INFORME PREVENTIVO PARA LAS ACTIVIDADES A REALIZARSE EN EL POZO 13, MACROPERA CATEDRAL 1.

Índice General

I. DATOS GENERALES DEL PROYECTO, DEL PROMOVENTE Y DEL RESPONSABLE DEL ESTUDIO. 11

I.1. Proyecto 11

I.1.1. Ubicación del proyecto 11

I.1.2. Superficie total de predio y del proyecto 13

I.1.3. Inversión requerida 14

I.1.4. Número de empleos directos e indirectos generados por el desarrollo del proyecto 14

I.1.5. Duración total del proyecto 17

I.2. Promovente, nombre o razón social 19

I.2.1. Nombre y cargo del representante legal 19

I.2.2. Dirección del promovente para recibir u oír notificaciones 19

I.3. Responsable de la elaboración del Informe Preventivo 20

I.3.1. Nombre o razón social 20

I.3.2. Registro Federal de Contribuyentes. 20

I.3.3. Nombre del responsable técnico del estudio, así como su Registro Federal de Contribuyentes y, en su caso, la Clave Única de Registro de Población 20

I.3.4. Profesión y Número de Cédula Profesional 20

I.3.5. Dirección del responsable del estudio 20

II. REFERENCIA SEGÚN CORRESPONDA AL O LOS SUPUESTOS DEL ARTICULO 31 DE LA LEY GENERAL DEL EQUILIBRIO ECOLOGICO Y PROTECCIÓN AL AMBIENTE 21

II.1. 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 puedan producir las obras o actividades 23

II.2. Las obras y/o actividades que estén expresamente previstas por un plan parcial de Desarrollo Urbano o de Ordenamiento Ecológico que haya sido evaluado por esta Secretaría. 27

II.2.1. Programa de Ordenamiento Ecológico General del Territorio 27

II.2.2. Programa de Ordenamiento Estatal de Chiapas 32

II.2.3. Plan de Ordenamiento Ecológico y Territorial del Estado de Chiapas (POETCH) 33

II.4. Si la obra o actividad esta prevista en un Parque Industrial que haya sido evaluado por esta Secretaría. 43

III. ASPECTOS TÉCNICOS Y AMBIENTALES 44

III.1. Descripción general de la obra o actividad proyectada. 44

III.1.1. Localización del proyecto 47

III.1.2. Dimensiones del proyecto 50

III.1.3. Características del proyecto 50

III.1.4. Uso actual del suelo en el sitio seleccionado 52

III.1.5. Programa de trabajo 54

III.1.6. Selección del sitio 55

III.1.6.1. Caracterización del yacimiento 57

III.1.7. Actividades previas a la reparación 58

III.1.7.1. Levantamiento y trazos topográficos para plataforma y camino de acceso 58

III.1.7.2. Mecánica de suelos. 59

III.1.7.3. Rehabilitación de plataforma. 59

III.1.7.4. Relleno y nivelación del área del proyecto. 61

III.1.8. Rehabilitación 62

III.1.8.1. Recepción de la localización. 62

III.1.8.2. Instalación de Equipo 63

III.1.9. Etapa de operación de la reparación. 65

III.1.9.1. Primera etapa de la reparación del pozo 77

III.1.9.2. Desmantelamiento de equipo 78

III.1.9.3. Terminación de pozo 80

III.1.9.4. Programa de estimulación preliminar 84

III.1.9.5. Plan de prueba de pozo o evaluación de producción en localización 85

III.1.9.6. Evaluación de la producción en la reparación 86

III.1.9.7. Etapa de Mantenimiento de la reparación 86

III.1.9.8. Abandono del sitio al término de la reparación. 88

III.1.10. Operación y mantenimiento (producción) 89

III.1.1. Desmantelamiento y abandono del sitio al término de la vida útil del proyecto .. 92

III.2. Identificación de las sustancias o productos que van a emplearse y que podrían provocar un impacto al ambiente, asi como sus características físicas y químicas 92

III.3. Identificación y Estimación de las emisiones, descargas y residuos cuya generación se prevea, así como medidas de control que se pretendan llevar a cabo 95

III.3.1. Emisiones a la atmósfera 96

III.3.2. Generación de Agua Residual 98

III.3.3. Generación de ruido 98

III.3.4. Residuos Sólidos Urbanos Orgánicos 99

III.3.5. Residuos Sólidos Urbanos Inorgánicos 100

III.3.6. Residuos de manejo especial 100

III.3.7. Residuos peligrosos 102

III.3.7.1. Aceite/Combustible/Fluidos de limpieza 104

III.3.7.2. Fluidos de Reparación. 105

III.3.7.3. Lodo base aceite 105

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 107

III.4.1. Área de influencia del proyecto 107

III.4.2. Descripción y diagnóstico del ambiente 109

III.4.3. Aspectos abióticos 109

III.4.3.1. Climatología 110

III.4.3.2. Temperatura 111

III.4.3.3. Humedad 113

III.4.3.4. Precipitación 114

III.4.3.5. Vientos 115

III.4.3.6. Frentes fríos 119

III.4.3.7. Huracanes 121

III.4.3.8. Fisiografía 124

III.4.3.9. Geomorfología 126

III.4.3.10. Geología 129

III.4.3.11. Hidrología 132

III.4.3.12. Escorrentía 134

III.4.3.13. Hidrología subterránea 135

III.4.3.14. Suelos 136
III.4.4. Aspectos bióticos 138
III.4.4.1. Vegetación 138
III.4.4.2. Fauna silvestre 143
III.4.5. Medio socioeconómico 147
III.4.5.1. Demografía 149
III.4.5.2. Dinámica de la población 152
III.4.5.3. Infraestructura 163
III.4.5.4. Principales Sectores Económicos 168
III.5. Identificación de los impactos ambientales significativos o relevantes y determinación de las acciones y medidas para su prevención y mitigación 172
III.5.1. Metodología para la evaluación de los impactos ambientales 173
III.5.2. Identificación, prevención y mitigación de los impactos ambientales. 181
III.5.2.1. Medidas de prevención y seguridad propuestas por *Diavaz Offshore*. 205
IV. CONCLUSIONES 210
V. GLOSARIO 212

Índice Tablas

Tabla I.1.1.1 Coordenadas geográficas 11
Tabla I.1.2.1 Superficie del predio y del proyecto 14
Tabla I.1.4.1 Empleos generados del proyecto 15
Tabla I.1.5.1 Duración de las etapas y actividades del proyecto 18
Tabla I.2.1.1 Datos del promovente 19
Tabla II.1.1 Normas oficiales mexicanas del proyecto 24
Tabla II.2.2.6 Plan Estatal de Desarrollo (PED), 2013-2018 32
Tabla II.2.3.1. Vinculación POETCH 34
Tabla II.2.3.2 Criterios establecidos para la UGA 18 36
Tabla III.1.1 Coordenadas UTM de la ubicación de los pozos existentes en la macropera 1 45
Tabla III.1.1.1 Coordenadas de la macropera 1, pozo C-13. 47
Tabla III.1.4.1 Superficie de los USV en el predio Área Contractual Catedral 52
Tabla.III.1.5.1 Cronograma de actividades generales para el pozo C-13 55
Tabla III.1.7.1 Componentes técnicos para el levantamiento topográfico 58
Tabla III.1.9.1 Componentes técnicos del equipo de reparación a emplear 66
Tabla III.1.9.2 Funciones de los componentes del equipo de reparación 73
Tabla III.1.9.3 Área de manejo de tubería de reparación y revestimiento 73
Tabla III.1.9.4 Sistema hidráulico 73
Tabla III.1.9.5 Eliminadores de sólidos 74
Tabla III.1.9.6 Sistema de control de brotes 74
Tabla III.1.9.7 Área de alivio de presión 74
Tabla III.1.9.8 Periferia del pozo 74
Tabla III.1.9.9 Etapas del pozo 75
Tabla III.1.9.10 Posibles problemas y alternativas de solución por etapa 75
Tabla III.1.9.11 Tuberías de revestimiento del pozo catedral 13. 80
Tabla III.1.9.12 Detalle de TR corta de 5 1/2" del pozo catedral 13. 80
Tabla III.1.9.14 Tuberías de revestimiento del proyecto pozo C13 83
Tabla III.1.9.15 Detalle de TR corta del pozo catedral 13 83
Tabla III.1.9.16 Aparejo de producción del pozo catedral 13 83
Tabla III.1.9.17. Características del sistema fluido para la estimulación del pozo. 84

Tabla III.1.9.18 Cédula de bombeo para la estimulación del proyecto pozo C-13 84
Tabla III.1.10.1 Actividades genéricas a realizar derivado de un mantenimiento preventivo .. 90
Tabla III.2.1 Materiales / sustancias a utilizar 92
Tabla III.2.2 Etapas y profundidades a las que se utilizan los fluidos de reparación. 93
Tabla III.2.3 Características de fluidos de reparación. 94
Tabla III.3.1.1 Porcentaje de composición molar de gases en la reparación 97
Tabla III.3.1.2 Características del gas natural 97
Tabla III.3.7.3 Residuos generados por actividad de reparación 106
Tabla III.4.1.1 Delimitaciones del área de influencia 108
Tabla III.4.3.1 Estaciones y/o normales climatológicas considerados 111
Tabla III.4.3.2 Temperatura (°C) promedio mensual 113
Tabla III.4.3.3 % mensual de HR (2013-2017) 114
Tabla III.4.3.4 Precipitación (mm) promedio mensual 115
Tabla III.4.3.5 Porcentajes de dirección de vientos 117
Tabla III.4.3.6 Huracanes que incidieron en el estado de Chiapas 122
Tabla III.4.3.7 Rasgos geomorfológicos 127
Tabla III.4.3.8 Escala del tiempo geológico 129
Tabla III.4.3.9 Clasificación de las rocas 131
Tabla III.4.3.10 Características de la RH 30, Grijalva - Usumacinta 134
Tabla III.4.3.11 Coeficiente de escurrimiento 135
Tabla III.4.3.12 Coeficiente de escurrimiento 135
Tabla III.4.4.1 Listado de fauna silvestre avistada en el área de influencia del proyecto y zonas aledañas 144
Tabla III.4.5.1 Localidades inmersas en el Área Contractual Catedral 151
Tabla III.4.5.2 Población total del municipio de Ostuacán según sexo de los habitantes. 153
Tabla III.4.5.3 Indicadores de marginación a nivel estatal y municipal 154
Tabla III.4.5.4 Indicadores de marginación por localidad 155
Tabla III.4.5.5 Población económicamente activa estatal y municipal 156
Tabla III.4.5.6 Población económicamente activa por localidad 158
Tabla III.4.5.7 Población económicamente activa ocupada estatal y municipal 159
Tabla III.4.5.8 Población económicamente activa ocupada por localidad 160

Tabla III.4.5.9 Población no económicamente activa estatal y municipal 161
Tabla III. 4.5.10 Longitud de la red carretera de según tipo de camino 163
Tabla III.4.5.11 Servicios de telecomunicación 164
Tabla III.4.5.12 Infraestructura de los servicios de salud 166
Tabla III.4.5.13 Indicadores de derechohabiencia a instituciones de salud 167
Tabla III.4.5.14 Actividad agricultura (2011) 168
Tabla III.4.5.15 Actividad forestal (2011) 169
Tabla III.4.5.16 Actividad ganadera (2011) 170
Tabla III.5.1.1 Criterios considerados en la matriz de identificación y evaluación de impactos 173
Tabla III.5.1.2 Listado de referencias de aspectos e impactos ambientales 176
Tabla III.5.1.3 Criterios para definir la probabilidad de materialización de aspectos ambientales 177
Tabla III.5.1.4 Criterios para definir la severidad de aspectos ambientales 178
Tabla III.5.1.5 Valoración de acciones y su temporización para aspectos ambientales 180
Tabla III.5.1.6 Resultados obtenidos de la matriz de identificación y evaluación de impactos ambientales 181
Tabla III.5.5.7 Medidas de mitigación propuestas por *Diavaz Offshore* 195
Tabla III.5.5.8 Medidas de prevención y seguridad propuestas por *Diavaz Offshore*. 205

Índice Figuras

Figura I.1.1.1 Ubicación del área contractual Catedral y del pozo C-13. 12
Figura I.1.2.1 Superficie del proyecto (pera pozo-C-13 y superficie de la macropera catedral 1) 13
Figura II.2.2.1 Unidad ambiental biofísica y su incidencia en el proyecto 29
Figura II.2.3.1 Unida de gestión ambiental (UGA 18) 35
Figura III.1.1. Pozos existentes en la macropera 1 44
Figura III.1.2. Pozo C-13. 45
Figura III.1.3. Distribución de equipo de reparación en el aérea del proyecto (macropera 1 para el pozo C-13) 47
Figura III.1.1.1 Ubicación de la macropera 1 y del pozo C-13 49
Figura III.1.3.1 Distribución de equipo de reparación en el aérea del proyecto pozo C-13. 51
Figura III.1.4.1 Distribución de los USV en el predio área contractual catedral 53
Figura. III.1.4.2 Vista aérea de la vegetación en área del proyecto pozo C-13 54
Figura. III.1.6.1. Diagrama de flujo de estudios 56
Figura III.1.9.1 Estado mecánico propuesto para el pozo catedral 13 79
Figura. III.1.9.2 Pozos de correlación 81
Figura. III.1.9.3 Estado mecánico propuesto para la terminación del pozo catedral 13. 82
Figura. III.1.10.1 Diagrama general de flujo del proceso de la macropera 1, pozo catedral 13. 89
Figura III.4.1.1 Área de influencia del proyecto (AIP) 109
Figura III.4.3.1 Clima presente en el AIP 110
Figura III.4.3.2 Ubicación y distancia de estaciones 112
Figura III.4.3.3 Dirección del viento “Estación el paredón” 116
Figura III.4.3.4 Rosa de vientos de la “Estación el paredón” 117
Figura III.4.3.5 Distribución de frecuencia de velocidades del viento 118
Figura III.4.3.6 Tabla de colores de alerta 120
Figura III.4.3.7 Boletín emitido por PROCEDA 121
Figura III.4.3.8 Huracanes que incidieron en el estado de Chiapas 123
Figura III.4.3.9 Provincias fisiográficas 125
Figura III.4.3.10 Subprovincias fisiográficas 126

Figura III.4.3.11 Mapa geomorfológico 128

Figura III.4.3.12 Mapa de geología 131

Figura III.4.3.13 Hidrología en el área contractual catedral 133

Figura III.4.3.14 Tipos de suelo en el área contractual 137

Figura III.4.4.1 Distribución de los USV en el área de influencia del proyecto y del sitio en el cual se desarrollaran las actividades de reparación mayor en el pozo C-13 139

Figura III.4.4.2 Vista aerea de la macropera 1, pozo C-13, donde se aprecia la ausencia de vegetación en la zona en la que se realizarán las actividades de reparación mayor con reentrada. 140

Figura III.4.4.3 Vista este de la macropera 1 tomando como referencia el pozo C-13 donde se observa ausencia de vegetación en el área de interés. 141

Figura III.4.4.4 *Bursera simaruba* ubicado en el área colindante a la macropera 1, Pozo C-13, utilizado como cerco vivo. 142

Figura III.4.4.5 Riqueza faunística del área contractual catedral. 143

Figura III.4.4.6 Observación faunística del área de influencia de la macropera 145

Figura III.4.4.7 *Basiliscus vittatus* obsevado dentro del área de influencia del proyecto 146

Figura III.4.4.8 *Coragyps atratus* observado dentro del área de influencia del proyecto 146

Figura III.4.4.9 *Pitanghus sulfuratus* observado dentro del área de influencia del proyecto . 147

Figura III.4.4.10 Región socio-económica VIII norte 149

Figura III.4.5.1 Población estatal y municipal 150

Figura III.4.5.2 Localidades inmersas en el área contractual catedral 150

Figura III.4.5.3 Localidades inmersas en el área contractual catedral (ACC) 152

Figura III.4.5.4 Crecimiento poblacional en el municipio de Ostuacán 153

Figura III.4.5.5 Comparativo de la población económicamente activa estatal y municipal ... 157

Figura III.4.5.6 Comparativo de la población económicamente activa ocupada estatal y municipal 159

Figura III.4.5.7 Comparativo de la población no económicamente activa estatal y municipal 162

Figura III.5.1.1 Matriz de cálculo para el índice de evaluación de aspectos ambientales 180

Figura III.5.1.2 Distribución porcentual de la totalidad de impactos ambientales significativos y no significativos conforme a magnitud del impacto, pozo C-13. 187

Figura III.5.1.3 Distribución porcentual de impactos ambientales significativos y no significativos en la actividad de reparación del pozo C-13 188

Figura III.5.1.4 Distribución porcentual por número de impactos ambientales conforme al índice de impacto de la evaluación del pozo C-13. 189

Figura III.5.1.5 Distribución porcentual de la totalidad de impactos ambientales por índice de impacto de la evaluación del pozo C-13. 190

Figura III.5.1.6 Distribución porcentual del índice de impacto de la evaluación en la etapa de preparación del sitio..... 191

Figura III.5.1.7 Distribución porcentual del índice de impacto de la evaluación en la etapa de reparación mayor con reentrada y evaluación del pozo C-13..... 192

Figura III.5.1.8 Distribución porcentual del índice de impacto de la evaluación en la operación y mantenimiento pozo C-13. 193

Figura III.5.1.9 Distribución porcentual del índice de impacto de la evaluación en la etapa de abandono del pozo C-13. 194

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

I.1. PROYECTO

El nombre bajo el cual se identifica al proyecto motivo del presente Informe preventivo es "*Actividades a realizarse en el Pozo 13 dentro de la macropera Catedral 1*", al cual se hará mención a lo largo del escrito bajo la abreviatura "Pozo C-13".

I.1.1. Ubicación del proyecto

Las actividades relacionadas a la reparación mayor con reentrada a realizarse en el Pozo 13 se ubican en la macropera conocida como Catedral 1 que a su vez se encuentra dentro del **Campo de Desarrollo Catedral** (**CDC**) del **Área Contractual Catedral** (**ACC**), ubicada en la región sur y dentro del activo regional de exploración y activo integral Muspac. La cuenca productora Chipas-Tabasco fue descubierto con la perforación del pozo Sitio Grande 1 en junio de 1972 y geológicamente está en la Cuenca Mesozoica de Chiapas – Tabasco que conforma varios tipos de yacimientos de hidrocarburos de aceite negro, aceite volátil, gas y condensado de la edad del Cretácico Superior, Medio e Inferior (KS, KM y KI) a profundidades de 1,000 a 5,000 m.

El ACC tiene una superficie de 58 km^2 y se ubica al norte del municipio de Ostuacán, Chiapas, en una zona en la cual los hidrocarburos se encuentran almacenados en rocas calizas del periodo Cretácico con yacimientos de gas y condensado (KS-KM). Las coordenadas UTM de ubicación del Pozo C-13 se describen en la **Tabla I.1.1.1.**

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

El área de interés se encuentra inmersa en una zona rural en donde las actividades económicas predominantes son la crianza de ganado y el cultivo de especies de interés comercial.

El acceso principal al Pozo C-13, de la macropera Catedral 1, es mediante un camino de terracería que conecta con la carretera estatal No 20 “Estación Juárez-Santa Martha-Ostuacán”. En la **Figura I.1.1.1** se muestra la ubicación de la macropera Catedral 1 y del pozo P-13.

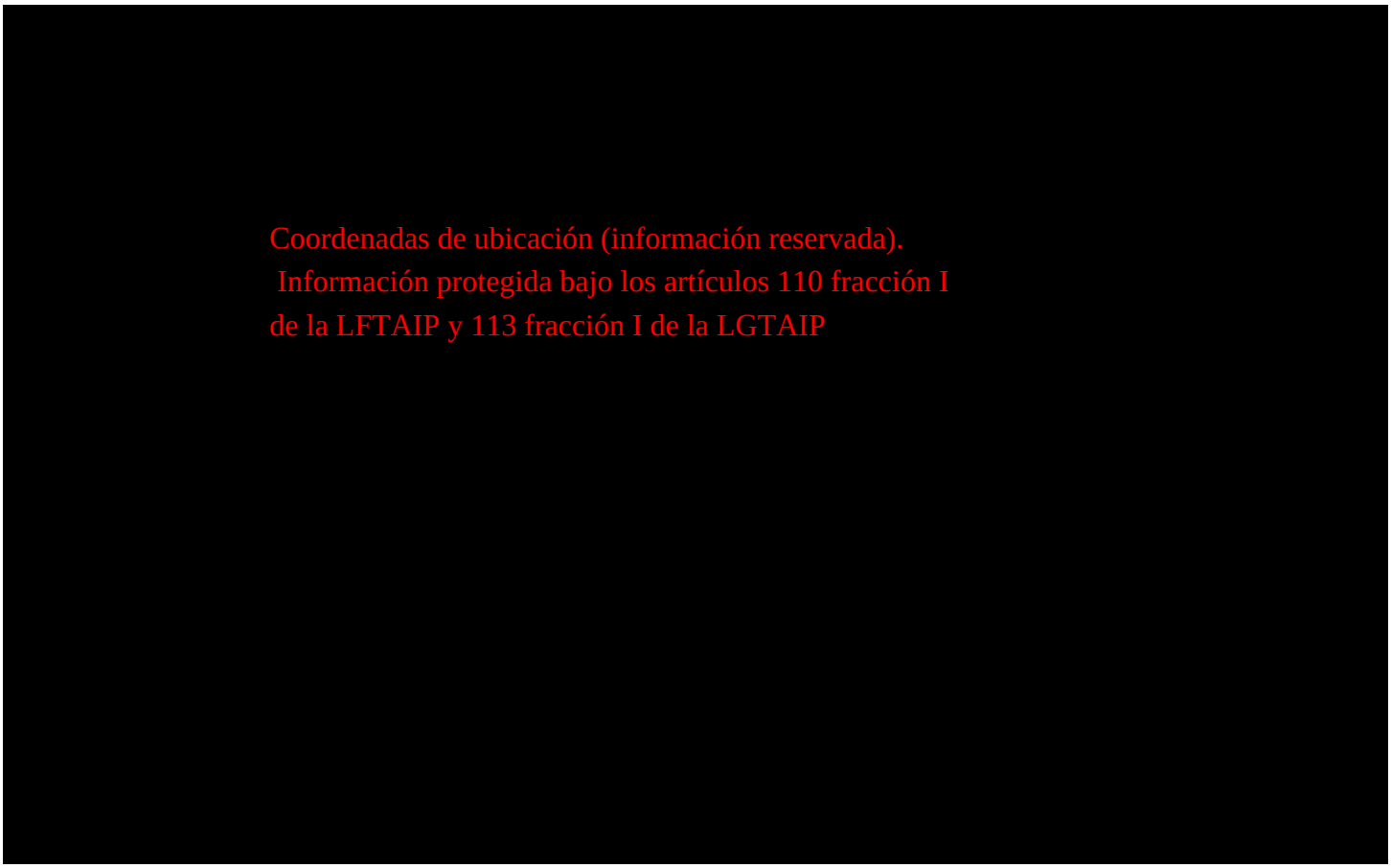


FIGURA I.1.1.1 UBICACIÓN DEL ÁREA CONTRACTUAL CATEDRAL Y DEL POZO C-13.

Fuente: Diavaz Offshore S.A.P.I. de C.V.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

I.1.2. Superficie total de predio y del proyecto

Como se mencionó anteriormente, las actividades de reparación mayor a realizarse para el "Pozo C-13" se ubican dentro del ACC (Predio), la cual tiene una superficie de 58 km^2. El área del proyecto está conformada por la superficie existente de la macropera Catedral 1 (11584.7584 m^2) lugar en el cual se han desarrollado actividades de extracción de hidrocaburos desde la década de los años 90's por Pemex Exploración y Producción. De igual forma es importante señalar que en la macropera Catedral 1 se enucentran los pozos Nicapa 101, Catedral 1, Catedral 2, Catedral 3 y Catedral 21, que a la fecha se encuentran cerrados, pero cuentan con posibilidades de explotación. En la **Figura I.1.2.1** se muestra una vista aérea de la macropera 1 y de los pozos que componen dicha zona.

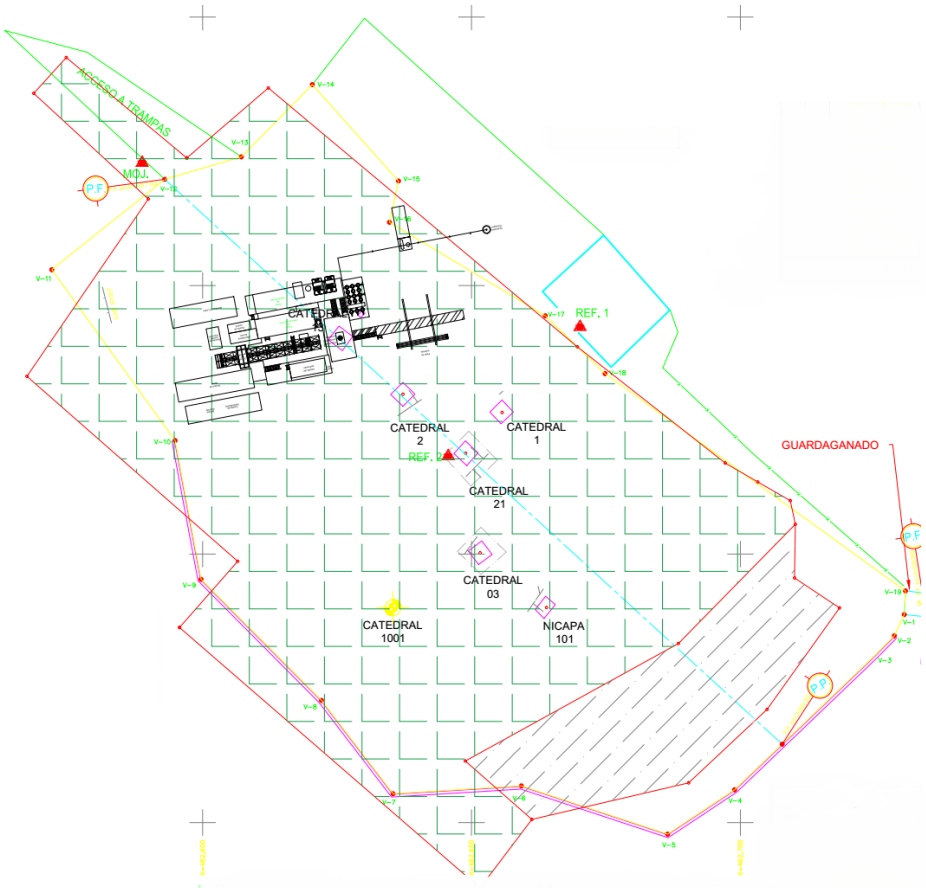


FIGURA I.1.2.1 SUPERFICIE DEL PROYECTO (PERA POZO-C-13 Y SUPERFICIE DE LA MACROPERA CATEDRAL 1)

Nota: En el cuadro en rojo se señala la ubicación del Pozo C-13, lugar donde se realizarán las actividades de reparación mayor con reentrada.
Fuente: Diavaz Offshore S.A.P.I. de C.V.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

En la **Tabla I.1.2.1** se presenta la superficie del predio y del proyecto C-13, en el municipio de, Ostuacán, Chiapas.

TABLA I.1.2.1 SUPERFICIE DEL PREDIO Y DEL PROYECTO

Sitio	Superficie
Superficie del Área Contractual Catedral (predio)	58 km^2
Superficie de la macropera 1 (proyecto)	11,584.7584 m^2
Superficie a utilizar del Pozo C-13 (actividades de reparación mayor con reentrada)	3,200 m^2

Fuente: Diavaz Offshore S.A.P.I. de C.V.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

En el **anexo A** se muestra copia simple de las superficies autorizadas de la macropera catedral 1 mediante informe preventivo presentado a la **ASEA** para la **"Perforación del pozo catedral 1"** y aprobado mediante resolutivo.

I.1.3. Inversión requerida

Monto de la inversión requerida. Información protegida bajo el artículo 116 cuarto párrafo de la LGTAIP

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

En la **Tabla I.1.4.1**, se presenta la generación de empleo por cada una de las etapas del proyecto.

TABLA I.1.4.1 EMPLEOS GENERADOS DEL PROYECTO

Etapa del proyecto	Puesto	Cantidad requerida	Tipo de empleo	
			Directo	Indirecto
Preparación del Sitio (Acondicionamiento de área y nivelación)	Gerente General	1	X	
	Gerente de operaciones	1	X	
	Ingenieros de subsuelo	2	X	
	Ingeniero de producción	1	X	
	Ingeniero de operación y mantenimiento	1	X	
	Coordinador de infraestructura	2	X	
	Coordinador SSMA	1	X	
	Coordinador SASIOPA	1	X	
	Administración	1	X	
	Recursos materiales	1	X	
	Tecnología de la información TI	1	X	
	Enlace y comunicación	2	X	
	Administración de contratos	1	X	
	Planeación	1	X	
	Información financiera	1	X	
	Coordinador de Ambiental (Tramite de permisos)	1		X
	Biólogo	3		X
	Ingeniero Ambiental	2		X
	Ingeniero Químico	1		X
Reparación mayor con reentrada al pozo C-13	Residente de obra	1	X	
	Supervisor de obra	1	X	
	Supervisor de seguridad	1	X	
	Operador vibro	1	X	
	Operador de motoconformadora	1	X	
	Operador de pipa	1	X	
	Ayudante	1	X	
	Chofer	1	X	
	Vigilante	1	X	
	Coordinador de calidad	1	X	
	Coordinador de seguridad	1	X	
	Gerente de operación	1	X	
	Ingeniero senior de diseño de pozos	1	X	
	Superintendente de reparación	1	X	

TABLA I.1.4.1 EMPLEOS GENERADOS DEL PROYECTO

Etapa del proyecto	Puesto	Cantidad requerida	Tipo de empleo	
			Directo	Indirecto
	Ingeniero jr. De reparación	1	X	
	Ingeniero de intervenciones sin equipo	1	X	
	Coordinador de SSMA	1	X	
	Inspector técnico de reparación	2	X	
	Inspector técnico de SSMA	2	X	
	Rig-manager	2	X	
	Supervisor de SSMA	2	X	
	Mecánicos	2	X	
	Eléctricos	2	X	
	Supervisor de mantenimiento	2	X	
	Operarios	1	X	
	Operador de montacargas	1	X	
	Perforadores	2	X	
	Ayte de reparación chango	2	X	
Reparación mayor con reentrada al pozo C-13	Direccionales	2	X	
	Operador de retroexcavadora	1	X	
	Mwd	2	X	
	Inspector de barrena	1	X	
	Geólogos	2	X	
	Ayudantes de geólogos	2	X	
	Vigilante	1	X	
	Operador de grúa	2	X	
	Ayudante de grúa	1	X	
	Ing. de registros electrónicos	1	X	
	Malacatero de registros electrónicos	1	X	
	Ayudante de registros eléctricos	2	X	
	Ing. de cementaciones	1	X	
	Operadores de unidad de alta	3	X	
	Ayudantes de cementaciones	3	X	
	Operador de pipa	1	X	
	Operadores de apriete computarizado	2	X	
	Aytes. De reparación pisos rotaria	6	X	
	Ingenieros de fluidos químicos	2	X	
	Ayudante de químico	2	X	

TABLA I.1.4.1 EMPLEOS GENERADOS DEL PROYECTO

Etapa del proyecto	Puesto	Cantidad requerida	Tipo de empleo	
			Directo	Indirecto
	Control de solidos	2	X	
	Personal de limpieza habitacional	2	X	
	Personal suministro de agua potable	1	X	
	Personal suministro de agua industrial	1	X	
	Personal limpieza de fosas sépticas	1	X	
	Ayudantes de apriete computarizado	2	X	
	Ingenieros de testing	2	X	
	Ayudantes de testing	2	X	
	Direccionales	2	X	
	Personal de transporte de materiales	4	X	
	Operadores de pipas	5	X	
	Operadores de góndolas	5	X	
	Telefonía satelital	1	X	
Operación	Personal limpieza de fosas sépticas	1	X	
	Ayudantes de apriete computarizado	2	X	
	Ingenieros de testing	1		X
	Ayudantes de testing	1		X
	Direccionales	1		X

Fuente: Diavaz Offshore S.A.P.I. de C.V.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

I.1.5. Duración total del proyecto

La duración de la evaluación del proyecto estimada en el Plan de Evaluación es de 12 meses. La vida del proyecto es de 25 años, de igual forma las actividades a realizarse en cada una de las etapas de vida del proyecto “Pozo C-13” así como su duración se desglosa en la **Tabla I.1.5.2.** donde se muestra la duración de cada una de las etapas. La duración específica de este período de reparación mayor con reentrada, terminación, evaluación y puesta en producción y extracción es de alrededor 12 meses.

TABLA I.1.5.1 DURACIÓN DE LAS ETAPAS Y ACTIVIDADES DEL PROYECTO

Etapa	Actividad	Duración
Preparación del sitio	Rehabilitación de la Plataforma	12 meses
	Relleno y nivelación del proyecto	
Reparación mayor con reentrada (RMA-Reentrada)	Movilización e instalación del equipo de reparación.	
	1 era etapa de Reparación mayor (RMA-reentrada)	
	Desmantelamiento y retiro de Equipo de reparación	
	Taponamiento y abandono temporal (Terminación)	
Evaluación de su potencial	Toma de registros	
	Medición de fluidos	
Operación del pozo en producción y mantenimiento	Árbol de válvulas	24 años
	Flujo de gas	
	Bombeo de gas	
	Quemador de gas	
	Mantenimiento de pozo (superficial)	
	Mantenimiento de LDD	
	Mantenimiento de Ductos	
	Mantenimiento de Múltiples	
	Mantenimiento menores y Reparaciones menores (RME)	
	Mantenimientos mayores	
	Inspección y vigilancia	
Desmantelamiento y abandono del sitio	Desmantelamiento	1 año
	Abandono del sitio	

Fuente: Diavaz Offshore S.A.P.I. de C.V.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

I.2. PROMOVENTE, NOMBRE O RAZÓN SOCIAL

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

R.F.C. DOF2700600046.

En el **Anexo B** se incluye la documentación legal de la empresa.

I.2.1. Nombre y cargo del representante legal

La persona responsable del estudio es el ciudadano **Yacomo Martín Lattarulo Martínez** quien ostenta el cargo de representante legal de la empresa Diavaz Offshore S.A.P.I. de C.V. (**Tabla I.2.1.1)**

En el **Anexo C** se incluye la documentación del representante legal.

TABLA I.2.1.1 DATOS DEL PROMOVENTE

Documentación	Datos del representante legal
Cargo:	Representate Legal
Nacionalidad:	Nacionalidad del Representante Legal. Información protegida bajo los artículos 113 fracción I de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP.
RFC:	LAMY591105V44

Fuente: Diavaz Offshore S.A.P.I. de C.V.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

I.2.2. Dirección del promovente para recibir u oír notificaciones

La dirección autorizada para oír y recibir notificaciones es la ubicada en calle Monte Líbano 225. Colonia Lomas Chapultepec. Delegación Miguel Hidalgo. Cp. 11000, Ciudad de México.

ciudadano **Yacomo Martín Lattarulo Martínez**

Teléfono: 52 (55) 5062-1300

Correo electrónico: yacomo.lattarulo@deppg.com y diavaz.offshore@deppg.com

I.3. RESPONSABLE DE LA ELABORACIÓN DEL INFORME PREVENTIVO

I.3.1. Nombre o razón social

Nombre o razón social: CSIPA S.A. de C.V.

El en **Anexo D** se incluye copia certificada del acta constitutiva de la empresa consultora.

I.3.2. Registro Federal de Contribuyentes.

CSI140328R19.

En el **Anexo D** se incluye el RFC de la empresa consultora.

I.3.3. Nombre del responsable técnico del estudio, así como su Registro Federal de Contribuyentes y, en su caso, la Clave Única de Registro de Población

Nombre, RF y CURP de persona física.
Información protegida bajo los artículos 113 fracción I de la LFTAIP y 116 primer párrafo de la LGTAIP

I.3.5. Dirección del responsable del estudio

Baja California #310 Col. Hipódromo; Delegación Cuauhtémoc. C.P. 06100. Ciudad de México.

II. REFERENCIA SEGÚN CORRESPONDA AL O LOS SUPUESTOS DEL ARTICULO 31 DE LA LEY GENERAL DEL EQUILIBRIO ECOLOGICO Y PROTECCIÓN AL AMBIENTE

De acuerdo con lo establecido en el Artículo 31 de la LGEEPA, el cual dicta lo siguiente:

> ***ARTÍCULO 31****.- La realización de las obras y actividades a que se refieren las fracciones I a XII del artículo 28, requerirán la presentación de un informe preventivo y no una manifestación de impacto ambiental, cuando:*
>
> *I.- Existan normas oficiales mexicanas u otras disposiciones que regulen las emisiones, las descargas, el aprovechamiento de recursos naturales y, en general, todos los impactos ambientales relevantes que puedan producir las obras o actividades;*
>
> *II.- Las obras o actividades de que se trate estén expresamente previstas por un plan parcial de desarrollo urbano o de ordenamiento ecológico que haya sido evaluado por la Secretaría en los términos del artículo siguiente, o*
>
> *III.- Se trate de instalaciones ubicadas en parques industriales autorizados en los términos de la presente sección.*

Se ha determinado que el instrumento regulador en materia de impacto ambiental para el desarrollo del proyecto Pozo C-13 es un Informe Preventivo, sin necesidad de que se presente una Manifestación de Impacto Ambiental, al dar cabal cumplimiento a lo que establece el artículo 31 de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (LGEEPA), ya que cada uno de los impactos derivados de las actividades que comprenden la vida del proyecto (reparación mayor con reentrada), operación, producción, mantenimiento y abandono de sitio) se encuentran tipificados mediante Normas Oficiales Mexicanas, principalmente la **NOM-115-SEMARNAT-2003**.

Adicional a ello, el sitio anteriormente fue operado por la paraestatal PEMEX la cual se encontraba regulada por la resolución emitida en materia de Impacto y Riesgo Ambiental con número de resolución **S.G.P.A./DGIRA.DG.1983.09** del 22 de Abril de 2009 ante la SEMARNAT, para el proyecto "**Desarrollo de actividades petroleras del Proyecto Cactus**", en él se señalaba los términos y condiciones a los que se tenían que sujetar todas y cada una de las obras y actividades existentes y por desarrollarse en el periodo establecido en dicha resolución de referencia.

Derivado de la Reforma Energética y principalmente a la modificación de los artículos 25, 27 y 28 así como 21 artículos transitorios donde se menciona la reducción de las actividades del sector energético quedan reservadas a la nación, el desarrollo de las actividades del sector energético reservadas a la nación a través de "Empresas Productivas del Estado", la apertura del sector energético a la participación de la inversión privada y la creación del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo.

Derivado de lo antes mencionado, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) supervisa el cumplimiento de la cuantificación de las reservas. PEMEX en la Ronda Cero solicita la adjudicación de áreas de exploración y campos de producción para mantener sus niveles de producción. En lo que respecta al área Contractual Catedral, PEMEX no solicito la adjudicación de dicho Campo, por lo que paso a ser licitada por empresas privadas como productivas del Estado y que mediante el n materia de exploración y extracción el mediante el contrato **No. CNH-R01-L03-A6/2015** fue asignada a **Diavaz Offshore S.A.P.I. de C.V.** a partir del 10 de mayo de 2016 para la extracción de hidrocarburos en el **ACC.**

En el **Anexo E** se muestra el contrato celebrado entre la CNH y Diavaz Offshore S.A.P.I. de C.V.

.

II.1. 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 PUEDAN PRODUCIR LAS OBRAS O ACTIVIDADES

La determinación de la normatividad aplicable a cada una de las actividades e impactos generados por el proyecto Pozo C-13, que forma parte del ACC, se realizó atendiendo a su vigencia y en base a los siguientes rubros:

- Atmósfera (Emisión de contaminantes a la atmósfera por fuentes móviles)
- Agua (Generación y descarga de aguas residuales)
- Residuos (Generación y manejo de Residuos Peligrosos; Generación y manejo de Residuos de Manejo Especia y Urbanos)
- Ruido
- Protección Flora y Fauna
- Suelos
- Impacto ambiental

Además, se dará cabal cumplimiento a las disposiciones legales que apliquen, así como las Buenas Prácticas de Operación e Ingeniería que tiene establecida Diavaz Offshore S.A.P.I. de C.V. (en lo sucesivo Diavaz) dentro de su Sistema de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente (**SASISOPA**), así como a las disposiciones generadas por la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente (**ASEA**).

Para el proyecto Pozo C-13 se dará principal cumplimiento a lo que indica y establece la **NOM-115-SEMARNAT-2003.**

Las Normas Oficiales Mexicanas que aplican al proyecto se muestran en la **Tabla II.1.1**.

TABLA II.1.1 NORMAS OFICIALES MEXICANAS DEL PROYECTO

No.	Norma	Descripción
Impacto Ambiental		
1	NOM-115-SEMARNAT-2003	Que establece las especificaciones de protección ambiental que deben observarse en las actividades de perforación y mantenimiento de pozos petroleros terrestres para exploración y producción en zonas agrícolas, ganaderas y eriales, fuera de áreas naturales protegidas o terrenos forestales.
2	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.
Atmósfera		
3	NOM-041-SEMARNAT-2015	Que establece los límites máximos permisibles de emisión de gases contaminantes provenientes del escape de los vehículos automotores en circulación que usan gasolina como combustible.
4	NOM-043-SEMARNAT-1993	Niveles máximos permisibles de emisión a la atmosfera de partículas sólidas provenientes de fuentes fijas.
5	NOM-044-SEMARNAT-2006	Que establece los límites máximos permisibles de emisión de hidrocarburos totales, hidrocarburos no metano, monóxido de carbono, óxidos de nitrógeno, partículas y opacidad de humo provenientes del escape de motores nuevos que usan diésel como combustible y que se utilizarán para la propulsión de vehículos automotores nuevos con peso bruto vehicular mayor de 3 857 kilogramos, así como para unidades nuevas con peso bruto vehicular mayor a 3 857 kilogramos equipadas con este tipo de motores.
6	NOM-045-SEMARNAT-2006	Protección ambiental.- Vehículos en circulación que usan diésel como combustible.- Límites máximos permisibles de opacidad, procedimiento de prueba y características técnicas del equipo de medición
Residuos Peligrosos y de Manejo Especial		
7	NOM-052-SEMARNAT-2005	Que establece las características, el procedimiento de identificación, clasificación y los listados de los residuos peligrosos.
8	NOM-053-SEMARNAT-1993	Que establece el procedimiento para llevar a cabo la prueba de extracción para determinar los constituyentes que hacen a un residuo peligroso por su toxicidad al ambiente.

TABLA II.1.1 NORMAS OFICIALES MEXICANAS DEL PROYECTO

No.	Norma	Descripción
9	NOM-054-SEMARNAT-1993	Que establece el procedimiento para determinar la incompatibilidad entre dos o más residuos considerados como peligrosos por la Norma Oficial Mexicana NOM-052-SEMARNAT-1993.
10	NOM-EM-005-ASEA-2017	Que establece los criterios para clasificar a los Residuos de Manejo Especial del Sector Hidrocarburos y determinar cuáles están sujetos a Plan de Manejo; el listado de los mismos, así como los elementos y procedimientos para la formulación de los Planes de Manejo de Residuos Peligrosos y de Manejo Especial del Sector Hidrocarburos.
Ruido		
11	NOM-081-SEMARNAT-1994	Que establece los límites máximos permisibles de emisión de ruido de las fuentes fijas y su método de medición.
Suelos		
12	NOM-138-SEMARNAT/SSA1-2012	Límites máximos permisibles de hidrocarburos en suelos y lineamientos para el muestreo en la caracterización y especificaciones para la remediación.
Flora y Fauna		
13	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.
Agua		
14	NOM-002-SEMARNAT-1996	Que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales a los sistemas de alcantarillado urbano o municipal.

Fuente: Diario Oficial de la Federación, 2018.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

En las actividades que se llevarán a cabo durante la ejecución del proyecto y durante la realización de estudios de fauna y vegetación se revisará la **NOM-059-SEMARNAT-2010** para la identificación de especies de flora y fauna silvestre que se distribuyen en la zona y pudiesen tener algún estatus de protección.

Disposiciones

El proyecto se regirá mediante las Disposiciones siguientes publicadas por la **Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA)**.

1. ***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.*** Publicada el 20 de diciembre de 2013 en el Diario Oficial de la Federación
2. ***Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente, para el transporte terrestre por medio de Ductos de Petróleo, Petrolíferos y Petroquímicos,*** publicada en el Diario Oficial de la Federación el día 31 de marzo de 2017.

II.2. LAS OBRAS Y/O ACTIVIDADES QUE ESTÉN EXPRESAMENTE PREVISTAS POR UN PLAN PARCIAL DE DESARROLLO URBANO O DE ORDENAMIENTO ECOLÓGICO QUE HAYA SIDO EVALUADO POR ESTA SECRETARÍA.

II.2.1. Programa de Ordenamiento Ecológico General del Territorio

La planeación ambiental en México se lleva a cabo mediante diferentes instrumentos entre los que se encuentra el ordenamiento ecológico, que es considerado uno de los principales instrumentos con los que cuenta la política ambiental mexicana. Tiene sustento en la LGEEPA y su Reglamento en Materia de Ordenamiento Ecológico (ROE). Se lleva a cabo a través de programas en diferentes niveles de aplicación y con diferentes alcances, así tenemos: el General, los Marinos, los Regionales y los Locales.

La formulación, aplicación y evaluación del Programa de Ordenamiento Ecológico General del Territorio (POEGT) y de los Marinos, es facultad de la Federación, la cual se ejerce a través de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, específicamente, a través de la Dirección General de Política Ambiental e Integración Regional y Sectorial de la Subsecretaría de Planeación y Política Ambiental, en coordinación con la Dirección General de Investigación de Ordenamiento Ecológico y Conservación de los Ecosistemas del Instituto Nacional de Ecología.

El ROE establece que el objeto del POEGT es llevar a cabo una regionalización ecológica del territorio nacional y de las zonas sobre las cuales la nación ejerce soberanía y jurisdicción, identificando áreas de atención prioritaria y áreas de aptitud sectorial. Asimismo, tiene por objeto establecer los lineamientos y estrategias ecológicas necesarias para, entre otras, promover la preservación, protección, restauración y aprovechamiento sustentable de los recursos naturales; promover medidas de mitigación de los posibles impactos ambientales causados por las acciones, programas y proyectos.

La superficie del Proyecto incide en el Programa de Ordenamiento Ecológico General del Territorio (POEGT), en el Ordenamiento General se realizó una Regionalización ecológica, que incluyen lineamientos y estrategias ecológicas, dichas estrategias están dirigidas a lograr la sustentabilidad ambiental de territorio, al mejoramiento del sistema social e infraestructura urbana y al fortalecimiento de la gestión y la coordinación institucional. La Región Ecológica en la que se encuentra el Proyecto es la Región Número 18.20, con una superficie total de 46,594.18 km^2.

Las Unidades Ambientales Biofísicas de la Región Ecológica se muestran en la **Tabla II.2.2.1**.

TABLA II.2.2.1 Unidades ambientales biofísicas por región ecológica

NÚM. DE REGIÓN	NÚM. DE UAB	NOMBRE DE UAB
18.20	78	SIERRAS DEL NORTE DE CHIAPAS

Fuente: Programa de Ordenamiento Ecológico General del Territorio, 2012.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

La Unidad Ambiental Biofísica (UAB) en donde se encuentra inserto el proyecto es la UAB-78. Sierras del Norte de Chiapas. En la **Figura II.2.2.1** se muestra la ubicación de la UAB-78, en donde incide el Proyecto.

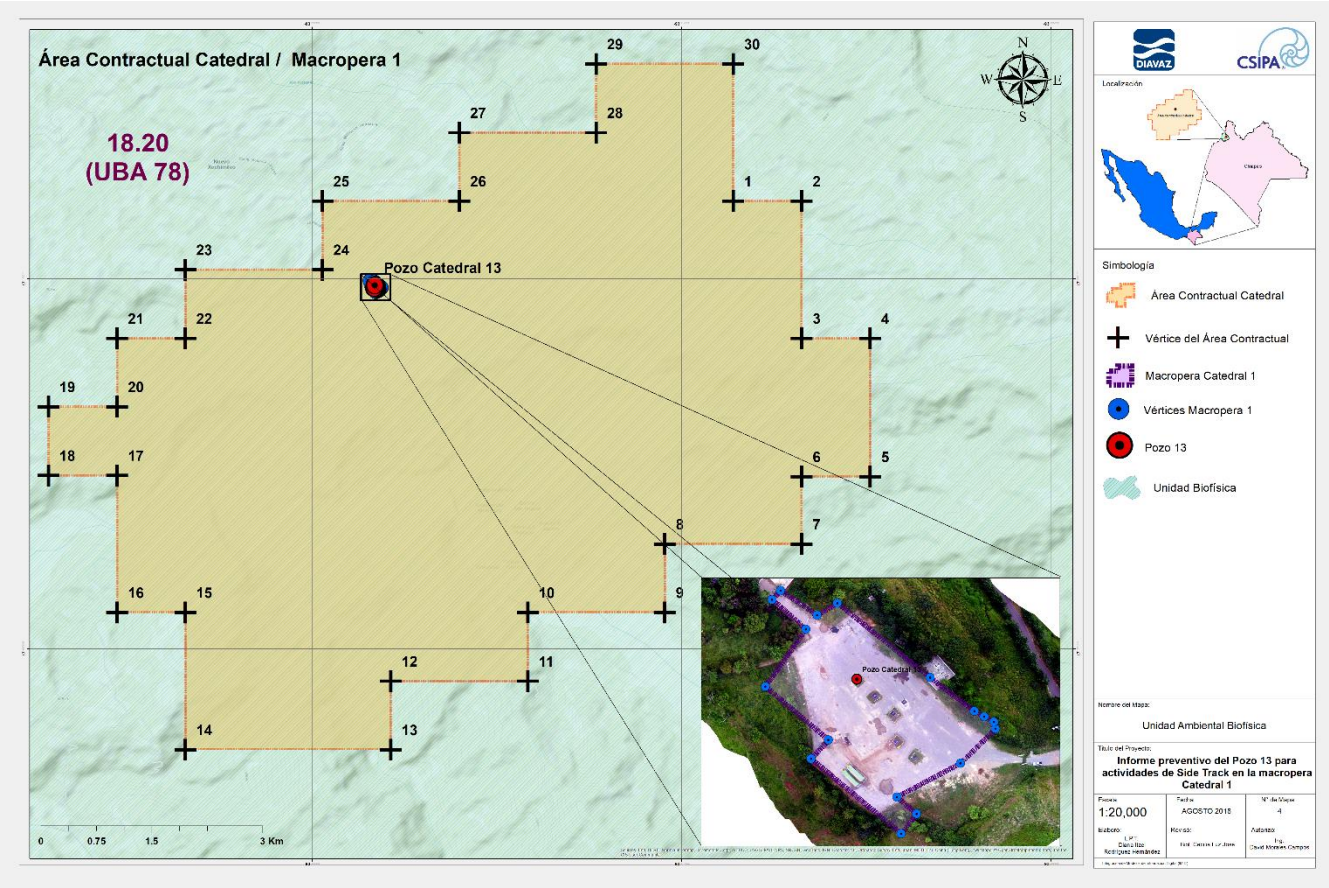


FIGURA II.2.2.1 UNIDAD AMBIENTAL BIOFÍSICA Y SU INCIDENCIA EN EL PROYECTO

Fuente: Programa de Ordenamiento Ecológico General del Territorio, 2012.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

En la **Tabla II.2.2.2** se muestran las características específicas aplicables de la UAB.

Tabla II.2.2.2 Programa de Ordenamiento Ecológico General del Territorio

Región Ecológica	UAB	Nombre de la UAB	Clave de la política	Política ambiental	Nivel de atención prioritaria	Rectores del desarrollo	Coadyuvantes del desarrollo	Asocia-dos del desarrollo	Otros sectores de interés
18.20	78	Sierra del Norte de Chiapas	18	Restauración y Aprovechamiento Sustentable	Inestable a crítico	Forestal preserva-ción de flora y fauna	Poblacio-nal	AgriculturaGanadería	Minería y pueblos indígenas

Fuente: Programa de Ordenamiento Ecológico General del Territorio, 2012.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

En la **Tabla II.2.2.3** se muestra la descripción de la Región Ecológica Núm. 18.20.

TABLA II.2.2.3 REGIÓN ECOLÓGICA DEL POEGT

Criterio	Descripción
Región Ecológica:	18.20
Unidad Ambiental Biofísica que la compone:	Sierras del Norte de Chiapas
Localización	Porción norte del estado de Chiapas
Superficie en km^2:	13,636.99
Población por UAB:	980,888
Población Indígena:	Altos de Chiapas
Estado Actual del Medio Ambiente 2008:	Inestable a Crítico. Conflicto Sectorial Bajo. No presenta superficie de ANP's. Alta degradación de los Suelos. Muy alta degradación de la Vegetación. Sin degradación por Desertificación. La modificación antropogénica es muy baja. Longitud de Carreteras (km): Baja. Porcentaje de Zonas Urbanas: Muy baja. Porcentaje de Cuerpos de agua: Muy baja. Densidad de población (hab/km^2): Baja. El uso de suelo es Forestal, Pecuario y Agrícola. Con disponibilidad de agua superficial. Con disponibilidad de agua subterránea. Porcentaje de Zona Funcional Alta: 55.4. Muy alta marginación social. Muy bajo índice medio de educación. Bajo índice medio de salud. Alto hacinamiento en la vivienda. Muy bajo indicador de consolidación de la vivienda. Muy bajo indicador de capitalización industrial. Alto porcentaje de la tasa de dependencia económica municipal. Muy alto porcentaje de trabajadores por actividades remuneradas por municipios. Actividad agrícola de carácter campesino. Media importancia de la actividad minera. Alta importancia de la actividad ganadera.
Escenario al 2033:	Inestable a Crítico
Política Ambiental:	Restauración y aprovechamiento sustentable
Prioridad de Atención:	Alta

Fuente: Programa de Ordenamiento Ecológico General del Territorio, 2012.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

Las estrategias de la UAB-78 se muestran en la **Tabla II.2.2.4.**

Tabla II.2.2.4 Estrategias de la Unidad Ambiental Biofísica

UAB	Rectores del desarrollo	Coadyuvantes del desarrollo	Asociados del desarrollo	Otros sectores de interés	Estrategias sectoriales
78	Forestal – Preservación de Flora y Fauna	Poblacional	Agricultura - Ganadería	Minería	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 12, 13, 14, 15, 15 BIS,24, 25, 26, 27,28, 29, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 40, 41, 42, 43, 44

Fuente: Programa de Ordenamiento Ecológico General del Territorio, 2012.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

Las estrategias c on las que el proyecto tiene vinculación se muestran en la **Tabla II.2.2.5**.

Tabla II.2.2.5 Estrategias UAB 88

Grupo I. Dirigidas a lograr la sustentabilidad ambiental del Territorio	
A) Preservación	1. Conservación in situ de los ecosistemas y su biodiversidad. 2. Recuperación de especies en riesgo. 3. Conocimiento, análisis y monitoreo de los ecosistemas y su biodiversidad.
B) Aprovechamiento Sustentable	4. Aprovechamiento sustentable de ecosistemas, especies, genes y recursos naturales. 5. Aprovechamiento sustentable de los suelos agrícolas y pecuarios. 6. Modernizar la infraestructura hidroagrícola y tecnificar las superficies agrícolas. 7. Aprovechamiento sustentable de los recursos forestales. 8. Valoración de los servicios ambientales.
C) Protección de los Recursos Naturales	12. Protección de los ecosistemas. 13. Racionalizar el uso de agroquímicos y promover el uso de biofertilizantes
D) Restauración	14. Restauración de ecosistemas forestales y suelos agrícolas.
E) Aprovechamiento sustentable de recursos naturales no renovables y actividades económicas de producción y servicios	15. Aplicación de los productos del Servicio Geológico Mexicano al desarrollo económico y social y al aprovechamiento sustentable de los recursos naturales no renovables. 15 bis. Consolidar el marco normativo ambiental aplicable a las actividades mineras, a fin de promover una minería sustentable.
Grupo II. Dirigidas al mejoramiento del sistem**a social e infraestructura urbana**	
A) Suelo urbano y vivienda	24. Mejorar las condiciones de vivienda y entorno de los hogares en condiciones de pobreza para fortalecer su patrimonio.
B) Zonas de riesgo y prevención de contingencias	25. Prevenir y atender los riesgos naturales en acciones coordinadas con la sociedad civil. 26. Promover la Reducción de la Vulnerabilidad Física
C) Agua y Saneamiento	27. Incrementar el acceso y calidad de los servicios de agua potable, alcantarillado y saneamiento de la región. 28. Consolidar la calidad del agua en la gestión integral del recurso hídrico. 29. Posicionar el tema del agua como un recurso estratégico y de seguridad nacional
E) Desarrollo Social	33. Apoyar el desarrollo de capacidades para la participación social en las actividades económicas y promover la articulación de programas para optimizar la aplicación de recursos públicos que conlleven a incrementar las oportunidades de acceso a servicios en el medio rural y reducir la pobreza. 37. Integrar a mujeres, indígenas y grupos vulnerables al sector económico-productivo en núcleos agrarios y localidades rurales vinculadas.
Grupo III. Dirigidas al fortalecimiento de la gestión y la coordinación institucional	
A) Marco Jurídico	42. Asegurar la definición y el respeto a los derechos de propiedad rural.
B) Planeación del ordenamiento territorial	43. Integrar, modernizar y mejorar el acceso al Catastro Rural y la Información Agraria para impulsar proyectos productivos. 44. Impulsar el ordenamiento territorial estatal y municipal y el desarrollo regional mediante acciones coordinadas entre los tres órdenes de gobierno y concertadas con la sociedad civil.

Fuente: Programa de Ordenamiento Ecológico General del Territorio, 2012.

Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

II.2.2. Programa de Ordenamiento Estatal de Chiapas

En el Plan Estatal de Desarrollo de Chiapas 2013-2018 está plasmadas las aspiraciones de cada sector de la población, a través de políticas, objetivos y estrategias precisas para impulsar el desarrollo social y el crecimiento económico, que permitan ubicar a Chiapas en el sitio que se merece, alejado del atraso y cada vez más cerca de la prosperidad, conforme a lo Establecido en el Plan Nacional de Desarrollo.

Dicho plan se conforma de 4 Ejes rectores los cuales son:

- **Eje rector 1:** Chiapas Exitoso
- **Eje rector 2:** Familia chiapaneca
- **Eje rector 3:** Gobierno cercano a la gente
- **Eje rector 4:** Chiapas sustentable

A continuación, la **Tabla III.2.2.6** describe el vínculo del proyecto con referencia al presente instrumento legal.

TABLA II.2.2.6 PLAN ESTATAL DE DESARROLLO (PED), 2013-2018

Eje rector	Objetivo	Vinculación con el proyecto
El Eje 3 Proyecta el desarrollo económico integral y sustentable del estado a partir de la modernización del campo, estímulo a las empresas e industrias, generación de empleos y consolidación del turismo como motor de prosperidad.	Generar empleos e inversiones en el estado	El proyecto es completamente vinculable con el objetivo que del plan emana. Principalmente en: brindar grandes oportunidades laborales y de inversión para el desarrollo del sector industrial y energético (energías renovables).
El Eje 4 Dirige políticas públicas para un Chiapas sustentable, que centra su atención sobre el territorio ya que por su relieve y características es altamente vulnerable al deterioro ambiental.	Consolidar la aplicación de los programas de ordenamiento ecológico y territorial en el estado y su inclusión en todos los programas de carácter territorial.	Si bien el proyecto es de jurisdicción federal. Las actividades a desarrollar en los campos Mundo Nuevo y Topén no afectaran el relieve de la zona de manera considerable. En lo que se refiere al campo Malva, existe posibilidad de afectaciones al relieve de la zona (solo cuando sea necesario). Es por lo anterior que el proyecto se vincula este eje. Ya que en caso de realizar trabajos que comprometan el relieve, se propondrán medidas de mitigación que compensen los impactos generados por las actividades.

Fuente: Plan Estatal de Desarrollo (2013-2018)
Análisis: CSIPA, S.A. de C.V., 2018.

II.2.3. Plan de Ordenamiento Ecológico y Territorial del Estado de Chiapas (POETCH)

El POETCH es un documento que contiene los objetivos, prioridades y acciones que regulan o inducen el uso del suelo y las actividades productivas de una región. De acuerdo con el Reglamento de la LGEEPA en materia de OET (DOF 2003), está integrado principalmente por dos elementos: un modelo de ordenamiento que incluye la regionalización del área a ordenar y los lineamientos ecológicos aplicables a cada una de las regiones definidas y las estrategias ecológicas que, para cada una de las regiones identificadas en el modelo, resultan de la integración de los objetivos, acciones y proyectos, así como de los responsables de realizarlos (SEMARNAT, 2007).

La **Tabla II.2.3.1** hace referencia a la vinculación del proyecto con respecto al POETCH.

TABLA II.2.3.1. VINCULACIÓN POETCH

Artículo	Descripción	Vinculación con el proyecto	Etapa	Medidas
Capítulo I Disposiciones Generales	Artículo 1: Regular e inducir el uso adecuado y las actividades, con el fin de lograr la protección del medio ambiente, la preservación y el aprovechamiento sustentable de los recursos naturales, a partir de las tendencias del deterioro y las potencialidades de aprovechamiento de los mismos en el Estado de Chiapas.	El proyecto está en coordinación con el objetivo del POETCH ya que se realizarán las actividades reparación de pozos cumpliendo con la legislación ambiental aplicable con la finalidad de minimizar los impactos al ambiente	Etapa de reparación, operación y mantenimiento	En el apartado III.5 se establecen las medidas preventivas y de mitigación que permitan reducir y eliminar los efectos ambientales negativos, así como las alteraciones existentes a las condiciones inicialmente previstas en el proyecto. En el cual se describirán las medidas más adecuadas para atenuar o suprimir los efectos ambientales negativos de las actividades que se realizarán, así como los procedimientos que evitarán la contaminación de los elementos ambientales, y el establecimiento de dispositivos de protección del medio ambiente.
Capítulo IV Del propósito e integración del Programa de ordenamiento ecológico y Territorial del Estado de Chiapas	Artículo 13.- El Programa tiene como propósito: I.- Regular y promover el uso adecuado del suelo orientando las actividades productivas en función del potencial y estado de los recursos naturales, para mejorar la calidad de vida de la población. II.- Integrar y promover un marco de certidumbre para la inversión pública, privada y social. III.- Establecer lineamientos ecológicos y estrategias territoriales de conservación e identificación de sitios relevantes que deban protegerse. V.- Permitir la protección de sitios con un alto valor biológico.	El proyecto está en coordinación con el POETCH ya que se realizarán las actividades en función del potencial del suelo y lo cual permitirá aún más el crecimiento de la calidad de vida de la población por tratarse de una inversión con capital extranjero. Se identificarán los sitios con un alto valor ecológico dentro del polígono de estudio para detectar las zonas sensibles y que tienen que preservarse ante una emergencia.	Etapa de reparación, operación y mantenimiento	
Anexo número 1 Información técnica relativa al estado, criterios de regulación Ecológica, Estrategias y lineamientos para su ejecución, evaluación, seguimiento y modificación del Programa de Ordenamiento Ecológico del Territorio del Estado de Chiapas.	Región VIII Norte. Conformada por los municipios de Pichucalco, Amatán, Chapultenango, Ixhuatán, Ixtacomitán, Ixtapangajoya, Juárez, Ostuacán, Reforma, Solosuchiapa y Sunuapa.	El polígono de estudio pertenece a la Región Norte, ya que se ubica en el Municipio de Ostuacán.	Etapa de reparación, operación y mantenimiento	
Modelo de Ordenamiento: El modelo de ordenamiento ecológico del Territorio del estado de Chiapas ésta conformado por unidades de gestión ambiental a las cuales se asignan las políticas y criterios de manejo con base en los resultados de los procesos analíticos, de criterios definidos en plan de Desarrollo municipal, de discusiones con actores sociales, de los talleres de planeación participativa y diagnósticos del OET.	Política de conservación: Consiste en el mantenimiento de los ecosistemas y de sus procesos biológicos en aquellas áreas de importancia ecológica donde el nivel de degradación ambiental no ha alcanzado valores significativos. Se propone esta política cuando, al igual que en la política de protección, un área tiene valores importantes de biodiversidad, bienes y servicios ambientales, tipo de vegetación, etc., pero se encuentran bajo un tipo de aprovechamiento. Se intenta reorientar la actividad productiva a fin de hacer más eficiente y sustentable el aprovechamiento de los recursos naturales, garantizando la continuidad de los ecosistemas y reduciendo o anulando la presión sobre ellos. Política de restauración. Es una política transitoria dirigida a zonas que por presión de diversas actividades antropogénicas han sufrido una degradación en la estructura o función de los ecosistemas, y que no están sujetas a aprovechamiento de alta productividad, por lo que es necesaria la aplicación de medidas para recuperar su valor ecológico y de esta manera asignarles otra política, de conservación o de protección.	El polígono de estudio tiene asignada la política de conservación y restauración; misma que está vinculada con el Proyecto por tratarse de una zona petrolera. El proyecto deberá cumplir con las medidas de prevención, mitigación y compensación en caso de generar impactos al ambiente. Mismo que permitirán el desarrollo de las actividades.	Etapa de reparación, operación y mantenimiento	Se deberá dar cumplimiento al plan de manejo de residuos.

Fuente: POETCH, 2012.
Análisis: CSIPA, S.A. de C.V., 2018.

En la tabla anterior se describe la vinculación directamente relacionada con el proyecto. Mientras que en la **Figura II.2.3.1** se muestra la UGA correspondiente al Campo Catedral y en específico a la macropera 1.

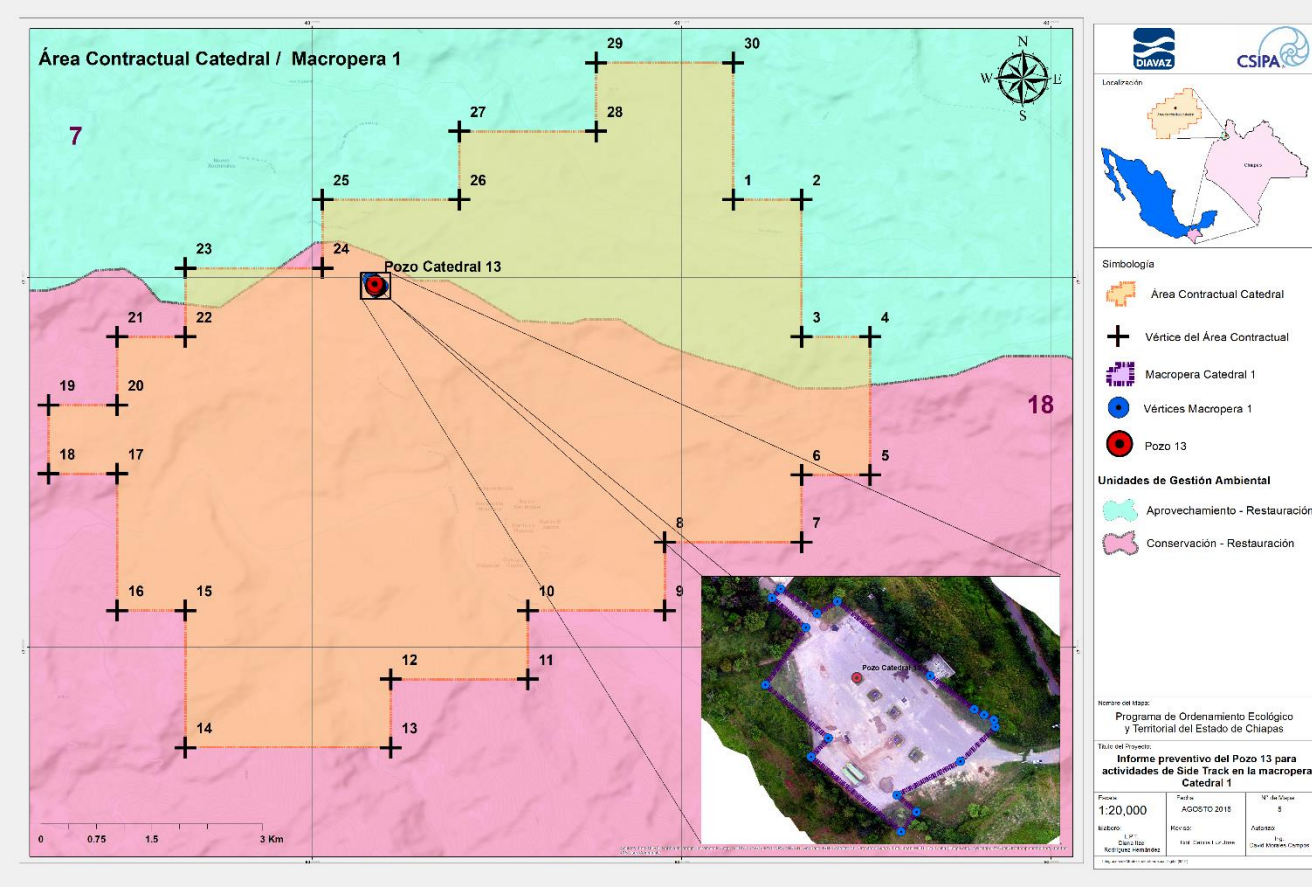


FIGURA II.2.3.1 UNIDA DE GESTIÓN AMBIENTAL (UGA 18)

Fuente: POETCH, 2012.
Análisis: CSIPA, S.A. de C.V., 2018.

La Unidad de Gestión Ambiental (UGA) 18 Política: Conservación y restauración se apega al POETCH en lo siguiente:

Lineamientos: Restaurar 18,800 a de vegetación natural perturbada y las zonas agropecuarias que presenten una pendiente mayor a 30° (superficie de vegetación restaurada). Conservar los ecosistemas naturales en buen estado (10,800 ha) (superficie de vegetación natural conservada)

Uso predominante: Selva mediana subcaducifolia perturbados con potreros, y al sur fragmentos conservado de selva alta.

Uso recomendado: Ecoturismo, agricultura, ganadería, asentamientos humanos, plantaciones, forestal, acuacultura, pesca, infraestructura e industrial.

Usos recomendados con condiciones: Infraestructura; (evitando afectar la vegetación natural conservada o perturbada, se permitirá aquella relacionada con el Proyecto de explotación geotérmica. El Chichonal).

Industrial (relacionada con el proyecto exploración geotérmica El Chichonal), agroindustrias e industrias poco contaminantes a no menos de 1 km de cuerpos de agua y humedales, así como de asentamientos humanos. Toda industria deberá contar con medidas para la prevención de contaminación del suelo, agua y aíre sitios definidos para la disposición final de cualquier desperdicio resultante, remediación de cualquier impacto ambiental originado en dicha industria.

En la **Tabla II.2.3.2** se muestra los criterios que se establecieron para el manejo de la UGA 18; mismos que contemplan una serie de normas, reglas o recomendaciones para poder realizar las diferentes actividades o usos compatibles, y establecen las condiciones para ciertos usos que necesitan tener limitaciones para no generar conflictos ambientales. Para el mejor manejo de los criterios, estos se agruparon por actividad, es decir, cada uso potencial en el estado de Chiapas tiene su grupo de criterios.

TABLA II.2.3.2 CRITERIOS ESTABLECIDOS PARA LA UGA 18

Criterio de la UGA	Vinculación con el proyecto
Criterios para las actividades agroturísticas (AO) **AO1**: Se apoyará al agroturismo como actividad económica alternativa en las zonas de producción agropecuaria. AO2: Se permitirá las actividades agroturísticas siempre y cuando se desarrollen de manera organizada, planificada y aprobadas por la autoridad competente. **AO3:** Se promoverá que las instalaciones agroturísticas cuenten con sistemas especiales para separar sus residuos, así como para transportarlos a sitios de disposición final autorizados o degradarla biológicamente. Se evitará el uso de cualquier otro terreno como sitio de disposición final autorizados o degradarla biológicamente. Se evitará el uso de cualquier otro terreno como sitio de disposición final de sus residuos. **AO4**: Se promoverá que las instalaciones agroturísticas se establezcan en áreas de aprovechamiento sustentable sin afectar zonas forestales o relictos de vegetación. **AO5:** La autorización para la construcción de cualquier tipo de infraestructura o equipamiento para el agroturismo estará condicionada a la presentación en la Manifestación de Impacto Ambiental de un estudio previo que demuestre que no se generaran impactos negativos significativos sobre zonas de valor ecológico que pudieran conducir a desequilibrios ecológicos y conflictos ambientales.	Por tratarse del sector industrial para la reparación y extracción de hidrocarburos, este criterio no es aplicable.

TABLA II.2.3.2 CRITERIOS ESTABLECIDOS PARA LA UGA 18

Criterio de la UGA	Vinculación con el proyecto
Criterios agrícolas generales (AG) AG1: Los organismos estatales y federales encargados de apoyar al sector agrícola deberán proporcionar la asistencia técnica adecuada, créditos suficientes y apoyar la comercialización de los proyectos del campo. AG2: Las autoridades del Gobierno del Estado y Federal promoverán y verificarán que los beneficios de los programas de apoyo para cultivos básicos y oleoginosos realicen obras de conservación de suelos, establecimiento y mantenimiento de cercos vivos y la reforestación en sus predios, a fin de garantizar una cobertura forestal parcial, contar con material para sombra y rompeviento, leña y refugio de la avifauna. En las cercas vivas se promoverá la diversificación de especies nativas. AG3: El uso y aplicación de insecticidas y herbicidas se realizará de acuerdo con la normatividad de la CICOPLFEST (Comisión Intersecretarial para el Control, Producción y Uso de Pesticidas, Fertilizantes y Substancias Tóxicas). AG4: El almacenamiento, uso alimentario y siembra de semillas y material vegetal transgénico para fines agrícolas, hortícolas, y pecuarios, será permitido únicamente mediante un estudio técnico y científico que demuestre que el material no afecta a los ecosistemas naturales, la salud humana y la del ganado, conforme a la Ley de Bioseguridad de Organismos Biogenética Modificados. AG5: Se evitará la expansión de la superficie agrícola acosta del desmonte, cinchamiento o muerte de la vegetación forestal por cualquier vía o procedimiento, así como la afectación al paisaje, la quema, remoción y barbecho de los ecosistemas de pastizales naturales y matorrales. AG6: los organismos estatales encargados de apoyar al sector agrícola crearán y mantendrán actualizado un padrón de agricultores. Los agricultores inscritos en el patrón del sector que seguirán los criterios de regulación ecológica en las prácticas agrícolas tendrán prioridad para acceder a los incentivos agrícolas. AG7: En las áreas de aprovechamiento agrícola contiguas a ecosistemas de productores deberán evitar la contaminación de estos ecosistemas por desechos derivados de la actividad agrícola. AG8: Todos los ecosistemas naturales, tanto acuáticos como terrestres, existentes en la UGA donde se permite el uso agrícola, deberán ser identificados, protegidos, conservados y recuperados mediante un programa de conservación o de restauración. AG9: Se fomentará la planeación de especies arbóreas maderables comerciales en las áreas agropecuarias abandonadas, como alternativa productiva para el desarrollo regional. AG10: Se recomienda la práctica de sistemas agrosilvopastoriles (árboles, cultivos de temporada y animales/ pastizales), dejando una franja mínima de 20 m de ancho de vegetación nativa sobre el perímetro del cultivo. AG11: La autoridad competente promoverá en los predios agrícolas la creación de guarda rayas y el uso responsable del fuego, a fin de evitar incendios forestales.	En una porción del área del proyecto el uso de suelo es el agrícola; sin embargo, para la reparación y extracción de hidrocarburos, este criterio no es aplicable.

TABLA II.2.3.2 CRITERIOS ESTABLECIDOS PARA LA UGA 18

Criterio de la UGA	Vinculación con el proyecto
Criterios de agricultura de temporal (AT) **AT1**: En las unidades de producción donde se cultiven especies anuales se recomienda establecer un cultivo de cobertura al final de cada ciclo de cultivo, qué será incorporado como abono verde, o bien, utilizado como forraje en el siguiente ciclo. **AT2**: Las prácticas agrícolas, tales como barbecho, surcado y terraceo, deberán realizarse en sentido perpendicular a la pendiente. **AT3**: Se fomentará la técnica agrícola denominada labranza de conservación como medida para controlar la erosión de los suelos y otras prácticas agrícolas que cumplan con el mismo propósito.	En una parte del área del Proyecto el uso de suelo es agricultura de temporal; sin embargo, para la exploración y extracción de hidrocarburos, este criterio no es aplicable.
Criterios para la acuicultura (AC) **AC1**: En el caso de introducción de especies exóticas para su cultivo, se deberá llevar a cabo la instalación de infraestructura que impida su fuga y se deberá garantizar que la actividad acuícola no produzca infiltración hacia el manto freático.	Para la reparación y extracción de hidrocarburos, este criterio no es aplicable ya que estará enfocado al sector industrial.
Criterios para ganadería (GA) **GA1**: Las áreas con vegetación arbustiva y pastizales con pendientes mayores a 20% sólo podrán utilizarse para pastoreo en épocas de lluvias. **GA2**: Se preservarán o restaurarán los parches de vegetación natural en los predios ganaderos tomando en cuenta la representatividad de las comunidades vegetales presentes y su potencial como sitios de sombra para el ganado. **GA3:** Se establecerán los mecanismos con las autoridades competentes para que los apoyos a la actividad pecuaria sean condicionados a la presencia de acahuales que cubran el 10% de las superficies del predio o a la reforestación del 10% de la superficie de menor rendimiento con vegetación arbórea nativa. **GA4:** Las autoridades del Gobierno del Estado y Federal promoverán el establecimiento de cercos vivos a fin de contar con material para sombra, cortinas rompe viento, leña y refugio de la avifauna. **GA5:** Las instituciones promoverán en los predios ganaderos la creación de guarda rayas y el uso responsable del fuego, a fin de evitar incendios forestales.	En el área del proyecto hay zonas dedicadas a la ganadería; sin embargo, el proyecto está enfocado en el sector hidrocarburos.
Criterios para plantaciones de cacao y café (CC) **CC1**: Entre las áreas de producción y los ecosistemas naturales deberá permanecer un espacio de separación mínima en el cual no se utilicen productos químicos. **CC2**: Se deberán establecer y mantener zonas de vegetación entre el cultivo y las áreas de actividad humana, así como entre las áreas de producción y las orillas de los caminos públicos o de uso frecuente. Las zonas deberán consistir en vegetación nativa permanente con árboles, arbustos u otros tipos de plantas, con el fin de fomentar la biodiversidad, minimizar cualquier impacto visual negativo y reducir la deriva de agroquímicos, polvo y otras sustancias procedentes de las actividades agrícolas o de procesamiento. **CC3:** Las plantaciones ubicadas en áreas cuya vegetación natural original es selva alta o mediana o bosque deberán establecer y mantener, como parte de	En el área del proyecto hay zonas dedicadas a la plantación de cacao; sin embargo, el proyecto está enfocado en el sector hidrocarburos.

TABLA II.2.3.2 CRITERIOS ESTABLECIDOS PARA LA UGA 18

Criterio de la UGA	Vinculación con el proyecto
su programa de conservación, sombra permanente y distribuida de forma homogénea en los cacaotales que cumplan con los siguientes requisitos. **CC4**: Todos los ecosistemas naturales, tanto acuáticos como terrestres, existentes en la UGA donde se permite el uso agrícola, deberán ser identificados, protegidos, conservados y recuperados mediante el programa de conservación o de restauración. **CC5**: las plantaciones deberán mantener la integridad de los ecosistemas acuáticos y/o terrestres, dentro o fuera de las áreas de producción, y no permitirá su destrucción o alteración como resultado de actividades de gestión o producción. **CC6**: Los organismos estatales encargados de apoyar al sector agrícola crearán y mantendrán actualizado un padrón de productores. **CC7:** Los productores inscritos en el patrón del sector que seguirán los criterios de regulación ecológica en las prácticas agrícolas tendrán prioridad para acceder a los incentivos agrícolas. **CC8:** Las áreas de aprovechamiento contiguas a áreas protegidas deberán establecer medidas para evitar la contaminación por desechos. **CC9:** Todas las aguas residuales de las plantaciones deberán contar con un sistema de tratamiento de acuerdo con su procedencia y el contenido de sustancias contaminantes. Los sistemas de tratamiento deberán cumplir con la legislación nacional y local vigente y contar con los permisos de operación respectivos.	
Criterios de restauración (RS) **RS1**: Las áreas deterioradas susceptibles de ser restauradas en la UGA deberán restaurarse con vegetación nativa. **RS2**: Se protegerán las márgenes de los ríos, manantiales y arroyos con una barrera natural de especies arbóreas nativas. **RS3:** Se establecerán los programas y se tomarán acciones concentradas e integrales para la prevención y la intervención en caso de peligros hidrometeorológicos y la restauración de las áreas afectadas. **RS4:** Las autoridades competentes federales, estatales y municipales establecerán los programas integrales para la prevención y el combate contra los incendios y la restauración de las áreas incendiadas. **RS5:** La Autoridad competente Federal o Estatal establecerá un programa específico de restauración de la UGA que garantice la recuperación del borde de los ríos, zonas de alta fragilidad y la calidad del agua.	El Plan de Respuesta a emergencia contempla las acciones a realizar derivado de fenómenos hidrometeorológicos. Donde se muestra el procedimiento a seguir en caso de huracanes, inundaciones, Tormenta. Así mismo, se contempla los procedimientos para la atención de emergencia por incendio o explosión. En caso de una emergencia y que la población esté en riesgo, se deberá seguir lo indicado por la autoridad.
Criterios para asentamientos humanos rurales(AH) **AH1:** Los asentamientos mayores a 1500 habitantes deberán contar con infraestructura para acopio y/o manejo de desechos sólidos, aunado a programa de reciclamiento de residuos. **AH2**: En los asentamientos menores de 1500 habitantes, se formularán y aplicarán programas del reciclamiento de residuos. **AH3**: Se evitará la disposición de aguas residuales, descargas de drenaje sanitario y desecho sólidos en ríos, canales, barrancas o en cualquier tipo de cuerpo natural	Las localidades que se ubican dentro del área del proyecto se deben apegar a los criterios establecidos para la UGA18. En lo que respecta al proyecto, se deberán ajustar a las medidas establecidas para el sector industrial.

TABLA II.2.3.2 CRITERIOS ESTABLECIDOS PARA LA UGA 18

Criterio de la UGA	Vinculación con el proyecto
AH5: Se promoverá que las poblaciones con menos de 2500 habitantes dirijan sus descargas hacia letrinas o, dependiendo de las características del medio en el que se asientan, establezcan sistemas alternativos (por ejemplo, entramados de raíces) para el manejo de las aguas residuales. **AH6:** Se deberán contar con estudios de riesgo naturales para prevenir afectaciones a la población. **AH7:** Se evitará el desmonte de la cobertura vegetal en áreas contiguas a cuerpos de agua para el establecimiento de asentamientos humanos. **AH8:** Se mejorará la accesibilidad a las comunidades más aisladas mejorando la vialidad y los transportes y acercando los servicios de salud, educación y telecomunicaciones. **AH9:** Se establecerán los programas y se tomarán acciones concertadas e integrales para la prevención y la intervención en caso de peligros hidrometeeorológicos y la restauración de las áreas afectadas.	
Criterios para cuerpos de agua (CA) **CA1:** La autoridad competente establecerá un programa de saneamiento a corto, mediano y largo plazo para los cuerpos de agua y zonas inundables contaminadas. **CA2:** La autoridad competente restaurará la vegetación a la orilla de los cuerpos de agua. **CA3:** Las autoridades competentes fomentarán entre los pescadores, prestadores de servicios turísticos y desarrolladores turísticos el empleo de tecnologías de bajo impacto ambiental a los cuerpos de agua **CA4:** La explotación de los recursos pesqueros será autorizada por parte de la autoridad competente con base en un estudio de capacidad de carga del cuerpo de agua para garantizar la sustentabilidad de las poblaciones ícticas.	El proyecto está enfocado a las actividades de reparación y extracción de hidrocarburos; sin embargo contempla las medidas en caso de que aplique, para dar cumplimiento a la NOM-001-SEMARNAT-1996, que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en aguas y bienes nacionales, con el objeto de proteger su calidad y posibilitar su uso.
Criterios para las actividades ecoturísticas (ET) **ET1:** Se apoyará al ecoturismo como una actividad económica alternativa para las comunidades, con base en los estudios de factibilidad **ET2:** Se permitirán las actividades ecoturísticas siempre y cuando se desarrollen de manera organizada, planificada y sean aprobadas por las autoridades competentes, además de proveer informes periódicos a las mismas. **ET3:** Se promoverá que las instalaciones ecoturísticas cuenten con sistemas especiales para separar sus residuos, así como para transportarlos a sitios de disposiciones final autorizados o degradarla biológicamente. Se evitará el uso de cualquier otro terreno como sitio de disposición final de residuos. **ET4:** La autoridad competente promoverá que las áreas naturales protegidas, reservas, parques naturales y zonas de manglar se conserven como áreas de visita controladas, con recorridos interpretativos, observación de flora y fauna y paseos fotográficos guiados por el personal capacitado, debidamente acreditado y de preferencia perteneciente a las comunidades locales. **ET5:** La autorización para la construcción de cualquier tipo de infraestructura o equipamiento para ecoturismo estará condicionada a la presentación en la Manifestación de Impacto Ambiental de un estudio previo que demuestren que no se generan impactos negativos significativos sobre zonas de valor	El proyecto no contempla actividades ecoturísticas.

TABLA II.2.3.2 CRITERIOS ESTABLECIDOS PARA LA UGA 18

Criterio de la UGA	Vinculación con el proyecto
ecológico que pudieran conducir a desequilibrios ecológicos y conflictos ambientales.	
Criterios para las actividades industriales (IN) **IN1:** Se promoverá que las actividades industriales contemplen técnicas para prevenir y reducir la generación de residuos sólidos, incorporando su reusó y reciclaje, así como un manejo y disposición final eficiente. **IN2:** Se promoverá que las industrias difundan por diversos medios a la población circundante de los riesgos inherentes a los procesos de producción y conducción, y participen en la implementación de los planes de contingencia correspondientes. **IN3:** Se promoverá que las autoridades competentes revisen periódicamente los planes de contingencia de las industrias, así como el correcto funcionamiento de las mismas y sus programas de seguridad. **IN4:** Se promoverá que las autoridades competentes verifiquen que el establecimiento de actividades riesgosas y altamente riesgosas cumplan con las distancias estipuladas en las distancias estipuladas en los criterios de desarrollo urbano y normas aplicables. **IN5**: Las autoridades competentes instrumentarán programas de monitoreo ambiental en el desarrollo de actividades potencialmente contaminantes, para regular la calidad ambiental del sitio y de los ecosistemas aledaños. **IN6:** Se promoverá que las fuentes emisoras y/o generadoras de contaminantes instalen el equipo necesario para el control de sus emisiones a la atmósfera, mismas que no deberán rebasar los límites máximos permisibles establecidos en las Normas Oficiales Mexicanas y Normas Ambientales Estatales. **IN7:** La autoridad competente verificará que las industrias que descarguen aguas residuales al sistema de alcantarillado sanitario o a cuerpos receptores (ríos, arroyos o lagunas) cuenten con sistemas de tratamiento, para evitar que los niveles de contaminantes contenidos en las descargas rebasen los límites máximos permisibles establecidos en las Normas Oficiales Mexicanas y Normas Ambientales Estatales.	IN1: Se debe dar seguimiento al plan de manejo de residuos conforme a las obligaciones según su categoría establecida en la Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos y su respectivo Reglamento. Se debe identificar las fuentes generadoras y los tipos de residuos; conforme lo establecido en la Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos y su Reglamento. IN2: El proyecto deberá realizar el ERA una vez entre en operación el pozo. IN3: El proyecto cuenta con Programas de contingencia. IN4: Se debe de cumplir con los procedimientos establecidos para la integridad de las instalaciones. IN6: Cumplir con lo establecido en las Normas Oficiales Mexicanas en materia de emisiones a la atmosfera: NOM-043-SEMARNAT-1993; NOM-041-SEMARNAT-2015; NOM-085-SEMARNAT-1994 IN7: En caso de que aplique, se dará cumplimiento a la NOM-001-SEMARNAT-1996.
Criterios para investigación (IV) **IV1:** Se fomentará la investigación ambiental basada en criterios científicos y con un compromiso social sobre desarrollo sustentable, tecnologías para el aprovechamiento sustentable de los recursos, bioindicadores, ecología humana y salud pública, ecología del paisaje, educación y comunicación ambiental, inventario, gestión y conservación de especies y ecosistemas, fragmentación y degradación de los ecosistemas, planificación ambiental, evaluación del impacto ambiental y restauración paisajística, cambio climático, cambio tecnológico con relación al medio ambiente, calidad del aíre local y global, manejo de residuos peligrosos y sustancias tóxicas, manejo de cuencas, entre otros. **IV2:** Las autoridades estatales y municipales establecerán los mecanismos adecuados para la divulgación de la información científica hacia la población local.	El criterio de investigación está relacionado al proyecto ya que al realizar la serie de estudios requeridos por la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente de manera ordenada, busca la planificación ambiental, realizando la evaluación de impacto ambiental, calidad del aire, manejo de residuos, aprovechamiento del agua, y seguridad en las instalaciones con la finalidad de proteger el medio ambiente.

