35-39	18,849	8,933	3.80	9,916	4.22	8.02	
	40-44	17,320	8,068	3.44	9,252	3.94	7.37	
	45-49	14,819	7,350	3.13	7,469	3.18	6.30	
	50-54	12,773	6,232	2.65	6,541	2.78	5.43	
	55-59	9,079	4,632	1.97	4,447	1.89	3.86	
		91,779	43,978	18.71	47,801	20.34%	39.04	
Adultos mayores	60-64	6,566	3,550	1.51	3,016	1.28		7.37
	65-69	3,922	1,902	0.81	2,020	0.86		
	70-74	2,796	1,416	0.60	1,380	0.59		
	75 +	4,047	1,949	0.83	2,098	0.89		
		17,331	8,817	3.75	8,514	3.62%	7.37	
No especificado		199	87	0.04%	112	0.05%	0.09	0.09
Total		235,066	116,117	49.40	118,949	50.60		100

Fuente: Plan municipal de Desarrollo, R. Ayuntamiento de Altamira 2016-2018.

En lo particular, para el área de influencia indirecta del área del proyecto la población total asciende a 605 personas, de las cuales 26 (2,65%) se identifican en las localidades Ampliación el Arenal y Las Presa y 589 (97,35%) dentro de las comunidades Agua de Castilla, Las Cuatas, Los Caballero, El Higuierón, Las Prietas (La Curva) y La Arboleda.

Tabla 44. Localidades por área de influencia

Área	Localidad	Población
Área de influencia indirecta	Ampliación el Arenal	13
	Las Presas	3
	Agua de Castilla	481
	Las Cuatas	4
	Los Caballero	4
	El Higuerón	2
	Las Prietas (La Curva)	93
	La Arboleda	5
Total		605

Fuente: Censo de Población y Vivienda, Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática (INEGI), edición 2010.

- **Población económicamente activa.**

La población económica activa (PEA) al mes de agosto del 2016 en la ciudad de Altamira era de 82 mil 451, el 42.7% está ocupada en el sector formal de empleo y equivale a 35 mil 173. La población que percibe ingresos por actividades en el sector informal es de 39 mil 660, la tasa de informalidad laboral es del 48.1% de la PEA.

La tasa estimada de desocupación es del 9.24%, la más alta en los últimos 12 años, equivalente a 7 mil 618 personas, 3.84 puntos porcentuales por arriba de la tasa estatal (5.4%) y 5.24 puntos porcentuales por arriba de la nacional (4%).

El crecimiento de empleo formal en el municipio al mes de agosto del 2016, presenta la tasa más negativa del Estado con (-)8.42% al tener 31 mil 371 empleos formales contra 34 mil 255 en el mismo mes del año 2015, una pérdida de 2 mil 884 empleos formales repercutiendo de manera negativa en 6 de 9 categorías del empleo: Construcción (-)45.67%, Industria Eléctrica (-)8.69%, Industrias Extractivas (-) 6.58%, Servicios para Empresas, Personas y el Hogar (-)6.11%, Servicios Sociales y Comunales (-)4.09%, e Industrias de Transformación (-)2.98%; en Comercio, y Transportes y Comunicación crecieron 2.47% y 5.09% respectivamente.

• **Población económicamente inactiva.**

La tasa de desocupación en el período de abril a junio 2016 fue del 5.88% teniendo un incremento de 2 puntos porcentuales con respecto al mismo período del año anterior (3.88%). De acuerdo a al Plan Municipal de Desarrollo del municipio de Altamira 2016-2018, para la zona conurbada las personas desocupadas son 21 mil 785 contra 14 mil 469 del 2015, la diferencia es de 7 mil 316 más desocupadas, 1.28 puntos porcentuales arriba de la tasa estatal (4.6%) y 1.18 por arriba de la Nacional (4.7%).

Tabla 45. Población económicamente inactiva de la Zona Conurbada de Tamaulipas

Trimestre / Año	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016		
	TAMPICO-MADERO-ALTAMIRA 2008-2016								Z.C.	Estado	Nac.
I	3.94	5.52	6.06	7.31	5.92	4.88	5.70	4.80	6.06	4.93	4.60
II	4.22	5.83	5.70	7.65	5.19	5.23	5.86	3.88	5.88	4.58	4.67
III	5.15	6.97	6.61	6.86	5.19	6.06	5.44	4.6	-	-	-
IV	5.13	5.72	7.06	5.84	5.09	4.93	4.83	4.72	-	-	-

Z.C.: Zona Conurbada, Nac.: Nacional.

Fuente: Plan municipal de Desarrollo, R. Ayuntamiento de Altamira 2016-2018.

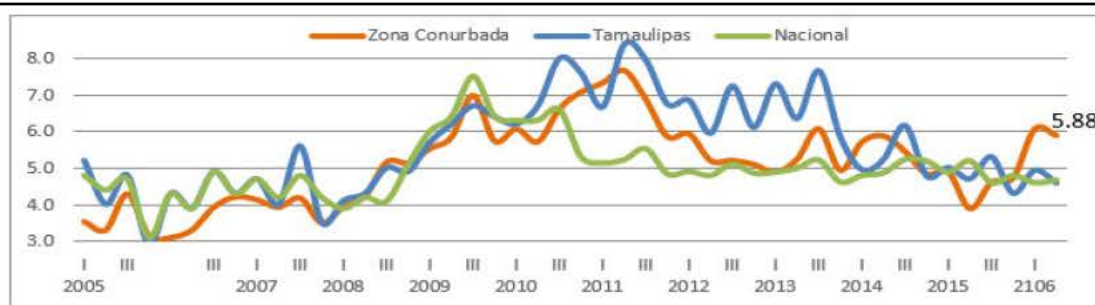


Figura 36. Tasa de desocupación, tendencia trimestral. Zona Conurbada

Fuente: Plan Municipal de Desarrollo, R. Ayuntamiento de Altamira 2016-2018.

- **Situación de empleo.**

La tasa de desocupación en las poblaciones del área de influencia se ubica en 5,94%, lo cual es ligeramente superior a la media nacional que promedia 4,34%. Calculándose por comunidad se estima un nivel de desocupación de 6,37% para Agua de Castilla y de 5,26% para el ejido Las Prietas.

Tabla 46. Población según condición de actividad económica

Área	Localidad	Condición de actividad económica				
		Población económicamente activa			PNEA	NE
		Total	Ocupada	Desactivada		
Área de influencia indirecta	Ampliación el Arenal	7	7	0	6	0
	Agua de Castilla	157	147	10	205	2
	Las Prietas (La Curva)	38	36	2	39	0
Área de influencia		157	147	10	205	2

PNEA: Población no económicamente activa.

NE: No especificado.

Fuente: Censo de Población y Vivienda, Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática (INEGI), edición 2010.

III.4.5.4. Infraestructura.

- **Carreteras y vialidades.**

El municipio de Altamira cuenta con 214 km de longitud de red carretera, donde 58 km son troncal federal, 102 alimentadoras estatales, todas pavimentadas y 54 km son caminos rurales con revestimiento.

Así mismo, se encuentra comunicado por la Carretera Federal 080 Tampico-Cd. Mante, así como por la Mex-070 Libramiento Poniente Tampico que es la vía Tampico-Cd. Valles, las cuales se cruzan con carreteras estatales y federales que la comunican con Tampico y por ende con el resto del país.

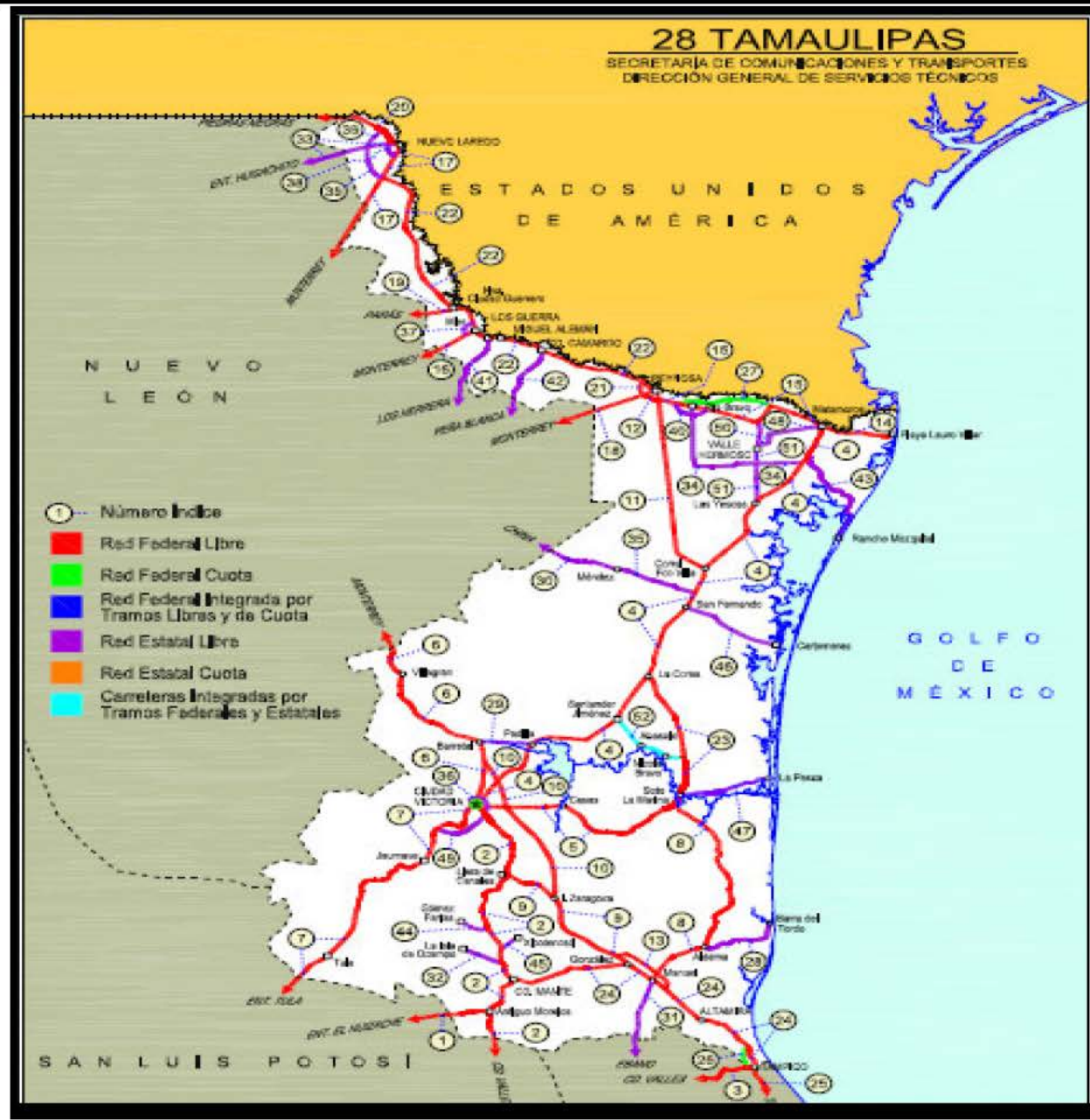


Figura 37. Red Carretera Tamaulipas SCT

Fuente: Plan Municipal de Desarrollo, R. Ayuntamiento de Altamira 2016-2018.

- **Telefonía.**

Dentro del área de estudio existe el programa de servicio de telefonía rural implementado por la Secretaría de Comunicaciones y Transportes (SCT). Además, se cuenta con el servicio de telefonía que ofrece Teléfonos de México. Cabe señalar que existe señal de telefonía celular de las compañías Telcel y AT&T, Movistar, así como el acceso a datos en señal 3G y 4G.

- **Correo postal.**

El servicio postal es ofrecido por el Servicio Postal Mexicano de lunes a sábado, el cual es utilizado por habitantes del municipio y las localidades cercanas, para el servicio de correspondencia, y para oír y recibir notificaciones de dependencias, comercios, etc. De igual manera se cuenta con paquetería privada como DHL, UPS, Estafeta.

- **Internet.**

En el área de estudio existe una gran demanda de este servicio, mismo que se utiliza en las escuelas, centros de salud, ayuntamientos, empresas, entre otros, en los que se brinda la conectividad a internet correspondiente.

Tabla 47. Espacios públicos conectados a Banda Ancha

Municipio	Sitios y espacios públicos conectados con banda ancha del programa México Conectado	Localidades que cuentan con el servicio
Altamira	111	24

Fuente: Centro SCT Tamaulipas. Dirección General; Subdirección de Comunicaciones; Unidad de Planeación y Evaluación. Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática (INEGI), Anuario Estadístico del estado de Tamaulipas, edición 2016.

Dentro del municipio de Altamira se encuentran 111 sitios y espacios públicos conectados con banda ancha del Programa gubernamental denominado, México Conectado los cuales se encuentran instalados en 24 Localidades.

- **Transporte.**

Altamira, forma parte de una Zona Metropolitana, en la que interactúa directamente con los municipios de Cd. Madero y Tampico, por lo que sus comunicaciones están intrínsecamente relacionadas. Este municipio cuenta con diversos medios de comunicación, dotándolo de características multimodales al integrar el ferrocarril, el sistema carretero y la infraestructura portuaria, que han facilitado su vinculación regional, nacional e incluso internacional, lo que ha detonado el desarrollo de diversas actividades económicas en su territorio, al vincular al municipio con las principales zonas productivas del país y con los mayores mercados internacionales.

- **Servicios de salud.**

En el municipio de Altamira existen instituciones de salud pública y privada. De la población total (235,066 habitantes), 198,090 se encuentran afiliados a servicios de salud, en su mayoría del IMSS (103,779 personas) y del seguro popular (77,632 afiliados), y en menor medida a los servicios de salud de ISSSTE (8,479 derechohabientes), PEMEX (7,210 asegurados) y otras instituciones (7,448 afiliados).

Por otra parte 36,976 habitantes no cuentan con derechohabiencia a servicios médicos (ver **Tabla 48**).

Tabla 48. Población por situación de derechohabiencia a instituciones de salud

Población total de Altamira	Condición de afiliación a servicios de salud						No afiliada**
	Afiliada*						
	Total	IMSS	ISSSTE e ISSSTE estatal	PEMEX o Defensa Marina	Seguro popular	Otra institución	
235,066	198,090	103,779	8,479	7,210	77,632	7,448	36,976

Fuente: INEGI Tabulados de la Encuesta Intercensal 2015.

* La suma individual puede ser mayor al total, ya que existen personas derechohabientes a más de una institución.

**Incluye 846 personas que no proporcionaron información

Tal como se señala en la tabla anterior, la mayor afiliación a servicios de salud la tiene el Instituto Mexicano del Seguro Social (IMSS), de la población afiliada el 50,74% cuenta con estos servicios de salud. Además, el Seguro Popular o Para Una Nueva Generación tiene afiliados al 37,95% de los derechohabientes a algún servicio médico

De la población total 7,845 personas tienen alguna discapacidad, siendo la de mayor padecimiento la discapacidad de caminar o moverse (3,752 personas), seguida de las personas que no pueden ver (2,403), así como de aquellas que no pueden hablar o comunicarse (730 personas) y de las que no escuchan (655 personas).

Para el caso de las comunidades que se asientan al interior del área de Barcodón, cabe señalar que la gran mayoría de los pobladores del (67,46%) tienen derechohabiencia a las instituciones de salud del sector público, principalmente al Seguro Popular, seguido del IMSS y en menor proporción el ISSSTE (Ver **Tabla 49**).

Tabla 49. Población con discapacidad del área de influencia.

Área	Localidad	Población con limitación*							
		Total	Caminar o moverse	Ver	Escuchar	Hablar o comunicarse	Atender el cuidado personal	Poner atención o aprender	Mental
Área de influencia indirecta	Ampliación el Arenal	0	0	0	0	0	0	0	0
	Agua de Castilla	15	5	2	1	1	0	2	4
	Las Prietas (La Curva)	7	4	3	0	0	0	0	0
Área de influencia		22	9	5	1	1	0	2	4

* La suma individual puede ser mayor al total, ya que existen personas con una o más discapacidades.

Fuente: INEGI Tabulados de la Encuesta Intercensal 2015.

Algunas de las limitantes señaladas en la tabla anterior se deben a la edad avanzada.

- **Educación.**

De acuerdo a los tabulados de la Encuesta Intercensal INEGI, en el municipio de Altamira existen 41,084 habitantes entre 6 y 14 años, de los cuales el 88,76% sabe leer y escribir. En contra parte, el 6,67% no sabe leer ni escribir. La siguiente tabla resume la situación que en este rubro presenta cada una de las zonas dentro del área de estudio.

Tabla 50. Población según aptitud para leer y escribir

Municipio	Población de 6 a 14 años	Sabe leer y escribir			No sabe leer ni escribir			No especificado
		Total	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	
Altamira	41,084	36,466	18,083	18,383	3,155	1,586	1,569	1,463

Fuente: INEGI Tabulados de la Encuesta Intercensal 2015.

El grado de analfabetismo en la población de las comunidades del área de influencia es de 8,43%, que comparado con el total mostrado en Altamira (situado en 3,83%) puede considerarse como alto (Ver **Tabla 51**).

Tabla 51. Población según aptitud para leer y escribir del área de influencia.

Área	Localidad	Población de 15 años y más	No sabe leer y escribir	%
Área de Influencia Indirecta	Ampliación el Arenal	13	6	46,15
	Agua de Castilla	340	21	6,18
	Las Prietas (La Curva)	74	9	12,16
Área de influencia		427	36	8,43

Fuente: Censo de Población y Vivienda, Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática (INEGI), edición 2010.

Tal como puede verse en la tabla anterior, estimando el indicador por comunidad se obtiene lo siguiente: en el ejido Ampliación el Arenal el grado de analfabetismo es de 46,15%, en Agua de Castilla es de 6.18% y en Las Prietas alcanza el 12.16%.

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

III.5.1. Metodología para la evaluación de los impactos ambientales.

Se utilizó la metodología de los Criterios Relevantes Integrados (Buroz, 1994), elaborándose índices de impacto ambiental para cada efecto identificado en la matriz de acciones y subcomponentes ambientales.

En forma específica este método considera en una primera fase, la calificación de los efectos según los siguientes criterios (Buroz, 1994; Meneses y Gayoso, 1995):

- **Tipo de acción.** Actividad que genera el cambio.
- **Carácter del impacto.** Se establece si el cambio en relación al estado previo de cada acción del proyecto es positivo o negativo.
- **Intensidad.** Se refiere al vigor con que se manifiesta el cambio por las acciones del proyecto. Basado en una calificación subjetiva se estableció la predicción del cambio neto entre las condiciones con y sin proyecto. El valor numérico de la intensidad se relaciona con el índice de calidad ambiental del indicador elegido, variando entre 0 y 10.
- **Extensión o influencia espacial.** Es la superficie afectada por las acciones del proyecto tanto directa como indirectamente o el alcance global sobre el componente ambiental, espacial. Es la superficie afectada por las acciones del proyecto de cosecha tanto directa como indirectamente o el alcance global sobre el componente ambiental. La escala de valoración es la siguiente:

Extensión	Valoración
Generalizado	10
Local	5
Muy local	2

- **Duración** del cambio. Establece el período de tiempo durante el cual las acciones propuestas involucran cambios ambientales. Se utilizó la siguiente pauta:

Duración (Años)	Plazo	Valoración
>10	Largo	10
5-10	Mediano	5
1-5	Corto	2

- **Magnitud.** Es un indicador que sintetiza la intensidad, duración e influencia espacial. Es un criterio integrado, cuya expresión matemática es la siguiente:

$$M_i = \Sigma[(I_i * W_I) + (E_i * W_E) + (D_i * W_D)]$$

Donde:

I = intensidad W_I = peso del criterio intensidad

E = extensión W_E = peso del criterio extensión

D = duración W_D = peso del criterio duración

M_i = Índice de Magnitud del efecto i

$$W_I + W_E + W_D = 1$$

- **Reversibilidad.** Capacidad del sistema de retornar a una situación de equilibrio similar o equivalente a la inicial:

Categoría	Capacidad de reversibilidad	Valoración
Irreversible	Baja o irrecuperable	10
	Impacto puede ser reversible a muy largo plazo (50 años o más)	
Parcialmente reversible	Media. Impacto reversible a largo plazo	5
Reversible	Alta. Impacto reversible a corto plazo (0 a 10 años)	2

- **Riesgo.** Se refiere a la probabilidad de ocurrencia del efecto sobre la globalidad del componente.

Probabilidad	Rango (%)	Valoración
Alta	>50	10
Media	10-50	5
Bajo	1-10	2

- **El índice integral de impacto ambiental VIA.** El desarrollo del índice de impacto se logra a través de una expresión matemática que integra los criterios anteriormente explicitados. Su formulación es la siguiente:

VIA= Índice de Impacto para el componente o variable.

El índice de VIA según este método se calcula con la siguiente expresión:

$$\mathbf{Mg} = (\ln \times 0,50) + (\text{Ex} \times 0,30) + (\text{Du} \times 0,20)$$

$$\mathbf{VIA} = (\text{Mg} \times 0,60) + (\text{Ir} \times 0,25) + (\text{R} \times 0,15)$$

Donde:

(s): Carácter o Signo: positivo o negativo;

(In): Intensidad: cuantificación del vigor del impacto; (baja: 2, media: 5 ó alta: 10).

(Ex) Extensión: Escala espacial (superficie); (predial: 2; local: 5 ó regional: 10).

(Du) Duración o persistencia: Escala temporal; (corto: 2, mediano: 5 o largo plazo: 10).

(Ir) Irreversibilidad: Posibilidad de retornar a situación inicial; (total: 2, parcial: 5 o nula: 10).

(R) Riesgo: probabilidad de ocurrencia; (bajo: 2, medio: 5 o alto: 10).

Los impactos una vez evaluados pueden ser jerarquizados según su criticidad, seleccionándose aquellos con mayor valor para aplicación de medidas de mitigación o para la selección de parámetros y procedimientos de monitoreo ambiental.

III.5.2. Identificación, prevención y mitigación de los impactos ambientales.

En la **Tabla 52** se muestra matriz de criterios relevantes integrados, donde se identifican los principales impactos ambientales por su magnitud, criticidad (determina la importancia y las consecuencias de los impactos ambientales) y balance con el proyecto.

Tabla 52. Método de criterios relevantes integrados.

Etapas	Factor ambiental	Aspecto ambiental	Magnitud						Análisis de magnitud	VIA (índice de impacto)	Criticidad	Balance
			Carácter o signo	Intensidad	Extensión	Duración	Irreversibilidad	Riesgo				
			S	In	EX	Du	IR	R				
Preparación del sitio	Suelo	Erosión por compactación, nivelación y excavación	(-)	5	2	5	5	5	4.1	4.46	Baja	Compatible
	Agua	Uso del recurso	(-)	2	2	2	2	2	2	2	Baja	Compatible
	Aire	Emisión de ruido	(-)	5	2	2	2	5	3.5	3.35	Baja	Compatible
		Emisiones a la atmosfera por equipos de combustión interna	(-)	5	2	2	2	5	3.5	3.35	Baja	Compatible
		Emisiones de polvo (partículas suspendidas)	(-)	5	2	2	2	2	3.5	2.9	Baja	Compatible
	Flora	Perdida de cobertura vegetal y vegetación secundaria	(-)	10	2	2	5	5	6	5.6	Media	Moderado
	Fauna	Perturbación del hábitat de manera temporal	(-)	5	5	2	2	5	4.4	3.89	Baja	Compatible
	Residuos	Generación de residuos sólidos urbanos	(-)	5	2	2	2	2	3.5	2.9	Baja	Compatible
		Generación de aguas residuales	(-)	2	2	2	2	2	2	2	Baja	Compatible
		Generación de residuos de manejo especial	(-)	5	2	2	2	2	3.5	2.9	Baja	Compatible
Generación de residuos peligrosos		(-)	5	2	2	2	5	3.5	3.35	Baja	Compatible	

Tabla 52. Método de criterios relevantes integrados.

Etapas	Factor ambiental	Aspecto ambiental	Magnitud						Análisis de magnitud	VIA (índice de impacto)	Criticidad	Balance
			Carácter o signo	Intensidad	Extensión	Duración	Irreversibilidad	Riesgo				
			S	In	EX	Du	IR	R				
Instalación de equipo	Suelo	Erosión por compactación	(-)	10	2	2	5	5	6	5.6	Media	Moderado
	Aire	Emisiones a la atmosfera por equipos de combustión interna	(-)	5	2	2	2	5	3.5	3.35	Baja	Compatible
		Emisión de ruido	(-)	5	2	2	2	5	3.5	3.35	Baja	Compatible
	Fauna	Perturbación del hábitat de manera temporal	(-)	5	5	2	2	5	4.4	3.89	Baja	Compatible
	Residuos	Generación de residuos sólidos urbanos	(-)	5	2	2	2	2	5	3.8	Baja	Compatible
		Generación de aguas residuales	(-)	5	2	2	2	5	3.5	3.35	Baja	Compatible
		Generación de residuos peligrosos	(-)	5	2	2	5	2	3.5	3.65	Baja	Compatible
Perforación, mantenimiento y terminación del pozo	Suelo	Erosión por compactación	(-)	10	2	2	5	5	6	5.6	Media	Moderado
		Posible contaminación por derrame	(-)	10	2	2	5	5	6	5.6	Media	Moderado
	Agua	Uso del recurso	(-)	5	2	5	2	5	4.1	3.71	Baja	Compatible
	Aire	Emisiones a la atmosfera por equipos de combustión interna	(-)	10	5	2	2	5	6.9	5.39	Media	Moderado

Tabla 52. Método de criterios relevantes integrados.

Etapas	Factor ambiental	Aspecto ambiental	Magnitud						Análisis de magnitud	VIA (índice de impacto)	Criticidad	Balance
			Carácter o signo	Intensidad	Extensión	Duración	Irreversibilidad	Riesgo				
			S	In	EX	Du	IR	R				
	Fauna	Emisión de ruido	(-)	10	5	2	5	5	6.9	6.14	Media	Moderado
		Perturbación del hábitat de manera temporal	(-)	10	5	2	2	5	6.9	5.39	Media	Moderado
	Residuos	Generación de residuos sólidos urbanos	(-)	10	2	2	2	5	6	4.85	Baja	Compatible
		Generación de aguas residuales	(-)	10	2	2	2	5	6	4.85	Baja	Compatible
		Generación de residuos de manejo especial	(-)	10	2	2	5	10	6	6.35	Media	Moderado
		Generación de residuos peligrosos	(-)	10	2	2	5	10	6	6.35	Media	Moderado
Abandono del sitio	Suelo	Erosión por compactación	(-)	5	2	2	5	5	3.5	4.1	Baja	Compatible
		Posible contaminación por derrame	(-)	5	2	2	2	5	3.5	3.35	Baja	Compatible
	Agua	Uso del recurso	(-)	5	2	2	2	2	3.5	2.9	Baja	Compatible
	Aire	Emisiones a la atmosfera por equipos de combustión interna	(-)	5	5	2	2	5	4.4	3.89	Baja	Compatible
		Emisión de ruido	(-)	5	5	2	2	5	4.4	3.89	Baja	Compatible

Tabla 52. Método de criterios relevantes integrados.