TABLA II.2.3.2 CRITERIOS ESTABLECIDOS PARA LA UGA 18

Criterio de la UGA	Vinculación con el proyecto
Criterios para conservación (CO) **CO1:** En las áreas conservadas de vegetación natural de la UGA se evitará la extracción, captura o comercialización de especies de flora y fauna silvestre, salvo autorización expresa para pie de cría, investigación o cambio de uso de suelo autorizado por la autoridad competente. La autorización para el cambio de uso de suelo forestal a otro uso otorgado por la autoridad competente estará condicionada a la presentación en la Manifestación de Impacto Ambiental. **CO2:** Se fomentarán y apoyarán técnica y financieramente los programas comunitarios de conservación y rescate de fauna y flora silvestre. **CO3:** Las autoridades federales y estatales competentes fomentarán programas de reintroducción de la fauna nativa desplazada en los ecosistemas conservados de la UGA **CO4:** La introducción de especies de flora y fauna exóticas en los ecosistemas conservados requerirá la autorización de la autoridad competente. **CO5:** Las actividades que se llevan a cabo en las unidades no deberán interrumpir el flujo y comunicación de los corredores biológicos. **CO6:** La autoridad estatal competente elaborará para los ecosistemas de la UGA un inventario de flora y fauna que contenga datos de distribución y demografía, entre otros, que permitirá definir la línea base o punto de partida de las acciones de conservación. **CO7:** La autoridad estatal competente realizará un monitoreo continuo de las poblaciones de especies de flora y fauna con importancia ecológica, económica y comercial. **CO8:** La autoridad estatal competente realizará estudios específicos que permitirán delimitar las áreas de reproducción de especies sujetas a status y elaborar planes de manejo para su conservación	Para el desarrollo del proyecto, previo al inicio de operaciones deberá contar con informe Preventivo, misma que deberá cumplir con sus medidas de prevención, mitigación y compensación de acuerdo a lo descrito en el Capítulo III.5.2.1 Así mismo, deberá cumplir con la Legislación aplicable para el sector hidrocarburos.
Criterios para infraestructura (IF) **IF2:** Toda obra o actividad productiva que implique cambio de uso de suelo se deberán realizar fuera de las áreas de recarga y descarga natural de los acuíferos. **IF3:** En las acciones de desmonte, excavación y formación de terraplenes para la construcción de caminos, o nuevos proyectos que modifiquen la cobertura natural se deberá evitar comprometer la biodiversidad y preservar las especies endémicas, amenazadas, en peligro de extinción o sujetas a protección especial. Se entiende que se compromete la biodiversidad cuando los cambios en la cobertura vegetal provocan fragmentación o pérdida del hábitat en el que habiten las especies, a tal grado que limiten su distribución y procesos reproductivos. **IF4:** En las áreas implicadas en la construcción de infraestructura, como puentes, bordos, carreteras (zonas de desplante, bancos de material, bancos de extracción, zonas de tiro y de campamentos. **IF5:** Los bordes de caminos rurales deberán ser protegidos con árboles y arbustos nativos. **IF6:** En las acciones para deshierbar los derechos de vía de las carreteras se deberá evitar la quema, el uso de plaguicidas persistentes y no persistentes	Debido a las condiciones actuales del sitio, no se contempla el Cambio de Uso de suelo para esta macropera.

TABLA II.2.3.2 CRITERIOS ESTABLECIDOS PARA LA UGA 18

Criterio de la UGA	Vinculación con el proyecto
(herbicidas, insecticidas y rodenticidas) para impedir la contaminación del suelo y manto freático, afectación de fauna benéfica y alteración de redes tróficas. **IF7**: No se permite la obstrucción y desviación de escurrimientos pluviales, para la construcción de obras de ingeniería con excepción de las requeridas para captación, almacenamiento y recarga de acuíferos. **IF8:** En desarrollos turísticos, la construcción de caminos, u otras obras de infraestructura deberán utilizar materiales que permitan la infiltración del agua pluvial al subsuelo, así mismo, los caminos deberán ser estables, consolidados y con drenes adecuados. **IF9**: Las autoridades competentes federal o estatal evitarán que se lleve a cabo la extracción de arena de las playas como material de construcción, relleno o para la creación de playas artifíciales.	

Fuente: POETCH, 2012.
Análisis: CSIPA, S.A. de C.V., 2018.

II.4. SI LA OBRA O ACTIVIDAD ESTA PREVISTA EN UN PARQUE INDUSTRIAL QUE HAYA SIDO EVALUADO POR ESTA SECRETARÍA.

Las obras y actividades no están previstas dentro de un parque industrial.

III. ASPECTOS TÉCNICOS Y AMBIENTALES

III.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA OBRA O ACTIVIDAD PROYECTADA.

El proyecto tiene como principal actividad la reparación mayor y actividades de reparación mayor con reentrada en el Pozo C-13 con la finalidad de realizar una re-evaluación del pozo y determinar su potencial productivo para dar continuidad a la producción de hidrocarburos característica de la macropera Catedral 1. La reparación mayor del pozo C-13 consistirá en la creación de una ventana en la estructura ya perforada para realizar un redireccionamiento con la finalidad de obtener un punto de explotación del banco de hidrocarburos presente para aprovechar la infraestructura en fuera de operación de la macropera 1, como se muestra en la figura **Figura III.1.1**.



FIGURA III.1.1. POZOS EXISTENTES EN LA MACROPERA 1

Fuente: CSIPA S.A. de C.V., 2018.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

En la Figura anterior se observa la Macropera 1, misma que cuenta con seis pozos: Nicapa 101, Catedral 1, Catedral 2, Catedral 3, Catedral 13 y Catedral 21, como se observa en la tabla **Tabla III.1.1**.

TABLA III.1.1 COORDENADAS UTM DE LA UBICACIÓN DE LOS POZOS EXISTENTES EN LA MACROPERA 1

Macropera	Nombre del pozo	Coordenadas UTM Zona 15		Estado actual
		Latitud N	Longitud W	
1	Catedral-1	Coordenadas de ubicación (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.		
	Catedral-2			
	Catedral-3			
	Catedral-13			
	Catedral-21			
	Nicapa 101			

Fuente: Diavaz Offshore S.A.P.I. de C.V., 2018.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

En la Tabla anterior, se observa las coordenadas de cada uno de los pozos existentes en la macropera 1. Mientras que en la **Figura III.1.2** se muestra la localización del Pozo C-13, dicha imagen fue tomada el 19 de junio de 2018, en la visita realizada al Área Contractual Catedral.



FIGURA III.1.2. POZO C-13

Fuente: Diavaz Offshore S.A.P.I. de C.V., 2018.
Análisis: CSIPA S. A. de C.V., 2018.

Como se observa en la figura anterior, el Pozo C-13 no presenta cobertura vegetal en el área de la macropera y principalmente de los pozos inmersos en ella. mencionados anteriormente. se encuentra dentro de la macropera 1 para el cual se realizará una reparación mayor con reentrada y sus posteriores etapas que permitan incrementar la productividad del pozo. Es importante destacar que para la reparación mayor con reentrada al pozo se movilizará el equipo de **GC-402 TD Doble Telescópico** mediante tracto camiones de diversas dimensiones para transportar la subestructura, mástil, malacate, Carrier Transportador, presa de trabajo, tanque de agua, presa auxiliar, bombas de lodos y cuarto de generadores, equipo de control de pozos, sistemas de tanques, y demás equipos auxiliares. En el **Anexo G** se muestra la Ficha del Equipo.

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 reparación, a otros vehículos que transiten por el camino.

A la llegada al sitio se descargarán los componentes, para distribuirlos conforme al Lay-out definido para el equipo de reparación como se observa en **Figura III.1.3**. Previo al inicio de reparación, se realizarán pruebas preliminares y de pre-arranque a los equipos para verificar su funcionamiento.

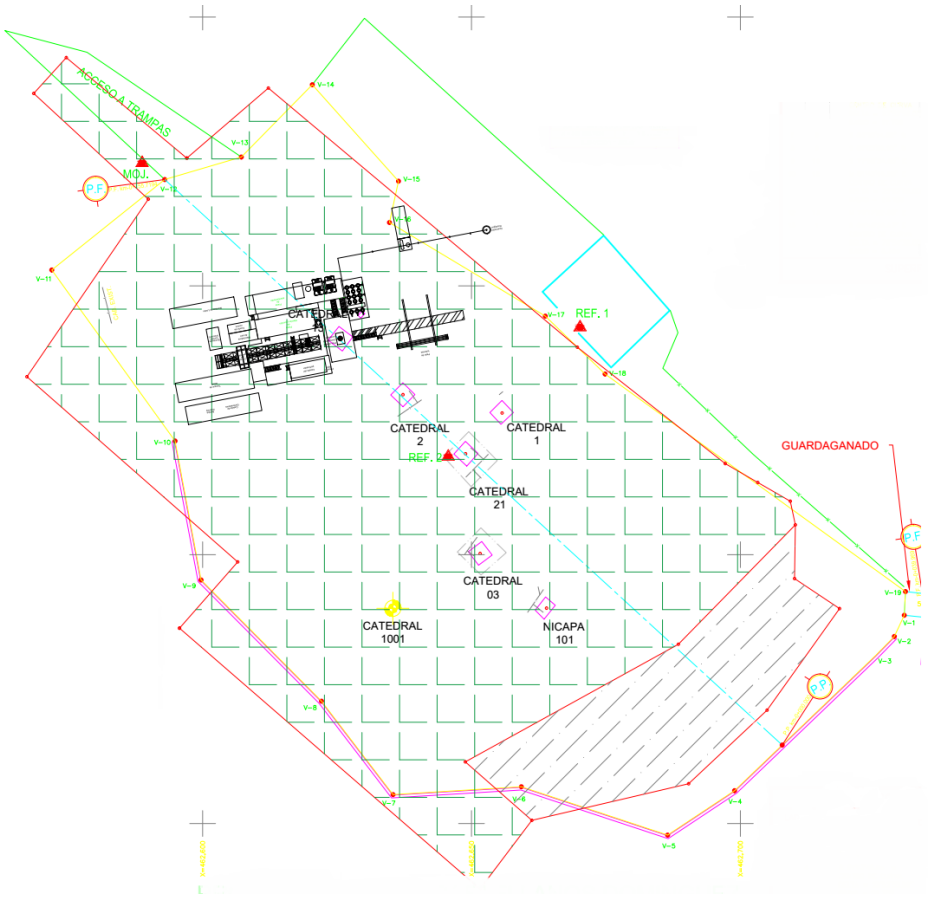


FIGURA III.1.3. DISTRIBUCIÓN DE EQUIPO DE REPARACIÓN EN EL AÉREA DEL PROYECTO (MACROPERA 1 PARA EL POZO C-13)

Fuente: Diavaz Offshore S.A.P.I. de C.V., 2018.
Análisis: CSIPA S.A de C.V.

III.1.1. Localización del proyecto

Como se indicó anteriormente, el área del proyecto está conformada por la superficie existente de la macropera 1 y la ubicación del Pozo C-13. Las coordenadas del proyecto (macropera 1 y Pozo C-13) pueden ser consultadas en la **Tabla III.1.1.1.**

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

TABLA III.1.1.1 COORDENADAS DE LA MACROPERA 1, POZO C-13.

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

Asimismo, en la **Figura III.1.1.1** se muestra la ubicación de la macropera y del Pozo C-13.



FIGURA III.1.1.1 UBICACIÓN DE LA MACROPERA 1 Y DEL POZO C-13

Fuente: CSIPA S.A. de C.V., 2018.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

III.1.2. Dimensiones del proyecto

El sitio en donde se van a desarrollar las actividades se encuentra ubicado en la macropera 1 misma que cuenta con una superficie de 11584.7584 m^2, donde se contempla la instalación del equipo GC 402 para la reparación mayor del pozo C-13 con una superficie aproximada para los equipos de 40 m x 80 m, conforme a lo establecido en el lay out de distribución de equipos, donde se contempla una superficie de acondicionamiento que servirá para instalar la infraestructura que se distribuiría, 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 reparación, línea de descargas de fluidos y demás equipos necesarios para la actividad, evitando afectar el entorno y las áreas de seguridad de los pozos vecino al pozo C-13 a fin de prevenir los riesgos asociados a ello. Posterior a ello, se realizará la etapa de operación, mantenimiento, desmantelamiento y abandono del sitio.

III.1.3. Características del proyecto

El Proyecto Pozo C-13 se divide en etapas, mismas que consisten en lo siguiente: se realizará la reparación mayor con reentrada al pozo; posterior a ello se realizará la evaluación del comportamiento de producción del mismo, en caso de ser factible el pozo entrará en operación de producción, se le dará mantenimiento y por último su desmantelamiento y abandono cuando termine su vida productiva y se decida dicho abandono.

Para la etapa de reparación se contempla una superficie aproximada de 40 m x 80 m, dicha superficie permitirá maniobrar adecuadamente la instalación de los equipos en el Pozo C-13 como se observa en la **Figura III.1.3.1.**

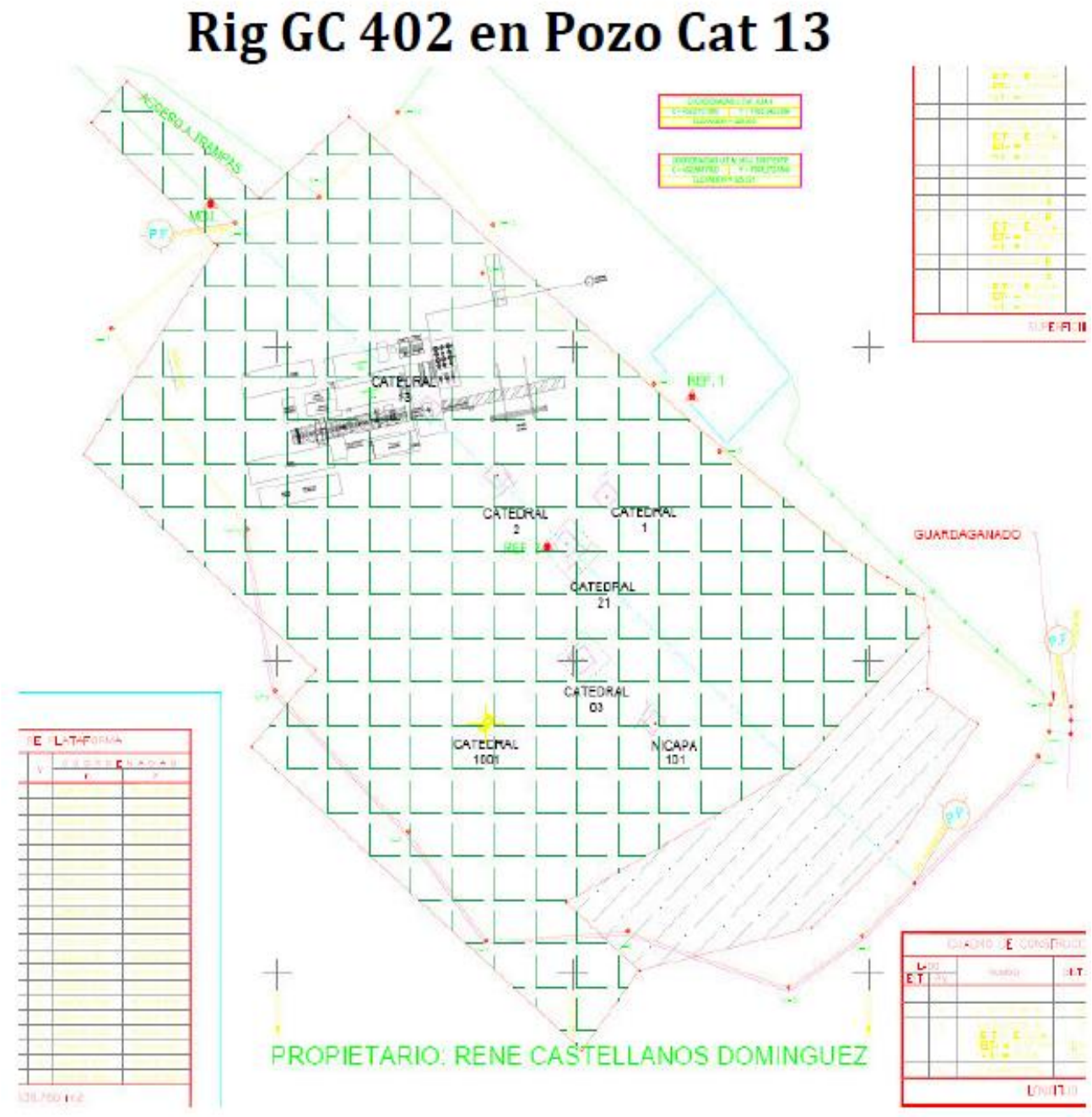


FIGURA III.1.3.1 DISTRIBUCIÓN DE EQUIPO DE REPARACIÓN EN EL AÉREA DEL PROYECTO POZO C-13

Fuente: Diavaz Offshore S.A.P.I. de C.V.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

III.1.4. Uso actual del suelo en el sitio seleccionado

De acuerdo con INEGI y su carta de Usos de Suelo y tipos de Vegetación (USV), serie VI (2016), en el Área Contractual Catedral existen Asentamientos Humanos, Vegetación Secundaria Arbórea de Selva Alta Perennifolia, Vegetación Secundaria Arbustiva de Selva Alta Perennifolia, Pastizal Cultivado y Agricultura de Temporal Permanente; mismos que se aprecian mejor en la **Tabla III.1.4.1 y Figura III.1.4.1.**

En el **Anexo F** se muestra a escala adecuada la cartografía utilizada en el presente Informe Preventivo.

TABLA III.1.4.1 SUPERFICIE DE LOS USV EN EL PREDIO ÁREA CONTRACTUAL CATEDRAL

Usos de Suelo y tipos de Vegetación		Superficie	
Descripción	Clave	Km^2	%
Asentamientos Humanos	AH	1.64	2.83
Vegetación Secundaria Arbórea de Selva Alta Perennifolia	VSA/SAP	14.16	24.41
Vegetación Secundaria Arbustiva de Selva Alta Perennifolia	VSa/SAP	0.53	0.91
Pastizal Cultivado	PC	32.88	56.69%
Agricultura de Temporal Permanente	TP	4.31	7.43%
Sin vegetación aparente.	DV	4.48	7.73%
Total		58	100%

Fuente: Serie VI Carta Uso de Suelo y Vegetación, INEGI, 2016

Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

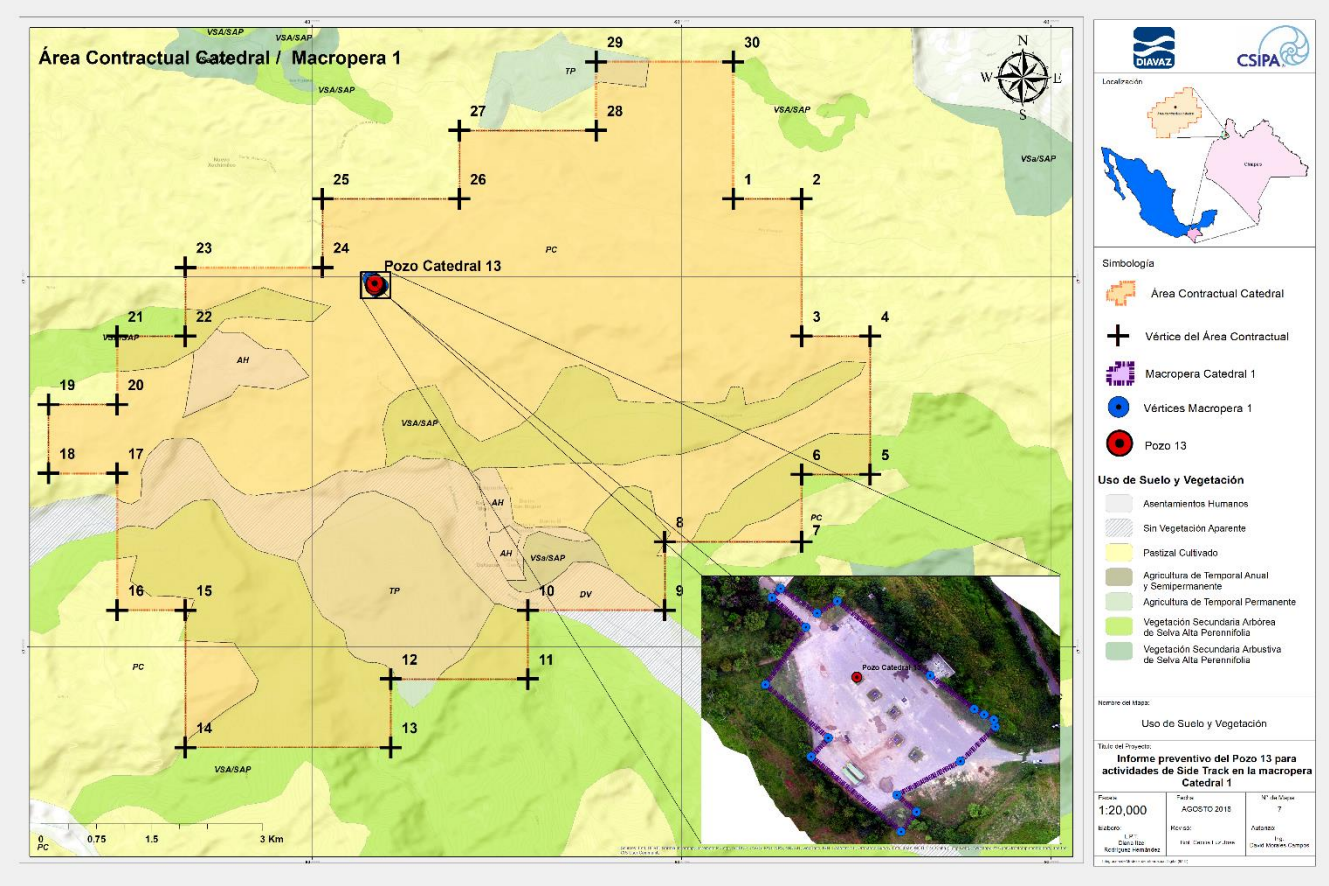


FIGURA III.1.4.1 DISTRIBUCIÓN DE LOS USV EN EL PREDIO ÁREA CONTRACTUAL CATEDRAL

Fuente: Diavaz Offshore S.A.P.I. de C.V., 2018.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

El proyecto Pozo C-13 de acuerdo con la capa de USV se ubica en área de pastizal cultivado, lo cual fue corroborado con la visita de campo y el vuelo con dron realizado en la superficie del proyecto, cabe señalar que en la macropera 1 no se encuentra vegetación abundante; únicamente se puede apreciar pastizal cultivado en su gran mayoría. (**Figura. III.1.4.2**)



FIGURA. III.1.4.2 VISTA AÉREA DE LA VEGETACIÓN EN ÁREA DEL PROYECTO POZO C-13

Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

III.1.5. Programa 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. 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 y tramitología de permisos, autorizaciones, licencias y demás trámites aplicables, para dar inicio a la reparación. A continuación, se presenta el cronograma de actividades para la reparación del pozo Catedral 13 (ver **Tabla.III.1.5.1**).

TABLA.III.1.5.1 CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES GENERALES PARA EL POZO C-13

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

En la Tabla anterior, se observa los tiempos estimados para realizar las actividades de reparación del pozo. Aunado a esto, en caso de que los resultados de la evaluación sean positivos y se determine el incremento de la producción del pozo se procederá a la etapa de operación del pozo, mantenimiento, desmantelamiento y abandono.

III.1.6. Selección del sitio

El Área Contractual Catedral 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-L06-A1/2015 (Ver **Anexo E**), por lo cual los criterios de selección del sitio dependen de los estudios de valoración y viabilidad de la reparación y producción de dicho pozo así como del campo petrolero.

De acuerdo a la información preliminar de carácter geológico y petrolero de la que dispone la Promovente, el yacimiento productor del Campo Catedral lo constituyen Carbonatos de edad Cretácico. Derivado de un análisis sedimentológico – diagenético, se observó la presencia de espesas sucesiones de carbonatos asociados a una paleo-plataforma carbonatada aislada (Plataforma Artesa Mundo Nuevo) desarrollada a partir del Cretácico Temprano. Los estudios realizados para verificar la factibilidad del campo, consisten en una caracterización integral de yacimientos aplicada al área. En la **Figura III.1.6.1** se ilustra el diagrama de flujo que resume la metodología empleada para la caracterización estática y dinámica de los yacimientos que se encuentran en el Área Contractual Catedral.

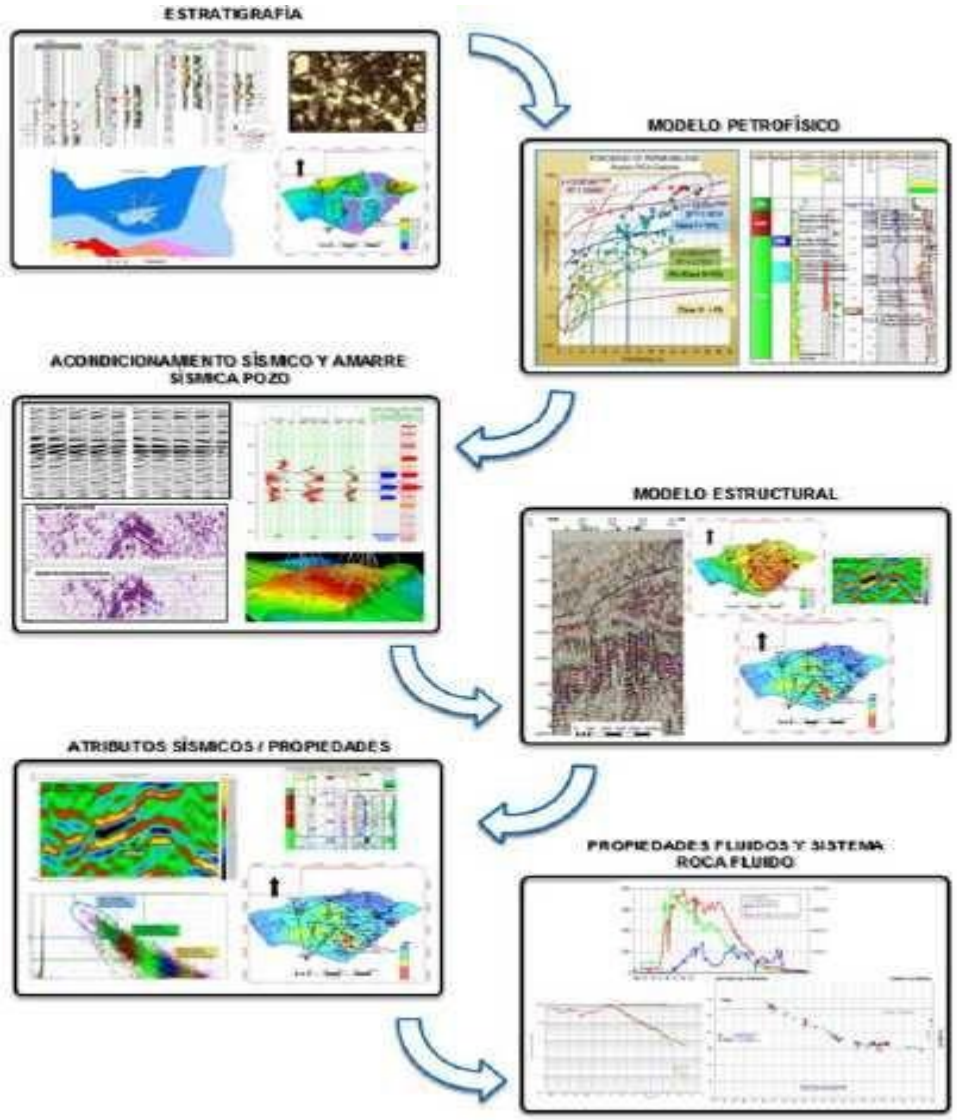


FIGURA. III.1.6.1. DIAGRAMA DE FLUJO DE ESTUDIOS

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

Otros de los criterios que se tomaron en cuenta para la selección del sitio, es la ubicación de un punto de reparación tal, que no requiriese de crear una nueva pera o localización del equipo de reparación 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.1.6.1. Caracterización del yacimiento

Los estudios de caracterización de yacimientos son esenciales para la selección del sitio para la reparación, e incluyen la integración de la siguiente información: sísmica 3D, registros geofísicos existentes, datos de producción, presiones, características de fluidos, información técnica adicional requerida a CNH, entre otras. Información que la CNH entregó a La Promovente, estos estudios fueron elaborados previamente por PEP. La integración de esa información permitirá avanzar con calibración de datos sísmicos, procesos de inversión sísmica elástica y de velocidades, generando cubos de propiedades litológicas y petrofísicas.

En el proceso de caracterización se considera la utilización de metodologías y flujos de trabajos desarrollados por la Promovente, aplicando atributos sísmicos que permitirán resaltar discontinuidades estructurales y estratigráficas, que aportan mayores elementos para sustentar la interpretación de los horizontes y fallas de interés; así como la Integración de elementos importantes del modelo geológico, sedimentológico y análisis petrofísico avanzado especialmente enfocado para yacimientos carbonatados; junto con análisis de ingeniería de yacimientos y de fluidos. Todo lo anterior con el objetivo de reducir la incertidumbre, para la ubicación y reparación de los prospectos considerados dentro del Plan de Evaluación y de Desarrollo, con el objeto de incrementar el conocimiento del área para generar un modelo geológico más acertado.

El control geológico es una herramienta fundamental en la reparación de pozos, y tiene por objeto mitigar riesgos operativos, adelantarse a situaciones imprevistas y llevar control de las operaciones. Basado en lo anterior, en la fase de diseño de pozos se elaborará un catálogo de muestras de canal utilizando información de pozos existentes, con la participación de especialistas en sedimentología, lo que permitirá estructurar el catálogo con fotografías y descripción de la columna geológica probable, a encontrar durante la reparación, facilitando la interpretación en campo.

En la secuencia de actividades se desarrolló una fase de revisión de la información para el diseño de pozos, en donde se incluyeron estudios de geopresiones y gradiente de fractura, utilizando la información previamente existente de la sísmica 3D acondicionada, sentando las bases para ubicar de manera definitiva los prospectos a perforar y proceder con las actividades operativas. En base a estos estudios, se determinó perforar un nuevo pozo Catedral 13 dentro de la Macropera Catedral 1, ubicado de manera estratégica.

III.1.7. Actividades previas a la reparación

III.1.7.1. Levantamiento y trazos topográficos para plataforma y camino de acceso

Para el levantamiento topográfico se utilizarán los componentes técnicos que se observan en la **Tabla III.1.7.1.**

TABLA III.1.7.1 COMPONENTES TÉCNICOS PARA EL LEVANTAMIENTO TOPOGRÁFICO

Unidades	Componentes técnicos
1	Unidad ligera de transporte de personal
2	Equipo de comunicación
1	Detectores de Gas
1	Cuadrilla con equipo de topografía (estación total, nivel, etc.)
3	Equipo y Herramienta menor

Fuente: Diavaz Offshore S.A.P.I. de C.V., 2018.

Se espera que las actividades de levantamiento topográfico, no generen afectaciones a los componentes ambientales, dado que son realizadas a pie, dentro de áreas previamente afectadas y no incluyen el uso de sustancias peligrosas o de actividades que generen impactos adversos.

III.1.7.2. Mecánica de suelos.

Se realizará una supervisión previa del polígono a utilizar para el Pozo C-13, para examinar superficialmente las áreas donde se presenten deformaciones considerables, asentamientos, baches y características superficiales de la superficie de rodamiento de la plataforma, así como las áreas de inestabilidad por filtraciones de agua, zanjas de escurrimiento y arroyos. Con esta supervisión se determinan los puntos donde es necesario obtener las muestras representativas del suelo que se someterán a pruebas de laboratorio de mécanica de suelos.

Los parámetros a evaluar en Laboratorio de Mecánica de Suelos, serán determinantes para dar consistencia y fuerza al acondicionamiento de la plataforma, y son los siguientes:

- Peso Volumétrico Seco Máximo (Proctor Estándar).
- Prueba de Valor Relativo Soporte.
- Limite Plástico.

III.1.7.3. Rehabilitación de plataforma.

Se ejecutará rehabilitación de la Macropera Catedral 1, debido a que la superficie con la que cuenta es irregular y en la mayoría de los casos, no tiene una conformación adecuada ni la superficie necesaria para el acceso y colocación del equipo. Dicho acondicionamiento, considera el estudio de mecánica de suelos necesario para garantizar una conformación adecuada, que resista las actividades que se pretenden realizar y que coadyuve a proporcionar una compactación tal, que evite que potenciales derrames y liberaciones de materiales y residuos, pudieran infiltrarse en el suelo.

La maquinaria a utilizar para las actividades, comprende una motoconformadora, un vibrocompactador, una retroexcavadora, una pipa para transporte de agua con un dispensador y camiones de volteo para el acarreo del material de banco y un par de vehículos para transporte de personal, los cuales operaran en buenas condiciones, así como también cumplirán con el uso de matachiapas como medida de seguridad y asimismo, el personal encargado de las actividades, contará con capacitación en temas relativos a la seguridad industrial y operativa, en particular relacionada con el movimiento de maquinaria y detección de gases como el H_2S, de igual manera se sujetaran a las medidas para el buen manejo de la vegetación y el respeto a su integridad y el trato digno a la fauna silvestre, ya que La Promovente lo ha instituido la obligación de esa capacitación, como una condición para poder desarrollar labores en sus instalaciones, obras o actividades.

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

Como medida de prevención, la maquinaria transitara a 2 m de distancia de los contrapozos y líneas de producción. 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.

Los insumos de material pétreo, vendrán de bancos de materiales cercanos al Proyecto autorizados por la CONAGUA.

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.

III.1.7.4. Relleno y nivelación del área del proyecto.

Se procede a la carga del material de revestimiento al camión de volteo con un cargador frontal, procurando no 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/hr.

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.

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

El agua usada para esta actividad de compactación será transportada en pipas desde una toma de agua o pozo autorizado, verificando para ello que el proveedor garantice que el agua cumpla con la calidad necesaria para este uso. Estos registros y autorizaciones, se conservarán en el sitio de trabajo.

También se efectuará una adecuación al contrapozo existente para la colocación del equipo de Reparación en condiciones seguras para su operación.

III.1.8. Rehabilitación

III.1.8.1. Recepción de la localización.

Se contará con el área necesaria y debidamente acondicionada para la instalación de la infraestructura del equipo de reparación, así como de las áreas para ejecutar intervenciones u operaciones no contempladas en el proyecto original, y las requeridas para atender contingencias, como son aquellas dispuestas a manera de abanicos, que permiten las maniobras de vehículos y acceder al camino de acceso o bien, ingresar a la plataforma de reparación.

Las actividades que comprende la recepción de la localización son:

- Verificación de la ubicación.
- Verificación del camino de acceso.
- Verificación de condiciones, dimensiones y orientación.
- Verificar nivelación del terreno.
- Verificar compactación del terreno.
- Señalamientos de acceso a la localización, así como aquellos prohibitivo, preventivo e informativos que sean necesarios.
- Señalamientos de identificación de peligros inherentes a actividades del pozo.
- Resguardos de los pozos preexistentes, ubicados dentro de la misma macropera.
- Condiciones de la cerca perimetral.

III.1.8.2. Instalación de Equipo

Para el desarrollo de esta etapa se contará con 7 tracto camiones quinta rueda con remolque tipo low boy, 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 La Promovente, 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 y consumibles de oficina.

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

A continuación, se enuncian los pasos para la instalación del equipo de los trabajos de re-entrada con sus equipos auxiliares.

- 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.
- Se procederá a izar subestructura, instalando carrier con mástil y empernando mástil a subestructura.
- Se conectarán líneas del stand pipe.
- Se procederá a preparar líneas de acero de las llaves, winche del chango, Man rider todo por la parte interior del mástil.
- Se conectará alumbrado del mástil, calentador del chango, sistema de voceo, cámara y sensor de la corona.
- Se proseguirá a Instalar línea de Izaje en el top drive, bridas de Izaje, checando que las líneas estén en las poleas.

- Se levantará la segunda sección (telescópica) del mástil, no más de 6” y se meterán los candados o pernos de seguridad.
- Se proseguirá a Izar segunda sección (telescópica) de la torre y empernar la primera sección.
- Se colocarán las bridas de Izaje y levantará Top drive al punto superior y se empernará.
- Se continúa izando el mástil liberando presión de los gatos de Izaje, usando el control remoto.
- Para izar mástil, se asegurarán charolas, barandal de generador 2 y para-rayos.
- Se Izará el marco de alumbrado, verificando que estén libre los soportes del mástil.
- Se instalarán sensores de tensión en ancla y asegurará que el sensor manual este instalado.
- Se prosigue a izar cobertizos en presas y separador de gas/lodo.
- Se instalarán las líneas hidráulicas de Top –Drive.
- Se continúa instalando cableado de caseta de perforador hacia al carrier y subestructura.
- Se colocará cable del sistema de ascenso y descenso balanceado “contrapeso”.
- 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 Lay-out.
- Al término se realizará check list (lista de revisiones) para verificar la instalación y distribución final del equipo, y se realizaran pruebas de pre-arranque para evitar inconvenientes.

III.1.9. Etapa de operación de la reparación.

La operación de re-entrada debe ser planeada y ejecutada de tal manera que se efectúe en una forma segura y eficiente, para que finalmente se obtenga un pozo al mínimo costo y que permita conducir de manera eficiente, los hidrocarburos a la superficie. El proceso de re-entrada consiste en crear una ventana de un pozo ya existente con el objetivo de reducir costos aprovechando las etapas superficiales e intermedia ya construidas. Para esto se deberá recuperar el aparejo de producción y escarear el pozo. Los intervalos descubiertos deberán ser aislados mediante tapones de cemento. Posteriormente se usará la herramienta whipstock conformada por la cuchara desviadora y la sarta con el tren de fresadoras. La cuchara será anclada aproximadamente a 1800 m, se probará la hermeticidad del tapón y la tubería de revestimiento y se conformará la ventana. Se rebajarán 10 m aproximadamente de formación y se levantará la sarta hasta superficie.

De manera general podemos dividir las operaciones de re-entrada en los siguientes pasos:

Nodo 1.- Etapas del pozo

Etapa de **5 7/8”**

Nodo 2.- Terminación de pozo

Nodo 3.- Desmantelamiento de equipo.

Para la etapa de la re-entrada, del equipo a usar se contará con un montacargas para transporte de materiales e insumos en pequeñas cantidades.

Los insumos a emplear durante este proceso serán:

- Lodos
- Barita
- Agua
- Bentonita
- Sosa caustica
- Reductor de filtrado

- Viscosificante
- Controlador de Ph
- Detergente
- Lubricante
- Cloruro de Potasio
- Lignito
- Diésel
- Cloruro de Calcio
- Cal
- Emulsificante primario
- Emulsificante secundario

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

- Extraer el residuo o escombro de la re-entrada.
- Refrigerar la herramienta de corte.
- Sostener las paredes del pozo.
- Estabilizar la columna y la sarta.
- Lubricar el rozamiento de esta con el terreno.

El equipo de reparación está constituido por los componentes técnicos presentados en la **Tabla III.1.9.1**.

TABLA III.1.9.1 COMPONENTES TÉCNICOS DEL EQUIPO DE REPARACIÓN A EMPLEAR

	Tipo de equipo:	**Descripción: telescópico doble rango II**
1.1	Doble Telescópico	
1.2	Capacidad (HP)	900 HP
1.3	Max. profundidad de perforación (m)	3,700 m (12,140 ft)
2	**Cuadro de maniobras (drawworks):**	
2.1	Marca	Iri International

TABLA III.1.9.1 COMPONENTES TÉCNICOS DEL EQUIPO DE REPARACIÓN A EMPLEAR

	Tipo de equipo:	**Descripción: telescópico doble rango II**
2.2	Modelo	2346
2.3	Potencia (HP)	900 HP
2.4	Tensión Máxima (lbs)	479,000 lbs
2.5	Cable (pulg)	1 1/8”
2.6	Sistema de Transmisión	Allison, Modelo AS5600
2.7	Sistema de Freno principal	Mecánico (Cinchos)
2.8	Sistema de freno auxiliar	Eaton, Modelo WCB-236
3	**Tambor de piston (catworks):**	
3.1	Diám. cable (diám pulg), Long. (m)	1 1/8” (28.6 mm), 1,524 m (5000 ft)
4	**Motores del cuadro de maniobras**	
4.1	Cantidad	2 x Caterpillar
4.2	Tipo	3406-E
4.3	Capacidad (HP)	900 HP
5	**Mastil**	
5.1	Marca	Iri International
5.2	Tipo	Mastil Telescópico doble
5.3	Altura	117 ft (35.65 m)
5.4	Capacidad nominal (lbs)	400,000 lbs. (180 Ton)
6	**Subestructura**	
6.1	Marca	Iri Ideco
6.2	Modelo	Telescoping Tee
6.3	Capacidad portante (lbs)	350,000 lbs.
6.4	Ancho	4.35 m
6.5	Largo	7.93 m
6.6	Altura del piso	5.3 m (17.3 ft)
6.7	Altura libre	3.65 m (12 ft)
6.8	Carga Combinada (DP + TR)	650,000 lbs. (295 Tons)
7	**Bloque viajero y gancho (top drive)**	
7.1	Capacidad: (tons) ton mínimo	250 Tons (550,000 lbs) Top drive
7.2	# Líneas	8 Líneas
8	**Corona**	
8.1	Máxima capacidad de carga (tons)	180 Tons (400,000 lbs)
8.2	# Líneas	10 Líneas

TABLA III.1.9.1 COMPONENTES TÉCNICOS DEL EQUIPO DE REPARACIÓN A EMPLEAR

	Tipo de equipo:	**Descripción: telescópico doble rango II**
8.3	Peso (tons)	180 Ton
9	**Gancho**	
9.1	Peso (tons)	250 Ton
10	**Cabeza de inyección (swivel)**	
10.1	Capacidad: (tons)	N/A Top drive
11	**Juego de piernas (links)**	
11.1	Juego Largo	1 par de piernas ajustables, marca BJ (Longitud 3 ¾" x 100")
11.2	Juego Corto	N/A
12	**Standpipe**	
12.1	# Líneas	1 línea
12.2	Diámetro (pulg)	4" de diámetro
12.3	Presión de trabajo	5,000 psi (340 atm)
13	**Top drive**	
13.1	Capacidad (tons)	250 Ton
13.2	Potencia (HP)	475 HP
13.3	Peso (Lbs)	8,000 Lbs
13.4	Longitud (pulg)	173"
13.5	Ancho (pulg)	33"
13.6	Torque de perforación continuo máx (pie-Lb)	21,000 ft/lb
13.7	Torque de apriete/desconexión (pieLb)	23,500 ft/lb
13.8	Velocidad Máxima (RPM)	170 RPM
13.9	Diámetro interno (pulg)	2.25 in
13.1	Conexión	NC 40
14	**Bombas de lodo**	
14.1	Marca	BPMMP
14.2	Modelo	F-1000
14.3	Tipo	Triplex
14.4	Diámetro	4 ½" a 6 ¾"
14.5	Carrera	10"
14.7	Modelo de Motor	Caterpilar 3508DITA
14.8	Potencia (HP)	760 HP
14.9	R.P.M.	140 RPM

TABLA III.1.9.1 COMPONENTES TÉCNICOS DEL EQUIPO DE REPARACIÓN A EMPLEAR

	Tipo de equipo:	**Descripción: telescópico doble rango II**
14.1	Cantidad de Bombas:	2 bombas F-1000
15	**Tanques de lodo (mud tanks)**	
15.1	Dimensiones	Succión 3.67 m x 11 m x 1.88 m, Asentamiento 3.85 m x 13.70 m x 1.83 m
15.2	Capacidad (Bbls)	850 bbl (134.7 m3)
16	**Equipo de mezclado**	
16.1	Descripción general	2 pzs Bombas Mission Magnum 6” x 8”x14”, Con motor eléctrico 75 HP, 1800 Rpm
17	**Agitadores**	
17.1	(Descripción detallada)	Agitadores con motor eléctrico de 10 HP
18	**Tanque de viaje (trip tank)**	
18.1	Dimensiones	
18.2	Capacidad (Bbls)	35 bbl (5.5 m3)
19	**Tanques adicionales (diesel/agua)**	
19.1	Capacidad (Bbls)	Tanque de diésel 154 bbl (24.5 m3)
19.2	Capacidad (Bbls)	Tanque de Agua 440 bbl (70 m3)
20	**Desarenador (desander)**	
20.1	Capacidad de procesamiento (GPM)	N/A (Mud Cleaner)
20.2	Bomba centrífuga	N/A
20.3	Motor Eléctrico (HP)	N/A
21	**Desilter**	
21.1	Capacidad de procesamiento (GPM)	N/A (Mud Cleaner)
21.2	Bomba centrífuga	N/A
21.3	Potencia Motor eléctrico (HP)	N/A
22	**Desgasificador (vacuum degasser)**	
22.1	Capacidad de procesamiento (GPM)	580 GPM
22.2	Bomba centrífuga	Impelente de 11”
22.3	Potencia Motor eléctrico (HP)	10 hp
23	**Temblorinas (shale shaker)**	
23.1	Tipo de Sistema	Zaranda Marca Brandt Modelo King Cobra
23.2	Capacidad de procesamiento (GPM)	1000 GPM
23.3	Provisión de Mallas #	API 80, API 120, API 140, API 180 Y API 230
24	**Separador de gas vertical (poor boy degasser)**	

TABLA III.1.9.1 COMPONENTES TÉCNICOS DEL EQUIPO DE REPARACIÓN A EMPLEAR

	Tipo de equipo:	**Descripción: telescópico doble rango II**
24.1	Diámetro(pulg)	36 plg de diámetro
24.2	Altura (m)	6.5 m
24.3	Sello Hidráulico 3 (m)	3.05 m
25	**Línea de flote (Flow line)**	
25.1	Diámetro (pulg)	6”
26	**Tren de preventores**	
26.1	SENCILLO (Rams de tubería) 11"-5M	BOP Sencillo de 11” 5 M, marca Shaffer tipo LWS
26.2	DOBLE (Rams de tubería, rams de corte) 11"-5M	Bop Doble de 11” 5 M, marca Shafer tipo LWS
26.3	ANULAR -11"- 5M	Bop Anular de 11” 5M, marca Shaffer tipo GK
26.4	Facilidades para instalación de Cabeza Rotatoria	SI, se puede instalar cabeza Rotatoria siempre y cuando no se contemple el preventor sencillo en el stream
27	**Sistema de diverter**	
27.1	Diámetro de salida mínimo 6"	N/A
27.2	Derivaciones al desgasificador vertical o cajón Shakers y a la fosa	N/A
27.3	Accesorios varios (flanges, válvulas de acc. Hidráulico, etc)	N/A
28	**Múltiple de estrangulación (choke manifold)**	
28.1	Descripción general	Choke Manifold de 3 1/16” 10 M, de 19 válvulas (Choke manual e Hidráulico).
29	**Acumulador (control unit bop):**	
29.1	Marca	ECS (Electronic Control System)
29.2	Modelo	5150B2APPLC
29.3	Nro de salidas	6 salidas
29.4	Cantidad de Botellas	10 Botellas
29.5	Capacidad (Gal)	220 Gal
29.6	Sistemas de Bombeo	Bomba triplex con motor eléctrico 30 hp
30	**Unidad de control a distancia (remote control unit)**	
30.1	Ubicación	En la caseta de perforación (Dog House)
31	**Tubería de perforación**	
31.1	Diámetro interior (pulg)	2.151”,2.125” y 2.5625”

TABLA III.1.9.1 COMPONENTES TÉCNICOS DEL EQUIPO DE REPARACIÓN A EMPLEAR

	Tipo de equipo:	**Descripción: telescópico doble rango ll**
31.2	Diámetro exterior (pulg)	2 7/8” WT26, 2 7/8 NC31 y 4”
31.3	Peso (Lbs/pie)	10.4 lb/ft, 6.85 lb/ft y14 lb/ft
31.4	Grado	X-95, G-105 Y G-105
31.5	Rosca	WT26, NC31 Y NC-40
31.6	Última Inspección	Diciembre 2017
31.7	Cantidad	1650, 460 Y 3600 m
32	**Lastrabarrenas (drill collars)**	
32.1	Diámetro interior (pulg)	2 5/16”, 2 13/16” y 2 13/16”
32.2	Diámetro exterior (pulg)	3 1/8”, 4 ¾”, 6 ½” y 8”
32.3	Peso (Lbs/pie)	21.65 lb/ft, 47 lb/ft , 91.81 lb/ft y 152.26 lb/ft
32.4	Grado	N/A
32.5	Rosca	2 3/8 reg, NC-38(3 ½” IF), NC-46 (4” IF) y 6 5/8 Reg
32.6	Última Inspección	Diciembre 2017
32.7	Cantidad	12 / 12 / 6 / 3
33	**Tubería extrapesada (heavy weight)**	
33.1	Diámetro interior (pulg)	2 11/16”
33.2	Diámetro exterior (pulg)	4”
33.3	Peso (Lbs/pie)	28 lb/ft
33.4	Grado	N/A
33.5	Rosca	NC-40 (4” FH)
33.6	Última Inspección	Diciembre 2017
33.7	Cantidad	15 Tramos
34 consola del perforador:		
34.1	Indicador de peso	MD TOTCO, 0-330000 Lbs
34.2	Torque de apriete de herramientas	Martin Decker 0-20000 lb/ft
34.3	Torque de mesa rotaria	Petroleum Instrument 0-500 unidades
34.4	Contador de emboladas	Swaco
34.5	Presión stand pipe	Indicador de 0 a 5000 psi
34.6	Contador de RPM mesa rotaria	Sensor inductivo: resistencia a las vibraciones 55hz (1 mm), resistencia al choque 30g (11ms), clase de protección IP67. Interruptor límite: 120v, UL, SA, CE, CLASE 9007, tipo C
34.7	Torque y RPM / TOP DRIVE	Sensor hidráulico de 0 a 5000 psi para torque y sensor inductivo resistente a la vibración para RPM
34.8	Registrador de Perforación	Pason

TABLA III.1.9.1 COMPONENTES TÉCNICOS DEL EQUIPO DE REPARACIÓN A EMPLEAR

	Tipo de equipo:	Descripción: telescópico doble rango II
35	PERFORADOR AUTOMÁTICO	N/A
36	**Equipos de seguridad**	
36.1	Extintores de fuego	12 pzs de PQS 9 kg, 3 pzs de CO_2 9 kg y 1 de carretilla de PQS 70 kg
36.2	Sistema de arresto de caídas y tránsito horizontal del chango tipo latchway o evolution	Sistema de arresto de caídas tipo retráctil y anclaje con doble cola. Sistema de arresto de caída del Piso al Changuero se cuenta con retráctil y equipo auxiliar torpedo.
36.3	Equipamiento de primeros auxilios	1 Camilla de tabla rija, 1 camilla tipo canastilla, férulas, collarín, sujetador de cráneo, tanque de oxígeno o resucitador, botiquín de primeros auxilios, arnés de sujeción de cuerpo completo a camilla (araña).
36.4	Racks de tubería (pipe racks)	4 Rack´s de tubería (Tipo cesta)
36.5	Herramientas manuales	Llaves de apriete de tubulares HT-55, Cuñas para TP DGS-4, DGC-4 Y SDHL, Collarines de seguridad y de arrastre.
36.6	Bomba de prueba de BOP	Unidad de pruebas hidrostáticas Marca NOV, modelo SE-10T, Presión de trabajo: 10 000 psi
36.7	Charola Ecológica	Charola ecológica (abajo del piso de trabajo para Recolección de fluidos de perforación). Entrada para conectarse a 27 1/2""
36.8	Lay-out del equipo (con dimensiones)	En Formato digital
36.9	Alarma ó bocina de emergencia	Sistema de alarma y voceo Marca Gaytronic, 50-60 Hz, Clase 1 División 1
36.1	Sistema de detección de H_2S *	Sistema detector de gas sulfhídrico (H_2S) equipado con alarma audible, -1 PPM HASTA 100 PPM
36.11	Sistema de detección de mezcla explosiva (boca pozo, temblorinas y Tanques, con alarma sonora y luminosa)	Sistema Pason, con alarma Sonora y luminosa
37	**Circuitos periféricos**	
37.1	Almacenamiento de agua potable y diésel	Tanque de Diesel 154 bbl (24.5 m3),Tanque de Agua 440 bbl (70 m3)
37.2	Sistema de generación de potencia	2 Generadores Caterpillar SR4B de 320 KVA
37.3	Sistema de compresores de aire	2 compresores de aire, Marca Sullivan Palatek, 125 psi, 120 CFM
37.4	Sistema SCR	N/A
37.5	Sistema de iluminación	Sistema de alumbrado para el equipo de perforación. Consta de 92 pzs de diferentes marcas y modelos (xp800, mar 800, 400w, 1000w, tipo almacén)
37.6	Sistema de iluminación de emergencia	Lámparas de 4 ft

Fuente: Diavaz Offshore S.A.P.I. de C.V., 2018.

De igual forma se contará con oficinas y dormitorios móviles, baños para uso del personal en sitio, almacén temporal de residuos peligros, de manejo especial y sólidos urbanos, taller de soldadura, taller de pintura y comedor. **Ver Figura III.1.3.1** Distribución de las Áreas del equipo de reparación.

Cada uno de los componentes cuenta con diversas funciones que se muestran de la **Tabla III.1.9.2 a la III.1.9.8**.

TABLA III.1.9.2 FUNCIONES DE LOS COMPONENTES DEL EQUIPO DE REPARACIÓN

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 eléctricos	Transmisión de energía mecánica para accionar el malacate y rotaría

Fuente: Diavaz Offshore S.A.P.I. de C.V., 2018.

TABLA III.1.9.3 ÁREA DE MANEJO DE TUBERÍA DE REPARACIÓN 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., 2018.

TABLA III.1.9.4 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., 2018.

TABLA III.1.9.5 ELIMINADORES DE SÓLIDOS

Equipo	Función
Temblorina	Para la eliminación (Separación) por tamizado, de los recortes del fluido de perforación que sale 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., 2018.

TABLA III.1.9.6 SISTEMA DE CONTROL DE BROTES

Equipo	Función
Conjunto de Preventores BOP´s	Para el cierre y aislamiento del pozo en caso de una manifestación (brote) no controlada por medio del sistema del fluido de perforación. En el **Anexo H** se presenta dicho procedimiento.
Bomba para operar BOP´s (Preventores)	Para accionar los Preventores del sistema de control de brotes, mediante energía hidráulica.
Líneas de inyección (Stand-pipe y línea de matar)	Para la inyección de fluidos de perforación a alta presión hacia el pozo con el objetivo de controlar una manifestación (brote) de este.

Fuente: Diavaz Offshore S.A.P.I. de C.V., 2018.

TABLA III.1.9.7 ÁREA DE ALIVIO DE PRESIÓN

Equipo	Función
Líneas de estrangulación	Para la conducción de fluidos de perforación a alta presión del pozo al ensamble de estrangulación, en caso de una manifestación (brote), del pozo.
Ensamble de estrangulación	Para la reducción de la presión del fluido de perforación, proveniente del pozo en caso de una manifestación (brote) de éste.

Fuente: Diavaz Offshore S.A.P.I. de C.V., 2018.

TABLA III.1.9.8 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, 2018	

Fuente: Diavaz Offshore S.A.P.I. de C.V., 2018.

La reparación mayor se dividirá en 2 etapas y los diámetros de tubería que se utilizarán dependen de ello, la duración total de la reparación, abarcará un periodo de 25 días, alcanzando una profundidad hasta de 2,700 m aproximadamente. A continuación, se muestra el número de etapas con sus barrenas a utilizar, para la re-entrada del pozo Catedral 13.

TABLA III.1.9.9 ETAPAS DEL POZO

Etapa	Diámetro Barrena	Diámetro TR pg	Profundidad mD	Libraje lb/pie	Grado de Acero	Objetivo
Re-entrada		7”	2,170	35	N-80	Aislar la zona de alta presión. Tener la integridad necesaria para la siguiente etapa.
	5”	5”	2,862	18	N-80	Cubrir la zona productora, dejando TR corta con las mejores características para la producción del pozo.

Nota: TR: Tuberia de Revestimiento; **pg**: Pulgadas; **mD**: Metros desarrollados; **lb:** Libra.
Fuente: Programa de Reparación Mayor Catedral 13, DIAVAZ 2018.

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

TABLA III.1.9.10 POSIBLES PROBLEMAS Y ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN POR ETAPA

Etapa	Barrena (pg)	Prof. (mv)	Problemática	Alternativas de Solución
Re-entrada		2,170	- Resistencias, Fricciones, y Atrapamientos. -Pega de sarta por empacamiento	El fluido a utilizar será de emulsión Inversa de 1.15 gr/cm³. Abrir TR 7” en la cima del Cretácico con apoyo del seguimiento de los Geólogos. Se recomienda bombear baches relajados y rotación de la sarta para lograr la turbulencia, levantando los sólidos y posteriormente bombear baches viscosos para acarrear los sólidos a superficie. Priorizar las buenas prácticas de operación.
	5”	2,862	Pérdidas de Circulación.	El fluido a utilizar será de Emulsión Inversa de 0.95 gr/cm³. Evaluar comportamiento de gasificaciones y retornos en superficie. Si se registra pérdida total se recomienda levantar la barrena a la zapata y esperar la estabilización del pozo. 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.

Nota: pg: Pulgadas; **mv**: Metros verticales.
Fuente: Programa de Reparación Mayor Catedral 13, DIAVAZ 2018

En caso de descontrol de pozo, se contará con un sistema 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 re-entrada 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, por fallas o equipo defectuoso o algún error humano. Para este tipo de eventos se cuenta con un sistema de control de brotes, el cual está conformado por:

- Control superficial de conjunto de preventores (BOP´S) y líneas de control.
- Preventor anular o esférico.
- Preventor doble
- Preventor sencillo
- Válvulas laterales mecánicas
- Línea primaria, secundaria y de matar.
- Maniffold de estrangulación.
- Unidad KOOMEY manual y unidad remota neumática. Para accionar preventor anular y preventor de arietes dobles.
- Separador de gas lodo.
- Quemador
- Presa de quema
- Quemador vertical

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 H_2S se contará con alarma audible para 10 ppm y alarma visible color ámbar para 20 ppm. De igual forma, se contará con el Plan de Respuesta a Emergencia del área contractual Catedral para prevenir y atender las emergencias que se llegasen a presentar.

III.1.9.1. Primera etapa de la reparación del pozo

Objetivo: Cubrir la zona productora, dejando el liner con las mejores características para la producción del pozo.

Abrir agujero de 5 7/8" 2,170 m a 2,862 m con barrena compacta de Diamante Policristalino PDC.

Las actividades que comprenden esta parte del proceso son:

- Bajar barrena bicéntrica de 5 7/8" con sarta navegable y bajar hasta el fondo reconocido.
- Abrir agujero nuevo hasta la profundidad de 2,550 metros
- Circular limpiando agujero
- Sacar barrena a superficie
- Instalar unidad y equipo de registros eléctricos
- Correr registros eléctricos
- Desmantelar unidad de registros eléctricos
- Recuperar buje de desgaste, cambiar y probar RAM´s 4" x 5 ½"
- Instalar equipo para bajar TR
- Conectar zapata guía, junta y cople flotador
- Bajar TR 5" y colgador con TP hasta 2,862 m
- Desmontar equipo TR / instalar equipo cementaciones
- Circular pozo
- Cementar
- Desmantelar equipo cementación
- Anclar colgador y verificarlo con peso y presión.
- Levantar el soltador y TP hasta superficie.

- Probar libre flujo a través de manifold y separador

III.1.9.2. Desmantelamiento de equipo

Objetivo: Desmantelar el equipo para mudar a próxima locación.

Las actividades que comprenden esta parte del proceso son:

- Desarticular el equipo.
- Apoyo logístico.
- Despejar frente y efectuar preparativos para abatir mástil.
- Abatir mástil.
- Abatir subestructura con malacate principal (según diseño de equipo).
- Desmantelar equipo en general y transportar el equipo en tracto camiones tipo Low Boy y Cama baja.

A continuación, se presenta el estado mecánico propuesto para la reparación del pozo Catedral 13, en donde se muestra el intervalo en el que existe la probabilidad de probar producción.

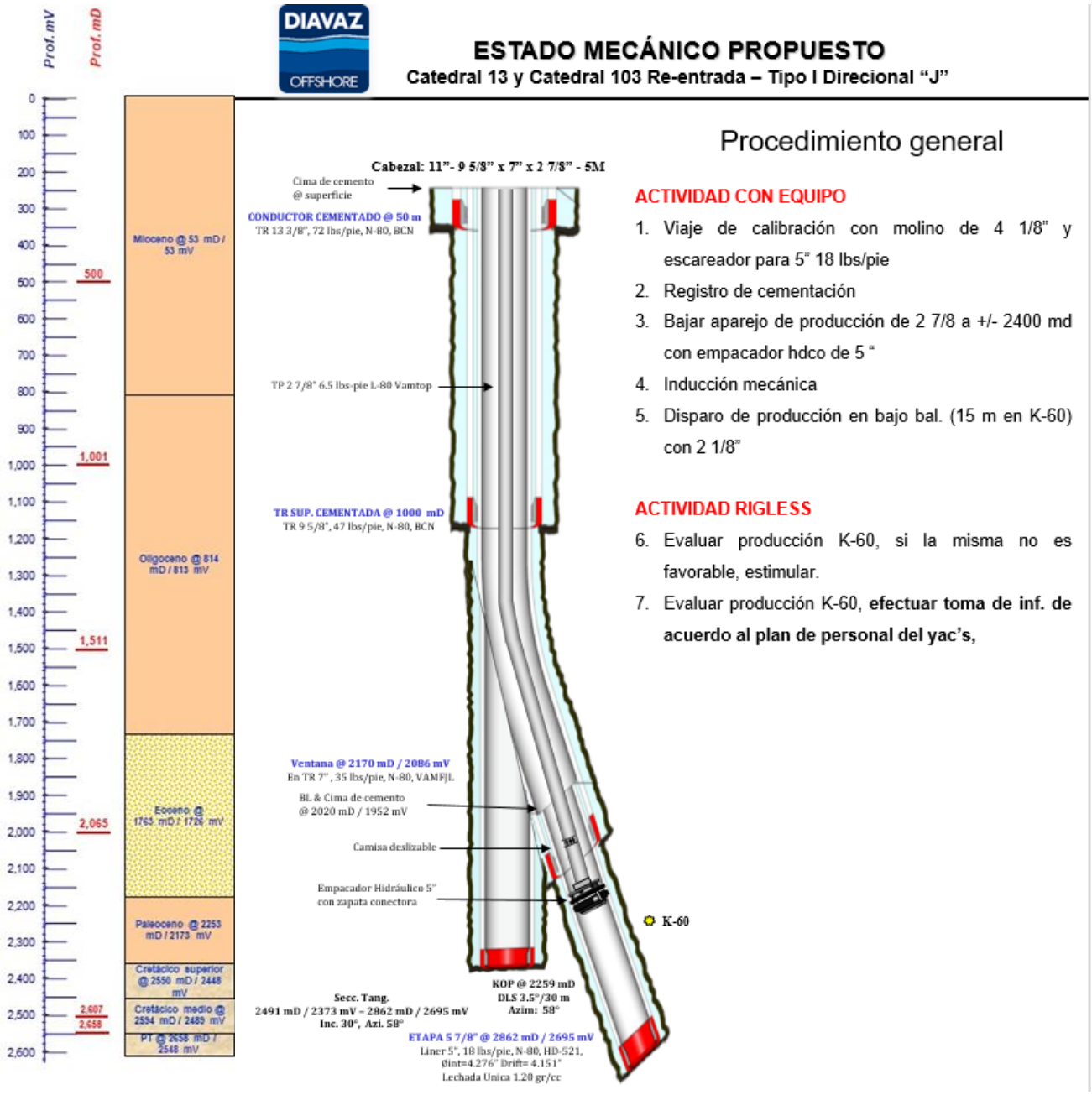


FIGURA III.1.9.1 ESTADO MECÁNICO PROPUESTO PARA EL POZO CATEDRAL 13

Fuente: Diavaz Offshore S.A.P.I. de C.V., 2018.

Para las operaciones descritas anteriormente se estarán utilizando en los tabulares que se muestran en la **Tabla III.1.9.11.**

TABLA III.1.9.11 TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO DEL POZO CATEDRAL 13.

Diámetro (Pulg)	Grado	Peso (lb/pie)	Rosca	DI / DRIFT (Pulg)	RES.COL. (Psi)	DESDE (Mts)	HASTA (Mts)
7" (liner)	N-80	38	BCN	6.0045/5.879	10,180	0	2,170.00
5" (liner)	N-80	18	BCN	4.276/4.151	10,490	2,020	2,862.00

Fuente: Diavaz Offshore S.A.P.I. de C.V., 2018.

Adicional a ello, en la **Tabla III.1.9.12** se muestra el detalle de la TR de 5".

TABLA III.1.9.12 DETALLE DE TR CORTA DE 5 1/2" DEL POZO CATEDRAL 13.

Juntas	TR	Long	Desde (m)	Hasta (m)
	Colgador	5.60	2020.00	2025.60
65	5", N-80, 18 lb/pie, BCN	811.62	2025.60	2837.22
	Cople de Retención	0.35	2837.22	2873.57
2	5", N-80, 18 lb/pie, BCN	23.70	2873.57	2861.70
	Zapata Flotadora 5"	0.73	2861.70	2862.00

Fuente: Diavaz Offshore S.A.P.I. de C.V., 2018.

III.1.9.3. Terminación de pozo

La terminación del pozo está programada, para ser desarrollada en 18 días, dividiéndose en las siguientes etapas:

• Programa de terminación preliminar.

Su función es evaluar los objetivos que se esperan alcanzar con la reentrada del pozo Catedral 13 son:

- Cretácico Superior (KS): estimada a una profundidad de 2,562 metros desarrollados
- Cretácico Medio (KM): estimada a una profundidad de 2,862 metros desarrollados

Finalizada la Reentrada y las etapas proyectadas para la localización del Pozo Catedral 13 y una vez que se haya bajado el aparejo de producción y posteriormente anclado el empacador a +/- 2,400 m, como se tiene propuesto en el programa se procederá a realizar la terminación del pozo sin necesidad de utilizar equipo de Reparación Mayor.

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, se procederá a tomar el registro de cementación CBL-VDL-CCL desde la profundidad de 2,862 a 2,020 MD. Se tiene contemplado efectuar terminación sencilla en el pozo Catedral 13.

De acuerdo a los registros geofísicos y las zonas productoras de los pozos de correlación, se estima evaluar 1 zona como se ilustra en la **Figura. III.1.9.2.**

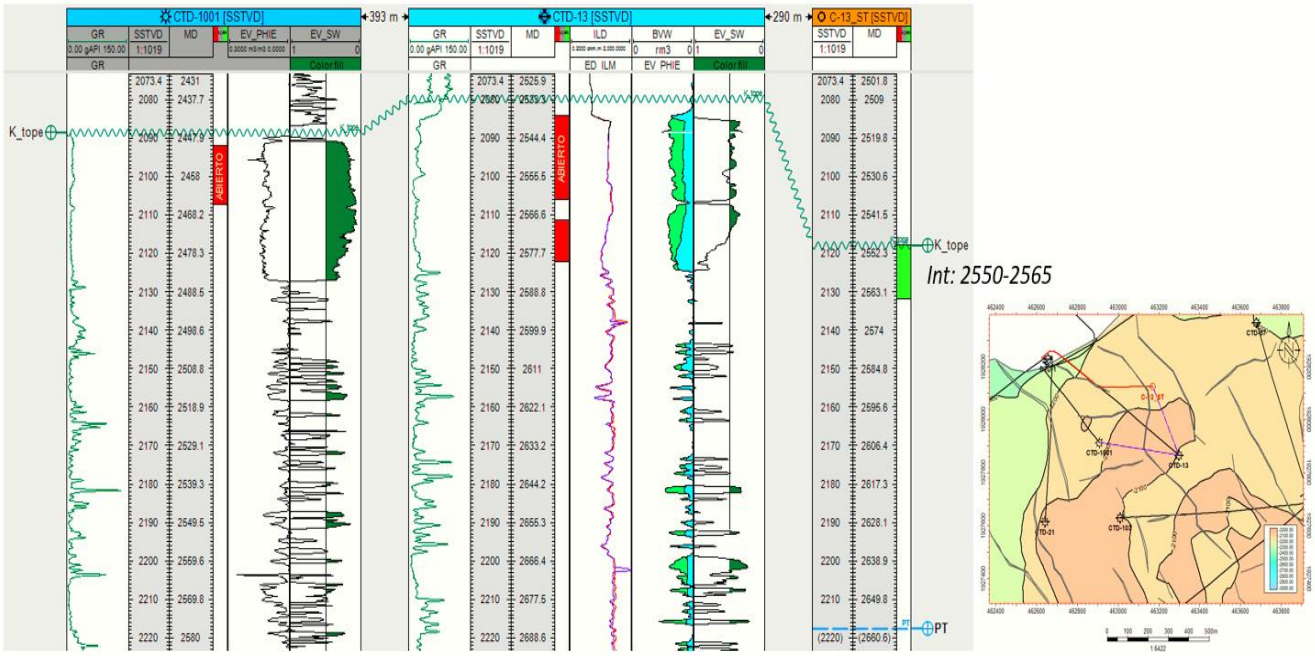


FIGURA. III.1.9.2 POZOS DE CORRELACIÓN

Fuente: Diavaz Offshore S.A.P.I. de C.V.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

En la **Figura III.1.9.3** y **Figura III.1.9.4** se presenta el estado mecánico propuesto y el estado mecánico por contingencia para la terminación del pozo Catedral 13, en donde se muestra el intervalo que tiene probabilidad de probar producción.

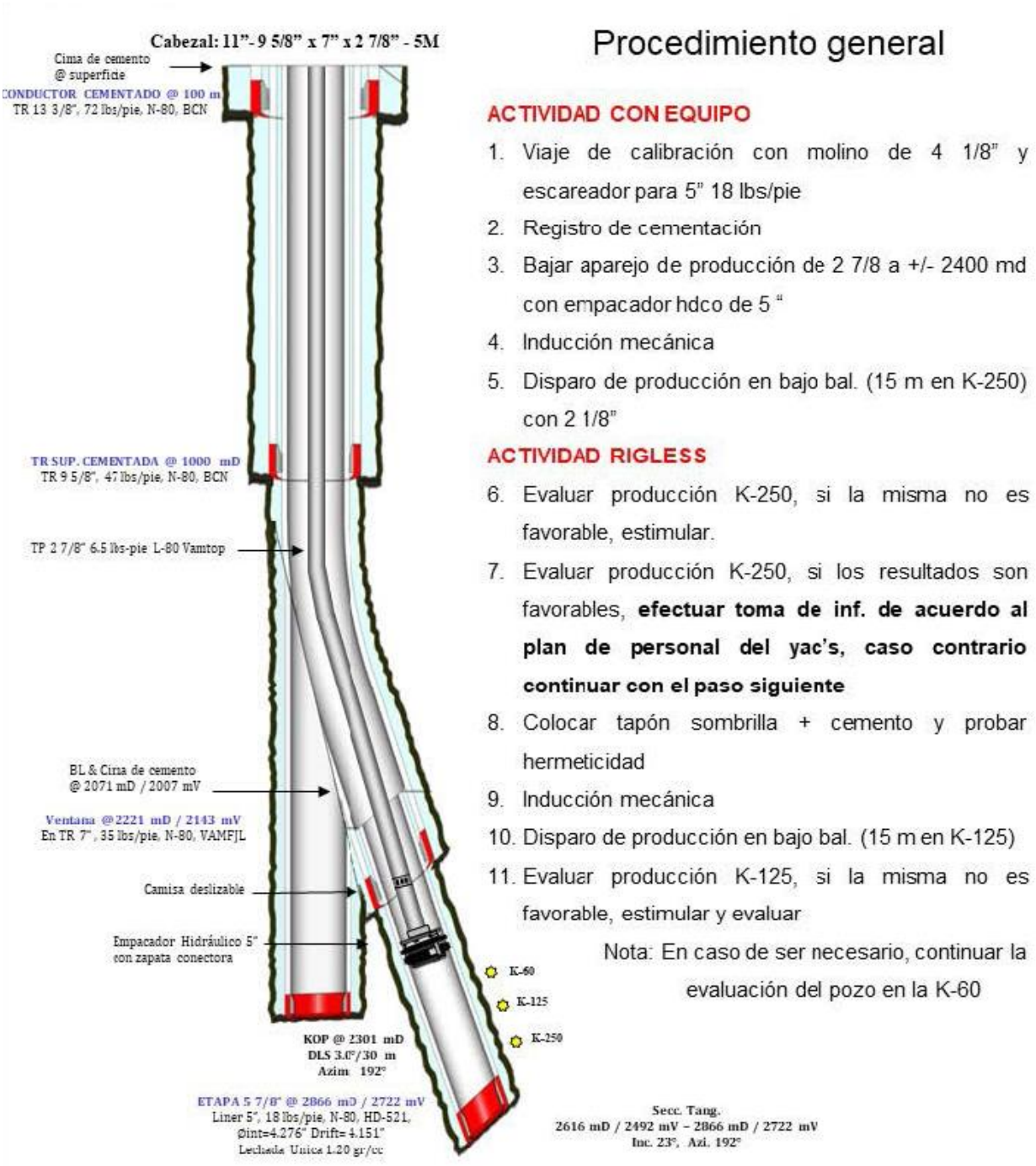


FIGURA. III.1.9.3 ESTADO MECÁNICO PROPUESTO PARA LA TERMINACIÓN DEL POZO CATEDRAL 13.

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

Para las operaciones descritas anteriormente se estarán utilizando los tubulares mencionados en la **Tabla III.1.9.14**, a la **Tabla III.1.9.16.**

TABLA III.1.9.14 TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO DEL PROYECTO POZO C13

Diámetro (Pulg)	Grado	Peso (lb/pie)	Rosca	DI / DRIFT (Pulg)	RES.COL. (Psi)	DESDE (Mts)	HASTA (Mts)
13 3/8	N-80	72	BCN	-	-	0	50.00
9 5/8	N-80	47	BCN	-	-	0	1000.00
7	N-80	35	BCN	6.004/5.879	10,180	0	2,170.00
5”	N-80	18	BCN	4.276/4.151	10,490	2,020.00	2,862.00
							2,658.00

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

TABLA III.1.9.15 DETALLE DE TR CORTA DEL POZO CATEDRAL 13

Juntas	TR	Long	Desde (m)	Hasta (m)
	Colgador	5.60	2020.00	2025.60
88	5”, N-80, 18 lb/pie, BCN	836.40	2025.60	2862.00

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

TABLA III.1.9.16 APAREJO DE PRODUCCIÓN DEL POZO CATEDRAL 13

Jts	Descripción	DI (Pulg)	Long (Mts)	Desde (Mts)	Hasta (Mts)
	EMR	-	5.60	0	5.60
257	Tubería de 2 7/8”, L-80, 6.5 lb/pie, Vam Top	2.441	2334.83	5.60	2340.43
	Camisa Deslizable (Cerrada)	-	1.27	2340.43	2341.70
2	Tubería de 2 7/8”, L-80, 6.5 lb/pie, Vam Top	2.441	18.88	2341.70	2360.56
	Empacador Hidráulico	-	1.66	2360.58	2362.24
4	Tubería de 2 7/8”, L-80, 6.5 lb/pie, Vam Top	2.441	37.76	2362.24	2400.00

Fuente: Diavaz Offshore S.A.P.I. de C.V.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

III.1.9.4. Programa de estimulación preliminar

Aplica en caso de que se requiriese una actividad para mejorar la recuperación de hidrocarburo, removiendo algún daño a nivel de radio erial 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 (Xileno) con alcohol, un sistema acido basado en HCL al 15% y el desplazamiento se realizaría con Nitrógeno.

Las características del tratamiento a utilizar se presentan en la **Tabla III.1.9.17.**

TABLA III.1.9.17. CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA FLUIDO PARA LA ESTIMULACIÓN DEL POZO.

Tipo de Sistema	Volumen (m^3)
Base	HCL al 15%
Volumen	15 metros cúbicos
Solvente No Acido con Alcohol	Xileno
Volumen	8 metros cúbicos
Gasto	3 bpm
Desplazamiento	Salmuera Sódica 12 m^3

Fuente: Diavaz Offshore S.A.P.I. de C.V.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

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. 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 **Tabla III.1.9.18.**

TABLA III.1.9.18 CÉDULA DE BOMBEO PARA LA ESTIMULACIÓN DEL PROYECTO POZO C-13

Etapa	Tipo	Fluido	Volumen	Gasto
1	Acido	HCL al 15% con alcohol	1 m^3	1.0 bpm
2	Solvente	Xileno con alcohol	8 m^3	3.0 bpm

TABLA III.1.9.18 CÉDULA DE BOMBEO PARA LA ESTIMULACIÓN DEL PROYECTO POZO C-13

Etapa	Tipo	Fluido	Volumen	Gasto
3	Acido	HCL al 15% con alcohol	14 m^3	3.0 bpm
4	Desp.	Salmuera 2% KCL	12 m^3	3.0 bpm

Fuente: Diavaz Offshore S.A.P.I. de C.V.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

Se observará el comportamiento de presiones por 10 minutos y después se realizará el desmantelamiento de las líneas superficiales y se retiraran los equipos, finalmente se abrirá pozo por estrangulador de ½".

III.1.9.5. Plan de prueba de pozo o evaluación de producción en localización

Para la evaluación de las diferentes zonas de interés, el programa a seguir es el siguiente:

- Se instalará el equipo fluidor (válvula de seguridad, árbol de estrangulación, y para cualquier contingencia, presa y un quemador en caso de alguna liberación de gas inesperada)
- Si fuese el caso, se podría requerir aplicar un disparo con pistola 2 1/8" el intervalo 2,784 – 2, 790 MD, el cual es tentativo y ajustándose con la información de los registros tomados, después se estará evaluando el comportamiento del pozo y en caso de ser necesario se realizará inducción mecánica por medio de equipo de suabeo.
- Posteriormente, se realizará tratamiento ácido al intervalo disparado.
- Se abrirá a producción el pozo para recuperación del fluido acido de tratamiento (limpieza del pozo).
- Luego se realizará la evaluación de producción correspondiente por diferentes estranguladores por un periodo mínimo de 120 hrs o hasta lograr estabilidad del caudal y presión del pozo.
- Se evaluará la necesidad de realizar o no, inducción con mecánica.
- En caso de que dicha evaluación sea exitosa, se procederá a tomar registro de presión y temperatura con el pozo fluyendo por un periodo mínimo de 36 hrs, para evaluar características de la zona productora (permeabilidad, presión, fluidos, presión de fondo fluyente, entre otras).

III.1.9.6. Evaluación de la producción en la reparación

La evaluación de producción se realizará una vez conectado el pozo mediante las válvulas y sección de tubería a una Línea de Descarga (LDD) ya existente en la macropera.

Este proceso se iniciará procediendo a la conexión de los bajantes de la línea de producción de 4” a una LDD nueva de aproximadamente 25 m de distancia conforme a los requerimientos operativos. Esta misma se interconectará a una LDD de uno de los pozos aledaños al pozo Catedral 13 perteneciente a la misma macropera.

Previo a la conexión se evaluará la misma, con celaje y prueba hidrostática. Ya determinada la viabilidad de la línea existente, se procederá a la interconexión.

Esto permitirá llevar el caudal a las instalaciones de producción y en donde se encontrará instalado el Medidor de Producción, de manera de evaluar producción y entrega. Esta actividad evaluativa será de cuatro a seis meses, de modo que permita valorar las premisas y cálculos para el potencial Plan de Desarrollo.

III.1.9.7. Etapa de Mantenimiento de la reparación.

Se aplicará el programa de mantenimiento preventivo y correctivo conforme a lo exigido por el cliente a la contratista de reparación, garantizando el cumplimiento de los procedimientos establecidos para la reparación que serán evaluados y supervisados por La Promovente, 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 contará con una serie de acciones, como las siguientes:

- 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 tener una cubierta impermeable de geomembrana. En el **Anexo J** se muestran los tipos 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 100 % de su capacidad.
- Se asegurará que, en torno de instalaciones o equipos donde exista la posibilidad de generarse algún tipo de goteo o haya presencia de materiales o residuos peligrosos, se cuente con un sistema de cunetas y contracunetas, con rejillas con una trampa o fosa de retención, para evitar que el agua pluvial transporte agua contaminada hacia áreas con suelo natural.
- En caso de utilizar geomembranas y de detectarse, fisuras, grietas, poros 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 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 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

- Si el derrame es menor a 1 m^3, 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.
- Si el derrame es mayor a 1 m^3, 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.

III.1.9.8. Abandono del sitio al término de la reparación.

Al concluir la operación del equipo para la reparación 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.
- Si el pozo no es productivo y rentable, se procederá a su taponamiento definitivo y su abandono.

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 o afectación

III.1.10. Operación y mantenimiento (producción)

En lo que respecta a la producción de pozo C-13, una vez iniciada la etapa productiva del pozo, los hidrocarburos extraídos llegarán al sistema de válvulas denominados árbol de válvulas. Este sistema controla la presión de salida de los pozos por medio de válvulas y estranguladores con la finalidad de regular la presión de la corriente de hidrocarburos que fluirán a la interconexión de la línea de descarga de de 8"Ø (con una longitud aproximada de 0.3 km) con destino a la Batería de separación Catedral 1, ver **FIGURA. III.1.10.1.**

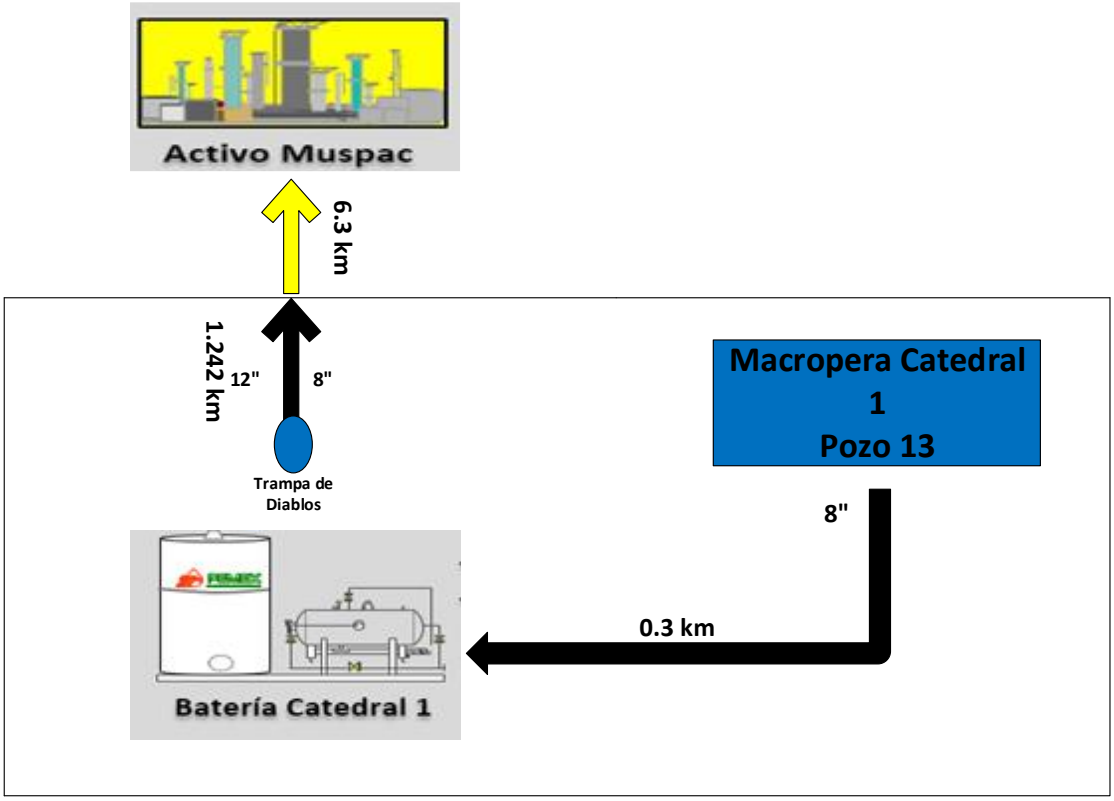


FIGURA. III.1.10.1 DIAGRAMA GENERAL DE FLUJO DEL PROCESO DE LA MACROPERA 1, POZO CATEDRAL 13.

Fuente: Diavaz Offshore S.A.P.I. de C.V.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

En caso de un incremento del gas asociado lo requiera, se realizarán desfogues de gas natural que se quemará eventualmente.

Para el mantenimiento del Pozo C-13 y principalmente de la macropera 1, consiste en el seguimiento al programa de mantenimiento preventivo y correctivo conforme a lo establecido por DIAVAZ, garantizando la protección del ambiente, de las personas; dando cumplimiento a lo establecido en el SASISOPA y en la legislación ambiental vigente aplicable.

Las actividades genéricas del mantenimiento preventivo que se deberá realizar para el pozo, la línea de descarga, los Ductos y los múltiples de producción se muestran en la **Tabla III.1.10.1.**

TABLA III.1.10.1 ACTIVIDADES GENÉRICAS A REALIZAR DERIVADO DE UN MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Actividades	Descripción
Pozos	
Inspección visual general de contrapozo y localización	Inspección general a pozo, conexiones, espárragos, recubrimientos, contrapozo, barandales. Inspección general a contrapozo. Inspección general a localización, bardas, bardales, cercas, suelos y accesos.
Mantenimiento a válvulas.	Verificación de uniones bridadas, bonetes, espárragos, grasera, recubrimientos. Engrase. Pruebas de funcionalidad.
Calibración de instrumentos.	Reemplazo de instrumentos, calibración de instrumentos en laboratorio.
LDD	
Inspección visual general en tramos superficiales.	Inspección general a localización, bardas, bardales, cercas, suelos y accesos.
Inspección por PNDs y Análisis de Integridad.	Inspección por PNDs y evaluación de integridad mecánica.
Mantenimiento a Válvulas.	Verificación de uniones bridadas, bonetes, espárragos, grasera, soportes, placa de datos. Engrase. Pruebas de funcionalidad.
Celaje DDV.	Inspección general del derecho de vía y zonas adyacentes. Detección de tubería y geoposicionamiento.
Desmalezado/Limpieza de DDV.	Limpieza y desmalezado del derecho de vía. Retiro de materiales
Elaboración de PAID.	Elaboración de Análisis de Riesgo y Plan de Administración de Integridad.
Ductos	
Inspección visual general en tramos superficiales.	Inspección general a localización, bardas, bardales, cercas, suelos y acceso.
Inspección por PNDs y Análisis de Integridad	Inspección por PNDs en excavaciones y/o tramos superficiales, evaluación de integridad mecánica
Mantenimiento a Válvulas	Verificación de uniones bridadas, bonetes, espárragos, grasera, soportes, placa de datos. Engrase. Pruebas de funcionalidad.
Celaje DDV	Inspección general del derecho de vía y zonas adyacentes. Detección de tubería y geoposicionamiento.

TABLA III.1.10.1 ACTIVIDADES GENÉRICAS A REALIZAR DERIVADO DE UN MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Actividades	Descripción
Desmalezado/Limpieza de DDV.	Limpieza y desmalezado del derecho de vía. Retiro de materiales
Elaboración de PAID.	Elaboración de Análisis de Riesgo y Plan de Administración de Integridad.
Múltiples de producción	
Inspección visual general de la localización.	Inspección general a localización, bardas, bardales, cercas, suelos y accesos.
Mantenimiento a válvulas.	Verificación de uniones bridadas, bonetes, espárragos, grasera, soportes, placa de datos. Engrase. Pruebas de funcionalidad.
Inspección por PNDs y Análisis de Integridad	Inspección por PNDs en excavaciones y/o tramos superficiales, evaluación de integridad mecánica
Calibración de instrumentos.	Reemplazo de instrumentos, calibración de instrumentos en laboratorio.

En la Tabla anterior se muestran las actividades genéricas derivadas de los mantenimientos preventivos; cabe señalar que en dicha tabla contempla los mantenimientos superficiales de los pozos y que de acuerdo a lo inspeccionado en campo se procederá a realizar el mantenimiento en el cual contempla el cambio de válvulas, el reemplazo de tuberías. ; mientras que el contrapozo hace referencia a la estructura que se construye en el subsuelo para ubicar por medio de coordenadas geográficas, teniendo como funciones principales facilitar el hincado del tubo conductor y alojar los preventores para el control del pozo durante la reparación conforme lo establece la Norma NOM-115-SEMARNAT-2000.