Etapas	Factor ambiental	Aspecto ambiental	Magnitud						Análisis de magnitud	VIA (índice de impacto)	Críticidad	Balance
			Carácter o signo	Intensidad	Extensión	Duración	Irreversibilidad	Riesgo				
			S	In	EX	Du	IR	R				
	Fauna	Perturbación del hábitat de manera temporal	(-)	5	5	2	5	2	4.4	4.19	Baja	Compatible
	Residuos	Generación de residuos sólidos urbanos	(-)	5	2	2	2	5	3.5	3.35	Baja	Compatible
		Generación de aguas residuales	(-)	2	2	2	2	2	2	2	Baja	Compatible
		Generación de residuos de manejo especial	(-)	5	2	2	2	5	3.5	3.35	Baja	Compatible
		Generación de residuos peligrosos	(-)	5	2	2	5	10	3.5	4.85	Baja	Compatible

Fuente: Elaboración propia.

VIA	2	3	4	5	6	7	8	10
C	BAJA			MEDIA		ALTA		
BALANCE	COMPATIBLE			MODERADO		SEVERO		

A continuación, se muestra la jerarquización según su criticidad de los aspectos ambientales de mayor relevancia (ver **Tabla 53**).

Tabla 53. Jerarquización de aspectos ambientales.

ETAPAS	ASPECTO AMBIENTAL	RIESGO	CRITICIDAD	BALANCE	CARÁCTER O SIGNO
Preparación del sitio	Erosión por compactación, nivelación y excavación	5	Baja	Compatible	(-)
	emisión de ruido	5	Baja	Compatible	(-)
	Perdida de cobertura vegetal y vegetación secundaria	5	Media	Moderado	(-)
	Perturbación del hábitat de manera temporal	5	Baja	Compatible	(-)
Perforación, mantenimiento y terminación del pozo	Erosión por compactación	5	Media	Moderado	(-)
	Posible contaminación por derrame	5	Media	Moderado	(-)
	Emisiones a la atmosfera por equipos de combustión interna	5	Media	Moderado	(-)
	Emisión de ruido	5	Media	Moderado	(-)
	Perturbación del hábitat de manera temporal	5	Media	Moderado	(-)
	Generación de residuos sólidos urbanos	5	Baja	Compatible	(-)
	Generación de aguas residuales	5	Baja	Compatible	(-)
	Generación de residuos de manejo especial	10	Media	Moderado	(-)
	Generación de residuos peligrosos	10	Media	Moderado	(-)

Fuente: Elaboración propia.

Como se observa en la tabla anterior, se seleccionaron los aspectos ambientales más relevantes a impactar y en qué etapa del proyecto se presentarían, dando como resultado que el impacto sea calificado como moderado, con criticidad media y baja, siendo impactos que se podrán controlar y reducir mediante la aplicación de las medidas de mitigación que se proponen en el **Tabla 54** del presente documento.

Asimismo, durante el desarrollo de las actividades previstas, se priorizará la protección del ambiente, mediante la aplicación de controles necesarios para evitar algún tipo de impacto mayor no previsto en el sitio del proyecto, tanto en los aspectos administrativos como ingenieriles y de manejo.

Las actividades a desarrollar en general, serán temporales y no generarán ningún tipo de desequilibrio ecológico considerable y esto, sumado a que el sitio fue previamente impactado hace más de 20 años, los factores ambientales no serán afectados de manera significativa, para lo cual se desarrollarán medidas de protección a las especies de flora y fauna silvestre aun cuando no cuenten con un estatus de protección dentro de la **NOM-059-SEMARNAT-2010**, a los cuerpos de agua cercanos y al suelo, mediante el control de la contaminación del suelo y del agua que pudiera escurrir y dirigirse hacia ellos, y ejecutando un manejo integral de los residuos que se generen.

Asimismo, y para tener un control y conocimiento sobre los impactos y las medidas de mitigación a realizar durante el desarrollo del proyecto, se considera la implementación de un Programa de Monitoreo Ambiental, que evalúe la calidad de las mismas y la posible mejora en determinado momento.

En la **Tabla 54** se presentan las medidas de mitigación que **Diavaz Offshore** propone para prevenir, mitigar y reducir los impactos ambientales ocasionados por la naturaleza y particularidades del proyecto.

Tabla 54. Medidas de mitigación propuestas por *Diavaz Offshore*.

Componente	Impacto Ambiental	Medidas de mitigación
Vegetación	Remoción de la vegetación, dentro de la zona de localización y en la periferia del pozo Barcodón 109, para mantener las instalaciones en condiciones de seguridad e integridad física. Así como para la rehabilitación de algunas áreas del camino de acceso.	<p>Se prohíbe quemar la vegetación y usar agroquímicos para su desmonte y deshierbe.</p> <p>La remoción de la vegetación que realice <i>Diavaz Offshore</i>, se limitará única y exclusivamente a aquella superficie necesaria para mantener el camino de acceso y las instalaciones petroleras ya existentes en condiciones de seguridad, dado que la vegetación presente en la actualidad es resultado de falta de mantenimiento del pozo Barcodón 109.</p> <p>Se evitará a toda costa, dañar o afectar áreas localizadas más allá de la superficie necesaria y autorizada para desarrollar las actividades del proyecto y mantener la infraestructura petrolera en condiciones de seguridad.</p> <p><i>Diavaz Offshore</i> realizará sus actividades evitando a toda costa, dañar o afectar, terrenos forestales y suelos con vocación forestal, más allá de lo autorizado por la autoridad competente.</p> <p><i>Diavaz Offshore</i> realizará donación de árboles, ramas, troncos, etc., que sean derribados por necesidades del proyecto, a los pobladores de las localidades cercanas, mediante un oficio de donación y/o solicitud de donación expresa, según sea el caso.</p> <p>El producto del desmonte y deshierbe será dispuesto en el sitio que indique la autoridad local competente o será triturado para su reincorporación al suelo, en áreas con vegetación aledañas al sitio del proyecto, privilegiando los lugares donde se observe erosión u otra forma de degradación del suelo.</p> <p>Cuando sea posible, se reubicarán los ejemplares de vegetación arbórea que a la altura de 1.5 m, tengan el diámetro que corresponde a la talla de los adultos de la</p>

		<p>especie. Estos ejemplares se trasladarán a un sitio en donde no se vean perturbados y que se encuentren en condiciones similares a las del sitio de donde proceden o en su caso, se repondrán con individuos nuevos de árboles nativos, ubicándolos en áreas aledañas, en una proporción 1:1, preferentemente con ejemplares más jóvenes en áreas con mayor densidad de vegetación y donde su desarrollo sea viable, de acuerdo con su entorno.</p> <p>En el abandono del sitio o el camino, o al final de la vida útil del proyecto, las zonas en donde se haya alterado la vegetación y que no se requieran durante el ciclo de vida del pozo petrolero o no las soliciten en esas condiciones los propietarios en la etapa de abandono del pozo, se restaurarán. Para restaurar o restablecer la vegetación, se utilizarán las especies vegetales propias de la región, susceptibles a desarrollarse en el sitio.</p>
<p>Suelo</p>	<p>Modificación de las características del suelo por la compactación del mismo.</p>	<p>Para evitar la compactación de suelo, fuera de las áreas de trabajo durante las etapas de preparación y abandono del sitio, se prohibirá que se lleven a cabo actividades de movimientos de tierra y de maquinaria y equipo, más allá de las áreas autorizadas para realizar las actividades respectivas (plataforma y caminos).</p> <p>Las contratistas que realicen actividades dentro del área del proyecto o en su entorno, deberán cumplir con la disposición antes señalada, lo cual se asegurará a través de la firma del contrato correspondiente y mediante supervisión efectiva.</p> <p>Como parte de la capacitación que reciban los trabajadores, se les advertirá de la prohibición para deambular por el entorno de las áreas que hayan sido autorizadas para el desarrollo del proyecto, el no cumplir con esta disposición, los haría acreedores a una sanción administrativa.</p> <p>La localización o pera debe impermeabilizarse por medio de la compactación a un 95% conforme a la prueba Proctor o mediante una barrera sintética (véanse las medidas de mitigación para prevenir la contaminación del suelo).</p>

		Las áreas de los caminos de acceso se compactarán también, de acuerdo a lo que arrojen los estudios de mecánica de suelo, hasta un nivel en el que se garantice su capacidad de sostener el tránsito de vehículos que circularán por ellos.
	Posible erosión eólica del suelo por la pérdida de cobertura vegetal.	<p>La remoción del suelo solo se limitará a las áreas estrictamente necesarias y autorizadas para el movimiento de maquinaria y equipo en condiciones de seguridad.</p> <p>En periodos de secas o cuando las condiciones de humedad ambiente o de viento sean propicias para la emisión de partículas, las áreas donde haya movimiento de tierras u operación de maquinaria pesada, se regarán con agua tratada con la finalidad de humectarlas y evitar la dispersión de polvo.</p>
	Posible erosión hídrica del suelo.	<p>El material generado por la nivelación y excavación se debe almacenar de manera temporal en sitios específicos, evitando la creación de barreras físicas, que impidan el libre desplazamiento de fauna, y bordos que modifiquen la topografía e hidrodinámica de terrenos inundables, así como el arrastre de sedimentos a cuerpos de agua cercanos, para su posterior reutilización en la etapa de restauración de la zona. Éste material podrá ser donado, en caso de ser solicitado por la autoridad local o el propietario del predio.</p> <p>Para prevenir efectos adversos por erosión hídrica, la escorrentía procedente de “aguas arriba” y del sitio del proyecto, será conducida por la periferia del sitio del proyecto, para que esta sea reincorporada a su escorrentía natural “aguas abajo”.</p>
	Posible contaminación del suelo por mala disposición de residuos peligrosos.	<p>Diavaz Offshore establecerá patios o áreas de maniobras y almacenes para el resguardo de maquinaria, herramientas, equipo y materiales, con especial cuidado en los materiales y sustancias peligrosas, cumpliendo para ello con las disposiciones en materia de seguridad, medio ambiente y salud en el trabajo.</p> <p>Todo el personal involucrado (Diavaz Offshore, proveedores y contratistas) que realice actividades dentro de las instalaciones del proyecto, tomará las previsiones necesarias para evitar derrames o vertimientos de materiales o residuos peligrosos, además de asegurarse que en las áreas donde exista ese riesgo, el</p>

		<p>suelo cuente con la compactación y/o recubrimiento necesario para garantizar su impermeabilidad.</p> <p>Se prohibirá dar mantenimiento preventivo a vehículos y maquinaria en el frente de trabajo. Salvo en casos de fuerza mayor, se podría permitir el mantenimiento correctivo, atendiendo para ello las disposiciones que Diavaz Offshore o sus contratistas, hayan establecido en materia de manejo, recolección, transporte, tratamiento y destino final de RP, RME y RSU,</p> <p>En los puntos de generación de RP o cuando se lleven a cabo actividades de mantenimiento que pudieran generar RP, se dispondrá de envases debidamente etiquetados o rotulados, en donde se depositarán los residuos generados en alguno de esos puntos. Una vez que haya concluido la actividad o la jornada laboral (lo que ocurra primero), dichos recipientes deberán ser enviados al almacén temporal de RP.</p> <p>Los recortes de perforación impregnados con fluidos base aceite serán registrados en bitácora, almacenados en góndolas o presas metálicas cerrados, para su posterior transporte, tratamiento, reciclaje y, en su caso, disposición final a través de empresas prestadoras de servicio autorizadas por SEMARNAT o la ASEA.</p> <p>Se contratará a una empresa prestadora de servicios que cuente con las autorizaciones correspondientes para la recolección, transporte y destino final de los residuos peligrosos (RP), emitiendo para ello, los manifiestos de entrega-recepción de RP que correspondan.</p> <p>Cuando el producto y/o las condiciones de los envases y embalajes de materiales peligrosos lo permitan, éstos serán devueltos al proveedor, con quien se establecerán los acuerdos correspondientes.</p> <p>Los ingresos y salidas del almacén temporal de RP, se registrarán en bitácora (consignando en ella las fechas de ingreso y salidas, su tipo, cantidad,</p>
--	--	--

		<p>procedencia, empresa prestadora de servicios que los recolecta y transporta y su destino final).</p> <p>Se establecerá un almacén temporal de residuos peligrosos (RP), que cumpla con las disposiciones que define el Artículo 82 del reglamento de la LGPGIR.</p> <p>Dentro del almacén temporal de residuos peligrosos, éstos se mantendrán por no más de seis meses (en caso de que el trabajo se llegase a prolongar por más de ese periodo). Se almacenarán en contenedores metálicos que pueden ser tambos de 200 litros o de tipo ROLL OFF, segregados de acuerdo a su tipo e incompatibilidad con otros residuos, debidamente etiquetados, sin que estén dañados o tengan perforaciones, sin que los RP rebasen el 80% de la capacidad del contenedor o tambo; tapados y acomodados de manera que el alto de estiba no sea mayor a 3 contenedores apilados.</p> <p>En términos generales, los RP, serán manejados internamente, almacenados, registrados, contenidos, etiquetados, recolectados, transportados y enviados a su destino final, cumpliendo con los procedimientos de la promovente, las disposiciones de la LGPGIR y su Reglamento.</p>
	<p>Posible contaminación del suelo por mala disposición de residuos sólidos urbanos y residuos de manejo especial.</p>	<p>Los residuos sólidos urbanos y de manejo especial (RSU y RME), se colocarán temporalmente dentro del predio del proyecto, en contenedores con tapa hermética y perfectamente rotulados, para que se evite su dispersión, mala disposición y la proliferación de fauna nociva.</p> <p>Se contratará compañía para el arrendamiento, mantenimiento y limpieza periódica de sanitarios portátiles, para el uso de los trabajadores.</p> <p>En el caso de los RSU, se colocarán contenedores para basura orgánica e inorgánica en zonas estratégicas del área de trabajo. Dichos contenedores estarán rotulados conforme a la “Guía de diseño para la identificación gráfica del manejo integral de los residuos sólidos urbanos” (SEMARNAT, 2017).</p>