Para los mantenimientos a pozos conforme a la definición de la Norma NOM-115-SEMARNAT-2000, señala que es el Conjunto de actividades necesarias para intervenir un pozo petrolero con el fin de reactivar o incrementar su producción, sustituir la tubería de producción, realizar trabajos de limpieza (desparafinar y desarenar), cambio de aparejos de producción, entre otros.

Dentro de los mantenimientos o reparaciones a pozos se consideran de dos tipos:

- Reparación menor RME (mantenimiento menor).
- Reparación mayor RMA (mantenimiento mayor)

III.1.1. Desmantelamiento y abandono del sitio al término de la vida útil del proyecto

El abandono del sitio consiste en la terminación de la vida operativa del yacimiento o del Pozo C-13. Mismo que se deberá poner fuera de servicio permanentemente realizando las actividades de despresurización del sistema, desmantelamiento de la infraestructura, desmantelamiento de la tubería, así como el taponamiento definitivo del pozo y su posterior abandono. Al término de la vida útil de la línea de descarga se procederá a su clausura y deshabilitado. 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 (retiro de materiales y desechos varios), sin dejar en él, ningún tipo de residuo o afectación.

III.2. IDENTIFICACIÓN DE LAS SUSTANCIAS O PRODUCTOS QUE VAN A EMPLEARSE Y QUE PODRÍAN PROVOCAR UN IMPACTO AL AMBIENTE, ASI 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 III.2.1**).

TABLA III.2.1 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 (Alcalinizante)	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

TABLA III.2.1 MATERIALES / SUSTANCIAS A UTILIZAR

No.	Material / Sustancia	CODIGO NFPA			Presentación	Cantidad
		S	I	R		
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.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

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

Para la reparación, se utilizarán los fluidos de reparación base aceite. En la **Tabla III.2.2**, se mencionan sus usos y características

TABLA III.2.2 ETAPAS Y PROFUNDIDADES A LAS QUE SE UTILIZAN LOS FLUIDOS DE REPARACIÓN.

Tipo de fluido	Etapa	Profundidad promedio
Base Aceite Emulsión Inversa	1ra y 2da	2550 hasta 2658 metros

Fuente: Diavaz Offshore S.A.P.I. de C.V., 2018.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

En la **Tabla III.2.3** se muestran las características de los distintos tipos de fluidos de reparación.

TABLA III.2.3 CARACTERÍSTICAS DE FLUIDOS DE REPARACIÓN.

Diámetro de Pozo	Unidades	Etapas	
		6 3/4	5 5/8
		Intervalo (mD)	
		1800- 2250	2550 - 2658
Tipo de Fluido:		E.I	E.I.
Densidad	gr /cc	1.40 - 1.50	0.95
Viscosidad Marsh	seg /lt	54 - 75	48 - 60
VP	cps	16 - 21	14 - 17
PC	lbs/100 ft^2	10-20	10-20
Geles	lbs/100 ft^2	7/12 - 14/22	3/8 - 4/15
API	cc/30 min	-	-
APAT @ 3000C	cc/30 min	≤ 4	≤ 4
Estabilidad Eléctrica	Volts	> 700	> 700
Alcalinidad	ml	4-5	4-5
Exceso de Cal	kg / m^3	18.5 - 22.2	18.5 - 22.2
Salinidad		180,000 – 250,000	180,000 – 250,000
Relación: Ac. / Ag.		75/25 - 80/20	75/25 - 80/20
Agua	%	22 -16	23 - 18
Aceite	%	65 - 62	69 – 72
Sólidos*	%	10-13	10-13

Fuente: Diavaz Offshore S.A.P.I. de C.V., 2018.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

Los atributos de los tipos de fluidos de reparación son:

Base Aceite Emulsión Inversa:

- Lubricidad. Es más eficiente como agente que lubrica los elementos de reparación
- 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 m^3.

El producto de interés para el desarrollo de este proyecto de reparación, es el petróleo crudo, el cual generalmente viene asociado a gas (gas de pozo), el cual se presenta de manera natural en el subsuelo y está constituido principalmente por metano (aproximadamente 90% de su concentración), así como etano, propano y H_2S). 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 PRETENDAN LLEVAR A CABO

Los posibles residuos que se pudieran generar por las actividades se enlistan a continuación:

- Restos de fluidos de reparación 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 reparación, 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 de mitigación planteadas en el presente Informe Preventivo.
- Que en el desarrollo de las actividades en general, se tengan presente los criterios ambientales.

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-2015** 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 reparación, 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 desfogues 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 reparación.

A continuación, se presenta la composición molar de los gases de reparación y las características del gas natural ver la **Tabla III.3.1.1 y Tabla III.3.1.2**.

TABLA III.3.1.1 PORCENTAJE DE COMPOSICIÓN MOLAR DE GASES EN LA REPARACIÓN

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.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

TABLA III.3.1.2 CARACTERÍSTICAS DEL GAS NATURAL

Concepto	Cantidad
Densidad 20° C y 300 Ibs/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.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

III.3.2. Generación de Agua Residual

Para evitar el riesgo de contaminación al suelo, subsuelo y cuerpos de agua, y al mismo tiempo dar cumplimiento a la normatividad y legislación ambiental aplicable en materia de agua, los residuos líquidos a considerar son únicamente residuos de tipo no peligroso como son los residuos líquidos provenientes de los sanitarios a utilizar por el personal operativo y aquellos generados en los frentes de trabajo, esencialmente en los sitios donde se ubicarán los campamentos, en donde habrá generación de aguas residuales.

En la operación del proyecto, las aguas residuales que sean generadas serán conducidas a una planta de tratamiento de aguas residuales. El tratamiento de aguas residuales será dará con la finalidad de dar cumplimiento a la Norma Oficial Mexicana NOM-003-SEMARNAT-1996.

Se contratará a una empresa que rente los sanitarios portátiles y les de mantenimiento regular, para una disposición adecuada de residuos líquidos sanitarios.

La empresa que proporcione el servicio de los sanitarios portátiles deberá dar mantenimiento a cada equipo, por lo menos cada tercer día.

III.3.3. 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 reparación, 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-081-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 **Capitulo III.5 Identificación de los impactos ambientales significativos o relevantes y determinación de las acciones y medidas para su prevención y mitigación**).

III.3.4. 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 supervisaran 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.3.5. 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.3.6. 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 **amarillo** 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 **amarillo**. 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 reparación base agua y aceite, estos se mantendrán en presas (contenedores metálicos de 20 m^3) 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 CRETI 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 I)**, 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 centrifuga de transferencia, deberá disponer de sellos mecánicos.

- Disposición de recorte de reparación 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 reparación (base agua y aceite):

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.3.7. 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 CRETI 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 reparación, 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 reparación, 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.

III.3.7.1. Aceite/Combustible/Fluidos de limpieza

- 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.
- 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.
- Charolas/bandejas para el goteo/captura de líquidos serán utilizadas durante el eventual mantenimiento in situ de equipo mecánico/hidráulico.
- 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.

- Toda manguera de diésel será adaptada con una boquilla del tipo ‘deadman’ para despachar combustible.
- 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.
- Las bombas de transferencia de combustible serán adecuadamente contenidos, para prevenir goteo durante la operación.

III.3.7.2. Fluidos de Reparación.

- Serán proporcionadas membranas con borde alrededor de las bombas de lodo y tanques de almacenamiento para Contener el fluido excesivo o derrames de desechos tal como sea apropiado.
- El fluido captado en la membrana será recuperado y se dispondrá en presa metálica donde se captan los recortes derivados de la intervención operativa.
- Los drenajes del piso de trabajo deben ser dirigidos al contrapozo o presa de asentamiento pasado por las temblorinas.
- Todos los derrames de químico o fluidos utilizados, serán limpiados inmediatamente.
- Todos los químicos fluidos para la construcción del pozo serán almacenados en un área designada, y los químicos separados y almacenados, según sea recomendado por el Ingeniero de fluidos.
- El área de almacenamiento se deberá mantenerse limpia, sin derrames y los sacos rotos deben estar empaquetados.
- Cuando se limpien/purguen las unidades de cementación y/o equipo de fluido similar, el desecho o remanente se debe dirigir a la presa metálica utilizada para los recortes.

III.3.7.3. Lodo base aceite

- Cuando se utilice fluido base aceite, el contratista o proveedor, debe preparar un plan de contingencia, teniendo en consideración lo siguiente:
- Barreras de contenido
- Superficie inmediata de la localización de equipo.
- Membranas en la periferia del equipo de reparación mayor

- Membranas en puntos críticos donde se maneje fluido base aceite
- Disponer con equipo de contención para derrames (ejemplo; bombas de achique, material absorbente o kit anti derrames).
- Disponer el goteo del piso de trabajo y/o dirigir los fluidos a una presa de transferencia.
- La bomba centrifuga de transferencia, deberá disponer de sellos mecánicos.
- Disposición de recorte de reparación cumpliendo con las disposiciones que corresponden a la gestión de residuos peligrosos.

En la **Tabla III.3.7.3** se observan las cantidades de residuos generados por la actividad de reparación:

Tabla III.3.7.3 RESIDUOS GENERADOS POR ACTIVIDAD DE REPARACIÓN

Apartado	Requerimientos	Unidad de medida	Mensual
Protección ambiental	Residuos peligrosos generados (solidos)	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., 2018.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

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

La delimitación del Área de Influencia del Proyecto (**AIP**) se realizó mediante un análisis holístico de la zona para el cual se sobrepuso diferentes cartas temáticas emitidas por el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI), la Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad (CONABIO) y la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA).

Para el análisis anteriormente señalado se utilizó el software ArcGis 10.3 (2014) en el cual se realizó la técnica de superposición cartográfica de los siguientes temas: Regiones Terrestres Prioritarias (RTP), Regiones Hidrológicas Prioritarias (RHP), Uso de suelo y vegetación, Hidrología superficial y subterránea, Programa de Ordenamiento Ecológico y Territorial del Estado de Chiapas, vías de comunicación y localidades. Una vez realizada la sobreposición de capas se descartó la información que no estuviera inmersas en el área del proyecto y/o su interacción no fuera directa con la macropera 1. Posterior a ello se generó la unión de los mapas temáticos que interactuaban para delimitar el **AIP**. La información relevante y utilizada para la generación del polígono del AI fue la siguiente:

- **Región Hidrológica Prioritaria (RHP)**

El objetivo general del programa de Regiones Hidrológicas Prioritarias es: obtener un diagnóstico de las principales subcuencas y sistemas acuáticos del país considerando las características de biodiversidad y los patrones sociales y económicos de las áreas identificadas, para establecer un marco de referencia que pueda ser considerado por los diferentes sectores para el desarrollo de planes de investigación, conservación uso y manejo sostenido.

Por lo anterior, se consideró importante esta capa temática ya que 21.37 km^2 del **ACC**, se encuentran inmersa en la *RHP 85 Malpaso- Pichucalco* que cuenta con una superficie total de 3,734.93 km^2.

- **Programa de Ordenamiento Ecológico y del Territorio del Estado de Chiapas (POETCH)**

El POETCH tiene como objeto el adecuado desarrollo de la población urbana y rural, para lo cual se requiere disminuir el deterioro ambiental que se presenta por la erosión, deslaves azolvamientos en esteros y lagunas, contaminación de ríos, desvíos de los causes originales de los ríos, inundaciones, disminución de la flora y fauna, entre otros, a través de programas y acciones eficaces que contribuyan a alcanzar un manejo sustentable de los recursos naturales. Para la administración eficaz del territorio el POETCH divide la superficie estatal en Unidades de Gestión Ambiental (**UGA**´s) en las cuales se establecen directrices para el desarrollo de actividades. La delimitación del **AIP** se realizó tomando en cuenta la superficie de la **UGA** en la cual se encuentra inmersa el ACC y a su vez la Macropera 1.

- **Vías de comunicación y vialidades**

De acuerdo a la definición de la Secretaria de Comunicación y Transporte (SCT) una carretera es una vialidad pública, ancha y espaciosa pavimentada y dispuesta para el tránsito de vehículos, con o sin accesos controlados, que puede prestar un servicio de comunicación a nivel nacional, interestatal, estatal o municipal. Con base en lo anterior y considerando que las carreteras presentan ya un límite físico ambiental pues se consideran fragmentadoras en continuos de vegetación se consideró de importancia para la delimitación del **AIP** aquellas vías aledañas a la zona de interés.

Como resultado del análisis antes referido, se obtuvo el **AIP** delimitada según lo descrito en la **Tabla III.4.1.1,** misma que se presenta en la **Figura III.4.1.1.**

TABLA III.4.1.1 DELIMITACIONES DEL ÁREA DE INFLUENCIA

Orientación	Criterio de Delimitación.	Descripción de la delimitación.
Al Norte	RHP, polígono del ACC.	Delimitado por la RHP
Al Sur	Vías de comunicación terrestres	Delimitado por la carretera
Al Este	Vías de comunicación terrestres	Delimitado por la carretera a Ostuacán
Al Oeste	RHP, polígono del ACC.	Delimitado por la RHP y límites del ACC

Fuente: Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

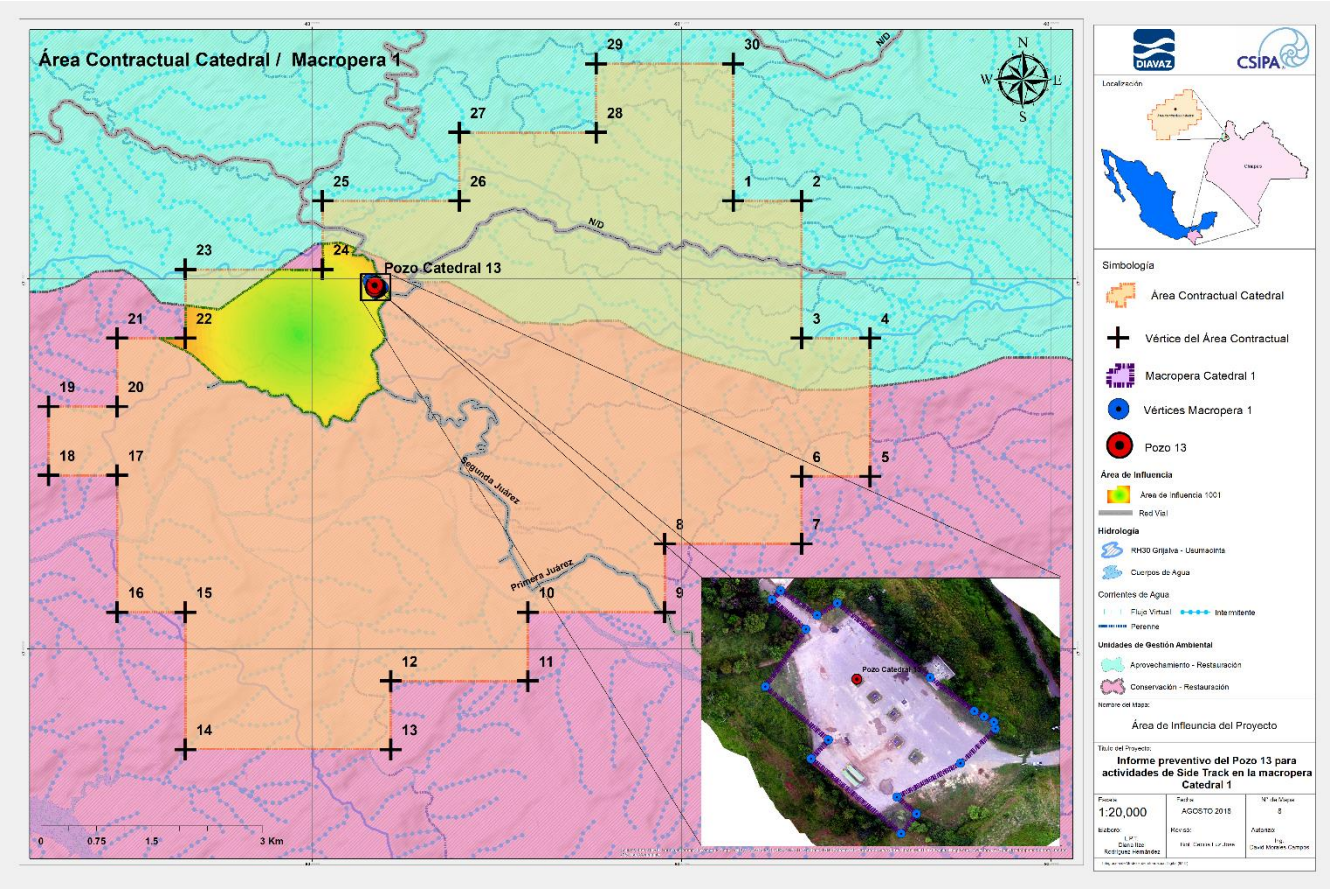


FIGURA III.4.1.1 ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO (AIP)

Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

III.4.2. Descripción y diagnóstico del ambiente

III.4.3. Aspectos abióticos

El medio abiótico se define como todos aquellos factores fisicoquímicos que forman parte del ambiente y de ellos depende la adaptación de los organismos al ecosistema. Por lo anterior el presente apartado presenta información referente a las características abióticas del ACC y del AIP. La información contenida en el presente apartado se obtuvo de datos emitidos por instituciones tales como: el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI), Instituto Nacional de investigaciones Forestales, Agrícolas y Pecuarias (INIFAP) e información emitida por el Servicio Meteorológico Nacional (SMN), entidad administrada por la comisión Nacional del Agua (CONAGUA).

III.4.3.1. Climatología

De acuerdo a la nomenclatura empleada por Köppen y la clasificación propuesta por García (1964) para la descripción de los climas del territorio nacional, el ACC y al AIP se ha caracterizado con el tipo de clima **Af(m)** Cálido húmedo, mismo que se presenta en la Región Cuencas Interiores Sierra Madre Oriental y montañas del Nortes de Chiapas, en el cual se ha registrado una temperatura media anual mayor a 22 °C y una temperatura del mes más frio mayor de 18 °C.

Los registros de precipitación del mes más seco son mayores a 40 mm, con lluvias entre verano e invierno mayores al 18% anual. En la **Figura III.4.3.1** se muestra la distribución del clima en la zona del proyecto. Para mayor detalle en el **Anexo E** se presentan el plano a escala adecuada.

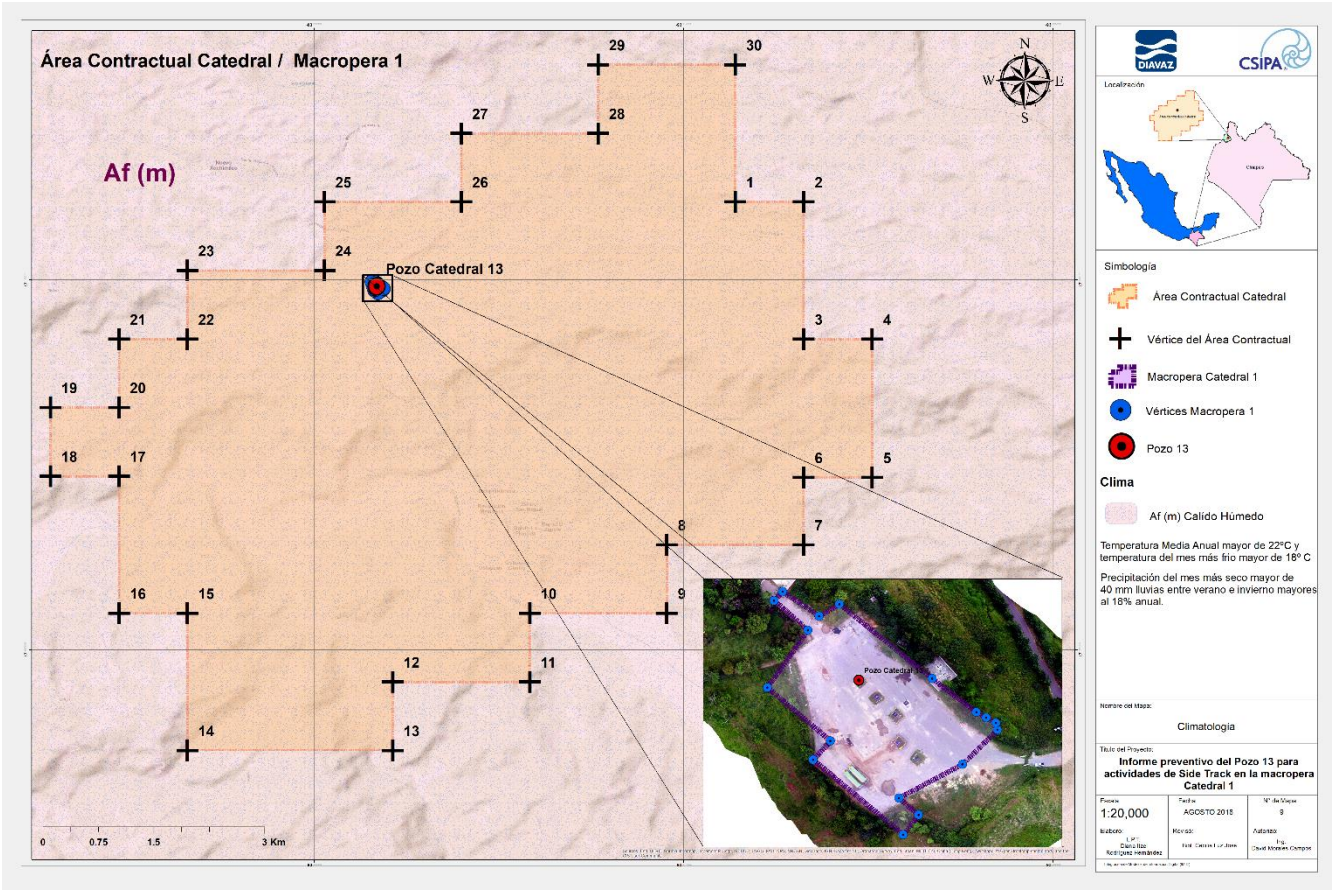


FIGURA III.4.3.1 CLIMA PRESENTE EN EL AIP

Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.
Fuente: Carta climatológica INEGI, 2018

III.4.3.2. Temperatura

La información correspondiente a los apartados subsecuentes se retomó de las estaciones meteorológicas y/o normales climatológicas cercanas al AIP, las características de las estaciones cercanas a dicha área y su se presentan a continuación en la **Tabla III.4.3.1.**

TABLA III.4.3.1 ESTACIONES Y/O NORMALES CLIMATOLÓGICAS CONSIDERADOS

Nombre	Característica	Administrador	Coordenadas (UTM)	
			Este	Norte
Tampico	Estación Meteorológica Automática (EMA)	SMN-CONAGUA	610607.28	2476114.36
7106 Las Peñitas	Normal Climatológica	SMN-CONAGUA	17º24’03”	093º26’58”
7158 Sayula	Normal Climatológica	SMN-CONAGUA	17º23’00”	093º25’00”
7367 Sayula (CFE)	Normal Climatológica	SMN-CONAGUA	17º25’00”	093º23’00”
7130 Platanar de Arriba	Normal Climatológica	SMN-CONAGUA	17º33’18”	093º17’48”
7193 Pichucalco	Normal Climatológica	SMN-CONAGUA	17º30’31”	093º07’12”
7128 Pichucalco (SMN)	Normal Climatológica	SMN-CONAGUA	17º31’00”	093º07’00”
7217 Solosuchiapa	Normal Climatológica	SMN-CONAGUA	17º25’42”	093º01’43”
7032 Chapultenango	Normal Climatológica	SMN-CONAGUA	17º20’00”	093º06’00”
7365 Ocotepec	Normal Climatológica	SMN-CONAGUA	17º13’21”	093º10’28”
Paredón	SEMAR	SEMAR	17º46’44”	093º23’8”
Huimanguillo	INIFAP	INIFAP	17º51’7.76”	93º23’46.58”

Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.
Fuente: SMN-CONAGUA, INIFAP

La localización de las estaciones anteriormente presentadas y las distancias correspondientes al AIP, se presentan en la **Figura III.4.3.2**.

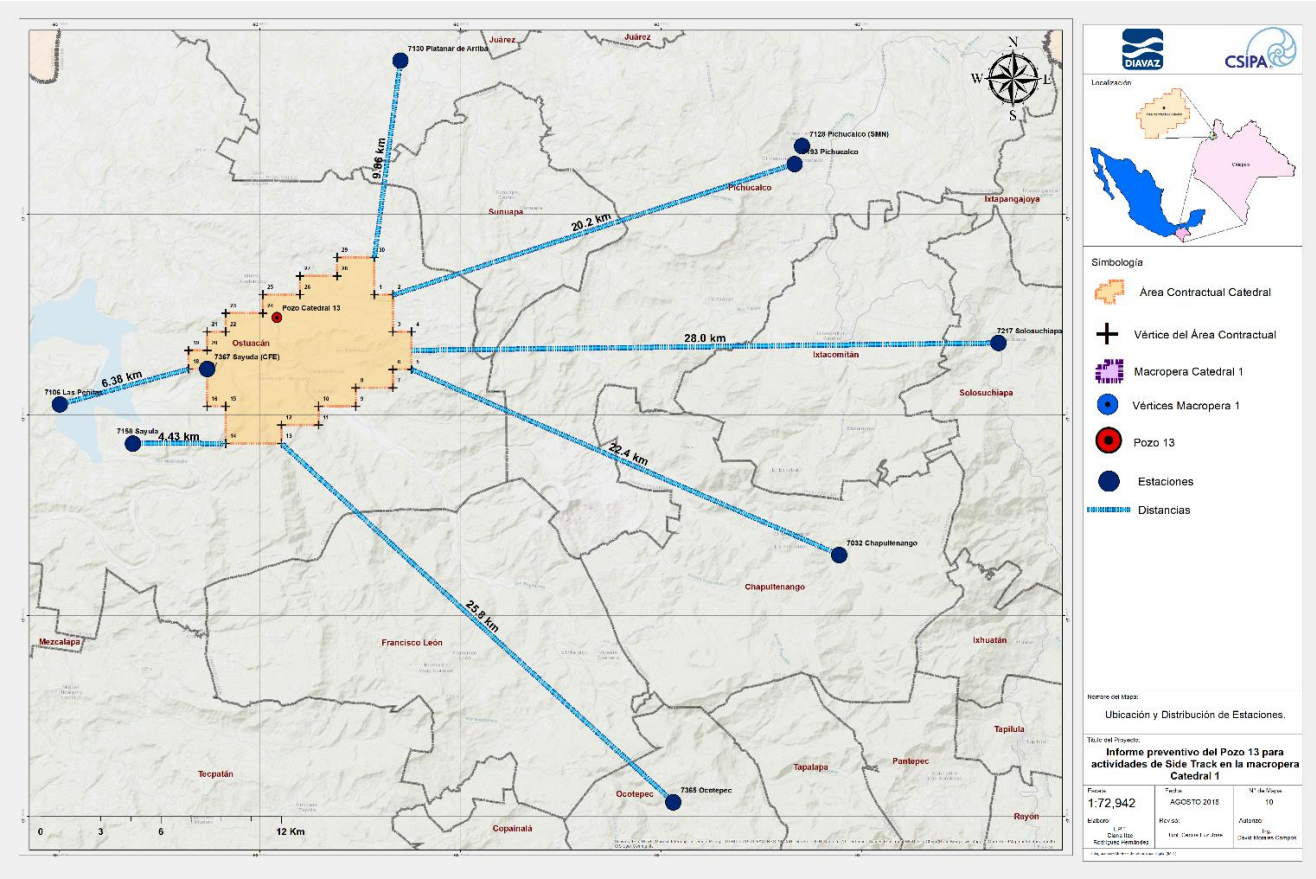


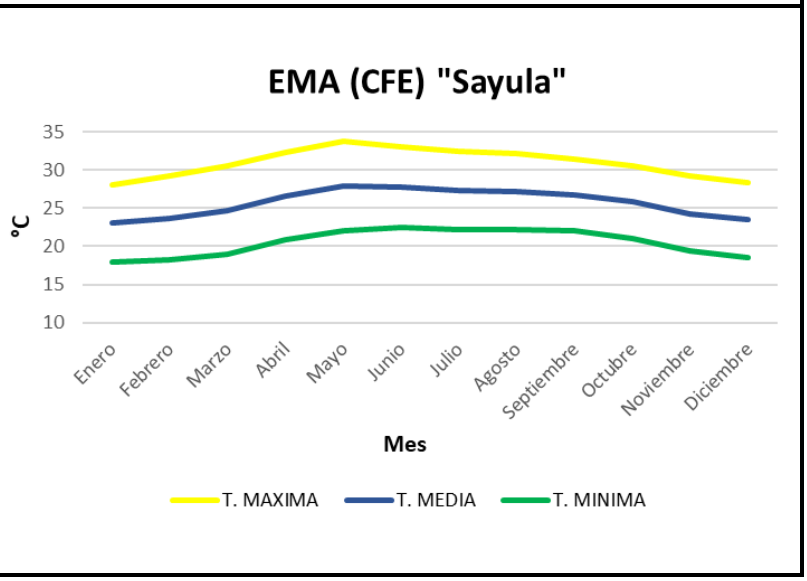
FIGURA III.4.3.2 UBICACIÓN Y DISTANCIA DE ESTACIONES

Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.
Fuente: SMN-CONAGUA, INIFAP

De acuerdo a la **Figura III.4.3.2**, se observa que la normal climatológica “Sayula (CFE)” es la más cercana al AIP, por lo anterior en la **Tabla III.4.3.2** se presentan los registros de temperatura mensual máxima, mínima y promedio reportada en el periodo de 1981-2010.

TABLA III.4.3.2 TEMPERATURA (°C) PROMEDIO MENSUAL

Mes	Máxima	Media	Mínima	Gráfica
Enero	28.1	23	17.9	
Febrero	29.2	23.7	18.2	
Marzo	30.6	24.7	18.9	
Abril	32.3	26.6	20.9	
Mayo	33.8	27.9	22	
Junio	33.1	27.8	22.5	
Julio	32.4	27.3	22.2	
Agosto	32.2	27.2	22.2	
Septiembre	31.4	26.8	22.1	
Octubre	30.5	25.8	21	
Noviembre	29.2	24.3	19.4	
Diciembre	28.4	23.5	18.5	
Anual	30.9	25.7	20.5	



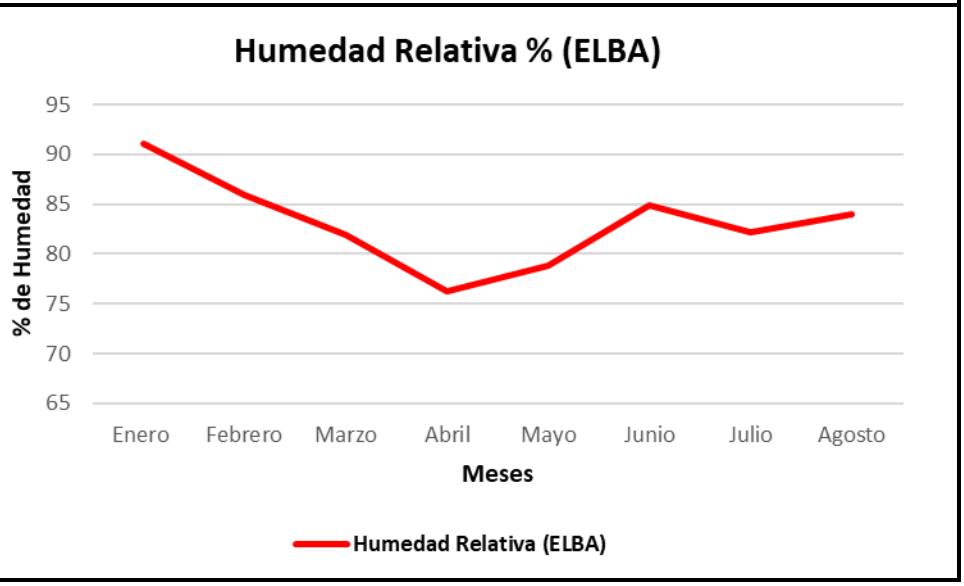
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.
Fuente: SMN-CONAGUA.

En la **Tabla III.4.3.2** se observa que la temperatura presenta promedios con valores de máximos de 30.17 ºC, promedios de 24.71 ºC y mínimos de 19.40 ºC. La temperatura máxima se presenta en los meses de abril a junio, mientras que las mínimas se manifiestan en los meses de diciembre a febrero, con temperaturas que oscilan entre los 16.44 y 16.99 °C. Las temperaturas promedio oscilan entre los 21.30 ºC y 27.38 ºC siendo el mes de mayo el que presenta mayor grado de temperatura.

III.4.3.3. Humedad

La Humedad Relativa (HR) es el porcentaje de humedad que se posee en ese momento. En lo que respecta a la HR se consideraron los datos de la estación meteorológica de la SEMAR y de INIFAP teniendo un valor promedio de 74.60 % para el 2018; mientras que de acuerdo a la Línea Base Ambiental del Campo Catedral para el 2016, se presentaron valores entre los 76.22 y los 91.06%. A continuación, la **Tabla III.4.3.3** muestra los resultados obtenidos.

TABLA III.4.3.3 % MENSUAL DE HR (2013-2017)

Mes	Humedad %	Gráfico
Enero	91.06	
Febrero	85.94	
Marzo	81.96	
Abril	76.22	
Mayo	78.77	
Junio	84.84	
Julio	82.19	
Agosto	83.97	
Septiembre	ND	
Octubre	ND	
Noviembre	ND	
Diciembre	ND	
Anal	83.11	

Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.
Fuente: INIFAP

Como se puede observar en la figura anterior, la HR que se presenta en la zona oscila entre el 76.22% y 91.06%; durante los meses de abril-mayo se observa una humedad por debajo del 80%, mientras que en los meses restantes se observa un aumento de hasta el 91.06% en el mes de para el mes de enero.

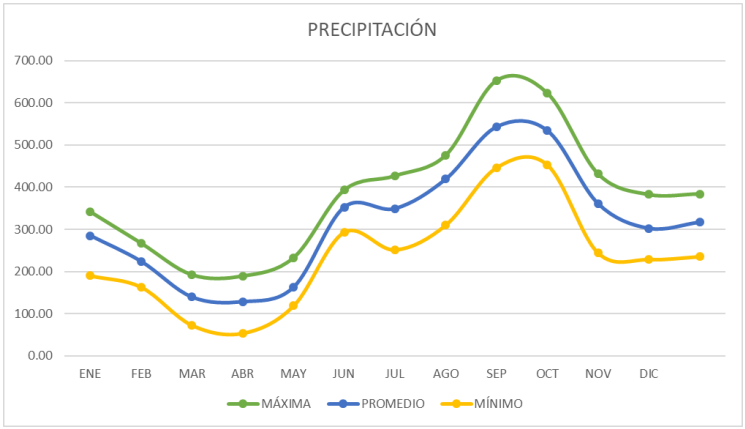
En termino generales la HR promedio anual es de 79.77% de acuerdo a los valores de 2016 y 2018.

III.4.3.4. Precipitación

Los promedios mensuales normales y máximos de la precipitación reportada por las estaciones climatológicas mencionadas al inicio del apartado, se muestran en la **Tabla III.4.3.4.**

TABLA III.4.3.4 PRECIPITACIÓN (MM) PROMEDIO MENSUAL

Mes	Máxima	Promedio	Mínima	Gráfica
Enero	341.60	285.09	190.00	
Febrero	267.40	224.01	163.20	
Marzo	192.60	139.51	73.00	
Abril	189.70	128.39	54.10	
Mayo	232.90	162.56	118.60	
Junio	393.10	352.76	293.00	
Julio	426.80	349.16	251.30	
Agosto	475.70	419.18	309.60	
Septiembre	652.40	543.03	445.30	
Octubre	622.70	534.30	452.30	
Noviembre	431.50	360.95	244.10	
Diciembre	382.50	302.36	228.40	
Anual	384.08	316.78	235.24	



Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.
Fuente: SMN-CONAGUA.

De acuerdo a la tabla anterior, se observa que las lluvias en el sitio presentan valores máximos en los meses de septiembre y octubre con 652.40 y 622.70 mm respectivamente. Mientras que los meses con menores valores de lluvia se presentó en los meses de marzo y abril con 73.00 y 54.10 mm. Los valores promedio de precipitación máxima son de 384.08 mm, promedio de 316.78 mm y mínima de 235.24 mm.

III.4.3.5. Vientos

El viento es un movimiento de una masa de aire causado por la diferencia de presiones debido a causas térmicas o principios dinámicos. Existen dos tipos de vientos los reinantes y los dominantes; los vientos predominantes o reinantes son los que soplan con mayor frecuencia en una zona, aunque no sean los de mayor intensidad, mientras que los dominantes refieren al viento (dirección del mismo) con mayor velocidad (intensidad).

De la información obtenida de la Estaciones Meteorológica **Paredón** (SEMAR) se realizó la rosa de vientos del área de interés, con la finalida de ilustrar su dirección y velocidad con forme a los valores recabados (**Figura III.4.3.5**).

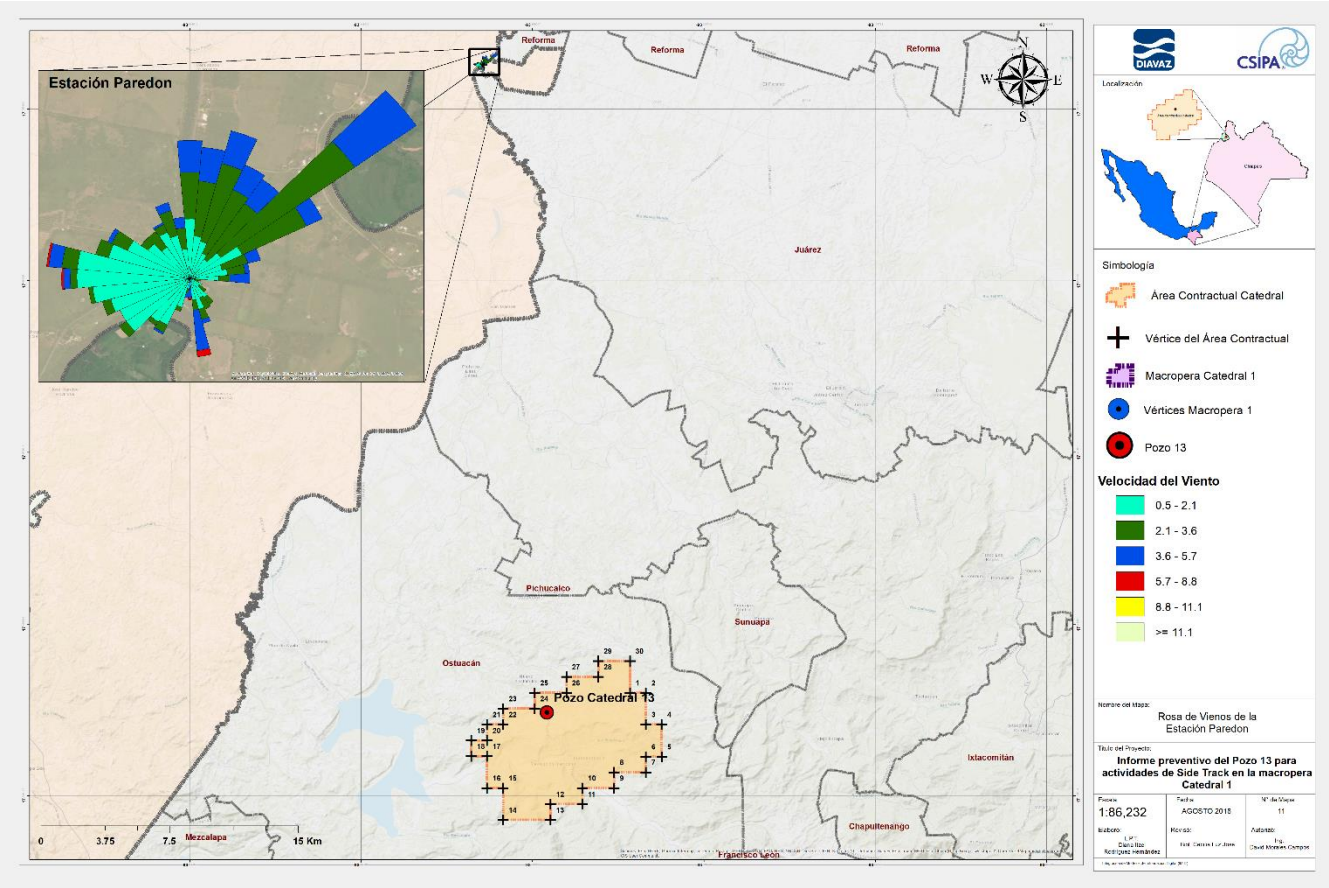


FIGURA III.4.3.3 DIRECCIÓN DEL VIENTO "ESTACIÓN EL PAREDÓN"

Fuente: SEMAR, 2018.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

En la figura se observa la dirección y la distancia de la Estación meteorológica Paredón de la SEMAR. Mientras que en la **Figura III.4.3.4** se observa la rosa de vientos de dicha estación.

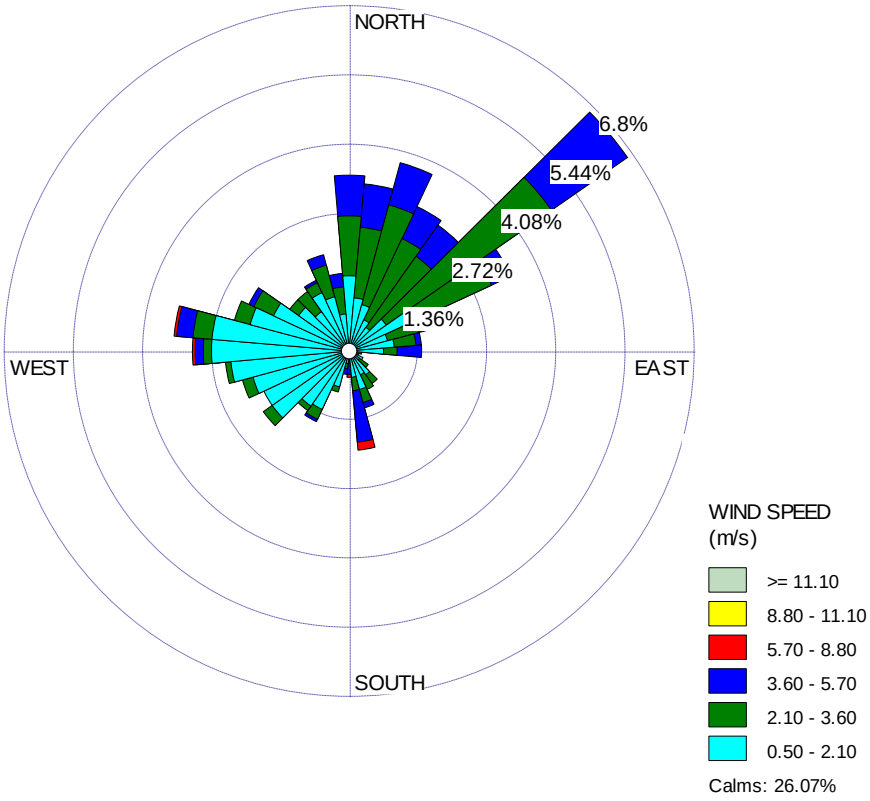


FIGURA III.4.3.4 ROSA DE VIENTOS DE LA "ESTACIÓN EL PAREDÓN"

Fuente: SEMAR, 2018.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

En la Figura anterior se observa que los vientos presentan una velocidad media de 1.54 m/s con un periodo de calmas del 26.07%, los vientos reinantes se dirigen al Suroeste con una velocidad entre los 2.10 y 3.60 m/s con una distribución de frecuencia de 4.6% en esta dirección. Mientras que los vientos dominantes se dirigen al Norte con una velocidad entre los 5.70 y 8.80 m/s, seguido del Suroeste con una velocidad de 3.60 a 5.7 m/s.

A continuación, la **Tabla III.4.3.5**, presenta los porcentajes de dirección del viento observadas en la figura anterior.

TABLA III.4.3.5 PORCENTAJES DE DIRECCIÓN DE VIENTOS

Dirección	%	Dirección	%
Norte	4.48	Sur	12.84
Noreste	7.72	Suroeste	17.75

TABLA III.4.3.5 PORCENTAJES DE DIRECCIÓN DE VIENTOS

Dirección	%	Dirección	%
Este	12.52	Oeste	4.47
Sureste	7.56	Noroeste	2.77

Fuente: SEMAR, 2018.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

En lo que se refiere a la frecuencia de la distribución de la dirección de los vientos; se observa que el 17.75% presenta una dirección del viento al Suroeste, seguido del 12.84% en dirección Sur, teniendo un menor porcentaje al Noroeste. Mientras que en la **Figura III.4.3.5** muestra la gráfica de distribución de frecuencia por velocidad. anteriormente descrito.

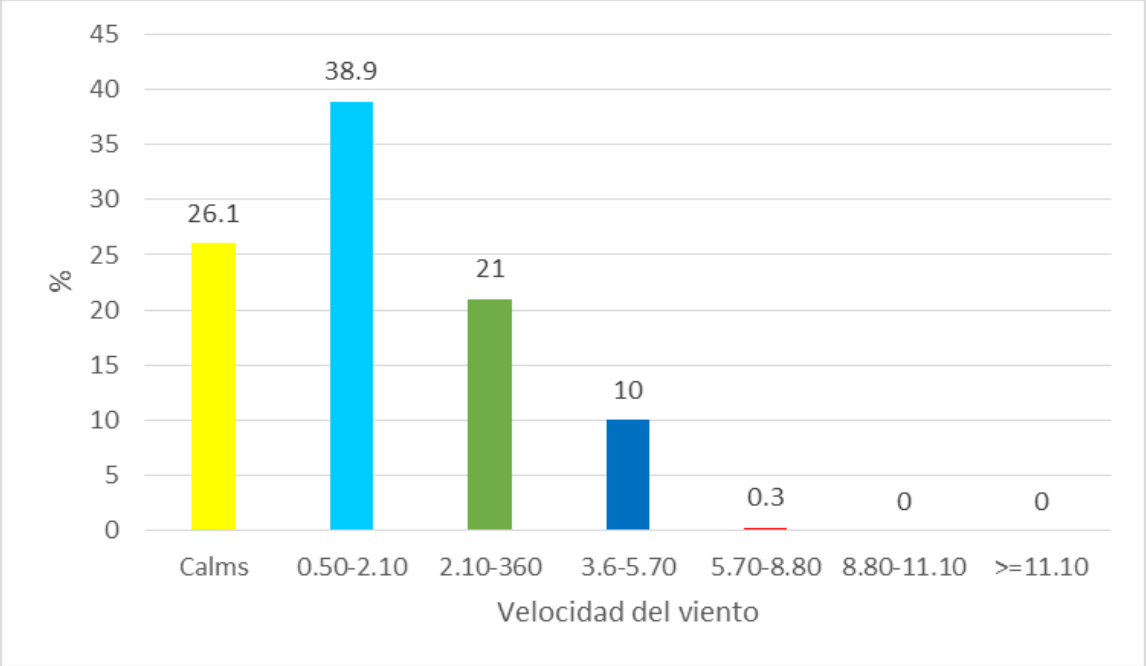


FIGURA III.4.3.5 DISTRIBUCIÓN DE FRECUENCIA DE VELOCIDADES DEL VIENTO

Fuente: INIFAP, 2018.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

En la Figura anterior se observa que el mayor porcentaje de velocidad se presenta entre los 0.50 y 2.10 m/s seguido del 21% con una velocidad de entre los 2.10 y 3.6 m/s

III.4.3.6. Frentes fríos

Estos se generan cuando una masa de aire frío avanza hacia latitudes menores y su borde delantero se introduce como una cuña entre el suelo y el aire caliente. Al paso de este sistema, se pueden observar nubes de desarrollo vertical las cuales podrían provocar chubascos o nevadas si la temperatura es muy baja. Durante su desplazamiento la masa de aire que viene desplazando el aire más cálido provoca descensos rápidos en las temperaturas de la región por donde pasa (SMN, 2017), así como lluvias, granizo, heladas, nevadas, vientos fuertes, viento del norte, así como tormentas invernales; mismas que abarcan durante los meses de septiembre a mayo. En el SMN mencionan que, en los 15 años más recientes, la temporada de frentes fríos más activa fue la de 2015-2016, cuando de septiembre a mayo ingresaron 62 sistemas frontales, a los que se sumaron los dos frentes fríos registrados en junio, es decir, fuera de temporada en septiembre de 2016. El Promedio histórico es de 51 sistemas de los registrados de 2001 a 2015.

El Estado de Chiapas, cuenta con un Procedimiento Estatal de Alerta por Lluvias (PROCEDA), cuyo objetivo es establecer el nivel de peligro presentado por la amenaza de lluvias ocasionadas por Ondas Tropicales, zonas de inestabilidad atmosférica, frentes fríos y fenómenos hidrometeorológicos no relacionados con ciclones tropicales, así como de acciones precisas para enfrentar una posible contingencia. El PROCEDA tiene un código de colores que representa de manera visual el grado de peligro provocado por las lluvias, tomando como fuente del pronóstico hecho por el Servicio Meteorológico Nacional en cuanto al rango de precipitaciones esperadas en 24 horas. Este procedimiento se genera de manera diaria una vez generado el pronóstico para el Estado por el Organismo de Cuenca Frontera Sur, Centro Hidrológico Regional Tuxtla, en la **Figura III.4.3.6** se presenta la “Tabla de Colores de Alerta” en la cual se presentan los niveles de alerta según el tipo de lluvia.

Tabla de Colores de Alerta

Pronóstico de lluvias (SMN)	Nivel de alerta	Tipo de lluvia
De 0.1 a 25 mm De 25 a 50 mm	Azul	Lluvias Lluvias Fuertes
De 50 a 75 mm	Verde	Lluvias Muy Fuertes
De 75 a 150 mm	Amarilla	Lluvias Intensas
De 150 a 250 mm	Naranja	Lluvias Torrenciales
Superiores a 250	Roja	Lluvias Extraordinarias

FIGURA III.4.3.6 TABLA DE COLORES DE ALERTA

Fuente: PROCEDA.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

Mientras que en la **Figura III.4.3.7** se observa el boletín emitido por **PROCEDA**, en el cual se desglose la dirección del viento, así como el clima predominante para diferentes regiones del estado.

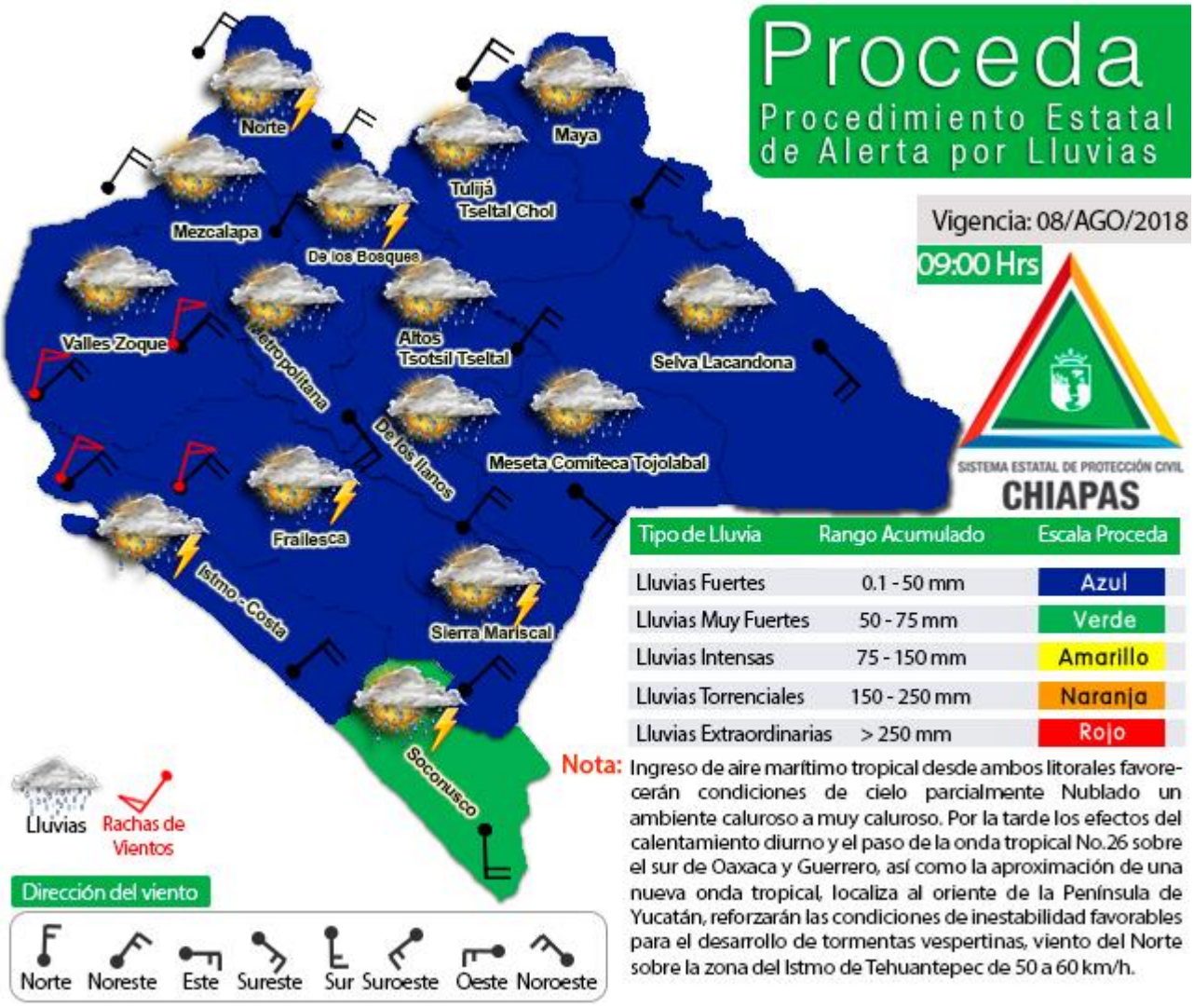


FIGURA III.4.3.7 BOLETÍN EMITIDO POR PROCEDA

Fuente: PROCEDA.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

III.4.3.7. Huracanes

Un ciclón tropical es una gran masa de aire cálido y húmedo con fuertes vientos que gira en forma de espiral alrededor de una zona de baja presión, en que la temperatura del agua superficial es mayor o igual a 26°C generando marea de tormenta (sobrelevación del nivel medio del mar), oleaje y lluvias. Estos se forman en la región marina entre los 5° a 15° de latitud, tanto en el hemisferio norte como en el sur.

Cuando éstos se ubican en el hemisferio norte, giran en el sentido contrario a las manecillas del reloj (Moshinsky et al., 2002)

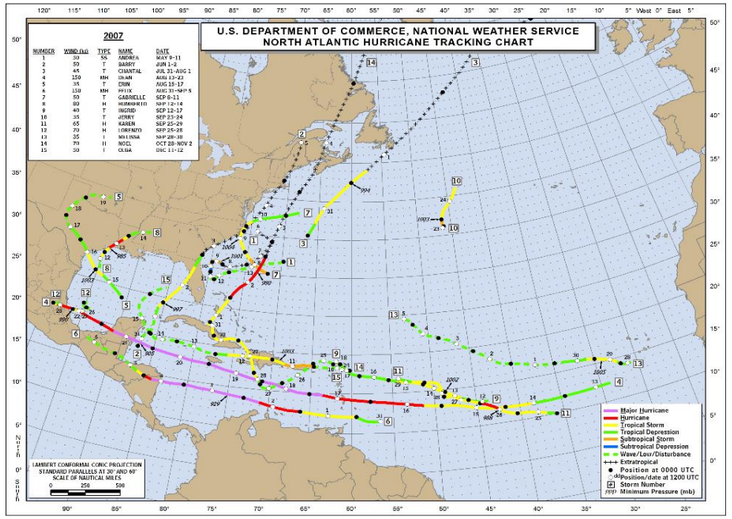
Los ciclones tropicales afectan a México entre los meses de junio a noviembre, aunque estos pueden iniciar a mediados de mayo para finalizar entre los últimos días de noviembre Cada año, entre el 15 de mayo y 30 de noviembre, México puede verse afectado por algún ciclón tropical (depresión, tormenta y huracán). Anualmente, en el Océano Pacífico ocurren del orden de 14 ciclones tropicales y en Golfo de México y el Mar Caribe un orden de 9; de los cuales 4 inciden cada año en el territorio de acuerdo a información del CENAPRED. El estado de Chiapas ha resentido el efecto de estos fenómenos climatológicos. En la **Tabla III.4.3.8** se muestra un referente histórico; mientras que en la **Figura III.4.3.8** se muestran las imágenes de los ciclones tropicales que han tocado tierra en los últimos años.

TABLA III.4.3.6 HURACANES QUE INCIDIERON EN EL ESTADO DE CHIAPAS

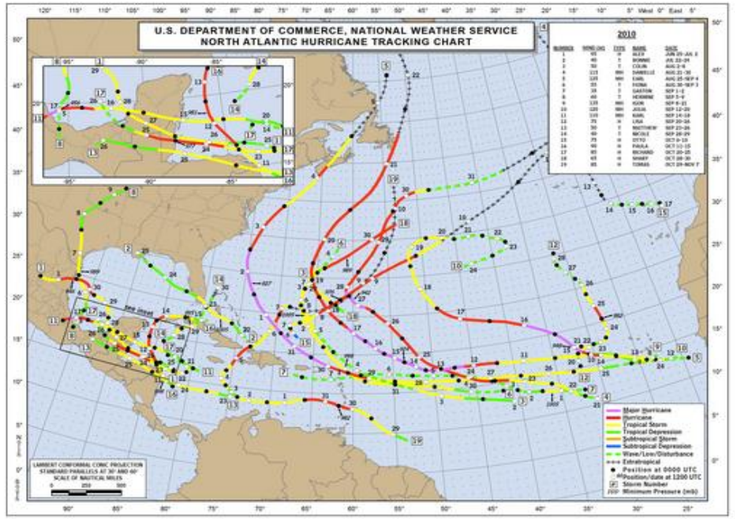
Año	Ubicación	Tipo	Velocidad del viento (kt)	Fecha	Nombre	Observaciones
2007	Golfo de México	Huracán	150	31 de agosto al 5 de septiembre	Félix	Penetra por Centroamérica y tocó territorio nacional como perturbación (lluvias y nublados)
2010	Golfo de México	Huracán	50	23 al 26 de septiembre	Mathew	Entró por Guatemala y llegó a territorio nacional como Depresión tropical
2011		Tormenta	55	19 al 22 de agosto	Harvey	Entro por Guatemala y entro al Territorio Nacional como depresión tropical
2013	Pacífico	Huracán	ND	28 al 30 de mayo	Bárbara	Llegó a Chiapas como huracán y salió del Estado como Depresión tropical
2014	Golfo de México	Tormenta Tropical	ND	2 al 4 de junio	Boris	Se formó como Depresión tropical y entró a territorio nacional como Tormenta tropical
2016	Golfo de México	Huracán	ND	26 al 6 de agosto	Earl	Huracán que entró por Guatemala y llegó a territorio nacional como Tormenta tropical

Notas: kt = nudos, equivalente a 0.51 m/s**, ND =** No disponible.
Fuente: NOAA, 2018.
Análisis: CSIPA, S.A. de C.V., 2018.

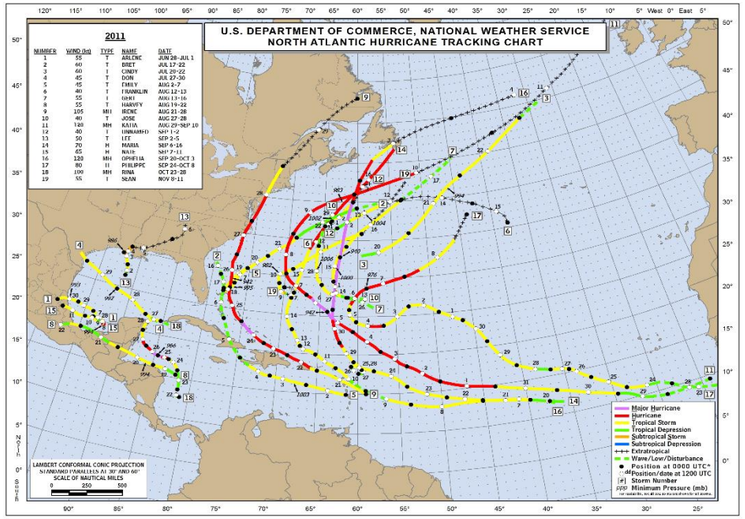
ÁREA CONTRACTUAL CATEDRAL



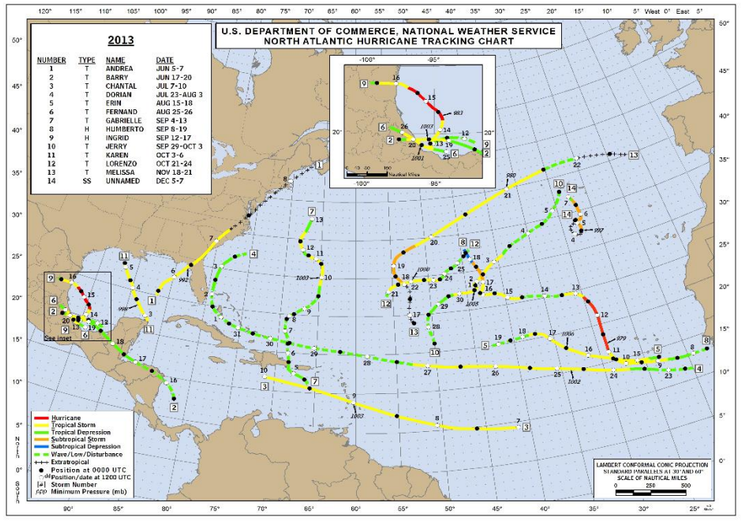
Huracán Félix, 2007



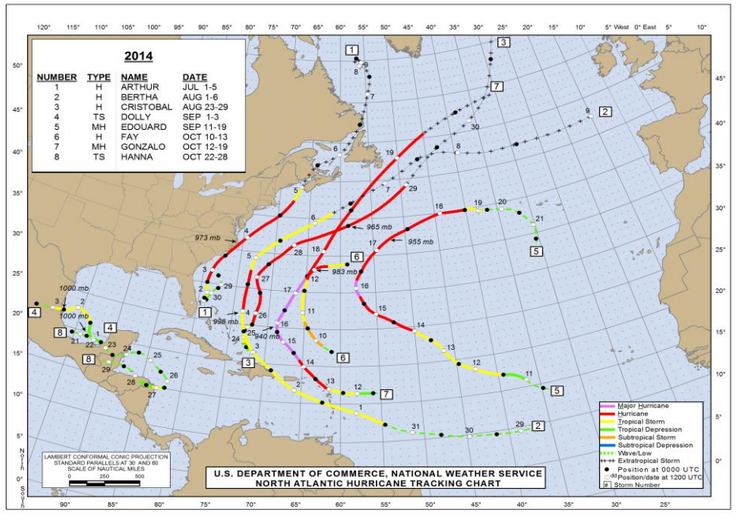
Huracán Mathew, 2010



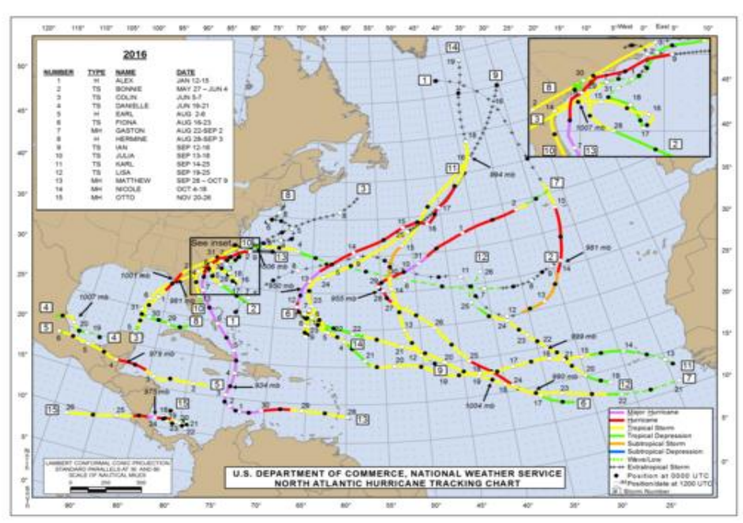
Tormenta Harvey, 2011



Huracán Bárbara 2013



Tormenta Tropical Boris, 2014



Huracan Earl, 2016.

FIGURA III.4.3.8 HURACANES QUE INCIDIERON EN EL ESTADO DE CHIAPAS

Fuente: NOAA, 2018.
Análisis: CSIPA, S.A. de C.V., 2018.

III.4.3.8. Fisiografía

Las provincias fisiográficas son regiones en el que el relieve es el resultado de la acción de un mismo conjunto de agentes modeladores del terreno, así como de un mismo origen geológico, lo mismo que un mismo o muy semejante tipo de suelo y de la vegetación que sustenta.

De acuerdo al Compendio de información geográfica municipal, el municipio de Ostuacán pertenece a la Provincia Fisiográfica Sierra de Chiapas y Guatemala en un 61.94% y Llanura Costera del Golfo Sur en un 38.06%.

La Sierra de Chiapas y Guatemala está situada en su mayor parte dentro del estado de Chiapas y una pequeña porción en el estado de Oaxaca, se extiende desde el límite de la Sierra Madre del Sur en Oaxaca, hasta la frontera con Guatemala, ocupa la parte sur del estado y se extiende en las proximidades del Océano Pacifico, constituyendo una divisoria de Aguas Continentales que deja al Sur sobre la vertiente del Pacifico y al Norte los Valles Centrales de Chiapas.

Las cimas más sobresalientes son: Cerro de la Cruz de Piedra con 2 500 m, Cerro de San Miguel 2 800 m, Pico de Niquivil 2 700 m y Volcán de Tacaná con 4 026 m. La cima de este último es vértice del límite Internacional con Guatemala, esta provincia tiene rocas predominantemente de origen sedimentario, en especial rocas calizas, semejantes a las de la Sierra Madre Oriental.

La Provincia Fisiográfica Llanura Costera del Golfo Sur, comprende las regiones costeras del sur de Veracruz y abarca prácticamente todo el estado de Tabasco; cubre algunas zonas del norte de Oaxaca, Chiapas y sureste de Campeche. Está limitada al poniente por el Sistema Volcánico Transversal, al sur por la Sierra Madre del Sur y al oriente por la península de Yucatán. Su anchura promedio varía entre 125 y 150 km. Por esta llanura escurren los ríos Blanco, Jamapa, Papaloapan, Coatzacoalcos y Usumacinta, entre otros. En la **Figura III.4.3.9** se muestra que ésta provincia abarca la superficie total del **AIP** y en del **ACC**.

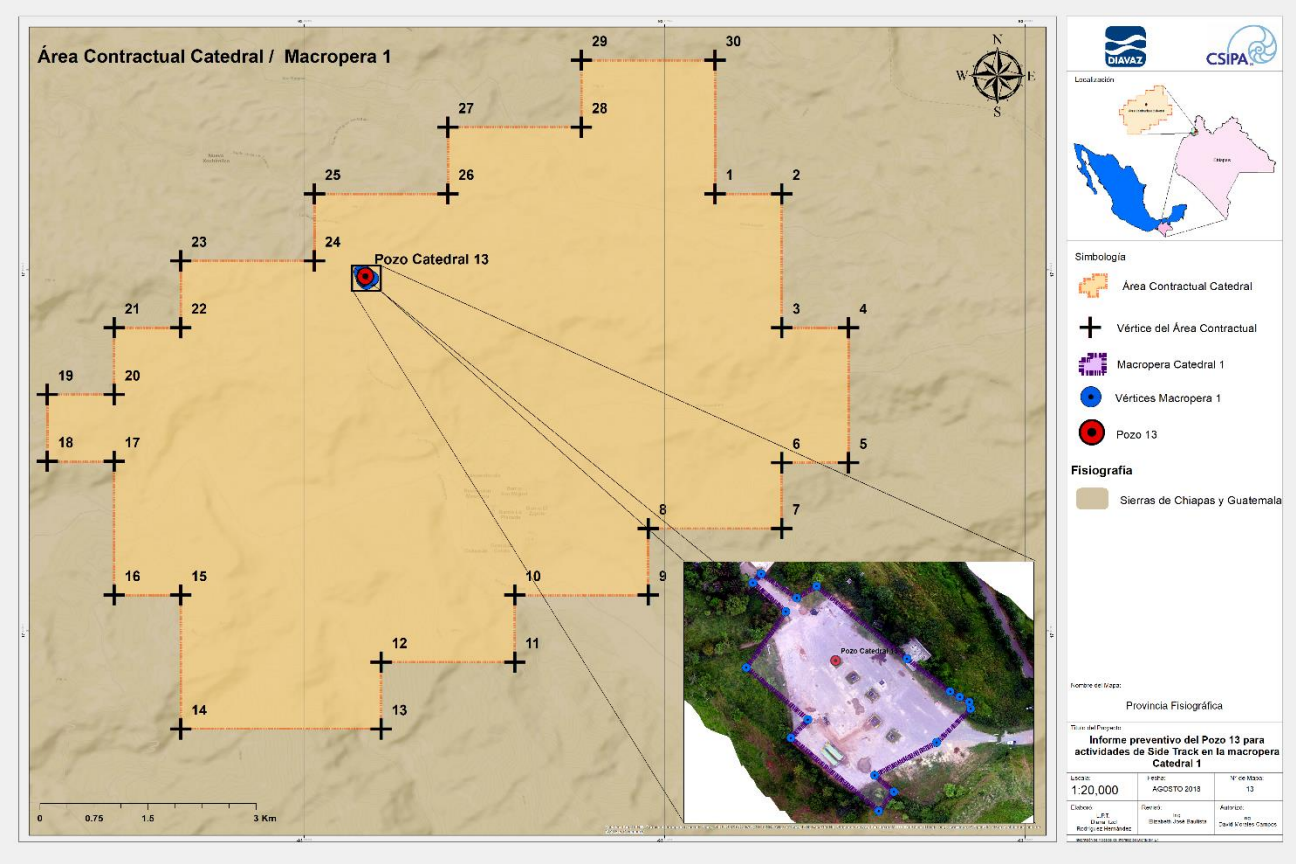


FIGURA III.4.3.9 PROVINCIAS FISIOGRÁFICAS

Fuente: INEGI, 2018.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

Asimismo, el Municipio de Ostuacán se divide en subprovincias fisiográficas; mismas que corresponde en un 61.94% a la Sierra del Norte de Chiapas y en 38.06 % a las Llanuras y Pantanos Tabasqueños, con un sistema de Topoformas con un 61.94 % a sierra Alta escarpada compleja, Lomerío Típico 33.95 y llanura aluvial en un 4.11%. Para el sitio en el cual se encuentra ubicada el ACC y el AIP la subprovincia correspondiente es “Sierras del Norte de Chiapas”, la que abarcar varios municipios que conforman el estado de Chiapas, entre ellos Ostuacán. En la **Figura III.4.3.10** se muestra la extensión de la “Sierras del Norte de Chiapas” en el **ACC** y el **AIP**.

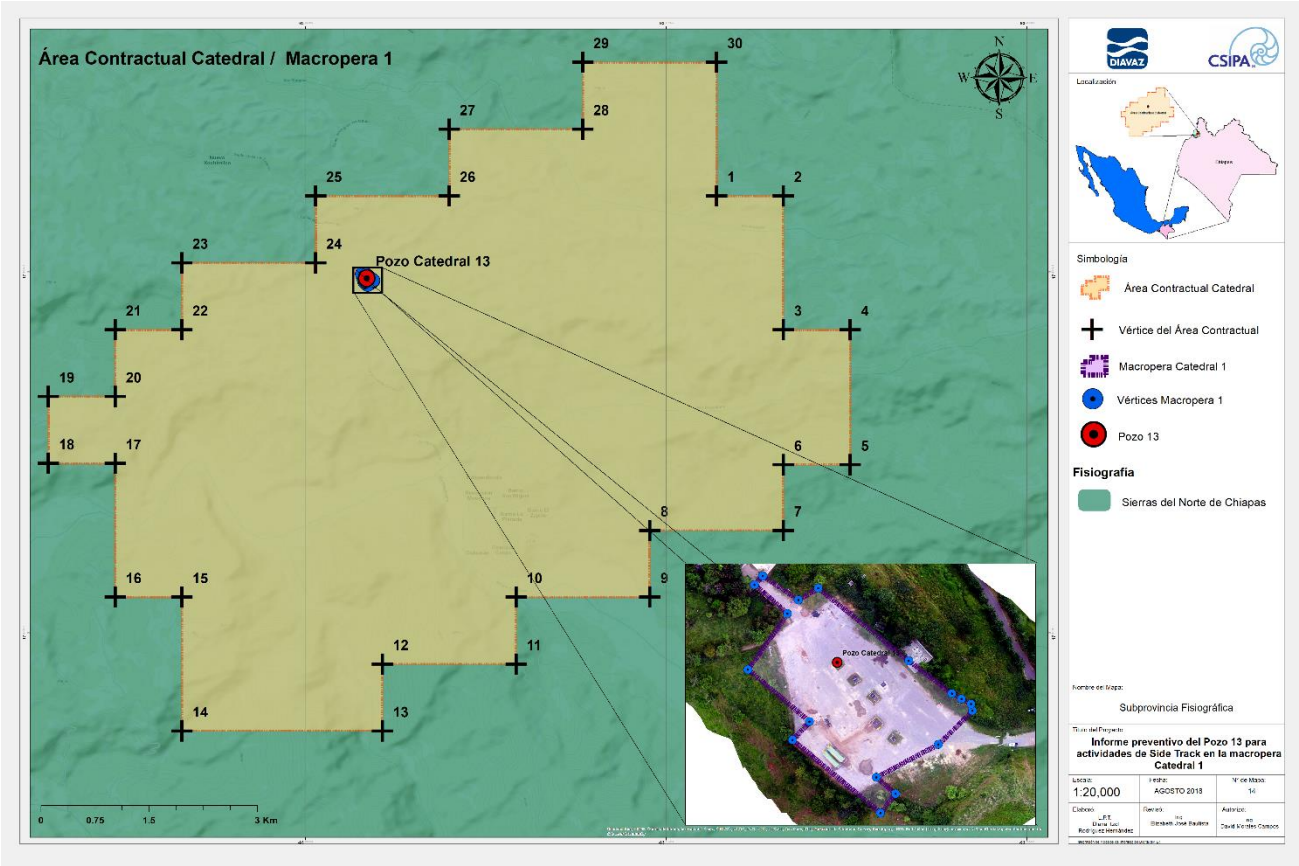


FIGURA III.4.3.10 SUBPROVINCIAS FISIOGRÁFICAS

Fuente: INEGI, 2018.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

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, dominantemente sedimentos marinos no consolidados de arcillas, arenas, conglomerados y depósitos de aluviones desde Terciarios, Cuaternarios y Cretácicos.

III.4.3.9. Geomorfología

La geomorfología es la rama de la geología y de la geografía que estudia las formas de la superficie terrestre y los procesos que las generan.

La característica geomorfológica predominante en el área, es el contraste de relieve por el cambio de pendiente entre la parte sur, correspondiente a las denominadas Montañas del Norte, que constituyen una franja con orientación este-oeste y altitudes máximas de 1500 msnm, y la Planicie Costera del Golfo de relieves muy suaves, con lomeríos en cadena orientados preferencialmente en dirección noreste- suroeste y elevaciones que alcanzan los 330 msnm. Para el Área Contractual Catedral se presentan dos tipos de rasgos geomorfológicos, Lomeríos y Montañas; mismos que se muestran a mayor detalle en la **Tabla III.4.3.7**, mientras que la distribución de los mismos se presenta en la **Figura III.4.3.11.**

TABLA III.4.3.7 RASGOS GEOMORFOLÓGICOS

Rasgo		Descripción
Lomerío	Lomeríos	Comprende las elevaciones del terreno de tamaño y altura menor respecto a una sierra, comprende estructuras como cerros y lomas.
	Bosque tropical Perennifolio y subcaducifolio	También conocido como selva alta perennifolia o selva húmeda. La mayoría de los árboles tienen hojas grandes y duras. Se distribuyen en climas cálidos y húmedos. Son ecosistemas muy complejos con alta variación de especies de un lugar a otro.
	Bosque tropical subcaducifolio	En este tipo de vegetación se agrupa una serie de comunidades vegetales con características intermedias en su fisonomía y en sus requerimientos climáticos entre el bosque tropical perennifolio y el bosque tropical caducifolio. En tal virtud, muchas de sus características corresponden a alguna de las formaciones mencionadas o bien se encuentran a medio camino entre ambos. Desde el punto de vista de su fisonomía y estructura en general se parece a la primera, pero la fenología lo asemeja a la segunda. En el bosque tropical subcaducifolio cuando menos la mitad de los árboles deja caer sus hojas durante la temporada de sequía, pero hay muchos componentes siempre verdes y otros que sólo se defolian por un periodo corto, a veces de unas cuantas semanas.
Montañas	Montañas	Elevación natural significativa de terreno que sobresale de la superficie terrestre.
	Bosque de coníferas	Bosques en los que predominan distintas especies de coníferas (por ejemplo: pinos, abetos u oyameles, cedros y enebros, entre otros), en tanto que las especies latifoliadas representan menos del 20% del total.
	Bosque de latifoliadas	Bosques en los que predominan distintas especies de latifoliadas, es decir, especies de hoja ancha, como es el caso del encino. Pueden presentar coníferas, pero éstas representan menos del 20% del total.
	Bosque mesofilo de montaña	El BMM se caracteriza principalmente por la presencia frecuente o persistente de nubes a nivel de la vegetación

Fuente:
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

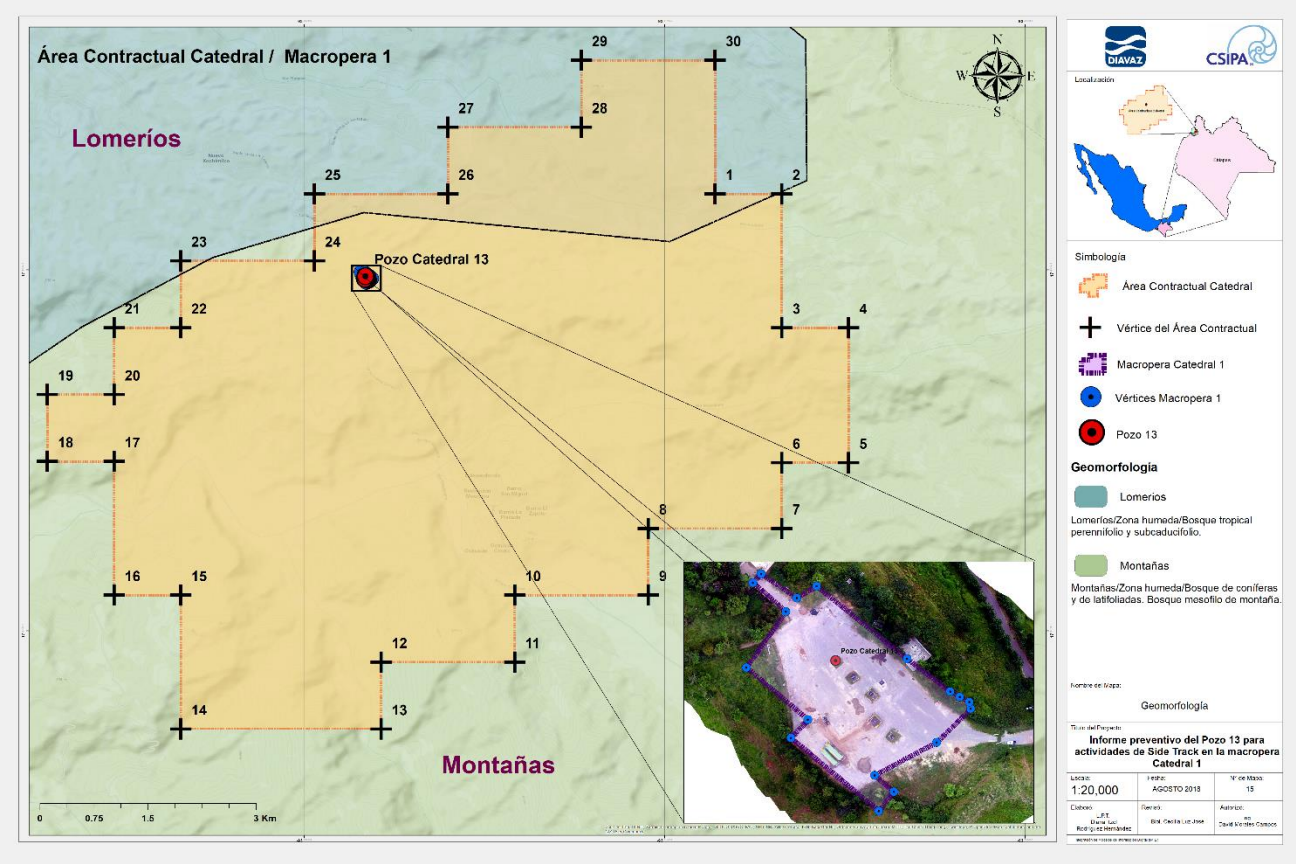


FIGURA III.4.3.11 MAPA GEOMORFOLÓGICO

Fuente: Atlas de riesgos de los municipios de Tampico, Madero y Altamira; el Estado de Tamaulipas, 2009.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

Asimismo, el relieve de las montañas de esta región está condicionado por varios factores: la tectónica, activa desde el Neógeno (Mioceno–Plioceno) e intensa en la actualidad; por la litología, la estructura geológica y las condiciones climáticas. En general, el relieve del territorio se caracteriza por una serie de escalones geomorfológicos, que transitan desde montañas bajas y pre-montañas; hasta lomeríos en su parte central; y un sistema de planicies (planas, onduladas, colinosas y muy colinosas). Para el área en la cual se encuentra ubicado el Pozo C-13, motivo del presente estudio, la geomorfología correspondiente es **"Montañosa"**.

III.4.3.10. Geología

La geología es la ciencia que se ocupa del estudio de la Tierra, de su constitución, origen e historia de los procesos que ocurren de ella. Esta ciencia investiga el origen y clasifica a las rocas, los tipos de estructuras que conforman a las unidades de roca y la forma de relieve que se desarrolla por los procesos internos y externos plasmados en la corteza terrestre.

Para la región que comprende los Estados de Chiapas y Tabasco aflora una amplia secuencia del Mesozoico y Cenozoico, constituida principalmente por rocas sedimentarias marinas que se encuentran plegadas y afalladas. En lo que refiere al municipio de Ostuacan se cuenta con una secuencia del Paleógeno en un 37.84%, Cuaternario en un 32.29% y en el Neógeno en un 23.34%, misma que se describe a mayor detalle la escala de tiempo geológico en la **Tabla III.4.3.8.**

TABLA III.4.3.8 ESCALA DEL TIEMPO GEOLÓGICO

Era	Periodo (Sistema)	Época	Edades en millones de años		Formas de vida predominantes
Cenozoico C	Cuaternario	Reciente	1.8	Presente	Existen Homo erectus, evoluciona a Homo Sapiens, desarrollo de la flora moderna
	Paleógeno	Plioceno Tp	5.3	1.8	Desarrollo de bipedalismo homínido, aparición del *Astralophitecus* en África, predominio de animales de gran talla: oso, alce, bisonte, rinoceronte, y de grandes carnívoros: desarrollo del caballo.
		Mioceno Tm	23.8	5.3	Evolución de la línea filogenética de los chimpancés y homínidos. Aparición y desarrollo de: ballenas, murciélagos, caballo y mono antropoide
	Neógeno	Oligoceno To	33.7	23.8	Evolución hacia familias modernas de angiosperma
		Eoceno Te	55.5	33.7	Evolución de tos conejos y las liebres, aparición de caballos y ballenas, las angiospermas se adaptan a la polinización por viento y por insectos, aparecen los linajes modernos de vertebrados y de insecto
		Paleoceno Tpal	65	55.5	Se inicia amplio desarrollo de angiospermas: aparecen los primeros mamíferos (placentarios), aparecen nuevas especies de invertebrados: foraminíferos, gasterópodos y bivalos. Máximo desarrollo de tiburones, aumento en el nivel del mar.

Fuente: Guía de Interpretación Cartográfica, INEGI,2018.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

En la Tabla anterior, se observa la escala de tiempo geológico y las formas de predominantes para cada época. En lo que respecta al tipo de roca, el municipio de Ostuacán presenta un tipo de roca ígnea extructiva y sedimentaria.

El tipo de roca extrusiva se originan a partir de material fundido en el interior de la corteza terrestre, el cual está sometido a temperatura y presión muy elevada. El material antes de solidificarse recibe el nombre genérico de MAGMA (solución compleja de silicatos con agua y gases a elevada temperatura). Se forma a una profundidad de la superficie terrestre de entre 25 a 200 km. Cuando emerge a la superficie se conoce como lava, este tipo de magma llega a la superficie terrestre y es derramado a través de fisuras o conductos (volcán), y al enfriarse y solidificarse forma este tipo de rocas. Las rocas extrusiva se distinguen de las intrusivas por presentar cristales que solo pueden ser observados por medio de una lupa (textura afanitica).

Las rocas sedimentarias se forman por la precipitación y acumulación de materia mineral de una solución o por la compactación de restos vegetales y/o animales que se consolidan en rocas duras. Los sedimentos son depositados, una capa sobre la otra, en la superficie de la litósfera a temperaturas y presiones relativamente bajas y pueden estar integrados por fragmentos de roca preexistentes de diferentes tamaños, minerales resistentes, restos de organismos y productos de reacciones químicas o de evaporación.

El municipio de Ostuacán, de acuerdo al compendio de información geográfica municipal del año 2011, se presentan dos tipos de rocas: la roca Ígnea extructiva y la sedimentaria; que a su vez se divide en roca ígnea extructiva intermedia con un porcentaje del 20.36% y la sedimentaria: lutita-arenisca en un 33.96%, arenisca en un 23.34% y conglomerado en un 3.88, con un tipo de suelo aluvial. En la **Figura III.4.3.12** se muestra que la geología del **ACC** y del **AIP** consta de roca ígnea extrusiva intermedia (Igei).

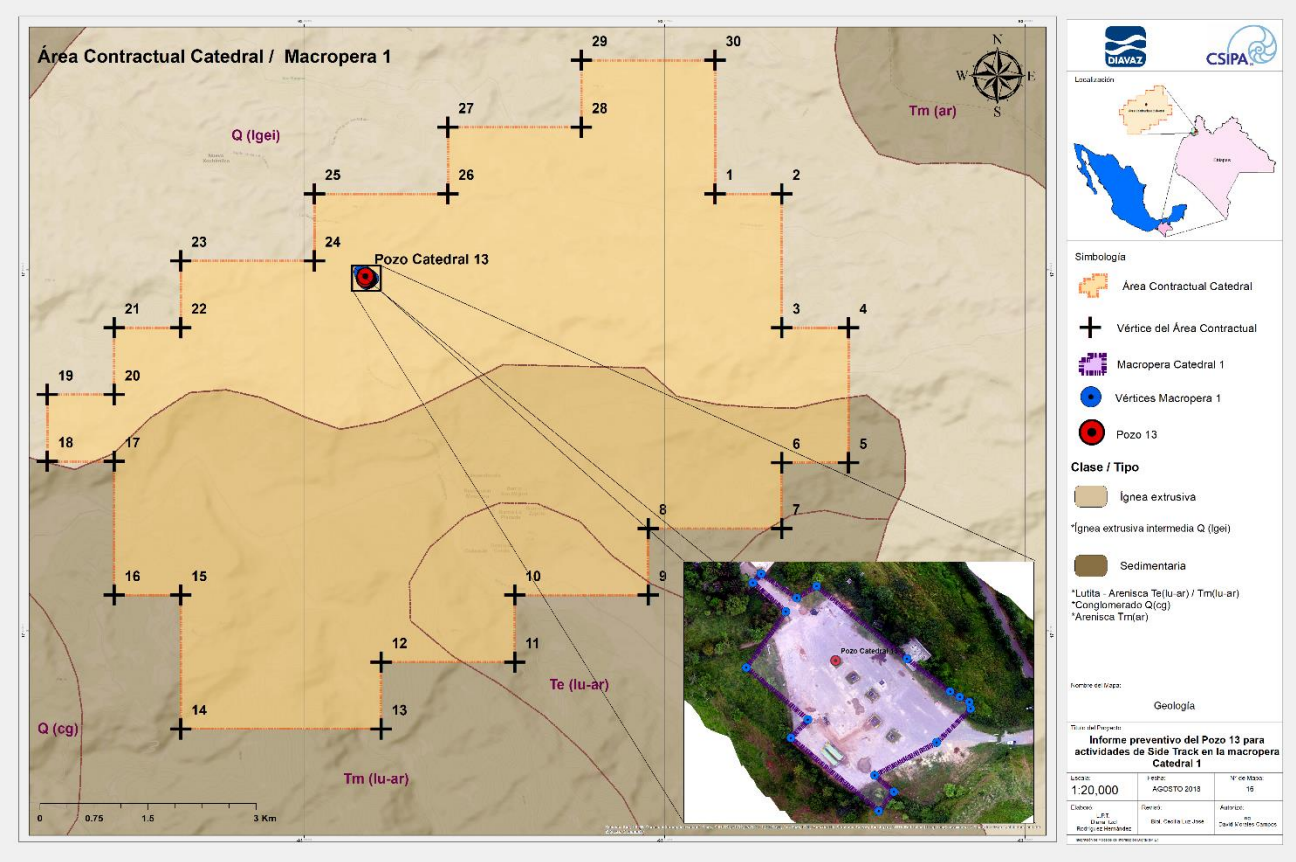


FIGURA III.4.3.12 MAPA DE GEOLOGÍA

Fuente: INEGI, 2017.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

En la **Tabla III.4.3.9** se presenta la clasificación, tipo y características de las rocas que conforman el ACC.