		<p>En el caso de los residuos de manejo especial (RME), se colocarán contenedores en zonas estratégicas del área de trabajo, donde se generen residuos como chatarra, partes metálicas, cabos de varillas de soldadura, remanentes de materiales para lodos de perforación, etcétera. Dichos contenedores estarán rotulados, de acuerdo al tipo de residuos que contienen, y tendrán la capacidad suficiente para contener los residuos en cuestión.</p> <p>Cuando el material que contienen los RSU o RME lo permitan (como remanentes de piezas metálicas, cubetas, etc.), se podrán reutilizar o reciclar dentro del predio donde se generaron, considerando siempre su valorización, y que dichos residuos no constituyan un riesgo para la salud de los trabajadores, la población o el ambiente.</p> <p>Se contará con un almacén temporal de RSU y RME, en donde para su control, se dispondrá de una bitácora para llevar el registro de la generación por tipo y cantidad, su procedencia y destino final.</p> <p>Se contratará con un prestador de servicios autorizado o avalado por la autoridad local, para la recolección periódica de RSU y RME y su envío a destino final autorizado.</p> <p>Al término de las actividades y/o al final de la vida útil del proyecto, el sitio deberá quedar libre de residuos y materiales de cualquier índole, así como de derrames o afectaciones al suelo y el entorno.</p>
	<p>Possible contaminación del suelo y subsuelo, durante la ejecución del proyecto.</p>	<p>En caso de que se produzcan derrames o vertidos de materiales o residuos peligrosos que no excedan de 1 m³, se procederá aplicando acciones inmediatas para minimizar y limitar su dispersión, recoger el material derramado y realizar la limpieza del sitio, contempladas sus programas de prevención y atención de emergencias (Plan de Respuesta a Emergencias de Diavaz Offshore), de acuerdo al artículo 129 del reglamento de la LGPGIR.</p> <p>En caso de que los derrames o vertidos accidentales de materiales o residuos peligrosos, rebasen 1 m³, se procederá, aplicando acciones inmediatas para</p>

		<p>minimizar y limitar su dispersión, recoger el material derramado y en su caso, proceder a la planeación de la remediación y, atender la contingencia conforme lo establece el numeral 8 de la NOM-138-SEMARNAT -2012 y los artículos 130, 132 y 134 del reglamento de la LGPGIR.</p> <p>La localización o pera debe impermeabilizarse por medio de la compactación, en todos los casos, a un 95% conforme a la prueba Proctor, con el fin de evitar que se infiltren contaminantes que pudieran impactar el suelo natural y el subsuelo, en las áreas donde se instalarán los equipos de perforación o mantenimiento de pozos petroleros y tanques de almacenamiento.</p> <p>En caso de que no se logre el 95% de compactación, en zonas con grandes precipitaciones pluviales mayores a 2,400 mm anuales, se debe impermeabilizar con material sintético u otra tecnología disponible, contando para ello, con las pruebas que así lo demuestren.</p> <p>En sitios donde exista la posibilidad de goteos, purgas, toma de muestras, almacenamiento de materiales y residuos peligrosos a la intemperie, se colocará geomembrana para recubrir el suelo natural.</p> <p>Si fuera el caso, el contratista encargado del diseño y operación de líneas de descarga, establecerá las medidas preventivas considerando las condiciones de operación y el entorno al que estarán expuestas, a fin de evitar una pérdida de contención que pueda generar daños al ambiente, contando con al menos dos sistemas de protección anticorrosión.</p> <p>Si fuera el caso, se establecerá un programa de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo de las líneas de descarga, con la idea de detectar y reparar fugas de forma permanente.</p>
<p>Flora y fauna silvestre</p>	<p>Perturbación de especies de vida silvestre.</p>	<p>Se brindará la capacitación necesaria al personal que intervenga en las diferentes etapas del proyecto, sobre la importancia de la vida silvestre y para que tenga ante ella, un trato digno y respetuoso; evitando afectar a la flora y fauna nativa y preservar las especies enlistadas en la NOM-059-SEMARNAT-2010.</p>

		<p>Se informará al personal de Diavaz Offshore, sus contratistas y proveedores, que está prohibido capturar, perseguir, cazar, coleccionar, traficar o perjudicar a las especies y subespecies de flora y fauna silvestres que habitan en la zona. Se colocarán letreros alusivos a esa prohibición y en caso de no acatarla, se aplicarán sanciones administrativas a los trabajadores que incurran en ello.</p>
	<p>Posible afectación a poblaciones de fauna silvestre.</p>	<p>En caso de que en el sitio del proyecto se detectara la presencia de algún ejemplar de fauna silvestre y de ser pertinente y seguro, éste será ahuyentado para alejarlo del área de trabajo.</p> <p>En caso de que no sea posible ahuyentarlo y de no generar un riesgo mayor, el ejemplar será rescatado para ser reubicado en un sitio cercano, que cuente con condiciones similares a las del sitio de donde proceda, verificando que cuente con las condiciones para evitar su perturbación o maltrato.</p> <p>En caso de que así ocurriera, se reportarán los avistamientos de especies de fauna silvestre con algún estatus de protección dentro de la normatividad aplicable, para lo cual de ser posible, se hará un registro fotográfico, indicando además fecha y hora del avistamiento, especie y sitio donde se observó.</p>
	<p>Posible disminución del hábitat.</p>	<p>Las áreas de trabajo en todas las etapas del proyecto, se limitarán solo a aquellas que hayan sido autorizadas, evitando con ello la presencia de maquinaria, equipo y personal fuera de éstas.</p> <p>La eliminación y remoción de vegetación será compensada al triturar el material vegetal para ser devuelto al suelo, y de ser factible, al reubicar a los ejemplares arbóreos hacia un sitio en donde no se vean perturbados y que se encuentren en condiciones similares a las del sitio de donde proceden, de acuerdo a las medidas de mitigación establecidas para la remoción de vegetación. De no ser posible o pertinente la reubicación de ejemplares arbóreos, éstos serán repuestos por especímenes nativos adquiridos en invernaderos, en una proporción de 1:1</p>

		<p>El material generado por los trabajos de nivelación y excavación se debe almacenar de manera temporal en los sitios especificados, evitando la creación de barreras físicas, que impidan el libre desplazamiento de fauna.</p> <p>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.</p>
<p>Agua</p>	<p>Posible afectación a la calidad del agua de los escurrimientos naturales.</p>	<p>Queda prohibido el uso de agua potable para realizar las obras o actividades en cualquiera de las etapas de trabajo del proyecto.</p> <p>Se realizarán 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. Dichas obras consistirán en canalizar las aguas con trazas de aceites u otros residuos, a depósitos de contención, para luego ser retirados y darles el manejo como RP.</p> <p>En caso de realizar pruebas hidrostáticas, éstas serán desarrolladas por contratistas prestadores de servicios, que garanticen que el agua utilizada sea retirada y enviada a un destino final autorizado para las descargas. Diavaz Offshore exigirá a través de su contratación, que los contratistas cumplan con las disposiciones que se indican en la LAN, su reglamento y estas medidas de mitigación.</p>
	<p>Posible afectación a la calidad del agua de los mantos freáticos por filtración.</p>	<p>En el sitio del proyecto, estará prohibido cualquier tipo de descarga e infiltración de agua contaminada a cualquier cuerpo o corriente de agua o bien, en el suelo o subsuelo.</p> <p>El contrapozo tendrá recubrimiento de concreto que garantice la no infiltración al subsuelo.</p> <p>La contratista para la renta de sanitarios se encargará de la recolección, transporte y destino final de las aguas residuales que estos generen. Por tal motivo, quedará prohibido que los trabajadores realicen sus necesidades al aire libre.</p>

		<p>Los recortes de perforación base agua, serán registrados en bitácora, almacenados en góndolas o presas metálicas para su transporte, tratamiento, reciclaje y, en su caso, disposición final a través de empresas prestadoras de servicio autorizadas.</p> <p>En la superficie de del sitio del proyecto, se garantizará que la compactación del suelo sea tal, que evite infiltraciones de agua o residuos líquidos a los acuíferos, en caso de no lograr este nivel de compactación, la superficie de la misma será impermeabilizada mediante el uso de geomembrana.</p> <p>El contratista encargado de la perforación, durante la terminación de pozos, implementará al menos, dos barreras en el pozo, el aislamiento de acuíferos y cuerpos de agua superficial y el monitoreo de los sistemas de presión.</p> <p>Si fuera el caso, el contratista encargado del diseño y operación de líneas de descarga, establecerá las medidas preventivas a fin de evitar una pérdida de contención que pueda contaminar acuíferos, contando con al menos dos sistemas de protección anticorrosión.</p> <p>Si fuera el caso, se establecerá un programa de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo de las líneas de descarga, con la idea de detectar y reparar fugas de forma permanente.</p>
<p>Atmosfera</p>	<p>Posible alteración de la calidad del aire, por la emisión de material particulado.</p>	<p>Para prevenir la emisión de polvo, en caminos de terracería o sitios donde se realicen actividades que generen emisión de partículas, periódicamente se realizará riego de agua, mediante una prestadora de servicios que cuente con sus autorizaciones para extracción, uso y comercialización de agua no potable o tratada.</p> <p>Se colocarán lonas a los camiones que transporten material particulado a granel por los caminos de acceso, y se prohibirá superar los límites de velocidad.</p>

<p>Posible alteración de la calidad del aire por la emisión de gases de combustión.</p>	<p>Se ocupará maquinaria, camiones y automóviles en óptimas condiciones, y serán sujetos a mantenimiento preventivo y/o correctivo para que, durante su ocupación, generen mínimas concentraciones de emisiones a la atmosfera. Cabe señalar que, en la entidad, no es obligatoria la verificación vehicular.</p>
<p>Posible alteración de la calidad del aire por la emisión de gases derivados de la perforación del pozo.</p>	<p>La maquinaria y equipo, operará en condiciones óptimas ya que será sometida al mantenimiento preventivo y correctivo, además de que se trata de equipos modernos que cuentan con dispositivos de control de emisiones.</p> <p>Diavaz Offshore, se asegurará de que se realice el monitoreo de las concentraciones de gas natural que emanan del pozo.</p> <p>El venteo de gas solo se realizaría en condiciones de emergencia, cuando éste contenga como máximo 10 mol/kmol de H₂S y sea imposible su destrucción controlada; en cuyo caso, se deberán aplicar las medidas de seguridad industrial y operativa identificadas en su Plan de Respuesta a Emergencias.</p> <p>Si el gas natural contiene más de 10 mol/kmol de H₂S, se procederá a su destrucción controlada o a detener la operación.</p> <p>Diavaz Offshore se asegurará que el contratista que realice la perforación cuente con el equipo de destrucción controlada de gas natural, que al menos cumpla con lo siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> I. Tener un sistema de ignición continua; II. Tener eficiencia de combustión de diseño de al menos 95%; III. Contar con sistemas de encendido y apagado automático; IV. Considerar el volumen y características del Gas Natural a destruir, V. Contar con sistemas para la separación y recuperación de líquidos <p>En caso de que haya presencia de gas con trazas de ácido sulfhídrico (H₂S), se activará el Plan de Emergencias que incluye:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Capacitación al personal, para emergencias por H₂S

		<ul style="list-style-type: none"> • Brigadas de emergencia • Programa de simulacros de emergencia • Uso de equipo de respiración autónoma • Detectores de concentraciones de H₂S • Alarma audible y visual • Conos de viento • Programa de Respuesta a Emergencias
	<p>Posibles emisiones de ruido perimetral.</p>	<p>Se establecerán horarios de trabajo con la intención de prevenir o disminuir un ruido intenso y continuo o discontinuo que pudiera ocasionar disturbios al entorno.</p> <p>De no ser posible establecer dichos horarios, se optará por realizar las actividades que emitan mayores niveles sonoros durante el día y las menos ruidosas, por la noche.</p> <p>En el arreglo del equipo, los procesos más ruidosos estarán ubicados hacia el centro de la instalación.</p> <p>Diavaz Offshore medirá los niveles de ruido periódicamente, asegurándose que no se rebasen los establecidos por la NOM-081-SEMARNAT-1994, y establecerá mediante contrato que, contratistas que realicen actividades dentro del sitio del proyecto, cumplan con esta disposición.</p>
<p>Riesgo y emergencias ambientales</p>	<p>Posibles accidentes de los trabajadores durante el desarrollo del proyecto.</p>	<p>Se asegurará que el personal, cuente con la capacitación correspondiente, para evitar daños a la integridad física y la salud de los trabajadores.</p> <p>Se vigilará que durante el desarrollo de las actividades se cumplan con las disposiciones legales e internas de la empresa en materia de seguridad y salud en el trabajo.</p> <p>Se dispondrá de los dispositivos de seguridad, alertamiento y alarma requeridos; así como aquellos para la comunicación de riesgos, el manejo y almacenamiento seguro de sustancias peligrosas, los sistemas de contra incendio y los correspondientes a los permisos de trabajos con riesgo (trabajos calientes, trabajos en altura, trabajo en espacios confinados, etcétera).</p>