TABLA III.4.3.9 CLASIFICACIÓN DE LAS ROCAS

Componente	Tipo	Características
Ígnea extructiva	Intermedia	Termino químico usado para definir las rocas que contienen entre 45% y 52% de SiO2.
Sedimentaria	Lutita	Roca constituida por material terrígeno muy fino (arcillas) 1/256 mm. Debido al tamaño de sus componentes no es posible una clasificación más precisa. Por la presencia de minerales accesorios se tienen: lutitas calcáreas, lutitas rojas o férricas, lutitas carbonosas y lutitas silícea

TABLA III.4.3.9 CLASIFICACIÓN DE LAS ROCAS

Componente	Tipo	Características
	Arenisca	Roca constituida por minerales, fragmentos del tamaño de la arena 1/16 mm a 2 mm. Se pueden clasificar en forma general por el porcentaje de matriz (material que engloba a los fragmentos) en arenitas (0-15%) y wacas (15 -75), por su contenido de minerales (cuarzo, feldespatos y fragmentos de roca) en: arcosas, ortocuarcitas y litarenitas, Grawvaca (lítica o feldespática)
	Conglomerado	Roca de grano grueso mayores a los 2 mm de 250 mm (gravilla 2-4 mm, guijarro 64 – 256 mm y peñasco > 256 mm); de formas esféricas a poco esféricas y de grado de redondez anguloso a bien redondeados. Por la presencia de arcillas (matriz y/o cementante) se diferencian los siguientes tipos de conglomerados: ortoconglomerados (matriz <15 %) y paraconglomerados (matriz > 15%)
Suelo	Aluvial	Suelos de materiales transportados o depositados en las planicies costeras y valles interiores. Son aluviones estratificados de textura variable. Son suelos recientes o de reciente deposición y carecen de modificaciones de los agentes externos (agua, clima, etc.). Se ubican en áreas ligeramente inclinadas o casi a nivel en las planicies costeras y valles interiores en donde el manto freático está cerca de la superficie y el drenaje por lo general es pobre. Son suelos de alta productividad permitiendo agricultura intensiva y mecanizada, aptos para toda clase de cultivos. Es factible el uso de riego.

Fuente: Guía de Interpretación Cartográfica, INEGI, 2018.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

III.4.3.11. Hidrología

De acuerdo a la Conagua, la hidrografía del estado de Chiapas y del sureste mexicano es un sistema muy complejo, por sus dimensiones y por sus características superficiales topográficas muy accidentadas en las partes altas. En el estado de Chiapas se complementa la Cuenca Hidrológica del Grijalva-Usumacinta con el río Mezcalapa que nace en la vertiente del macizo de Chiapas en su porción noreste, la que está integrada por una gran cantidad de tributarios que se abastecen principalmente del río Grande de Chiapas y aguas provenientes de la Presa Netzahualcóyotl, para abandonar el estado con dirección al Golfo de México.

Las cuencas del Usumacinta y del Grijalva se originan en las montañas de Los Altos, en Guatemala, muy cerca una de la otra; a continuación, se describe la zona correspondiente a la cuenca del Grijalva, que es donde se encuentra el área Contractual Catedral.

El Municipio de Ostuacán, se localiza en la región hidrológica núm. 30 (RH30), Grijalva-Usumacinta; en la Cuenca Rio Grijalva- Villahermosa. La Cuenca Rio Grijalva- Villahermosa cuenta con tres subcuencas para el municipio de Ostuacán, Rio Mezcalapa con un (49.25%), Rio Platanar (29.69%) y Rio Sayula (21.06%).

Cabe señalar que el Área Contractual Catedral, se ubica en la subcuenca Rio Mezcalapa y Río Sayula. Mientras que la macropera 1 pertenece a la subcuenca Rio Mezcalapa como se observa en la **Figura III.4.3.13**

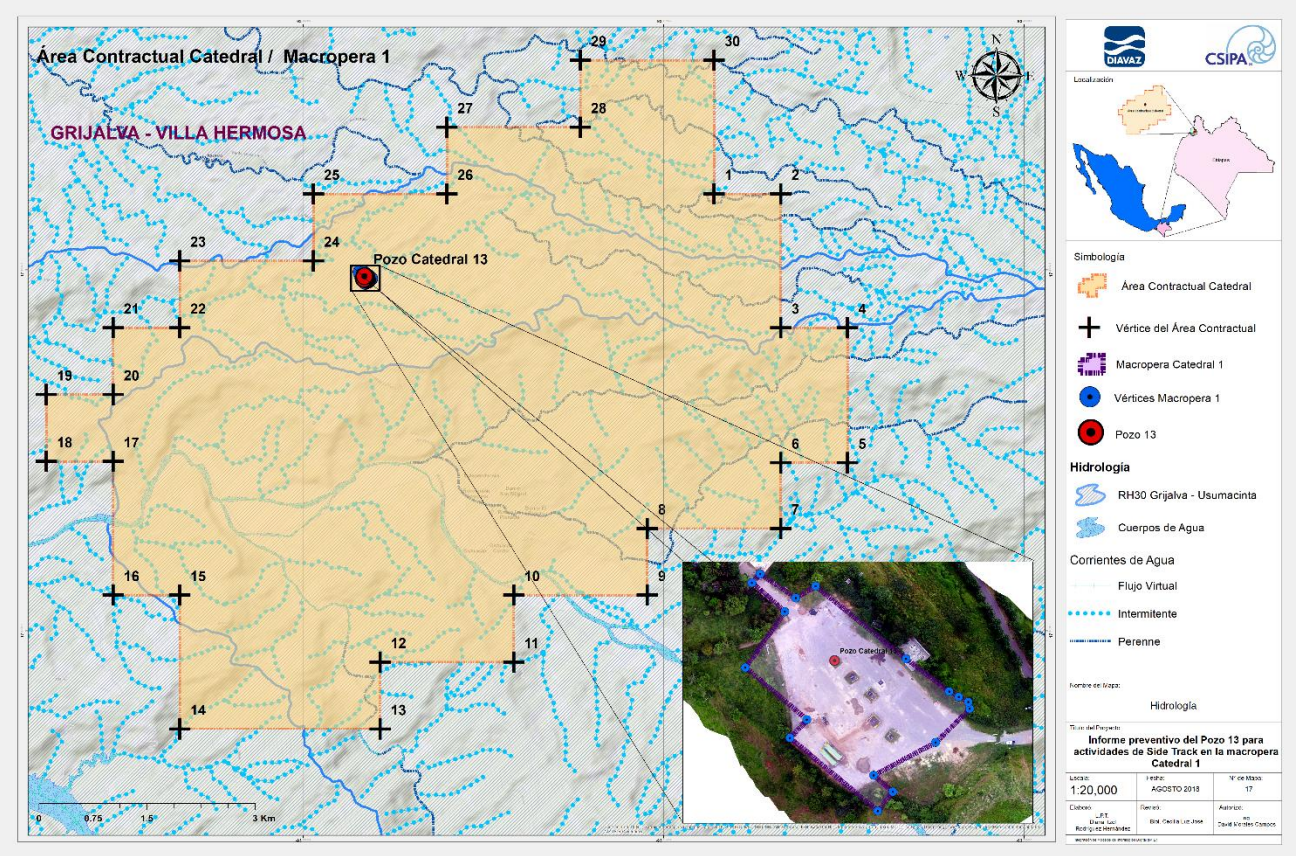


FIGURA III.4.3.13 HIDROLOGÍA EN EL ÁREA CONTRACTUAL CATEDRAL

Fuente: INEGI, 2018.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018

La descripción y análisis de la hidrología se realizó con base en las cartas hidrológicas con escala de 1: 250,000 de INEGI 2007 y en la Red Hidrográfica escala 1:50,000 edición 2.0 de INEGI. A continuación, la **Tabla III.4.3.10**, se presenta las características de la RH 30.

TABLA III.4.3.10 CARACTERÍSTICAS DE LA RH 30, GRIJALVA - USUMACINTA

Características	Dato
Extensión Territorial Continental	102,465 (km²)
Precipitación normal anual 1971-2010	1 703 mm)
Escurrimiento natural medio superficial interno	59 297 (hm³/año)
Escurrimiento natural medio superficial total	103 378 (hm³/año)
Importaciones (+) o exportaciones (-) de otros países	44 080 (hm³/año)
Número de cuencas hidrológicas 45	83

Fuente: Atlas de del Agua en México, 2015.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018

Los embalses y cuerpos de agua, de acuerdo a lo señalado en la Línea Base Ambiental del Área Contractual Catedral, tienen una superficie del espejo de los cuerpos y corrientes de agua que suma 505 804.61 m², todos son perennes. El más importante es el río Ostuacán, éste recorre el área contractual de este a oeste; los demás son los arroyos Maspac, Chulpac, Supiac y Muspac.

III.4.3.12. Escorrentía

De acuerdo a la Línea Base Ambiental, Existen áreas en donde el escurrimiento tiende a ser uniforme debido a sus características de permeabilidad, cubierta vegetal y precipitación media principalmente. Como resultado del análisis de estos factores, 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 Catedral el 96,14 % de la superficie corresponde a coeficiente de escurrimiento mayor al 30% y el 3,86% a un coeficiente de escurrimiento de 20 a 30%. Estos escurrimientos tan altos son el resultado de la conjugación de tres factores: el alto contenido de arcilla del suelo, la precipitación de 4,000 mm/año y las elevadas pendientes del terreno, como se puede observar en la **Tabla III.4.3.11,**

TABLA III.4.3.11 COEFICIENTE DE ESCURRIMIENTO

Descripción	Área (m^2)	Has	Km^2	porcentaje
Coeficiente de escurrimiento de 20 a 30%	2235324.7974	223.5325	2.2353	3.86%
Coeficiente de escurrimiento mayor de 30%	55695681.3060	5569.5681	55.6957	96.14%
Total	57931006.1034	5793.1006	57.9310	100%

Fuente: Diavaz Offshore S.A.P.I. de C.V., 2018.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018

III.4.3.13. Hidrología subterránea

El agua que se deposita en los acuíferos del país son vitales para garantizar el abastecimiento de esta a la población urbana, pues gran parte de las ciudades y localidades dependen de ella. En lo que respecta al acuífero correspondiente al ACC, se presenta el análisis del mismo.

- Acuíferos

El acuífero de Reforma (0702) pertenece a la Región Hidrológica Administrativa “Frontera Su” se localiza en la porción norte del estado de Chiapas y cubre una superficie de 4017 km^2, que representa cerca del 5.44% del territorio estatal. En la **Tabla III.4.3.12** se presentan las principales características del acuífero.

TABLA III.4.3.12 COEFICIENTE DE ESCURRIMIENTO

Acuífero	R	DNCOM	VCAS	VEXTET	DAS	DÉFICIT
	Cifras en millones de metros cúbicos anuales					
Reforma	2 968.9	2 750.2	27.714952	73.5	190.990048	0.000

Notas: R= Recarga**; DNCOM=** Descarga natural comprometida**, VCAS=** Volumen concesionado de agua subterránea**; VEXTET=** Volumen de extracción de agua subterránea consignado en estudios técnicos**; DAS=** Disponibilidad media anual de agua subterránea.
Fuente: CONAGUA, 2018.
Análisis: CSIPA S.A DE C.V, 2018.

La recarga natural del Acuífero Reforma, es del orden de 2968.8 7 Mm3/año; la cual básicamente comprende la infiltración por precipitación de la lluvia y la infiltración por corrientes; las entradas horizontales por flujo subterráneo, no se consideraron debido a que no se cuenta con información hidrogeológica y piezométrica.

La recarga inducida, producto de los retornos de riego, es del orden de 0.03 Mm3/año; de los cuales, el 99.5% corresponden a la demanda de aguas superficiales y el 0.5% a la demanda de aguas subterráneas.

La salida por evapotranspiración se estimó en 290.409 Mm3/año; considerando la profundidad de los niveles estáticos de la región entre 6 y 15 m, y aplicando un porcentaje del 5% de la evapotranspiración potencial media anual.

III.4.3.14. Suelos

La identificación del tipo de suelo presente en el ACC 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 ACC corresponde a **Acrisol / húmico y Cambisol / Virtico**.

Los acrisoles (A) son Suelo ácido de climas húmedos, con un subsuelo arcilloso muy pobres en nutrientes o bases (Ca, Mg, K, Na). Mientras que los Cambisol (B) son suelos con subsuelo estructurado, donde las características de las rocas que los originan han desaparecido casi por completo, o suelos con capa superficial obscura mayor de 25 cm de espesor, con buen contenido de materia orgánica, pero pobre en nutrientes o bases (Ca, Mg, K, Na). En la **Figura III.4.3.14** se observa a mayor detalle los tipos de suelo que constituyen al ACC y el sitio en el cual se encuentra ubicado el Pozo C-13.

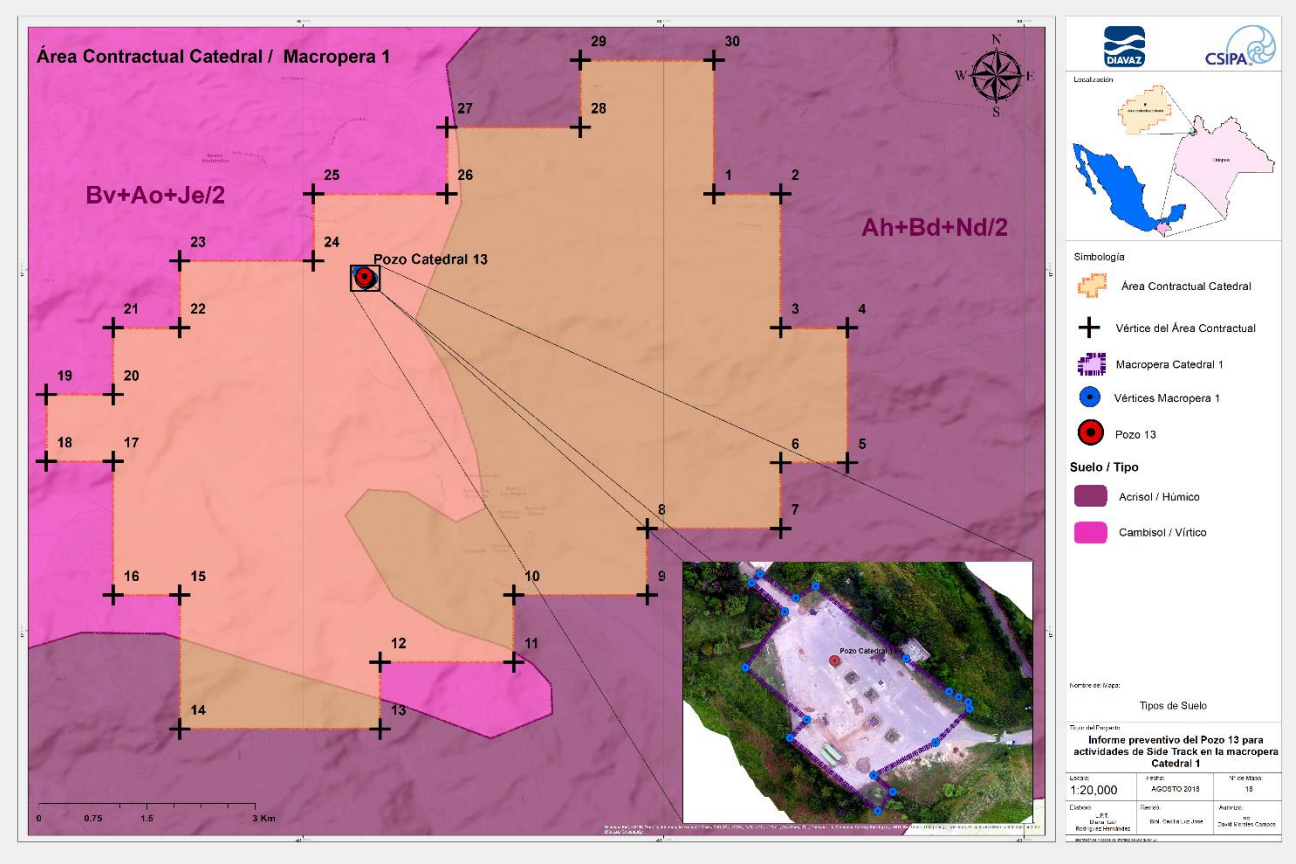


FIGURA III.4.3.14 TIPOS DE SUELO EN EL ÁREA CONTRACTUAL

Fuente: INEGI, 2017.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

En la figura anterior se observa que el tipo de suelo para la macropera 1 es **Cambisol/Virtico.** Este tipo de suelo es joven, poco desarrollado y se puede encontrar en cualquier tipo de vegetación o clima a excepción de zonas áridas. Se caracteriza por presentar en el subsuelo una capa con terrones que presenta vestigios del tipo de roca subyacente y que además puede tener pequeñas acumulaciones de arcilla, carbonato de calcio, fierro o magnesio. También pertenecen a esta unidad algunos suelos muy delgados que están colocados directamente encima de un tepetate. Este suelo se encuentra asociado a Acrisol Órtico (**Ao**) con Fluvisol Éutrico (**Je**).

III.4.4. Aspectos bióticos

La descripción de aspectos bióticos del ACC y del AIP se realizó tomando en cuenta las cartas temáticas expedidas por el INEGI y la CONABIO. Asimismo, con la finalidad de puntualizar sobre las características bióticas particulares del sitio donde se llevarán a cabo las actividades de reparación mayor con reentrada al pozo se requirió de un equipo de especialistas que realizó un recorrido en el sitio y sus alrededores para realizar la determinación de especies.

III.4.4.1. Vegetación

En el Estudio de Línea Base Ambienta (**ELBA**) del **ACC** se identificaron para el total de la superficie del área contractual un mosaico de asociaciones vegetales que corresponden a fragmentos de vegetación de origen secundario derivadas tanto de selvas altas perennifolias, así como de selvas medianas o bajas perennifolias ligadas con actividades agropecuarias y vegetación de galería o riparia, las cuales se encuentran estrictamente asociadas a cuerpos de agua, mientras que la vegetación con mayor grado de modificación está definida por plantaciones de cacao, zonas de pastizal inducido y zonas de agricultura.

Para el **AI**, zona en la cual se encuentra inmersa la Macropera 1 y a su vez el proyecto “Pozo C-13”, el uso de suelo descrito es ***Pastizal Cultivado (PC)***, según la información contenida la carta de Uso del Suelo y Vegetación de INEGI escala 1:250 000 (Serie VI), **ver Figura III.4.4.1.** Para mayor referencia en el **Anexo E** se encuentra el plano “Uso de Suelo y Vegetación” donde se puede ubicar el uso de suelo del sitio en el cual se ubicado el pozo C-13.

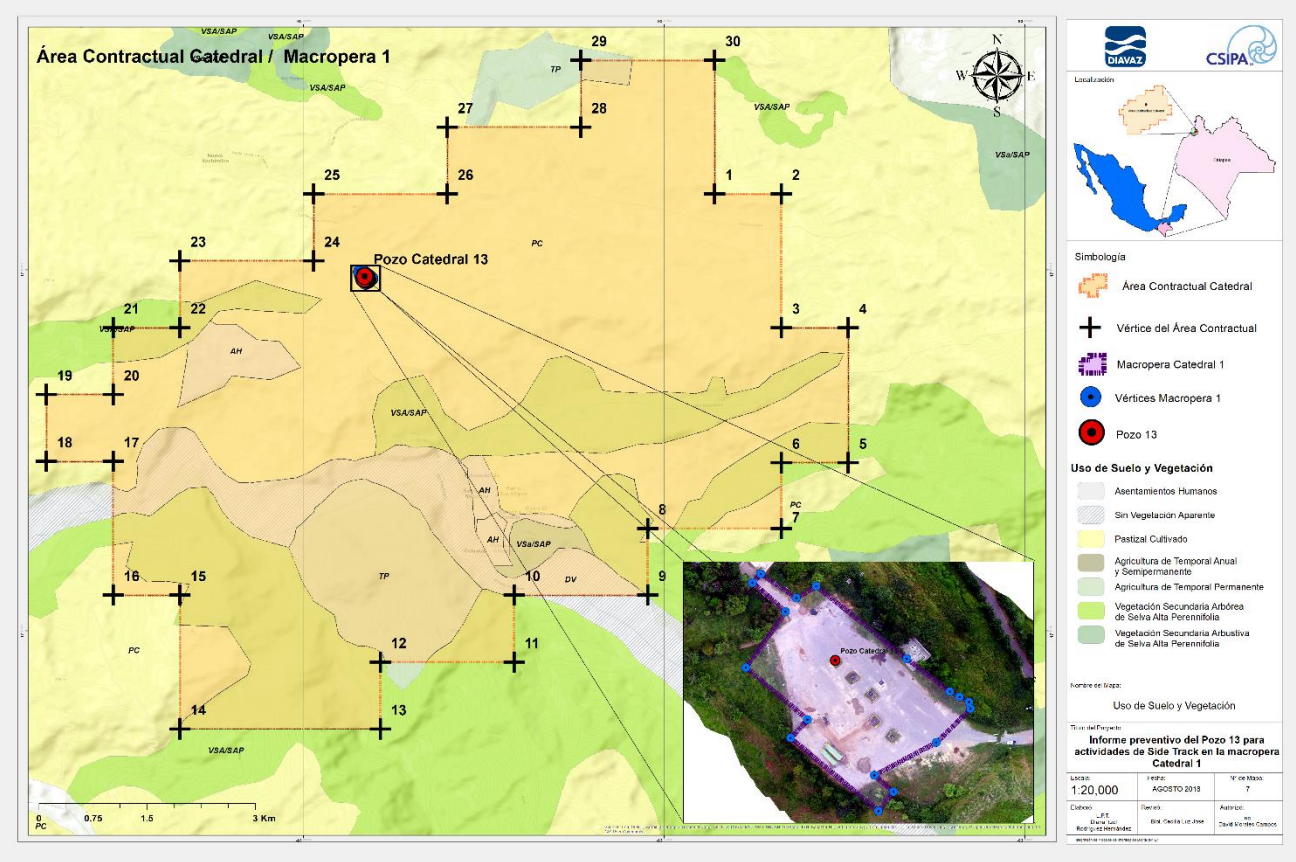


FIGURA III.4.4.1 DISTRIBUCIÓN DE LOS USV EN EL ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO Y DEL SITIO EN EL CUAL SE DESARROLLARAN LAS ACTIVIDADES DE REPARACIÓN MAYOR EN EL POZO C-13

Fuente: INEGI, 2016.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

En la **Figura III.4.4.2** se muestra una vista aérea de la Macropera 1, macropera en la cual se ubica el Pozo C-13, en donde se evidencia que el área en la cual se desarrollaran las actividades correspondientes a la reparación mayor con reentrada se encuentra desprovista de vegetación climax, vegetación secundaria o acahual y/o pastizal, teniéndose una superficie revestida de grava que ha sido compactada con la finalidad de evitar la invasión de vegetación a la superficie que compone la macropera.



FIGURA III.4.4.2 VISTA AEREA DE LA MACROPERA 1, POZO C-13, DONDE SE APRECIA LA AUSENCIA DE VEGETACIÓN EN LA ZONA EN LA QUE SE REALIZARÁN LAS ACTIVIDADES DE REPARACIÓN MAYOR CON REENTRADA.

Fuente: CSIPA S.A. de C.V., 2018.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

Sin embargo, en los predios circundantes al área de la macropera 1 se puede observar especies arbóreas, arbustivas y herbáceas pertenecientes a las especies: *Bursera simaruba, Manilkara zapota, Terminalia buceras, Carica papaya, Acacia farnesiana*, *Gliricidia sepium* y *Echinochloa polystachya* que son utilizadas como cerco vivo para ganado, especies proveedoras de sombra y como forraje para ganado.

Resultados de la visita de campo

Para verificar la información recabada en gabinete se realizó una visita al sitio en el cual se encuentra ubicada la Macropera 1, pozo C-13, en la cual se pudo constatar la ausencia de vegetación en la macropera 1 como se observa en la **Figuras III.4.4.3.**



Vista oeste, superficie desprovista de vegetación colindante con contenedores.



Vista Norte, Colindancia con entrada a cabezal

Fotografía de personas físicas. Información protegida bajo los artículos 113 fracción I de la LFTAIP.

Vista Sur, colindacnia con pozos existentes (C-X, C-X, C-X y Nicapa 01)

Vista Este, superficie cubierta de con grava desprovista de vegetación.

FIGURA III.4.4.3 VISTA ESTE DE LA MACROPERA 1 TOMANDO COMO REFERENCIA EL POZO C-13 DONDE SE OBSERVA AUSENCIA DE VEGETACIÓN EN EL ÁREA DE INTERÉS.

Fuente: CSIPA S.A. de C.V., 2018.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

De igual forma, es relevante señalar que, en los predios colindantes a sur y oeste del acceso principal a la Macropera 1, se logró identificar dos estratos de vegetación, uno arbóreo constituido principalmente por la especie *Bursera simaruba,* el cual se encuentra disperso al sur del perímetro del sitio de interés y es una especie característica de vegetaciones secundarias con usos agroforestales, como se puede observar en la **Figura III.4.4.4**.

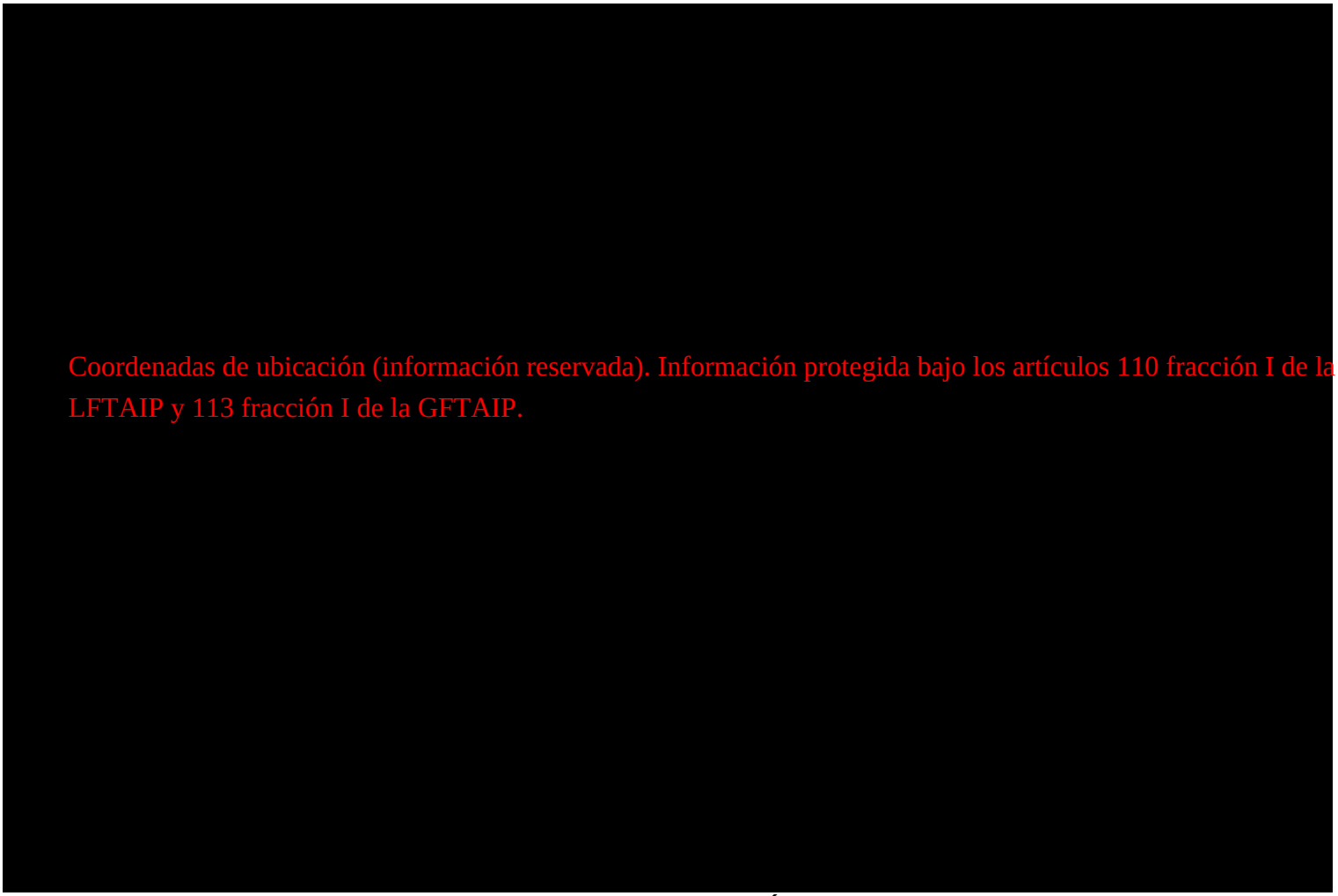


FIGURA III.4.4.4 *BURSERA SIMARUBA* UBICADO EN EL ÁREA COLINDANTE A LA MACROPERA 1, POZO C-13, UTILIZADO COMO CERCO VIVO.

Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

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 Pozo C-13 motivo del presente Informe Preventivo.

De igual forma se respetarán las 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.

III.4.4.2. Fauna silvestre

La determinación de la riqueza faunística reportada para la zona que conforma a la Macropera Catedral 1 fue obtenida mediante revisión bibliográfica que incluye: la consulta en la base de información del Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad (CONABIO), estudios referentes al área, artículos científicos, guías para el reconocimiento de fauna silvestre, así como lo reportado e n los muestreos realizados para el Estudio de Línea Base Ambiental (ELBA) del Área Contractual Catedral que fue ingresado ante la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección al Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA) .

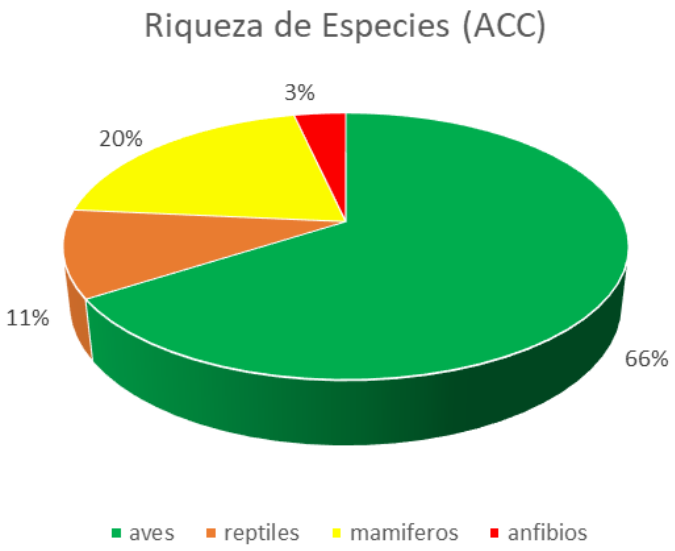


FIGURA III.4.4.5 RIQUEZA FAUNÍSTICA DEL ÁREA CONTRACTUAL CATEDRAL.

Análisis: CSIPA. S.A. de C.V., 2018.

Además, se encontró que la distribución de la fauna dentro del área contractual difería en relación con el tipo de vegetación, habiendo mayor riqueza en las áreas que aún cuentan con vegetación de Selva Alta Perennifolia en contraste con las zonas que se caracterizaron como “áreas sin vegetación” y que corresponden a las áreas descritas por INEGI como zonas con “Pastizal cultivado”, ya que en éstas se registraron los menores avistamientos y/o capturas tanto de aves como de mamíferos, anfibios y reptiles.

Particularmente, en la superficie de la macropera 1 y el **AIP**, se realizó un levantamiento dirigido en las zonas aledañas a la macropera y en lugares que son más susceptibles para brindar refugio, agua o bien que sirvieran de caminos de transito con la finalidad de buscar huellas, excretas, cadáveres, sonidos y/o restos óseos. La fauna observada se restringe a especies que son tolerantes a la perturbación natural y antropogénica y se pueden encontrar en ambientes naturales como modificados, lo anterior es debido al historial de actividades petroleras, agrícola y ganadera que han perturbado la zona. La fauna observada dentro del área de proyecto y área de influencia se presenta en la **Tabla III.4.4.1**

TABLA III.4.4.1 LISTADO DE FAUNA SILVESTRE AVISTADA EN EL ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO Y ZONAS ALEDAÑAS

Nombre científico	Nombre común	Estacionalidad	Estatus NOM-059-SEMARNAT-2010
Reptiles			
Basiliscus vittatus	Toloque	N/A	N/A
Sceloporus variabilis	Lagartija espinosa	N/A	N/A
Aves			
Amazilia yucatanensis	Colibrí	Migratorio	N/A
Rupornis magnicostris	Gavilan pollero	Residente reproductora	N/A
Coragyps atratus	Zopilote	Residente reproducto|ra	N/A
Pitanghus sulfuratus	Luis grande	Residente de verano	N/A

Nota: 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.**

Análisis: CSIPA S.A de C.V., 2018.

De la fauna reportada en la **Tabla III.4.4.1** es importante señalar que éste se localizó en los predios que tenían vegetación arbustiva yo arbórea colindantes a la macropera 1 y que dentro del predio no se localizó rastros y/o avistamiento de fauna nativa.

Asimismo, es importante señalar que, de las especies reportadas en la sección de aves, el registro se realizó mediante avistamientos y que no se logró encontrar evidencia que indicarán que esos lugares sirven como zonas de anidamiento, por lo que se piensa que estos organismos se encontraban en busca de alimento y estos lugares son sólo zonas de transito y/o descanso.

En cuanto a la riqueza registrada en el área del proyecto encontramos en mayor representación en el grupo de las aves con 4 especies seguido por el grupo de los reptiles. Derivado de las condiciones de perturbación del lugar no se pudo observar individuos representativos del grupo de mamíferos y anfibios, ya que por lo general estos grupos se restringen a zonas con vegetación arbórea y/o arbustiva que les brinden protección, alimento y zonas de anidamiento, contrario a lo existente en la actualidad en la Macropera 1, la cual se caracteriza por ser una zona desprovista de vegetación libre de cuerpos de agua. (**Figura III.4.4.2**). De igual forma es relevante señalar que de las especies observadas en campo en la zona de influencia del proyecto ninguna se encuentra bajo alguna categoría de protección de la NOM-059-SEMARNAT-2010. En las **Figuras III.4.4.6, III.4.4.7**, **III.4.4.8** y **III.4.4.9** se presenta la evidencia fotográfica de los avistamientos realizados en el reconocimiento de campo**.**

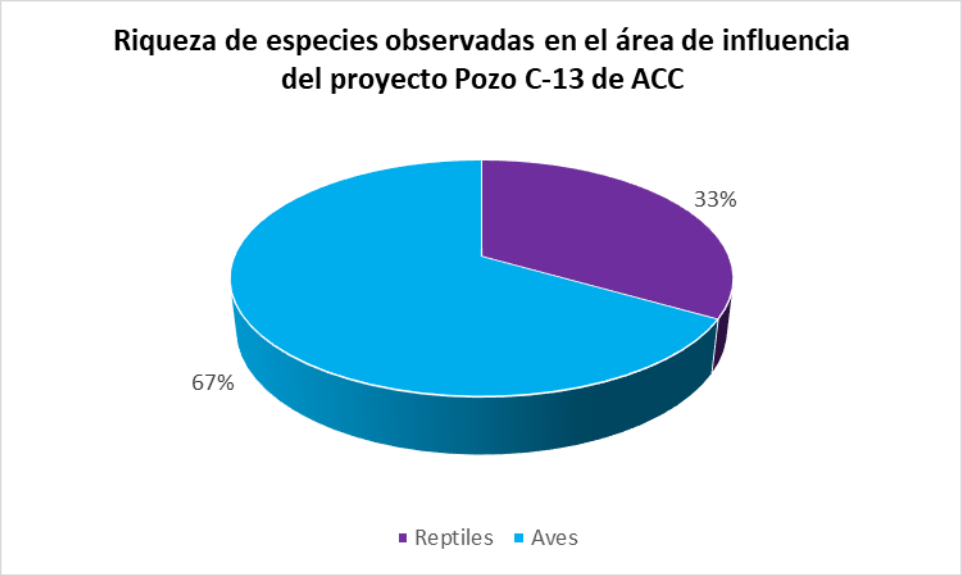


FIGURA III.4.4.6 OBSERVACIÓN FAUNÍSTICA DEL ÁREA DE INFLUENCIA DE LA MACROPERA

Análisis: CSIPA S.A de C.V., 2018.



FIGURA III.4.4.7 *BASILISCUS VITTATUS* OBSEVADO DENTRO DEL ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

Análisis: CSIPA S.A de C.V., 2018.



FIGURA III.4.4.8 *CORAGYPS ATRATUS* OBSERVADO DENTRO DEL ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

Análisis: CSIPA S.A de C.V., 2018.



FIGURA III.4.4.9 *PITANGHUS SULFURATUS* OBSERVADO DENTRO DEL ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

Fuente: Estudio de Línea Base Ambiental (ELBA) del Área Contratual Catedral. Diavaz, 2017.
Análisis: CSIPA S.A de C.V., 2018.

III.4.5. Medio socioeconómico

La información reportada en los siguientes apartados fue tomada del Anuario estadístico y geográfico de Chiapas (INEGI, 2017), en la Encuesta Intercensal Chiapas (INEGI, 2015) y el estudio de Línea Base Ambiental (ELBA) del área contractual. A continuación, se describe la información anteriormente señalada.

Antecedentes

El Estado de Chiapas se sitúa entre los paralelos 14° 32’ y 17° 59’ de latitud norte y los meridianos 90° 22’ y 94° 14’ de longitud oeste. Al norte limita con el estado de Tabasco, al sur con el Océano Pacífico, al este con la República de Guatemala y al oeste con los estados de Oaxaca y Veracruz. Chiapas tiene un litoral con 260 kilómetros en la costa del Océano Pacífico.

El estado tiene 118 municipios, que de acuerdo con la integración territorial del Censo de Población y Vivienda 2010 del Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI), comprenden 20,047 localidades y se encuentra dividido en 15 regiones socioeconómicas: I Metropolitana, II Valles Zoque, III Mezcalapa, IV De los Llanos, V Altos Tsotsil-Tseltal, VI Frailesca, VII De los Bosques, VIII Norte, IX Istmo-Costa, X Soconusco, XI Sierra Mariscal, XII Selva Lacandona, XIII Maya, XIV Tulijá Tseltal-Chol y XV Meseta Comiteca Tojolabal.

El Área contractual Catedral, se sitúa en el municipio de Ostuacán, dicho municipio se localiza en los límites de las montañas del norte y de la llanura costera del Golfo, predominando el relieve montañoso. Sus coordenadas son 17° 24` N y 93 ° 20` W. Su extensión territorial es de 946.40 km^2 que representa el 15.51 % de la superficie de la región norte y 1.25% de la superficie estatal. Su altitud es de 140 msnm.

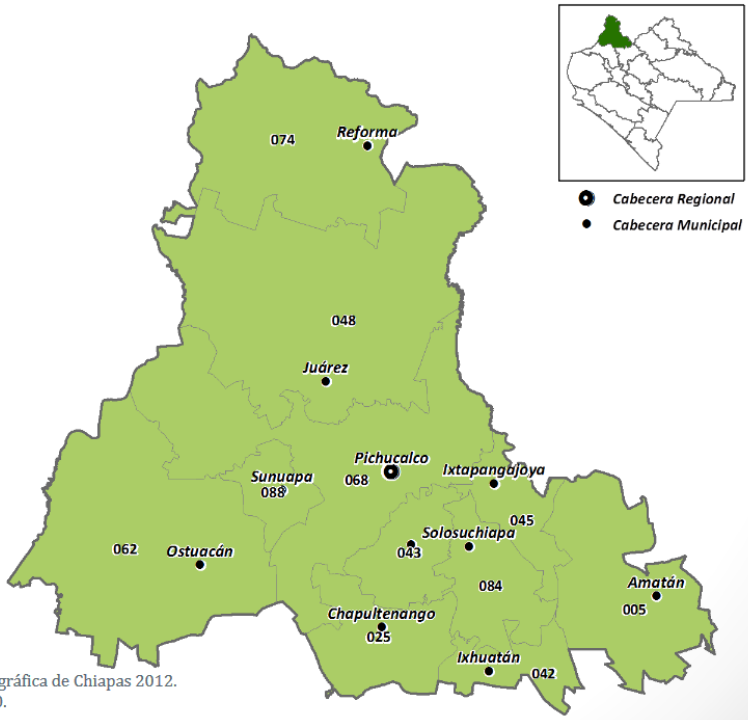
Limita al norte con los municipios de Pichucalco y Sunuapa, al este con Francisco León y Pichucalco, al sur con Tecpatan, y al oeste con el estado de Tabasco.

El Municipio de Ostuacán se ubica en la región socio-económica VIII Norte, como se puede observar en la **Figura III.4.4.10.**

Región VIII Norte

Número de Municipios	Superficie (km^2)	Total de Localidades	Localidades Urbanas	Localidades Rurales	Total de Habitantes	% Superficie respecto al Estado	% Localidades respecto al Estado	% Habitantes respecto al Estado	Densidad de Población (hab. por km^2)
11	3,425.53	597	11	586	173,475	4.60	2.98	3.62	50.64

REGION VIII NORTE	
CLAVE	MUNICIPIO
005	Amatán
025	Chapultenango
042	Ixhuatán
043	Ixtacomitán
045	Ixtapangajoya
048	Juárez
062	Ostuacán
068	Pichucalco
074	Reforma
084	Solosuchiapa
088	Sunuapa



FUENTES:
Gobierno del Estado de Chiapas. Carta Geográfica de Chiapas 2012.
INEGI. Censo de Población y Vivienda 2010.

FIGURA III.4.4.10 REGIÓN SOCIO-ECONÓMICA VIII NORTE

Fuente: Compendio de Información Estadística y Geográfica de Chiapas, 2018.
Analisis: CSIPA S.A DE C.V.

En la Figura anterior, se puede observas que 11 municipios de Chiapas pertenecen a la región VIII Norte, de las cuales se tiene un total de 597 localidades, de las cuales 11 son urbanas y 586 son rurales.

III.4.5.1. Demografía

De acuerdo a la Censo de Población y Vivienda (INEGI, 2010), el Estado de Chiapas cuenta con una Población total de 4,796,580 de los cuales 2,352,807 son hombres y 2,443,773 son mujeres. Mientras que el municipio de Ostuacán cuenta con una población Total de 17,067 habitantes de los cuales 8,614 son hombres y 8,453 mujeres. En la **Figura III.4.5.1**, se muestra la población del Estado de Chiapas y la del municipio de Ostuacán; misma que representa el 0.4% de la población estatal.

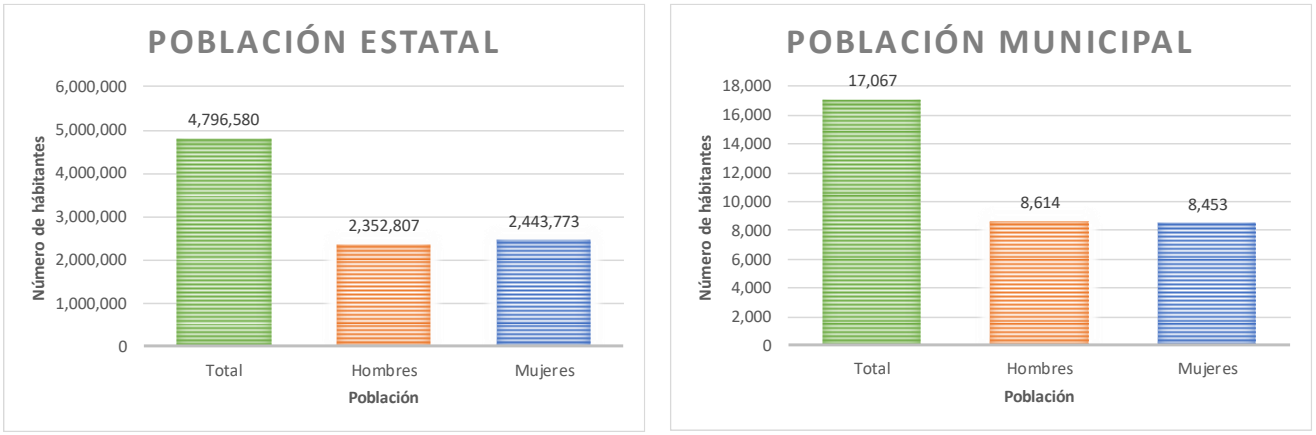


FIGURA III.4.5.1 POBLACIÓN ESTATAL Y MUNICIPAL

Fuente: Compendio de Información Estadística y Geográfica de Chiapas, 2018.

En el **ACC** se encuentran inmersas las siguientes localidades (**Figura III.4.5.2**).

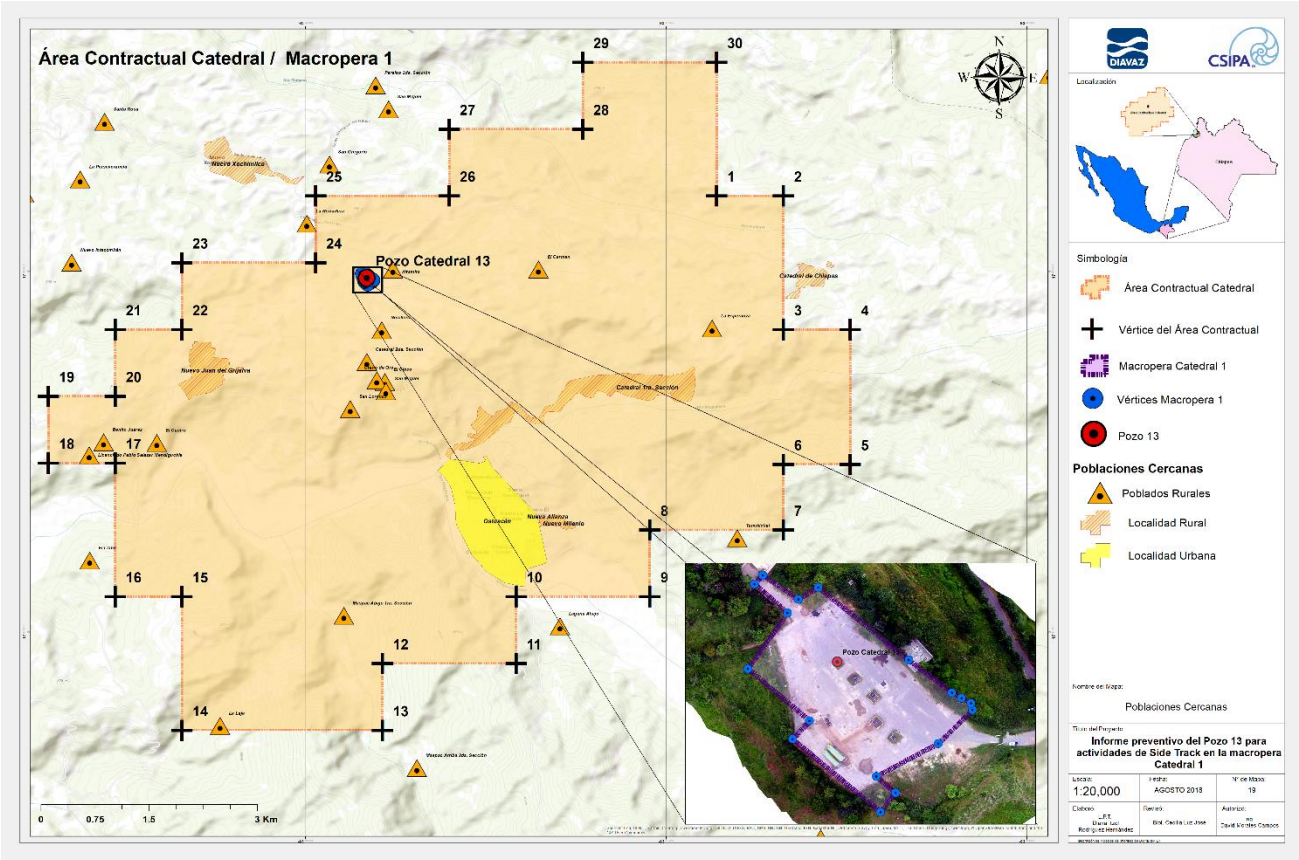


FIGURA III.4.5.2 LOCALIDADES INMERSAS EN EL ÁREA CONTRACTUAL CATEDRAL

Fuente: Compendio de Información Estadística y Geográfica de Chiapas, 2018.
Análisis: CSIPA S.A de C.V.

En la Figura anterior se muestras las localidades cercanas e inmersas en el **ACC**; mientras que en la **Tabla III.4.5.1** se muestran las localidades inmersas en el Área Contractual Catedral.

TABLA III.4.5.1 LOCALIDADES INMERSAS EN EL ÁREA CONTRACTUAL CATEDRAL

Localidad	Tipo de localidad	Número total de habitantes	Número de hombres	Número de mujeres
Altamira	Poblados rurales	9	-	-
El Carmen	Poblados rurales	71	35	36
Novillero	Poblados rurales	4	-	-
Catedral 2da Sección	Poblados rurales	76	38	38
Grano de Oro	Poblados rurales	7		
El Cinco	Poblados rurales	7		
San Miguel	Poblados rurales	5		
San Lorenzo	Poblados rurales	6		
La Esperanza	Poblados rurales	15	4	11
Muspac Abajo 1ra Sección	Poblados rurales	87	39	48
La Laja	Poblados rurales	101	60	41
El Cuatro	Poblados rurales	18		
Licenciado Pablo Salazar	Poblados rurales	47	26	21
Benito Juárez	Poblados rurales	-	-	-
Nuevo Juan Grijalva	Localidad Rural	1 598	801	797
Catedral 1ra Sección	Localidad Rural	299	155	144
Nueva Alianza	Localidad Rural	288	133	155
Nuevo Milenio	Localidad Rural	292	145	147
Ostuacán	Localidad Urbana	2 979	1483	1496

Fuente: Cedulas de Información Municipal (SCIM), 2018.
Análisis: CSIPA S.A de C.V.

En la Tabla anterior se muestran las localidades inmersas en el **ACC**, cabe señalar que la Localidad urbana Ostuacán, es la que presenta un mayor número de habitantes, con respecto a las otras localidades. En la **Figura III.4.5.3**, se muestra la gráfica con el comparativo de habitantes por localidad.

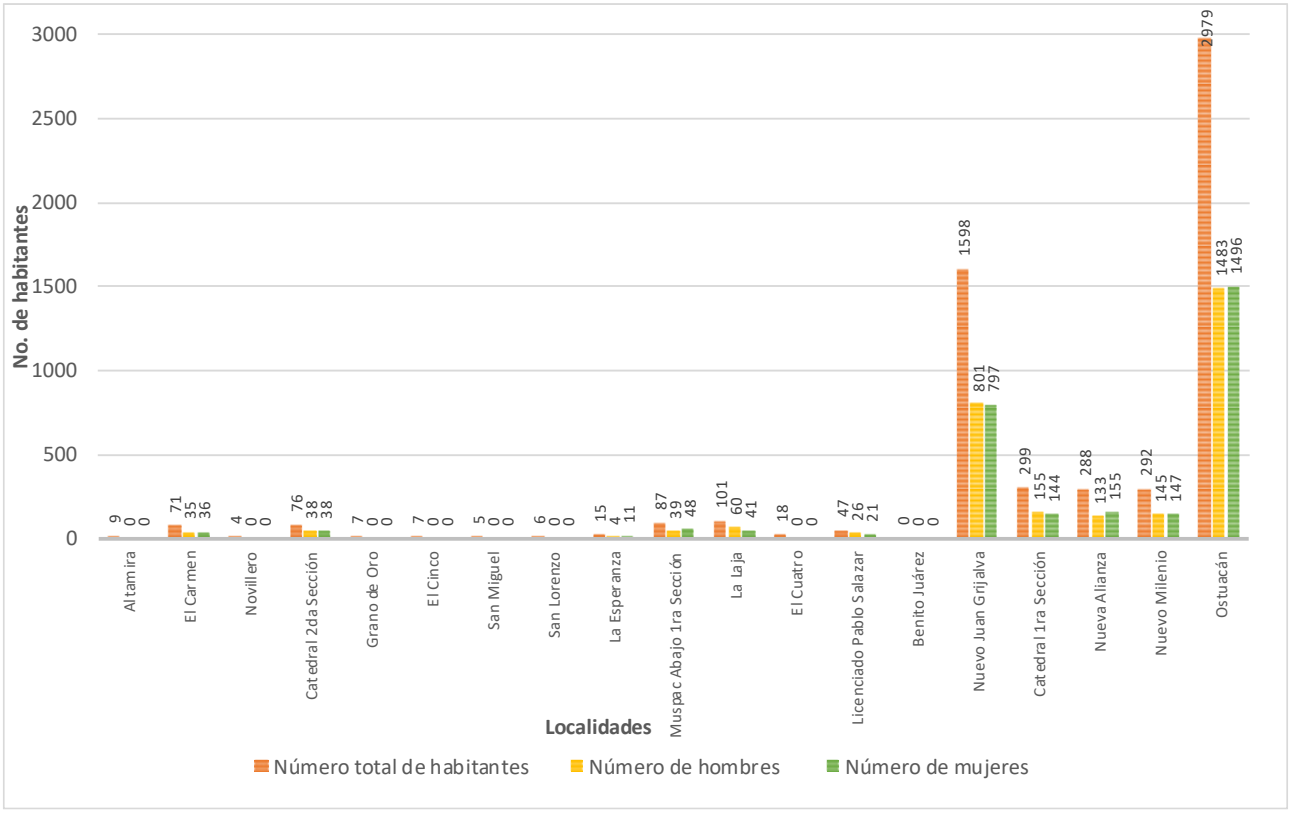


FIGURA III.4.5.3 LOCALIDADES INMERSAS EN EL ÁREA CONTRACTUAL CATEDRAL (ACC)

Fuente: Cedulas de Información Municipal (SCIM), 2018.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

En la Figura anterior, se observa que las comunidades rurales tienen menos de 101 habitantes; mientras que las localidades rurales tiene un número de habitantes entre los 280 y 1 590 habitantes. De las comunidades antes mencionadas, las más cercanas a la macropera 1 son: Altamira, Novillero, Catedral 2da. Sección, Grano de Oro, El Cinco, San Miguel, San Lorenzo, Catedral 1ra. Sección y el Carmen.

III.4.5.2. Dinámica de la población

- Crecimiento y distribución de la población.

En relación a Censo General de Población y Vivienda (INEGI, 2010) y a la Encuesta Intercensal de 2005 del INEGI, se observa un incremento poblacional de 670 habitantes del 2005 al 2010. Este crecimiento poblacional en el municipio representa el 4.1% con respecto al lustro anterior. En la **Figura III.4.5.4** se muestra la gráfica del año 1585 al 2010.

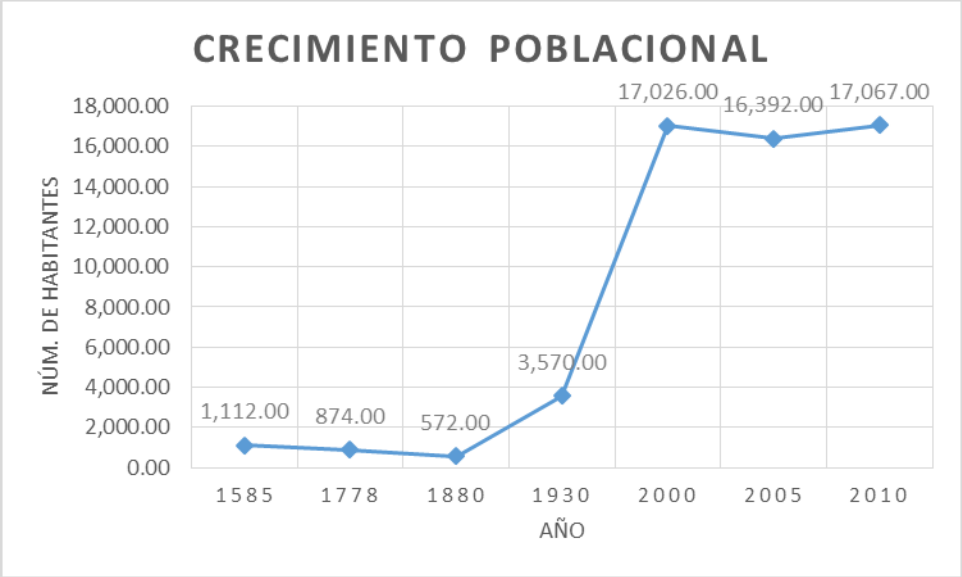


FIGURA III.4.5.4 CRECIMIENTO POBLACIONAL EN EL MUNICIPIO DE OSTUACÁN

Fuente: Plan Municipal de Desarrollo 2016-2018 (PO, 2017)

- Estructura por sexo y edad

De acuerdo a los datos de la Encuesta Intercensal 2010 del INEGI, el municipio de Ostuacán cuenta con 17,067 habitantes de los cuales 8,614 son hombres y 8,453 mujeres; lo que representa el 50.47% y 49.52% respectivamente. En la **Tabla III.4.5.2** se muestra lo anteriormente mencionado.

TABLA III.4.5.2 POBLACIÓN TOTAL DEL MUNICIPIO DE OSTUACÁN SEGÚN SEXO DE LOS HABITANTES.

Municipio	Concepto	Población	Porcentaje
Ostuacán	Hombres	8,614	50.47 %
	Mujeres	8,453	49.52 %
	Total	17,067	100.00%

Fuente: Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática (INEGI), 2010.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

De acuerdo a la Secretaria de Desarrollo Social (SEDESOL), en la **Tabla III.4.5.3** se presentan los indicadores que permiten determinar el grado de marginación Estatal.

TABLA III.4.5.3 INDICADORES DE MARGINACIÓN A NIVEL ESTATAL Y MUNICIPAL

Estado/Municipio	Chiapas	Ostuacán
Población total	4,796,580	17,067
% Población de 15 años o más analfabeta	17.91	18.81
% Población de 15 años o más con primaria incompleta	37.13	45.01
%Ocupantes en vivienda particulares habitadas sin drenaje ni excusado	5.06	8.95
% Ocupantes en viviendas particulares habitadas sin energía eléctrica	3.82	10.66
% Ocupantes en viviendas particulares habitadas sin agua entubada	22.37	28.76
% Viviendas particulares habitadas con algún nivel de hacinamiento	53.90	58.41
% Ocupantes en viviendas particulares habitadas con piso de tierra	15.66	12.12
% Población en localidades con menos de 5 000 habitantes	57.86	100
% Población ocupada con ingresos de hasta 2 salarios mínimos	69.85	77.88
Índice de marginación	2.31	0.95
Grado de marginación	Muy alto	Muy alto
Lugar que ocupa en el contexto nacional	2	427

Fuente: Cedulas de Información Municipal (SCIM), 2018.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

En la Tabla anterior se observa los indicadores de marginación a nivel estatal y municipal; destacando que el %de Población de 15 años o más analfabeta ocupa el 18.81%, con un grado de marginación alto. En lo que respecta al grado de marginación por comunidad cercana a la macropera 1 se muestra en la **Tabla III.4.5.4,** las comunidades que presentan información disponible.

TABLA III.4.5.4 INDICADORES DE MARGINACIÓN POR LOCALIDAD

Estado/Municipio	Catedral 2da. Sección	Catedral 1ra Sección	El Carmen
Población total	76	299	71
% Población de 15 años o más analfabeta	43.14	27.96	25.49
% Población de 15 años o más con primaria incompleta	68.75	48.09	63.83
% Viviendas particulares habitadas sin excusado	0.00	4.92	6.25
% Viviendas particulares habitadas sin energía eléctrica	66.67	13.56	0.00
% Viviendas particulares habitadas sin agua entubada	100.00	16.95	6.25
% Ocupantes por cuarto en viviendas particulares habitadas	1.77	1.97	1.27
% Viviendas particulares habitadas con piso de tierra	0.00	13.56	0.00
% Viviendas particulares habitadas que no disponen de refrigerador	94.44	67.21	31.25
Índice de marginación	1.1192	0.14	-0.34
Grado de marginación	Muy alto	Alto	Alto
Lugar que ocupa en el contexto nacional	14,773	39,036	59,956

Fuente: Cedulas de Información Municipal (SCIM), 2018.

Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

En la Tabla anterior, se puede observar que del total de localidades solo tres cuentan con información sobre el grado de marginación; siendo “Catedral 1ra. Sección” la más grande. El mayor porcentaje de población de 15 años o más analfabeta se presenta en la localidad de Catedral 2da Sección con un 43.14%, seguido de Catedral 1ra Sección. En lo que respecta al porcentaje de viviendas habitadas sin agua entubada la localidad “Catedral 2da Sección” presenta un 100%; siendo la localidad en la cual todos los habitantes no cuentan con agua potable. Así mimo, ésta localidad cuenta con los mayores índices y grados de marginación.

- Población Económicamente Activa

La Población Económicamente Activa (PEA), es considerada como aquellas personas de 12 años y más, que durante el periodo de referencia realizaron o tuvieron una actividad económica (población ocupada) o buscaron activamente realizar una en algún momento del mes anterior al día de la entrevista (población desocupada). La **Tabla III.4.5.5** muestra la PEA del Estado de Chiapas y del municipio de Ostuacán.

TABLA III.4.5.5 POBLACIÓN ECONÓMICAMENTE ACTIVA ESTATAL Y MUNICIPAL

Municipio	Población Económicamente Activa (PEA)	%PEA referente al total de habitantes	PEA Hombres	%PEA Hombre	PEA Mujeres	%PEA Mujeres
Chiapas	1,645,564	34.30%	1,261,716	76.67%	383,848	23.32%
Ostuacán	5,345	31.31%	4,811	90%	534	9.99%

Fuente: INEGI, 2018.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

En la Tabla anterior, se observa que de los 4,796,580 de habitantes solo 1,645,564 pertenecen a la población económicamente activa, de los cuales representa el 34.30% de la población total Estatal; mientras que a nivel municipal solo 5,345 habitantes pertenece a la PEA; misma que representa el 31.31% de la población municipal. En la **Figura III.4.5.5** se muestra el número de habitantes y los porcentajes.

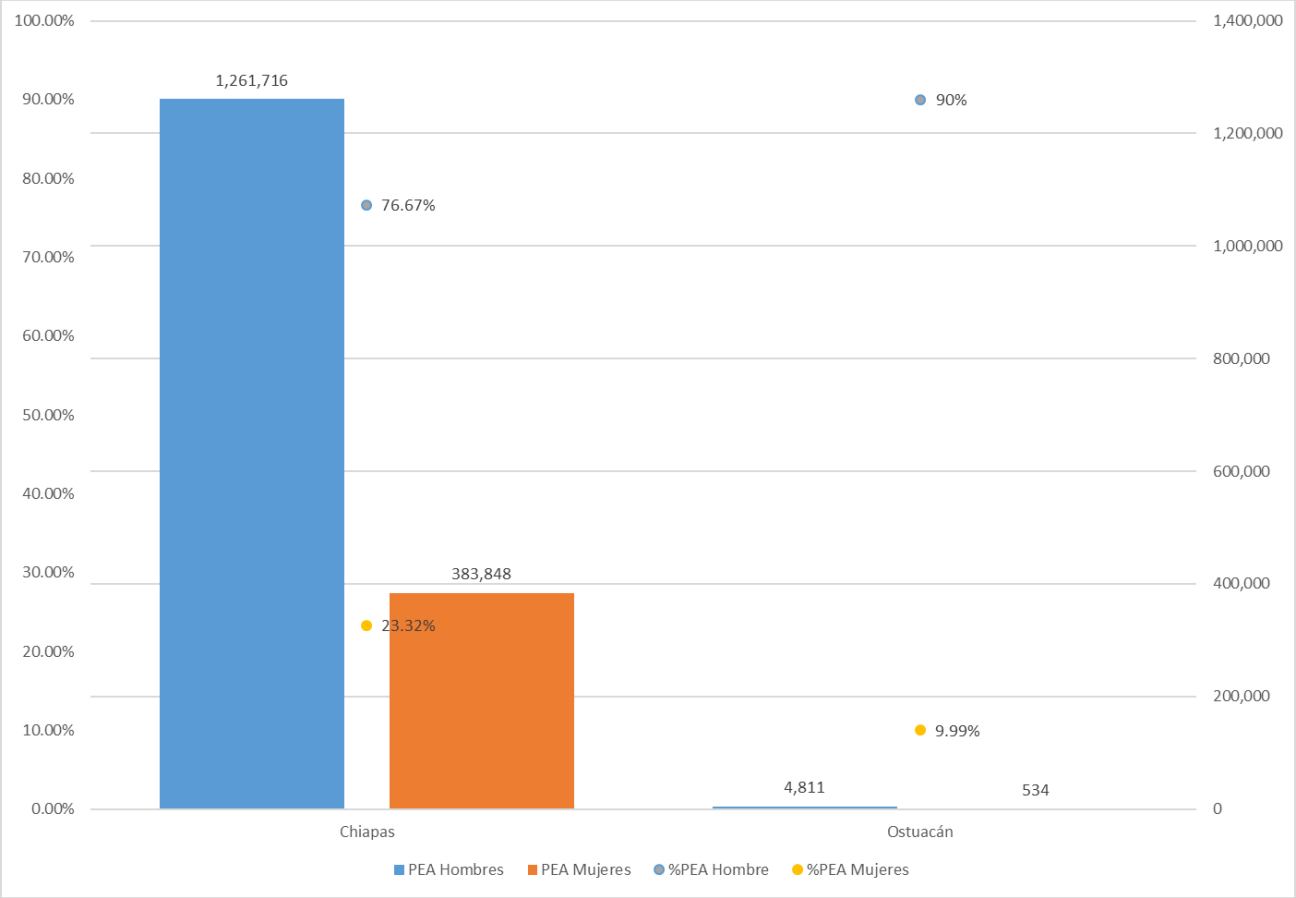


FIGURA III.4.5.5 COMPARATIVO DE LA POBLACIÓN ECONÓMICAMENTE ACTIVA ESTATAL Y MUNICIPAL

Fuente: Plan Municipal de Desarrollo 2016-2018 (PO, 2017).
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

Población Económicamente Activa estatal y municipal

En la Figura anterior se observa que, del total de la PEA Estatal, el 76.67% son hombres y el 23.32% mujeres; mientras que a nivel municipal el 90% son hombres y solo el 9.99% son mujeres. En lo que respecta a las localidades cercanas a la macropera 1, en la **Tabla III.4.5.6** se muestra la PEA de las localidades.

TABLA III.4.5.6 POBLACIÓN ECONÓMICAMENTE ACTIVA POR LOCALIDAD

Municipio	Población Económicamente Activa (PEA)	%PEA referente al municipio	PEA Hombres	%PEA Hombre	PEA Mujeres	%PEA Mujeres
Catedral 2da. Sección	22	0.41	22	100%	0	0%
Catedral 1ra. Sección	94	1.75	92	97.87%	2	2.13%
El Carmen	21	0.39	20	95.23%	1	4.77%
San Miguel	4	0.074	4	100%	0.0	0.0%
San Lorenzo	41	0.76	41	100%	0.0	0.0%

Fuente: INEGI, 2018.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

En la Tabla anterior se observa que, de la población total del municipio la localidad de Catedral 1ra Sección representa el 1.75%, seguido de San Lorenzo con el 0.76%. Los mayores porcentajes de PEA hombre se presenta en la localidad de Catedral 2da Sección, San Miguel y San Lorenzo con un porcentaje del 100%.

- Población Económicamente Activa Ocupada

La Población Económicamente Activa Ocupada (PEAO) comprende a los trabajadores empleados y obreros, eventuales o de planta, que en el mes de referencia trabajaron bajo control o dirección de la empresa en la entidad federativa o fuera de ésta (es decir en el estado donde se ubica la empresa o en cualquier estado de la República Mexicana) con una remuneración fija o determinada, cubriendo como mínimo una tercera parte de la jornada laboral. Incluye al personal con licencia por enfermedad, vacaciones, huelgas y licencias temporales con o sin goce de sueldo. Excluye al personal con licencia ilimitada, pensionado con base en honorarios, igualas o comisiones.

En la **Tabla III.4.5.7** muestra la PEA Ocupada del Estado de Chiapas y del municipio de Ostuacán.

TABLA III.4.5.7 POBLACIÓN ECONÓMICAMENTE ACTIVA OCUPADA ESTATAL Y MUNICIPAL

Municipio	Población Económicamente Activa Ocupada (PEAO)	%PEAO referente al total de habitantes	PEAO Hombres	%PEAO Hombre	PEAO Mujeres	%PEAO Mujeres
Chiapas	1,607,252	33.50%	1,230,659	76.56%	376,593	23.43%
Ostuacán	5,201	30.47%	4,675	89.88%	526	10.11%

Fuente: INEGI, 2018.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

En la Tabla anterior, se observa que de los 4,796,580 de habitantes solo 1,607,252 pertenecen a la población económicamente activa ocupada, de los cuales representa el 33.50% de la población total Estatal; mientras que a nivel municipal solo 5,201 habitantes pertenece a la PEAO; misma que representa el 30.47% de la población municipal. En la **Figura III.4.5.6** se muestra el número de habitantes y los porcentajes.

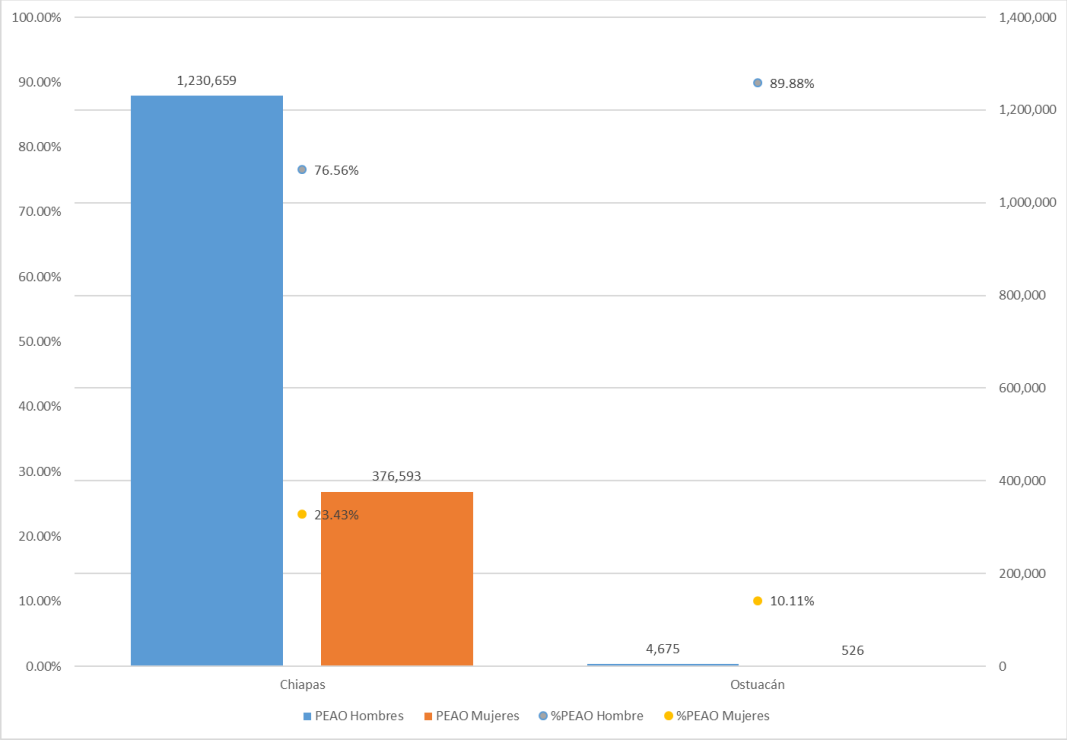


FIGURA III.4.5.6 COMPARATIVO DE LA POBLACIÓN ECONÓMICAMENTE ACTIVA OCUPADA ESTATAL Y MUNICIPAL

Fuente: INEGI, 2018.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

En la Figura anterior se observa que, del total de la PEAO Estatal, el 76.56% son hombres y el 23.43% mujeres; mientras que a nivel municipal el 89.88% son hombres y solo el 10.11% son mujeres. En lo que respecta a las localidades cercanas a la macropera 1, en la **Tabla III.4.5.8** se muestra la PEAO de las localidades.

TABLA III.4.5.8 POBLACIÓN ECONÓMICAMENTE ACTIVA OCUPADA POR LOCALIDAD

Municipio	Población Económicamente Activa Ocupada (PEAO)	%PEAO referente al municipio	PEAO Hombres	%PEAO Hombre	PEAO Mujeres	%PEAO Mujeres
Catedral 2da. Sección	22	0.41	22	100%	0	0%
Catedral 1ra. Sección	94	1.75	92	97.87%	2	2.13%
El Carmen	21	0.39	20	95.23%	1	4.77%
San Miguel	4	0.074	4	100%	0.0	0.0%
San Lorenzo	41	0.76	41	100%	0.0	0.0%

Fuente: INEGI, 2018.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

En la Tabla anterior se observa que, de la población total del municipio la localidad de Catedral 1ra Sección representa el 1.75%, seguido de San Lorenzo con el 0.76%. Los mayores porcentajes de PEA hombre se presenta en la localidad de Catedral 2da Sección, San Miguel y San Lorenzo con un porcentaje del 100%.

- Población No Económicamente Activa

Se define población no económicamente activa, a las personas que durante el periodo de referencia no realizaron ni tuvieron una actividad económica, ni buscaron desempeñar una en algún momento del mes anterior al día de la entrevista. En la **Tabla III.4.5.9** se muestra la Población no económicamente activa del Estado y Municipio en estudio.

TABLA III.4.5.9 POBLACIÓN NO ECONÓMICAMENTE ACTIVA ESTATAL Y MUNICIPAL

Municipio	Población No Económicamente Activa (PENA)	%PNEA referente al total de habitantes	PNEA Hombres	%PNEA Hombre	PNEA Mujeres	%PNEA Mujeres
Chiapas	38,312	0.79	31,057	81.06	7,255	18.93
Ostuacán	144	0.84	136	94.44	8	5.55

Fuente: INEGI, 2018.

Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

En la Tabla anterior, se observa que de los 4,796,580 de habitantes solo 398,312 pertenecen a la población no económicamente activa ocupada, de los cuales representa el 0.79% de la población total Estatal; mientras que a nivel municipal solo 144 habitantes pertenece a la PNEA; misma que representa el 0.84% de la población municipal.

Asimismo, del total de la PNEA Estatal, el 81.06% son hombres y el 18.93% mujeres; mientras que a nivel municipal el 94.44% son hombres y solo el 5.55% son mujeres, como se representa en la **Figura III.4.5.7**.

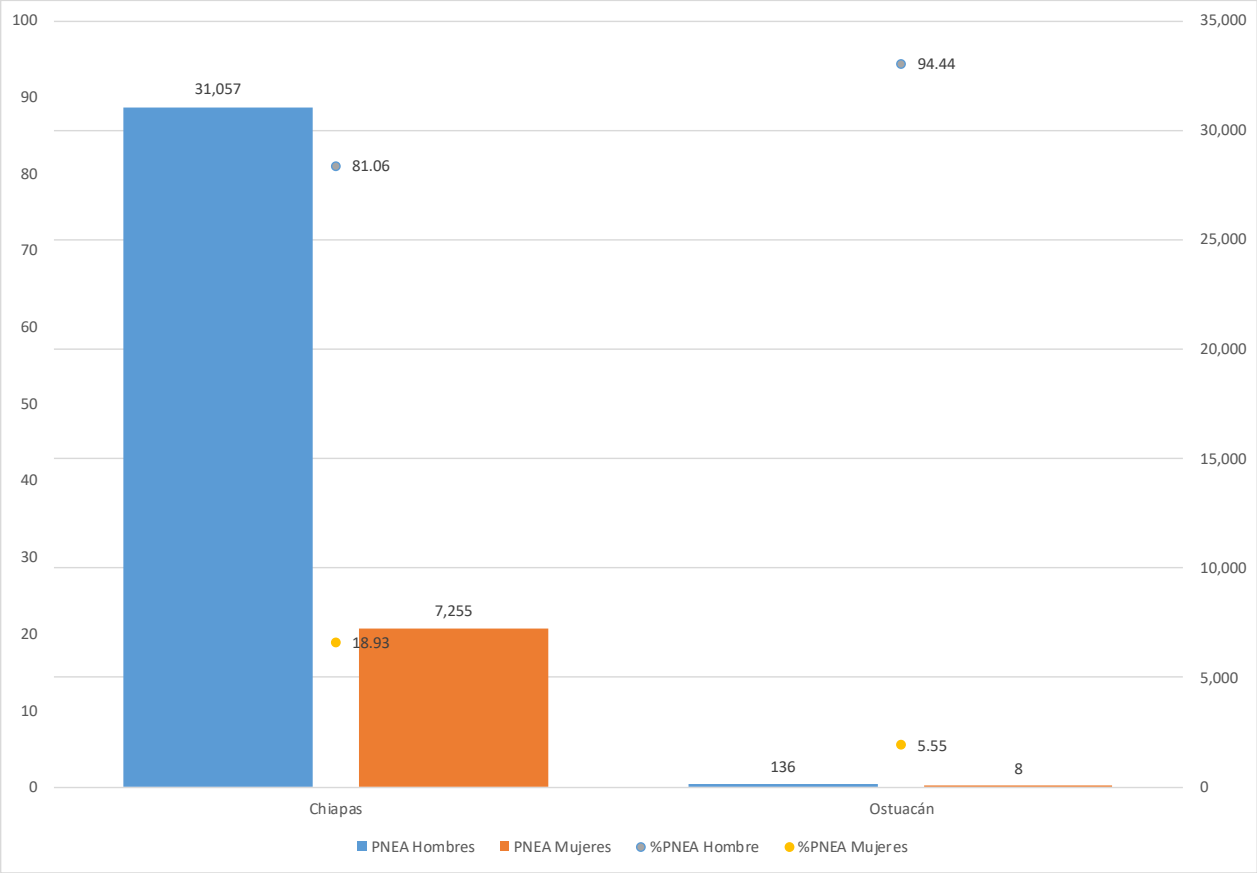


FIGURA III.4.5.7 COMPARATIVO DE LA POBLACIÓN NO ECONÓMICAMENTE ACTIVA ESTATAL Y MUNICIPAL

Fuente: INEGI, 2018.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

- Emigración/inmigración a zonas urbanas

De acuerdo al Plan Municipal de Desarrollo de Ostuacán, el 97.97% de la población del municipio nació en Chiapas, el 1.66% en otra entidad federativa, el 0.02% en los Estados Unidos de América y el 0.35% restante no tiene especificado un lugar de nacimiento.

El fenómeno migratorio es propio de la zona, debido a que la gente de la región busca más y mejores oportunidades de empleo que satisfagan sus necesidades básicas, no obstante, en los últimos años más viviendas han sido ocupadas en el municipio, en el año 2000 existían 3,237 viviendas ocupadas, para el 2005 disminuyo escasamente a 3,232, mientras que para el 2012 se registran 3,650 casas habitadas.

- Tipo de tenencia de la Tierra

La mayoría de los terrenos pertenecen a terrenos ejidales.

III.4.5.3. Infraestructura

La descripción de la infraestructura del área de estudio e influencia se realizó mediante es desglose de las principales características de transporte y comunicaciones conforme al Plan de Desarrollo Municipal 2015-2018.

- **Carreteras y vialidades**

De acuerdo al Plan Municipal de Desarrollo, las vías de comunicación están constituidas por Tres Carreteras principales: Carretera Tuxtla Gutiérrez-Villahermosa, existiendo una desviación a Peñitas, Carretera Nuevo Xochimilco hasta llegar a Ostuacán, y la Carretera Villahermosa-Ostuacán pasando por Reforma y Juárez. Todos estos accesos tocan la Cabecera Municipal, o bien llegan a diversos ramales de brecha y terracería que comunican a la población, en la **Tabla III.4.5.10** se muestra la longitud de la red carretera según el tipo de camino.

TABLA III. 4.5.10 LONGITUD DE LA RED CARRETERA DE SEGÚN TIPO DE CAMINO

Concepto	Chiapas	%	Ostuacán	%
Total red carretera	23,426	100	179	100
Troncal federal pavimentada	2,655	11.33	39	21.61
Troncal federal revestida	0	0	0	0
Alimentadora estatal pavimentada	4,587	19.58	28	15.68
Alimentadora estatal revestida	223	0.95	0	0
Alimentadora estatal terracería	8	0.03	0.	0
Caminos rurales pavimentados	0	0	0	0
Caminos rurales revestidos	14,892	63.57	103	57.39
Caminos rurales con terracería	1,003	4.28	10	5.32
Brechas mejoradas	59	0.25	0.	0

Fuente: Pla Municipal de Desarrollo, 2015-2018.

Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

En la Tabla anterior, se observa que el municipio cuenta con troncales federales pavimentados, así como alimentadores estatales pavimentados y revestidos y en su mayor porcentaje Caminos rurales revestidos.

- Medios de Comunicación

El municipio cuenta con 6 oficinas de correos y 43 localidades cuentan con el servicio de telefonía rural, también cuentan con una oficina de servicio de telégrafos. En la **Tabla III.4.5.11** se muestran los servicios de telecomunicación.

TABLA III.4.5.11 SERVICIOS DE TELECOMUNICACIÓN

Concepto	Chiapas	%	Ostuacán	%
Oficinas de telégrafos	63		1	
Número de localidades	20,047	100	101	100
Localidades con servicio de telefonía rural	4,171	20.81	43	42.57
Centros comunitarios digitales e-México	388		3	
Localidades con el servicio de centro comunitarios digitales e-México	290	1.45	2	1.98
Oficinas postales	1,818		6	

Fuente: Plan Municipal de Desarrollo, 2015-2018.

Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

En la **Tabla III.4.5.11** se muestra los servicios de telecomunicaciones; las localidades con servicios de telefonía rural en el municipio son 43; lo que representa el 42.57%.

- Radio

En el PMD 2015-2018, menciona que en Ostuacán no existe ninguna radiodifusora, pero se captan las señales de Villahermosa en amplitud modulada y frecuencia modulada, así como las señales de las 2 estaciones de Pichucalco. Ocasionalmente, se pueden captar señales de la ciudad de México.

- Televisión

En el PMD 2015-2018, menciona que el municipio cuenta con los servicios de algunas pequeñas empresas de televisión como lo son: TV-Cable, Ve-Tv y Cablenex. (Son empresas que vienen de fuera del municipio a rentar sus servicios).

- Internet

El Municipio de Ostuacán, no es ajeno a este adelanto tecnológico, pues se cuenta con establecimientos, que prestan los servicios de Internet, este tipo de servicio, es utilizado principalmente por personas estudiantes y población en general, aunque el servicio es demasiado lento. En la actualidad se cuenta con el servicio de internet a través del sistema de banda ancha Telcel, pero aún sigue siendo de lento

- Radios para respuesta a emergencia

En el municipio se cuenta con radios transmisores de emergencias de la presidencia municipal y protección civil. Los cuales con dichos sistemas se dan respuestas a las contingencias naturales, así como los llamados de auxilio a la ciudadanía en lo que a seguridad pública se refiere.

- **Servicios de Salud**

En el municipio de Ostuacán existen instituciones de salud, como lo son las unidades médicas de consulta externa, unidad médica de hospitalización general y ninguna de hospitalización especializada. En la **Tabla III.4.5.12** se muestra la infraestructura para los servicios de salud.

TABLA III.4.5.12 INFRAESTRUCTURA DE LOS SERVICIOS DE SALUD

Concepto	Chiapas	Ostuacán
Unidades médicas de consulta externa	1,359	8
Unidades médicas de hospitalización general	54	1
Unidades médicas de hospitalización especializada	2	0
Total de consultas externas otorgadas	11,827,767	72,035
Consultas generales	9,688,138	67,218
Consultas especializadas	898,451	3,032
Consultas de urgencia	803,645	0
Consultas odontológicas	437,533	1,785
Consultas otorgadas por habitante	2.3	4.1
Total de médicos	6,481	29
Médicos por cada 1,000 hab.	1.3	1.6

Fuente: Plan Municipal de Desarrollo, 2015-2018.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

En la Figura anterior se observa que en el municipio son existen 8 unidades médicas de consulta externa, una sola unidad médica de hospitalización general y 29 médicos para atender a los habitantes del municipio. Mientras que en la **Tabla III.4.5.13** se muestras el total de población derechohabiente a algún tipo de Institución de Salud.

TABLA III.4.5.13 INDICADORES DE DERECHOHABIENCIA A INSTITUCIONES DE SALUD

Concepto	Condición de afiliación a servicios de salud					
	Total	%	Seguro Social	%	Asistencia social	%
Población derechohabiente a/	11,313	0.42	575	100	N/A	N/A
IMSS	369	3.26	369	100	0	0
ISSSTE	144	1.27	144	100	0	0
ISSTECH	62	0.55	62	100	0	0
Seguro popular b/	10,642	94.07	10,642	100	0	0
Otras instituciones c/	126	1.11	126	100	0	0
Población usuaria de los servicios Médicos	6,823	0.16	881	12.91	5,942	87.09
Personal médico	5	0.09	1	20	4	80
Consultas Otorgadas	37,888	0.12	3,167	100	5,699	64.28

Fuente: a/ La suma puede ser mayor al total por aquella población que tiene derecho a este servicio en más de una institución de salud, **b/:** Incluye al Sistema de Protección Social en Salud (SPSS) que coordina la Secretaría de Salud (SSA), **c/:** Incluye Pemex, Defensa o Marina y Privadas.

Análisis: CSIPA S.A de C.V. 2018.

Tal como se señala en la tabla anterior, la mayor afiliación a servicios de salud la tiene el Seguro Popular, de la población afiliada el 94.07% cuenta con estos servicios de salud, seguido de Instituto Mexicano del Seguro Social con 369 habitantes. Del total de la población en el municipio solo 11,343 habitantes cuentan con una derechohabiencia.

- Educación

De acuerdo a los tabulados de la Encuesta Intercensal INEGI, en el municipio de Ostuacán existen 159 escuelas que representan el 0.85% del total estatal, de estas 60 son de preescolar, 84 de primaria, 10 de secundaria y 5 de bachillerato, lo que representa el 9.73% para preescolar, el 55.63% de primaria, el 6.62% de secundaria y el 3.31 % de bachillerato.

III.4.5.4. Principales Sectores Económicos

De acuerdo al plan Municipal de Desarrollo 2015 - 2018, la principal actividad es la agropecuaria, ya que el 63.4% de la población ocupada lo hace en el sector primario.

- Agricultura

Las actividades agrícolas dentro del municipio, se caracteriza por ser una de las actividades más antiguas, en lo cual se ha basado la economía de los habitantes de este municipio; dentro de estas actividades una de las principales es el cultivo y cosecha del cacao, así como el maíz, fríjol y arroz en menor proporción; y posteriormente se incorporó el cultivo y cosecha de café, pimienta y rambután.

En la **Tabla III.4.5.14** anterior, se observan los conceptos de la actividad agrícola, teniendo una superficie de 3,913; teniendo un valor de la producción de 70,431.

TABLA III.4.5.14 ACTIVIDAD AGRICULTURA (2011)

Concepto	Chiapas	%	Ostuacán	%
Superficie de agricultura	1,334,273	100	3,913	100
Superficie sembrada (cultivos principales)	1,449,954	108.7	6,847	175
Superficie cosechada (cultivos principales)	1,405,851	105.4	6,807	174
Superficie sembrada de riego	50,706	3.6	0	0.0
Superficie sembrada de temporal	1,399,248	99.5	6,847	100.6
Superficie mecanizada	271,881	19.3	580	8.5
Valor de la producción (miles de pesos)	$20,918,969.0		$70,431.0	
Valor de la producción por hectárea (miles de pesos por hectárea)	$14.9		$10.3	

Fuente: Plan Municipal de Desarrollo, 2015-2018.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

- Forestal

Esta actividad no es de las principales dentro del municipio, pero en muchos predios existe una gran diversidad de árboles maderables, los cuales se han estado talando con el fin de aprovechar la madera para construir viviendas y con fines comerciales, cabe mencionar que esta actividad se realiza la mayoría de las veces de manera ilícita. En los últimos años, el cultivo de árboles maderables ha tomado mucha importancia, debido a la implantación del vivero municipal y la influencia de la delegación de COPLANTA que se encuentra en la ciudad de Pichucalco; muchos productores han introducido la reforestación de árboles maderables principalmente el cedro y otras especies tropicales que son producidas en los viveros antes mencionados.