		<p>Se dotará al personal de equipo de protección personal, suficiente y necesario de acuerdo a las actividades laborales que realizan, y se dispondrá de equipo de respiración autónoma a ser usado en caso de emanaciones que pudieran superar los límites máximos permisibles (LMP) de H₂S.</p> <p>Se exigirá mediante contrato que, los contratistas cumplan con sus obligaciones en materia de seguridad industrial y salud en el trabajo y mantengan sus instalaciones en condiciones seguras y de orden y limpieza.</p>
	Seguridad en caminos de acceso y rutas de evacuación.	<p>Se colocarán señalamientos visibles, que contengan el nombre del campo petrolero, el nombre del pozo petrolero y su localización, los cuales se deberán conservar durante la etapa de perforación y mantenimiento.</p> <p>Se cuidará que los caminos de acceso se encuentren en óptimas condiciones de uso, durante toda la vida útil del proyecto, para lo cual se le proporcionará el mantenimiento correspondiente, evitando su deterioro físico y el crecimiento y proliferación de vegetación.</p> <p>Se evitarán traslados bajo condiciones climatológicas adversas y cuando la visibilidad se reduzca a menos de 100 metros.</p>
	Seguridad por el uso de materiales y sustancias peligrosas.	<p>Para el almacenamiento y resguardo de maquinaria, equipo y materiales, se debe destinar un sitio específico, suficientemente amplio y ventilado, con el fin de garantizar la aplicación de medidas de prevención y evitar impactos ambientales.</p> <p>Se atenderán las disposiciones de seguridad correspondientes al manejo de materiales y sustancias peligrosas.</p>
	Riesgo por emanaciones de gas natural.	<p>Diavaz Offshore, se asegurará de que se realice el monitoreo de las concentraciones de gas natural que emanen del pozo.</p> <p>El venteo de gas solo se realizaría en condiciones de emergencia, cuando éste contenga como máximo 10 mol/kmol de H₂S y sea imposible su destrucción controlada; en cuyo caso, se deberán aplicar las medidas de seguridad industrial y operativa identificadas en su Plan de Respuesta a Emergencias.</p>

		<p>Si el gas natural contiene más de 10 mol/kmol de H₂S, se procederá a su destrucción controlada o a detener la operación.</p> <p>Diavaz Offshore se asegurará de que, para la destrucción controlada y venteo del gas natural, se adopten las medidas de protección contra incendios y otros incidentes, de acuerdo con la normatividad, el Sistema de Administración y el Análisis de Riesgos presentados a la ASEA, considerando las áreas de seguridad necesarias.</p> <p>En caso de sobrepasar los niveles permisibles de emanaciones de H₂S, se procederá a la evacuación de la instalación, de acuerdo a los procedimientos de seguridad establecidos en el Plan de Respuesta a Emergencias (PRE).</p> <p>Se dispondrá de equipo de respiración autónoma en cantidades suficientes, de acuerdo al número de trabajadores, para ser usado en caso de emanaciones que pudieran superar los LMP de H₂S.</p>
	Riesgo en caso de que el pozo sea abandonado por resultar improductivo.	En el caso de que el pozo resulte improductivo o al término de su vida útil, se taponará conforme a las disposiciones técnicas que se establecen en el apartado correspondiente a terminación del pozo Barcodón 1.
	Riesgo por la presencia de líneas de descarga al final de la vida útil del proyecto.	<p>Al término de la vida útil del sistema de conducción o de parte de éste, los ductos podrán dejarse en el sitio, para lo que se deberá desalojar el producto que contenga el ducto, aislarse de cualquier servicio o suministro, limpiarse, taponarse en sus extremos haciendo un sello efectivo e inertizarse.</p> <p>Si fuera el caso, al término de la vida útil de la línea de descarga, deberá procederse a verificar su peligrosidad, el contenido de fluidos y otros materiales que contenga, su limpieza integral, su taponamiento y la desinstalación de infraestructura de seguridad, de protección catódica, etcétera, para retirar la infraestructura, asegurándose de controlar derrames vaciado o liberación de materiales que pudieran generar contaminación o condiciones de riesgo.</p>

	<p>Condiciones de riesgo en general.</p>	<p>Para la disminución de riesgos, se considerará la reducción de operaciones simultáneas, y la recalendarización de actividades de perforación o terminación ante la presencia de condiciones climatológicas severas.</p> <p>Diavaz Offshore y sus contratistas, de acuerdo a las actividades que realicen, verificarán la integridad mecánica de sus equipos e instalaciones y todas las condiciones y variables operativas de diseño y construcción, para operarlas de acuerdo a ello, a las recomendaciones del fabricante y las mejores prácticas.</p> <p>El contratista encargado de la perforación durante la terminación del pozo, deberá implementar, atender y operar las disposiciones de seguridad operativa del Artículo 126 de los lineamientos de la ASEA, incluyendo las especificaciones de control conforme a las máximas condiciones de temperatura y presión; los sistemas de control manual y remoto del equipo y conexiones superficiales de control; la capacitación del personal operativo y de seguridad; el contar y atender los procedimientos de riesgo en la preparación, acondicionamiento, uso y manejo de los fluidos y materiales; y demostrar la hermeticidad del segmento revestido y su cementación mediante pruebas de hermeticidad y registros de cementación.</p> <p>Para el desarrollo de las pruebas de producción, se atenderán los protocolos en materia de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al ambiente a fin de evitar accidentes y derrames. Se realizará la verificación previa de la integridad de la Instalación y las pruebas de presión.</p> <p>Se atenderán las gestiones a las que está obligado Diavaz Offshore, para cumplir con las disposiciones de la ASEA que correspondan en materia de seguridad industrial y seguridad operativa, así como aquellas establecidas dentro de su Sistema de Seguridad, Salud y Medio Ambiente (SSMA).</p>
--	--	---

Fuente: Elaboración propia.

Capítulo IV. Conclusiones.

El objeto del presente informe preventivo tiene la finalidad de cumplir con la Gestión Ambiental en materia de Evaluación de Impacto Ambiental, de un proyecto de perforación de pozo petrolero en zona agrícola, ganadera y de eriales, cuyo objetivo es explorar las condiciones de las reservas del Campo Barcodón en Altamira, Tamaulipas y en caso de ser viable, proceder a la extracción de hidrocarburos, tanto del pozo a perforar, como del campo petrolero donde se localizaría.

El proyecto se ubicará en el Área Contractual No. 1 Campo Barcodón. Para el contexto ambiental, se determinó que la vegetación en el interior de la zona de localización del pozo Barcodón 1, corresponde a un tipo de suelo de pastizal cultivado, con un importante nivel de perturbación en la que, por falta de mantenimiento y de atención que se remonta a los años 60's, se ha generado vegetación secundaria, misma que, en el contexto de una localización de pozo petrolero, se manifiesta incluso, como un factor de riesgo que, en el mejor de los casos tiene que ser eliminado.

El entorno del pozo Barcodón 1, está representado básicamente por zonas de cultivos, áreas de agostadero y eriales, siendo común la presencia de manchones de vegetación secundaria; y en el área de influencia, alejado de las áreas que van a ser aprovechadas para la perforación del pozo, se observa la presencia de manchones de selva baja caducifolia.

Hay que recalcar que, al interior del sitio del proyecto, así como en su periferia, no se detectaron áreas con especies de vegetación con estatus de protección de acuerdo a los listados de la **NOM-059-SEMARNAT-2010**; no obstante, se tiene conocimiento y la conciencia de que, en el área de influencia y sobre todo en donde la vegetación tiene un menor grado de perturbación, el ecosistema alberga a una comunidad biótica que debe ser protegida y respetada.

Evidentemente, las características del sistema ambiental presentes en el sitio del proyecto son un reflejo de que éste, está representado por áreas previamente impactadas, tanto por actividades agropecuarias, como por el desarrollo de actividades petroleras del pasado (pues la zona ha sido estratégica para la ejecución de las actividades de perforación y extracción de hidrocarburos).

Con base al desarrollo de la técnica de identificación de impactos ambientales, se determinó que los impactos adversos identificados, son calificados como moderados, los cuales, pueden ser remediados o atendidos mediante la aplicación de medidas de mitigación.

Los impactos ambientales más relevantes se producirán en la etapa de preparación del sitio y la perforación. Dichos impactos estarán representados por la emisión de gases a la atmosfera derivados de la operación de equipos de combustión interna; se espera generación de residuos sólidos urbanos, residuos de manejo especial y residuos peligrosos; así como de una baja generación de aguas residuales y posibles derrames de hidrocarburos; sin embargo, se proponen medidas de mitigación que aplicarán para todos los impactos adversos previsibles, hasta lograr su eliminación o minimización.

Es importante recalcar que, las actividades de perforación y en caso de requerirse, de conexión a líneas de descarga, serán temporales y no se esperaría la generación de impactos acumulativos, sinérgicos o residuales, sobre todo si consideramos que el sitio ha sido previamente utilizado para la realización de actividades idénticas a las que se proponen en este proyecto, mostrando aún, los impactos que se generaron hace más de 50 años.

Por lo anterior, consideramos que proyecto denominado *Perforación del pozo Barcodón 1*, es viable desde el punto de vista técnico, al cumplir con las disposiciones operacionales internacionales, contando con la tecnología de avanzada para la perforación de pozos petroleros; en el aspecto económico también lo es, dado que será una fuente de empleo y de generación de divisas; en el aspecto social es aceptable, por ser un factor de

promoción del empleo, de nuevos negocios y por generar plusvalía de los bienes inmuebles y comercios en la localidad; y en el aspecto ambiental también se considera viable, debido a que los impactos a generar no serán significativos y podrán mitigarse y prevenirse, considerando además que, el sitio del proyecto se encuentra en una área previamente impactada en la década de los 60's por actividades de la misma índole, por lo que no se esperaría la generación de nuevos impactos distintos a los preexistentes.

En otro orden de ideas, es importante señalar que en base a lo que establece el primer párrafo del Artículo 31 de la LGEEPA, donde se menciona que aplicara la presentación de un Informe Preventivo y NO de una Manifestación de Impacto Ambiental en el supuesto de que ...*“Existan normas oficiales mexicanas u otras disposiciones que regulen las emisiones, las descargas, el aprovechamiento de recursos naturales y, en todos los impactos ambientales relevantes que puedan producir las obras o actividades”*., y para el cumplimiento de lo anteriormente mencionado, la **NOM-115-SEMARNAT-2003**, aplicaría para ello, dando además cabal cumplimiento a las disposiciones legales que apliquen, así como las buenas prácticas de operación e ingeniería que tiene establecida **Diavaz Offshore** dentro de su Sistema de Seguridad, Salud y Medio Ambiente.

Por otra parte, las actividades de conexión a línea de descarga sobre un derecho de vía preexistente (ya que ésta se conectará a otra línea localizada dentro de la pera de localización del pozo Barcodón 109), se atenderían al cumplir con lo que establece la **NOM-117-SEMARNAT-2006**, tal como se indica además, en el **Artículo 29 del Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Evaluación del Impacto Ambiental**, que a la letra dice: *“La realización de las obras y actividades ...requerirán la presentación de un informe preventivo, cuando ...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”*.

Independientemente de lo anterior, cabe señalar aquí que, con base en lo que establece el **Artículo 5° inciso D, Fracción I** y sub. inciso **a)** del **Reglamento de la Ley General**

del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Evaluación del Impacto Ambiental, que a la letra dice: “*Quienes pretendan llevar a cabo alguna de las siguientes obras o actividades, requerirán previamente la autorización de la Secretaría en materia de impacto ambiental:*

D) ACTIVIDADES DEL SECTOR HIDROCARBUROS:

I. Actividades de perforación de pozos para la exploración y extracción de hidrocarburos, excepto (DOF 31-10-2014):

a) Las que se realicen en zonas agrícolas, ganaderas o de eriales, siempre que éstas se localicen fuera de áreas naturales protegidas.”

Se desprende que, la *Perforación del pozo Barcodón 1* y la extracción de hidrocarburos subsecuente, quedaría exenta de la presentación de una Manifestación de Impacto Ambiental, dado que cumple con el supuesto del reglamento anteriormente citado, ya que el sitio del proyecto se localiza en una zona agrícola, ganadera y de eriales. No obstante, lo anterior, **Diavaz Offshore S.A.P.I. de C.V.**, ha decidido realizar y presentar para su evaluación, este Informe Preventivo; y con ello, dar a conocer a la autoridad ambiental, la nueva actividad a desarrollar en el Campo Barcodón, el cual a partir del 10 de mayo del 2016 ha pasado a ser administrado por el **Diavaz Offshore**, bajo la modalidad de licencia para la extracción de hidrocarburos, mediante el contrato No. CNH-RO1-L03-A6/2015.

En conclusión, las actividades inherentes a la perforación y en su caso, extracción de hidrocarburos del Pozo Barcodón 1, se desarrollarán priorizando la protección al ambiente, la salud de los trabajadores, así como la seguridad industrial y operativa, al tenor de lo que establecen las Normas Oficiales Mexicanas **NOM-115-SEMARNAT-2003** y **NOM-117-SEMARNAT-2006** y demás disposiciones aplicables.

Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
Unidad de Gestión Industrial
**Dirección General de Gestión de Exploración y
Extracción de Recursos Convencionales**
Oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0888/2017

Ciudad de México a 04 de septiembre de 2017

*"Año del Centenario de la Promulgación de la Constitución
Política de los Estados Unidos Mexicanos"*

C. Diego Alberto Navarro Moreno
Representante Legal de la Empresa
Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V.

**Domicilio, teléfono y correo electrónico del
Representante Legal. Información protegida bajo los
artículos 113 fracción I de la LFTAIP y 116 primer
párrafo de la LGTAIP.**

PRESENTE

Asunto: Informe Preventivo.
Bitácora: 09/IPA0477/08/17.

Con referencia al escrito número DO-A1-171-08-17 de fecha 25 de agosto de 2017, recibido en la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (**AGENCIA**) el día 28 de agosto de 2017 y turnado a esta Dirección General de Gestión de Exploración y Extracción de Recursos Convencionales (**DGGEERC**) en la misma fecha, por medio del cual el representante legal de la empresa **DIAVAZ OFFSHORE, S.A.P.I. DE C.V.**, en adelante el **REGULADO**, ingresó para su análisis y evaluación el Informe Preventivo (**IP**) del proyecto denominado "**Perforación del Pozo Barcodón 1**", en adelante el **PROYECTO**, con pretendida ubicación dentro del Área Contractual Núm.1 en el municipio de Altamira, Tamaulipas.

Con base en lo anterior, y una vez evaluada la información presentada por el **REGULADO**, y

CONSIDERANDO

- I. Que esta **DGGEERC**, es **competente** para analizar, evaluar y resolver la petición presentada por el **REGULADO**, de conformidad con lo dispuesto en los artículos 4, fracción XV y 25 fracción XX del Reglamento Interior de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.
- II. Que el **REGULADO** pretende desarrollar actividades relacionadas con la exploración y extracción de hidrocarburos, las cuales son competencia de esta **AGENCIA** de conformidad con la definición señalada en el artículo 3, fracción XI, inciso a) de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.

Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
Unidad de Gestión Industrial
**Dirección General de Gestión de Exploración y
Extracción de Recursos Convencionales**
Oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0888/2017

- III. Que el día 28 de agosto de 2017, a través del escrito número DO-A1-171-08-17 de fecha 25 de agosto de 2017, el **REGULADO** presentó ante esta **DGGEERC** el **IP** del **PROYECTO**, el cual consiste en llevar a cabo la perforación horizontal de un pozo exploratorio terrestre, con una profundidad de **1,617 m**, cuya denominación será **Pozo Barcodón 1**; asimismo, como parte del **PROYECTO**, se desarrollarán actividades de deshierbe, nivelación y compactación de suelo dentro de la pera del citado pozo, a nivel de 95% Proctor, así como la rehabilitación de un camino existente y el acondicionamiento de un tramo de acceso al **PROYECTO**. Cabe señalar que, de acuerdo con lo manifestado por el **REGULADO**, el total de las obras contempladas por el **PROYECTO** se llevarán a cabo en una superficie de **4,930.42 m²** (considerando la plataforma, la rehabilitación de un camino y el acondicionamiento de un tramo de acceso) en un sitio ambientalmente impactado con uso de suelo agrícola, dentro del Área Contractual Núm.1 Campo Barcodón, en el municipio de Altamira, Tamaulipas.
- IV. Que de la información técnica que acompaña al escrito número DO-A1-171-08-17 de fecha 25 de agosto de 2017, se desprende lo siguiente:
1. El **REGULADO** manifestó que el **PROYECTO** es parte de los objetivos de evaluación y valoración desarrollados dentro del Área Contractual Núm.1 Campo Barcodón, por lo que, como parte de dicha evaluación técnica, el **PROYECTO** consiste en llevar a cabo la perforación horizontal de un pozo exploratorio terrestre, con una profundidad de **1,617 m**, denominado **Pozo Barcodón 1**, así como el acondicionamiento de la pera de perforación (deshierbe, nivelación y compactación de suelo), la rehabilitación de un camino y acondicionamiento de un tramo de acceso.
 2. El **REGULADO** señaló que el **PROYECTO** se ubica dentro del Área Contractual No. 1 denominada Campo Barcodón, misma que se sitúa en el municipio de Altamira, estado de Tamaulipas. En este sentido, señaló que para el desarrollo de las actividades propias del **PROYECTO** requiere de una plataforma que será acondicionada para establecer ahí de manera temporal el equipo de perforación y sus aditamentos; por lo que, de acuerdo con lo señalado por el **REGULADO**, las actividades y obras pretendidas en el **PROYECTO** se realizarán en las siguientes coordenadas UTM:

Punto considerado como sitio de perforación	
X	Y
Coordenadas de pozo nuevo. Información protegida por los artículos 113 fracción I LGTAIP y 110 fracción I LFTAIP.	

Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
Unidad de Gestión Industrial
**Dirección General de Gestión de Exploración y
Extracción de Recursos Convencionales**
Oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0888/2017

Coordenadas de la plataforma del Pozo Barcodón 1					
Vértice	X	Y	Vértice	X	Y
1	606,276.05	2,497,028.57	5	606,227.97	2,496,948.02
2	606,291.86	2,496,991.82	6	606,212.76	2,496,983.38
3	606,286.35	2,496,989.45	7	606,222.26	2,496,987.47
4	606,292.27	2,496,975.67	8	606,215.74	2,497,002.63
Superficie: 3,919.256 m²					

Para el caso de las actividades señaladas como rehabilitación de un camino y acondicionamiento de un tramo de acceso, el **REGULADO** presentó en el **Anexo 3**, las coordenadas de diseño del trazo de los mismos, las cuales se desglosan en las siguientes tablas:

Coordenadas del "Camino a rehabilitar"					
Vértice	X	Y	Vértice	X	Y
1	606318.98	2497049.93	5	606186.93	2497037.27
2	606242.18	2497022.44	6	606191.92	2497034.28
3	606188.87	2497029.11	7	606240.34	2497028.16
4	605183.84	2497032.13	8	606316.96	2497055.58
Superficie: 840.029 m²					

Coordenadas del "Tramo de acceso a acondicionar"					
Vértice	X	Y	Vértice	X	Y
1	2497023.42	606241.25	5	2497027.69	606284.67
2	2497036.39	606278.46	6	2497022.64	606262.27
3	2497037.31	606281.01	7	2497023.42	606241.25
4	2497027.85	606274.37	8	2496974.69	606249.97
Superficie: 171.139 m²					

Por lo tanto, con base en las superficies reportadas por el **REGULADO**, se observó que el conjunto total de las obras contempladas por el **PROYECTO** se pretende llevar a cabo sobre una superficie de **4,930.42 m²**.

- El **REGULADO** manifestó que la perforación del **Pozo Barcodón 1** se realizará en 3 etapas y abarcará un periodo de 20 días, los cuales se señalan en la siguiente tabla:

Etapas de perforación			
Etapas	Diámetro de barrena (pulgadas)	Diámetro de tubería de Revestimiento (pulgadas)	Profundidad (m)
1	12 ¼	9 5/8	300
2	8 ½	7	1,312
3	6 1/8	No especificado	1,617

Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
Unidad de Gestión Industrial
**Dirección General de Gestión de Exploración y
Extracción de Recursos Convencionales**
Oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0888/2017

4. El **REGULADO** presentó en las páginas **29** a **68** la información técnica referente a la planeación por etapas de las actividades que conforman el **PROYECTO**, mismas que se muestran a continuación:

4.1 Actividades previas a la Perforación del **Pozo Barcodón 1**:

- a. Remoción de vegetación (deshierbe).
- b. Relleno, nivelación y compactación del suelo a nivel 95% Proctor.
- c. El camino de acceso al pozo que se acondicionara tiene una longitud de 140 metros y derecho de vía de 6 metros; asimismo, se acondicionará el tramo de acceso a la plataforma. Durante el acondicionamiento del camino no se realizará la quema de vegetación ni se usarán agroquímicos para las actividades de desmonte y deshierbe. El producto de esta actividad debe ser dispuesto en el sitio que indique la autoridad local competente o ser triturado para su reincorporación al suelo, en sitios contiguos donde se observe la necesidad de enriquecer el suelo.
- d. Movilización e instalación del equipo de perforación.

4.2 Actividades relacionadas con la perforación del **Pozo Barcodón 1**:

Etapa	Objetivos de la etapa	Profundidad (m)	Diámetro de barrena (pulgadas)
1	Aislar acuíferos superficiales, brindar estabilidad al pozo, ganar gradiente de presión e instalar Conexiones Superficiales de Control.	300	12 ¼
ID	Actividades a realizar manifestadas por el REGULADO		
1.1	Armar barrena (BNA) y bajar hasta base de contrapozo.		
1.2	Perforar a 300 metros.		
1.3	Circular limpiando agujero sin sobre circular para evitar erosionarlo.		
1.4	Bombear bache viscoso.		
1.5	Sacar sarta con barrena hasta la superficie.		
1.6	Instalar equipo bajada la Tubería de Revestimiento (TR).		
1.7	Conectar zapata guía, junta y cople flotador.		
1.8	Bajar TR 9 5/8" 300 metros.		
1.9	Desmontar equipo TR 9 5/8" / instalar equipo de cementaciones.		
1.10	Circular.		
1.11	Cementar.		
1.12	Desmantelar equipo cementación.		
1.13	Limpiar agujero.		
1.14	Cortar tubo ancla.		
1.15	Instalar cabezal de pozo y probar el mismo.		
1.16	Instalar sección "B" del cabezal y Sistema de Preventores.		

Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
Unidad de Gestión Industrial
**Dirección General de Gestión de Exploración y
Extracción de Recursos Convencionales**
Oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0888/2017

1.17	Probar BOP's /CSC/ manifold / std. Pipe.
1.18	Instalar buje de desgaste.
1.19	Instalar campana –charola ecológica – Línea de flote y de llenado.
1.20	Probar libre flujo a través de separador.

Etapa	Objetivos de la etapa	Profundidad (m)	Diámetro de barrena (pulgadas)
2	Aislar la zona de presión, ganar gradiente de fractura.	1,312	8 ½
ID	Actividades a realizar manifestadas por el REGULADO		
1.1	Armar barrena con sarta navegable y bajar hasta cople flotador.		
1.2	Desplazar, circular / probar TR.		
1.3	Perforar cople flotador / cemento / circular / probar TR.		
1.4	Perforar con sarta navegable hasta 1,312 metros.		
1.5	Circular y sacar barrena a superficie.		
1.6	Instalar unidad y equipo de registros eléctricos.		
1.7	Correr registros eléctricos.		
1.8	Desmantelar unidad de registros eléctricos.		
1.9	Recuperar buje de desgaste.		
1.10	Instalar equipo para bajar TR.		
1.11	Conectar zapata guía, junta y cople flotador.		
1.12	Bajar TR 7" a 1,312 metros.		
1.13	Desmontar equipo de TR e instalar equipo cementaciones.		
1.14	Circular pozo.		
1.15	Cementar TR 7".		
1.16	Desmantelar equipo cementación.		
1.17	Cortar tubo ancla/eliminar		
1.18	Instalar cabezal de pozo y probar el mismo		
1.19	Instalar cabezal y sistema de preventores		
1.20	Probar BOP's /CSC/ manifold / std. Pipe.		
1.21	Instalar buje de desgaste.		
1.22	Instalar campana –charola ecológica – Línea de flote y de llenado.		
1.23	Probar libre flujo a través de separador.		

4.3 Desmantelamiento de equipo

4.4 Terminación de pozo, para lo cual contempla una duración de 4 a 6 meses:

- a. El **REGULADO** indicó que en caso de que se requiera mejorar la recuperación de hidrocarburo, se programará realizar una estimulación acida matricial; en este sentido señaló que, para dicho tratamiento se tiene contemplado utilizar un solvente orgánico, un sistema acido basado en HCL al 15% y salmuera potásica al 2%.

Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
Unidad de Gestión Industrial
**Dirección General de Gestión de Exploración y
Extracción de Recursos Convencionales**
Oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0888/2017

Cabe señalar que para las actividades de estimulación de yacimientos (estimulación de pozo) el **REGULADO** está obligado a cumplir con lo establecido en la "Sección VI. De la estimulación de yacimientos" de las *DISPOSICIONES administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente para realizar las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, Exploración y Extracción de Hidrocarburos, expedidas por la AGENCIA.*

b. Plan de prueba de pozo o evaluación de producción en localización:

ID	Descripción de las actividades para la evaluación del pozo
1.1	Se instalará el equipo fluidor (válvula de seguridad, árbol de estrangulación, presa metálica de 40 m ³ , separador vertical y un quemador).
1.2	Se abrirá a producción el pozo para recuperación del fluido ácido de tratamiento (limpieza del pozo).
1.3	En caso de que el pozo no fluya por sí solo, es necesario efectuar inducción mecánica por suabeo buscando recuperar todo el tratamiento inyectado o hasta que el pozo fluya.
1.4	Si el pozo fluye, se realizará la evaluación de producción correspondiente, haciendo que el fluido producido pase a través de diferentes estranguladores hasta lograr estabilidad del caudal y presión del pozo.
1.5	En caso de que dicha evaluación sea exitosa, se procederá a tomar registro de presión y temperatura con el pozo fluyendo acorde con el programa que emitirá el área de Subsuelo con el fin de evaluar características de la zona productora.

5. Se identificó que en la **página 68**, el **REGULADO** manifestó lo siguiente:

"(...)

- *Si el pozo es productivo y resulta rentable la extracción de producto, se conectará a través de una línea de descarga al sistema de transporte de petróleo crudo por ducto, cumpliendo para ello con lo que establece la **NOM-117-SEMARNAT-2006**.*
- *Si el pozo no es productivo y rentable, se procederá a su taponamiento definitivo y su abandono. El programa de abandono que se muestra en la Tabla 23, es tentativo y solo se deberá tener en cuenta para los fines descritos."*

Al respecto, esta **DGGEERC** observó lo siguiente: a) que no se proporcionó mayor información por parte del **REGULADO**, acerca de la ubicación que tendría la línea de descarga, longitud y/o diámetro y b) que de acuerdo con lo manifestado por el **REGULADO**, la instalación de dicha línea, podría ser o no requerida; por lo tanto se debe observar lo establecido en el **Resuelve CUARTO** del presente oficio.

Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
Unidad de Gestión Industrial

**Dirección General de Gestión de Exploración y
Extracción de Recursos Convencionales**
Oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0888/2017

6. Con respecto al desarrollo de actividades de mantenimiento preventivo a equipos, el **REGULADO** manifestó que se realizarán en talleres especializados; asimismo indicó que, en caso de requerirse mantenimiento correctivo de los mismos, se ejecutarán las siguientes acciones:
- En las áreas de trabajo, (en particular aquellas que estén expuestas al riesgo de derrames de materiales y residuos peligrosos, incluyendo la emanación abrupta de petróleo del pozo) se contará con una compactación de suelo de 95 % de Prueba Proctor, además de tener una cubierta impermeable de geomembrana.
 - En torno de equipos o instalaciones en donde exista la posibilidad de generarse algún tipo de goteo o exista presencia de materiales o residuos peligrosos, se contará con un sistema de cunetas y contracunetas, con rejillas y una trampa o fosa de retención, para evitar que el agua pluvial transporte agua contaminada hacia áreas con suelo natural.
 - Cuando sea necesario realizar actividades de purga o toma de muestras de materiales y residuos peligrosos, se contará con un recipiente seguro para la muestra, para evitar la propagación de dichos materiales o residuos por goteos o chorros de material.
7. En relación con los residuos generados por el **PROYECTO**, el **REGULADO** indicó que, para el caso de recortes de perforación base aceite, se generarán mensualmente: 560 kg de Residuos Peligrosos Sólidos, 0.41 m³ de Residuos Peligrosos Líquidos, 95 m³ de aguas residuales y 690 kg de Residuos Sólidos Urbanos. Por lo que el **REGULADO** indicó que se instalará un Almacén Temporal de Residuos Peligrosos (RP), que cumplirá con las disposiciones del artículo 82 del Reglamento de la Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos. Asimismo, señaló que los RP's (sic.), se mantendrán por no más de seis meses dentro del Almacén Temporal, en contenedores metálicos de 200 L o de tipo ROLL OFF, segregados de acuerdo a su tipo e incompatibilidad, debidamente etiquetados, sin que estén dañados o con perforaciones y sin que rebasen el 80% de su capacidad, tapados y acomodados de manera que el alto de estiba no sea mayor a 3 contenedores apilados.
8. Con respecto a la etapa de abandono, el **REGULADO** presentó en las **páginas 68 a 71** el *Programa de taponamiento y abandono de pozo*, en donde desarrollo 22 etapas (pasos) a llevar a cabo en caso de requerirse llevarse a cabo dicha etapa.
9. El **REGULADO** manifestó que la duración total del **PROYECTO** será de **12 meses** y que durante el periodo de ejecución del mismo se observará el cumplimiento de las medidas

Página 7 de 16

Av. Melchor Ocampo Núm. 469, Col. Nueva Anzures, Delegación Miguel Hidalgo, C.P. 11590, Ciudad de México

Tel: (55) 9126 0100 ext. 13433 - www.asea.gob.mx

La Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos también utiliza el acrónimo "ASEA" y las palabras "Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente" como parte de su identidad institucional

Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
Unidad de Gestión Industrial
**Dirección General de Gestión de Exploración y
Extracción de Recursos Convencionales**
Oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0888/2017

propuestas y señaladas anteriormente, así como el cumplimiento de lo establecido en las siguientes normas oficiales mexicanas: **NOM-115-SEMARNAT-2003, NOM-041-SEMARNAT-1999, NOM-043-SEMARNAT-1993, NOM-044-SEMARNAT-1999, NOM-045-SEMARNAT-1999, NOM-052-SEMARNAT-2006, NOM-053-SEMARNAT-1993, NOM-054-SEMARNAT-1993, NOM-081-SEMARNAT-1994 y NOM-138-SEMARNAT/SSA1-2012.**

10. En relación con la identificación del uso de suelo en el sitio del **PROYECTO**, el **REGULADO** manifestó que realizó la identificación de los mismos, tomando como base la carta temática de uso del suelo y vegetación 1: 250,000 Serie V, Tampico F14-3-6, del Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática y el Sistema de Información Geográfica para la Evaluación del Impacto Ambiental (SIGEIA), los cuales indican que, se trata de un uso de suelo, de tipo Agrícola-Pecuaria-Forestal.
11. Con respecto a la flora y fauna presentes en el sitio del **PROYECTO** el **REGULADO** presentó la siguiente caracterización:

Identificación de la flora manifestada por el REGULADO en el sitio del PROYECTO		
Área	Superficie (m ²)	Descripción del REGULADO
Plataforma para actividades de perforación del Pozo Barcodón 1.	3,919.25 m ²	Terreno con presencia de vegetación herbácea y arbustiva dispersa y variable (<i>Havardia pallens</i> , <i>Guazuma ulmifolia</i>), así como pastos principalmente de la especie <i>Panicum máximum</i> y <i>Cynodon dactylon</i> en la zona noreste y noroeste; de noroeste a suroeste se presenta una hilera de vegetación arbórea con especies como <i>Havardia pallens</i> y <i>Guazuma ulmifolia</i> . En la zona suroeste se presenta área agrícola (540 m ²) utilizada para la siembra de <i>Sorghum bicolor</i> (sorgo). Así mismo, de forma general la plataforma presenta de manera predominante pastos de la especie <i>Panicum máximum</i> y <i>Cynodon dactylon</i> ; área perturbada previamente.
Rehabilitación de camino	171.13 m ²	Presencia de especies arbustivas y herbáceas dispersas (<i>Havardia pallens</i> , <i>Guazuma ulmifolia</i>), así como pastos de la especie <i>Panicum máximum</i> .
Acondicionamiento de tramo existente	840.02 m ²	Terreno sin presencia de cobertura vegetal, en líneas laterales presencia de pastos de la especie <i>Panicum máximum</i> .

En este sentido, el **REGULADO** señaló que ninguna de las especies de flora y fauna identificadas, se encuentra catalogada dentro de la **NOM-059-SEMARNAT-2010**.

12. En relación con la prevención y control de los impactos ambientales potenciales, que con la ejecución del **PROYECTO** pudieran llegar a generarse, el **REGULADO** propuso la implementación de las siguientes medidas durante el desarrollo del **PROYECTO** en sus diferentes etapas señaladas:

Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
Unidad de Gestión Industrial
**Dirección General de Gestión de Exploración y
Extracción de Recursos Convencionales**
Oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0888/2017

Medidas para la prevención de impactos ambientales propuestas por el REGULADO	
Factor ambiental	Vegetación
1. Se prohibirá quemar la vegetación y usar agroquímicos.	
2. El deshierbe, se limitará única y exclusivamente a aquella que se encuentre en una superficie necesaria para mantener las instalaciones ya existentes en condiciones de seguridad.	
3. No se afectarán áreas localizadas más allá de la superficie autorizada para las actividades del proyecto.	
4. El producto del deshierbe será triturado y esparcido para su reincorporación al suelo, en áreas con vegetación aledañas.	
Factor ambiental	Suelo
5. Se prohibirá que se lleven a cabo movimientos de tierra y de maquinaria y equipo más allá de las áreas del frente de trabajo.	
6. Se les advertirá a los trabajadores de la prohibición para deambular por el entorno	
7. Se contará con almacenes para el resguardo seguro de maquinaria, equipo y materiales	
8. Se tomarán las previsiones necesarias para evitar derrames o vertimientos de materiales o residuos peligrosos y sus consecuencias.	
9. En los puntos de generación de Residuos Peligrosos (RP), se dispondrá de recipientes debidamente etiquetados o rotulados, en donde se depositarán los residuos generados. Una vez que se haya concluido la actividad o la jornada laboral (lo que ocurra primero), dichos recipientes serán enviados al almacén temporal de RP.	
10. Cuando el producto y/o las condiciones de los envases de materiales peligrosos lo permitan, serán devueltos al proveedor.	
11. Los ingresos y salidas del almacén temporal de RP, se registrarán en bitácora (consignando fechas de ingreso y salida, tipo, cantidad, procedencia, prestador de servicios de transporte, destino final y demás requisitos de la legislación aplicable).	
12. Los Residuos Sólidos Urbanos (RSU) y los Residuos de Manejo Especial (RME), se almacenarán temporalmente, en contenedores con tapa y rotulados.	
13. Se contratará compañía para el arrendamiento, mantenimiento y limpieza de sanitarios portátiles.	
14. Los RSU, se separarán en residuos orgánicos e inorgánicos en recipientes ubicados estratégicamente en el área de trabajo. Dichos contenedores estarán rotulados conforme a la "Guía de diseño para la identificación gráfica del manejo integral de los residuos sólidos urbanos"	
15. Los RME, se colocarán en contenedores rotulados, ubicados en sitios donde se generen residuos como partes metálicas, cabos de varillas de soldadura, etcétera	
16. Cuando el material que contienen los RSU o RME lo permitan, se podrán reutilizar o reciclar, considerando su valorización, y los riesgos para la salud y el ambiente.	
17. Se contratará con un prestador de servicios autorizado, para la recolección periódica y destino final de RP, RSU o RME.	
18. Al término de las actividades del PROYECTO , el sitio quedará libre de residuos y materiales de cualquier índole, así como de derrames o afectaciones al suelo y el entorno.	
Factor ambiental	Agua
19. Quedará prohibido el uso de agua potable para realizar las obras o actividades en cualquiera de las etapas del PROYECTO .	
20. La contratista para la renta de sanitarios se encargará de la recolección, transporte y destino final de las aguas residuales de éstos. Quedará prohibido defecar u orinar fuera de los sanitarios.	

Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
Unidad de Gestión Industrial
**Dirección General de Gestión de Exploración y
Extracción de Recursos Convencionales**
Oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0888/2017

Medidas para la prevención de impactos ambientales propuestas por el REGULADO	
21. En el sitio del PROYECTO , estará prohibido cualquier tipo de descarga e infiltración de agua contaminada a cualquier cuerpo o corriente de agua o bien, en el suelo o subsuelo.	
Factor ambiental	Fauna
22. Se brindará la capacitación al personal, sobre la importancia de la vida silvestre y su trato digno y respetuoso, para evitar afectar a la flora y fauna local.	
23. Se establecerá la prohibición de capturar, perseguir, cazar, coleccionar, traficar o perjudicar a la flora y fauna silvestres. Se colocarán letreros alusivos a esa prohibición y en caso de no acatarla, se aplicarán sanciones administrativas.	
24. Si se detectara la presencia de algún ejemplar de fauna silvestre y de ser pertinente y seguro, será ahuyentado para alejarlo del área de trabajo. De no ser posible ahuyentarlo, el ejemplar será rescatado para reubicarlo en un sitio cercano, que cuente con condiciones similares a las del sitio de donde proceda, verificando que cuente con las condiciones para evitar su perturbación.	
Factor ambiental	Aire
25. Para prevenir la emisión de polvo, en caminos de terracería o sitios donde se realicen actividades que generen emisión de partículas, periódicamente se realizará riego de agua no potable o tratada, mediante una prestadora de servicios autorizada.	
26. Se colocarán lonas a los camiones que transporten material particulado a granel por los caminos de acceso.	
27. Se prohibirá rebasar los límites de velocidad.	
28. Se garantizará que la maquinaria y vehículos sean de modelo reciente, y que hayan sido sometidos al programa de mantenimiento y operen en óptimas condiciones.	
29. Se asegurará de que se realice el monitoreo de las concentraciones de gas natural que emanen del pozo.	
Factor ambiental	Ruido
30. Se establecerán horarios de trabajo con la intención de prevenir o disminuir un ruido intenso, continuo o discontinuo que pudiera ocasionar disturbios al entorno.	
31. Se medirán los niveles de ruido periódicamente, asegurándose que no se rebasen los establecidos por la NOM-081-SEMARNAT-1994, y se establecerá mediante contrato que, contratistas que realicen actividades dentro del sitio del proyecto, cumplan con esta disposición.	

13. Con respecto a las medidas de seguridad que se instrumentarán durante el desarrollo del **PROYECTO**, en sus diferentes etapas, el **REGULADO** indicó las siguientes:

- i. Adicionalmente el **REGULADO** indicó que, en caso de descontrol de pozo, se contará con un sistema de brotes como medida de seguridad, el cual regulará la presión de la formación, direccionará el flujo en caso de brote, separará el gas del lodo y enviará al primero al quemador para su combustión.
- ii. En caso de fuga de H₂S se contará con alarma audible para 10 ppm y alarma visible color ámbar para 20 ppm.
- iii. Para la reducción de riesgos, se considerará la reducción de operaciones simultáneas, y la recalendarización de actividades ante la presencia de condiciones climatológicas severas.

Página 10 de 16

Av. Melchor Ocampo Núm. 469, Col. Nueva Anzures, Delegación Miguel Hidalgo, C.P. 11590, Ciudad de México

Tel: (55) 9126 0100 ext. 13433 - www.asea.gob.mx

La Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos también utiliza el acrónimo "ASEA" y las palabras "Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente" como parte de su identidad institucional

Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
Unidad de Gestión Industrial

**Dirección General de Gestión de Exploración y
Extracción de Recursos Convencionales**
Oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0888/2017

- iv. Se verificará la integridad mecánica de los equipos e instalaciones y todas las condiciones y variables operativas de diseño y construcción, para operarlas de acuerdo a ello y las mejores prácticas.
- v. El contratista responsable de la reparación y mantenimiento del pozo, atenderá las disposiciones de seguridad operativa, los Lineamientos de la **AGENCIA**, incluyendo las especificaciones de control conforme a las máximas condiciones de temperatura y presión; los sistemas de control manual y remoto del equipo y conexiones superficiales de control; la capacitación del personal operativo y de seguridad; el contar y atender los procedimientos de riesgo en la preparación, acondicionamiento, uso y manejo de los fluidos y materiales; y demostrar la hermeticidad del segmento revestido y su cementación mediante pruebas de hermeticidad y registros de cementación.