En la **Tabla III.4.5.15** anterior se observa, que el valor de la producción forestal maderable es de $1,583 pesos. Para el municipio se desconocen valores de producción forestal.

TABLA III.4.5.15 ACTIVIDAD FORESTAL (2011)

Concepto	Chiapas	Ostuacán
Unidades de producción que reportan corte de árboles	4,533	5
Volumen de la producción forestal maderable	203,391	2,436
Valor de la producción forestal maderable	$119,943.0	$1,583.0
Valor por metro cuadrado de rollo	$0.6	$0.6
Unidades de producción de productos forestales no maderables	2,266	C
Volumen de la producción forestal no maderable	ND	ND
Valor de la producción forestal no maderable	$5,464.0	ND
Valor por tonelada	0	0

Fuente: Plan Municipal de Desarrollo, 2015-2018.

Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

- Ganadería

La ganadería es una de las principales bases en la que se sustenta la economía del municipio de Ostuacán, ya que de acuerdo a las condiciones climática y medioambientales con las que cuenta la región, es factible la inducción de pastos mejorados, lo cual viene a redundar en un aumento en la capacidad de carga animal y esto, obviamente repercute en el ingreso económico de los productores de ganado bovino principalmente. La ganadería se divide en tres funciones: la producción y cosecha de becerros al destete, la engorda de novillos y la producción de leche.

En lo referente a sanidad, se presenta con mayor frecuencia problemas de anaplasmosis, babesiosis, pasteurelosis, parasitosis gastrointestinales y pulmonares e infestaciones por garrapatas. Por otra parte, se ha tenido un gran avance en la campaña de brucela y tuberculosis bovina, lográndose cubrir al 100% el barrido en todo el municipio.

El valor de la producción de ganado y aves en pie ascendió a 23 millones 524 mil 200 pesos, que representa el 0.34% del valor estatal. El ganado bovino representó el 89.14% del total municipal, el ganado porcino el 5.59%, los ovinos el 0.84% y las aves el 4.42%.

TABLA III.4.5.16 ACTIVIDAD GANADERA (2011)

Concepto	Chiapas	%	Ostuacán	%
Valor de la producción -miles de pesos-	1,449,571	100.0%	251,763	100.0%
Valor de la producción de ganado bovino	3,753,781	32.8%	183,096	72.7%
Valor de la producción de ganado porcino	846,115	7.4%	1,229	0.5%
Valor de la producción de ganado ovino	55,090	0.5%	308	0.1%
Valor de la producción de ganado caprino	0	0	0	0
Valor de la producción de gallináceas	4,788,935	41.8%	1,178	0.5%
Valor de la producción de guajolote	41,839	0.4%	446	0.2%
Valor de la producción de leche de bovino	1,712,987	15.0%	64,808	25.7%
Valor de la producción de leche de caprino	0	0	0	0

TABLA III.4.5.16 ACTIVIDAD GANADERA (2011)

Valor de la producción de huevo para plato	89,435	0.8%	698	0.3%
Valor de la producción de miel	157,899	1.4%	0	0.0%
Valor de la producción de cera en greña	3,490	0.0%	0	0.0
Valor de la producción por hectárea -miles de pesos-	6.1		6.4	

Fuente: Pla Municipal de Desarrollo, 2015-2018.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

En la **Tabla III.4.5.16** anterior, se observa que el Valor de la producción de ganado bovino, es el más redituable en el municipio, con un total de 183,096 pesos

- Pesca

La pesca es una actividad de mucha importancia en la circunferencia de la presa hidroeléctrica “Peñitas” y a lo largo del Río Grijalva; que con el paso de los años se ha ido tecnificando y tomando mayor importancia, tal es el caso de la introducción de jaulas flotantes en el embalse de la presa “Peñitas” y lagunas o jagüeyes que cumplan con los requisitos de instalación que requiere la Secretaria de Pesca; es así que la actividad pesquera proporciona cierta derrama económica, principalmente en la zona de los ríos y embalse “Peñitas”

III.5. IDENTIFICACIÓN DE LOS IMPACTOS AMBIENTALES SIGNIFICATIVOS O RELEVANTES Y DETERMINACIÓN DE LAS ACCIONES Y MEDIDAS PARA SU PREVENCIÓN Y MITIGACIÓN

En esta sección se describirán los impactos identificados, así como la metodología empleada para la identificación y evaluación de los impactos ambientales asociados al proyecto, que se generarían por la realización de la obras y actividades durante las diferentes etapas del proyecto.

El procedimiento de identificación de impactos ambientales se ha delimitado de acuerdo al elemento Dos del Sistema de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente (**SASISOPA**) reportado por Diavaz Offshore ante la ASEA, siguiendo el *Procedimiento de Identificación y Evaluación de Peligros y Aspectos Ambientales*, mismo que se puede ver en el **Anexo J**.

Descripción del procedimiento para la identificación de impactos:

1- Cada Gerencia de Área o Dueño de Proceso identifica las tareas y subtareas correspondientes a los procesos y subprocesos propios de su área y las registra.

2- La Gerencia de Área o Dueño del Proceso establece la prioridad de evaluación de sus procesos y subprocesos a fin de que sean programados al Grupo de Evaluación correspondiente designado por el Grupo de Gestión.

3- Todo personal presente en los sitios, áreas o instalaciones donde se ejecuten las tareas y subtareas objeto de análisis, puede contribuir a identificar Aspectos Ambientales, los integrantes del Grupo de Evaluación deben apoyarse en los conocimientos y experiencia del personal operativo a cargo de la ejecución de tareas y subtareas a fin de enriquecer los resultados.

4- La identificación y evaluación de los Aspectos Ambientales es aplicable desde las etapas de preparación del sitio, construcción, operación y mantenimiento y abandono del sitio.

5- Para la identificación y evaluación de los Aspectos Ambientales se debe de considerar las condiciones que guardan la infraestructura, el equipo, los materiales y sustancias que se empleen y en general las condiciones físicas del lugar de trabajo.

6- Dentro de la etapa de identificación de los Aspectos Ambientales se debe considerar los factores externos que no se encuentran bajo control de Diavaz Offshore, pero que pueden representar fuentes o situaciones de peligro al medio ambiente. Estos factores externos incluyen aquellas situaciones potencialmente identificadas y que dependiendo de si representa una situación que comprometa al medio ambiente.

7- En caso de requerirse o al identificarse una situación que requiera un nuevo análisis ambiental, cada Gerencia de Área o Dueño de Proceso notificará la necesidad y participará en la actualización de los posibles impactos ambientales.

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

La metodología usada en la Evaluación de Impactos del presente proyecto se estableció de acuerdo al elemento *Dos* Sistema de Administración de la Seguridad Operativa, Seguridad Industrial y Protección Ambiental (**SASISOPA**) de Diavaz Offshore.

Especificaciones Particulares para la Identificación y Evaluación de Aspectos Ambientales.

Utilizando la **Matriz de Identificación y Evaluación de Impactos Ambientales**, mostrada en el **Anexo J** se recopila en campo la información relacionada a los aspectos ambientales asociados a cada una de las subtareas objeto de análisis, conteniendo la información que se detalla en la **Tabla III.5.1.1**, la numeración del contenido corresponde a las columnas del formato en las que se debe de ingresar la información:

TABLA III.5.1.1 CRITERIOS CONSIDERADOS EN LA MATRIZ DE IDENTIFICACIÓN Y EVALUACIÓN DE IMPACTOS

Criterio	Descripción
I. Tarea	En base a la información proporcionada por el dueño del proceso se debe ingresar las tareas a evaluar.
II. Subtarea	En base a la información proporcionada por el dueño del proceso, por cada tarea se debe detallar cada una de las subtareas que le corresponden, mismas que serán evaluadas.

TABLA III.5.1.1 CRITERIOS CONSIDERADOS EN LA MATRIZ DE IDENTIFICACIÓN Y EVALUACIÓN DE IMPACTOS

Criterio		Descripción
III.	Aspecto ambiental	Para cada subtareas se debe identificar los Aspectos Ambientales relacionados ingresándolos en la matriz correspondiente.
IV.	Impacto	Para cada Aspecto Ambiental se debe identificar su correspondiente Impacto ingresándolos en la matriz correspondiente.
V.	Afectación	Para cada Aspecto Ambiental se debe identificar las consecuencias posibles en caso de materializarse el Impacto, en términos de daños al ambiente.
VI.	Valoración de Exposición del Personal	Para cada Aspecto Ambiental se determina el índice de trabajadores susceptibles, mismo que es tomado como parte de los criterios para la determinación de la probabilidad.
	VI.a. Total de Personal en el Área	Cantidad total de personal que se encuentra en el Área donde se realiza la subtareas objeto de análisis, no se considera la totalidad de personal en una instalación, solo el número que corresponde al sitio donde se ejecuta la subtareas.
	VI.b. Personal Ocupacionalmente Expuesto (POE)	Cantidad de personal que participa directamente en el desarrollo de la subtareas en evaluación.
	VI.c. Índice de trabajadores susceptibles	Cálculo del porcentaje que representa el POE respecto del total de personal en el área, valor que se utiliza como parte de los criterios para definir la probabilidad de materialización del impacto en términos del medio ambiente.
VII.	Administración	Distinción entre las tareas y subtareas que son ejecutadas por contratistas, subcontratistas o proveedores directamente administrados por DIAVAZ OFFSHORE, en cuyo caso se indica como administración “Directa”, a diferencia de terceros que ejecuten tareas y subtareas en instalaciones o áreas a cargo de DIAVAZ OFFSHORE, cuya administración no corresponde a DIAVAZ OFFSHORE, distinguidos como administración “Indirecta”. Los códigos para ingresar en el formato son: Letra **D**, para el caso de administración directa. Letra **I**, para el caso de administración indirecta.
VIII.	Situación Operacional	Categorización de la situación operacional en la que se está identificando y evaluando los Aspectos Ambientales. Los códigos para ingresar en el formato son: **N**, para el caso de situación operacional Normal, que corresponde a una actividad, subproceso o equipo operando en condiciones de régimen esperado (por ejemplo: condiciones de operación normal en un proceso, variables de operación dentro de rangos aceptables que no involucran alteraciones en el proceso). **A**, para el caso de situación operacional Anormal, que corresponde a una actividad, subproceso o equipo que se aparta de las condiciones de régimen esperado (por ejemplo: alteración en el proceso normal de la operación, cambios en las varíales de operación que involucran labores adicionales para su control). **E**, para el caso de situación operaciones de Emergencia, que corresponde a hecho fortuito que ocurre de manera imprevista, interrumpiendo el normal funcionamiento del sistema y que exige una rápida atención (condiciones de alerta, como incendios, sismos, derrames, averías producto de acciones de terceros o agotamiento de material, etc.).
IX.	Probabilidad (P)	Categorización de la probabilidad de materialización del Impacto Ambiental, que deriva de los Aspectos Ambientales respectivamente, los códigos para ingresar en el formato son:

TABLA III.5.1.1 CRITERIOS CONSIDERADOS EN LA MATRIZ DE IDENTIFICACIÓN Y EVALUACIÓN DE IMPACTOS

Criterio		Descripción
		1, si la probabilidad es Baja. **3**, si la probabilidad es Media. **5**, si la probabilidad es Alta.
X.	Severidad (S)	Categorización de la severidad que representa la materialización del Impacto Ambiental en evaluación, que deriva de los Aspectos Ambientales, los códigos para ingresar en el formato son: **LD**, si reúne los criterios para determinar grado de Severidad "Ligeramente Dañino". **D**, si reúne los criterios para determinar grado de Severidad "Dañino". **ED**, si reúne los criterios para determinar grado de Severidad "Extremadamente Dañino".
XI.	Control (C)	Categorización del grado de control que representan los Controles Operacionales implementados al momento de la evaluación, los códigos para ingresar en el formato son: **1**, si el Aspecto Ambiental es "Controlado". **3**, si el Aspecto Ambiental es "Parcialmente Controlado". **5**, si el Aspecto Ambiental es "No Controlado".
XII.	Índice de Evaluación del Impacto (IEI)	Valoración del grado de criticidad del Impacto (conforme se indica en las definiciones del presente procedimiento), representado en los niveles Trivial (T), Tolerable (TO), Moderado (MO), Importante (I) e Intolerable (IN). Se calcula con la siguiente formula: **IEI = P + S**
XIII.	Magnitud del Impacto (MI)	Valoración del Impacto en términos de "Significativo" o "No Significativo", utilizada para definir la prioridad que representa el adecuado control operacional. Se calcula mediante la siguiente fórmula: **MI= P + S + C** Si el resultado de la operación da como resultado un valor mayor a 10, entonces la Magnitud del Impacto califica como "Significativo".
XIV.	Requisitos Legales u otros	Para cada una de las subtareas en evaluación se debe identificar los requisitos legales u otros requisitos aplicables conforme al Aspecto Ambiental en evaluación, indicando el fundamento al detalle de Artículo o numeral de la Ley, Reglamento, Norma, Política, Procedimiento u otro lineamiento propio o del cliente, que sea aplicable. En caso de no existir requisito alguno indicar como "Inexistente", o si se desconoce indicar "Desconocido".
XV.	Controles Operacionales	Enunciar los controles operacionales existentes, sobre los cuales se valora el grado de control, en este apartado es donde en caso de ser necesario se registra la aplicación de medidas inmediatas para administración de riesgo que fueron determinadas por el Grupo de Evaluación.

Fuente: Diavaz Offshore S.A.P.I. de C.V.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

Listado de Referencia de Aspectos e Impactos Ambientales

En la **Tabla III.5.1.2** se muestra la relación de aspectos clasificados por componente ambiental, así como los impactos y consecuencias asociadas a los mismos.

TABLA III.5.1.2 LISTADO DE REFERENCIAS DE ASPECTOS E IMPACTOS AMBIENTALES

Aspecto	Impacto	Factor ambiental	Daño
Emisiones a la atmósfera	Contaminación del aire	Aire	Contaminación del aire por emisión de Gases de combustión
Emisiones a la atmosfera	Contaminación del aire	Aire	Contaminación del aire por emisión de gases de combustión
Emisiones a la atmósfera	Contaminación del aire	Aire	Contaminación del aire por emisión de polvo
Emisiones de ruido	Contaminación auditiva	Aire	Contaminación acústica
Derrames o vertimiento de materiales o residuos peligrosos	Contaminación del suelo o agua	Suelo/Agua	Contaminación del suelo o agua
Generación de Residuos peligrosos	Contaminación del suelo o agua	Suelo/Agua	Contaminación del suelo o agua
Generación de Residuos de manejo especial	Contaminación del suelo o agua	Suelo/Agua.	Contaminación del suelo o agua
Generación de Residuos sólidos urbanos	Contaminación del suelo o agua	Suelo/Agua.	Contaminación del suelo o agua
Retiro de cobertura vegetal	Eliminación de cobertura vegetal	Suelo.	Al retirar cobertura vegetal se provoca la erosión del suelo por lluvias y/o viento
Afectación a la flora	Daño a especies de flora	Flora	Afectación a especies con estatus en NOM-059-SEMARNAT, de interés biológico, deforestación, erosión, etc.
Desplazamiento de fauna	Migración de especies	Fauna	Desplazamiento de fauna afectada, alteración del ecosistema.
Afectación a la fauna	Daño a especies de fauna	Fauna	Mortandad de especies con o sin estatus en NOM-059-SEMARNAT por daños ocasionados con vehículos o maquinaria, o por caza. Alteración del ecosistema.
Uso de agua en grandes volúmenes	Aprovechamiento de recursos naturales	Recursos Naturales	Agotamiento de recursos naturales
Uso de combustibles fósiles	Aprovechamiento de recursos naturales	Recursos Naturales	Agotamiento de recursos naturales

Fuente: Diavaz Offshore S.A.P.I. de C.V.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

Criterios para definir la probabilidad de Aspectos Ambientales.

Consiste en la definición de la probabilidad de materialización de Impactos. Las categorías definidas en este procedimiento son**: alto, media y baja**. Los valores numéricos asignados para cada categoría son **5-3-1** respectivamente.

Para definir la "Probabilidad" se debe analizar cada uno de los criterios indicados, se asignará la categoría de probabilidad para la cual se cumpla la mayor cantidad de criterios, en caso de que el número de criterios que se cumplan sea coincidente para 2 o más categorías, se seleccionará la categoría superior. En la **Tabla III.5.1.3** se describen cada uno de los criterios.

TABLA III.5.1.3 CRITERIOS PARA DEFINIR LA PROBABILIDAD DE MATERIALIZACIÓN DE ASPECTOS AMBIENTALES

Código	Descripción	Criterios
B	Baja, el impacto ocurrirá raras veces	1.- Las medidas de prevención del impacto son adecuadas y se implementan correctamente.
		2.- Se cumple la legislación oficial específica.
		3.- Se implementan buenas prácticas adicionales a las legales.
		4.- Frecuencia de la operación o actividad es baja (cada 2 a 6 meses o periodos más esporádicos).
		5.- No existen antecedentes de fallas en los equipos, maquinaria o herramientas de trabajo involucradas en la generación del impacto.
		6.- No se detecta o no se cuenta con antecedentes de malas prácticas por parte del personal relacionadas al impacto.
		7.- Índice de exposición (hasta 33%).
M	Media, el impacto ocurrirá en algunas ocasiones	1.- Las medidas de prevención del impacto son implementadas de forma parcial o deficiente.
		2.- Se cumple parcialmente la legislación oficial específica.
		3.- Se implementan buenas prácticas adicionales a las legales, pero son deficientes.
		4.- Frecuencia de la operación o actividad es moderada (semanal, quincenal o mensual).
		5.- Existen antecedentes de fallas en los equipos, maquinaria o herramientas de trabajo involucradas en la generación del impacto, sin haber presentado daños al ambiente.
		6.- Se detecta o se cuenta con antecedentes de malas prácticas por parte del personal relacionadas al impacto, sin haber presentado daños al ambiente.
		7.- Índice de exposición (de 34 a 66%)
A	Alta, el impacto ocurrirá siempre o casi siempre	1.- No se aplica medidas de prevención para el impacto.
		2.- No se cumple la legislación oficial específica.
		3.- No se implementan buenas prácticas adicionales a las legales.
		4.- Frecuencia de la operación o actividad es alta (diaria, 3 veces a la semana).

TABLA III.5.1.3 CRITERIOS PARA DEFINIR LA PROBABILIDAD DE MATERIALIZACIÓN DE ASPECTOS AMBIENTALES

Código	Descripción	Criterios
		5.- Existen antecedentes de fallas en los equipos, maquinaria o herramientas de trabajo involucradas en la generación del impacto, habiéndose presentado daños al ambiente.
		6.- Se detecta o se cuenta con antecedentes de malas prácticas por parte del personal relacionadas al impacto, habiéndose presentado daños al ambiente.
		7.- Índice de exposición (de 67 a 100%).

Fuente: Diavaz Offshore S.A.P.I. de C.V.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

Criterios para definir la severidad de los Aspectos Ambientales. Consiste en la definición de la severidad que puede representar la materialización de Aspectos Ambientales. Las categorías definidas son:

3 Ligeramente dañino (LD)
5 Dañino (D)
7 Extremadamente Dañino (ED)

En el caso de Aspectos Ambientales, la severidad del impacto se determina en función del grado de reversibilidad, cumplimiento legal y responsabilidad de notificación a la autoridad competente, de acuerdo a la **Tabla III.5.1.4**, seleccionándose la categoría que reúna la mayor cantidad de criterios, en caso de que el número de criterios que se cumpla sea coincidente para 2 o más categorías, se seleccionará la categoría superior.

TABLA III.5.1.4 CRITERIOS PARA DEFINIR LA SEVERIDAD DE ASPECTOS AMBIENTALES

Código	Descripción	Criterios
LD	Ligeramente Dañino	**Reversibilidad:** el impacto es totalmente reversible a corto plazo (hasta 1 mes), como el mal manejo de residuos sólidos urbanos, emisiones controladas en equipos de combustión interna, desperdicio de agua, derrames mínimos de materiales o residuos peligrosos dentro de instalaciones petroleras, impactos controlados que previamente hayan sido manifestados o considerados como permitidos en la normatividad o autorizaciones aplicables (los que se remedien en el corto plazo).
		Cumplimiento Legal: no existe marco regulatorio específico
		Notificación: no existe responsabilidad de reportar a la autoridad competente.
D	Dañino	**Reversibilidad:** el impacto es reversible en el mediano plazo (1 a 6 meses), como ejemplo, la afectación temporal de especies de flora que no se encuentra bajo estatus de protección en NOM-059-SEMARNAT-2010 ni se

TABLA III.5.1.4 CRITERIOS PARA DEFINIR LA SEVERIDAD DE ASPECTOS AMBIENTALES

Código	Descripción	Criterios
		considere de interés biológico, y que no correspondan a características forestales; impactos controlados que previamente hayan sido manifestados o considerados como permitidos en la normatividad o autorizaciones aplicables (los que se remedien en el mediano plazo).
		Cumplimiento Legal: existe marco regulatorio específico, en caso de incumplirlo es necesario realizar medidas compensatorias sin incurrir en daño al ambiente en los términos de la Ley Federal de Responsabilidad Ambiental.
		Notificación: existe responsabilidad de reportar a la autoridad competente, mas no de forma inmediata por tratarse de impactos previamente declarados; Reporte de LAU (Licencia Ambiental Única) en materia de emisiones a la atmosfera y COA (Cedula de Operación Anual) en sus diferentes materias; las que deriven de autorizaciones condicionadas en sus diferentes materias.
ED	Extremadamente Dañino	**Reversibilidad**: el impacto es irreversible parcial o totalmente, como ejemplo, la eliminación o afectación permanente de especies de flora y/o fauna bajo estatus de protección en NOM-059-SEMARNAT-2010 o de interés biológico, así como vegetación de características forestales; impactos no controlados, aunque hayan sido manifestados previamente, que por sus características afecten o puedan afectar el equilibrio del o los ecosistemas involucrados.
		Cumplimiento Legal: representa un incumplimiento grave al marco regulatorio, ejemplo: operar sin autorizaciones ambientales; carecer de estudios ambientales previos a la ejecución de las obras; no realizar cambio de uso de suelo en terrenos con características forestales; daño al ambiente en los términos de la Ley Federal de Responsabilidad Ambiental.
		Notificación: existe responsabilidad de reportar a la autoridad competente de forma inmediata o en plazos menores a 1 semana, como en el caso de contingencias o emergencias ambientales en los términos del reglamento de la LGPGIR (Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos) y aplicar de forma inmediata medidas de contención y mitigación, más las que la autoridad competente determine.

Fuente: Diavaz Offshore S.A.P.I. de C.V.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

Matriz de Cálculo del Índice de Evaluación del Impacto (IEI).

Fundamento de la metodología utilizada para la Evaluación de Aspectos Ambientales, se determina el Índice de Estimación de Impacto por medio de la coincidencia de los valores de Probabilidad P (renglones) y Severidad S (columnas), como se muestra en la **Figura III.5.1.1.**

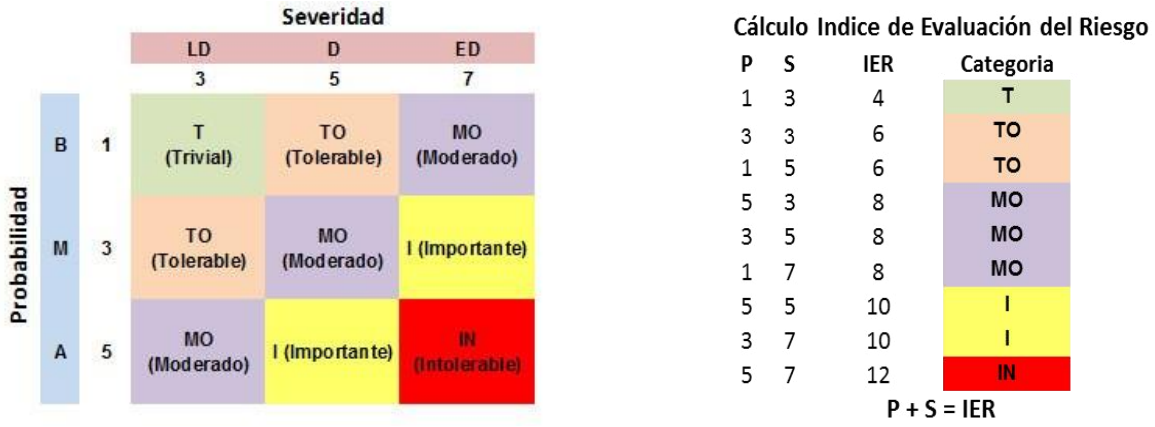


FIGURA III.5.1.1 MATRIZ DE CÁLCULO PARA EL ÍNDICE DE EVALUACIÓN DE ASPECTOS AMBIENTALES

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

Valoración de Acciones y su temporización.

Descripción de acciones y temporización en función de las categorías con las que se califica cada Aspecto Ambiental. Las categorías definidas en este procedimiento son Trivial (T), Tolerable (TO), Moderado (MO), Importante (I) e Intolerable (IN) y las acciones se muestran en la **Tabla III.5.1.5.**

TABLA III.5.1.5 VALORACIÓN DE ACCIONES Y SU TEMPORIZACIÓN PARA ASPECTOS AMBIENTALES

Índice de Evaluación del Impacto	Código	Acción y Temporización
Trivial	T	No se requiere acción específica.
Tolerable	TO	Se requieren comprobaciones periódicas para asegurar que se mantiene la eficacia de las medidas de control.
Moderado	MO	Debería tomarse medidas para reducir la probabilidad de ocurrencia del impacto, debiendo ser implantadas en un período determinado.
Importante	I	No debe comenzar ni continuar el trabajo hasta que se haya aplicado medidas para reducir las probabilidades de la materialización del impacto.
Intolerable	IN	No debe comenzar ni continuar el trabajo hasta que se haya aplicado medidas para reducirse la probabilidad de ocurrencia del impacto. Para iniciar o continuar el trabajo se debe contar con validación por escrito de parte del responsable de Seguridad a cargo de los trabajos, del área u organización.

Fuente: Diavaz Offshore S.A.P.I. de C.V, 2018.
Análisis: CSIPA S.A de C.V, 2018.

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

Análisis de los Resultados de la Matriz de Identificación y Evaluación de Impactos Ambientales

En el **Anexo K** se puede consultar la matriz con los resultados de la identificación de impactos ambientales.

Para la construcción de la matriz se consideraron las etapas del proyecto (Preparación del sitio, Construcción, Operación (valoración del pozo) y Abandono del sitio, así mismo también fueron evaluadas sus respectivas actividades. Las etapas y las actividades fueron analizadas con el Listado de Aspecto (III), Impacto (IV) y Medio Afectado IV) y mediante las correspondientes formulas y asignación de criterios antes descritos fueron obtenidos los índices de evaluación del Impacto y la magnitud del impacto para cada una de las etapas y actividades. En la siguiente **Tabla III.5.1.6** se presenta una síntesis de los resultados obtenidos de la matriz de Identificación y Evaluación de Impactos Ambientales.

TABLA III.5.1.6 RESULTADOS OBTENIDOS DE LA MATRIZ DE IDENTIFICACIÓN Y EVALUACIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES

Etapa (I)	Actividad (II)	Índice de Evaluación del Impacto (XII)	Magnitud del Impacto (XIII)
Preparación del Sitio	Rehabilitación de la Plataforma	T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		MO	NO SIGNIFICATIVO
		TO	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
	Relleno y nivelación	T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		MO	NO SIGNIFICATIVO
		TO	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO

TABLA III.5.1.6 RESULTADOS OBTENIDOS DE LA MATRIZ DE IDENTIFICACIÓN Y EVALUACIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES

Etapa (I)	Actividad (II)	Índice de Evaluación del Impacto (XII)	Magnitud del Impacto (XIII)
		T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
Reparación mayor con reentrada	Movilización e instalación del equipo de reparación	TO	NO SIGNIFICATIVO
		TO	NO SIGNIFICATIVO
		TO	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		TO	NO SIGNIFICATIVO
		TO	NO SIGNIFICATIVO
		TO	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		TO	NO SIGNIFICATIVO
	1era etapa de reparación	T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		MO	SIGNIFICATIVO
		MO	NO SIGNIFICATIVO
		MO	NO SIGNIFICATIVO
		TO	NO SIGNIFICATIVO
		TO	NO SIGNIFICATIVO
		TO	NO SIGNIFICATIVO
	Desmantelamiento y retiro de Equipo	T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		TO	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		TO	NO SIGNIFICATIVO
		TO	NO SIGNIFICATIVO
		TO	NO SIGNIFICATIVO
		TO	NO SIGNIFICATIVO
Evaluación del pozo (Valoración del pozo)	Estimulación preliminar	T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		TO	NO SIGNIFICATIVO

TABLA III.5.1.6 RESULTADOS OBTENIDOS DE LA MATRIZ DE IDENTIFICACIÓN Y EVALUACIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES

Etapa (I)	Actividad (II)	Índice de Evaluación del Impacto (XII)	Magnitud del Impacto (XIII)
		T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
	Prueba de Funcionamiento	T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		TO	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
Operación	árbol de válvulas	T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		TO	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
	Flujo de gas	T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		TO	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
	Bombeo de gas	T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		MO	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO

TABLA III.5.1.6 RESULTADOS OBTENIDOS DE LA MATRIZ DE IDENTIFICACIÓN Y EVALUACIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES

Etapa (I)	Actividad (II)	Índice de Evaluación del Impacto (XII)	Magnitud del Impacto (XIII)
		T	NO SIGNIFICATIVO
	Quemador de emergencia	MO	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		MO	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
Operación		T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
	Mantenimiento a pozo (superficial)	TO	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		TO	NO SIGNIFICATIVO
		TO	NO SIGNIFICATIVO
		TO	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
	Mantenimiento LDD	TO	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		TO	NO SIGNIFICATIVO
		TO	NO SIGNIFICATIVO
		TO	NO SIGNIFICATIVO
		TO	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
	Mantenimiento a Ductos	T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		TO	NO SIGNIFICATIVO
		TO	NO SIGNIFICATIVO
		TO	NO SIGNIFICATIVO

TABLA III.5.1.6 RESULTADOS OBTENIDOS DE LA MATRIZ DE IDENTIFICACIÓN Y EVALUACIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES

Etapa (I)	Actividad (II)	Índice de Evaluación del Impacto (XII)	Magnitud del Impacto (XIII)
		TO	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
Operación	Mantenimiento a Multiples de producción	T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		TO	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		TO	NO SIGNIFICATIVO
		TO	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
	mantenimiento a pozo (reparación menor)	T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		TO	NO SIGNIFICATIVO
		TO	NO SIGNIFICATIVO
		TO	NO SIGNIFICATIVO
		TO	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
	Mantenimiento a pozo (reparación mayor)	T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		TO	NO SIGNIFICATIVO
		TO	NO SIGNIFICATIVO
		TO	NO SIGNIFICATIVO
		TO	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
	Inspección y vigilancia	T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO

TABLA III.5.1.6 RESULTADOS OBTENIDOS DE LA MATRIZ DE IDENTIFICACIÓN Y EVALUACIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES

Etapa (I)	Actividad (II)	Índice de Evaluación del Impacto (XII)	Magnitud del Impacto (XIII)
		T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
Abandono de Sitio	Taponamiento definitivo	MO	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		TO	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
	desmantelamiento y abandono	MO	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		TO	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
Todas las etapas	Maquinaria (grúas)	MO	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		TO	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		T	NO SIGNIFICATIVO
		TO	NO SIGNIFICATIVO

Fuente: Diavaz Offshore S.A.P.I. de C.V.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

Como se observa en la tabla anterior se obtuvo un total de 177 impactos derivados de la realización del proyecto Pozo C-13. Para la evaluación de impactos ambientales se utilizaron los criterios de Índice de Evaluación del Impacto (IEI) y Magnitud del Impacto (MI), con los cuales los 177 impactos identificados en la matriz se clasificaron según una valorización de criticidad y en términos de significancia.

El análisis de distribución de impactos ambientales con forme a la Magnitud del Impacto arrojó que 1 (1%) impactos son considerados con magnitud ***significativa*** y 176 (99%) son considerados ***no significativos***, según se muestra en la **Figura III.5.1.2.**



FIGURA III.5.1.2 DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DE LA TOTALIDAD DE IMPACTOS AMBIENTALES SIGNIFICATIVOS Y NO SIGNIFICATIVOS CONFORME A MAGNITUD DEL IMPACTO, POZO C-13.

Fuente: CSIPA S.A. de C.V., 2018.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

De esta forma se deduce que la mayoría de las actividades consideradas en la realización de las actividades contempladas para la reactivación del pozo C-13 ***no alterarán de forma significativa*** el ecosistema actual en el cual se encuentra inmersa la macropera catedral 1.

Asimismo, es importante señalar que el impacto **significativo** evaluado en este proyecto se identificó en la etapa de "***Reparación mayor con reentrada***", siendo caracterizados en la actividad correspondiente a la "*1era etapa de reparación*". Para esta etapa se contabilizaron un total de 26 impactos, de los cuales 25 (96%) se evaluaron como impactos ***no significativos***, como se muestra en la **Figura III.5.1.3.** La clasificación de impactos ***significativos*** para la actividad "*1era reparación del pozo"* se realizó considerando la posibilidad de un derrame de sustancias consideradas peligrosas durante la reparación y/o la reparación del pozo, contaminando el suelo y/o agua con hidrocarburos y afectando la composición éstos factores ambientales.



FIGURA III.5.1.3 DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DE IMPACTOS AMBIENTALES SIGNIFICATIVOS Y NO SIGNIFICATIVOS EN LA ACTIVIDAD DE REPARACIÓN DEL POZO C-13

Fuente: CSIPA S.A. de C.V., 2018.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

Sin embargo, es importante señalar que el promovente del proyecto cuenta con medidas administrativas y operacionales con las cuales éste riesgo se ha atenuado.

El análisis de distribución de impactos con forme a las etapas de vida del proyecto e índice de evaluación, ver **Figura III.5.1.4**, arrojó que la etapa en la cual se llevarán a cabo la mayor cantidad de afectaciones es la conocida como ***"Operación y Mantenimiento"*** (con un total de 89 impactos que representan el 50.28% del total de los impactos identificados, ver **Figura III.5.1.5**), siguiéndole la etapa de "***Reparación mayor con reentrada y evaluación del pozo"*** con 44 impactos. Los 89 impactos identificados en la etapa de Operación y mantenimiento del pozo se han evaluado como **triviales** ya que el promovente cuenta con las medidas administrativas y operacionales para poder administrar su ocurrencia y evitar la contaminación de factores bióticos y/o la abióticos del ecosistema. Las etapas de **"Preparación del sitio"** y **"Abandono de sitio"** quedaron en tercer y cuarto lugar con un total de 18 y 16 impactos respectivamente, ver **Figura III.5.1.5.**

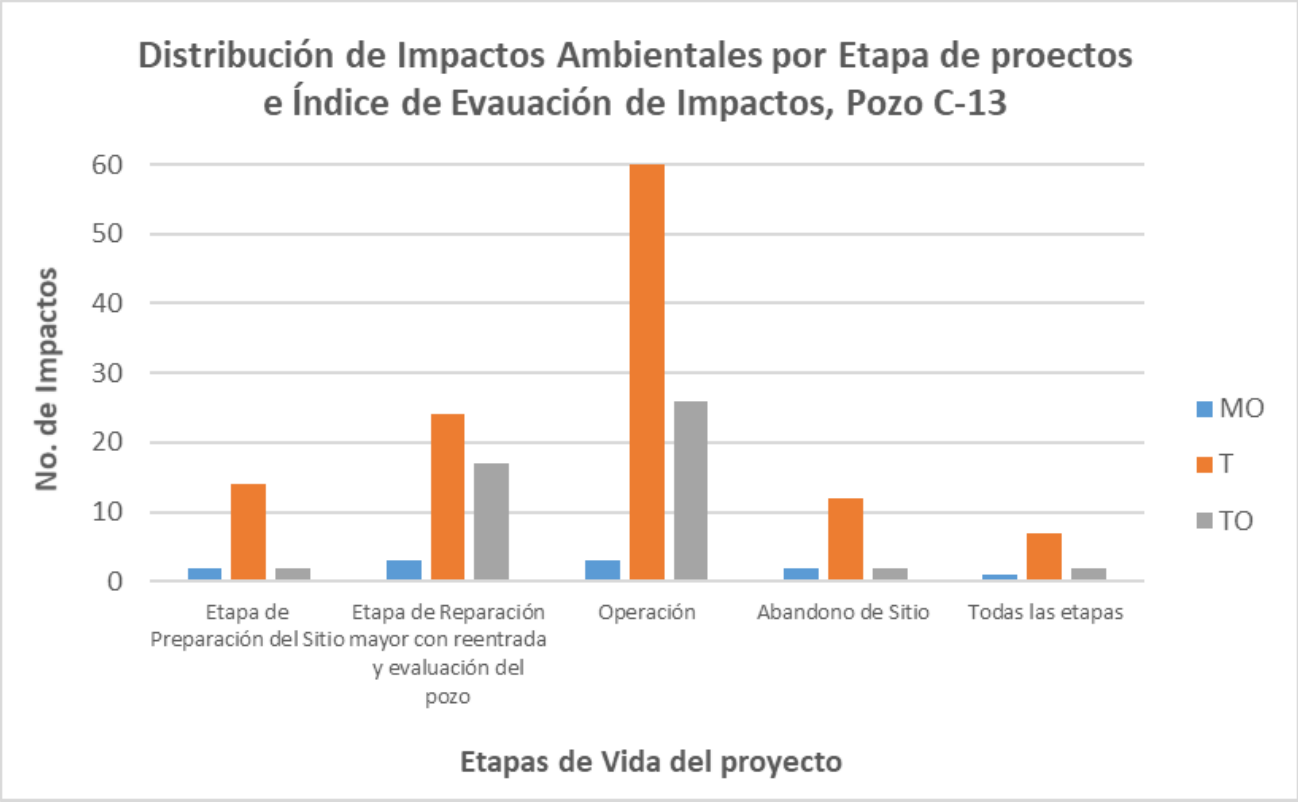


FIGURA III.5.1.4 DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL POR NÚMERO DE IMPACTOS AMBIENTALES CONFORME AL ÍNDICE DE IMPACTO DE LA EVALUACIÓN DEL POZO C-13.

Fuente: CSIPA S.A. de C.V., 2018.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

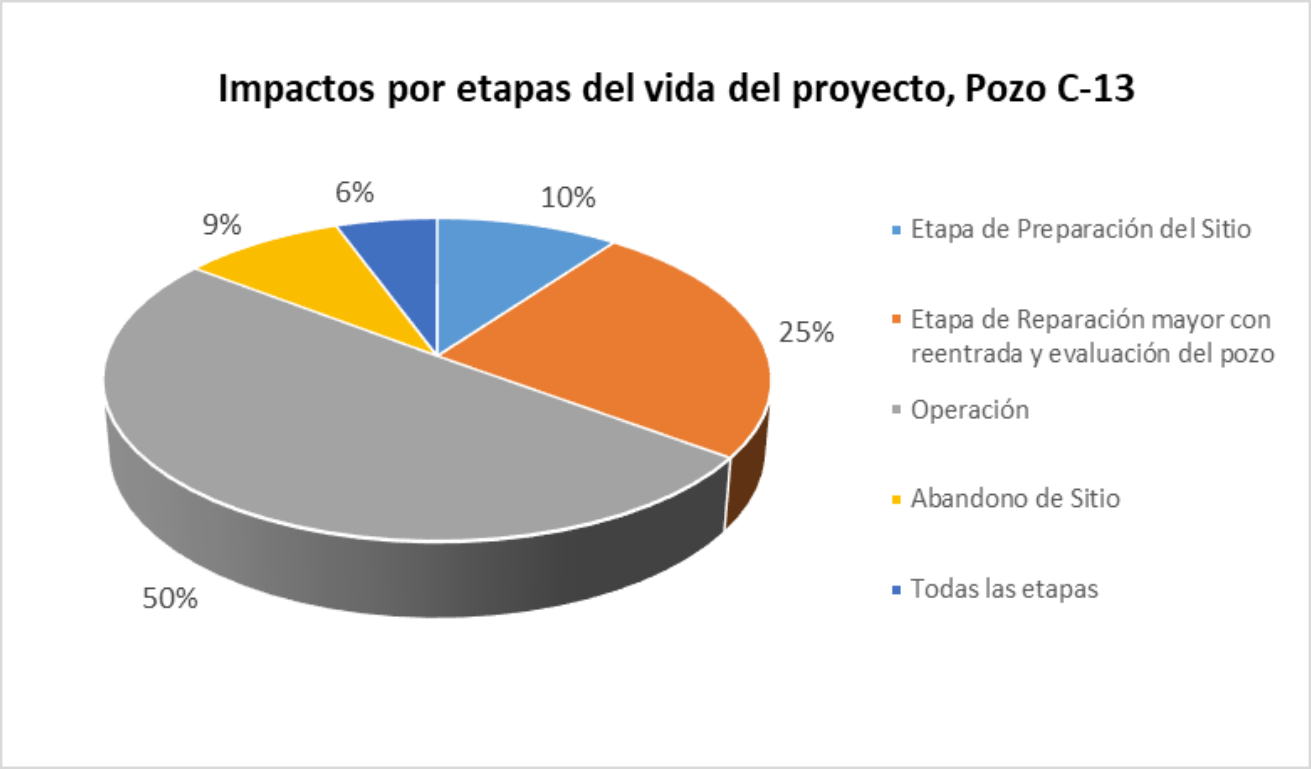


FIGURA III.5.1.5 DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DE LA TOTALIDAD DE IMPACTOS AMBIENTALES POR ÍNDICE DE IMPACTO DE LA EVALUACIÓN DEL POZO C-13.

Fuente: CSIPA S.A. de C.V., 2018.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

Para la etapa de **Preparación del Sitio,** se realizarán las actividades de acondicionamiento de la macropera y nivelación de terreno con la finalidad de tener una plataforma nivelada para la colocación de la maquinaria necesaria para las actividades de reparación mayor. Este acondicionamiento no requerirá del despalme o desmonte de vegetación ya que actualmente la plataforma que conforma la macropera se encuentra desprovista de ésta, pues se han realizado actividades de mantenimiento en la superficie derivado de la reparación del pozo catedral 1001, actividad autorizada por la ASEA mediante Informe Preventivo. Para esta etapa se contabilizaron un total de 18 impactos ambientales que fueron valorados con forme a la importancia del impacto en 14 impactos triviales, 2 tolerables y 2 impactos moderados, para los cuales se cuenta con medidas operativas para su control y mitigación, ver **Figura III.5.1.6.**

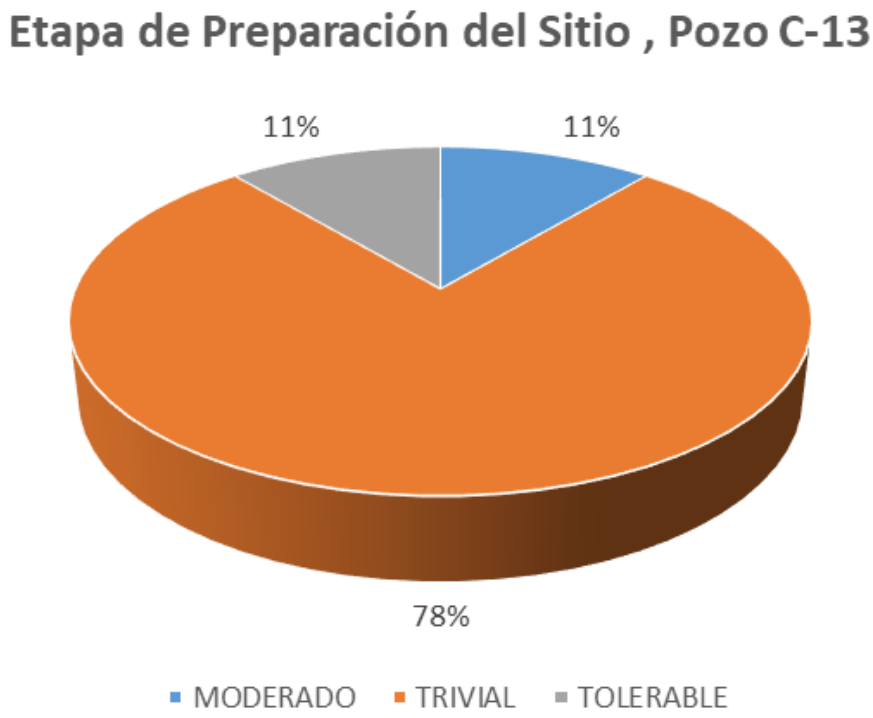


FIGURA III.5.1.6 DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DEL ÍNDICE DE IMPACTO DE LA EVALUACIÓN EN LA ETAPA DE PREPARACIÓN DEL SITIO.

Fuente: CSIPA S.A. de C.V., 2018.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

Asimismo, en la etapa de "***Reparación mayor con reentrada y evaluación del pozo***", en la cual se describen las actividades de movilización e instalación de maquinaria, 1 era etapa de reparación, desmantelamiento y retiro de equipo, estimulación preliminar y prueba de funcionamiento, se identificaron 44 impactos ambientales, de los cuales 24 (57 %) se valoraron como impactos triviales, 17 (39%) como impactos tolerables y 3 (7%) como moderados, según lo descrito en la **Figura III.5.1.7.** Éstos impactos se han considerado como tolerables, moderados y triviales, ya que se cuenta con medidas operativas y de administración para minimizar su incidencia en el área de realización del proyecto por lo cual no modificarán las actuales condiciones del sitio de realización del proyecto.

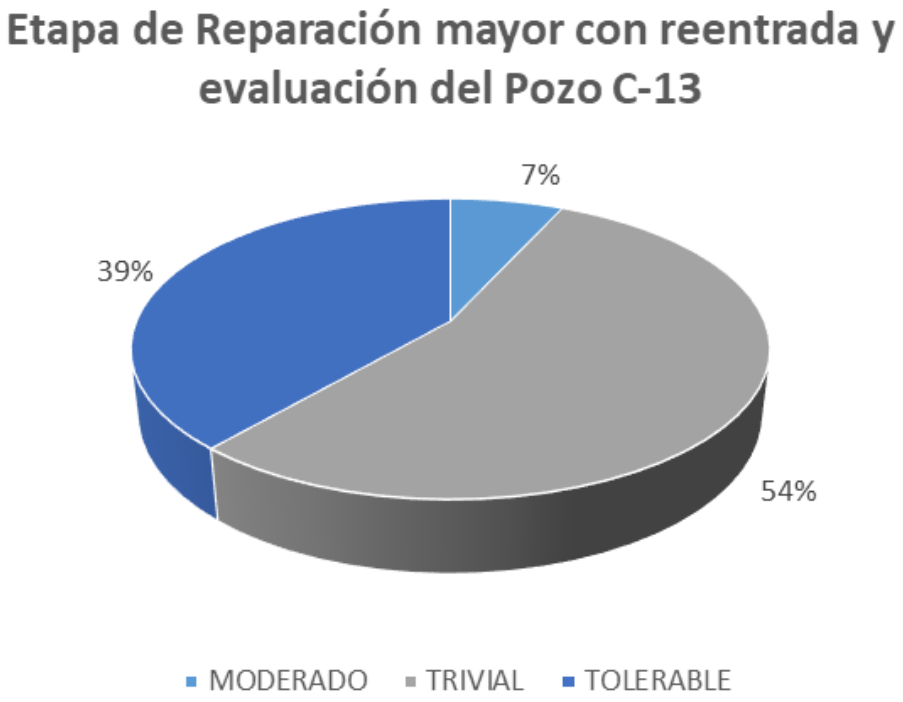


FIGURA III.5.1.7 DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DEL ÍNDICE DE IMPACTO DE LA EVALUACIÓN EN LA ETAPA DE REPARACIÓN MAYOR CON REENTRADA Y EVALUACIÓN DEL POZO C-13.

Fuente: CSIPA S.A. de C.V., 2018.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

De los 89 impactos identificados en la etapa de **Operación (producción del pozo) y mantenimiento,** la distribución de éstos con forme a su valorización arrojó que 60 (68%) impactos son triviales ya que existen las medidas de control necesarias para su ocurrencia, 26 (29%) son tolerables y 3 (3%) son moderados.

Esta etapa comprende las actividades de árbol de válvulas, flujo de gas, bombeo de gas, quemador de emergencias, mantenimiento de pozo, mantenimiento de LDD, mantenimiento de ductos, mantenimiento a múltiples de producción, mantenimiento a pozo (reparación menor y mayor) e inspección y vigilancia en las cuales los impactos más recurrentes han sido por la generación de residuos peligrosos, de manejo especial y urbanos. Sin embargo, es importante señalar que se cuenta con las medidas necesarias para el control de impactos ambientales sobre todo aquellos en los que recae la generación de residuos, ver **Figura III.5.1.8.**

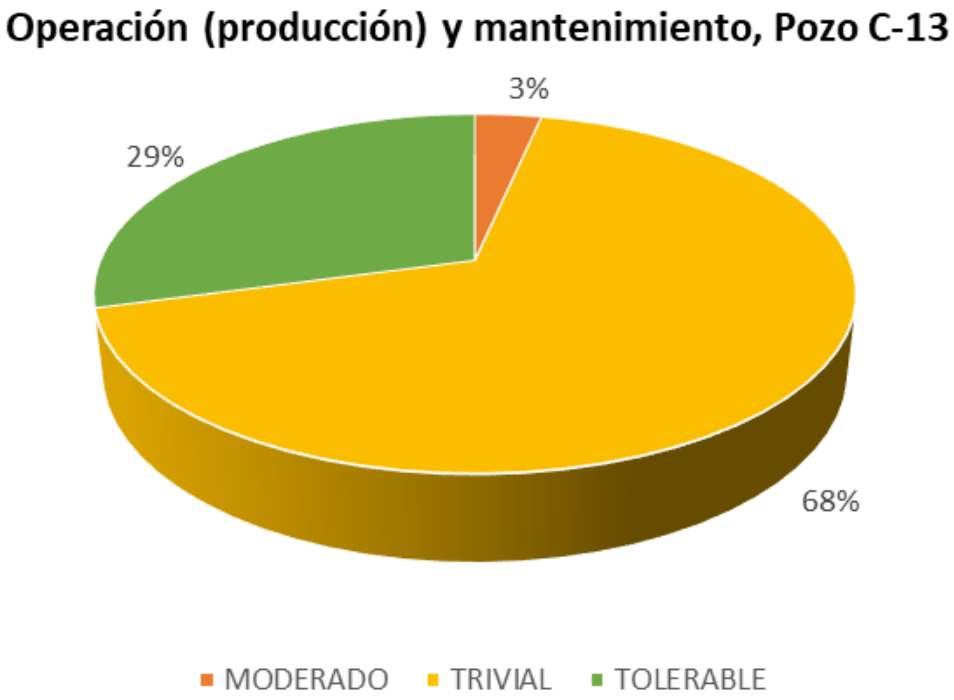


FIGURA III.5.1.8 DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DEL ÍNDICE DE IMPACTO DE LA EVALUACIÓN EN LA OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO POZO C-13.

Fuente: CSIPA S.A. de C.V., 2018.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

Por último, en la etapa de **Abandono del sitio** con una actividad (Taponamiento y abandono definitivo), de acuerdo con la evaluación únicamente se registró de acuerdo con la magnitud del impacto un total de 16 interacciones, de las cuales 12 (75%) impactos son considerados como **Triviales,** 2 (12.5%) se valoraron como moderados y 2 (12.5%) como Tolerables, ya que la empresa cuenta con las medidas administrativas para controlar y reducir mediante la aplicación de medidas de control. (ver **Figura III.5.1.9**)

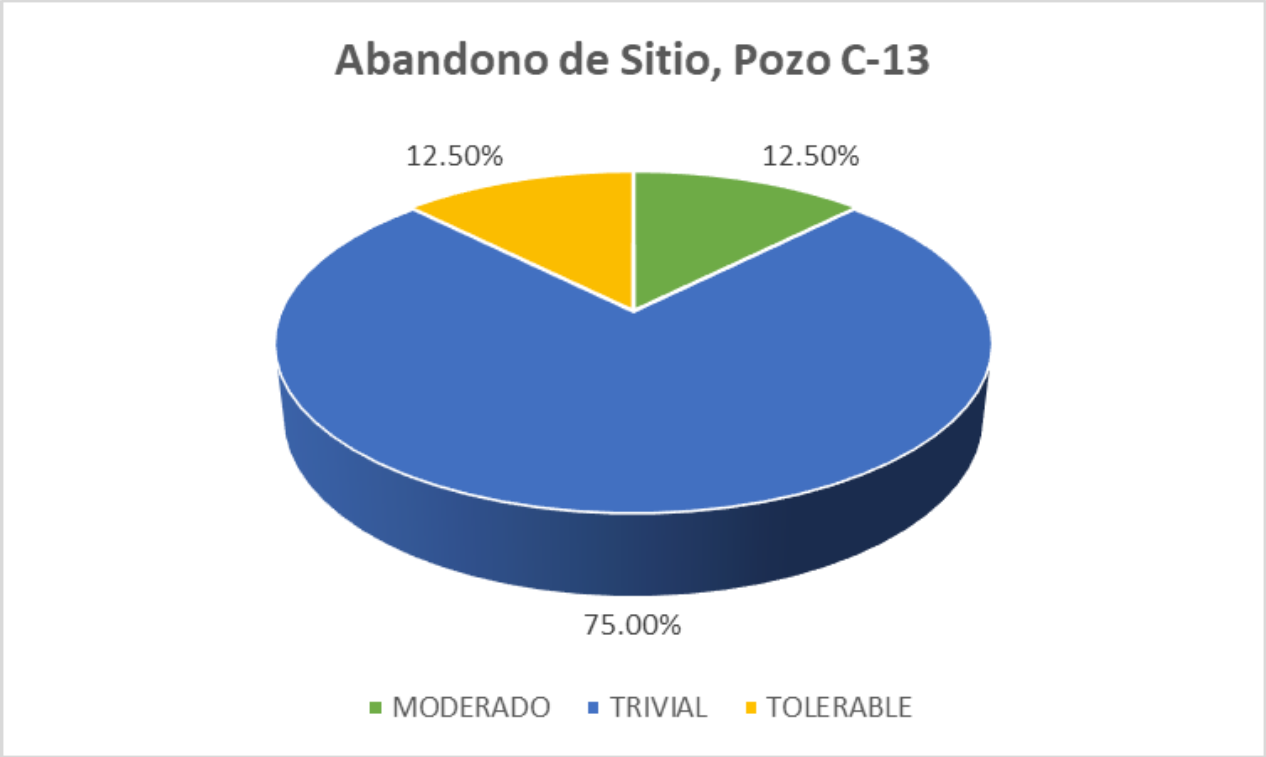


FIGURA III.5.1.9 DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DEL ÍNDICE DE IMPACTO DE LA EVALUACIÓN EN LA ETAPA DE ABANDONO DEL POZO C-13.

Fuente: CSIPA S.A. de C.V., 2018.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

Como se pudo observar en el análisis anterior durante cada una de las etapas y actividades del proyecto se priorizará la conservación del ambiente, ya sea mediante la aplicación de controles necesarios para evitar algún tipo de impacto no previsto en el sitio del proyecto, tanto en los aspectos administrativos como ingenieriles y de manejo. Sin embargo, se considerarán medidas de mitigación para evitar afectar las especies de flora y fauna silvestre, cuerpos de agua y suelo, así como 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 III.5.5.7** 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 III.5.5.7 MEDIDAS DE MITIGACIÓN PROPUESTAS POR *DIAVAZ OFFSHORE*.

Componente	Impacto Ambiental	Medidas de mitigación
Vegetación	Retiro de cobertura vegetal	• Se prohibirá quemar la vegetación y usar agroquímicos durante la etapa de desmonte y deshierbe. • La remoción de la vegetación que realice Diavaz Offshore, se limitará única y exclusivamente a la macropera. • 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. • Diavaz Offshore 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 • En el abandono del sitio o al final de la vida útil del proyecto, las zonas en donde se haya alterado y que no se requieran durante el ciclo de vida del pozo petrolero y de la macropera 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.
Suelo	Posible contaminación del suelo por mala disposición de residuos peligrosos.	• *Diavaz Offshore* establecerá patios 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 seguridad, medio ambiente y salud en el trabajo. • Todo el personal involucrado (*Diavaz Offshore*, proveedores y contratistas) que realice actividades dentro de las instalaciones del proyecto, deberán apegarse a lo establecido en el SASISOPA y tomar 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 suelo cuente con la compactación y/o recubrimiento necesario para garantizar su impermeabilidad.

TABLA III.5.5.7 MEDIDAS DE MITIGACIÓN PROPUESTAS POR *DIAVAZ OFFSHORE*.

Componente	Impacto Ambiental	Medidas de mitigación
	Posible contaminación del suelo por mala disposición de residuos peligrosos.	• 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, • 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. 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. • Se contratará a empresa prestadoras 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. • Cuando el producto y/o las condiciones de los envases y embalajes de materiales peligrosos lo permitan, éstos serán devueltos al proveedor. • Se contará con una bitácora para el ingreso y salidas del almacén temporal de RP, donde se registrará las fechas de ingreso y salidas, su tipo, cantidad, procedencia, empresa prestadora de servicios que los recolecta y transporta y su destino final. • Se establecerá un almacén temporal de residuos peligrosos (RP), que cumpla con las disposiciones que establece el Artículo 82 del reglamento de la LGPGIR.

TABLA III.5.5.7 MEDIDAS DE MITIGACIÓN PROPUESTAS POR *DIAVAZ OFFSHORE*.

Componente	Impacto Ambiental	Medidas de mitigación
		• Para el 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 deñados 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. • En términos generales, los RP, serán manejados internamente, almacenados, registrados, contenidos, etiquetados, recolectados, transportados y enviados a su destino final, cumpliendo con las disposiciones de la LGPGIR y su reglamento.
	Posible contaminación del suelo por mala disposición de residuos sólidos urbanos y residuos de manejo especial.	• Apegarse a lo establecido en la Norma Oficial Mexicana de Emergencia NOM-EM-005-ASEA-2017, Que establece los criterios para clasificar a los Residuos de Manejo Especial del Sector Hidrocarburos y determinar cuáles están sujetos a Plan de Manejo; el listado de los mismos, así como los elementos y procedimientos para la formulación de los Planes de Manejo de Residuos Peligrosos y de Manejo Especial del Sector Hidrocarburos. • 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. • Se contratará compañía para el arrendamiento, mantenimiento y limpieza de sanitarios portátiles, para el uso de los trabajadores durante las etapas de reparación mayor con reentrada.

TABLA III.5.5.7 MEDIDAS DE MITIGACIÓN PROPUESTAS POR *DIAVAZ OFFSHORE*.

Componente	Impacto Ambiental	Medidas de mitigación
		• 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), principalmente en la • • 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 reparación, etcétera. Dichos contenedores estarán rotulados, de acuerdo al tipo de residuos que contienen y tendrán la capacidad suficiente para contener los residuos en cuestión. • Los recortes de reparación 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. • 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. • 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. • 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. • 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.

TABLA III.5.5.7 MEDIDAS DE MITIGACIÓN PROPUESTAS POR *DIAVAZ OFFSHORE*.

Componente	Impacto Ambiental	Medidas de mitigación
	Posible contaminación del suelo y subsuelo, durante la ejecución del proyecto.	• En caso de que se produzcan derrames o vertidos de materiales o residuos peligrosos que no excedan de 1 m^3, 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. • En caso de que los derrames o vertidos accidentales de materiales o residuos peligrosos, rebasen 1 m^3, se procederá, aplicando acciones inmediatas para 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. • La localización o de la superficie de acondicionamiento 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, en las áreas donde se instalarán los equipos de mantenimiento de pozos petroleros y tanques de almacenamiento. • 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. • 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. • 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.

TABLA III.5.5.7 MEDIDAS DE MITIGACIÓN PROPUESTAS POR *DIAVAZ OFFSHORE*.

Componente	Impacto Ambiental	Medidas de mitigación
		• En caso de algún incidente y/o accidente, se deberá dar aviso a través del Formato IV. Aviso inmediato y posterior formalización del Aviso dentro de los primeros tres días posteriores al incidente y/o accidente elaborando el Formato V. Formalización del Aviso. Los formatos y avisos deberán ser llenados en el Sistema de Información de Incidentes y Accidentes (SIIA), en caso de no contar con los medios electrónicos para acceder al SIIA, se deberá enviar a través del correo electrónico reportes@asea.gob.mx.
Flora y fauna silvestre	Perturbación de especies de vida silvestre.	• Se informará al personal de *Diavaz Offshore*, sus contratistas y proveedores, que está prohibido capturar, perseguir, cazar, colectar, 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. • 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 en todo momento afectar a la flora y fauna nativa y preservar las especies enlistadas en la NOM-059-SEMARNAT-2010. • 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 por medios sonoros para alejarlo del área de trabajo.
Agua	Posible afectación a la calidad del agua	• Queda prohibido el uso de agua potable para realizar las obras o actividades en cualquiera de las etapas de trabajo del proyecto. • 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. • 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.

TABLA III.5.5.7 MEDIDAS DE MITIGACIÓN PROPUESTAS POR *DIAVAZ OFFSHORE*.

Componente	Impacto Ambiental	Medidas de mitigación
		• El contrapozo tendrá recubrimiento de concreto que garantice la no infiltración al subsuelo. • 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. • Los recortes de reparación 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. • 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. • El contratista encargado de la reparación, 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
Atmosfera	Posible alteración de la calidad del aire, por la emisión de material particulado.	• 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. • 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.
	Posible alteración de la calidad del aire por la emisión de gases de combustión.	• 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.

TABLA III.5.5.7 MEDIDAS DE MITIGACIÓN PROPUESTAS POR *DIAVAZ OFFSHORE*.

Componente	Impacto Ambiental	Medidas de mitigación
	Posible alteración de la calidad del aire por la emisión de gases derivados de la reparación del pozo.	• La maquinaria y equipo, operará en condiciones óptimas ya que será sometida al tratamiento preventivo y correctivo, además de que se trata de equipos modernos que cuentan con dispositivos de control de emisiones. • *Diavaz Offshore*, se asegurará de que se realice el monitoreo de las concentraciones de gas natural que emanan del pozo. • El venteo de gas solo se realizaría en condiciones de emergencia, cuando éste contenga como máximo 10 mol/kmol de H_2S 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. • Si el gas natural contiene más de 10 mol/kmol de H_2S, se procederá a su destrucción controlada o a detener la operación. • *Diavaz Offshore* se asegurará que el contratista que realice la reparación cuente con el equipo de destrucción controlada de gas natural, que al menos cumpla con lo siguiente: o I. Tener un sistema de ignición continua; o II. Tener eficiencia de combustión de diseño de al menos 95%; o III. Contar con sistemas de encendido y apagado automático; o IV. Considerar el volumen y características del Gas Natural a destruir, o V. Contar con sistemas para la separación y recuperación de líquidos • En caso de que haya presencia de gas con trazas de ácido sulfhídrico (H_2S), se activará el Plan de Emergencias que incluye: o Capacitación al personal, para emergencias por H_2S o Brigadas de emergencia o Programa de simulacros de emergencia

TABLA III.5.5.7 MEDIDAS DE MITIGACIÓN PROPUESTAS POR *DIAVAZ OFFSHORE*.

Componente	Impacto Ambiental	Medidas de mitigación
		○ Uso de equipo de respiración autónoma ○ Detectores de concentraciones de H_2S ○ Alarma audible y visual ○ Conos de viento ○ Programa de Respuesta a Emergencias
	Posibles emisiones de ruido perimetral.	• 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. • 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. • *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.
Riesgo y emergencias ambientales	Posibles accidentes de los trabajadores durante el desarrollo del proyecto.	• Se asegurará que el personal, cuente con la capacitación correspondiente, para evitar daños a la integridad física y la salud de los trabajadores. • Se vigilará que durante el desarrollo de las actividades se cumplan con las disposiciones legales e internas de *Diavaz Offshore* en materia de seguridad, salud en el trabajo, orden y limpieza. • 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).

TABLA III.5.5.7 MEDIDAS DE MITIGACIÓN PROPUESTAS POR *DIAVAZ OFFSHORE*.

Componente	Impacto Ambiental	Medidas de mitigación
		• Se dotará al personal de equipo de protección personal, suficiente y necesario de acuerdo a las actividades laborales que realizan.
Riesgo y emergencias ambientales	Seguridad por el uso de materiales y sustancias peligrosas.	• 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. • Se atenderán las disposiciones de seguridad correspondientes al manejo de materiales y sustancias peligrosas conforme a los procedimientos establecidos.
	Riesgo por emanaciones de gas natural	• En caso de sobrepasar los niveles permisibles de emanaciones de H_2S, se procederá a la evacuación de la instalación, de acuerdo a los procedimientos de seguridad establecidos en el Plan de Respuesta a Emergencias (PRE).
	Riesgo por la presencia de líneas de descarga al final de la vida útil del proyecto.	• 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. • 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.

Fuente: Diavaz Offshore S.A.P.I. de C.V.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

III.5.2.1. Medidas de prevención y seguridad propuestas por *Diavaz Offshore*.

En la **Tabla III.5.5.8** se muestran medidas de prevención y seguridad propuestas por Diavaz Offshore para los componentes de riesgo y emergencia ambientales, como posibles accidentes de los trabajadores durante el desarrollo del proyecto, seguridad en caminos de acceso y rutas de evacuación, seguridad por el uso de materiales y sustancias peligrosas, riesgo por emanaciones de gas natural, riesgo en caso de que el pozo sea abandonado por resultar improductivo, riesgo por la presencia de líneas de descarga al final de la vida útil del proyecto y condiciones de riesgo en general.

TABLA III.5.5.8 MEDIDAS DE PREVENCIÓN Y SEGURIDAD PROPUESTAS POR *DIAVAZ OFFSHORE*.

Componente	Impacto Ambiental	Medidas de Prevención y Seguridad
Riesgo y emergencias ambientales	Posibles accidentes de los trabajadores durante el desarrollo del proyecto.	• Se asegurará que el personal, cuente con la capacitación correspondiente, para evitar daños a la integridad física y la salud de los trabajadores. • 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 establecidas por *Diavaz Offshore*. • 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). • Se dotará al personal de equipo de protección personal, suficiente y necesario de acuerdo a las actividades laborales que realizan. • 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.
	Seguridad en caminos de acceso y rutas de evacuación.	• 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 reparación y mantenimiento.

TABLA III.5.5.8 MEDIDAS DE PREVENCIÓN Y SEGURIDAD PROPUESTAS POR *DIAVAZ OFFSHORE*.

Componente	Impacto Ambiental	Medidas de Prevención y Seguridad
		• 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. • Se evitarán traslados bajo condiciones climatológicas adversas y cuando la visibilidad se reduzca a menos de 100 metros.
	Seguridad por el uso de materiales y sustancias peligrosas.	• Se atenderán las disposiciones de seguridad correspondientes al manejo de materiales y sustancias peligrosas.

TABLA III.5.5.8 MEDIDAS DE PREVENCIÓN Y SEGURIDAD PROPUESTAS POR *DIAVAZ OFFSHORE*.

Componente	Impacto Ambiental	Medidas de Prevención y Seguridad
Riesgo y emergencias ambientales	Riesgo por emanaciones de gas natural.	• Diavaz Offshore, se asegurará de que se realice el monitoreo de las concentraciones de gas natural que emanen del pozo. • El venteo de gas solo se realizaría en condiciones de emergencia, cuando éste contenga como máximo 10 mol/kmol de H_2S 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. • Si el gas natural contiene más de 10 mol/kmol de H_2S, se procederá a su destrucción controlada o a detener la operación. • 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. • En caso de sobrepasar los niveles permisibles de emanaciones de H_2S, se procederá a la evacuación de la instalación, de acuerdo a los procedimientos de seguridad establecidos en el Plan de Respuesta a Emergencias (PRE).
	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 C-13
	Riesgo por la presencia de líneas de descarga al final de la vida útil del proyecto.	• 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.

TABLA III.5.5.8 MEDIDAS DE PREVENCIÓN Y SEGURIDAD PROPUESTAS POR *DIAVAZ OFFSHORE*.

Componente	Impacto Ambiental	Medidas de Prevención y Seguridad
		• 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.
Riesgo y emergencias ambientales	Condiciones de riesgo en general.	• Para la disminución de riesgos, se considerará la reducción de operaciones simultáneas, y la recalendarización de actividades de reparación o terminación ante la presencia de condiciones climatológicas severas. • 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. • El contratista encargado de la reparación 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,

TABLA III.5.5.8 MEDIDAS DE PREVENCIÓN Y SEGURIDAD PROPUESTAS POR *DIAVAZ OFFSHORE*.

Componente	Impacto Ambiental	Medidas de Prevención y Seguridad
		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. • 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. • 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).

Fuente: Diavaz Offshore S.A.P.I. de C.V, 2018.
Análisis: CSIPA S.A. de C.V., 2018.

IV. CONCLUSIONES

El presente informe preventivo tiene la finalidad de cumplir con la Gestión Ambiental en materia de Evaluación de Impacto Ambiental, de un proyecto de reparación mayor con reentrada y producción, cuyo objetivo es explorar las condiciones de las reservas del ACC y en caso de ser viable, proceder a la extracción de hidrocarburos. Como resultado de la visita de campo al predio (ACC) donde se recopilo información bibliográfica, se realizó trabajo de campo para flora y fauna, así como la obtención de información espacial (fotografías aéreas con dron) actualizada del proyecto, se concluye que el proyecto se ubica en una zona donde predominan las áreas de cultivos, áreas de agostadero para ganado y eriales, siendo común la presencia de vegetación inducida para actividades agroforestales. Asimismo, con forme a la información recabada por INEGI se observan zonas de vegetación secundaria de Selva Alta Perennifolia en lugares lejanos al sitio de ubicación de la macropera donde se ubica el Pozo C-13.

Hay que recalcar que en la macropera 1, donde está inmerso el pozo C-13, no se requiere superficie de acondicionamiento ya que la macropera cuenta con el área necesaria para la realización de las actividades. En la visita de campo realizada, así como las fotografías áreas obtenidas por medio de dron, se muestra que el sitio del proyecto 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 reparación y extracción de hidrocarburos por PEMEX en años anteriores).

Con base en la técnica de identificación de impactos ambientales que se presenta en el Elemento dos para la identificación de Aspectos e Impactos Ambientales, se obtuvo un total de 177 impactos derivadas del proyecto Pozo C-13, 1 considerado con magnitud de impacto significativo y 176 son considerados no significativos. Los impactos ambientales más relevantes se producirán en la reparación mayor con reentrada al pozo en la etapa de reparación, sin embargo, dicho impacto se puede controlar y reducir mediante la aplicación de las medidas de mitigación propuestas dentro del presente estudio.

Por lo anterior, el proyecto Pozo C-13, es viable desde el punto de vista técnico- ambiental, al cumplir con las disposiciones operacionales necesarias para la mitigación de impactos ambientales, así como la tecnológica avanzada para la desviación y reparación de pozos petroleros. En lo que respecta económicamente es viables, dado que será una fuente de empleo para los habitantes de la zona; 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. En el aspecto ambiental la realización del proyecto es considerada viable, debido a que los impactos a generar no serán significativos y podrán minimizarse, mitigarse y/o prevenirse, considerando además que, el sitio del proyecto se encuentra en un área previamente impactada por actividades de la misma índole, por lo que no se esperaría la generación de nuevos impactos distintos a los preexistentes que alteren el equilibrio actual del ecosistema.

Asimismo, es importante señalar que el diseño del proyecto contempla el cumplimiento legal y normativo en materia de impacto ambiental, así como de las buenas prácticas de operación e ingeniería que tiene establecida Diavaz Offshore dentro de su Sistema de Administración, Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Ambiente.

En conclusión, las actividades inherentes a la reparación y en su caso, extracción de hidrocarburos del proyecto Pozo C-13, se desarrollarán priorizando la protección al ambiente, la salud de los trabajadores, así como la seguridad industrial y operativa, y al tenor de lo que establecen las Normas Oficiales Mexicanas NOM-115-SEMARNAT-2003 y NOM-117-SEMARNAT-2006.

V. GLOSARIO

Afectación: Daño que puede causar la materialización de un Impacto.

Aspecto Ambiental Significativo: Aspecto ambiental que califica como significativo de acuerdo a los criterios del presente procedimiento. Se considera relevante y prioritario en la implementación o mejora de controles.

Aspecto Ambiental. Elemento de las actividades, productos o servicios de una organización, que puede interactuar con el medio ambiente.

Compactación: Procedimiento mediante el cual se aumenta la densidad de un suelo con el objeto de incrementar su resistencia y disminuir la compresibilidad, la permeabilidad y la erosividad causada por el agua.

Contrapozo: Estructura que se construye en el subsuelo para ubicar por medio de coordenadas geográficas, el sitio donde se hará el agujero del pozo. Tiene como funciones principales facilitar el hincado del tubo conductor y alojar los preventores para el control del pozo durante la reparación.

Daño ambiental: Es el que ocurre sobre algún elemento ambiental a consecuencia de un impacto ambiental adverso.

Daño a los ecosistemas: Es el resultado de uno o más impactos ambientales sobre uno o varios elementos ambientales o procesos del ecosistema que desencadenan un desequilibrio ecológico.

Daño grave al ecosistema: Es aquel que propicia la pérdida de uno o varios elementos ambientales, que afecta la estructura o función, o que modifica las tendencias evolutivas o sucesionales del ecosistema.

Derecho de vía: Franja de terreno donde se aloja el sistema de conducción de hidrocarburos y petroquímicos, requerida para la construcción, operación, mantenimiento e inspección del mismo.

Deshierbe: Acción de dejar un terreno libre de vegetación herbácea, ya sea desde la raíz, o sólo desde la parte aérea.

Despalme: Acción de extraer los primeros 20 cm de suelo con el fin de dejar un terreno libre de raíces de plantas herbáceas.

Disposición final: El depósito permanente de los residuos sólidos en un sitio en condiciones adecuadas y controladas, para evitar daños a los ecosistemas.

Disposición final de residuos: Acción de depositar permanentemente los residuos en sitios y condiciones adecuadas para evitar daños al ambiente.

Emisión contaminante: La descarga directa o indirecta de toda sustancia o energía, en cualquiera de sus estados físicos y formas, que al incorporarse o al actuar en cualquier medio altere o modifique su composición o condición natural.

Equipo de combustión: Es la fuente emisora de contaminantes a la atmósfera generados por la utilización de algún combustible fósil, sea sólido, líquido o gaseoso.

Equipos de peforación y mantenimiento de pozos: Conjunto de estructuras y maquinarias diseñadas para perforar o dar mantenimiento a pozos de exploración y producción de hidrocarburos.

Fluidos de reparación: Mezcla de productos químicos con propiedades físico-químicas controlables que, entre otras funciones, tiene la de acarrear los recortes de reparación, lubricar la barrena de reparación, limpiar y acondicionar el agujero del pozo y contrarrestar la presión del yacimiento.

Gases de combustión: Gases de escape generados en los procesos de combustión. Su composición depende del tipo de combustible y de las condiciones de combustión. Muchos de los componentes de los gases de combustión son contaminantes del aire y por tanto deben eliminarse de los gases de combustión con procedimientos especiales de limpieza extremadamente lentos y costosos, antes de liberar el gas a la atmósfera conforme a la normativa legal. Los gases de combustión en su estado original se conocen como gases brutos y como gas limpio una vez que han pasado por las fases de limpieza.

Generador de residuos peligrosos: Personal física o moral que como resultados de sus actividades produzca residuos peligrosos.

Impacto Ambiental: Cualquier cambio en el medio ambiente ya sea adverso o beneficioso, resultante total o parcialmente de los Aspectos Ambientales de una organización.

Impacto ambiental significativo o relevante: Aquel que resulta de la acción del hombre o de la naturaleza, que provoca alteraciones en los ecosistemas y sus recursos naturales o en la salud, obstaculizando la existencia y desarrollo del hombre y de los demás seres vivos, así como la continuidad de los procesos naturales.

Impermeabilización: Actividad que se realiza para evitar la infiltración en el subsuelo de materiales o residuos que pudieran contaminarlo.

Índice de Evaluación del Impacto: Valoración del grado de criticidad del Impacto, término que para la presente metodología aplica para el Impacto Ambiental, que derivan de los Aspectos Ambientales. Se gradúa en los niveles de: Trivial (T) Tolerable (TO), Moderado (MO), Importante (I) e Intolerable (IN).

Instalación: Son las actividades y obras a realizar para la construcción de nuevos sistemas de conducción de hidrocarburos y petroquímicos en estado líquido o gaseoso, en derechos de vía existentes.

Localización o pera: Área para la instalación y trabajo del equipo de reparación o mantenimiento de pozos, el cuadro de maniobras, plataforma de localización o pera, así como el área para vehículos de servicio y campamento y demás complementos que requiera la actividad.

Manejo: Alguna o el conjunto de las actividades siguientes; producción, procesamiento, transporte, almacenamiento uso o disposición final de sustancias peligrosas.

Manejo integral de residuos sólidos: El manejo integral de residuos sólidos que incluye un conjunto de planes, normas y acciones para asegurar que todos sus componentes sean tratados de manera ambientalmente adecuada, técnicamente y económicamente factible y socialmente aceptable. El manejo integral de residuos sólidos presta atención a todos los componentes de los residuos sólidos sin importar su origen, y considera los diversos sistemas de tratamiento como son: reducción en la fuente, reúso, reciclaje, compostaje, incineración con recuperación de energía y disposición final en rellenos sanitarios.

Mantenimiento de pozos petroleros: Conjunto de actividades necesarias para intervenir un pozo petrolero con el fin de reactivar o incrementar su producción, sustituir la tubería de producción, realizar trabajos de limpieza (desparafinar y desarenar), cambio de aparejosde producción, entre otros.

Mantenimiento mayor: Actividades de reparación o modificación del sistema para la conducción de hidrocarburos y petroquímicos, en estado líquido o gaseoso, o parte de éste, que ameriten la suspensión temporal del servicio.

Medidas preventivas: Conjunto de acciones que debe ejecutar el responsable para evitar efectos previsibles de deterioro del medio ambiente.

RAA: Es el Registro de Aspectos Ambientales que se obtiene como resultado de la identificación y evaluación de Aspectos Ambientales.

Recortes de reparación: Fragmentos de roca que se obtienen en el proceso de reparación; constituidos por minerales de las formaciones perforadas, entre otros, arcillas, cuarzo, feldespatos, carbonatos y otros compuestos calcáreos y de sílice que están impregna dos con fluidos de reparación**.**

Restauración: Conjunto de actividades tendientes a la recuperación y restablecimiento de las condiciones que propician la evolución y continuidad de los procesos naturales

Sello efectivo: Taponamiento permanente y en condiciones de seguridad de una tubería o sección de ella que le confiere una propiedad de hermeticidad.

Sistema para la conducción de hidrocarburos y petroquímicos, en estado líquido o gaseoso: Son todos los componentes o dispositivos a través de los cuales el hidrocarburo o el petroquímico en estado líquido o gaseoso fluye de un punto a otro y que incluye entre otros, tubería, válvulas, accesorios unidos al tubo, estaciones de compresión, bombeo, medición y regulación, trampas de envío y recibo de diablo.

Situación Operacional Anormal: Corresponde a una actividad, subproceso o equipo que se aparta de las condiciones de régimen esperado (por ejemplo: alteración en el proceso normal de la operación, cambios en las varíales de operación que involucran labores adicionales para su control).

Situación Operacional en Emergencia: Hecho fortuito que ocurre de manera imprevista, interrumpiendo el normal funcionamiento del sistema y que exige una rápida atención (condiciones de alerta, como incendios, sismos, derrames, averías producto de acciones de terceros o agotamiento de material, etc.).

Situación Operacional Normal: Corresponde a una actividad, subproceso o equipo operando en condiciones de régimen esperado (por ejemplo: condiciones de operación normal en un proceso, variables de operación dentro de rangos aceptables que no involucran alteraciones en el proceso).

Taponar: Actividades que se realizan para aislar las formaciones perforadas, de tal manera que se eviten invasiones de fluidos o manifestaciones de hidrocarburos en la superficie.

Zona agrícola: Superficie de terreno con uso de suelo definido como agrícola, o bien que se utiliza para el cultivo de especies vegetales para consumo humano o de animales domésticos, aunque no se encuentre cultivada en el momento en que se inicien los trabajos de reparacióndel pozo. Se incluyen superficies de riego y de temporal.

Zona erial: Superficie de terreno despoblado de flora y fauna original, que ha perdido la mayor parte del suelo fértil y ha dejado de cumplir su función reguladora del régimen hídrico.

Zona ganadera: Superficie de terreno constituida por pastizales inducidos, dedicadas a la cría de ganado.

ANEXO A

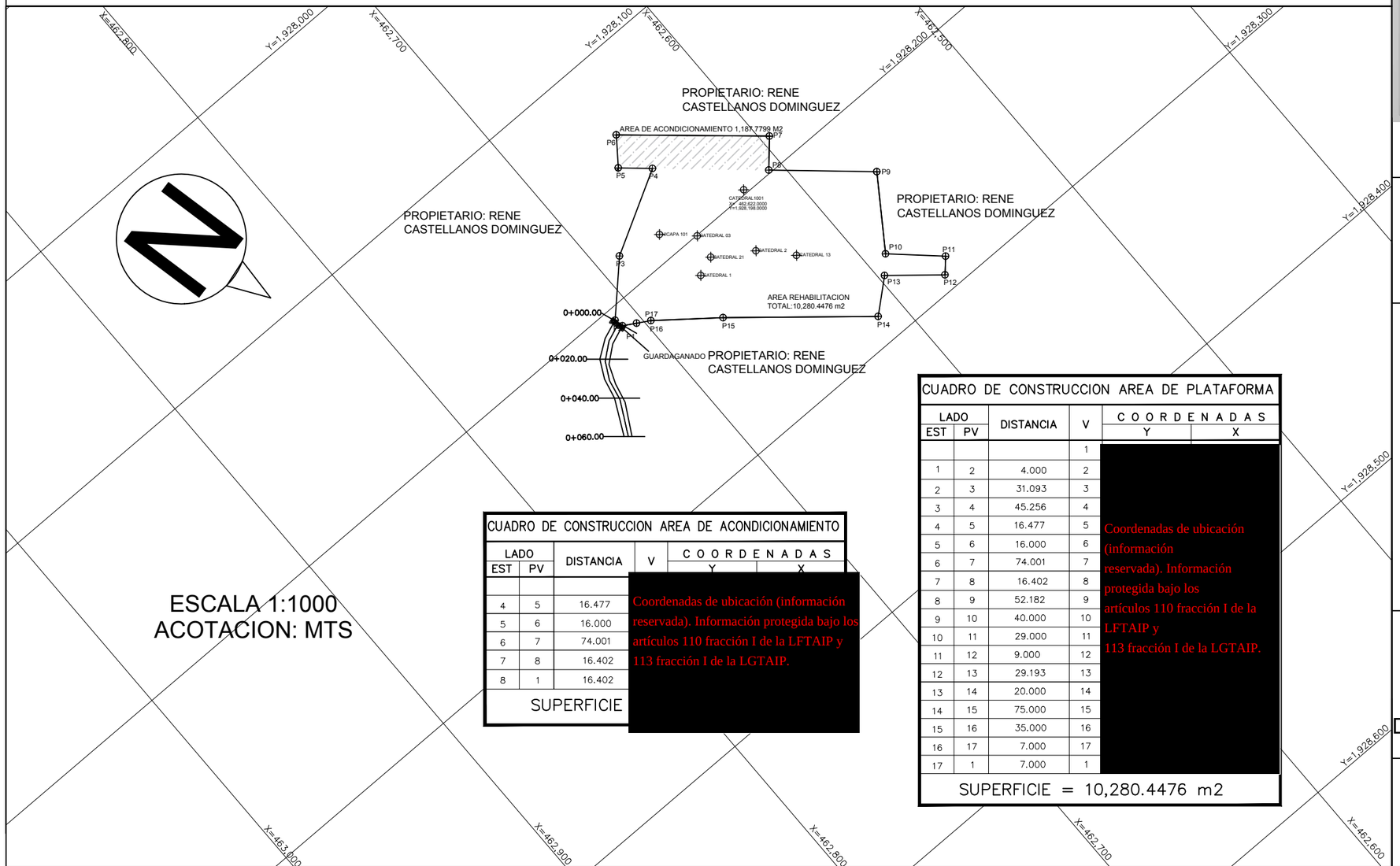
SUPERFICIES AUTORIZADAS EN LA MACROPERA CATEDRAL 1

ÍNDICE

1. PLANO DE SUPERFICIE

2. INFORMACIÓN ADICIONAL INGRESADA A LA ASEA PARA PROYECTO “PERFORACION POZO CATEDRAL 1001”

ESTADO DE CHIAPAS
MUNICIPIO DE OSTUACAN



ESCALA 1:1000
ACOTACION: MTS

CUADRO DE CONSTRUCCION AREA DE ACONDICIONAMIENTO

LADO EST	LADO PV	DISTANCIA	V	COORDENADAS Y	COORDENADAS X
			1	[redacted]	
4	5	16.477	5		
5	6	16.000	6		
6	7	74.001	7		
7	8	16.402	8		
8	1	16.402	1		

SUPERFICIE

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

CUADRO DE CONSTRUCCION AREA DE PLATAFORMA

LADO EST	LADO PV	DISTANCIA	V	COORDENADAS Y	COORDENADAS X
			1	[redacted]	
1	2	4.000	2		
2	3	31.093	3		
3	4	45.256	4		
4	5	16.477	5		
5	6	16.000	6		
6	7	74.001	7		
7	8	16.402	8		
8	9	52.182	9		
9	10	40.000	10		
10	11	29.000	11		
11	12	9.000	12		
12	13	29.193	13		
13	14	20.000	14		
14	15	75.000	15		
15	16	35.000	16		
16	17	7.000	17		
17	1	7.000	1		

SUPERFICIE = 10,280.4476 m2

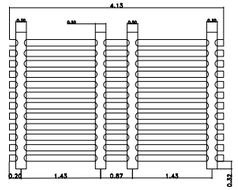
Coordenadas de ubicación (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.



CROQUIS DE LOCALIZACION

PLANO: DE PLANIMETRIA CON CADENAMIENTOS A CADA 20M Y OBRAS COMPLEMENTARIAS.
UBICADO: EN CATEDRAL DE CHIAPAS, MUNICIPIO DE OSTUACAN, CHIAPAS.

GUARDAGANADO: Foso cubierto de una serie de travesaños paralelos, en forma de parrilla, que se coloca a la entrada de las estancias para permitir el paso de los vehículos e impedir el del ganado.



VISTA EN PLANTA S/E

LEVANTO: ING. LUCIO ESTRADA ALEGRIA.

DIBUJO:ING LUIS ANTONIO URGELL MAGAÑA

NOTA: el punto de salida asi como el de llegada fue señalado por el interesado, el levantamiento se relizo con estacion total nikon nivo 5c. los puntos utm con equipo garmin gps 62 scx.

NOMBRE DE LA EMPRESA: ICACSA PROYECTOS S.A. DE C.V.

ACONDICIONAMIENTO DE PLATAFORMA DEL POZO CATEDRAL 1001,PERTENECIENTE AL AREA CONTRACTUAL CATEDRAL.
MP: 10,280.4476 m2,
ACONDICIONAMIENTO MP: 1,187.7799 M2

DESCRIPCION DE LA OBRA: RASTREO Y CONFIGURACION DE CUNETA, REVESTIMIENTO CON MATERIAL DE $\frac{1}{2}$" AFINOS TENDIDO Y BONIFICACION DE MATERIAL

Reviso: Ing. Roberto Alvarez Cordova.

Autorizo: Ing. Juan Carlos Cobos Cruz

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

Referencia: **Contrato No. CNH-R01-L03-A6/2015, Área Contractual 6 (Catedral)**

Asunto: **Presentación de DESAHOGOS de información complementaria solicitada por la ASEA según Oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0426/2017, para resolver el IP del Proyecto "Perforación del Pozo Catedral 1001".**
Expediente: 07CH2017X0047

El presente tiene por objeto dar respuesta al Oficio **ASEA/UGI/DGGEERC/0426/2017** de fecha 18 de Mayo del 2017, emitido por la Dirección General de Gestión de Exploración y Extracción de Recursos Convencionales, en lo sucesivo **DGGEERC** de la Agencia Nacional de Seguridad de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, y notificado al REGULADO **DIAVAZ OFFSHORE S.A.P.I. DE C.V.** el 24 mayo 2017 mediante Cédula de Notificación por Comparecencia, en el cual se solicita información que permita solventar las insuficiencias observadas en el Informe Preventivo **"Perforación del Pozo Catedral 1001"**, con pretendida ubicación en el Área contractual No. 6 Campo Catedral del Municipio de Ostuacán, Chiapas, ingresado a la **ASEA,** por el representante legal de la empresa **DIAVAZ OFFSHORE S.A.P.I. DE C.V.,** con fecha 10 de Mayo del 2017 mediante el Oficio **DO-A6-107-05-17** de fecha 8 de Mayo del mismo año.