Al respecto esta **DGGEERC** hace la observación, de que es responsabilidad del **REGULADO** el adoptar estrategias que garanticen el cumplimiento de cada una de las disposiciones y medidas indicadas por el **REGULADO**, así como las establecidas por esta **DGGEERC**; por lo que deriva en responsabilidad del **REGULADO**, las acciones que en contrario a lo dispuesto realicen sus trabajadores o empresas contratistas.

- vi. Para el desarrollo de las pruebas de producción, se atenderán los protocolos en materia de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al ambiente a fin de evitar accidentes. Se realizará la verificación previa de la integridad de la Instalación y las pruebas de presión.
- vii. Se asegurará que el personal, cuente con la capacitación para evitar daños a su integridad física y su salud.
- viii. Se vigilará que se cumplan las disposiciones legales e internas en materia de seguridad y salud en el trabajo.
- ix. Se dispondrá de dispositivos de seguridad, comunicación de riesgos, alertamiento y alarma.
- x. Se dotará al personal de equipo de protección personal, suficiente y necesaria, acorde a los riesgos a los que está expuesto.
- xi. Se exigirá mediante contrato que, los contratistas cumplan con sus obligaciones en la materia.
- xii. Se colocarán señalamientos visibles, que contengan el nombre del campo y del pozo, y su localización, los cuales se deberán conservar durante la actividad.

Página 11 de 16

Av. Melchor Ocampo Núm. 469, Col. Nueva Anzures, Delegación Miguel Hidalgo, C.P. 11590, Ciudad de México

Tel: (55) 9126 0100 ext. 13433 - www.asea.gob.mx

La Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos también utiliza el acrónimo "ASEA" y las palabras "Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente" como parte de su identidad institucional

Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
Unidad de Gestión Industrial
**Dirección General de Gestión de Exploración y
Extracción de Recursos Convencionales**
Oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0888/2017

- xiii. Se cuidará que los caminos de acceso se encuentren en óptimas condiciones de uso, para lo cual se le proporcionará el mantenimiento correspondiente.
 - xiv. Se evitarán traslados bajo condiciones climatológicas adversas y cuando la visibilidad se reduzca a menos de 100 metros.
 - xv. Se atenderán las disposiciones de seguridad para al manejo de materiales y sustancias peligrosas y la comunicación de riesgos asociados a los mismos.
 - xvi. En caso de derrame de materiales o residuos peligrosos que afecten al suelo, se procederá de la siguiente manera:
 - a. Si el derrame es menor a 1 m³, se contendrá su propagación, se recolectará el residuo derramado en un recipiente seguro, se limpiará el área afectada y en su caso, se recogerá el suelo afectado, para ser trasladado al Almacén Temporal de Residuos Peligrosos, conforme a los procedimientos establecidos en el Programa de Respuesta a Emergencias.
 - b. Si el derrame es mayor a 1 m³, se dará aviso a la **AGENCIA**, se contendrá su propagación, se recolectará el residuo derramado en un recipiente seguro, se limpiará el área afectada conforme a los procedimientos establecidos en el Programa de Respuesta a Emergencias y se procederá a la planeación de un plan de caracterización de suelo contaminado, muestreo por laboratorio y programa de remediación de suelo.
- V. Que el artículo 31 de la **LEGEEPA** y el 29 del **REIA** establecen en su fracción I, que la realización de las obras y actividades a que se refieren las fracciones I a XII del artículo 28 de la **LGEEPA** y el artículo 5 del **REIA**, requerirán la presentación de un Informe Preventivo (IP) cuando 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, esta **DGGEERC** identificó que dichas obras y actividades se encuentran regulados de acuerdo con lo establecido en las normas oficiales mexicanas las normas oficiales mexicanas **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 la exploración y producción en zonas agrícolas, ganaderas y eriales, fuera de áreas naturales protegidas o terrenos forestales y **NOM-117-SEMARNAT-2006** que establece las especificaciones de protección ambiental durante la instalación, mantenimiento mayor y abandono, de sistemas de conducción de hidrocarburos y petroquímicos en estado líquido y gaseoso por ducto, que se realicen en derechos de vía existentes, ubicados en zonas agrícolas, ganaderas y eriales; asimismo, se encuentran reguladas conforme a lo establecido

Página 12 de 16

Av. Melchor Ocampo Núm. 469, Col. Nueva Anzures, Delegación Miguel Hidalgo, C.P. 11590, Ciudad de México

Tel: (55) 9126 0100 ext. 13433 - www.asea.gob.mx

La Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos también utiliza el acrónimo "ASEA" y las palabras "Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente" como parte de su identidad institucional

Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
Unidad de Gestión Industrial
**Dirección General de Gestión de Exploración y
Extracción de Recursos Convencionales**
Oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0888/2017

por las Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente para realizar las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

Por lo anterior, esta **DGGEERC** identificó que, las actividades pretendidas por el **REGULADO**, siendo estas las descritas en los **CONSIDERANDOS III y IV** del presente oficio, las mismas se ejecutarán en una zona en donde se desarrollan actividades de agricultura y ganadería, la cual se encuentra ambientalmente impactada, por lo que no representa un aumento en los impactos ambientales, aunado a que no involucra aprovechamiento alguno de recursos naturales o cambio de uso de suelo.

Con base en lo antes expuesto, esta **DGGEERC** con fundamento en los artículos 1, 2, 3 fracción XI, 5 fracción XVIII, 7 fracción I de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos; 28 fracción II y 31 fracción I de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente; 4 fracción XV, 18 fracción III y 25 fracción II del Reglamento Interior de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos; 29 fracción I, 30 y 33 fracción I del Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en materia de Evaluación de Impacto Ambiental (**REIA**), y las normas oficiales mexicanas **NOM-115-SEMARNAT-2003** y **NOM-117-SEMARNAT-2006**, así como las demás disposiciones que resulten aplicables y una vez analizada su petición, así como la documentación que la acompaña:

RESUELVE:

PRIMERO. – Es **PROCEDENTE** la presentación del Informe Preventivo (**IP**) para el **PROYECTO** en virtud de lo expuesto en los **Considerandos III a V** de la presente resolución.

SEGUNDO. – Se le hace del conocimiento al **REGULADO**, que las actividades que comprenden el **PROYECTO** señaladas en el **CONSIDERANDO III** del presente oficio se encuentran amparadas, siempre y cuando las mismas se apeguen a lo descrito en el **CONSIDERANDO IV**, se realicen fuera de zonas consideradas Áreas Naturales Protegidas y no conlleven actividades adicionales a las indicadas en la información presentada.

TERCERO. – Una vez que el **PROYECTO** entre en fase de operación, el **REGULADO** estará obligado a presentar ante esta **AGENCIA** y en el término de **60 días hábiles** el **Estudio de Riesgo (ERA)** para instalaciones en operación, conforme la normatividad vigente. Para tal efecto deberá considerar, entre otros, realizar el Análisis de Riesgo de Procesos (**ARP**) que incluya todas

Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
Unidad de Gestión Industrial
**Dirección General de Gestión de Exploración y
Extracción de Recursos Convencionales**
Oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0888/2017

las obras, actividades, procesos, servicios e instalaciones del Proyecto, utilizando la información final de la ingeniería aprobada para construcción y los planos "como fue construido (as built)".

Así mismo, deberá utilizar un proceso sistemático y metodológico con base a las metodologías cualitativas y cuantitativas de **ARP** para la identificación de peligros y evaluación de riesgos, que permita establecer los escenarios de riesgo seleccionados para la simulación de consecuencias y verificar la existencia de sistemas de seguridad y medidas preventivas, o en su caso, proponer las acciones necesarias para prevenir, controlar y mitigar los escenarios de riesgo identificados; lo anterior, para lograr la reducción y administración de riesgos del **PROYECTO**.

Adicionalmente y tomando como base los resultados del **ERA**, deberá presentar su Programa para la Prevención de Accidentes, conforme a la normatividad vigente, el cual debe ser consistente con los escenarios de riesgo derivados del **ERA**, e incluir entre otros, las acciones pertinentes tendientes a la administración y reducción de riesgos, los sistemas de seguridad, medidas preventivas, plan de respuesta a emergencias, y personal capacitado para atender las emergencias en caso de materialización de los escenarios de riesgo identificados en el **ERA**.

Por otra parte, el **REGULADO** deberá presentar previo al inicio de operaciones del **PROYECTO**, la aprobación de su Sistema de Administración de Riesgos, conforme a los trámites y normatividad vigente.

Del mismo modo, el **REGULADO** está obligado a cumplir con lo establecido por las disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente para realizar las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, Exploración y Extracción de Hidrocarburos expedidas por la **AGENCIA**, particularmente en lo referente a la estimulación del yacimiento y al manejo de fluidos de perforación.

CUARTO. - En caso de que el **REGULADO**, pretenda la instalación de infraestructura adicional a la manifestada en el **CONSIDERANDO IV**, o en su defecto, obras y/o actividades adicionales a las establecidas en el presente oficio, deberá notificar previamente a esta **DGGEERC** para que determine lo procedente en materia de impacto ambiental, de conformidad con la legislación ambiental vigente.

QUINTO. - Es obligación del **REGULADO** contar de manera previa al inicio de cualquier actividad relacionada con el **PROYECTO** con la totalidad de los permisos, autorizaciones, licencias, entre otros, que sean necesarias para su realización, conforme a las disposiciones legales vigentes aplicables en cualquier materia distinta a la que se refiere la presente resolución.

Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
Unidad de Gestión Industrial
**Dirección General de Gestión de Exploración y
Extracción de Recursos Convencionales**
Oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0888/2017

SEXTO. - Se hace del conocimiento del **REGULADO**, que la presente resolución emitida, con motivo de la aplicación de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, su Reglamento en materia de Evaluación del Impacto Ambiental y las demás previstas en otras disposiciones legales y reglamentarias en la materia, podrá ser impugnada, mediante el recurso de revisión dentro del término de quince días hábiles contados a partir del día siguiente de la notificación de la presente resolución, conforme a lo establecido en el artículo 176 de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, mismo que podrá ser presentado dentro del término de **quince días** hábiles contados a partir de la formal notificación de la presente resolución.

SÉPTIMO. - La presente resolución se emite en apego al principio de buena fe al que se refiere el artículo 13 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, tomando por verídica la información técnica anexa al escrito señalado en el **Considerando IV** del presente oficio, en caso de existir falsedad de la información, el **REGULADO** se hará acreedor a las penas en que incurre quien se conduzca con falsedad de conformidad con lo dispuesto en la fracción II y III, del artículo 420 Quater del Código Penal Federal, referente a los delitos contra la gestión ambiental.

OCTAVO. - De conformidad con el artículo 35 último párrafo de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente y primer párrafo del artículo 49 del Reglamento de la misma Ley en materia de Evaluación del Impacto Ambiental, la presente resolución se refiere única y exclusivamente a los aspectos ambientales de las obras y actividades descritas en el **Considerando IV**, por lo que, el presente oficio **no constituye un permiso o autorización de inicio de obras o actividades**, ya que las mismas son competencia de las instancias municipales, de conformidad con lo dispuesto en la Constituciones Políticas Estatales, así como en la legislación orgánica municipal y de desarrollo urbano u ordenamiento territorial, de las entidades federativas. Asimismo, la presente resolución **no reconoce o valida la legítima propiedad y/o tenencia de la tierra**; por lo que, quedan a salvo las acciones que determine la propia **DGGEERC**, las autoridades federales, estatales y municipales en el ámbito de sus respectivas competencias.

En este sentido, es obligación del **REGULADO** contar, de manera previa al inicio de cualquier actividad, con la totalidad de los permisos, autorizaciones, licencias, entre otros, que sean necesarias para su realización, incluyendo los que se refieren al aprovechamiento de los recursos hídricos, conforme a las disposiciones legales vigentes aplicables en cualquier materia distinta a la que se refiere la presente resolución, en el entendido de que la resolución que expide esta **AGENCIA** no deberá ser considerada como causal (vinculante) para que otras autoridades en

Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
Unidad de Gestión Industrial
**Dirección General de Gestión de Exploración y
Extracción de Recursos Convencionales**
Oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0888/2017

el ámbito de sus respectivas competencias otorguen sus autorizaciones, permisos o licencias, entre otros, que les correspondan.

NOVENO. -Para el término de la vida útil del **PROYECTO** (abandono) el **REGULADO** estará obligado a proceder a su desmantelamiento y/o demolición restaurando el sitio en la medida de lo posible a sus condiciones originales. Para tal efecto el **REGULADO** deberá notificar que dará inicio a las actividades correspondientes para que la **Unidad de Supervisión, Inspección y Vigilancia Industrial** verifique su cumplimiento.

DÉCIMO. -Hacer del conocimiento del **REGULADO**, que de conformidad con lo establecido en el artículos 161 de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, 55 del Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Evaluación del Impacto Ambiental y 5, fracción VIII de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos esta **AGENCIA** realizará los actos de inspección, vigilancia y, en su caso, de imposición de sanciones por violaciones a las disposiciones establecidas.

DÉCIMO PRIMERO. - Notificar al **C. Diego Alberto Navarro Moreno**, en su carácter de Representante Legal de la empresa **DIAVAZ OFFSHORE, S.A.P.I. DE C.V.**, la presente resolución, personalmente de conformidad con el artículo 35 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo

**ATENTAMENTE
EL DIRECTOR GENERAL**

ING. JUAN RAÚL GÓMEZ OBELE

Por un uso responsable del papel, las copias de conocimiento de este asunto son remitidas vía electrónica

C.c.p. **Ing. José Luis González.** -Jefe de la Unidad de Supervisión, Inspección y Vigilancia Industrial de la ASEA.
jose.gonzalez@asea.gob.mx

Mtro. Ulises Cardona Torres. - Jefe de la Unidad de Gestión Industrial de la ASEA. ulises.cardona@asea.gob.mx

Bitácora: 09/IPA0477/08/17.

Expediente: 28TM2017X0045.

RPN/RGVQ/GRS