Nuestro interés, es el de desahogar con la suficiencia requerida, la información complementaria solicitada por la **Agencia** en el citado Oficio **ASEA/UGI/DGGEERC/0426/2017**, con la extensión y profundidad necesarias para

aclarar, sustentar y complementar el **Informe Preventivo** que actualmente se encuentra en etapa de evaluación por la Autoridad. .

ANTECEDENTES

1. Con fecha 10 de Mayo del presente año se ingresó el Informe Preventivo **"Perforación del Pozo Catedral 1001"**, a la **DGGEERC** de la **Agencia**, generándose de ello el número de bitácora **07CH2017X0047**.

2. A las 19:50 horas del 23 de Mayo del presente año, la Agencia informo vía correo electrónico a la **Promovente** la notificación de la emisión del Oficio **ASEA/UGI/DGGEERC/0426/2017** con fecha 18 de Mayo del presente año.

3. La **promovente** acudió el día 24 de Mayo del presente año, a recibir el citado Oficio **ASEA/UGI/DGGEERC/0426/2017.** En dicho oficio, la **DGGEERC** solicita información complementaria del Informe Preventivo **"Perforación del Pozo Catedral 1001"**, estableciendo un plazo **10 días hábiles** para solventar la información solicitada a partir de la notificación.

En el citado Oficio de solicitud de información complementaria se establecen las siguientes:

CONSIDERACIONES

La **Agencia** indica, que para estar en condiciones de resolver el Informe Preventivo del **Proyecto**, la **Promovente**, deberá de solventar algunos apartados; por lo que, para su atención, luego de citar los requisitos en mención, se dará respuesta puntual en cada uno de los numerales o en su caso, se emitirá la aclaración correspondiente, cuando así lo ameriten los temas a tratar.

1. *Deberá presentar las coordenadas definitivas en UTM donde pretende realizar la perforación del Pozo Catedral 1001 y las coordenadas definitivas para el cuadro de construcción del que hace referencia, así como una imagen satelital donde se visualice claramente el cuadro de construcción.*

Respuesta al numeral 1:

El pozo a perforar denominado Catedral 1001, se pretende ubicar en las coordenadas UTM X = 462,622 Y = 1,928,198, dicho sitio está ubicado dentro de la Macropera Catedral 1 (ver figura 1.1), mismo que para poderse llevar a cabo su perforación, requerirá de una superficie de terreno para que se ubiquen los componentes del equipo de perforación (área denominada “Plataforma”), superficie que también estaría localizada dentro de la Macropera Catedral 1, por lo que, es importante mencionar que no se requerirá de una ampliación de ésta última, más allá de sus límites establecidos.

A continuación, se presenta en la Tabla 1.1, que constituye el cuadro de construcción del polígono de la “Plataforma” a emplear dentro de la Macropera Catedral 1. Cabe mencionar que, será el definitivo después de realizar adecuaciones en el mismo.

De la misma manera, la Figura 1.1 muestra una imagen satelital donde se puede observar el polígono de la Macropera Catedral 1 y dentro de ella, a la Plataforma a utilizar.

Tabla 1.1 Cuadro de construcción de la Plataforma ubicada dentro de la Macropera 1 Datum: WGS84 Zona Geográfica: 15 Q

Lado		Distancia	V	Coordenadas	
EST	PV			Y	X
			1	[redacted]	
1	2	4.000	2		
2	3	31.093	3		
3	4	45.256	4		
4	5	16.477	5		
5	6	16.000	6		
6	7	74.001	7		
7	8	16.402	8		
8	9	52.182	9		
9	10	40.000	10		
10	11	29.000	11		
11	12	9.000	12		
12	13	29.193	13		
13	14	20.000	14		
14	15	75.000	15		
15	16	35.000	16		
16	17	7.000	17		
17	1	7.000	1		

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

Superficie: 10,280.4476 m

Fuente: DIAVAZ, Plano de superficie a utilizar para perforación del pozo Catedral 1001, 2017 (ver Anexo 2)

Debido a la verificación realizada a las coordenadas del proyecto presentadas inicialmente, se afirma que se utilizarán 10,280.4476 m^2 (ver Anexo 2 “Plano de superficie a utilizar”) la cual no es la superficie total de la Macropera Catedral 1, es solo la superficie que corresponde a la Plataforma (superficie para distribuir el equipo de perforación y

accesorios), que es el área que se ocupará para distribuir el equipo de perforación y sus componentes.

También se contempla ocupar una superficie de 1,187.7799 m^2 para acondicionamiento, la cual se encuentra dentro de la Macropera Catedral 1, dicho acondicionamiento consiste en realizar las actividades mencionadas en la etapa de preparación del sitio, señalada en el capítulo III del Informe Preventivo previamente ingresado.

Por lo que a continuación, se muestra en la Tabla 1.2 el cuadro de construcción de la superficie a acondicionar como parte de las obras de perforación y dentro de la superficie a utilizar al Suroeste de la Macropera Catedral 1.

Tabla 1.2 Cuadro de construcción de la superficie a acondicionar ubicada dentro de la Macropera Catedral 1 Datum: WGS84 Zona Geográfica: 15 Q

Lado		Distancia	V	Coordenadas	
EST	PV			Y	X
			4	[redacted]	
4	5	16.477	5		
5	6	16.000	6		
6	7	74.001	7		
7	8	16.402	8		
8	1	16.402	1		
			Superficie: 1,		

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

Fuente: DIAVAZ, Plano de superficie a utilizar para perforación del pozo Catedral 1001, 2017 (Ver Anexo 2)

A continuación, en la Figura 1.1 se muestra el polígono a emplear, con el equipo de perforación (Plataforma), dentro de la Macropera Catedral 1 señalando la superficie a acondicionar dentro del sitio.



Figura 1.1 Plataforma o superficie (color azul) a utilizar para distribución del equipo de perforación dentro de la Macropera Catedral 1 conforme al cuadro de construcción (ver Tabla 1.1)

Fuente: DIAVAZ, 2017
Google Earth Pro, 2003

Por lo que, es considerable resaltar que se da cumplimiento a lo requerido en dicho numeral por la Agencia en su oficio de solicitud de información adicional.

2. *Deberá presentar la información necesaria que evidencie que la superficie de 1,187.7799 m^2, originalmente formo parte de la Macropera Catedral 1, considerando para ello sin ser limitativo, los documentos donde se haya manifestado a la autoridad ambiental la superficie determinada para dicha Macropera de ser el caso, o aquellos que evidencien la aseveración manifestada por el* ***REGULADO.***

Respuesta al numeral 2:

El área de 1,187.7799 m^2 forma parte original de la Macropera Catedral 1 (ver Anexo 6, Reporte fotográfico de la Macropera Catedral 1 y Anexo 2, Planos) tal como se observa en la tabla 1.2 (Cuadro de construcción de la superficie a acondicionar dentro de la Macropera Catedral 1) del presente documento. En el Informe Preventivo se mencionó como ampliación debido a un error de sintaxis (derivado del lenguaje que se utiliza en el desarrollo de actividades petroleras), por lo que, solo será necesario acondicionar esta área, mediante el retiro de vegetación, para garantizar la Seguridad Operativa por operaciones de maniobra, movimientos de equipos, materiales, colocación adecuada de la caja de material químico, contenedores de tubería, y los contenedores de residuos (RP, RME, RSU). El acondicionamiento constará de las actividades mencionadas en la etapa de preparación del sitio, en el capítulo III del Informe Preventivo previamente ingresado.

Por otra parte, es importante mencionar que la Promovente tiene emitido a su favor el resolutivo en materia de impacto ambiental con No. de Oficio **ASEA/UGI/DGEERC/0662/2016** (Ver Anexo 1, Información Legal de Diavaz), que menciona en el considerando VI, inciso d) el listado de la infraestructura existente, que consiste en 23 pozos conforme lo que ha sido reportado por la CNH y el Plan Provisional, aprobado por la misma CNH, así como 6 oleo gasoductos, 21 líneas de descarga y demás elementos que forman parte de la infraestructura de producción, entre las que se encuentra la Macropera Catedral 1. De igual manera se cuenta con escrito de interés con número de oficio DWF-EXT-043-01-16 con fecha de 10 de Octubre de 2016 en el

cual se informa el inicio de negociaciones con los propietarios de 253-52-50 hectáreas, entre las cuales se encuentra la Macropera Catedral 1. (Ver Anexo 1, Información Legal de Diavaz).

A continuación, en la Figura 1.2 se muestra la superficie de la Macropera Catedral 1, esto conforme a un levantamiento topográfico (Ver Anexo 2, Planos) y fotográfico realizado por la Promovente (Ver Anexo 6, Reporte fotográfico Macropera Catedral 1), que muestra los límites de la Macropera Catedral 1, dado que se logra observar la cerca perimetral original, la cual indica los límites originales de la misma. En el Anexo 6, se muestran imágenes donde se observa la vegetación dentro de la Macropera Catedral 1 y el corte del cerro (talud en la falda del cerro) que se realizó cuando se construyó la instalación en la década de los 90´s, de igual forma se logran distinguir postes del derecho de vía (en lo sucesivo DDV) del ducto de la trampa de recibo aledaña a la Macropera, la cual ingresa a ésta, para llegar al cabezal recolector de la Batería Catedral y descargar el hidrocarburo, para conducirlo hacia la Batería Muspac (instalación independiente del proyecto que nos ocupa).



Figura 1.2 Superficie a acondicionar (color verde) de 1187.7799 m² la cual se ubica dentro de la superficie de 11,584.7584 m² de la Macropera Catedral 1 (contorno color rojo) conforme a levantamiento topográfico y fotográfico y considerando los vestigios del cerco perimetral de la delimitación del sitio (año 2017).

Fuente: DIAVAZ, 2017
Google Earth Pro, 2017

Como se ha mencionado y según se puede observar en la Figura 1.2, la Macropera Catedral 1 cuenta con una superficie total de 11,584.7584 m². En el Anexo 6 se incluyen evidencias fotográficas de puntos de revisión estratégicos, que muestran la cerca perimetral original, límite del cerro, DDV (derecho de vía) del ducto proveniente de la trampa de recibo ya mencionada y el acceso a la Batería Catedral.

A continuación en la Figura 1.3, se incluye el polígono de la Macropera Catedral 1 y dentro de ella en azul, la plataforma a emplear y la superficie que se acondicionará, en color verde, sobrepuesta con una imagen satelital (histórica) del año 2003 (Google Earth Pro),

en donde se corrobora que la vegetación secundaria existente en la actualidad, se ha desarrollado por la falta de actividad y mantenimiento del sitio, ya que como se muestra en la Figura 1.3, en el año 2003, la conformación de la vegetación era diferente, siendo evidente una cobertura menor y menos densa en el área ubicada al suroeste de la Macropera Catedral 1.



Figura 1.3 Superficie a acondicionar (color verde) de 1,187.7799 m² la cual se ubica dentro de la superficie de 11,584.7584 m² de la Macropera Catedral 1 (contorno color rojo) conforme a levantamiento topográfico y fotográfico y considerando los vestigios del cerco perimetral de la delimitación del sitio (año 2003).

Fuente: DIAVAZ, 2017
Google Earth Pro, 2003

Como se puede apreciar, la vegetación que se observa en el área que corresponde a la Macropera en el año 2003 en la Figura 1.3, es menor a la que se muestra en la Figura 1.2 del año 2017, mostrando también el límite de su superficie, lo cual respalda el hecho de que, debido a la falta de actividad y mantenimiento, la vegetación en esa área continuó desarrollándose. En la tabla 1.3 se observa el cuadro de construcción de la Macropera Catedral 1, conforme al levantamiento topográfico y evidenciado con levantamiento fotográfico.

Tabla 1.3 Cuadro de construcción de la Macropera Catedral 1
Datum: WGS84 Zona Geográfica: 15 Q

Lado		Distancia	V	Coordenadas	
EST	PV			Y	X
			1	1,928,209.9462	Coordenadas de ubicación (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.
1	2	4.000	2	1,928,205.5538	
2	3	10.000	3	1,928,195.5549	
3	4	25.000	4	1,928,171.0823	
4	5	20.00	5	1,928,157.4008	
5	6	19.970	6	1,928,153.7476	
6	7	10.00	7	1,928,150.5921	
7	8	16.00	8	1,928,137.8256	
8	9	74.000	9	1,928,186.3308	
9	10	16.750	10	1,928,198.6555	
10	11	52.181	11	1,928,233.0978	
11	12	40.000	12	1,928,266.1187	
12	13	29.000	13	1,928,285.7911	
13	14	9.000	14	1,928,292.4526	
14	15	29.000	15	1,928,273.7528	
15	16	20.000	16	1,928,286.7909	
16	17	75.000	17	1,928,238.5925	
17	18	35.000	18	1,928,216.9429	
18	19	7.000	19	1,928,213.4308	
19	1	6.970	1	1,928,209.9462	

Superficie: 11,584.7584 m^2

Fuente: Plano de la Macropera Catedral 1, 2017 (ver Anexo 2)

En las Figuras 1.4 y 1.5 se muestra que la superficie de 1,187.7799 m^2 y 10,280.4476 m^2 se localizan dentro de la Macropera Catedral 1.



Figura 1.4 El perímetro color verde, muestra la superficie a acondicionar de 1,187.7799 m^2 formando parte de la plataforma a emplear en color azul, la cual se encuentra dentro de la Macropera Catedral 1.

Fuente: DIAVAZ, 2017
Google Earth Pro, 2017



Figura 1.5 Superficie de la plataforma (marcado en azul) a emplear de 10,280.4476 m^2 para distribuir equipos de perforación y sus componentes, al interior de la Macropera Catedral 1.

Fuente: DIAVAZ, 2017
Google Earth Pro, 2017

A partir del 10 de Mayo del 2016, el Campo Catedral ha pasado a ser administrado por La Promovente, bajo la modalidad de licencia para la extracción de hidrocarburos, mediante el contrato No. CNH-RO1-L03-A6/2015 (Ver Anexo 1, Información Legal de Diavaz); sin embargo al momento de ser adjudicado, no se entregó **algún documento que especifique las dimensiones de la Macropera Catedral 1.** Se hace mención que se agotaron las instancias, hasta el punto de reunirse con funcionarios de CNH y PEMEX para conseguir algún documento referente a lo solicitado, sin éxito alguno.

3. *Deberá especificar cuáles son las dimensiones de la Macropera 1 que resultan en 10,396.9785 m^2 y cuál será la disposición o arreglo del equipo de perforación considerando la superficie que requiere ampliar.*

Respuesta al numeral 3:

Se considera necesario reiterar que, la superficie que en el Informe Preventivo se ha mencionado como ampliación, en estricto sentido no lo es, ya que, ésta se encuentra ubicada dentro de la Macropera Catedral 1 donde preexisten pozos petroleros y que es, además, el sitio donde se pretende perforar el nuevo Pozo Catedral 1001 (véase Tabla 3.1 del Informe Preventivo, así como Figuras 1.5 y 1.6 de este texto).

Cabe mencionar con base a lo anterior que, toda la actividad relativa a la "instalación temporal" del equipo de perforación, solo requerirá del acondicionamiento del terreno en donde se pretende asentar y desplegar dicho equipo (área denominada Plataforma); el cual implica la limpieza y remoción de vegetación que se encuentra ya, dentro de la Macropera Catedral 1 y que podría estar obstaculizando las actividades de instalación y operación de dicho equipo y sus accesorios, representando asimismo, un factor de riesgo en seguridad operativa en caso de no poder disponer de éste, debido a su cercanía con árboles de válvulas y otras instalaciones petroleras y su presencia física, podría incidir de manera negativa en la integridad física o mecánica de dichas instalaciones o bien, constituirse como un obstáculo en casos de manejo de contingencias. Luego entonces, se establece de manera categórica que, las actividades del proyecto, no requerirán de una ampliación de dicha Macropera Catedral 1 y mucho menos, de la afectación de áreas localizadas más allá de su periferia original, o del desarrollo de actividades que impliquen la remoción de vegetación u otro tipo de perturbación de la vegetación y otros componentes ambientales presentes en el entorno de la citada Macropera (véase también el Anexo 6, donde se muestran evidencias de que el área a acondicionar se encuentra en el interior de la Macropera Catedral 1).

En cuanto a las dimensiones re-verificadas a emplearse dentro de la Macropera Catedral 1 y sus vértices, en la Tabla 1.1 se observa el cuadro de construcción del polígono de la plataforma a utilizarse al interior de la Macropera Catedral 1, la cual inicialmente se reportó de 10,396.9785 m^2 pero debido a una verificación de las dimensiones, se ajustó a una superficie de 10,280.4476 m^2, la cual incluye la superficie a acondicionar de 1,187.7799 m^2 tal y como se ha mostrado en las figuras 1.1, 1.2, 1.3, 1.4 y 1.5.

A continuación en la Figura 1.6, se muestra la disposición esquemática y preliminar del equipo de perforación en la superficie a utilizar (Plataforma), al interior de la Macropera Catedral 1.

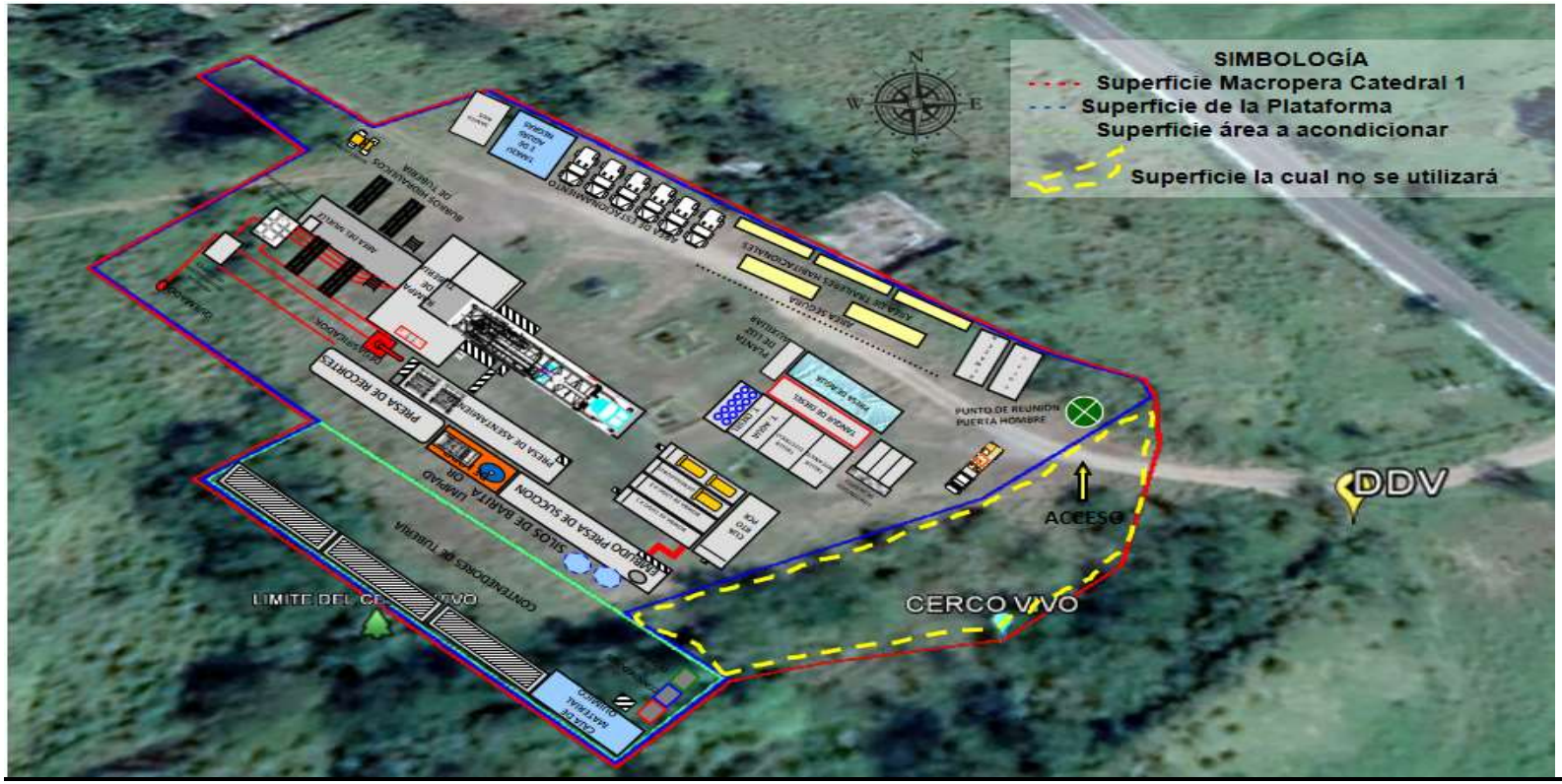


Figura 1.6 Distribución esquemática preliminar del equipo de perforación, considerando la superficie que se requiere acondicionar (no representa las dimensiones reales del arreglo de los componentes del equipo de perforación).

Fuente: DIAVAZ, 2017
Google Earth Pro, 2017

En la figura 1.6 la superficie marcada en color amarrillo al sur del polígono, no se utilizará debido a que no será necesario colocar algún equipo o aditamento en este sitio en específico, tal como se ve en la figura anterior donde se posiciona el Layout del equipo.

Dentro de esta superficie resaltada en color amarillo la cual forma parte de la Macropera Catedral 1(Ver Anexo 6, Reporte Fotográfico de la Macropera Catedral 1 (ver Anexo 2, Planos), se informa que no se talará ni removerá ningún tipo de árbol (la vegetación de este sitio presenta las mismas características a la superficie a acondicionar), solo en caso de ser necesario se realizará despalme de cobertura vegetal (maleza y arbusto) en la orilla de esta superficie para el acceso de los camiones para carga y descarga de material, pero como se menciona en este párrafo solo si fuera necesario, lo que por el momento no es contemplado.

4. *Deberá especificar la fuente de información que le permitió determinar el uso de suelo de la superficie donde pretende realizar la perforación del pozo Catedral 1001 de igual forma especificar el uso de suelo de la superficie que requiere ampliar apoyándose en cartas temáticas, mapas o imágenes satelitales.*

   Presentar información que justifique como la superficie a ampliar se apega en su uso de suelo a los supuestos de zona agrícola, ganadera y/o erial señalados en la NOM-115-SEMARNAT-2003.

Respuesta al numeral 4:

Como se ha mencionado, es probable que la semántica o la sintaxis empleada en el desarrollo del Informe Preventivo, diera lugar a una interpretación equivocada tanto de las dimensiones de la Macropera Catedral 1 como de una posible ampliación de ésta; sin embargo, tal como se comenta en la aclaración del requerimiento solicitado en el numeral 3, se afirma que no se requerirá de ninguna ampliación de la superficie de la Macropera Catedral 1, y solo requerirá del acondicionamiento del terreno en donde se pretende asentar y desplegar el equipo de perforación, siempre dentro de la propia Macropera Catedral 1 de tal manera que, las actividades del proyecto, no incluirán el desarrollo de actividades que impliquen perturbación de la vegetación o de otros componentes ambientales del entorno, más allá de los límites de la multicitada Macropera Catedral 1.

A manera de precisar, se reitera que el área de acondicionamiento se encuentra al Suroeste de la Macropera Catedral 1, ya que en la página 37 del Informe Preventivo, se menciona que se localiza al Noroeste.

En cuanto a las fuentes de información consultadas para determinar los usos del suelo, tanto en el sitio del proyecto como en su entorno, se aclara que, independientemente de las observaciones realizadas en campo y de revisar las imágenes de satélite que

proporciona el sistema Google Earth Pro, se consultaron fundamentalmente tres fuentes de información: el Programa de Ordenamiento Ecológico del Estado de Chiapas, en lo sucesivo POETCH (http://www.semarnat.gob.mx/archivosanteriores/temas/ordenamientoecologico/Documents/documentos%20decretados/actualizacion_2012/dec_poetch_2012_chis.pdf), la carta temática de Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática (en lo sucesivo INEGI) para el uso de suelo y vegetación, serie IV (http://internet.contenidos.inegi.org.mx/contenidos/Productos/prod_serv/contenidos/espanol/bvinegi/productos/geografia/tematicas/uso_suelo/702825211561.pdf), y el Sistema de Información Geográfica para la Evaluación del Impacto Ambiental, en lo sucesivo SIGEIA (http://mapas.semarnat.gob.mx/sigeia5e5publico/bos/bos.php).

Con fundamento en lo anterior, el uso de suelo identificado para el sitio mediante la carta temática, corroborada por el SIGEIA nos indica que es de tipo Agrícola-Pecuario-Forestal, y que la vegetación presente en el área, es de tipo Pastizal cultivado.

En la Tabla 1.4 se observan los resultados de la corrida en dicho sistema.

Tabla 1.4 Uso de suelo en el sitio del Proyecto.

TEMA: Uso del Suelo y veg. (Ser. IV INEGI 2010)																		
Información sobre Uso del Suelo y veg. (Ser. IV INEGI 2010)							Información sobre los componentes georreferenciados y su incidencia en Uso del Suelo y veg. (Ser. IV INEGI 2010)											
Clave usoveg	Clave de fotointerpretación	Tipo de información	Grupo de vegetación	Grupo de sistema agropecuario	Tipo de agricultura	Tipo de vegetación	Desarrollo de la vegetación	Fase de vegetación secundaria	Tipo de plantación	Tipo de cultivo 1	Tipo de cultivo 2	Otros	CUS	Tipo de veg./Veg. Sec.	Superficie del polígono de USV (ha)	Proyecto	Componente	Descripción
0PC	PC	Agrícola-Pecuaria-Forestal	No aplicable	Pecuario	Pastizal cultivado	No aplicable	No aplicable	No aplicable	Ninguno	Permanente	Ninguno	No aplicable	No	Pastizal cultivado	150380.25	Proyecto	OBRA	POZO CATEDRAL 1001

Fuente: SIGEIA SEMARNAT, 2017
INEGI, 2010

En la Figura 1.7 se observa el uso de suelo en el sitio del proyecto.

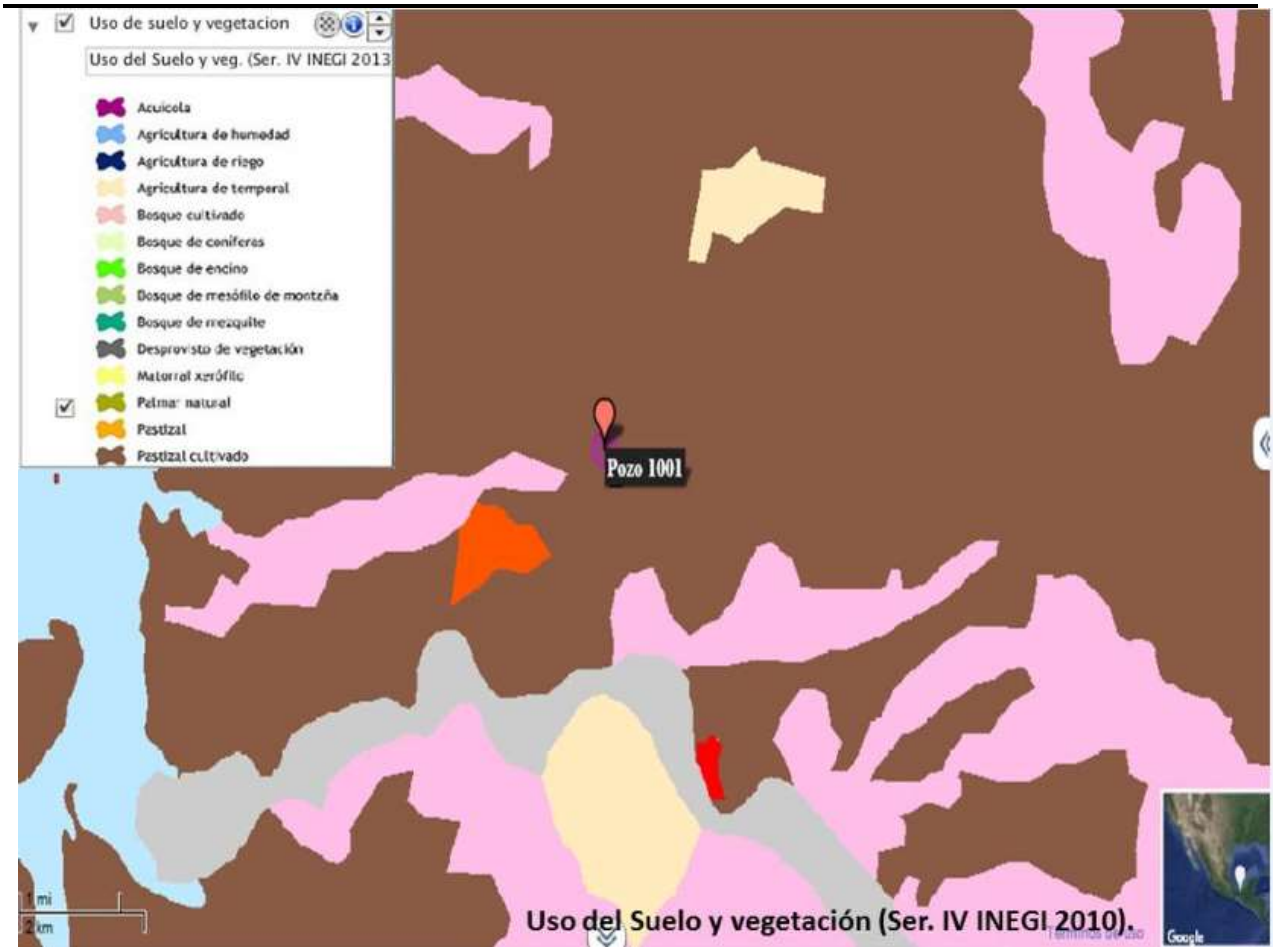


Figura 1.7 Pastizal cultivado en el sitio del proyecto

Fuente: SIGEIA SEMARNAT, 2017
INEGI, 2010

En lo que se refiere a los ordenamientos aplicables en el sitio en donde se va a desarrollar el Proyecto, le corresponde lo que establece el POETCH, determinándose que la Unidad de Gestión Ambiental (en lo sucesivo UGA) aplicable para el Proyecto es la UGA 18 denominada como de conservación.

En la figura 1.8 se observa la UGA aplicable del POETCH aplicable para el Proyecto.

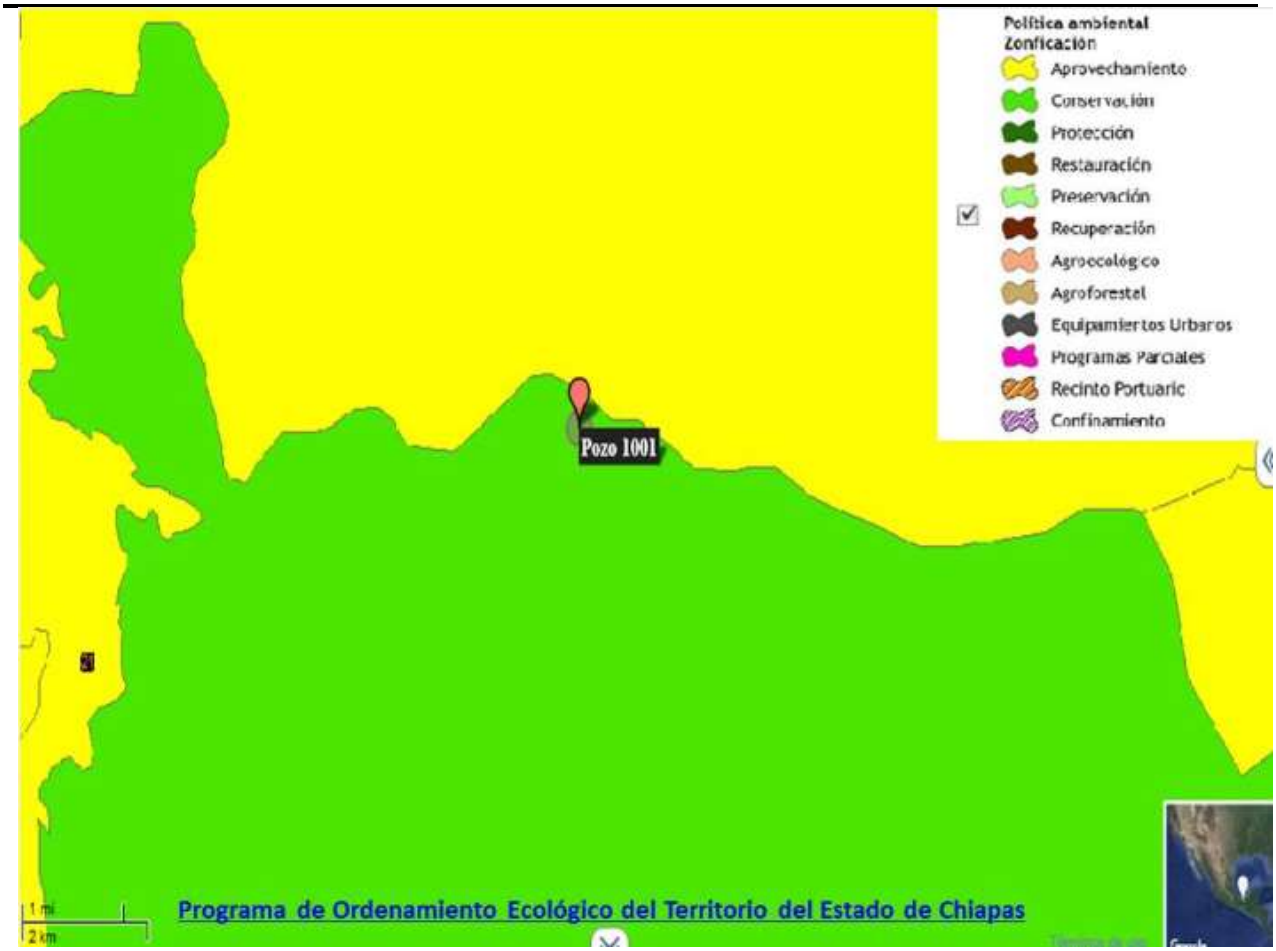


Figura 1.8 UGA 18 POETCH

Fuente: SIGEIA SEMARNAT, 2017
INEGI, 2010

De lo anterior y de las observaciones realizadas en campo se desprende que, los usos del suelo presentes en la zona donde se insertaría la Macropera Catedral 1 que a su vez albergará al sitio del proyecto, pueden ser clasificados como agrícolas y ganaderos, y que dada la profusa actividad petrolera que se ha llevado a cabo en la zona a partir de la década de los 90's se han generado impactos ambientales adversos desde esa época hasta hace algunos años, en toda la Macropera Catedral 1, sin embargo, se puede decir que el uso del suelo que prevalece en el sitio específico donde se perforará el pozo Catedral 1001, corresponde al sector hidrocarburos, ya que en la Macropera Catedral 1 se localizan varios pozos petroleros terrestres (Ver Anexo 1, información legal de Diavaz) en condiciones de operación y sus instalaciones correspondientes (válvulas y líneas de descarga.

Al respecto, se tiene que el Pozo Catedral 1001 y toda el área circundante a este (Macropera Catedral 1) se ubica en la Unidad de Gestión Ambiental número 18, misma que se ubica en la Región VIII. Norte de acuerdo con las Regionalizaciones económicas enmarcadas por el POETCH.

En la tabla 1. 5 siguiente se muestra la vinculación del proyecto con el POETCH.

Tabla 1.5 Programa de Ordenamiento Ecológico y Territorial del Estado de Chiapas

Política de Conservación. Consiste en el mantenimiento de los ecosistemas y de sus procesos biológicos en aquellas áreas de importancia ecológica donde el nivel de degradación ambiental no ha alcanzados valores significativos. Se propone esta política cuando, al igual que en la política de protección un área tiene valores importantes de biodiversidad, bienes y servicios ambientales, tipo de vegetación, etc., pero se encuentra bajo algún tipo de aprovechamiento. Asimismo, señala que dicha Política, trata de reorientar la actividad productiva a fin de hacer más eficiente y sustentable el aprovechamiento de los recursos naturales, garantizando la continuidad de los ecosistemas.	
UGA: 18	**Uso recomendado:** Ninguno
Uso predominante: Zonas de Selva Mediana subcaducifolia, perturbados con potreros y al sur fragmentos de Selva alta	**Uso no recomendado:** Turismo y Minería

Tabla 1.5 Programa de Ordenamiento Ecológico y Territorial del Estado de Chiapas	
Usos recomendados con condiciones: Ecoturismo, agroturismo, agricultura, ganadería, asentamientos humanos, plantaciones, Uso Forestal, acuacultura, pesca, e **Industria**, misma que deberá de contar con medidas para la prevención de contaminación del suelo, agua, sitios definidos para la disposición final de cualquier desperdicio resultante, remediación de cualquier impacto ambiental originado en dicha industria.	**Lineamientos aplicables a la UGA:** AO1 al AO5 (Agroturísticas) AG1 al AG11 (Agrícolas generales) AT1 al AT3 (Agrícola de temporal) GA1 al GA5 (Ganadería) CC1 al CC9 (Plantaciones de cacao y café) RS1 al RS5 (Restauración) AH1 al AH9 (Asentamientos rurales) FO1 al FO4 (Forestales) CA1 al CA4 (Cuerpos de Agua) ET1 al ET5 (Ecoturísticas) IN1 al IN7 (Industriales) IV1 al IV2 (Investigación) CO1 al CO8 (Conservación) IF2 al IF9 (Infraestructura)
Estrategias aplicables: 2-5, 7-16, 19-21, 23-25, 29-31, 36,38, 46-57, 59.	
Fuente: POETCH, 2012	

Análisis técnico-vinculativo del POETCH: derivado de la revisión de cada uno de los criterios y estrategias aplicables a la UGA donde se pretende desarrollar el proyecto, se tiene que no le es aplicable ningún criterio, toda vez que la actividad de perforación y extracción de hidrocarburo no se ajusta a ninguna de las señaladas, mismas que están encaminadas a actividades de agricultura, ganadería, plantaciones forestales y silvícolas, así como otros usos de suelo diversos al de hidrocarburos. Sin embargo, cabe mencionar, que tampoco ésta UGA prohíbe la realización del proyecto que nos ocupa, así como la implementación de sus obras y actividades contempladas y descritas previamente en el Informe Preventivo previamente ingresado, toda vez que los únicos **Usos no recomendados son el Turismo y Minería.**

Por lo que, es evidente que las actividades contempladas para el proyecto no contraviene lo establecido por dicho Programa de Ordenamiento. Asimismo, cabe señalar, que dentro del Informe Preventivo se propusieron una serie de medidas de prevención, mitigación que son muy viables de ejecutarse para minimizar los posibles impactos producidos.

Adicional a lo anterior, durante el desarrollo del proyecto las empresas participantes tomaran en consideración todas las recomendaciones señaladas en los criterios aplicables a la UGA, mismos que fueron señalados en la tabla anterior con la intensión de evitar afectaciones no previstas.

5. *Para atender lo señalado en el considerando V, numeral 5 del presente oficio*

I. *Especificar las dimensiones y capacidad de almacenamiento que tendrá el tanque de aceite y/o los tambores, referidos en el* ***inciso a)****.*

Respuesta al numeral 5, punto I:

Los tambores que son usados como contenedores de residuos líquidos peligrosos a los que se hace mención en el documento, consisten en tambores metálicos convencionales, con una capacidad de 200 litros, los cuales se utilizarán principalmente, para contener residuos derivados del mantenimiento, principalmente aceite gastado. La capacidad máxima a generar mensualmente, de este tipo de residuos será de 410 litros.

Para su uso, se verificará que los contenedores de residuos peligrosos se encuentren en buenas condiciones de integridad física, sin abolladuras o perforaciones, que contengan tapa y que estén debidamente etiquetados conforme lo establece el artículo 46 del Reglamento de la Ley General Para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos (con nombre del generador, tipo de residuos que contiene, cantidad, característica de peligrosidad y fecha de ingreso al almacén), sin que se rebase más del 80 % de su capacidad. Asimismo, se verificará que los residuos peligrosos estén convenientemente separados de otros contenedores con residuos incompatibles y que estén almacenados en el Almacén Temporal de Residuos Peligrosos que cumpla con lo que establece el artículo 82 del Reglamento de la Ley General Para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos.

II. *Especificar las dimensiones del o los hoyos de desecho o reserva citados en los **incisos b)** y **c)**, así como la capacidad de contención, ubicación con respecto a las áreas del equipo de perforación, principales características de las membranas a utilizar, características particulares de los residuos peligrosos a depositar en esos hoyos de desecho o reserva, volumen estimado de residuos peligrosos a disponer de acuerdo al tipo de residuo peligroso que manifestó el **REGULADO** y que son; aceite/combustible/fluidos de limpieza; Químicos/fluidos de perforación así como Lodo Base Aceite e indicar la periodicidad o frecuencia de disposición de tales residuos en esos sitios.*

Respuesta al numeral 5, punto II:

a) Dimensiones y capacidad de contención.

Se denomina *hoyo de desecho o reserva*, al cárcamo de residuos, el cual es un contenedor construido de concreto conforme a la norma NRF-026-PEMEX-2010 dentro del contrapozo (ver Figura 1.9), es decir, forma parte de la propia infraestructura requerida para la perforación de un pozo petrolero terrestre. Sus dimensiones son de 40cm x 40cm x 40 cm y funciona a manera de contenedor.

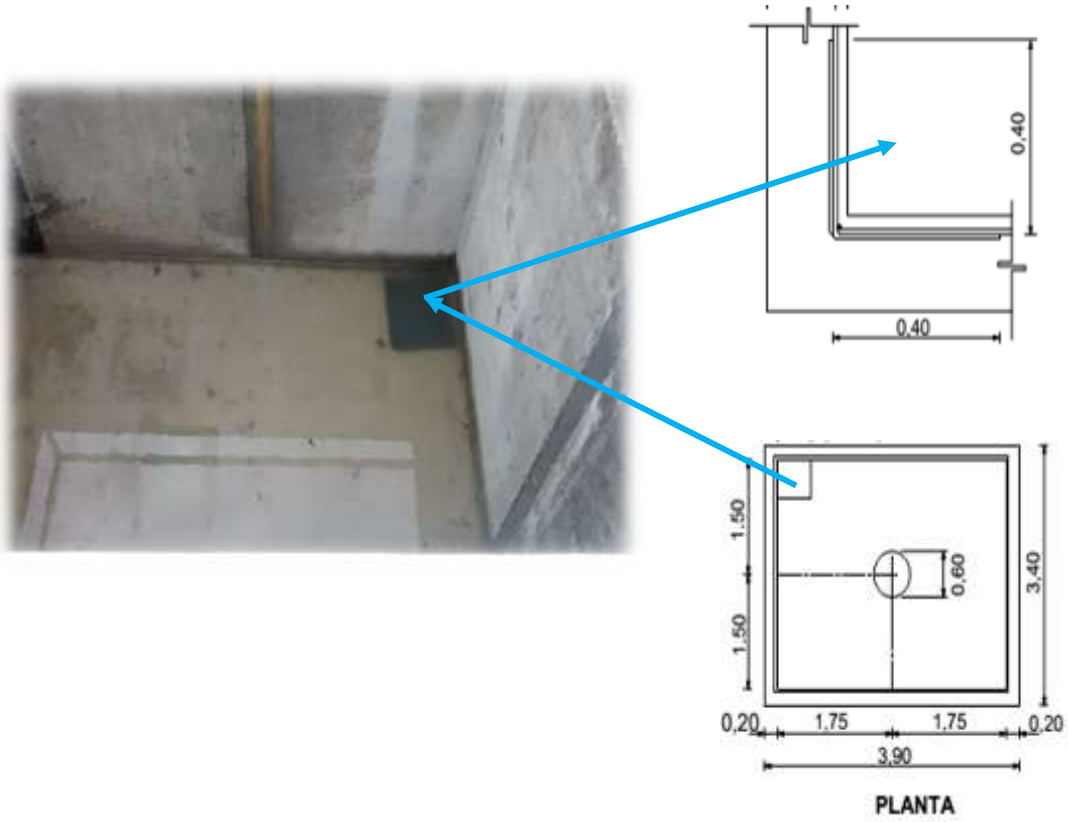


Figura 1.9 Imagen representativa del Cárcamo de residuos (hoyo de reserva) en contrapozo

Fuente: Diavaz, 2017

b) Ubicación con respecto a las áreas del equipo de perforación.

El cárcamo de residuos (antes denominado hoyo de reserva) como se aprecia en la figura 1.9, se encuentra dentro del contrapozo.

Los residuos que lleguen a escurrir y queden contenidos en el cárcamo (u hoyo de reserva) tienen dos alternativas, pueden ser trasladados a la presa de recortes de perforación base aceite bombeándolos a ella, de donde pasaran a formar parte de los residuos ahí contenidos y se someterán a su correspondiente manejo *in situ* (ver **inciso e** en este mismo punto); o bien, una segunda alternativa es que los residuos que se

depositen en el cárcamo, sean recirculados al pozo, para formar parte del proceso de perforación (véase **inciso d** de este numeral).

c) Características de las geomembranas a utilizar.

La periferia del contra pozo y toda el área que se encuentre bajo el piso de perforación, así como de contenedores que almacenen algún tipo de líquido y otras áreas susceptibles a generar goteos de materiales peligrosos, contarán con la instalación de una geomembrana para revestir el suelo e impedir infiltraciones al subsuelo (Ver Anexo 3, Ficha Técnica), dicha geomembrana impedirá que un posible derrame contamine el suelo; asimismo, debido a que al instalarse contarán con un bordo en sus orillas, permitirán la contención de eventuales derrames y escurrimientos. Como se ha señalado, la geomembrana se colocará en áreas donde existe la posibilidad de que ocurra algún derrame, goteo o liberación de material o residuo potencialmente contaminante.

Las dimensiones y ubicación de las geomembranas a utilizar son las siguientes:

- Presa de succión 3m x 12m
- Presa de trabajo 3.2m x 12m
- Presa de recortes 3.2m x 12m
- Múltiple 2.3m x 4.2m
- Contenedor tubería stock 3.2m x 11.5m
- Bomba de lodos 3.3m x 8m
- Tanque de diésel 3.5m x 13.5m
- Generador 1 2m x 4m
- Generador 2 2m x 4m

En el Anexo 3 (Ficha técnica) del presente documento se pueden apreciar de manera gráfica, las dimensiones de las mismas, así como sus fichas técnicas.

d) Características particulares de los residuos a depositar en los hoyos de reserva (cárcamo de residuos).

El cárcamo de residuos (mencionado en el IP como hoyo de reserva), se contienen residuos líquidos generados en el piso de trabajo por goteo y escurrimiento de combustible (generados durante la operación), fluidos de limpieza (estos fluidos se generan cuando el equipo lo requiera para evitar deficiencias en la operación) y fluidos del proceso de perforación que se originan por la actividad misma de la entrada y salida de la sarta de tubería de perforación, así como por escurrimientos de agua que luego de una precipitación pluvial que pudiesen contener aceites (derivados del hidrocarburo); mismos que pudieran ser regresados al pozo o bien, ser bombeados hacia la presa de recortes de perforación base aceite, como ya fue mencionado anteriormente (véase **inciso b** de este numeral).

En la primera etapa de perforación se opera con fluido base agua, el cual al llegar a la superficie como lodos de perforación base agua debido a que contienen roca triturada del agujero, son manejados cono RME. En esta etapa los residuos contenidos en el cárcamo de residuos no se mezclan con los recortes base agua, por lo que la alternativa a tomar es recircularlos al pozo.

En la segunda y tercera etapa de perforación se trabaja con fluidos base aceite, estos llegan a la superficie como recortes (lodo) de perforación base aceite, los cuales al ser compatibles con los residuos contenidos en el cárcamo (u hoyo de reserva), es decir, residuos peligrosos, son transferidos juntos a la temblorina (tamiz que al imprimírsele vibración, separa el líquido y la roca triturada), y el líquido que se separa ahí, se transfiere a la presa de asentamientos y de ahí a la presa de succión, para continuar hacia la presa de trabajo para recircularlo nuevamente al pozo, y así sucesivamente.

Por otra parte, los residuos granulados producto de la trituración de la roca (fragmentos de roca remanentes en el lodo, extraídos del pozo en perforación), pasan a la presa de recortes (lodos) de perforación (contendor metálico con una capacidad 20 m^3), y es en

ella donde se almacenan los residuos llamados “recortes de perforación”, hasta alcanzar un 75% de su capacidad, momento en el cual deberán ser recolectados, transportados y enviados a su destino final mediante prestadores de servicios autorizados para ello, evitando así un posible derrame por rebasar la capacidad de almacenamiento de la presa o contenedor de recortes de perforación.

En la tabla 1.6 se mencionan los usos y características de los lodos base agua y los de base aceite.

Tabla 1.6 Etapas y profundidades a las que se utilizan los fluidos de perforación, base agua y base aceite.

TIPO DE FLUIDO	ETAPA	PROFUNDIDAD PROMEDIO
Base Agua	1ra	0 - hasta 300 metros
Base Aceite Emulsión Inversa	2da y 3ra	500 – hasta 3600 metros

Fuente: DIAVAZ, 2017

En la tabla 1.7 se muestran las características de los distintos tipos de fluidos de perforación.

Tabla 1.7 Características de Fluidos de Perforación

Diámetro de Pozo	Unidades	Etapas		
		12 ¼	8 ½	6 1/8
		Intervalo (mD)		
		0 - 500	500 – 2,485	2,485 – 2,973
Tipo de Fluido:		**B.A.**	**E.I.**	**E.I.**
Densidad	gr /cc	1.05 - 1.30	1.30 - 1.50	1.10 - 1.18
Viscosidad Marsh	seg /lt	14 - 20	54 - 75	48 - 60
VP	cps	50 - 60	16 - 21	14 - 17
PC	lbs/100 ft2	14 - 21	14 - 19	01/12/2015
Geles	lbs/100 ft2	7/13 - 12/22	7/12 - 14/22	3/8 - 4/15
API	cc/30 min	06-abr	-	-

Tabla 1.7 Características de Fluidos de Perforación				
Diámetro de Pozo	**Unidades**	**Etapas**		
		12 ¼	**8 ½**	**6 1/8**
		Intervalo (mD)		
		0 - 500	**500 – 2,485**	**2,485 – 2,973**
APAT @ 3000C	cc/30 min	-	≤ 3	05-mar
Estabilidad Eléctrica	Volts	-	> 700	> 700
Alcalinidad	ml	-	05-jun	05-jun
Exceso de Cal	kg / m3	-	18.5 - 22.2	18.5 - 22.2
Potasio libre K+	ppm	40,000 - 60,000	-	-
pH		9.5 - 10.5	-	-
MBT	kg / m3	35 - 50 **	-	-
Salinidad	ppm	-	140,000 - 180,000 ***	170,000 - 190,000 ***
Relación: Ac./Ag.		-	75/25 - 80/20	75/25 - 80/20
Agua	%	91 - 86	22 - 16	23 - 18
Aceite	%	-	65-62	69-72
Coef. Lub.		0.18 - 0.20	-	-
Sólidos*	09-14	09-14	13 - 22	08-10

Fuente: Programa de Perforación, DIAVAZ, 2017

Los atributos de los dos tipos de fluidos de perforación a emplear, son:

A. Base Agua:

- Compatibilidad con el ambiente, dado que no generan residuos peligrosos.
- No daña los mantos freáticos, puesto que sus componentes son de origen natural y similar 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.

Los residuos de combustibles y fluidos de limpieza, cuentan con características CRETIB como explosivo, reactivo y toxico. Estos residuos se generan con cantidades escasas y controladas en esta área (debido a que solo pudieran llegar a ser goteos y escurrimientos eventuales), y al llegar al cárcamo (denominado hoyo de residuos) como se menciona anteriormente, son recirculados al pozo o enviados a la presa de recorte de perforación base aceite.

e) Volumen estimado de residuos

Para el caso de los residuos que son contendidos en el cárcamo dentro del contrapozo si son recirculados al pozo, no sería necesario estimar su volumen debido a que pasarían a formar parte del proceso de perforación, por lo tanto, ya no serían considerados como residuos (formarían parte del lodo de perforación). Y en el caso de pasar a la presa de recortes base aceite, formaría parte del residuo liquido presente en menor cantidad en los recortes de perforación base aceite almacenados en dicha presa.

Mientras que para el recorte de lodo base aceite, se estima que se generará en promedio, 92 m³ durante el proceso de la perforación del pozo; en tanto que para el lodo base agua, se generarán aproximadamente 61 m³, pudiendo ser menor.

En cuanto a la periodicidad para la disposición de recortes de perforación, se tiene establecido que ésta se realizará cada vez que la presa de recortes se encuentre al 75% de capacidad. Estos residuos serán registrados en bitácora, recolectados y enviados a su destino 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.

Evidentemente, para el caso de los recortes de perforación de base aceite, se verificará que las empresas prestadoras de servicios de recolección y transporte (en góndolas) y destino final, cuenten con sus autorizaciones correspondientes emitidas por la SEMARNAT o ASEA y por la SCT, según sea el caso y la fase del manejo *ex situ* de dichos residuos.

6. *Indicar el Diámetro a la altura del pecho (D.A.P.) especifico de todos los individuos registrados con D.A.P. mayor a 7.5 cm. y reportados en la tabla 3.29 de su escrito ingresado.*

Respuesta al numeral 6:

En relación a la aclaración sobre lo reportado en la tabla 3.29 del Informe Preventivo, a continuación se muestra la estimación del diámetro a la altura del pecho (en lo sucesivo D.A.P.) de individuos de especies vegetales que se pretenden eliminar dentro del sitio del área a condicionar (ver Tabla 1.8).

Tabla 1.8 Determinación de D.A.P. de individuos de vegetación que se pretenden eliminar

No.	Nombre Común	Nombre Científico	D.A.P.*	Estatus**
1	Palo mulato	*Bursera simaruba*	30	Sin categoría
2	Palo mulato	*Bursera simaruba*	25	Sin categoría
3	Carnero	*Acacia cornigera*	12	Sin categoría
4	Carnero	*Acacia cornigera*	12	Sin categoría
5	Carnero	*Acacia cornigera*	12	Sin categoría
6	Carnero	*Acacia cornigera*	12	Sin categoría
7	Carnero	*Acacia cornigera*	12	Sin categoría
8	Carnero	*Acacia cornigera*	12	Sin categoría
9	Carnero	*Acacia cornigera*	12	Sin categoría
10	Carnero	*Acacia cornigera*	12	Sin categoría
11	Carnero	*Acacia cornigera*	12	Sin categoría
12	Carnero	*Acacia cornigera*	12	Sin categoría
13	Carnero	*Acacia cornigera*	12	Sin categoría
14	Carnero	*Acacia cornigera*	11	Sin categoría
15	Carnero	*Acacia cornigera*	11	Sin categoría
16	Carnero	*Acacia cornigera*	11	Sin categoría
17	Carnero	*Acacia cornigera*	11	Sin categoría
18	Carnero	*Acacia cornigera*	11	Sin categoría
19	Carnero	*Acacia cornigera*	11	Sin categoría

Tabla 1.8 Determinación de D.A.P. de individuos de vegetación que se pretenden eliminar

No.	Nombre Común	Nombre Científico	D.A.P.*	Estatus**
20	Carnero	*Acacia cornigera*	11	Sin categoría
21	Carnero	*Acacia cornigera*	11	Sin categoría
22	Carnero	*Acacia cornigera*	11	Sin categoría
23	Carnero	*Acacia cornigera*	11	Sin categoría
24	Carnero	*Acacia cornigera*	11	Sin categoría
25	Carnero	*Acacia cornigera*	11	Sin categoría
26	Carnero	*Acacia cornigera*	11	Sin categoría
27	Carnero	*Acacia cornigera*	11	Sin categoría
28	Carnero	*Acacia cornigera*	11	Sin categoría
29	Carnero	*Acacia cornigera*	11	Sin categoría
30	Carnero	*Acacia cornigera*	11	Sin categoría
31	Carnero	*Acacia cornigera*	11	Sin categoría
32	Carnero	*Acacia cornigera*	11	Sin categoría
33	Carnero	*Acacia cornigera*	11	Sin categoría
34	Carnero	*Acacia cornigera*	10	Sin categoría
35	Carnero	*Acacia cornigera*	10	Sin categoría
36	Carnero	*Acacia cornigera*	10	Sin categoría
37	Carnero	*Acacia cornigera*	10	Sin categoría
38	Carnero	*Acacia cornigera*	10	Sin categoría
39	Carnero	*Acacia cornigera*	8	Sin categoría
40	Carnero	*Acacia cornigera*	5	Sin categoría
41	Guarumbo	*Cecropia obtusifolia*	11	Sin categoría
42	Guarumbo	*Cecropia obtusifolia*	11	Sin categoría
43	Guarumbo	*Cecropia obtusifolia*	10.5	Sin categoría
44	Guácimo	*Guazuma ulmifolia*	8	Sin categoría
45	Guácimo	*Guazuma ulmifolia*	8	Sin categoría
46	Guácimo	*Guazuma ulmifolia*	5	Sin categoría
47	Maculis	*Tabebuia rosea*	7	Sin categoría
48	Maculis	*Tabebuia rosea*	6	Sin categoría
49	Maculis	*Tabebuia rosea*	6	Sin categoría
50	Maculis	*Tabebuia rosea*	6	Sin categoría
51	Maculis	*Tabebuia rosea*	6	Sin categoría
52	Maculis	*Tabebuia rosea*	5	Sin categoría

Tabla 1.8 Determinación de D.A.P. de individuos de vegetación que se pretenden eliminar

No.	Nombre Común	Nombre Científico	D.A.P.*	Estatus**
53	Maculis	*Tabebuia rosea*	5	Sin categoría
54	Maculis	*Tabebuia rosea*	5	Sin categoría
55	Maculis	*Tabebuia rosea*	5	Sin categoría
56	Maculis	*Tabebuia rosea*	5	Sin categoría
57	Maculis	*Tabebuia rosea*	5	Sin categoría
58	Maculis	*Tabebuia rosea*	5	Sin categoría
59	Maculis	*Tabebuia rosea*	5	Sin categoría
60	Maculis	*Tabebuia rosea*	5	Sin categoría
61	Maculis	*Tabebuia rosea*	5	Sin categoría
62	Maculis	*Tabebuia rosea*	5	Sin categoría
63	Maculis	*Tabebuia rosea*	5	Sin categoría
64	Maculis	*Tabebuia rosea*	5	Sin categoría
65	Maculis	*Tabebuia rosea*	5	Sin categoría
66	Maculis	*Tabebuia rosea*	5	Sin categoría

Fuente: EQS MÉXICO, 2017
D.A.P.* Diámetro a la Altura del Pecho
Estatus** NOM-059-SEMARNAT-2010

7. *Deberá presentar un anexo fotográfico claramente referenciado al texto, en el cual se indique y diferencie la vegetación observada dentro de la Macropera Catedral 1, la registrada dentro de la superficie de 1,187.7799 m^2 y aquella que refiere a otras áreas diferentes a las anteriores, citar las coordenadas de ubicación, el nombre científico y común de las especies a mostrar y considerar que la evidencia fotográfica sea representativa a la cantidad de especies de flora y fauna manifestada.*

Respuesta al numeral 7:

En el Anexo 4 (Reporte Fotográfico Vegetación) y el Anexo 5 (Reporte Fotográfico Fauna), se muestra lo solicitado en el presente numeral.

- Anexo 4. Evidencia fotográfica de vegetación
- Anexo 5. Evidencia fotográfica de fauna silvestre.

8. *Deberá especificar si la instalación denominada Batería de separación Catedral se encuentra dentro de la Macropera Catedral 1 y forma parte de ésta, o no, y en caso de ser afirmativo, describir sus características, dimensiones y estado operacional.*

Respuesta al numeral 8:

La Batería Catedral **NO** forma parte de la superficie de la Macropera Catedral 1 (Ver planos en Anexo 2). Dicha instalación se encuentra actualmente fuera de operación y se localiza a una distancia de 187 metros en línea recta al Norte del sitio del proyecto, tomando como punto central la ubicación del pozo Catedral 1001 (Ver Figura 1.10).



Figura 1.10 Vista donde se muestra la distancia a la que se encuentra la Batería Catedral, con respecto a la Macropera Catedral 1

Fuente: EQS MÉXICO, 2017
Google Earth Pro, 2017

Como se observa en la figura anterior (Figura 1.10) se observa con línea color rojo los límites de la Macropera Catedral 1, con línea color azul los límites de la Plataforma, así como los límites del área a acondicionar en color verde; y en la Fotografía1.2 se observa una vista aérea de la Batería Catedral y Macropera Catedral 1.

En la Fotografía 1.1 se observa en primer plano la Batería Catedral y en segundo plano la Macropera Catedral 1, la distancia en línea recta es de 187 m contando como punto central la ubicación el pozo Catedral 1001.



Fotografía 1.1 Vista aérea de la Batería Catedral (obsérvese en la esquina superior izquierda, la Macropera Catedral 1, alejada a 187 m de distancia tomando como punto central la ubicación del pozo Catedral 1001)

Fuente: EQS MÉXICO, 2017

Como se observa en la fotografía anterior, la Batería Catedral es una instalación independiente y **NO** forma parte de la Macropera Catedral 1, por lo cual, no tendrá participación ni será afectada durante el desarrollo de las actividades del Proyecto.

9. *Indicar el número de individuos registrados por especies de aves y especificar aquellas que fueron avistadas dentro de la Macropera Catedral 1, aquellas dentro de la superficie de 1,187.7799 m^2 y aquellas en áreas diferentes a éstas dos últimas.*

Respuesta al numeral 9:

Respecto al número de individuos de especies de aves registradas, cabe mencionar que durante los recorridos de observación de campo, solo se hicieron los registros que se mencionan en la Tabla 1.9, donde se emite el listado de especies de fauna silvestre observadas desde el interior y en las inmediaciones de la Macropera Catedral 1.

Tabla 1.9 Aves visualizadas desde el interior de la Macropera Catedral 1

Nombre común	***Nombre científico***	***No. Individuos***	**Estatus***	**Residente/Migratorio**
Luis grande	*Pitangus sulphuratus*	2	sin categoría	Residente
Mosquerito rabadilla amarilla	*Myiobius sulphureipygius*	3	sin categoría	Residente
Troglodyta cejirrufo	*Troglodytes rufociliatus*	1	sin categoría	Residente
Luis pico grueso	*Megarhynchus pitangua*	1	sin categoría	Residente
Luis común	*Myiozetetes similis*	3	sin categoría	Residente
Semillero de collar	*Sporophila torqueola*	4	sin categoría	Residente
Paloma ala blanca	*Zenaida asiatica*	2	sin categoría	Residente
Tortola	*Columbina inca*	2	sin categoría	Residente

Paloma morada	*Columba flavirostris*	2	sin categoría	Residente
Perico pecho sucio	*Eupsittula nana**	2	Pr**	Residente

Fuente: EQ MÉXICO, 2017

Estatus* NOM-059-SEMARNAT-2010

Pr* Estatus protección NOM-059-SEMARNAT-2010

Con respecto al registro del Perico pecho sucio (*Eupsittula nana*) que es la única especie observada con estatus de protección dentro de la NOM-059-SEMARNAT-2010, se debe mencionar que se observaron dos individuos en vuelo, los cuales fueron reconocidos por el especialista en fauna silvestre, tanto por su fisonomía y etología al volar, como por la voz que emite esa especie.

En el Anexo 5 (Reporte Fotográfico Fauna) se muestran las fotografías que lograron tomarse de la fauna observada desde el interior de la Macropera Catedral 1.

GLOSARIO DE TERMINOS

- **Área Contractual Catedral.** Entiéndase como el Campo Catedral, con una superficie de 58 Km^2, ubicado al Norte del Estado de Chiapas, en el municipio de Ostuacán. Cuenta con las Macroperas Catedral 1, Catedral 15, Catedral 75 y Catedral DL-1; cuenta con ductos de 4", 8" y 12"; Líneas de descargas (LDD) y válvulas de seccionamientos.

- **Macropera Catedral 1.** Entiéndase como la superficie de 11,584.7584 m^2, en donde se localizan los pozos Catedral 1, 2, 3, 13, 21 y donde se pretende perforar el nuevo pozo Catedral 1001. Está delimitada por cercas vivas y cercas perimetrales.

- **Plataforma.** Entiéndase como la superficie de 10,280.4476 m^2 donde se pretende asentar y desplegar el equipo de perforación y sus componentes, así como el área de insumos, residuos y campers. Todo lo anterior dentro de la misma Macropera Catedral 1.

- **Área a acondicionar.** Entiéndase como la superficie de 1,187.7799 m^2 ubicada en el Suroeste de la Macropera Catedral 1 donde se pretende remover 66 individuos de especies arbóreas, que no se encuentran en ningún estatus de protección dentro de la NOM-059-SEMARNAT-2010 y que tanto por las necesidades de la actividad de perforación, como por constituirse como un factor de riesgo, se pretende remover.

- **Batería de Separación.** Entiéndase por infraestructura independiente de la Macropera Catedral 1, actualmente fuera de operación, ubicada en un predio colindante al Norte de la Macropera Catedral 15 a 187 metros de distancia en línea recta tomando como punto central el pozo Catedral 1001.

BIBLIOGRAFÍA

- Agencia nacional de Seguridad industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, 2016. Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente para realizar las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, Exploración y Extracción de Hidrocarburos; **www.asea.gob.mx .**

- Diario Oficial de la Federación, 31 de octubre de 2014; Secretaría de Medio Ambiente Recursos Naturales y Pesca. Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Evaluación del Impacto Ambiental.

- Breedlove, D.E. 1993. Introducción a la flora de Chiapas (trad. Mario González E.) páginas 291-356, en C. López. Lecturas Chiapanecas. Núm. 6, Gobierno del Estado de Chiapas, México.

- 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 el 30 de diciembre de 2010 en el Diario Oficial de la Federación.

- Escalante, P., A. M. Sada y J. Robles Gil. 1996. Listado de nombres comunes de las aves de México. Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad, México, D.F. 32 p.

- Howell S. N. G. and S. Webb. 1995. A guide to the birds of Mexico and Northern Central America. Oxford University Press. 851pp.

- Miranda, F. 1998. La vegetación de Chiapas. 2 vols., Ed. del Gobierno de Chiapas, México. 596 pp.

- Miranda, F. y E. Hernández Xolocotzi. 1963. Los tipos de vegetación de México y su clasificación. Bol. Soc. Bot. Méx. 28:29-179.

- National Geographic Society. 2006. Field Guide to the Birds of North America. National Geographic Society, Washington. 463 pp.

- Peterson, R. T. y E. Chalif. 1989. Aves de México. Guía de Campo. Editorial Diana. México. 473 Pp.

- Reid F. A. 1997. A field guide to the mammals of Central America and Southeast Mexico. U.S.A. 334 pp.

- Rzedowski, J. 2006. Vegetación de México. 1ª edición digital. Comisión Nacional para el uso y conocimiento de la biodiversidad. México. 504 pp.

- SEMARNAT, 2017. Listado de Normas Oficiales Mexicanas, relativas a temas ambientales: http://www.semarnat.gob.mx/leyes-y-normas/normas-oficiales-mexicanas.

- Sibley D. A. 2000. Guide to Birds. First Edition. U.S.A. 543 pp.

Fuentes de internet consultadas:

- Carta temática de Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática (INEGI) para el uso de suelo y vegetación. http://internet.contenidos.inegi.org.mx/contenidos/Productos/prod_serv/contenidos/espanol/bvinegi/productos/geografia/tematicas/uso_suelo/702825211561.pdf.

- Programa de Ordenamiento Ecológico del Estado de Chiapas.http://www.semarnat.gob.mx/archivosanteriores/temas/ordenamientoecologico/Documents/documentos%20decretados/actualizacion_2012/dec_poetch_2012_chis.pdf.

- Guía para la Presentación de un Informe Preventivo. http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/120997/Guia__Informe_Preventivo.pdf.

- Sistema de Información Geográfica para la Evaluación del Impacto Ambiental.http://mapas.semarnat.gob.mx/sigeia5e5publico/bos/bos.php.

ANEXO B

DOCUMENTACIÓN LEGAL DE LA EMPRESA

ANEXO E

CONTRATO DE DIAVAZ OFFSHORE S.A.P.I. DE C.V Y LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

ÍNDICE

1. Contrato de diavaz offshore s.a.p.i. de c.v y la comisión nacional de hidrocarburos

CONTRATO PARA LA EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS BAJO LA MODALIDAD DE LICENCIA

ENTRE

COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Y

DIAVAZ OFFSHORE, S.A.P.I. DE C.V.

10 DE MAYO DE 2016

ÁREA CONTRACTUAL 1

ÍNDICE

Pág. #

CLÁUSULA 1. DEFINICIONES E INTERPRETACIÓN 2

1.1 Definiciones 2
1.2 Singular y Plural 12
1.3 Encabezados y Referencias 12

CLÁUSULA 2. OBJETO DEL CONTRATO 12

2.1 Modalidad Licencia. 12
2.2 No Otorgamiento de Derechos de Propiedad 13
2.3 Reporte Contable de Beneficios 13

CLÁUSULA 3. PLAZO DEL CONTRATO 13

3.1 Plazo 13
3.2 Prórroga 13
3.3 Etapa de Transición de Arranque 14
3.4 Renuncia del Contratista 15

CLÁUSULA 4. EVALUACIÓN 15

4.1 Plan de Evaluación 15
4.2 Período Inicial de Evaluación. 16
4.3 Período Adicional de Evaluación 16
4.4 Retraso en la Presentación del Plan de Evaluación. 16
4.5 Incumplimiento del Programa Mínimo de Trabajo o de los Compromisos Adicionales 17
4.6 Pruebas de Formación. 18
4.7 Hidrocarburos Extraídos Durante Pruebas 18
4.8 Informe de Evaluación. 19

CLÁUSULA 5. DESARROLLO 19

5.1 Plan Provisional 19
5.2 Notificación de Continuación de Actividades. 19
5.3 Plan de Desarrollo. 19
5.4 Observaciones al Plan de Desarrollo por Parte de la CNH 20
5.5 Cumplimiento del Plan de Desarrollo y Modificaciones. 20
5.6 Actividades de Exploración 20

CLÁUSULA 6. DEVOLUCIÓN DEL ÁREA 21

6.1 Reglas de Reducción y Devolución 21
6.2 No Disminución de Otras Obligaciones. 21

CLÁUSULA 7. ACTIVIDADES DE PRODUCCIÓN 21

7.1 Perfil de Producción. 21
7.2 Instalaciones. 21

CLÁUSULA 8. UNIFICACIÓN **21**

8.1 Procedimiento de Unificación 21
8.2 Unificación sin Contratista o Asignatario Contiguo. 22

CLÁUSULA 9. AVANCE DE LAS ACTIVIDADES PETROLERAS **23**

9.1 Perforación de Pozos 23
9.2 Reportes de Perforación y Geofísicos. 23
9.3 Programas de Trabajo Indicativos 23
9.4 Informes de Avance 23
9.5 Actividades Exentas de Aprobación. 24

CLÁUSULA 10. COSTOS **24**

10.1 Contabilidad de Costos del Contratista. 24
10.2 Presupuestos Indicativos 24
10.3 Procura de Bienes y Servicios 24
10.4 Obligación de Mantener Registros 24
10.5 De las Operaciones del Contratista con Terceros 24

CLÁUSULA 11. MEDICIÓN Y RECEPCIÓN DE LOS HIDROCARBUROS NETOS **25**

11.1 Volumen y Calidad 25
11.2 Procedimientos de Medición 25
11.3 Instalación, Operación, Mantenimiento y Calibración de los Sistemas de Medición 25
11.4 Registros 26
11.5 Mal Funcionamiento del Sistema de Medición 26
11.6 Reemplazo del Sistema de Medición 26
11.7 Acceso a los Sistemas de Medición 27
11.8 Punto de Medición Fuera del Área Contractual 27

CLÁUSULA 12. MATERIALES **27**

12.1 Propiedad y Uso de Materiales. 27
12.2 Materiales Exentos de Transferencia 27
12.3 Arrendamiento. 27
12.4 Opción de Compra. 28
12.5 Disposición de Activos 28

CLÁUSULA 13. OBLIGACIONES ADICIONALES DE LAS PARTES **28**

13.1 Obligaciones Adicionales del Contratista 28
13.2 Aprobaciones de la CNH. 30
13.3 Responsabilidad en Seguridad Industrial, Seguridad Operativa, Protección al Ambiente y Salud en el Trabajo 30
13.4 Daños Preexistentes 32
13.5 Derecho de Acceso de Terceros al Área Contractual. 32

CLÁUSULA 14. DISPOSICIÓN DE LA PRODUCCIÓN **33**

14.1 Hidrocarburos de Autoconsumo 33
14.2 Comercialización de la Producción del Contratista. 33
14.3 Disposición de los Subproductos. 33

CLÁUSULA 15. CONTRAPRESTACIONES 33

15.1 Pagos Mensuales. 33
15.2 Contraprestación del Estado 33
15.3 Contraprestación del Contratista. 34
15.4 Valor Contractual de los Hidrocarburos. 34
15.5 Cálculo de las Contraprestaciones 34

CLÁUSULA 16. GARANTÍAS 34

16.1 Garantía de Cumplimiento. 34
16.2 Garantía Corporativa 36

CLÁUSULA 17. ABANDONO Y ENTREGA DEL ÁREA CONTRACTUAL 37

17.1 Requerimientos del Programa. 37
17.2 Notificación de Abandono. 37
17.3 Fideicomiso de Abandono 37
17.4 Fondeo del Fideicomiso de Abandono 38
17.5 Fondos Insuficientes 39
17.6 Sustitución Solicitada por la CNH 39
17.7 Etapa de Transición Final 39

CLÁUSULA 18. RESPONSABILIDAD LABORAL; SUBCONTRATISTAS Y CONTENIDO NACIONAL 40

18.1 Responsabilidad Laboral 40
18.2 Subcontratistas. 40
18.3 Contenido Nacional 41
18.4 Preferencia de Bienes y Servicios de Origen Nacional 42
18.5 Capacitación y Transferencia Tecnológica. 43

CLÁUSULA 19. SEGUROS 43

19.1 Disposición General. 43
19.2 Cobertura de Seguros 43
19.3 Aseguradoras y Condiciones 44
19.4 Modificación o Cancelación de Pólizas 44
19.5 Renuncia a la Subrogación 44
19.6 Destino de los Beneficios 45
19.7 Moneda de Pago. 45
19.8 Cumplimiento con la Normatividad Aplicable 45

CLÁUSULA 20. OBLIGACIONES DE CARÁCTER FISCAL 45

20.1 Obligaciones de Carácter Fiscal 45
20.2 Derechos y Aprovechamientos 45

CLÁUSULA 21. CASO FORTUITO O FUERZA MAYOR 45

21.1 Caso Fortuito o Fuerza Mayor 45
21.2 Carga de la Prueba 45
21.3 Notificación de Caso Fortuito o Fuerza Mayor 45
21.4 Derecho de Terminación 46
21.5 Situaciones de Emergencia o Siniestro 46

CLÁUSULA 22. RESCISIÓN ADMINISTRATIVA Y RESCISIÓN CONTRACTUAL 46

22.1 Rescisión Administrativa 46
22.2 Investigación Previa 48
22.3 Procedimiento de Rescisión Administrativa 48
22.4 Rescisión Contractual 49
22.5 Efectos de la Rescisión Administrativa o Rescisión Contractual 50
22.6 Finiquito 50

CLÁUSULA 23. CESIÓN Y CAMBIO DE CONTROL 51

23.1 Cesión 51
23.2 Transferencias Indirectas; Cambio de Control 51
23.3 Solicitud a la CNH 51
23.4 Efectos de la Cesión o del Cambio de Control 51
23.5 Prohibición de Gravámenes 52
23.6 Invalidez 52

CLÁUSULA 24. INDEMNIZACIÓN 52
CLÁUSULA 25. LEY APLICABLE Y SOLUCIÓN DE CONTROVERSIAS 53

25.1 Normatividad Aplicable. 53
25.2 Conciliación 53
25.3 Requisitos del Conciliador y Experto Independiente 54
25.4 Tribunales Federales 55
25.5 Arbitraje 55
25.6 Consolidación 55
25.7 No Suspensión de Actividades Petroleras 55
25.8 Renuncia Vía Diplomática 55
25.9 Tratados Internacionales 55

CLÁUSULA 26. MODIFICACIONES Y RENUNCIAS 56
CLÁUSULA 27. CAPACIDAD Y DECLARACIONES DE LAS PARTES 56

27.1 Declaraciones y Garantías 56
27.2 Relación de las Partes 56

CLÁUSULA 28. DATOS Y CONFIDENCIALIDAD 56

28.1 Propiedad de la Información 56
28.2 Información Pública. 57
28.3 Confidencialidad 57
28.4 Excepción a la Confidencialidad 57

CLÁUSULA 29. NOTIFICACIONES **58**
CLÁUSULA 30. TOTALIDAD DEL CONTRATO **58**
CLÁUSULA 31. DISPOSICIONES DE TRANSPARENCIA **59**

31.1 Acceso a la Información 59
31.2 Conducta del Contratista y Filiales 59
31.3 Notificación de Investigación 59
31.4 Conflicto de Interés. 59

CLÁUSULA 32. COOPERACIÓN EN MATERIA DE SEGURIDAD NACIONAL **60**
CLÁUSULA 33. IDIOMA **60**
CLÁUSULA 34. EJEMPLARES **60**

CONTRATO CNH-R01-L03-A1/2015

CONTRATO PARA LA EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS BAJO LA MODALIDAD DE LICENCIA

Este Contrato para la Extracción de Hidrocarburos bajo la Modalidad de Licencia (el "Contrato") se celebra el 10 de mayo de 2016, entre, por una parte, los **ESTADOS UNIDOS MEXICANOS** ("México", el "Estado" o la "Nación"), por conducto de la **COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS** (la "CNH"), representada por el C. Juan Carlos Zepeda Molina, en su carácter de Comisionado Presidente, Carla Gabriela González Rodríguez, Secretaria Ejecutiva; Gaspar Franco Hernández, Titular de la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos, y por la otra parte, **DIAVAZ OFFSHORE, S.A.P.I. de C.V.**, una sociedad mercantil constituida de acuerdo con las leyes de los Estados Unidos Mexicanos (en lo sucesivo "Diavaz Offshore"), representada por Roberto Martínez García, en su carácter de representante legal, al tenor de las siguientes Declaraciones y Cláusulas:

D E C L A R A C I O N E S

LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS, declara que:

I. Es un Órgano Regulador Coordinado en Materia Energética de la Administración Pública Federal Centralizada del Estado con personalidad jurídica propia, autonomía técnica y de gestión de conformidad con los artículos 28, octavo párrafo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (la "Constitución"), 2, fracción I, y 3 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética;

II. Conforme a los artículos 27, séptimo párrafo, de la Constitución, 15 de la Ley de Hidrocarburos y 38, fracción II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, tiene capacidad legal para celebrar, en nombre y representación del Estado, contratos con particulares o con Empresas Productivas del Estado a través de los cuales la Nación lleva a cabo las actividades estratégicas de Exploración y Extracción del Petróleo y demás hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos en el territorio mexicano;

III. De conformidad con las disposiciones aplicables de la Constitución, la Ley de Hidrocarburos, la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y los lineamientos establecidos por la Secretaría de Energía y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público en el ámbito de sus respectivas competencias, el 12 de mayo de 2015 publicó en el Diario Oficial de la Federación la Convocatoria No. CNH-R01-C03/2015 para la licitación pública internacional de un Contrato para la Extracción bajo la Modalidad de Licencia para el Área Contractual descrita en el Anexo 1 y que de acuerdo con el procedimiento establecido en las bases de licitación emitidas para dicho procedimiento de licitación, emitió el fallo el 24 de diciembre de 2015 en virtud del cual se dio por ganadora de la licitación a Diavaz Offshore, y

IV. Sus representantes están facultados para celebrar este Contrato conforme al artículo 23, fracción III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como en los artículos 14 fracción XVI, 20 y Cuarto Transitorio del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Diavaz Offshore, declara que:

I. Es una sociedad mercantil constituida y con personalidad jurídica de conformidad con las leyes de México, en cumplimiento a lo establecido en el numeral 22.1 de la Sección III de las Bases de Licitación para la Adjudicación de Contratos de Licencia para la Extracción de Hidrocarburos en Áreas Contractuales Terrestres - Tercera Convocatoria, Licitación CNH-R01-L03/2015, cuyo único objeto social es la Exploración y Extracción de Hidrocarburos y que cuenta con capacidad legal para celebrar y cumplir el presente Contrato;

II. Tiene su residencia fiscal en México, cuenta con un Registro Federal de Contribuyentes y no tributa en el régimen fiscal opcional para grupos de sociedades a que se refiere el Capítulo VI del Título Segundo de la Ley del Impuesto sobre la Renta;

III. Conoce las leyes de México, así como sus reglamentos y cualesquiera otras disposiciones aplicables;

IV. Tiene la organización, la experiencia y la capacidad técnica, financiera y de ejecución para cumplir con sus obligaciones en virtud del presente Contrato;

V. Ha llevado a cabo los actos corporativos, obtenido las autorizaciones corporativas o de otra naturaleza y cumplido con los requisitos legales aplicables para celebrar y cumplir el presente Contrato y ni ella ni ningún tercero asociado con la misma se encuentra en ninguno de los supuestos del artículo 26 de la Ley de Hidrocarburos, y

VI. La capacidad jurídica de su representante para celebrar el presente Contrato se acredita mediante el poder protocolizado en la escritura pública No. 66,219, Libro 1,528, otorgada ante Notario Público No. 24 del Distrito Federal, Lic. Luis Ricardo Duarte Guerra, de fecha 23 de febrero de 2015.

Con base en las declaraciones anteriores, las Partes acuerdan las siguientes:

CLÁUSULAS

CLÁUSULA 1.
DEFINICIONES E INTERPRETACIÓN

1.1 Definiciones. Para los efectos de este Contrato, los siguientes términos tendrán los significados mencionados a continuación:

"**Abandono**" significa todas las actividades de retiro y desmantelamiento de los Materiales, incluyendo sin limitación, el taponamiento definitivo y abandono de Pozos, el desmontaje y retiro de todas las plantas, plataformas, instalaciones, maquinaria y equipo suministrado o utilizado por el Contratista en la realización de las Actividades Petroleras, así como la restauración de los Daños Ambientales en el Área Contractual afectada por el Contratista en la realización de las Actividades Petroleras de conformidad con los términos de este Contrato, las Mejores Prácticas de la Industria, la Normatividad Aplicable y el Sistema de Administración.

"**Actividades Petroleras**" significa las actividades de Exploración, Evaluación, Extracción y Abandono que realice el Contratista en el Área Contractual conforme a este Contrato.

"**Agencia**" significa la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.

"**Almacenamiento**" significa el depósito y resguardo de Hidrocarburos, en depósitos e instalaciones confinadas que puedan ubicarse en la superficie, el mar o el subsuelo.

"**Año**" significa un año calendario.

"**Aportación Anual**" tendrá el significado previsto en la Cláusula 17.4.

"**Área Contractual**" significa la superficie descrita en el Anexo 1, incluyendo las formaciones geológicas contenidas en la proyección vertical de dicha superficie hasta la profundidad establecida en dicho Anexo 1, en la cual el Contratista está autorizado y obligado en virtud del presente Contrato a llevar a cabo las Actividades Petroleras, en el entendido que: (i) este Contrato no le concede al Contratista ningún derecho real sobre el Área Contractual ni sobre los recursos naturales en el subsuelo, y (ii) el Área Contractual será reducida de conformidad con los términos de este Contrato.

"**Área de Desarrollo**" significa una parte o la totalidad del Área Contractual incluida en un Plan de Desarrollo de conformidad con lo previsto en la Cláusula 5.3.

"**Área de Evaluación**" significa una parte o la totalidad del Área Contractual incluida en el Plan de Evaluación de conformidad con lo previsto en la Cláusula 4.1.

"**Área Tipo 1**" tendrá el significado previsto en las Bases de Licitación.

"**Área Tipo 2**" tendrá el significado previsto en las Bases de Licitación.

"**Autoridad Gubernamental**" significa cualquier órgano gubernamental a nivel federal, estatal o municipal, del poder ejecutivo, legislativo o judicial, incluyendo los órganos constitucionales autónomos del Estado.

"**Barril**" significa una unidad de medida equivalente a un volumen igual a 158.99 litros a una temperatura de 15.56 grados Celsius en condiciones de una atmósfera de presión.

"**Bases de Licitación**" significa las bases de licitación emitidas conforme a la Convocatoria, incluyendo todas las modificaciones o aclaraciones a las mismas, expedidas por la CNH.

"**BTU**" significa la unidad térmica británica que representa la cantidad de energía necesaria para elevar la temperatura de una libra de agua (0.4535 kilogramos) un grado Fahrenheit, en condiciones de una atmósfera de presión.

"**Campo**" significa el área dentro del Área Contractual debajo de la cual están localizados uno o más yacimientos de Hidrocarburos en una o más formaciones en la misma estructura, entidad geológica o condición estratigráfica.

"**Caso Fortuito o Fuerza Mayor**" significa cualquier acto o hecho que impida a la Parte afectada cumplir con sus obligaciones de conformidad con el presente Contrato si dicho acto o hecho va más allá de su control razonable y no es resultado del dolo o culpa de la Parte afectada, siempre que dicha Parte no pudiera evitar dicho acto o hecho tomando acciones diligentes. Sujeto al cumplimiento de las condiciones antes estipuladas, Caso Fortuito o Fuerza Mayor incluirá en forma enunciativa, mas no limitativa, los siguientes hechos o actos que impidan el cumplimiento de la Parte afectada de sus obligaciones derivadas del presente Contrato: fenómenos de la naturaleza tales como tormentas, huracanes, inundaciones, deslaves, relámpagos y terremotos; incendios; actos de guerra (declarada o no); disturbios civiles, motines, insurrecciones, sabotajes y terrorismo; desastres por traslado de Materiales; restricciones por cuarentenas, epidemias, huelgas u otras disputas laborales que no sean con motivo de incumplimiento de algún contrato laboral por parte de la Parte afectada. Queda expresamente entendido que Caso Fortuito o Fuerza Mayor: (i) no incluirá dificultad económica o cambio en las condiciones de mercado (incluyendo dificultades en la obtención de fondos de capital o financiamiento), y (ii) no eximirá de la responsabilidad ambiental del Contratista conforme a la Normatividad Aplicable.

"**Condensados**" significa líquidos de Gas Natural constituidos principalmente por pentanos y componentes de Hidrocarburos más pesados.

"**Contraprestación**" significa, conjunta o separadamente, la Contraprestación del Estado o la Contraprestación del Contratista, según sea el caso.

"**Contraprestación del Contratista**" significa, en relación con cualquier Mes, comenzando con el Mes en el que se inicie la Producción Comercial Regular, la transmisión onerosa de los Hidrocarburos Netos, de conformidad con lo previsto en la Cláusula 15.3 y en el Anexo 3.

"**Contraprestación del Estado**" significa, en relación con cualquier Mes, comenzando con el Mes en el que se inicie la Producción Comercial Regular, los pagos en efectivo derivados de la producción de Hidrocarburos en el Área Contractual, así como aquellas otras contraprestaciones que le corresponden a la Nación, de acuerdo con lo previsto en la Cláusula 15.2 y en el Anexo 3.

"**Contratista**" significa Diavaz Offshore.

"**Contrato**" significa el presente Contrato para la Extracción de Hidrocarburos bajo la Modalidad de Licencia, incluyendo los anexos que se adjuntan al mismo (que constituirán parte integral del presente Contrato), así como todas las modificaciones que se hagan al mismo de conformidad con sus términos y condiciones.

"**Control**" significa la capacidad de una Persona o grupo de Personas, de llevar a cabo cualquiera de los actos siguientes: (i) imponer, directa o indirectamente, decisiones en las asambleas generales de accionistas, de socios u órganos equivalentes, o nombrar o destituir a la

mayoría de los consejeros, administradores o sus equivalentes, del Contratista; (ii) mantener la titularidad de derechos que permitan, directa o indirectamente, ejercer el voto respecto de más del cincuenta por ciento del capital social del Contratista, y (iii) dirigir, directa o indirectamente, la administración, la estrategia o las principales políticas del Contratista, ya sea a través de la propiedad de valores, por contrato o de cualquier otra forma.

"**Convocatoria**" significa la convocatoria pública internacional número CNH-R01-C03/2015 publicada en el Diario Oficial de la Federación por la CNH el 12 de mayo de 2015.

"**Costos**" significa todas las erogaciones, gastos, inversiones u obligaciones relacionados con las Actividades Petroleras.

"**Cuenta Operativa**" significa los libros de cuentas y otros registros contables mantenidos por separado por el Contratista para las Actividades Petroleras.

"**Cuota Contractual para la Fase Exploratoria**" tendrá el significado previsto en el Anexo 3.

"**Daño Ambiental**" significa el daño que ocurre sobre algún elemento ambiental a consecuencia de un impacto ambiental adverso.

"**Daños Preexistentes**" significa los pasivos ambientales presentes en el Área Contractual identificados en la Línea Base Ambiental de conformidad con lo establecido en las Cláusulas 3.3 y 13.4.

"**Día**" significa un día natural.

"**Día Hábil**" significa cualquier Día con excepción de sábados, domingos y cualquier Día de descanso obligatorio de conformidad con la Normatividad Aplicable.

"**Documentos Técnicos**" significa, de manera enunciativa más no limitativa, todos los estudios, reportes, hojas de cálculo y bases de datos, en cualquier forma, relativas al Área Contractual o a las Actividades Petroleras.

"**Dólares**" o "**EUA$**" significa dólares de los Estados Unidos de América.

"**Etapa de Transición de Arranque**" significa la etapa que se llevará a cabo de conformidad con lo establecido en la Cláusula 3.3 y la Normatividad Aplicable.

"**Etapa de Transición Final**" significa la etapa que se llevará a cabo de conformidad con lo establecido en la Cláusula 17.7 y la Normatividad Aplicable.

"**Evaluación**" significa todas las actividades y operaciones llevadas a cabo por el Contratista para determinar los límites, caracterización y capacidad de producción del o los Campos, incluyendo sin limitación: (i) estudios geológicos y geofísicos; (ii) perforación de Pozos de prueba; (iii) estudios de Reservas y otros estudios, y (iv) todas las operaciones auxiliares y actividades requeridas o convenientes para optimizar la conducción o resultado de las actividades anteriormente indicadas.

"**Evaluación de Impacto Social**" significa el documento que contiene la identificación de las comunidades y pueblos ubicados en el área de influencia de un proyecto en materia de Hidrocarburos, así como la identificación, caracterización, predicción y valoración de las consecuencias a la población que pudieran derivarse del mismo y las medidas de mitigación y los planes de gestión social correspondientes.

"**Exploración**" significa la actividad o conjunto de actividades que se valen de métodos directos, incluyendo la perforación de Pozos, encaminadas a la identificación, descubrimiento y Evaluación de Hidrocarburos en el Subsuelo.

"**Extracción**" significa la actividad o conjunto de actividades destinadas a la producción de Hidrocarburos, incluyendo la perforación de Pozos de producción, la inyección y la estimulación de yacimientos, la Recuperación Avanzada, la Recolección, el acondicionamiento y separación de Hidrocarburos, la eliminación de agua y sedimentos, dentro del Área Contractual, así como la construcción, localización, operación, uso, Abandono y desmantelamiento de instalaciones para la producción.

"**Fecha Efectiva**" significa la fecha de firma del presente Contrato.

"**Fideicomiso de Abandono**" tendrá el significado previsto en la Cláusula 17.3.

"**Filial**" significa, en relación con cualquier Persona, cualquier otra Persona que la Controle directa o indirectamente, que esté Controlada por dicha Persona o que se encuentre bajo el Control común de dicha Persona.

"**Fondo**" significa el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo.

"**Garante**" significa la empresa matriz en última instancia del Contratista o la empresa que ejerza Control sobre el Contratista o que se encuentre bajo el Control común de la Persona que ejerza el Control sobre el Contratista, quien celebrará la Garantía Corporativa simultáneamente con la suscripción del presente Contrato previa aprobación de la CNH.

"**Garantía Corporativa**" significa la garantía que se ejercerá en última instancia para exigir el cumplimiento puntual y oportuno de todas y cada una de las obligaciones del Contratista en virtud de este Contrato que no hayan sido pagadas y/o cumplidas en su totalidad por el Contratista, según corresponda, previa ejecución de las Garantías de Cumplimiento, o en su caso, posterior a la ejecución de las pólizas de seguros a las que hace referencia la Cláusula 19. La Garantía Corporativa será celebrada por el Garante de conformidad con lo establecido en la Cláusula 16.2 y el modelo del Anexo 2.

"**Garantía de Cumplimiento**" significa, conjunta o separadamente, según el contexto lo requiera, la Garantía de Cumplimiento Inicial y la Garantía del Período Adicional.

"**Garantía de Cumplimiento Inicial**" tendrá el significado establecido en la Cláusula 16.1.

"**Garantía del Período Adicional**" tendrá el significado establecido en la Cláusula 16.1.

"**Gas Natural**" significa la mezcla de gases que se obtiene de la Extracción o del procesamiento industrial y que es constituida principalmente por metano y que usualmente contiene etano, propano y butanos, así como dióxido de carbono, nitrógeno y ácido sulfhídrico, entre otros. Puede ser Gas Natural Asociado y Gas Natural No Asociado.

"**Gas Natural Asociado**" significa el Gas Natural disuelto en el Petróleo de un yacimiento, bajo las condiciones de presión y de temperatura originales.

"**Gas Natural No Asociado**" significa el Gas Natural que se encuentra en yacimientos que no contienen Petróleo a las condiciones de presión y temperatura originales.

"**Hidrocarburos**" significa Petróleo, Gas Natural, Condensados, líquidos del Gas Natural e hidratos de metano.

"**Hidrocarburos de Autoconsumo**" significa los Hidrocarburos utilizados como combustible en las Actividades Petroleras, o quemados, venteados o reinyectados al yacimiento pero sólo en la manera y en las cantidades aprobadas de conformidad con la Normatividad Aplicable.

"**Hidrocarburos en el Subsuelo**" significa los recursos totales o cantidades totales de Hidrocarburos con potencial de ser extraídos que se estima existen originalmente en acumulaciones de ocurrencia natural, antes de iniciar su producción, así como aquellas cantidades estimadas en acumulaciones aún por descubrir.

"**Hidrocarburos Netos**" significa los Hidrocarburos Producidos menos los Hidrocarburos de Autoconsumo medidos en los Puntos de Medición en condiciones comercialmente aceptables en cuanto a contenido de azufre, agua y otros elementos de conformidad con la Normatividad Aplicable y las Mejores Prácticas de la Industria, los cuales serán auditados y supervisados por la CNH.

"**Hidrocarburos Producidos**" significa el volumen total de Hidrocarburos extraídos por el Contratista del Área Contractual.

"**Incremento en el Programa Mínimo**" significa las Unidades de Trabajo adicionales a las que hace referencia el Anexo 6 que el Contratista se comprometió a realizar a través del incremento porcentual en el Programa Mínimo de Trabajo como parte de la propuesta económica por la que se adjudicó el presente Contrato.

"**Información Técnica**" significa todos los datos e información obtenidos como resultado de las Actividades Petroleras, lo cual incluirá, de forma enunciativa mas no limitativa: información geológica, geofísica, geoquímica, de ingeniería, registros de bitácora de Pozos, reportes de avance, Documentos Técnicos, y cualquier información relacionada con la terminación, producción, mantenimiento o conducción de las Actividades Petroleras.

"**Instalaciones de Comercialización**" significa la infraestructura y equipos necesarios para transportar, comprimir, almacenar o distribuir los Hidrocarburos después de los Puntos de Medición, incluyendo todos los ductos para Petróleo, Condensados y Gas Natural, bombas, compresores, medidores e instalaciones adicionales de Almacenamiento necesarias para transportar los Hidrocarburos del Punto de Medición al punto de venta o a la entrada de un sistema de entrega.

"**Instalaciones de Recolección**" significa todas las instalaciones y equipos necesarios para pruebas y separación de producción, tanques de Almacenamiento, compresores, ductos, bombas y cualquier otro equipo necesario para la Recolección de Hidrocarburos.

"**Inventario de Activos**" significa el inventario de Pozos y Materiales descrito en el Anexo 5.

"**Ley de Hidrocarburos**" significa la Ley de Hidrocarburos publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014, incluyendo sus reformas y adiciones.

"**Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos**" significa la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014, incluyendo sus reformas y adiciones.

"**Licitación**" significa la licitación pública internacional CNH-R01-L03/2015.

"**Línea Base Ambiental**" significa las condiciones ambientales en las que se encuentran los hábitats, ecosistemas, elementos y recursos naturales, así como las relaciones de interacción y los servicios ambientales, existentes en el Área Contractual al momento en que se elabora el estudio para su determinación.

"**Línea Base Social**" significa la medición inicial de los indicadores socioeconómicos y socioculturales que podrían modificarse por las actividades realizadas en el Área Contractual.

"**Materiales**" significa todas las maquinarias, herramientas, equipos, artículos, suministros, tuberías, plataformas de perforación o producción, artefactos navales, plantas, infraestructura y otras instalaciones adquiridas, suministradas, arrendadas o poseídas de cualquier otra forma para su utilización en las Actividades Petroleras, incluyendo las Instalaciones de Recolección.

"**Materiales Muebles**" significa aquellos Materiales que pueden trasladarse de un lugar a otro por sí mismos o como producto de una fuerza exterior.

"**Mecanismo de Ajuste**" significa el mecanismo establecido en el Anexo 3 que modifica los parámetros que determinan la Contraprestación del Estado.

"**Mejores Prácticas de la Industria**" significan las mejores prácticas, métodos, estándares y procedimientos generalmente aceptados y acatados por operadores expertos, prudentes y diligentes, con experiencia en materia de Evaluación, desarrollo, Extracción de Hidrocarburos y Abandono, los cuales, en el ejercicio de un criterio razonable y a la luz de los

hechos conocidos al momento de tomar una decisión, se consideraría que obtendrían los resultados planeados e incrementarían los beneficios económicos de la Extracción de los Hidrocarburos dentro del Área Contractual, maximizando el factor de recuperación de los Hidrocarburos a lo largo de toda la vida de los yacimientos sin causarles una reducción excesiva de presión o de energía.

"**Mes**" significa un mes calendario.

"**Metodología**" significa la metodología establecida por la Secretaría de Economía para medir el contenido nacional en Asignaciones y Contratos para la Exploración y Extracción conforme al artículo 46 de la Ley de Hidrocarburos.

"**Normatividad Aplicable**" significa todas las leyes, reglamentos, disposiciones administrativas de carácter general, decretos, órdenes administrativas, sentencias judiciales y demás normas o decisiones de cualquier tipo expedidas por cualquier Autoridad Gubernamental y que se encuentren en vigor en el momento que se trate.

"**Notificación de Continuación de Actividades**" tendrá el significado previsto en la Cláusula 5.2.

"**Obligaciones de Carácter Fiscal**" significa todos y cada uno de los impuestos, contribuciones, derechos, aprovechamientos, aranceles y retenciones de cualquier naturaleza, federales, estatales o municipales, así como todos y cada uno de los accesorios, recargos, actualizaciones y multas, cobrados o determinados en cualquier momento por cualquier Autoridad Gubernamental.

"**Obstáculos a la Continuación de la Perforación**" se refiere a casos en los que antes de alcanzar la profundidad objetivo para cualquier Pozo: (i) se encuentre una formación geológica más antigua que la formación más profunda que se haya planteado como objetivo; (ii) se determine que continuar perforando presenta un peligro, incluyendo peligros asociados a una presión anormalmente alta, o derive en pérdidas excesivas de fluidos de perforación; (iii) se encuentre una formación impenetrable que impida alcanzar la profundidad planeada, o (iv) se encuentre con una formación geológica con presencia de Hidrocarburos que deba ser protegida de acuerdo a las Mejores Prácticas de la Industria.

"**Partes**" significa el Estado (por conducto de la CNH) y el Contratista.

"**Período**" significa un Mes, en el entendido que cuando las Actividades Petroleras se realicen en un período que no comprenda un Mes completo, el Período será el número de Días que efectivamente operó el Contrato.

"**Período Adicional de Evaluación**" significa el período de un (1) Año comenzando en la fecha de terminación del Período Inicial de Evaluación que la CNH puede otorgar al Contratista para continuar llevando a cabo actividades de Evaluación en el Área Contractual, de conformidad con lo establecido en la Cláusula 4.3.

"**Período de Evaluación**" significa el período concedido al Contratista para realizar actividades de Evaluación y que se compone del Período Inicial de Evaluación y del Período Adicional de Evaluación (de haberlo).

"**Período de Desarrollo**" significa el período que inicia con la aprobación del Plan de Desarrollo y que concluye con la terminación del presente Contrato por cualquier motivo o por la rescisión administrativa o contractual.

"**Período Inicial de Evaluación**" significa el período de doce (12) Meses que inicia con la Fecha Efectiva durante el cual el Contratista deberá realizar cuando menos las Unidades de Trabajo correspondientes de conformidad con la Cláusula 4.

"**Persona**" significa cualquier persona física o moral de cualquier tipo, incluyendo cualquier sociedad, asociación, fideicomiso, co-inversión, gobierno o cualquier organismo o agencia perteneciente a éste.

"**Petróleo**" significa la mezcla de carburos de hidrógeno que existe en fase líquida en los yacimientos y permanece así en condiciones originales de presión y temperatura, y que puede incluir pequeñas cantidades de sustancias que no son carburos de hidrógeno.

"**Plan de Desarrollo**" significa el plan de desarrollo óptimo para la Extracción que contiene un programa de tiempos que especifica las Actividades Petroleras en el Área Contractual, para lograr la Producción Comercial Regular o incrementar la producción de Hidrocarburos, incluyendo cualquier programa de Recuperación Avanzada.

"**Plan de Evaluación**" significa un programa que especifica las actividades de Evaluación a realizarse en el Área Contractual, mismo que deberá cumplir, cuando menos, con el Programa Mínimo de Trabajo y el Incremento en el Programa Mínimo.

"**Plan Provisional**" tendrá el significado previsto en la Cláusula 5.1.

"**Pozo**" significa cualquier apertura efectuada en el suelo mediante perforación o cualquier otra forma con el propósito de descubrir, evaluar o extraer Hidrocarburos o de inyectar cualquier sustancia u obtener datos relacionados con el yacimiento.

"**Precio Contractual**" significa el valor monetario en Dólares que se asigne por unidad de medida a cada Hidrocarburo conforme lo dispuesto en el Anexo 3.

"**Primer Plazo Adicional**" tendrá el significado previsto en la Cláusula 3.2 (a).

"**Procedimientos de Contabilidad**" significa los procedimientos de contabilidad y de registro de Costos que se adjuntan al presente Contrato como Anexo 4.

"**Producción Comercial Regular**" significa la producción regular sostenida de cualquier Campo con el objeto de hacer uso comercial de dicha producción.

"**Programa Mínimo de Trabajo**" significa las Unidades de Trabajo a que se hace referencia en el Anexo 6, las cuales el Contratista deberá llevar a cabo durante el Período de

Evaluación, en el entendido que el Programa Mínimo de Trabajo es solamente un programa de trabajo mínimo y que el Contratista puede llevar a cabo actividades de Evaluación adicionales durante el Período de Evaluación.

"**Puntos de Medición**" significa los lugares propuestos por el Contratista y aprobados por la CNH, o en su caso, determinados por la CNH ya sea dentro o fuera del Área Contractual, en los que se medirán, verificarán y entregarán los Hidrocarburos Netos, según lo establece el presente Contrato y la Normatividad Aplicable.

"**Recolección**" significa el acopio de los Hidrocarburos de cada Pozo del yacimiento una vez que han sido extraídos del subsuelo, mediante un sistema de líneas de descarga que van desde el cabezal de los Pozos hasta las primeras baterías de separación o, en su caso, hasta los sistemas de transporte.

"**Recuperación Avanzada**" significa los procesos de recuperación secundaria o terciaria consistentes con las Mejores Prácticas de la Industria para permitir una mayor recuperación de Hidrocarburos en el Área Contractual, incluyendo, sin limitación, el incremento en la presión del yacimiento y/o reducción de la viscosidad de los Hidrocarburos.

"**Regalía**" significa la parte de la Contraprestación del Estado determinada en función del Valor Contractual de los Hidrocarburos, según lo establecido en el Anexo 3.

"**Reglamento CNUDMI**" significa el Reglamento de Conciliación o Reglamento de Arbitraje de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional, según corresponda.

"**Reglas de Mercado**" significa el principio de competencia bajo el cual las partes involucradas en una transacción son independientes y participan en igualdad de condiciones por interés propio.

"**Reservas**" significa el volumen de Hidrocarburos en el Subsuelo calculado a una fecha dada a condiciones atmosféricas, que se estima será producido técnica y económicamente, bajo el régimen fiscal aplicable, con cualquiera de los métodos y sistemas de Extracción aplicables a la fecha de Evaluación.

"**Secretaría de Hacienda**" significa la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

"**Segundo Plazo Adicional**" tendrá el significado previsto en la Cláusula 3.2 (b).

"**Sistema de Administración**" significa el conjunto integral de elementos interrelacionados y documentados cuyo propósito es la prevención, control y mejora del desempeño de una instalación o conjunto de ellas en materia de seguridad industrial, seguridad operativa y de protección al medio ambiente.

"**Subcontratistas**" significa aquellas Personas que lleven a cabo las Actividades Petroleras a solicitud del Contratista, conforme a la Cláusula 18.2.

"**Subproductos**" significa aquellos elementos o componentes distintos a los Hidrocarburos, tal como el azufre o cualquier otro mineral o sustancia contenidos en el Petróleo o Gas Natural que a su vez puedan ser separados de los Hidrocarburos.

"**Trimestre**" significa cualquier período de tres (3) Meses consecutivos que comience el 1° de enero, 1° de abril, 1° de julio o 1° de octubre de cualquier Año.

"**Unidad de Trabajo**" se refiere a la magnitud unitaria utilizada como referencia para establecer y evaluar el cumplimiento de las actividades del Programa Mínimo de Trabajo, conforme a lo previsto en el Anexo 6.

"**Valor Contractual de los Condensados**" significa el resultado de multiplicar, en el Período que se trate: (i) el Precio Contractual de los Condensados, por (ii) el volumen de los Condensados medido en Barriles en los Puntos de Medición, determinado conforme a lo previsto en el Anexo 3.

"**Valor Contractual de los Hidrocarburos**" significa la suma del Valor Contractual del Petróleo, el Valor Contractual del Gas Natural y el Valor Contractual de los Condensados, determinado conforme a lo previsto en el Anexo 3.

"**Valor Contractual del Gas Natural**" significa el resultado de multiplicar, en el Período que se trate: (i) el Precio Contractual del Gas Natural, por (ii) el volumen medido en millones de BTU de Gas Natural en los Puntos de Medición, determinado conforme a lo previsto en el Anexo 3.

"**Valor Contractual del Petróleo**" significa el resultado de multiplicar, en el Período que se trate: (i) el Precio Contractual del Petróleo, por (ii) el volumen de Petróleo medido en Barriles en los Puntos de Medición, determinado conforme a lo previsto en el Anexo 3.

1.2 **Singular y Plural.** Los términos definidos en la Cláusula 1.1 podrán ser utilizados en el presente Contrato tanto en singular como en plural.

1.3 **Encabezados y Referencias.** Los encabezados de las Cláusulas del presente Contrato han sido insertados únicamente por conveniencia y no afectarán en forma alguna la interpretación del mismo. Toda referencia en el presente Contrato a "Cláusulas" o "Anexos" se entenderá como referencia a las Cláusulas y Anexos del presente Contrato, salvo que se indique lo contrario.

CLÁUSULA 2.
OBJETO DEL CONTRATO

2.1 **Modalidad Licencia.** El objeto del presente Contrato es la realización de las Actividades Petroleras, bajo la modalidad de contratación de licencia en virtud de lo cual se otorga al Contratista el derecho de extraer a su exclusivo costo y riesgo los Hidrocarburos propiedad del Estado en el Área Contractual, de conformidad con la Normatividad Aplicable, las Mejores Prácticas de la Industria y los términos y condiciones del presente Contrato. El Contratista tendrá derecho a la transmisión onerosa de los Hidrocarburos Producidos, siempre que, conforme

a los términos del Contrato, se encuentre al corriente en el pago de las Contraprestaciones del Estado señaladas en la Cláusula 15.2.

El Contratista será el único responsable y cubrirá todos los Costos y proveerá todo el personal, tecnología, Materiales y financiamiento necesarios para la realización de las Actividades Petroleras. El Contratista tendrá el derecho exclusivo de conducir las Actividades Petroleras en el Área Contractual, sujeto a lo establecido en el presente Contrato y en la Normatividad Aplicable. La CNH no hace ninguna declaración ni garantía de ningún tipo respecto al Área Contractual y el Contratista reconoce que no ha recibido ninguna garantía por parte de ninguna Autoridad Gubernamental que los Hidrocarburos que se encuentren en el Área Contractual serán comercialmente explotables ni que recibirá Hidrocarburos en volúmenes suficientes para cubrir los Costos en que incurra durante la realización de las Actividades Petroleras.

2.2 No Otorgamiento de Derechos de Propiedad. Este Contrato no confiere al Contratista derecho de propiedad alguno sobre los Hidrocarburos en el Subsuelo, los cuales son y permanecerán en todo momento propiedad de la Nación. Asimismo, en ningún caso recursos minerales distintos a Hidrocarburos existentes en el Área Contractual (sean o no descubiertos por el Contratista) serán propiedad del Contratista y éste no tendrá derecho en virtud de este Contrato a explotar o utilizar dichos recursos. En caso que durante la conducción de Actividades Petroleras el Contratista descubra en el Área Contractual recursos minerales distintos a Hidrocarburos, deberá notificarlo a la CNH dentro de los quince (15) Días siguientes de ese descubrimiento. Nada de lo establecido en este Contrato limita el derecho de la Nación de conceder a un tercero cualquier tipo de concesión, licencia, contrato o cualquier otro instrumento jurídico para la explotación de los recursos minerales distintos a Hidrocarburos de conformidad con la Normatividad Aplicable. El Contratista deberá dar acceso al Área Contractual a cualquier Persona que reciba cualquier concesión, licencia o contrato para explotar o utilizar recursos distintos a Hidrocarburos en el Área Contractual, en los términos previstos por la Normatividad Aplicable.

2.3 Reporte Contable de Beneficios. Sin perjuicio de lo establecido en la Cláusula 2.2, el Contratista podrá reportar para efectos contables y financieros el presente Contrato y los beneficios esperados del mismo en términos de la Normatividad Aplicable.

CLÁUSULA 3.
PLAZO DEL CONTRATO

3.1 Plazo. Este Contrato entrará en vigor en la Fecha Efectiva. Sujeto a los demás términos y condiciones del presente Contrato, la duración del presente Contrato será de veinticinco (25) Años a partir de la Fecha Efectiva, en el entendido que continuarán vigentes las disposiciones que por su naturaleza tengan que ser cumplidas después de la terminación del presente Contrato, incluyendo, sin limitar, las relativas al Abandono, a la indemnización y a la seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente.

3.2 Prórroga. En caso que el Contratista esté al corriente con sus obligaciones conforme al presente Contrato, el Contratista podrá solicitar a la CNH:

(a) A partir del vigésimo aniversario de la Fecha Efectiva, una prórroga del presente Contrato por un período adicional de cinco (5) Años (el "Primer Plazo Adicional") siempre que se comprometa a mantener la Producción Comercial Regular en el Área Contractual, en el entendido de que el Contratista deberá presentar dicha solicitud cuando menos dieciocho (18) Meses antes de la fecha de terminación del plazo original del presente Contrato;

(b) Durante el Primer Plazo Adicional (de haberlo), una segunda prórroga del presente Contrato por otro período adicional de cinco (5) Años (el "Segundo Plazo Adicional"), siempre que se comprometa a mantener la Producción Comercial Regular, en el entendido de que el Contratista deberá presentar dicha solicitud cuando menos dieciocho (18) Meses antes de la fecha de terminación del Primer Plazo Adicional.

Junto con las solicitudes del Primer Plazo Adicional y Segundo Plazo Adicional, el Contratista deberá entregar a la CNH una propuesta de modificación a los Planes de Desarrollo aplicables que incluirá el proyecto para el Sistema de Administración y que considere el grado de madurez de los yacimientos. La CNH revisará las solicitudes de prórroga y resolverá, si se aceptan o no las propuestas de prórroga del Contratista y, en su caso, bajo qué condiciones técnicas y económicas. En caso que la CNH autorice las prórrogas y el Contratista acepte las condiciones técnicas y económicas de las mismas, las Partes modificarán por escrito los términos del presente Contrato para reflejar tales condiciones.

3.3 Etapa de Transición de Arranque. A partir de la Fecha Efectiva, iniciará una etapa que tendrá una duración de hasta noventa (90) Días en la cual se llevará a cabo la entrega del Área Contractual al Contratista por parte de la CNH o de un tercero designado para tal efecto y que se conducirá conforme a lo siguiente:

(a) La CNH proporcionará al Contratista la información que tenga disponible a la Fecha Efectiva respecto de los Pozos y Materiales, incluyendo el Inventario de Activos, las autorizaciones ambientales, así como la información relativa a los impactos sociales en el Área Contractual;

(b) El Contratista estará obligado a documentar la existencia y estado de integridad de los Pozos y Materiales. El Estado vigilará que el contratista o asignatario que estuviera a cargo del Área Contractual con anterioridad a la Fecha Efectiva lleve a cabo las actividades de Abandono de Pozos y Materiales que no sean útiles para las Actividades Petroleras;

(c) El Contratista deberá iniciar la Evaluación de Impacto Social que deberá conducirse conforme a lo previsto en la Ley de Hidrocarburos y la Normatividad Aplicable, la cual deberá permitir la identificación, caracterización y predicción de impactos sociales, con la finalidad de establecer la Línea Base Social previo al inicio de las Actividades Petroleras. El Estado vigilará que el contratista o asignatario que estuviera a cargo del Área Contractual con anterioridad a la Fecha Efectiva asuma los pasivos sociales que se identifiquen derivados de la conducción de aquellas actividades petroleras realizadas con anterioridad a la Fecha Efectiva;

(d) El Contratista deberá iniciar los estudios que permitan establecer la Línea Base Ambiental de acuerdo con los requerimientos que proporcione la Agencia al Contratista, previo al inicio de las Actividades Petroleras, con la finalidad de identificar los Daños Ambientales

y Daños Preexistentes. El Estado vigilará que el contratista o asignatario que estuviera a cargo del Área Contractual con anterioridad a la Fecha Efectiva asuma la responsabilidad y los gastos relacionados con la restauración y compensación de los Daños Ambientales y la caracterización y remediación de los Daños Preexistentes;

(e) La CNH tendrá la facultad de acompañar al Contratista durante la Etapa de Transición de Arranque directamente o a través del tercero designado a efecto de revisar y validar que las actividades correspondientes sean realizadas de acuerdo con las Mejores Prácticas de la Industria y de conformidad con la Normatividad Aplicable;

(f) El Contratista asumirá total responsabilidad sobre el Área Contractual sobre los Pozos y Materiales que en ella se encuentren, los pasivos sociales y Daños Preexistentes, de conformidad con los plazos previstos en este Contrato y en la Normatividad Aplicable, y

(g) Una vez asumida la responsabilidad del Área Contractual solamente procederán los Daños Ambientales y Daños Preexistentes si éstos fueron determinados en la Línea Base Ambiental de conformidad con lo establecido en la Cláusula 13.4. Sin perjuicio de lo anterior, el Contratista será responsable de cualquier Daño Ambiental ocasionado durante la realización de las Actividades Petroleras.

La Etapa de Transición de Arranque se llevará a cabo de conformidad con la Normatividad Aplicable.

3.4 Renuncia del Contratista. Sin perjuicio de lo previsto por la Cláusula 17, el Contratista podrá en cualquier momento renunciar a la totalidad o una(s) parte(s) del Área Contractual, y con ello dar por terminado este Contrato en relación con la(s) parte(s) del Área Contractual en cuestión, mediante la entrega a la CNH de una notificación irrevocable por escrito con por lo menos tres (3) Meses de anticipación a la fecha efectiva de dicha renuncia. Dicha renuncia no afectará las obligaciones del Contratista relacionadas con: (i) la terminación del Programa Mínimo de Trabajo y el Incremento en el Programa Mínimo y, en su caso, el pago de las penas convencionales correspondientes; (ii) el Abandono y la entrega del área de acuerdo con lo establecido en la Cláusula 17, y (iii) la renuncia y devolución del Área Contractual de acuerdo con lo establecido en la Cláusula 6. En caso de la terminación anticipada del presente Contrato por parte del Contratista conforme a esta Cláusula 3.4, éste no tendrá derecho a recibir indemnización alguna.

CLÁUSULA 4.
EVALUACIÓN

4.1 Plan de Evaluación. Dentro de los ciento veinte (120) Días siguientes a la Fecha Efectiva, el Contratista deberá presentar a la CNH para su aprobación un Plan de Evaluación. El Plan de Evaluación podrá cubrir la totalidad o una parte del Área Contractual y deberá contener lo previsto en el Anexo 7 (incluyendo el Sistema de Administración).

La CNH resolverá sobre la propuesta de Plan de Evaluación en un plazo que no excederá los ciento veinte (120) Días a partir de que reciba la información necesaria en los términos de la Normatividad Aplicable. La CNH no podrá negar su aprobación sin causa justificada.

Sin menoscabo de la facultad de aprobar el Plan de Evaluación dentro del plazo previsto en esta Cláusula 4.1, la CNH podrá emitir observaciones relativas a dicho Plan de Evaluación, cuando éste no se elabore de conformidad con las Mejores Prácticas de la Industria para la evaluación del potencial de Hidrocarburos, incluyendo estándares en seguridad industrial, seguridad operativa, protección ambiental y de salud en el trabajo. El Contratista será quien proponga las soluciones operativas y los ajustes correspondientes al Plan de Evaluación para atender las observaciones de la CNH. La CNH y el Contratista podrán celebrar audiencias o comparecencias para aclarar de buena fe cualquier diferencia técnica que exista al respecto de las observaciones al Plan de Evaluación, de conformidad con las Mejores Prácticas de la Industria y la Normatividad Aplicable.

4.2 Período Inicial de Evaluación. El Período de Evaluación iniciará con la Fecha Efectiva y tendrá una duración de hasta un (1) Año a partir de la aprobación del Plan de Evaluación. El Contratista estará obligado a concluir, al menos, el Programa Mínimo de Trabajo durante el Período Inicial de Evaluación. El Contratista podrá llevar a cabo en el Período Inicial de Evaluación la totalidad o una parte de las Actividades Petroleras contempladas en el Incremento en el Programa Mínimo, o en su caso, realizarlas en el Período Adicional de Evaluación. Asimismo, podrá llevar a cabo Unidades de Trabajo adicionales en términos del Plan de Evaluación aprobado por la CNH, mismas que serían acreditadas en caso que la CNH otorgue el Período Adicional de Evaluación de conformidad con lo previsto en la Cláusula 4.3.

4.3 Período Adicional de Evaluación. Sujeto a lo establecido en esta Cláusula 4.3, el Contratista podrá solicitar a la CNH, mediante notificación por escrito realizada con cuando menos cuarenta y cinco (45) Días de anticipación a la terminación del Período Inicial de Evaluación, la ampliación del Período de Evaluación por hasta un (1) Año más contado a partir de la terminación del Período Inicial de Evaluación. El Contratista solamente podrá solicitar dicha ampliación en caso que: (i) se comprometa a cumplir con el Programa Mínimo de Trabajo o el Incremento en el Programa Mínimo no realizado durante el Período Inicial de Evaluación, y (ii) se comprometa a ejecutar adicionalmente al menos las Unidades de Trabajo equivalentes a un Pozo de conformidad con el Anexo 6. La CNH aprobará dicha ampliación en caso que se cumplan con las dos (2) condiciones antes mencionadas, reciba la Garantía del Período Adicional dentro de los siguientes diez (10) Días Hábiles a que la CNH apruebe la ampliación, y el Contratista esté al corriente con todas sus demás obligaciones conforme al presente Contrato.

En caso que durante el Período Inicial de Evaluación, el Contratista haya llevado a cabo Unidades de Trabajo adicionales a las establecidas en el Programa Mínimo de Trabajo y el Incremento en el Programa Mínimo, el Contratista podrá solicitar la acreditación de dichas Unidades de Trabajo adicionales con el propósito de que se consideren como parte del compromiso del Período Adicional de Evaluación. Dicha solicitud deberá incluirse en la solicitud de ampliación del Período de Evaluación, conforme a lo previsto en esta Cláusula 4.3.

4.4 Retraso en la Presentación del Plan de Evaluación. En caso que el Contratista presente para la aprobación de la CNH el Plan de Evaluación o el Plan de Desarrollo transcurrido el plazo establecido para su presentación sin causa justificada, el Contratista deberá pagar al Fondo una pena convencional por Día de retraso equivalente a diez mil (10,000) Dólares.

4.5 Incumplimiento del Programa Mínimo de Trabajo o de los Compromisos Adicionales. En caso de incumplimiento del Programa Mínimo de Trabajo, del Incremento en el Programa Mínimo o de los compromisos adicionales que se adquirieron para el Período Adicional de Evaluación, el Contratista deberá pagar al Fondo, en representación de la Nación como penas convencionales:

(a) El monto necesario para llevar a cabo las Unidades de Trabajo no ejecutadas del Programa Mínimo de Trabajo al término del Período Inicial de Evaluación, así como las Unidades de Trabajo no ejecutadas del Incremento en el Programa Mínimo en caso que al Contratista no se le haya otorgado el Período Adicional de Evaluación al término del Período Inicial de Evaluación de conformidad con lo establecido en esta Cláusula 4, calculado de conformidad con lo establecido en la Cláusula 16.1 y en el Anexo 6, hasta por el monto de la Garantía de Cumplimiento Inicial.

(b) El monto necesario para llevar a cabo las Unidades de Trabajo que el Contratista se comprometió a realizar durante el Período Adicional de Evaluación conforme a la Cláusula 4.3 y que no haya llevado a cabo al término del Período Adicional de Evaluación, calculado de conformidad con lo establecido en la Cláusula 16.1 y en el Anexo 6, hasta por el monto de la Garantía del Período Adicional.

(c) En caso que el Contratista renuncie a la totalidad del Área Contractual conforme a la Cláusula 3.4, se considerará que la fecha de la renuncia corresponderá al término del Período Inicial de Evaluación o Período Adicional de Evaluación, según sea el caso, y se aplicarán las penas convencionales que correspondan conforme a los incisos (a) y (b) de esta Cláusula 4.5.

Emitida una resolución por parte de la CNH que determine las penas convencionales por el incumplimiento a que se refiere esta Cláusula 4.5, dicha resolución será notificada por escrito al Contratista dentro de los tres (3) Días Hábiles siguientes a la emisión de la misma. Dicha notificación deberá cumplir con lo establecido en la presente Cláusula y con la Cláusula 29 de este Contrato, pudiendo comprobar su entrega mediante el acta de notificación o acuse de recibo. El Contratista acepta que al recibir la notificación a que se refiere este inciso, se obliga a efectuar el pago de la pena convencional correspondiente dentro del plazo señalado en la misma.

La notificación deberá indicar el plazo de quince (15) Días para que el Contratista efectúe el pago por las penas convencionales que se determinen; el monto determinado; el número de cuenta a la cual el Contratista deberá transferir por medios electrónicos dicho monto, así como indicar el concepto que el Contratista deberá de referir al efectuar la transferencia, mismo que será: "Pago de Penalización por Incumplimiento Contractual".

La notificación antes descrita podrá efectuarse por personal acreditado de la CNH, por correo certificado o mensajería en el domicilio del Operador indicado en la Cláusula 29 del presente Contrato. En el caso que la notificación se realice por personal acreditado de la CNH, se solicitará la presencia del representante legal. En cualquiera de las opciones antes descritas, se deberá entregar la siguiente documentación: la notificación; copia de la resolución que determine el pago de las penas convencionales derivadas del incumplimiento de las obligaciones contenidas

en esta Cláusula 4.5, la cual deberá estar firmada por personal acreditado de la CNH, y copia del reporte semestral en el cual se verifique el cumplimiento de las Unidades de Trabajo, conforme al Anexo 6 del presente Contrato que emita la CNH.

En caso que la notificación se realice de manera personal, la misma deberá señalar: fecha y hora en que se efectúe la notificación; el nombre del representante legal y su firma, o el nombre y firma de la persona con quien se entienda la diligencia. Si éste se niega a recibir dicha notificación, se hará constar en el acta de notificación, sin que ello afecte su validez.

En caso que la notificación se entregue de acuerdo a las opciones antes indicadas, se podrá comprobar su entrega mediante el acta de notificación o acuse de recibo.

Para comprobar el debido cumplimiento del pago de las penas convencionales, el Fondo, a solicitud de la CNH, emitirá el documento en el que se haga constar la recepción o no del pago derivado de las penas convencionales en el plazo señalado en la notificación.

(d) La CNH podrá hacer efectiva la Garantía de Cumplimiento a fin de cobrar cualquier pena convencional en los montos que correspondan en caso que el Contratista no pague al Fondo dichos valores dentro del plazo señalado en la notificación.

Sin perjuicio de lo establecido en el presente Contrato, una vez que el Contratista realice el pago de los montos descritos en los incisos (a) y (b), o en el caso que se haga efectiva la Garantía de Cumplimiento de conformidad con el inciso (d) de esta Cláusula 4.5, se considerará que el Contratista ha subsanado el incumplimiento del Programa Mínimo de Trabajo, del Incremento en el Programa Mínimo o de los compromisos adicionales que se adquirieron para el Período Adicional de Evaluación.

En caso que exista alguna discrepancia, el Contratista podrá acreditar el pago de la pena convencional que se le hubiere notificado, mediante la presentación del comprobante emitido por la institución bancaria con la cadena digital, número de folio, o número de transferencia que permita rastrear la emisión de dicho comprobante, el mismo deberá reflejar la transacción bancaria electrónica a la cuenta indicada en la notificación señalada, y el concepto referido en el inciso (c) de esta Cláusula 4.5. El comprobante podrá estar acompañado de la impresión del estado de cuenta, el cual podrá ser testado por el Contratista respecto de los rubros que no correspondan a la operación señalada en el presente Contrato.

4.6 Pruebas de Formación. El Contratista remitirá a la CNH toda la información relevante y los estudios técnicos relativos a cualquier prueba de formación, incluyendo aquellos datos que surjan directamente de la misma en los plazos establecidos en la Normatividad Aplicable.

4.7 Hidrocarburos Extraídos Durante Pruebas. El Contratista podrá hacer uso comercial de los Hidrocarburos obtenidos en la producción de cualquier prueba para determinar las características del yacimiento. Lo anterior sin perjuicio del pago de Contraprestaciones correspondientes a dichos Hidrocarburos, de conformidad con lo establecido en el Anexo 3.

4.8 Informe de Evaluación. A más tardar treinta (30) Días contados a partir de la terminación del Período de Evaluación, el Contratista deberá entregar a la CNH un informe de todas las actividades de Evaluación llevadas a cabo durante dicho Período de Evaluación que contenga cuando menos la información a que se hace referencia en el Anexo 8.

El plazo para el envío de la Notificación de Continuación de Actividades iniciará a partir de la terminación del Período de Evaluación, de conformidad con la Cláusula 5.2.

CLÁUSULA 5.
DESARROLLO

5.1 Plan Provisional. En caso que en el Área Contractual se encuentren Campos en producción a la fecha de adjudicación del presente Contrato, el Contratista deberá implementar, a partir de la Fecha Efectiva (el "Plan Provisional") previamente aprobado por la CNH de conformidad con lo establecido en las Bases de Licitación que deberá: (i) incluir una propuesta de actividades que permitan dar continuidad operativa a las actividades de Extracción en dichos Campos durante el primer Año a partir de la Fecha Efectiva y (ii) definir los procedimientos de entrega y recepción de Hidrocarburos en el Área Contractual de conformidad con la Normatividad Aplicable.

5.2 Notificación de Continuación de Actividades.

(a) A más tardar treinta (30) Días después de la terminación del Período de Evaluación, el Contratista deberá informar a la CNH si desea continuar con las Actividades Petroleras en el Área de Evaluación (la "Notificación de Continuación de Actividades").

(b) Una vez emitida la Notificación de Continuación de Actividades, el Contratista deberá presentar el Plan de Desarrollo, de conformidad con lo previsto en la Cláusula 5.3.

5.3 Plan de Desarrollo. En caso que en el Área Contractual se encuentren Campos en producción a la fecha de adjudicación del presente Contrato, el Contratista tendrá la obligación de presentar un Plan de Desarrollo dentro de los ciento veinte (120) Días siguientes a la Fecha Efectiva, para dar continuidad a las actividades de Extracción previstas en el Plan Provisional.

En caso de las Áreas de Evaluación, el Plan de Desarrollo deberá ser presentado dentro de los ciento veinte (120) Días siguientes a la Notificación de Continuación de Actividades.

El Plan de Desarrollo deberá: (i) contemplar una parte o la totalidad del Área Contractual; (ii) incluir por lo menos la información requerida conforme al Anexo 9; (iii) prever la utilización de métodos y procesos adecuados para obtener el máximo factor de recuperación final de las Reservas, de conformidad con las Mejores Prácticas de la Industria y diseñarse de tal forma que permita la optimización del beneficio económico de los Campos, evitando tasas de declinación excesivas de producción o pérdida de presión, así como (iv) contar con el programa de aprovechamiento de Gas Natural correspondiente y los mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos. La CNH otorgará o negará su aprobación a la propuesta de Plan de

Desarrollo en un plazo que no excederá los ciento veinte (120) Días a partir de que reciba la información necesaria en los términos de la Normatividad Aplicable. En caso que la CNH no emita una resolución dentro del plazo establecido, ésta se entenderá en sentido favorable.

5.4 Observaciones al Plan de Desarrollo por Parte de la CNH. Sin menoscabo de la facultad de aprobar el Plan de Desarrollo por parte de la CNH en el plazo establecido en la Cláusula 5.3, la CNH podrá emitir observaciones a cualquier Plan de Desarrollo presentado por el Contratista, cuando determine que: (i) se modifican los sistemas de medición y/o los Puntos de Medición; (ii) se modifican los programas de aprovechamiento de Gas Natural; (iii) las Reservas de Hidrocarburos en el Área Contractual se explotarían a tasas excesivas o insuficientes; (iv) ocurriría una pérdida excesiva de presión en el yacimiento o no se alcanzaría la distancia óptima de separación entre los Pozos; (v) el proyecto del Plan de Desarrollo no sea consistente con las Mejores Prácticas de la Industria, incluyendo estándares en seguridad industrial, seguridad operativa, protección ambiental y de salud en el trabajo; (vi) el proyecto del Plan de Desarrollo no incluya un programa de cumplimiento del porcentaje de contenido nacional, así como un programa de transferencia de tecnología; (vii) el proyecto del Plan de Desarrollo incumpla con alguna otra de las disposiciones de este Contrato; (viii) se incumpliría con la Normatividad Aplicable, incluyendo estándares en seguridad industrial, seguridad operativa, protección ambiental y de salud en el trabajo; (ix) se asumiría un nivel de riesgo operativo y ambiental que no sea aceptable conforme a la Normatividad Aplicable; (x) el Sistema de Administración no es efectivo para administrar los riesgos dentro de niveles aceptables, o (xi) se incumpliría con el Sistema de Administración o se causaría un impacto adverso sobre el medio ambiente.

El Contratista será quien proponga las soluciones operativas y los ajustes correspondientes al Plan de Desarrollo para atender las observaciones de la CNH. La CNH y el Contratista podrán celebrar audiencias o comparecencias para aclarar de buena fe cualquier diferencia técnica que exista al respecto de las observaciones al Plan de Desarrollo, de conformidad con las Mejores Prácticas de la Industria y la Normatividad Aplicable. La CNH podrá consultar a la Agencia y a la Secretaría de Economía, en el ámbito de sus atribuciones.

5.5 Cumplimiento del Plan de Desarrollo y Modificaciones. El Contratista deberá desarrollar los Campos de acuerdo con el Plan de Desarrollo aprobado. El Contratista podrá proponer modificaciones al Plan de Desarrollo, en términos de lo previsto en el Anexo 9 y sujeto a la aprobación de la CNH. La CNH, podrá consultar a la Agencia y a la Secretaría de Economía, en el ámbito de sus atribuciones y resolverá sobre la propuesta de modificación en un plazo que no excederá los ciento veinte (120) Días a partir de que reciba la información necesaria en los términos de la Normatividad Aplicable.

5.6 Actividades de Exploración. Si derivado de la conducción de las Actividades Petroleras, el Contratista determina la posibilidad de realizar un descubrimiento en horizontes distintos a las áreas evaluadas, podrá presentar una solicitud a la CNH para llevar a cabo actividades de Exploración de conformidad con los términos del Contrato.

CLÁUSULA 6.
DEVOLUCIÓN DEL ÁREA

6.1 Reglas de Reducción y Devolución. El Contratista deberá renunciar y devolver el cien por ciento (100%) del Área Contractual:

(a) Si no cuenta con un Plan de Desarrollo aprobado por la CNH al finalizar los plazos previstos en la Cláusula 5.3 y en la Normatividad Aplicable y

(b) Al darse por terminado el presente Contrato por cualquier motivo, incluyendo la rescisión.

6.2 No Disminución de Otras Obligaciones. Lo previsto en la Cláusula 6.1 no se entenderá como una disminución de las obligaciones del Contratista de cumplir con los compromisos de trabajo para el Período de Evaluación o con sus obligaciones respecto a las actividades de Abandono y demás previstas en el Contrato.

CLÁUSULA 7.
ACTIVIDADES DE PRODUCCIÓN

7.1 Perfil de Producción. A partir del Año en que se prevea el inicio de la Producción Comercial Regular, el Contratista incluirá en sus programas de trabajo un pronóstico de producción para cada Pozo y yacimiento. Los programas de trabajo deberán contemplar la producción de Hidrocarburos a la tasa óptima de conformidad con las Mejores Prácticas de la Industria.

7.2 Instalaciones. El Contratista estará obligado a realizar todas las actividades de construcción, instalación, reparación y reacondicionamiento de los Pozos, Instalaciones de Recolección y cualesquiera otras instalaciones necesarias para las actividades de producción, de conformidad con el Sistema de Administración. El Contratista mantendrá todos los Materiales utilizados en las Actividades Petroleras en buen estado de funcionamiento de acuerdo con el Sistema de Administración, las Mejores Prácticas de la Industria y las recomendaciones de los fabricantes de los Materiales.

CLÁUSULA 8.
UNIFICACIÓN

8.1 Procedimiento de Unificación. El Contratista deberá dar aviso a la Secretaría de Energía y a la CNH en un plazo que no excederá los sesenta (60) Días Hábiles posteriores a haber reunido los elementos suficientes que permitan inferir la existencia de un yacimiento compartido. Dicho aviso deberá contener por lo menos: (i) el análisis técnico sustentado que determine la posible existencia del yacimiento compartido; (ii) las características generales de dicho yacimiento compartido; (iii) los estudios geológicos, geofísicos y demás utilizados para determinar la posible existencia de dicho yacimiento compartido, incluyendo, en su caso, la información obtenida de la perforación de Pozos mediante los cuales se determinó que el yacimiento de que se trate excede los límites del Área Contractual; (iv) una propuesta de programa de trabajo para las Actividades Petroleras previas al acuerdo de unificación entre el

Contratista y el(los) tercero(s) involucrado(s), y (v) la información adicional que el Contratista considere necesaria.

Una vez recibido el aviso, se llevará a cabo lo siguiente:

(a) La CNH remitirá a la Secretaría de Energía en un plazo no mayor a cuarenta y cinco (45) Días Hábiles contados a partir de la recepción de la información correspondiente, el dictamen técnico sobre la posible existencia del yacimiento compartido.

(b) Una vez recibida la información referida en el inciso (a) anterior, la Secretaría de Energía contará con diez (10) Días Hábiles para enviar a la Secretaría de Hacienda el dictamen que al efecto elabore la CNH, y demás información que considere necesaria a efecto que emita su opinión respecto de la unificación en un plazo que no exceda los treinta (30) Días Hábiles.

(c) Una vez recibida la opinión de la Secretaría de Hacienda, la Secretaría de Energía contará con treinta (30) Días Hábiles para instruir al Contratista la unificación del yacimiento compartido y solicitará al Contratista la información referida en la Normatividad Aplicable relativa al acuerdo de unificación. El Contratista contará con ciento veinte (120) Días Hábiles para remitir dicha información.

(d) En caso que el Contratista no remita a la Secretaría de Energía la información referida en el inciso (c) anterior y demás que se prevea en la Normatividad Aplicable, la Secretaría de Energía determinará los términos y condiciones bajo los cuales se llevará a cabo la unificación. Lo anterior, durante el siguiente Año, contado a partir de que concluya el plazo referido en el inciso (c) anterior.

Con base en el acuerdo de unificación y en la propuesta de participación en las Actividades Petroleras previas al acuerdo de unificación, según corresponda, la CNH podrá aprobar al operador designado para la realización de actividades de Evaluación y Extracción en el área del yacimiento compartido, de forma tal que las Unidades de Trabajo correspondientes al yacimiento unificado puedan distribuirse entre las partes conforme a la participación establecida en el acuerdo de unificación. Asimismo, las actividades desarrolladas para la determinación de la existencia de un yacimiento compartido serán consideradas para acreditar el cumplimiento del Programa Mínimo de Trabajo, el Incremento en el Programa Mínimo o, en su caso, los compromisos adicionales adquiridos para el Período Adicional de Evaluación.

8.2 Unificación sin Contratista o Asignatario Contiguo. De conformidad con lo previsto en la Cláusula 8.1 y en el supuesto que el yacimiento se localice parcialmente en un área en la que no se encuentre vigente una asignación o un contrato para la Exploración y Extracción, el Contratista deberá notificar a la CNH los estudios geológicos, geofísicos y demás utilizados para determinar la existencia de dicho yacimiento compartido, incluyendo, en su caso, la información obtenida de la perforación de Pozos mediante los cuales se determinó que el yacimiento de que se trate excede los límites del Área Contractual. El Contratista podrá continuar con los trabajos dentro del Área Contractual mismos que deberán estar considerados en los Planes de Evaluación y los Planes de Desarrollo aprobados por la CNH. Por su parte, la Secretaría de Energía determinará el instrumento jurídico que servirá de base para llevar a cabo las Actividades

Petroleras en el área en la que no se encuentre vigente una asignación o contrato para la Exploración y Extracción. Sin perjuicio de lo anterior, el Contratista podrá someter a consideración de la Secretaría de Energía las áreas en las que se extiendan los yacimientos compartidos de conformidad con lo establecido en el artículo 29, fracción I de la Ley de Hidrocarburos. Dicha propuesta no será vinculante, ni otorgará derechos preferenciales en relación con la adjudicación de los contratos para la Exploración y Extracción que resulten.

CLÁUSULA 9.
AVANCE DE LAS ACTIVIDADES PETROLERAS

9.1 Perforación de Pozos. Antes de iniciar la perforación de cualquier Pozo, el Contratista deberá obtener los permisos y autorizaciones que correspondan conforme a la Normatividad Aplicable. Una vez recibida la autorización para la perforación de cualquier Pozo, el Contratista estará obligado a cumplir con los términos y condiciones de la autorización y dentro de las especificaciones técnicas requeridas en el Plan de Evaluación o Plan de Desarrollo, excepto si existen Obstáculos a la Continuación de la Perforación.

9.2 Reportes de Perforación y Geofísicos.

(a) Durante la perforación de cualquier Pozo y hasta la terminación de las operaciones de perforación, el Contratista enviará a la CNH los reportes de perforación que requiera la Normatividad Aplicable. El Contratista deberá mantener un registro digital, en original y reproducible con buena calidad, de toda la información geológica y geofísica relacionada con el Área Contractual y deberá entregar a la CNH una copia de dicha información, incluyendo los registros de bitácora de los Pozos.

(b) A la terminación de cualquier Pozo, el Contratista deberá presentar un informe final de terminación de Pozo que contenga cuando menos la información requerida por la Normatividad Aplicable.

9.3 Programas de Trabajo Indicativos. El Contratista proporcionará a la CNH, a más tardar el primer Día Hábil del cuarto Trimestre de cada Año, programas de trabajo indicativos que deberán contener una lista detallada de las actividades que planea realizar y el tiempo estimado para cada una de estas actividades.

9.4 Informes de Avance. El Contratista proporcionará a la CNH, dentro de los diez (10) Días Hábiles siguientes al final de cada Trimestre, un informe detallado de avance que muestre el progreso de las Actividades Petroleras durante el Trimestre inmediato anterior que deberá incluir lo siguiente:

(a) Un informe del desempeño en materia de seguridad industrial, seguridad operativa, protección ambiental y salud en el trabajo, con base en los indicadores del Sistema de Administración y aquéllos que determine la Agencia y

(b) Un informe que resuma el cumplimiento del Contratista y de los Subcontratistas con relación a los procedimientos de confiabilidad operativa, así como el

desempeño de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente de conformidad con el Sistema de Administración.

9.5 Actividades Exentas de Aprobación. Salvo por lo previsto en la Normatividad Aplicable, una vez aprobado el Plan de Evaluación o el Plan de Desarrollo, el Contratista no tendrá que obtener la aprobación particular de la CNH de los detalles del diseño, ingeniería y construcción de las instalaciones contemplados, ni el detalle de la manera en que serán operados.

CLÁUSULA 10.
COSTOS

10.1 Contabilidad de Costos del Contratista. Toda operación contable del Contratista relacionada con el cumplimiento de sus obligaciones derivadas del presente Contrato, cualquiera que sea la moneda empleada y lugar de pago, deberá ser consignada en la Cuenta Operativa, conforme a lo establecido en el Anexo 4 y la Normatividad Aplicable.

10.2 Presupuestos Indicativos. El Contratista proporcionará a la CNH, a más tardar el primer Día Hábil del cuarto trimestre de cada año, presupuestos indicativos que deberán contener una lista detallada de las actividades que planea realizar y el costo estimado de cada una de estas actividades.

10.3 Procura de Bienes y Servicios. Toda la procura de los bienes y servicios relacionados con las Actividades Petroleras se sujetará a los principios de transparencia, economía y eficiencia y deberá cumplir con lo establecido en el Anexo 11.

10.4 Obligación de Mantener Registros. El Contratista deberá mantener en sus oficinas en México todos los libros de contabilidad, documentos de soporte y otros registros relacionados con las Actividades Petroleras de conformidad con los Procedimientos de Contabilidad. Todos estos registros estarán disponibles para ser inspeccionados, revisados y auditados por cualquier Persona designada por la Secretaría de Hacienda o por cualquier otra Autoridad Gubernamental competente. Los registros en los cuales se aprecian las operaciones en la Cuenta Operativa, deberán mantenerse desde la Fecha Efectiva y hasta cinco (5) Años posteriores a la terminación del presente Contrato.

10.5 De las Operaciones del Contratista con Terceros. El Contratista se obliga a incluir en todas sus operaciones con terceros, vinculadas con este Contrato e incluyendo entre otros, la procura de bienes y servicios y la comercialización de los Hidrocarburos que le correspondan como Contraprestación, una disposición que establezca que cuando así se le solicite por el Fondo, la Secretaría de Hacienda, o la CNH, dicho tercero estará obligado a entregar directamente al solicitante la información sobre sus operaciones con el Contratista por virtud del Contrato.

CLÁUSULA 11.
MEDICIÓN Y RECEPCIÓN DE LOS HIDROCARBUROS NETOS

11.1 Volumen y Calidad. El volumen y la calidad de los Hidrocarburos Netos deberán medirse y determinarse en los Puntos de Medición, de acuerdo con los procedimientos establecidos en la Normatividad Aplicable. Adicionalmente, la CNH podrá solicitar la medición del volumen y la calidad de los Hidrocarburos Producidos a boca de Pozo, en baterías de separación o a lo largo de los sistemas de Recolección y Almacenamiento, en cuyo caso, el Contratista deberá suministrar e instalar el equipo adicional necesario para llevar a cabo dichas mediciones. Toda la información relativa a la medición de los Hidrocarburos en virtud del presente Contrato deberá ser reportada a la CNH conforme a lo previsto en la Normatividad Aplicable.

11.2 Procedimientos de Medición. De manera simultánea a la presentación del Plan de Desarrollo para aprobación de la CNH, el Contratista deberá proponer los procedimientos de medición de los Hidrocarburos Netos. Dichos procedimientos deberán regular la programación, Almacenamiento, medición y monitoreo de calidad de los Hidrocarburos Netos entregados en los Puntos de Medición. Los procedimientos deberán cumplir con lo previsto en el presente Contrato, el Capítulo 11 de la versión más reciente del Manual de Normas de Medición de Petróleo (*Manual of Petroleum Measurement Standards*) del Instituto Americano del Petróleo (*American Petroleum Institute*), las Mejores Prácticas de la Industria y la Normatividad Aplicable y desarrollarán, entre otros, los siguientes temas: (i) los sistemas de medición; (ii) pronósticos de entrega de producción de corto plazo; (iii) programación de entrega/recepción; (iv) medidas de seguridad industrial, seguridad operativa, protección ambiental y salud en el trabajo, y (v) las responsabilidades que se deriven de la guarda y custodia de los Hidrocarburos desde los Pozos y hasta el Punto de Medición. La CNH revisará la propuesta de procedimientos del Contratista y le comunicará cualquier objeción u observación dentro de los treinta (30) Días siguientes a su recepción. Sin menoscabo de la facultad de aprobar los procedimientos de entrega y recepción de los Hidrocarburos Netos por parte de la CNH, el Contratista deberá atender en los procedimientos las observaciones realizadas por CNH y deberá presentar una nueva versión que atienda dichas observaciones dentro de los treinta (30) Días siguientes a que las haya recibido. La CNH y el Contratista podrán celebrar audiencias o comparecencias para aclarar de buena fe cualquier diferencia técnica que exista al respecto de los procedimientos de entrega y recepción de los Hidrocarburos Netos, de conformidad con las Mejores Prácticas de la Industria y la Normatividad Aplicable.

En caso que en el Área Contractual se encuentren Campos en producción a la fecha de adjudicación del presente Contrato los procedimientos de entrega y recepción deberán seguir lo establecido en el Plan Provisional y el Contratista tendrá la obligación de actualizar dichos procedimientos de conformidad con esta Cláusula 11 y la Normatividad Aplicable.

11.3 Instalación, Operación, Mantenimiento y Calibración de los Sistemas de Medición. La instalación, operación, mantenimiento y calibración de los sistemas de medición estará a cargo del Contratista, bajo la supervisión de la CNH. El sistema de medición será suministrado por el Contratista y deberá contar con la aprobación de la CNH, quien verificará el cumplimiento con la Normatividad Aplicable y con las Mejores Prácticas de la Industria. Con cargo al Contratista, un tercero independiente aprobado por la CNH verificará que el sistema de medición, su operación y su gestión son aptos y miden los volúmenes y la calidad de los Hidrocarburos dentro de los parámetros de incertidumbre y tolerancia establecidos por la CNH.

11.4 Registros. El Contratista deberá llevar registros completos y exactos de todas las mediciones de los Hidrocarburos, debiendo poner a disposición de la CNH copia fiel de los mismos. Adicionalmente, el Contratista deberá entregar los informes que establezca la Normatividad Aplicable. Los representantes de la CNH tendrán la facultad de inspeccionar y examinar los sistemas de medición, su operación y gestión, así como ser testigos, conjuntamente con el Contratista, de las pruebas de calibración. Los sistemas de medición deberán también permitirle a las Partes la medición en tiempo real en los Puntos de Medición con acceso remoto a la información.

11.5 Mal Funcionamiento del Sistema de Medición. Si derivado de una prueba o supervisión se muestra que cualquiera de los componentes de los sistemas de medición está fuera de las especificaciones, descompuesto o calibrado incorrectamente, el Contratista deberá repararlo inmediatamente y asegurarse que se encuentra en correcto estado de funcionamiento en un plazo no mayor a setenta y dos (72) horas luego de haberse detectado el desperfecto o de recibir la notificación de este hecho por parte de la CNH. Si derivado de una prueba o supervisión se determina que alguno de los elementos de un sistema de medición es inexacto por más de uno por ciento (1%) o que no ha estado funcionando, el Contratista deberá realizar un ajuste para corregir la inexactitud de las mediciones hechas por el sistema de medición defectuoso en el período durante el cual se encuentre la inexactitud o haya permanecido sin funcionar. En caso que el período de inexactitud o de la falla en el funcionamiento no pudiere ser determinado mediante pruebas o supervisión, el Contratista propondrá a la CNH un ajuste apropiado.

En caso que la CNH no considere adecuada la propuesta, en un plazo de diez (10) Días contados a partir de que se hubiere descubierto la inexactitud o falla en el funcionamiento, según sea el caso, la medición se realizará mediante la utilización de medidores de respaldo apropiados.

En caso de fallas o inexactitudes en los sistemas de medición, si los medidores de respaldo hubieren fallado o hubieren sido encontrados como inexactos por más de uno por ciento (1%), entonces se estará a lo siguiente: (i) se considerará que el período durante el cual las mediciones deberán ser ajustadas será la segunda mitad del período contado a partir de la última prueba de los sistemas de medición, y (ii) las cantidades entregadas serán estimadas conforme a toda la información disponible, incluyendo los registros de cualquier comercialización de Hidrocarburos.

En la medida en que el período de ajuste incluya un período de entregas respecto del cual se hubiera pagado la Contraprestación del Estado o la Contraprestación del Contratista, las mediciones ya corregidas de conformidad con esta Cláusula 11.5 serán utilizadas para recalcular la cantidad debida por el período de inexactitud conforme a lo establecido en el Anexo 3. En caso que como resultado de la aplicación de las mediciones corregidas, se requiera ajustar el balance pagado de Contraprestaciones en favor del Estado y del Contratista, dichos ajustes se realizarán de conformidad con lo establecido en el Anexo 3.

11.6 Reemplazo del Sistema de Medición. Si el Contratista decide, por causas debidamente justificadas, reemplazar cualquier sistema de medición, elementos o software relacionado con los mismos, se procederá de acuerdo con lo establecido en la Normatividad

Aplicable y lo notificará a la CNH para que sus representantes estén presentes cuando la operación se lleve a cabo, si así lo consideran conveniente.

11.7 Acceso a los Sistemas de Medición. En el marco de sus facultades de supervisión, la CNH podrá verificar que los sistemas de medición hayan sido construidos, mantenidos y operados conforme a lo aprobado en el Plan de Desarrollo y, en su caso, podrá solicitar la instalación o instalar instrumentos de medición. Para llevar a cabo dicha supervisión, la CNH podrá acreditar a terceros para hacer uso de cualquier instrumento o mecanismo tecnológico conforme lo considere necesario. El Contratista deberá permitir el acceso a las instalaciones, equipos, sistemas, software y documentación del Contratista relacionada con la Medición a los funcionarios de la CNH debidamente acreditados o a quien ésta designe, así como brindar el apoyo que se requiera durante las visitas de inspección o verificación.

11.8 Punto de Medición Fuera del Área Contractual. El Contratista podrá solicitar, o la CNH podrá requerir, derivado del Plan de Desarrollo correspondiente, que el Punto de Medición se ubique fuera del Área Contractual. En caso que se prevea que el Punto de Medición se compartirá con áreas bajo la operación de algún tercero, distintas al Área Contractual correspondiente, el Contratista deberá presentar para aprobación de la CNH un proyecto de acuerdo para el uso compartido de las instalaciones de conformidad con el Anexo 13. La CNH aprobará el acuerdo correspondiente entre las partes en términos de la Normatividad Aplicable y las Mejores Prácticas de la Industria.

CLÁUSULA 12.
MATERIALES

12.1 Propiedad y Uso de Materiales. Durante la vigencia del presente Contrato, el Contratista mantendrá la propiedad de todos los Materiales generados o adquiridos para ser utilizados en las Actividades Petroleras. La propiedad de dichos Materiales pasará de forma automática a la Nación libre de gravamen, sin cargo , pago o indemnización alguna a la terminación por cualquier motivo del presente Contrato, o en caso que la CNH rescinda el presente Contrato sin perjuicio del finiquito que en cada caso corresponda en el entendido que el Contratista deberá realizar la transferencia de los Materiales en buen estado de conservación y funcionamiento, teniendo en cuenta el desgaste normal producido por el uso de los mismos en las Actividades Petroleras, en términos de los artículos 28, fracción VII y 33 de la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos. El Contratista deberá formalizar la transferencia de los Materiales a la CNH o al tercero designado por la CNH durante la Etapa de Transición Final. El Contratista deberá llevar a cabo cualquier acto necesario o apropiado para formalizar dicha transferencia. El Contratista no podrá usar los Materiales para un objeto distinto a las Actividades Petroleras de acuerdo con este Contrato.

12.2 Materiales Exentos de Transferencia. Se excluyen de la transferencia de Materiales prevista en la Cláusula 12.1: los Materiales Muebles; los Materiales arrendados por el Contratista, así como los Materiales que sean propiedad de los Subcontratistas, siempre que los arrendadores y Subcontratistas no sean Filiales del Contratista.

12.3 Arrendamiento. El Contratista podrá arrendar activos para la realización de las Actividades Petroleras, siempre que se indique expresamente en los contratos de

arrendamiento que en caso de terminación anticipada del presente Contrato por cualquier motivo, la CNH tendrá la opción de solicitar la cesión de los contratos de arrendamiento en favor del tercero designado por la CNH, bajo los mismos términos y condiciones que el contrato de arrendamiento original. El Contratista no podrá arrendar las Instalaciones de Recolección, lo anterior sin perjuicio de que pueda obtener o prestar servicios relativos al uso compartido de este tipo de infraestructura de conformidad con lo previsto en el Anexo 13.

12.4 Opción de Compra. En aquellos casos en que el Contratista tenga el derecho de adquirir activos arrendados, el Contratista deberá ejercer la opción de transferencia, salvo que cuente con la autorización previa de la CNH. El Contratista deberá asegurarse que todos los contratos con estas opciones establezcan que la opción puede ser ejecutada por el Contratista o por la CNH en las mismas condiciones. Asimismo, en aquellos contratos para el uso de equipos de perforación, el Contratista deberá hacer su mejor esfuerzo para negociar una opción de renovar o extender el período de contratación, así como el derecho de ceder dicha opción, bajo los mismos términos y condiciones, a un tercero designado por la CNH.

12.5 Disposición de Activos. El Contratista no podrá vender, arrendar, gravar, dar en garantía, ni de cualquier otra forma disponer de los Materiales, sin el consentimiento de la CNH y de acuerdo a los lineamientos que emita la Secretaría de Hacienda. El producto de la disposición de Materiales tendrá el tratamiento especificado en el Anexo 4.

CLÁUSULA 13.
OBLIGACIONES ADICIONALES DE LAS PARTES

13.1 Obligaciones Adicionales del Contratista. Además de las otras obligaciones establecidas en el Contrato, el Contratista deberá:

(a) Conducir las Actividades Petroleras de forma continua y eficiente de acuerdo con el Plan Provisional, el Plan de Evaluación, Plan de Desarrollo y las Mejores Prácticas de la Industria, así como todos los demás términos y condiciones del presente Contrato, el Sistema de Administración y la Normatividad Aplicable;

(b) Llevar a cabo bajo su responsabilidad la Extracción, Recolección y desplazamiento de los Hidrocarburos hasta el Punto de Medición;

(c) Suministrar todo el personal y todos los recursos técnicos, financieros y otros recursos de cualquier otra naturaleza que sean necesarios para la ejecución de las Actividades Petroleras;

(d) Obtener oportunamente todos los permisos de cualquier Autoridad Gubernamental necesarios para la realización de las Actividades Petroleras;

(e) Obtener oportunamente todos los Materiales requeridos para la realización de las Actividades Petroleras y asegurarse que sean adecuados para su objeto;

(f) Estar al corriente respecto de sus Obligaciones de Carácter Fiscal, de acuerdo con la Normatividad Aplicable, así como ser residente para efectos fiscales en México,

tener por objeto exclusivamente la Exploración y Extracción de Hidrocarburos y no tributar en el régimen fiscal opcional para grupos de sociedades a que se refiere el Capítulo VI del Título Segundo de la Ley del Impuesto sobre la Renta;

(g) Suministrar a la CNH toda la información, datos e interpretaciones relacionadas con las Actividades Petroleras, tales como datos científicos y técnicos obtenidos en razón de sus trabajos, perfiles eléctricos, sónicos, radiactivos, entre otros; cintas y líneas sísmicas; muestras de Pozos, núcleos y formaciones; mapas e informes topográficos, geológicos, geofísicos, geoquímicos y de perforación; así como cualquier otra información similar e informes de evaluación geológica, geofísica y del yacimiento;

(h) Mantener en México registros completos de todas las Actividades Petroleras realizadas conforme a este Contrato;

(i) Contar con la certificación de la cuantificación de las Reservas correspondientes al Área Contractual de conformidad con la Normatividad Aplicable;

(j) Suministrar a la CNH toda la información sobre la existencia de recursos mineros, hídricos y de otros tipos que se descubran como resultado de las Actividades Petroleras;

(k) Abstenerse de perforar, desde el Área Contractual, Pozo alguno que pueda ir más allá de la proyección vertical del Área Contractual, salvo que se trate de yacimientos unificados de conformidad con lo instruido por la Secretaría de Energía;

(l) Identificar cada Pozo de conformidad con la Normatividad Aplicable e incluir esa referencia en todos los mapas, planos y otros registros similares mantenidos por el Contratista;

(m) Taponar debidamente los Pozos antes de abandonarlos a fin de evitar contaminación, daño al medio ambiente o posibles daños a los depósitos de Hidrocarburos, de conformidad con el Sistema de Administración y la Normatividad Aplicable;

(n) Facilitar que los representantes de la Agencia, de la CNH, de la Secretaría de Hacienda y de cualquier otra autoridad, puedan realizar inspecciones de las Actividades Petroleras y de todas las instalaciones, oficinas, registros y libros contables, así como de toda la información relacionada con las Actividades Petroleras y proveer a dichos representantes, sin costo alguno, las facilidades necesarias para el ejercicio de sus facultades en virtud de este Contrato, incluyendo (tratándose de operaciones de Campo) transporte, alojamiento, alimentación y demás servicios, en igualdad de condiciones a aquellas que suministre el Contratista a su personal;

(o) Cumplir con los requerimientos de información que le hagan las autoridades competentes, incluyendo la CNH, la Agencia, la Secretaría de Energía, la Secretaría de Hacienda y el Fondo;

(p) Asegurar que los Hidrocarburos en los Campos no se derramen o desperdicien en cualquier otra forma y evitar el daño a los estratos que contengan Hidrocarburos y a los que contengan depósitos de agua;

(q) Emplear personal calificado, así como Materiales y tecnología de punta, de acuerdo con las Mejores Prácticas de la Industria;

(r) Adoptar y asegurarse que los Subcontratistas apliquen medidas apropiadas para proteger la vida, descubrimientos arqueológicos y medio ambiente, de conformidad con el Sistema de Administración y la Normatividad Aplicable;

(s) Ejecutar los planes de respuesta a emergencias previstos en el Sistema de Administración en las situaciones de emergencia y de Caso Fortuito o Fuerza Mayor (incluyendo explosiones, rupturas, fugas u otros incidentes que causen o pudieran causar daño al ambiente o presenten o puedan presentar una amenaza a la seguridad y salud de las Personas) con el fin de mitigar sus efectos, así como reportar a la Agencia y la CNH con el detalle apropiado la situación de emergencia y las medidas tomadas al respecto;

(t) Comunicar inmediatamente a la CNH de cualesquiera procedimientos judiciales o administrativos en que el Contratista esté involucrado, en relación con el presente Contrato o con las Actividades Petroleras;

(u) Tomar las medidas pertinentes para prevenir o reducir pérdidas, mitigar y remediar cualquier daño causado por las Actividades Petroleras, y

(v) Mantener al menos las mismas condiciones financieras, de experiencia, técnicas y de ejecución con las cuales originalmente el Contratista suscribió el Contrato hasta la terminación del mismo, con excepción del requisito relativo al capital contable mínimo que en su oportunidad el Contratista acreditó en su calidad de interesado en términos de las Bases de Licitación, para el cual se deberá mantener de manera anual un capital contable mínimo promedio equivalente al solicitado durante la etapa de precalificación de la Licitación.

13.2 **Aprobaciones de la CNH.** Siempre y cuando el Contratista haya entregado oportunamente a la CNH la información aplicable de forma completa, en todos los supuestos en los que conforme al presente Contrato la CNH deba revisar, proporcionar comentarios y aprobar planes, la CNH deberá hacerlo dentro del plazo previsto en la Normatividad Aplicable, en el entendido que la afirmativa ficta operará solamente en los supuestos expresamente previstos en la Normatividad Aplicable.

La CNH podrá negar la aprobación de planes en el caso que los mismos: (i) no cumplan con el Programa Mínimo de Trabajo y el Incremento en el Programa Mínimo, en su caso, o (ii) no se ajusten a las Mejores Prácticas de la Industria. Lo anterior, sin perjuicio de lo previsto en la Normatividad Aplicable.

13.3 **Responsabilidad en Seguridad Industrial, Seguridad Operativa, Protección al Ambiente y Salud en el Trabajo.** El Contratista será responsable: (i) del cumplimiento de todas las obligaciones, compromisos y condiciones de seguridad industrial, seguridad operativa, protección al ambiente y salud en el trabajo previstas en la Normatividad Aplicable, las Mejores Prácticas de la Industria y en las autorizaciones, permisos, licencias, concesiones y registros ambientales obligatorios; (ii) de los Daños Ambientales asociados a la ejecución las Actividades Petroleras y (iii) de cumplir con los controles y las medidas de

prevención en materia de seguridad industrial, seguridad operativa, protección al ambiente y salud en el trabajo requeridos por la Agencia o por la Normatividad Aplicable o previstas en el Sistema de Administración. Sin limitar la responsabilidad del Contratista y sus Subcontratistas prevista en esta Cláusula 13.3 y en la Normatividad Aplicable, el Contratista y Subcontratistas deberán:

(a) Realizar las Actividades Petroleras de conformidad con las Mejores Prácticas de la Industria en materia de seguridad industrial y seguridad operativa, respetando la sustentabilidad ambiental para preservar u conservar el medio ambiente, sin causar daño a la propiedad pública o privada y con apego al Sistema de Administración;

(b) Realizar todos los estudios ambientales y solicitar, obtener, mantener vigentes y renovar todos los permisos, autorizaciones, licencias, concesiones y registros ambientales de las autoridades competentes para la realización de las Actividades Petroleras, de conformidad con el Sistema de Administración y la Normatividad Aplicable;

(c) Cumplir con todos términos, condicionantes y recomendaciones establecidos en los permisos, autorizaciones, licencias, concesiones y registros ambientales emitidos por las Autoridades Gubernamentales competentes y mantener los Campos en las mejores condiciones que permitan un desarrollo sustentable;

(d) Emplear personal calificado, Materiales, procedimientos operacionales y las tecnologías que cumplan con las Mejores Prácticas de la Industria, aplicando los principios de prevención, precaución y preservación de los recursos naturales y de seguridad y salud de la población y de su personal;

(e) Ser responsables de cualquier afectación o Daño Ambiental durante la realización de las Actividades Petroleras de conformidad con lo establecido en el Contrato;

(f) Efectuar las labores de remediación, restauración, compensación y resarcimiento que correspondan.

En caso de derrames al suelo, subsuelo y cuerpos de agua causados por las Actividades Petroleras, el Contratista y Subcontratistas deberán llevar a cabo de inmediato las acciones e implementar medidas de seguridad y los trabajos para controlar los efectos contaminantes, incluyendo la limpieza, neutralización, remediación, recuperación, caracterización y restauración de las áreas afectadas en términos de lo dispuesto por la Normatividad Aplicable;

(g) Colaborar con la Agencia, Autoridades Gubernamentales y los organismos estatales encargados de la protección al medio ambiente y el desarrollo sustentable del Área Contractual, en el entendido que el Contratista: (i) dará acceso al personal de la Agencia y Autoridades Gubernamentales competentes a todas las instalaciones utilizadas en las Actividades Petroleras para su inspección; (ii) entregará a la Agencia oportunamente toda la información y documentación que le requiera en la materia de su competencia, de acuerdo a lo establecido en el Sistema de Administración, y (iii) comparecerá ante la Agencia cuando sea requerido conforme a la Normatividad Aplicable;

(h) Mantener actualizado el Sistema de Administración y apegarse a lo establecido en el mismo para la realización de las Actividades Petroleras, en el entendido que esta obligación también le será aplicable a todos los Subcontratistas, y

(i) Como parte de las actividades de Abandono, realizar la actualización del estudio de Línea Base Ambiental, responsabilizándose de los Daños Ambientales en el Área Contractual, remediar, restaurar, compensar y rehabilitar el Área Contractual que esté siendo abandonada y cumplir con todas las obligaciones ambientales que pudieran existir como resultado de las Actividades Petroleras de conformidad con la Normatividad Aplicable.

El Contratista será responsable de los Daños Ambientales en el Área Contractual que no hayan sido reportados en el estudio de Línea Base Ambiental conforme a lo establecido en la Cláusula 13.4 y la Normatividad Aplicable.

13.4 Daños Preexistentes. El Contratista deberá iniciar la conducción de los estudios para la determinación de la Línea Base Ambiental durante la Etapa de Transición de Arranque de conformidad con lo previsto en la Cláusula 3.3, la Normatividad Aplicable y las disposiciones normativas establecidas por la Agencia. A más tardar ciento ochenta (180) Días después de la Fecha Efectiva, el Contratista deberá presentar a la CNH y a la Agencia un informe detallado de la Línea Base Ambiental, incluyendo la existencia de cualquier Daño Preexistente. Dicho plazo podrá modificarse en una sola ocasión a solicitud del Contratista y previa autorización de la CNH hasta por noventa (90) Días adicionales. La CNH y la Agencia podrán objetar dentro de los noventa (90) Días siguientes a la recepción del estudio, los daños al medio ambiente y/o Daños Preexistentes reportados. El Contratista solamente podrá excusarse de su responsabilidad ambiental respecto a los Daños Ambientales y Daños Preexistentes oportunamente notificados conforme a lo establecido en esta Cláusula 13.4 y la Normatividad Aplicable. Durante dicho período de noventa (90) Días, la CNH y el Contratista podrán celebrar audiencias o comparecencias para aclarar de buena fe cualquier diferencia técnica que exista al respecto de los Daños Ambientales y Daños Preexistentes, de conformidad con las Mejores Prácticas de la Industria, las disposiciones establecidas por la Agencia y la Normatividad Aplicable. Una vez que la CNH y la Agencia aprueben los Daños Ambientales y Daños Preexistentes, se le entregará al Contratista un documento que identifique la aceptación de dichos daños y las actividades de restauración, remediación y Abandono que sean necesarias conforme a lo establecido en la Cláusula 3.3. En caso que las Partes no lleguen a un acuerdo respecto a los Daños Ambientales y Daños Preexistentes, las diferencias se resolverán conforme a los procesos establecidos en la Cláusula 25.2.

13.5 Derecho de Acceso de Terceros al Área Contractual. De ser necesario, el Contratista permitirá a la CNH, a cualquier otro contratista de actividades de Exploración y Extracción, asignatario, autorizado o permisionario, el uso o paso sobre cualquier parte del Área Contractual, sin costo alguno, siempre que ello no interfiera con las Actividades Petroleras realizadas por el Contratista, sea técnicamente posible y no genere un inconveniente al Contratista, de conformidad con la Normatividad Aplicable.

CLÁUSULA 14.
DISPOSICIÓN DE LA PRODUCCIÓN

14.1 Hidrocarburos de Autoconsumo. El Contratista podrá utilizar Hidrocarburos Producidos para las Actividades Petroleras (incluyendo su uso como parte de cualquier proyecto de Recuperación Avanzada), como combustible o para inyección o levantamiento neumático, sin costo alguno, hasta por los niveles autorizados por la CNH en el Plan de Desarrollo aprobado. El Contratista no podrá quemar ni ventear el Gas Natural, excepto dentro de los límites autorizados por la Agencia o en la medida en que sea necesario para prevenir o mitigar una emergencia, sujeto a los requerimientos ambientales previstos en la Normatividad Aplicable.

14.2 Comercialización de la Producción del Contratista. El Contratista podrá comercializar los Hidrocarburos Netos por sí mismo o a través de cualquier otro comercializador, en el entendido que si se comercializan en territorio mexicano, el comercializador deberá contar con registro ante la Comisión Reguladora de Energía de México, de conformidad con la Normatividad Aplicable.

14.3 Disposición de los Subproductos. En caso que durante la realización de las Actividades Petroleras en el Área Contractual y como parte del proceso de separación de los Hidrocarburos se obtengan Subproductos, éstos permanecerán bajo la propiedad del Estado. El Contratista deberá notificar a la CNH el volumen estimado de dichos Subproductos y la forma en que éstos serán recolectados, transportados, almacenados, desechados, procesados y/o comercializados.

Los ingresos y costos derivados de la disposición o comercialización de los Subproductos por parte del Contratista se sujetarán a lo establecido en los Anexos 3 y 4.

CLÁUSULA 15.
CONTRAPRESTACIONES

15.1 Pagos Mensuales. A partir de que inicie la Producción Comercial Regular y entregue los Hidrocarburos Netos en los Puntos de Medición, el Fondo, de conformidad con lo establecido en los Anexos 3, 4 y 12, calculará las Contraprestaciones que le correspondan al Estado durante la vigencia del presente Contrato, con base en la información que reciba en términos de dichos Anexos, y, por conducto de la CNH, llevará a cabo el pago en el mismo Punto de Medición de aquellas Contraprestaciones del Contratista que resulten de dichos cálculos.

Los Hidrocarburos Producidos por el Contratista como resultado de la ejecución de las actividades de Extracción de conformidad con el Plan Provisional serán considerados como parte de la Producción Comercial Regular.

15.2 Contraprestación del Estado. De conformidad con el Anexo 3 y los ajustes que conforme al Anexo 3 correspondan, las Contraprestaciones del Estado estarán integradas por:

(a) La Cuota Contractual para la Fase Exploratoria, la cual será aplicable durante el Período de Evaluación;

(b) Las Regalías, y

(c) El sesenta y cuatro punto cincuenta por ciento (64.50%) del Valor Contractual de los Hidrocarburos para el Mes de que se trate, mismo que será ajustado de conformidad con el Mecanismo de Ajuste.

15.3 Contraprestación del Contratista. La Contraprestación del Contratista, para el Mes de que se trate corresponderá a la transmisión onerosa de los Hidrocarburos Netos en dicho Mes siempre que, conforme a lo establecido en el Contrato, el Contratista esté al corriente en el pago de las Contraprestaciones del Estado señaladas en la Cláusula 15.2 que se hayan generado a partir de la Fecha Efectiva y hasta el Mes inmediato anterior.

El primer volumen de Hidrocarburos Netos se transferirá al Contratista siempre que éste se encuentre al corriente en el pago de las Contraprestaciones del Estado que hasta ese momento se hayan generado.

15.4 Valor Contractual de los Hidrocarburos. Para efectos del cálculo de las Contraprestaciones, el Valor Contractual de los Hidrocarburos para cada Mes se determinará de conformidad con lo establecido en el Anexo 3.

15.5 Cálculo de las Contraprestaciones. Corresponderá al Fondo realizar el cálculo de la Contraprestación del Estado y la Contraprestación del Contratista que corresponda para cada Mes conforme al presente Contrato respecto de los Hidrocarburos obtenidos en la producción de cualquier prueba para determinar las características del yacimiento y los caudales de producción, así como aquellos Hidrocarburos obtenidos a partir del inicio de la Producción Comercial Regular con base en la información sobre producción, calidad y otros datos que reciba del Contratista y de la CNH de conformidad con lo estipulado al efecto en los Anexos 3, 4 y 12. Lo anterior sin perjuicio de las facultades de verificación y auditoría de la Secretaría de Hacienda conforme a la Normatividad Aplicable y en su caso, de los ajustes que dicha Secretaría determine conforme a lo establecido en la Normatividad Aplicable y en el presente Contrato y sus Anexos.

CLÁUSULA 16.
GARANTÍAS

16.1 Garantía de Cumplimiento.

Para garantizar el debido, adecuado y pleno cumplimiento de los compromisos por parte del Contratista durante el Período de Evaluación, el Contratista deberá entregar la Garantía de Cumplimiento para la cual podrá optar por la presentación de una carta de crédito o una póliza de fianza.

Simultáneamente con la firma del presente Contrato, el Contratista deberá presentar una garantía por un monto de EUA $3,604,900.00 (Tres millones seiscientos cuatro mil novecientos Dólares 00/100 CY), que comprenderá aquellos compromisos adquiridos para cubrir

el Programa Mínimo de Trabajo y el Incremento en el Programa Mínimo, (la "Garantía de Cumplimiento Inicial"). En consecuencia, la CNH, tendrá el derecho de hacer efectiva la Garantía de Cumplimiento Inicial a fin de cobrar cualquier pena convencional indicada en la Cláusula 4 y aplicable con motivo de cualquier incumplimiento.

A solicitud del Contratista, el monto de la Garantía de Cumplimiento Inicial se podrá reducir de manera anual en proporción al cumplimiento de las obligaciones garantizadas, previa verificación y autorización de la CNH.

Al concluir el Período Inicial de Evaluación, el Contratista podrá solicitar la devolución de la Garantía de Cumplimiento Inicial. En caso que se hubiese aprobado el otorgamiento del Período Adicional de Evaluación, ésta devolución únicamente podrá hacerse efectiva una vez que el Contratista presente una nueva garantía (la "Garantía del Período Adicional") de conformidad con esta Cláusula 16.1.

La Garantía del Período Adicional deberá presentarse por un monto que será considerado previendo los elementos de la Cláusula 4.3 y deberá presentarse a la CNH a más tardar diez (10) Días después de que la CNH apruebe el otorgamiento Período Adicional de Evaluación pero en todo caso antes que inicie el Período Adicional de Evaluación y ésta garantizará el debido, adecuado y pleno cumplimiento por parte del Contratista del Programa Mínimo de Trabajo, del Incremento en el Programa Mínimo no realizado durante el Período Inicial de Evaluación y su compromiso adicional de trabajo para el Período Adicional de Evaluación.

La CNH tendrá derecho de hacer efectiva la Garantía del Período Adicional a fin de cobrar cualquier pena convencional indicada en la Cláusula 4.5 y aplicable con motivo del incumplimiento del Programa Mínimo de Trabajo, el Incremento en el Programa Mínimo y los compromisos adicionales para el Período Adicional de Evaluación.

Al concluir el Período Adicional de Evaluación, el Contratista podrá solicitar la devolución de la Garantía del Período Adicional una vez que la CNH emita la constancia de cumplimiento total de las obligaciones del Período Adicional de Evaluación.

En caso que la Garantía de Cumplimiento que corresponda se haga efectiva, los recursos avalados por ésta se transferirán al Fondo.

Según el instrumento elegido para garantizar los compromisos del Período de Evaluación, el Contratista deberá observar lo siguiente:

(a) Si el Contratista presenta una carta de crédito:

(i) Deberá tener el carácter de incondicional e irrevocable y deberá ser emitida en favor de la CNH por una institución bancaria mexicana autorizada o emitida por un banco extranjero y confirmada por una institución bancaria mexicana autorizada, por el monto establecido en esta Cláusula 16.1 utilizando el formato de carta de crédito que se adjunta como Anexo 10-A .

(ii) La Garantía de Cumplimiento Inicial deberá mantenerse vigente hasta sesenta (60) Días después de la fecha de terminación del Período Inicial de Evaluación previa verificación de la CNH del cumplimiento total de las obligaciones relativas a este período.

(iii) La Garantía del Período Adicional deberá mantenerse vigente hasta sesenta (60) Días después de la fecha de terminación del Período Adicional de Evaluación previa verificación de la CNH del cumplimiento total de las obligaciones relativas a este período.

(b) Si el Contratista presenta una póliza de fianza:

(i) Deberá ser expedida en favor y disposición de la CNH por una sociedad anónima autorizada para organizarse y operar conforme a la Ley de Instituciones de Seguros y Fianzas como institución de fianzas, cuyo objeto sea el otorgamiento de fianzas a título oneroso, por el monto establecido en esta Cláusula 16.1, utilizando el formato de póliza de fianza que se adjunta como Anexo 10-B.

(ii) La Garantía de Cumplimiento Inicial deberá mantenerse vigente hasta ciento ochenta (180) Días después de la fecha de terminación del Período Inicial de Evaluación previa verificación de la CNH del cumplimiento total de las obligaciones relativas a dicho período.

(iii) La Garantía del Período Adicional deberá mantenerse vigente hasta ciento ochenta (180) Días después de la fecha de terminación del Período Adicional de Evaluación previa verificación de la CNH del cumplimiento total de las obligaciones relativas a este período.

(iv) El Contratista renuncia expresamente:

(1) A la notificación previa de ejecución de la póliza de fianza por parte de la CNH de conformidad con lo establecido en el artículo 289, párrafo cuarto de la Ley de Instituciones de Seguros y de Fianzas.

(2) Al beneficio de compensación en términos de lo que disponen los artículos 2197, en relación con el 2192 fracción I, del Código Civil Federal y 289, último párrafo, de la Ley de Instituciones de Seguros y de Fianzas.

16.2 **Garantía Corporativa.** Simultáneamente con la suscripción del presente Contrato, el Contratista deberá entregar a la CNH la Garantía Corporativa debidamente suscrita por el Garante utilizando el formato incluido en el Anexo 2 y de conformidad con lo siguiente:

(a) El Contratista podrá presentar una Garantía Corporativa debidamente suscrita por su empresa matriz en última instancia, o

(b) En caso que el Garante no se trate de la empresa matriz en última instancia del Contratista, dicho Garante deberá exhibir a la CNH sus estados financieros consolidados debidamente auditados que demuestren un capital contable mínimo equivalente al monto que resulte menor entre: (i) mil millones de Dólares y (ii) la suma de:

(1) 300 millones de Dólares multiplicados por el número de contratos en Áreas Tipo 2 adjudicados al Contratista como resultado de la Licitación y

(2) 7.5 millones de Dólares multiplicados por el número de contratos en Áreas Tipo 1 adjudicados al Contratista como resultado de la Licitación.

(c) En caso que el Garante no pueda cumplir con el requisito de capital contable previsto en el inciso (b) anterior, el Contratista deberá notificar a la CNH dentro de los cinco (5) Días posteriores a que tengan conocimiento de dicho incumplimiento y presentar una Garantía Corporativa de conformidad con el inciso (a) de esta Cláusula 16.2 o en su caso acreditar el requisito del inciso (b) anterior por un Garante debidamente capitalizado.

La Garantía Corporativa se ejercerá en última instancia para exigir el cumplimiento puntual y oportuno de todas y cada una de las obligaciones del Contratista en virtud de este Contrato que no hayan sido pagadas y/o cumplidas en su totalidad por el Contratista, según corresponda, previa ejecución de las Garantías de Cumplimiento y en su caso, posterior a la ejecución de las pólizas de seguros a las que hace referencia la Cláusula 19.

CLÁUSULA 17.
ABANDONO Y ENTREGA DEL ÁREA CONTRACTUAL

17.1 **Requerimientos del Programa.** El Contratista estará obligado a llevar a cabo todas las operaciones relacionadas con el Abandono del Área Contractual. El Plan de Desarrollo presentado para la aprobación de la CNH deberá contener una sección relacionada con el Abandono, la cual deberá incluir todas las actividades necesarias para el taponamiento definitivo de Pozos, restauración, remediación y en su caso, compensación ambiental del Área Contractual, desinstalación de maquinaria y equipo, y entrega ordenada y libre de escombros y desperdicios del Área Contractual. Dichas actividades deberán realizarse conforme a las Mejores Prácticas de la Industria, al Sistema de Administración y a la Normatividad Aplicable.

17.2 **Notificación de Abandono.** Antes de taponar algún Pozo o desinstalar cualquier Material, el Contratista deberá notificarlo a la Agencia y a la CNH, con cuando menos sesenta (60) Días de anticipación.

17.3 **Fideicomiso de Abandono.** El Contratista deberá abrir un fideicomiso de inversión (el "Fideicomiso de Abandono"), que esté bajo el control conjunto de la CNH y el Contratista, en una institución bancaria mexicana autorizada por la CNH. Las Partes acuerdan que el fin del Fideicomiso de Abandono es crear una reserva para fondear las operaciones de Abandono en el Área Contractual. El Contratista no podrá hacer uso de los fondos depositados en el Fideicomiso de Abandono para cualquier otro propósito que no sea llevar a cabo las operaciones de Abandono en el Área Contractual, ni tendrá derecho a dar en garantía, ceder o disponer de

cualquier otra forma del Fideicomiso de Abandono. Lo anterior sin perjuicio de cualquier otro requerimiento impuesto por la Agencia de conformidad con la Normatividad Aplicable.

17.4 **Fondeo del Fideicomiso de Abandono.** El Contratista deberá depositar al Fideicomiso de Abandono un cuarto (1/4) de la Aportación Anual al término de cada Trimestre. La Aportación Anual para las operaciones de Abandono en el Área Contractual será determinada con base en la siguiente fórmula:

$$AA_t = \text{Máximo } [0,(PAE_t/RR)*CAE-IA_t]$$

Donde:

AA_t = Aportación Anual.

PAE_t = Producción estimada en el Campo para el Año del cálculo.

RR = Reservas remanentes al inicio del Año del cálculo, según lo determine el Contratista, cuantificadas con base en la metodología que establezca la CNH. Estas reservas remanentes deberán ser consistentes con el volumen de Hidrocarburos a recuperar desde el inicio del Año del cálculo y hasta lo que ocurra primero entre: (i) la terminación natural del Contrato, o (ii) el Año en que se estima se terminarán las actividades de Abandono en el Campo.

CAE = Monto remanente de los Costos de Abandono al inicio del Año del cálculo, estimado conforme al Plan de Desarrollo aprobado, según sea modificado. Dicho monto remanente se calculará como la diferencia entre el monto global de los Costos de Abandono que sea estimado sobre la base de los Costos de Abandono futuros para el Campo desde el Año del cálculo hasta lo que ocurra primero entre: (i) la terminación natural del Contrato, o (ii) el Año en que se estima se terminarán las actividades de Abandono en el Campo, según estudios técnicos realizados por el Contratista y aprobados por la CNH, menos el saldo acumulado en el Fideicomiso de Abandono al iniciar el Año de Calculo (AAA_{t-1}).

IA_t = Es el interés generado en el Fideicomiso en el Año de cálculo, siguiendo la siguiente fórmula:

$$IA_t = r_t * AAA_{t-1}$$

Donde:

r_t = Es la tasa de interés aplicable al saldo del Fideicomiso de Abandono.

AAA_t = Es el saldo acumulado en el Fideicomiso de Abandono al terminar el Año de cálculo, definido de la siguiente forma:

$$AAA_t = AAA_{t-1}+AA_t+IA_t-S_{t-1}.$$

Donde:

S_{t-1} = Es el monto total retirado del Fideicomiso de Abandono durante el Año de cálculo para financiar actividades de Abandono realizadas en el mismo Año.

17.5 Fondos Insuficientes. La responsabilidad del Contratista de cumplir con los trabajos de Abandono es independiente a que existan o no fondos suficientes en el Fideicomiso de Abandono. En caso que los fondos de la cuenta de Abandono sean insuficientes para cubrir todos los Costos de Abandono, el Contratista será responsable de cubrir el monto faltante. En el contrato de Fideicomiso de Abandono se deberá establecer que, en el caso de existir un remanente en el fondo y una vez que se hayan cubierto los Costos de Abandono, los recursos se deberán enterar al Contratista, previa autorización de la CNH que certifique el total cumplimiento de las obligaciones de Abandono conforme al presente Contrato y los Planes de Desarrollo aprobados.

17.6 Sustitución Solicitada por la CNH. Antes de la terminación del presente Contrato por cualquier motivo, o en caso que la CNH rescinda el Contrato, la CNH podrá solicitar al Contratista que se abstenga de llevar a cabo operaciones de Abandono específicas con respecto a determinadas instalaciones, incluyendo Pozos. En dicho caso, el Contratista deberá entregar, al tercero que la CNH determine, las instalaciones en buen estado de funcionamiento, así como entregar al Fondo cualquier saldo remanente en el Fideicomiso de Abandono y a partir de ese momento el Contratista será considerado relevado de cualquier futura obligación en relación con el Abandono de dichas instalaciones.

17.7 Etapa de Transición Final. En caso que suceda la terminación del presente Contrato por cualquier motivo, o en caso que la CNH rescinda el Contrato, el Contratista y la CNH iniciarán la Etapa de Transición Final para la totalidad o la parte correspondiente del Área Contractual, durante la cual se llevará a cabo la entrega del Área Contractual del Contratista a la CNH o a un tercero designado para tal efecto, conforme a lo siguiente:

(a) El Contratista deberá actualizar el Inventario de Activos, para incluir la totalidad de los Pozos y Materiales existentes en la totalidad o la parte correspondiente del Área Contractual;

(b) El Contratista deberá presentar a la CNH un informe que señale al menos la identificación de los Pozos y Materiales en la totalidad o la parte correspondiente del Área Contractual, así como la descripción de las condiciones de operación a la fecha de inicio de la Etapa de Transición Final;

(c) El Contratista deberá presentar a la CNH un informe que contenga toda la información obtenida dentro de los noventa (90) Días previos a la terminación del Contrato,

relativa a la producción de Hidrocarburos en el Área Contractual y de la infraestructura asociada a la producción;

(d) La CNH solicitará al Contratista el Abandono de los Pozos y Materiales que no le sean transferidos a la CNH de conformidad con lo establecido en el presente Contrato;

(e) El Contratista deberá actualizar la Línea Base Social determinada de conformidad con la Cláusula 3.3, para identificar los pasivos sociales existentes derivados de la conducción de las Actividades Petroleras en la totalidad o la parte correspondiente del Área Contractual;

(f) El Contratista deberá actualizar la Línea Base Ambiental determinada de conformidad con la Cláusula 3.3, para identificar los Daños Ambientales y Daños Preexistentes derivados de la conducción de las Actividades Petroleras en la totalidad o la parte correspondiente del Área Contractual, y

(g) La CNH tendrá la facultad de acompañar al Contratista durante la Etapa de Transición Final directamente o a través del tercero designado y revisará y validará que las actividades correspondientes hayan sido realizadas de acuerdo con las Mejores Prácticas de la Industria y de conformidad con la Normatividad Aplicable.

En caso que el Contratista renuncie o devuelva la totalidad o una parte del Área Contractual de conformidad con las Cláusulas 3.4 y 6.1, la Etapa de Transición Final iniciará de manera simultánea a la notificación de renuncia emitida de conformidad con lo previsto en la Cláusula 3.4 o a los plazos previstos en la Cláusula 6.1.

La Etapa de Transición Final se llevará a cabo de conformidad con la Normatividad Aplicable.

CLÁUSULA 18.
RESPONSABILIDAD LABORAL; SUBCONTRATISTAS Y CONTENIDO NACIONAL

18.1 Responsabilidad Laboral. El Contratista y cada uno de sus Subcontratistas tendrán la responsabilidad exclusiva e independiente de todo el personal y trabajadores empleados en las Actividades Petroleras, siendo los únicos responsables por el cumplimiento de las obligaciones laborales o patronales que provengan o emanen de la Normatividad Aplicable o de los contratos individuales o colectivos que hayan celebrado con su personal y trabajadores.

18.2 Subcontratistas. El Contratista tiene el derecho a utilizar Subcontratistas para el suministro de equipos y servicios especializados, siempre que dichas subcontrataciones no impliquen la sustitución *de facto* del Contratista como operador. Se entenderá que hay una sustitución *de facto* cuando, entre otros supuestos, el Contratista deje de tener el control de las Actividades Petroleras. Los Subcontratistas deberán cumplir con las disposiciones aplicables del presente Contrato, el Sistema de Administración y la Normatividad Aplicable. El Contratista no podrá utilizar los servicios de empresas que estén inhabilitadas por las Autoridades Gubernamentales, de conformidad con la Normatividad Aplicable. No obstante cualquier

subcontratación del Contratista, éste continuará siendo responsable de todas las obligaciones del Contratista derivadas del presente Contrato.

18.3 **Contenido Nacional.** El Contratista tendrá las siguientes obligaciones:

(a) En el Período de Evaluación:

(1) Cumplir con un porcentaje mínimo de contenido nacional de veintidós por ciento (22%) del valor de los conceptos señalados en la Metodología que se hayan adquirido o contratado para las Actividades Petroleras durante el Período de Evaluación, el cual será verificado anualmente por la Secretaría de Economía conforme a dicha Metodología y a la Normatividad Aplicable, e

(2) Incluir en su propuesta de Plan de Evaluación un programa de cumplimiento del porcentaje de contenido nacional antes indicado, así como un programa de transferencia de tecnología, incluyendo los plazos y las etapas aplicables a ambos programas, para que la CNH otorgue o niegue su aprobación conforme a la Cláusula 4.1 con opinión de la Secretaría de Economía, en el entendido que una vez aprobado forma parte integrante del presente Contrato y se considerará una obligación del Contratista. Las obligaciones en materia de contenido nacional iniciarán en el momento en que el Plan de Evaluación sea aprobado.

(b) En el Período de Desarrollo:

(1) Cumplir con un porcentaje mínimo de contenido nacional por Año del valor de todos los conceptos señalados en la Metodología que se hayan adquirido o contratado durante el Período de Desarrollo para las Actividades Petroleras, el cual se incrementará anualmente a una tasa constante a partir de veintisiete por ciento (27%) en el primer Año del Período de Desarrollo hasta que en el Año 2025 constituya cuando menos el treinta y ocho por ciento (38%). Dicho porcentaje será verificado anualmente por la Secretaría de Economía conforme a dicha Metodología y la Normatividad Aplicable;

(2) Incluir en su propuesta de Plan de Desarrollo un programa de cumplimiento del porcentaje de contenido nacional antes indicado, así como un programa de transferencia de tecnología, incluyendo los plazos y las etapas aplicables, para que la CNH otorgue o niegue su aprobación conforme a la Cláusula 5.3, con opinión de la Secretaría de Economía, en el entendido que una vez aprobado formará parte integrante del presente Contrato y se considerará una obligación del Contratista. Las obligaciones en materia de contenido nacional iniciarán en el momento en que el Plan de Desarrollo sea aprobado, y

(3) A partir del Año 2025, los conceptos señalados en la Metodología mencionada, deberán constituir cuando menos el treinta y ocho por ciento

(38%) del valor de todos los conceptos antes referidos que se hayan adquirido o contratado para las Actividades Petroleras, sin perjuicio de que este porcentaje mínimo promedio de contenido nacional se revisará conforme al transitorio vigésimo cuarto de la Ley de Hidrocarburos.

(c) El Contratista deberá entregar a la Secretaría de Economía en la periodicidad establecida por dicha Secretaría, un reporte que incluya la información sobre el contenido nacional en la forma y de conformidad con el procedimiento previsto en las disposiciones que emita dicha dependencia para llevar a cabo la verificación correspondiente. La CNH instruirá al Contratista el pago por concepto de pena convencional a la Nación, por conducto del Fondo, de un porcentaje del valor del incumplimiento del porcentaje mínimo de contenido nacional calculado con base en la Metodología y de conformidad con lo siguiente:

(1) El equivalente al quince por ciento (15%) para el Período de Evaluación;

(2) El equivalente al veinte por ciento (20%) para el primer Año del Período de Desarrollo;

(3) El equivalente al cuarenta por ciento (40%) para el segundo Año del Período de Desarrollo;

(4) El equivalente al sesenta por ciento (60%) para el tercer Año del Período de Desarrollo;

(5) El equivalente al ochenta por ciento (80%) para el cuarto Año del Período de Desarrollo, y

(6) El equivalente al cien por ciento (100%) a partir del quinto Año del Período de Desarrollo.

Respecto al incumplimiento de las demás disposiciones de contenido nacional previstas en esta Cláusula 18.3 y en la Normatividad Aplicable, el Contratista deberá pagar, por concepto de pena convencional a la Nación, por conducto del Fondo, la sanción máxima prevista en el artículo 85, fracción II, inciso o) de la Ley de Hidrocarburos.

La CNH podrá exigir el cobro de las penas convencionales correspondientes en caso que el Contratista no pague al Fondo dichos valores dentro de los quince (15) Días siguientes a la instrucción de pago por parte de CNH.

(d) No obstante cualquier subcontratación del Contratista, éste continuará siendo responsable de todas las obligaciones en materia de contenido nacional derivadas del presente Contrato.

18.4 Preferencia de Bienes y Servicios de Origen Nacional. El Contratista deberá dar preferencia a la contratación de servicios de origen nacional, incluyendo la capacitación y contratación, a nivel técnico y directivo, de Personas de nacionalidad mexicana, así como a la adquisición de bienes de origen nacional, cuando dichos conceptos sean ofrecidos en el mercado bajo las mismas circunstancias, incluyendo igualdad de precios, calidad y entrega oportuna.

18.5 Capacitación y Transferencia Tecnológica. El Contratista deberá cumplir con los programas de capacitación y transferencia de tecnología aprobados por la CNH en el Plan de Evaluación y en el Plan de Desarrollo. Las actividades y los programas referidos incluirán, entre otros, la adopción, innovación, asimilación, investigación y desarrollo tecnológicos y formación de recursos humanos nacionales en la investigación científica y tecnológica aplicada a la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en coordinación con instituciones de educación superior.

CLÁUSULA 19.
SEGUROS

19.1 Disposición General. Las obligaciones, responsabilidades y riesgos del Contratista conforme al presente Contrato son independientes de la contratación de los seguros a que se hace referencia en esta Cláusula 19 y, en consecuencia, el alcance de las obligaciones y responsabilidades derivadas de la asunción de tales riesgos no podrán reducirse en perjuicio de la Nación o de terceros por la contratación de los mencionados seguros o por la falta de la contratación o cobertura suficiente de ellos.

19.2 Cobertura de Seguros. Con el objeto de cubrir los riesgos inherentes a las Actividades Petroleras, previo al inicio de las mismas, el Contratista deberá obtener y mantener en pleno vigor y efecto las pólizas de seguros que cubran al menos lo siguiente:

(a) Responsabilidad civil por daños a terceros en sus bienes o en sus personas incluyendo responsabilidad civil ambiental que ampare daños al ambiente por contaminación de Hidrocarburos;

(b) El control de Pozos;

(c) Daños a los Materiales generados o adquiridos para ser utilizados en las Actividades Petroleras, y

(d) Daños al personal.

Previo al inicio de las actividades de perforación de Pozos el Contratista deberá demostrar que las coberturas adquiridas para los conceptos (a) y (b) anteriores suman al menos veinticinco (25) millones de Dólares para Áreas Tipo 2 o quince (15) millones de Dólares para Áreas Tipo 1 de suma asegurada por evento u ocurrencia y en el agregado anual. Los montos mínimos requeridos para los conceptos descritos en los incisos (a) y (b) anteriores serán de 15 y 10 millones de Dólares para Áreas Tipo 2 o 10 y 5 millones de Dólares para Áreas Tipo 1, respectivamente.

Las coberturas de seguros referidas en el inciso (a) de esta Cláusula 19.2 deberán ajustarse a través de la elaboración de un estudio de pérdida máxima probable (o *Probable Maximum Loss*), en cumplimiento de la Normatividad Aplicable que emita la Agencia. Asimismo, las coberturas de seguros referidas en el inciso (b) de esta Cláusula 19.2 deberán ajustarse a la Normatividad Aplicable que emita la Agencia. Lo anterior de conformidad con las Mejores Prácticas de la Industria y sin menoscabo de aquellas coberturas, límites, reglas para las

exclusiones y demás términos y condiciones que requiera la Agencia a través de la Normatividad Aplicable.

El Contratista deberá exhibir evidencia que: está suscrito o forma parte de una sociedad que tenga por objeto la prestación del servicio de control de Pozos; tiene vigente un contrato con alguna empresa especializada en la prestación de dichos servicios, o que cuenta de manera directa o indirecta con las capacidades necesarias para garantizar el control efectivo de los Pozos. Lo anterior con base en las Mejores Prácticas de la Industria.

El Contratista estará obligado a presentar las pólizas de seguros que amparen las actividades de todos los Subcontratistas o proveedores que participen directa o indirectamente en las actividades derivadas del Contrato de conformidad con la Normatividad Aplicable. Las pólizas correspondientes deberán manifestar expresamente estas coberturas.

19.3 Aseguradoras y Condiciones. Previo al inicio de las Actividades Petroleras, el Contratista deberá exhibir las pólizas de seguro correspondientes a la Agencia y a la CNH, mismas que deberán mantenerse en vigor durante la vigencia del Contrato.

Cada póliza de seguro deberá ser contratada bajo términos y condiciones aceptadas por la CNH y la Agencia, según corresponda, sin que se pueda negar injustificadamente dicha aceptación.

El Contratista podrá asegurarse con aseguradoras de reconocida solvencia o a través de sus Filiales siempre que cuenten con una calificación crediticia de grado de inversión.

El contrato de seguro deberá establecer que los inspectores de riesgo de la aseguradora proporcionarán al Contratista, a la CNH y la Agencia los reportes de las inspecciones y verificaciones.

19.4 Modificación o Cancelación de Pólizas. El Contratista no podrá cancelar o modificar las pólizas de seguro vigentes en sus términos y condiciones sin previa aceptación de la CNH y la Agencia. El Contratista podrá solicitar a la CNH y la Agencia su aceptación para modificar cualquier póliza de seguro, en cuyo caso dicha solicitud deberá describir la racionalidad y los beneficios de la modificación propuesta. La CNH y la Agencia formularán y comunicarán al Contratista cualquier objeción u observación que pueda tener respecto a las modificaciones propuestas. En caso que la CNH y la Agencia no acepten la modificación propuesta, el Contratista deberá obtener y mantener la póliza de seguro autorizada.

19.5 Renuncia a la Subrogación. En todas las pólizas proporcionadas por el Contratista conforme al presente Contrato, se incluirá una renuncia a la subrogación de los aseguradores en contra de la CNH, la Secretaría de Energía, la Secretaría de Hacienda, la Secretaría de Economía, la Agencia, la Comisión Reguladora de Energía y el Fondo, así como la renuncia de cualquier derecho de los aseguradores a una compensación o reconvención por parte de dichas autoridades gubernamentales, ya sea mediante un endoso o de cualquier otra manera, en relación con cualquier tipo de responsabilidad de cualquiera de aquellas Personas aseguradas en cualquiera de las pólizas, en términos de la Normatividad Aplicable.

19.6 Destino de los Beneficios. El Contratista destinará inmediatamente cualquier pago que reciba por concepto de cobertura de seguros para remediar el daño civil o ambiental, reparar o reemplazar cualquiera de los Materiales dañados o destruidos. Si una compañía aseguradora retiene el pago de una reclamación, el Contratista deberá asumir los Costos de reparación o de reposición.

19.7 Moneda de Pago. Los beneficios a cobrar por las pólizas requeridas conforme a esta Cláusula 19 deberán ser denominados y pagaderos en Dólares.

19.8 Cumplimiento con la Normatividad Aplicable. En la contratación de los seguros, el Contratista cumplirá con la Normatividad Aplicable en materia de seguros y fianzas.

CLÁUSULA 20.
OBLIGACIONES DE CARÁCTER FISCAL

20.1 Obligaciones de Carácter Fiscal. El Contratista deberá cubrir las Obligaciones de Carácter Fiscal que le correspondan de conformidad con la Normatividad Aplicable.

20.2 Derechos y Aprovechamientos. El Contratista estará obligado a pagar oportunamente los derechos y aprovechamientos que establezca la Normatividad Aplicable por la administración y supervisión que del presente Contrato realicen la CNH y la Agencia.

CLÁUSULA 21.
CASO FORTUITO O FUERZA MAYOR

21.1 Caso Fortuito o Fuerza Mayor. Ninguna de las Partes responderá por el incumplimiento, suspensión o retraso en la ejecución de las obligaciones del presente Contrato si dicho incumplimiento, suspensión o retraso ha sido causado por Caso Fortuito o Fuerza Mayor.

21.2 Carga de la Prueba. La prueba de Caso Fortuito o Fuerza Mayor corresponderá a cualquiera de las Partes que la alegue.

21.3 Notificación de Caso Fortuito o Fuerza Mayor. Si el Contratista no puede cumplir con el Plan de Evaluación como resultado de Caso Fortuito o Fuerza Mayor, el Período de Evaluación será prorrogado por un plazo que no exceda el período del incumplimiento y sólo en la medida en que el Plan de Evaluación sea efectivamente afectado, en el entendido que dicha prórroga no será otorgada a menos que el Contratista la hubiera solicitado por escrito especificando la razón de dicha prórroga incluyendo, hasta donde sea posible, una explicación de la eventualidad que le impide al Contratista cumplir con dichas obligaciones a más tardar cinco (5) Días después que tenga o debiera de tener conocimiento de la ocurrencia del Caso Fortuito o Fuerza Mayor de que se trate, salvo lo previsto en el Anexo 13. La CNH deberá informarle al Contratista si concede o no el Caso Fortuito o la Fuerza Mayor en un plazo no mayor a treinta (30) Días contados a partir de que haya recibido la notificación de Caso Fortuito o Fuerza Mayor con información completa. Salvo por lo previsto en el presente Contrato, el Contratista deberá asumir de nuevo el cumplimiento de sus obligaciones tan pronto como el Caso Fortuito o Fuerza Mayor cese. Los Períodos de Evaluación serán prorrogados conforme a esta Cláusula 21.3 solamente cuando el

Caso Fortuito o Fuerza Mayor de que se trate tenga un impacto en las actividades de Evaluación de más de treinta (30) Días sobre dichos períodos.

El Contratista podrá solicitar a la CNH hasta cuatro (4) períodos de prórroga del plazo del presente Contrato de tres (3) Meses cada uno. El Contratista deberá presentar la solicitud de prórroga correspondiente a más tardar el último Día Hábil del trimestre siguiente a partir de que se cumpla un (1) Año de la fecha de notificación de Caso Fortuito o Fuerza Mayor a la que se refiere esta Cláusula 21.3 o de los tres (3) trimestres sucesivos, únicamente en caso que el Caso Fortuito o Fuerza Mayor no haya cesado. La CNH resolverá sobre la solicitud de prórroga en un plazo que no excederá los quince (15) Días Hábiles siguientes a partir de la recepción de dicha solicitud en términos de lo establecido en el presente Contrato. En caso que la CNH no emita una resolución dentro del plazo establecido, ésta se entenderá en sentido favorable.

El Contratista podrá someter a la aprobación de la CNH modificaciones al Plan de Desarrollo de conformidad con lo previsto en el Contrato, siempre que el Caso Fortuito o Fuerza Mayor tenga un impacto en las Actividades Petroleras realizadas en una porción del Área Contractual.

21.4 Derecho de Terminación. En caso que como resultado de un Caso Fortuito o Fuerza Mayor, la realización de las Actividades Petroleras haya sido interrumpida por un período continuo de dos (2) Años o más, cualquiera de las Partes tendrá derecho, ejercitable mediante notificación por escrito a la otra Parte, a dar por terminado el presente Contrato sin responsabilidad. Este derecho estará vigente hasta tres (3) Meses posteriores a la finalización del Caso Fortuito o Fuerza Mayor.

21.5 Situaciones de Emergencia o Siniestro. En casos de emergencia o siniestros que requieran acción inmediata, el Contratista deberá informar inmediatamente a la CNH, a la Agencia y a la Secretaría de Energía y tomar todas las acciones adecuadas conforme al plan de atención a emergencias del Sistema de Administración para controlar la situación lo más pronto posible, a fin de preservar la integridad física de las Personas y proteger el medio ambiente, los Hidrocarburos y los Materiales. El Contratista notificará a la Agencia y la CNH las acciones tomadas y setenta y dos (72) horas después remitirá el reporte correspondiente por escrito, en el entendido que en caso que la Agencia o la CNH no estén satisfechas con las acciones tomadas por el Contratista, la Agencia o la CNH podrán requerirle al Contratista que emprenda acciones adicionales para mitigar o controlar la emergencia o para reparar los daños. Lo anterior sin perjuicio de cualquier otra atribución o facultad de la Agencia o cualquier Autoridad Gubernamental conforme a la Normatividad Aplicable.

CLÁUSULA 22.
RESCISIÓN ADMINISTRATIVA Y RESCISIÓN CONTRACTUAL

22.1 Rescisión Administrativa. En caso de ocurrir cualquiera de las causas graves de rescisión administrativa previstas en el artículo 20 de la Ley de Hidrocarburos y que se enlistan a continuación, y una vez que concluya el período de investigación previa referido en la Cláusula 22.2, la CNH podrá rescindir administrativamente este Contrato previa instauración del procedimiento de rescisión administrativa previsto en la Cláusula 22.3 y la Normatividad Aplicable:

(a) Transcurran más de ciento ochenta (180) Días continuos sin que el Contratista inicie las actividades previstas en el Plan de Evaluación o en el Plan de Desarrollo aprobados, o que el Contratista suspenda por más de ciento ochenta (180) Días continuos dichas actividades, en ambos casos Sin Causa Justificada ni autorización de la CNH;

(b) El Contratista no cumpla el Programa Mínimo de Trabajo, Sin Causa Justificada;

(c) El Contratista ceda parcial o totalmente la operación o los derechos conferidos conforme al presente Contrato, sin contar con autorización previa en los términos y condiciones previstos en las Cláusulas 23.1 y 23.2;

(d) Se presente un Accidente Grave causado por Dolo o Culpa del Contratista, que ocasione daño a instalaciones, fatalidad y pérdida de producción;

(e) El Contratista, por más de una ocasión, remita de forma dolosa o injustificada Información o Reportes Falsos o Incompletos, o los oculte a la Secretaría de Energía, a la Secretaría de Hacienda, a la Secretaría de Economía, a la CNH, al Fondo o a la Agencia, respecto de la producción, Costos o cualquier otro aspecto relevante del Contrato;

(f) El Contratista incumpla una resolución definitiva de órganos jurisdiccionales federales relacionada con el Contrato o con las Actividades Petroleras, que constituya cosa juzgada, o

(g) El Contratista omita, Sin Causa Justificada, algún pago al Estado o entrega de Hidrocarburos a éste, conforme a los plazos y términos previstos en el presente Contrato.

Para efectos de esta Cláusula 22.1 se entenderá por:

(i) Accidente Grave: cualquier accidente en el cual concurran las siguientes circunstancias:

(1) Daño a las instalaciones que impida al Contratista llevar a cabo las Actividades Petroleras en la totalidad o una parte del Área Contractual durante un período mayor a noventa (90) Días continuos;

(2) Fatalidad, y

(3) Cuando la pérdida de la producción promedio diaria durante treinta (30) Días continuos sea mayor al 25% de la producción promedio diaria obtenida como resultado del presente Contrato durante el semestre inmediato anterior. En caso de no existir Actividades Petroleras durante dicho período, la referencia temporal será el último bimestre.

(ii) Sin Causa Justificada: cualquier causa imputable de manera indubitable al Contratista y en la cual éste haya omitido llevar a cabo los esfuerzos razonables a su alcance para

evitar caer en el incumplimiento de cualquiera de las obligaciones previstas en el Contrato que implique la posible actualización de alguna de las causales de rescisión administrativa previstas en esta Cláusula 22.1, apenas tenga conocimiento del incumplimiento o de su materialización inmediata, dichos esfuerzos deberán incluir la notificación a la CNH o demás Autoridades Gubernamentales competentes;

(iii) Culpa: cualquier acción u omisión del Contratista que produzca un resultado que no previó siendo previsible o previó confiando en que no se produciría y que resulte en la violación a la Normatividad Aplicable o a un deber que objetivamente era necesario observar;

(iv) Dolo: cualquier acción u omisión del Contratista con la intención de perseguir directamente un resultado, e

(v) Información o Reportes Falsos o Incompletos: aquella información o reportes relativos a registros de precios, Costos y producción de Hidrocarburos; Actividades Petroleras sujetas a aprobación, y seguros y garantías, que sean simulados, contrarios a la verdad o que deliberadamente resulten insuficientes en grado tal que de los mismos no se puedan desprender los elementos mínimos necesarios que debieran contener, según su naturaleza y propósito.

22.2 Investigación Previa. En caso que la CNH detecte indicios de incumplimiento de alguna de las obligaciones derivadas del presente Contrato que pudieran implicar una posible causal de rescisión administrativa en términos de lo previsto en la Cláusula 22.1, la CNH dará aviso al Contratista y se allegará de todos los elementos y pruebas necesarias para determinar si la razón por la cual se originó la investigación previa constituye una causal para iniciar el procedimiento de rescisión, en términos de lo previsto en la Cláusula 22.3. En el caso de lo previsto en la Cláusula 22.1 inciso d) la investigación previa se llevará a cabo para determinar la existencia de Dolo o Culpa por parte del Contratista.

Este período de análisis no podrá ser menor a treinta (30) Días y no tendrá una duración mayor a dos (2) Años. Durante este período el Contratista deberá garantizar la continuidad de las Actividades Petroleras, siempre y cuando sea técnicamente posible.

Lo anterior sin perjuicio de que el Contratista pueda notificar a la CNH indicios de incumplimiento de alguna de las obligaciones derivadas del presente Contrato que pudieran implicar una posible causal de rescisión administrativa en términos de lo previsto en la Cláusula 22.1 a excepción de su inciso (d), así como presentar una propuesta de remediación del potencial incumplimiento para la aprobación de la CNH.

Para efectos de lo previsto en esta Cláusula 22.2 y en caso que el Contratista lo considere necesario, el Contratista y la CNH nombrarán de mutuo acuerdo a un experto independiente que deberá cumplir con los requisitos previstos en la Cláusula 25.3. Las opiniones de dicho experto independiente no serán vinculantes para la CNH ni para otra Autoridad Gubernamental.

22.3 Procedimiento de Rescisión Administrativa. Una vez que se determine la existencia de una causal de rescisión administrativa de conformidad con la Cláusula 22.1, la CNH

deberá notificar al Contratista por escrito la causal o causales que se invoquen para dar inicio al procedimiento de rescisión administrativa; de manera que el Contratista manifieste lo que a su derecho convenga dentro de los siguientes treinta (30) Días posteriores a la notificación del inicio del procedimiento de rescisión administrativa. Transcurrido dicho plazo, la CNH contará con un plazo de noventa (90) Días para valorar los argumentos y pruebas que, en su caso, haga valer el Contratista. La resolución de rescindir el Contrato deberá estar aprobada por el pleno del órgano de gobierno de la CNH, fundada, motivada y notificada oficialmente al Contratista.

Si el Contratista solventa la causal de rescisión en que haya incurrido antes que la CNH emita la resolución respectiva, el procedimiento de rescisión administrativa quedará sin efecto, previa aceptación y verificación de la CNH y aplicando, en su caso, las sanciones correspondientes conforme a lo dispuesto en el presente Contrato y la Normatividad Aplicable.

La resolución que rescinda el presente Contrato tendrá efectos inmediatos y no requerirá declaración judicial. Declarada la rescisión administrativa, las Partes celebrarán el finiquito correspondiente para efectuar lo previsto en las Cláusulas 22.5 y 22.6.

La CNH deberá notificar a la Secretaría de Energía, a la Secretaría de Hacienda, a la Agencia y al Fondo sobre la declaración de rescisión administrativa el Día Hábil siguiente a que se haya emitido la resolución correspondiente.

Las controversias relativas a la rescisión administrativa se solventarán en términos de la Cláusula 25.4.

22.4 Rescisión Contractual. Además de las causales de rescisión administrativa previstas en la Cláusula 22.1, y de terminación anticipada previstas en la Cláusula 3.4, la CNH tendrá derecho a rescindir este Contrato en los siguientes supuestos, siempre que el Contratista omita sanear o llevar a cabo una acción directa y continua para remediar el incumplimiento correspondiente dentro de los treinta (30) Días de haber recibido la notificación de dicho incumplimiento por parte de la CNH:

(a) El Contratista tenga un retraso de más de ciento ochenta (180) Días en cualquier Plan de Desarrollo aprobado, sin causa justificada;

(b) El Contratista no presente la Garantía de Cumplimiento o no la mantenga en vigor de conformidad con lo previsto en la Cláusula 16.1, o no mantenga en vigor la Garantía Corporativa de conformidad con lo previsto en la Cláusula 16.2 y sus propios términos;

(c) El Contratista o el Garante se liquide o de cualquier otra forma cese su existencia legal o corporativa u ocurra cualquier acontecimiento que conforme a las leyes aplicables al Contratista o al Garante tenga un efecto análogo a los mencionados;

(d) El Contratista o el Garante caiga en insolvencia o sea incapaz de pagar sus deudas al vencimiento de las mismas, o solicite o acepte la imposición de un administrador, liquidador o síndico respecto a sus propiedades o sus ingresos o inicie cualquier procedimiento conforme a cualquier legislación para el reajuste o diferimiento de sus obligaciones o de cualquier parte de las mismas o solicite la quiebra, reorganización, suspensión de pagos, disolución o

liquidación o realice o permita una cesión general o un arreglo con o para el beneficio de sus acreedores;

(e) El Contratista no realice al menos el 90% de las Unidades de Trabajo requeridas en el Programa Mínimo de Trabajo;

(f) El Contratista infrinja cualquier disposición relativa a la cesión de este Contrato o de sus derechos conforme al mismo, o sufra un cambio de Control, en contravención a lo previsto en la Cláusula 23;

(g) El Contratista infrinja cualquier disposición contenida en la Cláusula 31.2, o

(h) Cualquier otro incumplimiento sustancial de las obligaciones del Contratista conforme al presente Contrato.

Declarada la rescisión contractual, las Partes podrán sujetarse a lo previsto en la Cláusula 25, con excepción de lo previsto en la Cláusula 25.4.

22.5 Efectos de la Rescisión Administrativa o Rescisión Contractual. En caso que la CNH rescinda este Contrato conforme a lo establecido en las Cláusulas 22.1 o 22.4, se estará a lo siguiente:

(a) El Contratista deberá pagar a la Nación, a través del Fondo, las penas convencionales a que se refieren las Cláusulas 4.4 y 4.5 o los daños y perjuicios directos, excluyendo el lucro cesante a partir de que se notifique la rescisión del Contrato según sea el caso, que la Nación sufra como resultado del incumplimiento que dé lugar a la rescisión;

(b) El Contratista cesará todas las Actividades Petroleras en el Área Contractual, excepto aquellas que sean necesarias para preservar y proteger los Materiales en proceso de fabricación o terminados, y devolverá al Estado, a través de la CNH el Área Contractual en términos de lo establecido en este Contrato. Con la terminación de este Contrato la propiedad de los Materiales construidos o adquiridos para ser utilizados en las Actividades Petroleras pasará de forma automática a la Nación libre de gravamen, sin cargo, pago ni indemnización alguna conforme a lo establecido en las Cláusulas 12.1 y 12.2;

(c) Las Partes suscribirán el finiquito al que se refiere la Cláusula 22.6. El Contratista únicamente tendrá derecho a recibir como pago por parte de la Nación el finiquito establecido en dicha Cláusula 22.6, en caso que éste genere un saldo en favor del Contratista, y

(d) El Contratista deberá cumplir con todas las obligaciones relativas a la devolución del Área Contractual, incluyendo, sin limitar, las relacionadas con el Abandono y entrega del Área Contractual conforme a lo previsto en la Cláusula 17.

22.6 Finiquito. Sin perjuicio de lo establecido en la Cláusula 22.5, a más tardar seis (6) Meses después de la terminación del presente Contrato por cualquier motivo, o en caso que la CNH rescinda el Contrato, las Partes deberán suscribir un finiquito en el cual se harán

constar los saldos en favor y en contra respecto de las Contraprestaciones devengadas hasta la fecha de terminación o rescisión del Contrato. Cuando las Partes no lleguen a un acuerdo sobre lo anterior, podrán dirimir sus diferencias en términos de la Cláusula 25.5.

Asimismo, en caso de ser necesario, el finiquito considerará los ajustes o transacciones que se pacten para finalizar las controversias que se hayan presentado durante la vigencia del Contrato.

CLÁUSULA 23.
CESIÓN Y CAMBIO DE CONTROL

23.1 Cesión. Para poder vender, ceder, transferir, trasmitir o de cualquier otra forma disponer de todo o cualquier parte de sus derechos u obligaciones de conformidad con este Contrato, el Contratista deberá contar con autorización previa y por escrito de la CNH, la cual tomará en consideración, entre otros, los criterios de precalificación establecidos durante el proceso de Licitación.

23.2 Transferencias Indirectas; Cambio de Control. El Contratista se asegurará de que no sufrirá, directa o indirectamente, un cambio de Control durante la vigencia de este Contrato, sin el consentimiento de la CNH. El Contratista deberá notificar a la CNH de cualquier cambio en la estructura de capital del Contratista que no resulte en un cambio de Control del Contratista de conformidad con esta Cláusula 23.2 dentro de los treinta (30) Días siguientes a que dicho cambio suceda, salvo que el Contratista esté listado en la Bolsa Mexicana de Valores, en cuyo caso la notificación proporcionada por el Contratista a sus inversionistas de conformidad con las leyes bursátiles aplicables será suficiente.

23.3 Solicitud a la CNH. El Contratista deberá proporcionar a la CNH toda la información (incluyendo la relativa al cesionario o a la Persona que ejercerá el Control sobre el Contratista) que la CNH requiera de conformidad con la Normatividad Aplicable, respecto de cualquier solicitud de aprobación de una propuesta de cesión de conformidad con la Cláusula 23.1 o de un cambio de Control del Contratista de conformidad con la Cláusula 23.2.

23.4 Efectos de la Cesión o del Cambio de Control. En caso que ocurra una cesión de conformidad con la Cláusula 23.1:

(a) Si la cesión es por la totalidad del interés del Contratista en virtud del presente Contrato:

(i) El cedente continuará siendo solidariamente responsable del cumplimiento de las obligaciones del Contratista conforme al presente Contrato que sean incurridas o que se generen hasta la fecha de la cesión (pero quedará relevado de cualquier responsabilidad de las obligaciones del Contratista que sean incurridas o que se generen después de dicha fecha) y

(ii) El cesionario será solidariamente responsable del cumplimiento de todas las obligaciones del Contratista conforme a este Contrato, de manera independiente a que dichas obligaciones hayan sido incurridas o generadas con anterioridad a la fecha de la cesión o posteriormente.

(b) Si la cesión es por menos de todo el interés del Contratista en virtud del presente Contrato, tanto el cedente como el cesionario serán solidariamente responsables del cumplimiento de las obligaciones del Contratista en virtud del presente Contrato, de manera independiente a que dichas obligaciones hayan sido incurridas o se generen con anterioridad a la fecha de la cesión o posteriormente, y

(c) Si la cesión es por menos de la totalidad de los intereses del cedente en virtud del presente Contrato o si hay más de un cesionario, este Contrato deberá ser modificado para reflejar que la participación del Contratista en este Contrato, a partir de ese momento, será detentada por más de una Persona. Dicha modificación deberá estar basada en el formato de contrato para la Extracción de Hidrocarburos bajo la Modalidad de Licencia que se utilizó para licitantes organizados en forma de consorcio en el proceso de Licitación.

Como condición para la obtención de la aprobación de la CNH de conformidad con esta Cláusula 23, el Contratista deberá entregar a la CNH: (i) en caso de una cesión conforme a la Cláusula 23.1, el compromiso del cesionario, en forma y substancia aceptable a la CNH, de que el cesionario asume, sin ninguna condición y de manera solidaria, todas las obligaciones del Contratista en virtud del presente Contrato, independientemente de que hayan sido incurridas o generadas con anterioridad a la fecha de la Cesión o posteriormente, y (ii) una Garantía Corporativa en el formato proporcionado en el Anexo 2 debidamente firmado, según sea el caso, por la compañía matriz en última instancia del cesionario, la compañía que ejerza el Control sobre el cesionario , que esté bajo el Control común de la Persona que ejerza Control sobre el cesionario o por el Garante del Contratista que sufrió el cambio de Control. Cada una de dichas compañías se considerarán Garantes para efectos de este Contrato y aquel que lo sustituya.

La Garantía Corporativa presentada por el cedente deberá permanecer en pleno vigor y efecto hasta que el cesionario entregue a la CNH una nueva Garantía Corporativa de conformidad con esta Cláusula 23.4 en relación con las obligaciones del cedente indicadas en los incisos (a) y (b) anteriores. La CNH deberá emitir la constancia de cumplimiento total de las obligaciones, en relación con las obligaciones del cedente en un plazo no mayor a treinta (30) Días Hábiles a partir de que la CNH apruebe la Garantía Corporativa del cesionario.

23.5 Prohibición de Gravámenes. El Contratista no impondrá o permitirá que se imponga ningún gravamen o restricción de dominio sobre los derechos derivados de este Contrato o sobre los Materiales sin el consentimiento de la CNH.

23.6 Invalidez. Cualquier cesión o cambio de Control del Contratista que se lleve a cabo en contravención de las disposiciones de esta Cláusula 23 no tendrá validez y no surtirá efectos entre las Partes.

CLÁUSULA 24.
INDEMNIZACIÓN

El Contratista indemnizará y mantendrá libres de toda responsabilidad a la CNH y cualquier otra Autoridad Gubernamental, incluido el Fondo así como a sus empleados, representantes, asesores, directores, sucesores o cesionarios (y dicha obligación sobrevivirá la terminación por cualquier motivo del presente Contrato o en caso que la CNH rescinda el Contrato)

con motivo de cualquier acción, reclamo, juicio, demanda, pérdida, Costos, daños, perjuicios, procedimientos, impuestos y gastos, incluyendo honorarios de abogados y costas de juicio, que surjan de o se relacionen con cualquiera de los siguientes:

(a) El incumplimiento de sus obligaciones conforme al presente Contrato, en el entendido que en aquellos casos que exista una pena convencional, el monto de los daños y perjuicios estará limitado al monto de la pena convencional de que se trate;

(b) Cualquier daño o lesión (incluyendo muerte) causada por el Contratista o cualquier Subcontratista (incluyendo el daño o la lesión causada por sus representantes, oficiales, directores, empleados, sucesores o cesionarios) a cualquier Persona (incluyendo, sin limitación, a la CNH) o a la propiedad de cualquiera de dichas Personas que surja como consecuencia de la realización de las Actividades Petroleras;

(c) Cualquier lesión o daño causado por cualquier Persona, que sufran los empleados, representantes o invitados del Contratista o de cualquier Subcontratista, o a la propiedad de dichas Personas;

(d) Cualquier daño o perjuicio sufrido por pérdidas o contaminación causada por el Contratista o cualquier Subcontratista a los Hidrocarburos o cualquier daño causado a los recursos naturales y medio ambiente, incluyendo pero no limitado a daño o destrucción de los recursos hidrológicos, vida silvestre, océanos o a la atmósfera y cualesquiera daños que puedan ser reconocibles y pagaderos conforme a la Normatividad Aplicable;

(e) Cualquier daño o perjuicio causado con motivo de alguna violación del Contratista o cualquier Subcontratista a cualquier derecho intelectual, marca o patente;

(f) Cualquier incumplimiento a la Normatividad Aplicable por parte del Contratista o cualquier Subcontratista, y

(g) Cualquier reclamo de cualquier empleado del Contratista o de cualquier Subcontratista con base en leyes en materia laboral o de seguridad social.

Sin perjuicio de lo anterior, en ningún caso las Partes serán responsables del lucro cesante a partir de que se notifique la rescisión del Contrato.

CLÁUSULA 25.
LEY APLICABLE Y SOLUCIÓN DE CONTROVERSIAS

25.1 Normatividad Aplicable. El presente Contrato se regirá e interpretará de conformidad con las leyes de México.

25.2 Conciliación. En cualquier momento las Partes podrán optar por alcanzar un acuerdo respecto a las controversias relacionadas con el presente Contrato mediante un procedimiento de conciliación ante un conciliador. Este procedimiento iniciará cuando una de las Partes invite a la otra y ésta acepte la invitación a la conciliación dentro de los quince (15) Días siguientes al envío de la invitación. Las Partes acordarán el nombramiento del conciliador, o en su

caso, podrán recurrir a la asistencia de una institución para su nombramiento. El procedimiento de conciliación se seguirá conforme al Reglamento CNUDMI, debiendo el conciliador ayudar a las Partes en sus esfuerzos por lograr un arreglo de buena fe respecto a la controversia. En caso que transcurridos tres (3) Meses no se haya alcanzado un acuerdo, las Partes resolverán las diferencias o controversias en apego a la Cláusula 25.5 del presente Contrato. Lo anterior, sin perjuicio de que cualquiera de las Partes pueda dar por terminada la conciliación y acudir al arbitraje en cualquier momento.

El procedimiento establecido en esta Cláusula 25.2 no aplicará para la rescisión administrativa de conformidad con lo establecido en el presente Contrato y en la Normatividad Aplicable.

25.3 Requisitos del Conciliador y Experto Independiente. La persona física que sea nombrada como conciliador de conformidad con lo establecido en la Cláusula 25.2, o que sea nombrada como experto independiente de conformidad con lo establecido en la Cláusula 22.2, deberá cumplir con los siguientes requisitos:

El conciliador deberá tener por lo menos diez (10) Años de experiencia en conciliación con los conocimientos, experiencia y pericia para facilitar la comunicación entre las Partes con respecto de la controversia. En tanto que el experto independiente deberá tener por lo menos cinco (5) Años de experiencia en la materia objeto de la posible causal de rescisión administrativa que corresponda.

En ambos casos, el conciliador o el experto independiente deberán:

(i) Ser independientes, imparciales y neutrales; asimismo, deberán divulgar cualquier interés u obligación que esté sustancialmente en conflicto con su designación y/o pueda perjudicar su actuación con respecto a la controversia.

(ii) Firmar un acuerdo de confidencialidad sobre cualquier información provista por las Partes con relación a la controversia entre las mismas, de manera previa a su nombramiento.

Ninguna persona física podrá ser nombrada como conciliador o experto independiente si ésta: (i) es o ha sido en cualquier momento dentro de los cinco (5) Años previos a su designación, un empleado de cualquiera de las Partes o de sus Filiales; (ii) es o ha sido en cualquier momento dentro de los tres (3) Años previos a su nombramiento, un consultor o contratista de cualesquiera de las Partes o de sus Filiales, o bien (iii) mantenga cualquier interés financiero significativo con cualquiera de las Partes.

Los honorarios del conciliador o del experto independiente deberán ser cubiertos por igual entre las Partes.

Lo anterior sin perjuicio que cualquier persona física que cumpla todos los requisitos previstos en esta Cláusula 25.3 pueda ser nombrada como conciliador o experto independiente en más de una ocasión.

25.4 Tribunales Federales. Todas las controversias entre las Partes que de cualquier forma surjan o se relacionen con las causales de rescisión administrativa previstas en la Cláusula 22.1, sin perjuicio de lo previsto en la Cláusula 22.6, primer párrafo, deberán ser resueltas exclusivamente ante los Tribunales Federales de México.

El Contratista podrá iniciar un procedimiento ante un tribunal arbitral, en términos de la Cláusula 25.5, únicamente para que se determine la existencia de daños y perjuicios y, en su caso, su cuantificación, que resulten de una causal o causales de rescisión administrativa consideradas infundadas por los Tribunales Federales de forma definitiva.

25.5 Arbitraje. Sin perjuicio de lo previsto en la Cláusula 25.4, cualquier otra controversia que surja del presente Contrato o que se relacione con el mismo, y que no haya podido ser superada después de tres (3) Meses de haber iniciado el procedimiento de conciliación o que éste hubiera sido rechazado por cualquiera de las Partes conforme a la Cláusula 25.2 deberá ser resuelta mediante arbitraje conforme al Reglamento CNUDMI. Las Partes acuerdan que el Secretario General de la Corte Permanente de Arbitraje de la Haya será la autoridad nominadora del procedimiento arbitral. La ley sustantiva aplicable será la estipulada en la Cláusula 25.1 y las controversias deberán resolverse conforme a estricto derecho. El tribunal arbitral se integrará por tres miembros, uno nombrado por la CNH, otro nombrado por el Contratista, y el tercero (quien será el presidente) nombrado de conformidad con el Reglamento CNUDMI, en el entendido que: (i) la Parte demandante deberá nombrar a su árbitro en la notificación de arbitraje y la Parte demandada tendrá treinta (30) Días contados a partir de que reciba personalmente la notificación de arbitraje para nombrar a su árbitro y (ii) los dos árbitros nombrados por las Partes tendrán no menos de treinta (30) Días contados a partir de la aceptación del nombramiento del árbitro designado por el demandado para designar, en consultas con las Partes, al árbitro que actuará como Presidente del tribunal. El procedimiento arbitral se conducirá en español y tendrá como sede la Ciudad de La Haya en el Reino de los Países Bajos.

25.6 Consolidación. En caso que un arbitraje iniciado conforme a la Cláusula 25.5 y un arbitraje iniciado conforme a lo previsto en el Anexo 2 involucren la misma *litis*, dichos arbitrajes serán, a solicitud de la CNH, consolidados y tratados como un solo arbitraje. Dicha consolidación deberá ser solicitada, o en su caso, ordenada por el panel arbitral que se hubiera constituido primero de conformidad con la Cláusula 25.5. En dicho caso, se considerará que el árbitro designado por el Contratista fue también designado por el Garante, o viceversa, y el árbitro seleccionado por la CNH para cualquiera de los paneles que hubiera sido constituido primero, será considerado por la CNH para el arbitraje consolidado.

25.7 No Suspensión de Actividades Petroleras. Salvo que la CNH sea quien rescinda el Contrato o se cuente con el consentimiento en contrario de la CNH, el Contratista no podrá suspender las Actividades Petroleras mientras se resuelve cualquier controversia.

25.8 Renuncia Vía Diplomática. El Contratista renuncia expresamente, en nombre propio y de todas sus Filiales, a formular cualquier reclamo por la vía diplomática.

25.9 Tratados Internacionales. El Contratista gozará de los derechos reconocidos en los tratados internacionales de los que el Estado sea parte.

CLÁUSULA 26.
MODIFICACIONES Y RENUNCIAS

Cualquier modificación a este Contrato deberá hacerse mediante el acuerdo por escrito de la CNH y el Contratista, y toda renuncia a cualquier disposición del Contrato hecha por la CNH o el Contratista deberá ser expresa y constar por escrito.

CLÁUSULA 27.
CAPACIDAD Y DECLARACIONES DE LAS PARTES

27.1 Declaraciones y Garantías. Cada Parte reconoce que la otra Parte celebra este Contrato en nombre propio y en su capacidad de entidad legal facultada para contratar por sí misma, y que ninguna Persona tendrá ninguna responsabilidad ni obligación de cumplimiento de las obligaciones de dicha Parte derivadas del presente Contrato, excepto por la responsabilidad del Garante en virtud de la Garantía Corporativa. Igualmente, cada Parte declara y garantiza a la otra Parte que: (i) tiene plena capacidad jurídica para la celebración y cumplimiento del presente Contrato; (ii) ha cumplido con todos los requerimientos gubernamentales, corporativos y de cualquier otra naturaleza necesarios para la celebración y cumplimiento del presente Contrato; (iii) ha obtenido las autorizaciones gubernamentales, corporativas y de cualquier otra naturaleza necesarias para la celebración y cumplimiento del presente Contrato; (iv) este Contrato constituye una obligación legal, válida y vinculante de dicha Parte la cual puede hacerse valer en su contra de acuerdo con sus términos, y (v) sus declaraciones en el preámbulo de este Contrato son ciertas y correctas.

27.2 Relación de las Partes. Ninguna de las Partes tendrá la autoridad o el derecho para asumir, crear o comprometer alguna obligación de cualquier clase expresa o implícita en representación o en nombre de la otra Parte. Ninguna disposición en este Contrato constituirá que el Contratista, sus empleados, agentes, representantes o Subcontratistas son representantes de la CNH. El Contratista será considerado en todo momento como un contratista independiente y será responsable de sus propias acciones, las cuales estarán sujetas en todo momento a lo previsto en el presente Contrato y la Normatividad Aplicable.

CLÁUSULA 28.
DATOS Y CONFIDENCIALIDAD

28.1 Propiedad de la Información. El Contratista deberá proporcionar a la CNH, sin costo alguno la Información Técnica que será propiedad de la Nación. La Nación también será propietaria de cualquier muestra geológica, mineral o de cualquier otra naturaleza, obtenida por el Contratista en las Actividades Petroleras, las cuales deberán ser entregadas por el Contratista a la CNH junto con la Información Técnica, inmediatamente después que el Contratista haya concluido los estudios y evaluaciones que haga al respecto. El original de dicha información deberá ser entregado a la CNH. Lo anterior de conformidad con la Normatividad Aplicable.

El Contratista podrá mantener copia únicamente para efectos del cumplimiento de sus obligaciones conforme al presente Contrato. El Contratista podrá usar la Información Técnica, sin costo alguno y sin restricción, para el procesamiento, evaluación, análisis y cualquier otro propósito relacionado con las Actividades Petroleras (pero no para otro uso ni para su venta), en

el entendido que el Contratista deberá también entregar cualquier reporte de los resultados de dicho procesamiento, evaluación o análisis.

Nada de lo previsto en el presente Contrato limitará el derecho de la CNH de usar, vender o de cualquier otra forma disponer de la Información Técnica, en el entendido que la CNH no podrá vender ni hacer del conocimiento de terceras Personas ninguna información que implique secreto industrial; una marca registrada o cualquier otro derecho de propiedad intelectual del Contratista regulado por la Ley Federal de Derechos de Autor y la Ley de la Propiedad Industrial.

28.2 **Información Pública.** Sin perjuicio de lo previsto en la Normatividad Aplicable, salvo por la Información Técnica y la propiedad intelectual, toda la demás información y documentación derivada del presente Contrato, incluyendo sus términos y condiciones, así como toda la información relativa a los volúmenes de Hidrocarburos Producidos, pagos y Contraprestaciones realizadas conforme al mismo, serán considerados información pública. Asimismo, la información que sea registrada por el Contratista en el sistema informático que ponga a disposición el Fondo para la determinación de Contraprestaciones, podrá ser utilizada para cumplir con las obligaciones de transparencia existentes en la Normatividad Aplicable siempre que no vulnere la confidencialidad de la Información Técnica ni la propiedad intelectual.

28.3 **Confidencialidad.** El Contratista no podrá divulgar Información Técnica a ningún tercero sin el previo consentimiento de la CNH. No obstante, el Contratista podrá suministrar información a sus Filiales, subsidiarias, auditores, asesores legales o a las instituciones financieras involucradas en el presente Contrato en la medida que sea necesario para las Actividades Petroleras en el Área Contractual, en el entendido de que estas Personas también deberán mantener la confidencialidad de tal información. El Contratista tomará todas las acciones necesarias o apropiadas para asegurar que sus trabajadores, agentes, asesores, representantes, abogados, Filiales y Subcontratistas, así como los trabajadores, agentes, representantes, asesores y abogados de los Subcontratistas y de las Filiales del Contratista, cumplan con la misma obligación de confidencialidad prevista en el presente Contrato. Las disposiciones de esta Cláusula 28.3 continuarán vigentes aún después de la terminación por cualquier motivo del presente Contrato, o en caso que la CNH rescinda el Contrato, ya que constituyen obligaciones continuas y permanentes.

28.4 **Excepción a la Confidencialidad.** No obstante lo previsto en la Cláusula 28.3, la obligación de confidencialidad no será aplicable a: (i) la información de dominio público que no haya sido hecha pública a través del incumplimiento del presente Contrato; (ii) la información que haya sido obtenida con anterioridad a su divulgación sin violar alguna obligación de confidencialidad; (iii) la información obtenida de terceros que tengan derecho a divulgarla sin violar una obligación de confidencialidad, y (iv) la información que deba ser divulgada por requerimiento de leyes o requerimiento de Autoridades Gubernamentales, siempre que: (a) el hecho de no divulgarla sujetaría al Contratista a sanciones civiles, penales o administrativas y (b) el Contratista notifique a la CNH con toda prontitud la solicitud de dicha divulgación. En el caso a que se refiere el subinciso (iv) anterior, la CNH podrá solicitar al Contratista que impugne ante los tribunales competentes la orden de divulgación, en cuyo caso la CNH deberá cubrir cualquier Costo generado por la impugnación.

CLÁUSULA 29.
NOTIFICACIONES

Todas las notificaciones y demás comunicaciones hechas en virtud de este Contrato deberán ser por escrito y serán efectivas desde la fecha en que el destinatario las reciba:

A la CNH:

Insurgentes Sur No. 1228, piso 1,
Colonia Tlacoquemécatl del Valle,
Delegación Benito Juárez, Ciudad de México
C.P. 03200

Al Contratista:

Avenida Revolución #468 Piso 4,
Colonia San Pedro de los Pinos,
Delegación Benito Juárez, Ciudad de México
C.P. 03800

o en cualesquiera otras direcciones, según cada Parte notifique a la otra en la manera que se indica anteriormente.

CLÁUSULA 30.
TOTALIDAD DEL CONTRATO

Este Contrato es una compilación completa y exclusiva de todos los términos y condiciones que rigen el acuerdo entre las Partes con respecto al objeto del mismo y reemplaza cualquier negociación, discusión, convenio o entendimiento sobre dicho objeto. Sin perjuicio de lo establecido en el numeral 8.6 de la Sección III de las Bases de Licitación, ninguna declaración de agentes, empleados o representantes de las Partes que pudiera haberse hecho antes de la celebración del presente Contrato tendrá validez en cuanto a la interpretación de sus propios términos. Quedan incorporados formando parte indivisible e integrante del presente Contrato, los siguientes Anexos:

Anexo 1:	Coordenadas y Especificaciones del Área Contractual
Anexo 2:	Modelo de Garantía Corporativa
Anexo 3:	Procedimientos para Determinar las Contraprestaciones del Estado
Anexo 4:	Procedimientos de Contabilidad y de Registro de Costos
Anexo 5:	Inventario de Activos
Anexo 6:	Programa Mínimo de Trabajo
Anexo 7:	Alcance Mínimo de las Actividades de Evaluación
Anexo 8:	Informe de Evaluación
Anexo 9:	Contenido Mínimo del Plan de Desarrollo
Anexo 10-A:	Carta de Crédito
Anexo 10-B:	Póliza de Fianza

Anexo 11:	Procura de Bienes y Servicios
Anexo 12:	Procedimientos de Entrega de Información de Contraprestaciones al Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo y de su Pago
Anexo 13:	Uso Compartido de Infraestructura

CLÁUSULA 31.
DISPOSICIONES DE TRANSPARENCIA

31.1 Acceso a la Información. El Contratista estará obligado a entregar la información que la CNH requiera con el fin de que ésta cumpla con lo previsto en el artículo 89 de la Ley de Hidrocarburos, incluyendo aquella información a la que se refiere la Cláusula 28.2, a través de los medios que para tal efecto establezca la CNH. El Contratista deberá cooperar con las Autoridades Gubernamentales competentes en caso que se requiera divulgar dicha información en términos de la Normatividad Aplicable.

31.2 Conducta del Contratista y Filiales. El Contratista declara y garantiza que los directores, funcionarios, asesores, empleados y personal del Contratista y de sus Filiales no han efectuado, ofrecido o autorizado, ni efectuarán, ofrecerán o autorizarán en ningún momento, ningún pago, obsequio, promesa u otra ventaja, ya sea directamente o a través de cualquier otra Persona o entidad, para el uso o beneficio de cualquier funcionario público, algún partido político, funcionario de un partido político o candidato a algún cargo político, con el propósito de: (i) influir en cualquier decisión u omisión por parte de un funcionario público, partido político o candidato; (ii) obtener o mantener este Contrato o cualquier otro negocio, o (iii) asegurar cualquier otro beneficio o ventaja ilícita para el Contratista, sus Filiales, accionistas, o cualquier otra Persona. Asimismo, el Contratista se asegurará que tanto él como sus Filiales: (i) se apegarán y cumplirán en todo momento con cualesquiera leyes y regulaciones anti-corrupción que sean aplicables, y (ii) crearán y mantendrán controles internos adecuados para el cumplimiento de lo previsto en esta Cláusula 31.2.

31.3 Notificación de Investigación. El Contratista deberá notificar a la CNH y a cualquier otra Autoridad Gubernamental competente: (i) de manera inmediata a que tenga conocimiento, o que tenga motivos suficientes para presumir, que ha ocurrido cualquier acto contrario a lo previsto en la Cláusula 31.2, y (ii) dentro de los cinco (5) Días siguientes a que tenga conocimiento de cualquier investigación o proceso iniciado por cualquier autoridad, mexicana o extranjera, relacionado con cualquier supuesta infracción a lo dispuesto en esta Cláusula 31. Asimismo, el Contratista deberá mantener informada a la CNH sobre el avance de la investigación y proceso hasta su conclusión.

31.4 Conflicto de Interés. El Contratista se compromete a no incurrir en ningún conflicto de interés entre sus propios intereses (incluyendo los de sus accionistas, Filiales y accionistas de sus Filiales) y los intereses del Estado en el trato con los Subcontratistas, clientes y cualquier otra organización o individuo que realice negocios con el Contratista (sus accionistas, Filiales y accionistas de sus Filiales) con respecto a las obligaciones del Contratista conforme al presente Contrato.

CLÁUSULA 32.
COOPERACIÓN EN MATERIA DE SEGURIDAD NACIONAL

Con el objeto de administrar los riesgos relacionados con la seguridad nacional o derivados de emergencias, siniestros o alteración del orden público, el Contratista deberá brindar las facilidades que le sean requeridas por las autoridades federales competentes.

CLÁUSULA 33.
IDIOMA

El idioma del presente Contrato es el español. Todas las notificaciones, renuncias y otras comunicaciones hechas por escrito o de otra forma entre las Partes en relación con este Contrato deberán hacerse en español. Cualquier traducción del presente Contrato no será considerada oficial.

CLÁUSULA 34.
EJEMPLARES

Este Contrato se firma en cuatro (4) ejemplares equivalentes con el mismo significado y efecto, y cada uno será considerado como un original.

EN TESTIMONIO DE LO CUAL, las Partes firman este Contrato en la fecha mencionada al principio del mismo.

POR LA "COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS"

C. JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA
COMISIONADO PRESIDENTE

C. CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ
SECRETARIA EJECUTIVA

C. GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ
TITULAR DE LA UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS

POR "EL CONTRATISTA"

C. ROBERTO MARTÍNEZ GARCÍA
REPRESENTANTE LEGAL
DIAVAZ OFFSHORE, S.A.P.I. DE C.V.

ANEXO 1

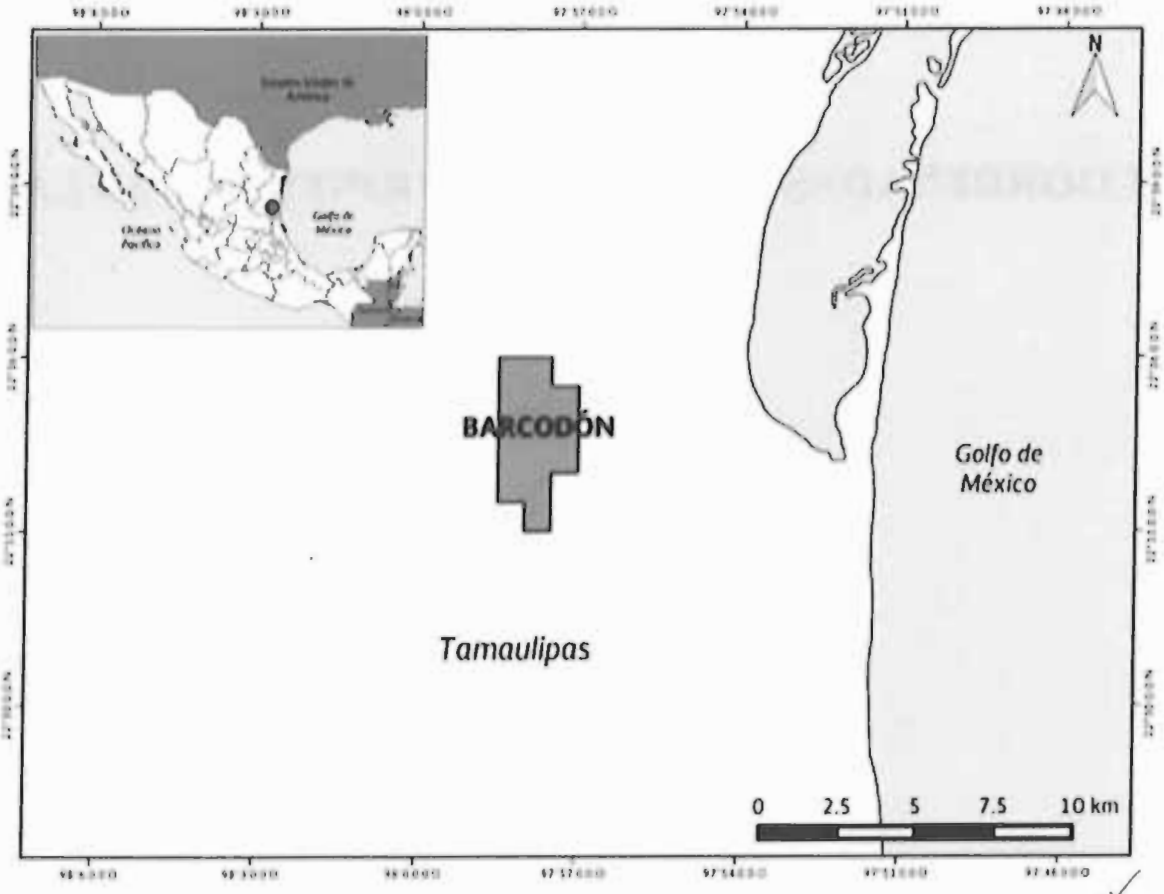
COORDENADAS Y ESPECIFICACIONES DEL ÁREA CONTRACTUAL

Coordenadas y Especificaciones del Área Contractual

1. Coordenadas:

Área Contractual	Campo/Polígono	Vértice	Oeste (Longitud)	Norte (Latitud)
1	Barcodón	1	97° 57' 30"	22° 36' 00"
		2	97° 57' 30"	22° 35' 30"
		3	97° 57' 00"	22° 35' 30"
		4	97° 57' 00"	22° 34' 00"
		5	97° 57' 30"	22° 34' 00"
		6	97° 57' 30"	22° 33' 00"
		7	97° 58' 00"	22° 33' 00"
		8	97° 58' 00"	22° 33' 30"
		9	97° 58' 30"	22° 33' 30"
		10	97° 58' 30"	22° 36' 00"

2. Mapa:



3. Profundidad:

Área Contractual	Campo	Profundidad
1	Barcodón	Sin restricción

4. Superficie aproximada:

Área Contractual	Campo	Superficie (km^2)	Área Tipo
1	Barcodón	10.995	Tipo 2

ANEXO 2

MODELO DE GARANTÍA CORPORATIVA

GARANTÍA CORPORATIVA

SUSCRITA POR

[_____]

EN FAVOR DE

COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Contrato de Garantía

El presente Contrato de Garantía (la "Garantía") se suscribe el __ de ____ de _____ por _____, una empresa organizada y existente conforme a las leyes de _____ en calidad de garante (el "Garante"), en favor de los Estados Unidos Mexicanos, por conducto de la Comisión Nacional de Hidrocarburos de México, en calidad de beneficiario (en adelante, el "Beneficiario"), en relación con el Contrato para la Extracción de Hidrocarburos bajo la Modalidad de Licencia, de fecha __ de _____ de ____ suscrito entre el Beneficiario por una parte, y XYZ por la otra, (según el mismo vaya a ser modificado de acuerdo con sus términos, el "Contrato"). Todos los términos escritos con mayúscula inicial pero no definidos de otra forma en esta Garantía tendrán el significado que se les da a los mismos en el Contrato.

CLÁUSULA 1
GARANTÍA

(a) El Garante, en este acto de manera solidaria, incondicional e irrevocable, garantiza al Beneficiario, como obligado principal y no meramente como fiador, el pago total, puntual y completo de cualesquiera cantidades que _____ deba pagar al Beneficiario en virtud del Contrato, así como el cumplimiento puntual y oportuno de todas y cada una de las obligaciones de _____, de conformidad con el Contrato. Esta Garantía constituye una garantía de pago y de cumplimiento y no meramente de cobranza, la cual deberá permanecer en pleno vigor y efecto hasta que todas las obligaciones de _____ garantizadas por la misma, sean pagadas o cumplidas en su totalidad, sujeto a la cláusula 2 de esta Garantía. Hasta donde sea permitido por la Normatividad Aplicable, el Garante renuncia a todas las excepciones o beneficios a que tenga derecho por ley o por cualquier otro medio, en su calidad de fiador o garante.

(b) La garantía de pago y cumplimiento dispuesta en esta Garantía constituye una garantía continua, absoluta e incondicional y deberá aplicarse a todas las obligaciones en virtud del Contrato cuando éstas se originen. Sin limitar la generalidad de lo anterior, la garantía del Garante no será liberada, extinguida o de otra forma afectada por: (i) cualesquiera cambios en el nombre, actividades autorizadas, existencia legal, estructura, personal o propiedad directa o indirecta de _____; (ii) insolvencia, quiebra, reorganización o cualquier otro procedimiento similar que afecte a _____ o a sus respectivos activos; o (iii) cualquier otro acto u omisión o retraso de cualquier tipo de _____, el Beneficiario o cualquier otra Persona.

(c) En la medida permitida por la Normatividad Aplicable, el Garante conviene que, sin la notificación y sin la necesidad de una confirmación, consentimiento o garantía adicional de su parte, las obligaciones de _____ aquí garantizadas podrán ser en ocasiones, de conformidad con el Contrato, renovadas, ampliadas, incrementadas, aceleradas, modificadas, reformadas, transigidas, renunciadas, liberadas o rescindidas, todo lo anterior sin impedir o afectar la obligación del Garante conforme a esta Garantía. El Beneficiario no estará obligado a ejercitar recurso alguno contra _____ antes de tener el derecho a exigir el cumplimiento o recibir el pago del Garante de las obligaciones aquí garantizadas.

CLÁUSULA 2
RESTITUCIÓN

Las responsabilidades del Garante en virtud de esta Garantía deberán ser automáticamente restituidas en caso de y hasta el punto en que, por cualquier razón, cualquier pago o cumplimiento hecho por o en nombre de _____ en relación con las obligaciones aquí garantizadas, se recupere de o se reembolse por el Beneficiario o cualquier otra parte como resultado de cualquier procedimiento de quiebra, insolvencia, reorganización o cualquier otro.

CLÁUSULA 3
DECLARACIONES Y GARANTÍAS

El Garante en este acto declara y garantiza que: (i) tiene plena capacidad jurídica para la celebración y cumplimiento de esta Garantía; (ii) ha cumplido con todos los requerimientos corporativos y de otra naturaleza necesarios para la celebración y cumplimiento de esta Garantía; (iii) ha obtenido todas las autorizaciones corporativas y de otra naturaleza necesarias para la celebración y cumplimiento de esta Garantía y (iv) esta Garantía constituye una obligación legal, válida y vinculante de dicho Garante la cual puede hacerse valer en su contra de acuerdo con sus términos.

CLÁUSULA 4
VALIDEZ

Si cualquier disposición de esta Garantía o la aplicación de la misma a cualquier circunstancia se declara por cualquier motivo nula o no exigible, el resto de esta Garantía y la aplicación de dicha disposición a otras circunstancias no deberá verse afectada por tal circunstancia.

CLÁUSULA 5
LEY APLICABLE Y ARBITRAJE

(a) Esta Garantía se regirá e interpretará de conformidad con la legislación federal de los Estados Unidos Mexicanos.

(b) El Garante y el Beneficiario convienen que lo establecido en la Cláusula 25 le será aplicable a cualquier controversia derivada o relacionada con esta Garantía. El Garante acepta que, a solicitud del Beneficiario, cualquier procedimiento de resolución de controversias en virtud de esta Garantía podrá consolidarse con cualquier procedimiento arbitral iniciado en virtud del Contrato. Cuando haya necesidad de que las partes del arbitraje nombren a algún miembro del tribunal, el Garante y, en su caso el Contratista y cualquier otro garante, nombrarán a uno en forma conjunta.

(c) El Garante conviene en pagar todos los Costos, gastos y honorarios razonables y documentados, incluyendo honorarios de abogados, en que el Beneficiario pueda incurrir en la ejecución de esta Garantía.

CLÁUSULA 6
NOTIFICACIONES

Cualquier notificación u otra comunicación relacionada con esta Garantía deberá de hacerse por escrito y entregarse personalmente, por mensajería, por correo certificado o registrado (o en una forma sustancialmente similar al correo) en la forma siguiente:

Si a la CNH:

_____
_____
_____
_____

Si a XYZ:

_____
_____
_____
_____

Si al Garante:

_____
_____
_____
_____

Cualquiera de las partes de esta Garantía podrá, mediante una notificación por escrito a las otras partes, cambiar la dirección a la cual deberán de estar dirigidas las notificaciones. Cualquier notificación u otra comunicación, deberá de considerarse que ha sido realizada al momento de recepción por el destinatario. Todas las comunicaciones en relación con esta Garantía deberán ser en español.

CLÁUSULA 7
IDIOMA

Esta Garantía se celebra en el idioma español. Cualquier traducción de esta Garantía será únicamente para efectos de conveniencia y no será considerada para la interpretación de la misma.

CLÁUSULA 8
EJEMPLARES

Esta Garantía podrá ser firmada por las partes de la misma en ejemplares separados, cada uno de las cuales cuando sea firmado y entregado se considerará un original, pero todos los ejemplares en su conjunto deberán constituir uno solo y el mismo instrumento.

EN TESTIMONIO DE LO CUAL, las partes firman esta Garantía en la fecha mencionada al principio de la misma.

[_____],
como Garante

Por: _____
Nombre:
Título:

CONVIENE Y ACEPTA:
COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS
Como Beneficiario

Por: _____
Nombre:
Título:

ANEXO 3

PROCEDIMIENTOS PARA DETERMINAR LAS CONTRAPRESTACIONES DEL ESTADO

PROCEDIMIENTOS PARA DETERMINAR LAS CONTRAPRESTACIONES DEL ESTADO

El presente Anexo establece los términos y condiciones bajo los cuales deberá realizar el cálculo y pago de las Contraprestaciones aplicables a este Contrato para cualquier Mes durante la vigencia del mismo, de conformidad con lo previsto en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos vigente al momento del fallo por el que se adjudicó el Contrato.

1. Precio Contractual

1.1. El Precio Contractual para cada tipo de Hidrocarburo será determinado con base en lo estipulado en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, conforme al procedimiento establecido en este Anexo 3.

1.2. Para cada Período se calcularán las Contraprestaciones considerando el Precio Contractual de cada tipo de Hidrocarburo, que se determinará de acuerdo con los criterios establecidos en este Anexo 3.

1.3. Para los efectos de este Anexo 3 se entenderá por *t* el subíndice correspondiente al Período. En el caso que las Actividades Petroleras se realicen en un Período que no comprenda el Mes completo, el Período será el número de Días que efectivamente operó este Contrato.

1.4. El Precio Contractual del Petróleo se determinará por Barril conforme a lo siguiente:

(a) En caso que, durante el Período, el Contratista comercialice al menos el cincuenta por ciento (50%) del volumen de Petróleo que le sea entregado en el Período, con base en Reglas de Mercado o exista el compromiso de dicha comercialización (incluyendo contratos de venta de largo plazo en los que el precio se determine por Reglas de Mercado), el Precio Contractual del Petróleo en el Período en el que se registre la comercialización será igual al precio de venta promedio observado, ponderado por el volumen que en cada caso corresponda, al que el Contratista haya realizado o comprometido la comercialización.

En el caso de cualquier volumen que el Contratista venda o entregue a una Filial o parte relacionada, que sea a su vez comercializado a un tercero sin algún tratamiento o procesamiento intermedio, el precio de venta y el volumen correspondientes a la transacción de la Filial o parte relacionada con el tercero podrán ser considerados en el cálculo del Precio Contractual del Petróleo en el Período.

(b) Si al finalizar el Período correspondiente no se ha registrado comercialización bajo Reglas de Mercado por parte del Contratista, de al menos el cincuenta por ciento (50%) del volumen de Petróleo que le sea entregado en el Período, el Precio Contractual del Petróleo se calculará a través del uso de la fórmula correspondiente, en función del grado API y contenido de azufre correspondiente al Petróleo extraído en el Área Contractual en el Período. Lo anterior considerando los precios para los crudos marcadores *Light Louisiana Sweet* (*LLS*) y *Brent*, publicados en el Período

por una compañía internacional especializada en la publicación de información de referencia sobre precios, de acuerdo a lo siguiente:

i. Si el Contratista comercializó menos del cincuenta por ciento (50%) del volumen de Petróleo que le sea entregado en el Período, el Precio Contractual del Petróleo será el promedio de los precios calculados a través del uso de la fórmula correspondiente a la fecha de cada operación de comercialización, utilizando los precios de los marcadores de dicha fecha, ponderado de acuerdo con el volumen involucrado en cada transacción realizada en el Período.

ii. Si no se realizó comercialización, debido a que el volumen de Petróleo producido en el Período y registrado en el Punto de Medición se mantuvo almacenado bajo la propiedad del Contratista, el Precio Contractual del Petróleo se calculará a través del uso de la fórmula correspondiente, considerando el promedio simple de los precios de los marcadores durante el Período.

Las fórmulas para calcular el Precio Contractual del Petróleo referidas son:

Grado API del Petróleo crudo extraído en el Área Contractual	Fórmula aplicable para la determinación del Precio Contractual del Petróleo
$API \leq 21.0°$	$PC_{P,t} = 0.481 \cdot LLS_t + 0.508 \cdot Brent_t - 3.678 \cdot S$
$21.0° < API \leq 31.1°$	$PC_{P,t} = 0.198 \cdot LLS_t + 0.814 \cdot Brent_t - 2.522 \cdot S$
$31.1° < API \leq 39.0°$	$PC_{P,t} = 0.167 \cdot LLS_t + 0.840 \cdot Brent_t - 1.814 \cdot S$
$API > 39.0°$	$PC_{P,t} = 0.0800 \cdot LLS_t + 0.920 \cdot Brent_t$

Donde:
$PC_{P,t}$ = Precio Contractual del Petróleo en el Período t.
API= Parámetro de ajuste por calidad, utilizando el promedio ponderado de Grados API del Petróleo producido en el Área Contractual en el Período t.
LLS_t= Precio promedio de mercado del Crudo Louisiana Light Sweet (LLS) en el Período t.
$Brent_t$= Precio promedio de mercado del Crudo Brent ICE en el Período t.
S= Parámetro de ajuste por calidad, utilizando el valor del porcentaje promedio ponderado de azufre en el Petróleo producido en el Área Contractual considerando dos decimales (por ejemplo, si es 3% se utiliza 3.00).

Las fórmulas para determinar el Precio Contractual podrán ser actualizadas en este Contrato para reflejar los ajustes estructurales en el mercado de los Hidrocarburos, con base en la información que la Secretaría de Hacienda publique en el reporte

anual al que se refiere el artículo 5 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

En caso que los precios de los crudos marcadores *LLS* y *Brent* dejen de ser publicados, la Secretaría de Hacienda establecerá una nueva fórmula considerando otros crudos marcadores que sean comercializados con liquidez y que sean representativos de las condiciones de mercado.

En caso que la comercialización se realice con partes relacionadas o que el precio de venta del Petróleo se determine con base en un precio regulado, se podrá utilizar el precio de dicha transacción para la determinación del Precio Contractual sujeto a las reglas aplicables a los precios de transferencia establecidas en el Anexo 4.

En caso que en el mercado exista un tipo de Petróleo que presente las mismas características de calidad (mismos grados API y mismo contenido de azufre) que el Petróleo producido en el Área Contractual durante el Período correspondiente, el Precio Contractual del Petróleo a emplear conforme este inciso (b), podrá ser calculado considerando el precio de mercado del Petróleo referido que sea libre a bordo (*Free on board/"FOB"*), en sustitución del valor estimado a través de la fórmula correspondiente.

Para efectos del párrafo anterior, el Contratista deberá presentar la documentación con información verificable, publicada en el Período por una compañía internacional especializada en la publicación de información de referencia sobre precios, que demuestre que el tipo de Petróleo propuesto posee los mismos grados API y mismo contenido de azufre que el Petróleo producido en el Área Contractual, conforme las mediciones que realice la CNH en el Período.

(c) En caso que el Precio Contractual del Petróleo en el Período inmediato anterior o en los dos Períodos inmediatos anteriores haya sido determinado a través de las fórmulas establecidas en el inciso (b) de este numeral, y que durante el Período de que se trate exista comercialización de Petróleo con base en Reglas de Mercado por parte del Contratista conforme al inciso (a) de este numeral, el Precio Contractual del Petróleo en el Período se determinará conforme a la siguiente fórmula, siempre que la diferencia entre el precio estimado por la fórmula y el precio observado en la comercialización de Petróleo con base en Reglas de Mercado en el Período t sea menor o igual al cincuenta por ciento (50%) del precio observado:

$$PC_{P,t} = \frac{Precio_{comercialización_t} \times \sum_{i=0}^{162} VP_{P,t-i} - \sum_{j=1}^{162} VC_{P,t-j}}{VP_{P,t}}$$

Donde:

$PC_{P,t}$ = Precio Contractual del Petróleo en el Período t.
$Precio_{comercialización_t}$ = Precio observado en la comercialización de Petróleo con base en Reglas de Mercado en el Período t.

$\sum_{i=0}^{162} VP_{P,t-i}$ =Sumatoria del volumen de producción del Petróleo registrado en el Punto de Medición en los Períodos t, $t-1$ y en su caso, $t-2$.

$\sum_{j=1}^{162} VC_{P,t-j}$=Sumatoria del Valor Contractual del Petróleo en el Período $t-1$, y en su caso, $t-2$.

$VP_{P,t}$= Volumen de producción de Petróleo registrado en el Punto de Medición en el Período t.

En caso que la diferencia entre el precio estimado por la fórmula y el precio observado en la comercialización de Petróleo con base en Reglas de Mercado en el Período t sea superior al cincuenta por ciento (50%) del precio observado, el Precio Contractual del Petróleo en el Período se determinará de la siguiente forma:

i. Si el precio estimado por la fórmula es mayor al precio observado, el Precio Contractual será:

$$PC_{P,t} = Precio_{comercialización_t} \times 1.5$$

ii. Si el precio estimado por la fórmula es menor al precio observado, el Precio Contractual será

$$PC_{P,t} = Precio_{comercialización_t} \times 0.5$$

Cualquier variación en el Valor Contractual del Petróleo producido en el Período inmediato anterior o en los dos Períodos inmediatos anteriores, que persista considerando la determinación del Precio Contractual conforme lo establecido en este inciso (c) y el precio observado bajo Reglas de Mercado, podrá ser solventada dentro de los tres (3) Períodos subsecuentes a través de ajustes que determine la Secretaría de Hacienda, como parte de sus atribuciones de verificación, conforme lo establecido en el numeral 4.4 de este Anexo 3.

(d) Para que el precio que resulte de la comercialización realizada por parte del Contratista sea considerado en la determinación del Precio Contractual del Petróleo, el Contratista deberá haber comunicado previamente al cierre del Período, las características relevantes de la comercialización realizada, incluyendo los aspectos para determinar el precio aplicable con base en Reglas de Mercado. Independientemente de lo anterior, el Contratista deberá reportar los ingresos totales, el volumen de Petróleo y el precio promedio ponderado que obtenga, derivados de la comercialización del Petróleo que le corresponda como Contraprestaciones.

1.5. El Precio Contractual de los Condensados se determinará por Barril conforme a lo siguiente:

(a) En caso que, durante el Período, el Contratista comercialice al menos el cincuenta por ciento (50%) del volumen de Condensados que le sea entregado en el Período,

con base en Reglas de Mercado o exista el compromiso de dicha comercialización, incluyendo contratos de venta de largo plazo en los que el precio se determine por Reglas de Mercado, el Precio Contractual de los Condensados en el Período en el que se registre la comercialización será igual al precio de venta promedio observado, ponderado por el volumen que en cada caso corresponda, al que el Contratista haya realizado o comprometido la comercialización.

En el caso de cualquier volumen que el Contratista venda o entregue a una Filial o parte relacionada, que sea a su vez comercializado a un tercero sin algún tratamiento o procesamiento intermedio, el precio de venta y el volumen correspondientes a la transacción de la Filial o parte relacionada con el tercero podrán ser considerados en el cálculo del Precio Contractual de los Condensados en el Período.

(b) Si al finalizar el Período correspondiente, no se ha registrado comercialización bajo Reglas de Mercado por parte del Contratista, de al menos el cincuenta por ciento (50%) del volumen de Condensados que le sea entregado en el Período, el Precio Contractual de los Condensados se calculará considerando el precio promedio para el crudo marcador Brent publicado en el Período t por una compañía internacional especializada en la publicación de información de referencia sobre precios, de acuerdo a lo siguiente:

i. Si el Contratista comercializó menos del cincuenta por ciento (50%) del volumen de Condensados que le sea entregado en el Período, el Precio Contractual de los Condensados será el promedio de los precios calculados mediante fórmula a la fecha de cada operación de comercialización, utilizando los precios del crudo marcador de dicha fecha, ponderado de acuerdo al volumen involucrado en cada transacción realizada en el Período.

ii. Si no se realizó comercialización debido a que el volumen de Condensados producido en el Período y registrado en el Punto de Medición se mantuvo almacenado bajo la propiedad del Contratista, el Precio Contractual de los Condensados se calculará a través del uso de la fórmula correspondiente, considerando el promedio simple del precio del marcador durante el Período.

La fórmula para calcular el Precio Contractual de los Condensados es:

$$PC_{C,t} = 6.282 + 0.905 Brent_{P,t}$$

Donde:

$PC_{C,t}$ = Precio Contractual de los Condensados en el Período t.
$Brent_{P,t}$ = Precio del Crudo Brent ICE en el Período t.

La fórmula para determinar el Precio Contractual podrá ser actualizada en este Contrato para reflejar los ajustes estructurales en el mercado de los Hidrocarburos, con base en la información que la Secretaría de Hacienda publique en el reporte anual al que se refiere el artículo 5 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

En caso que el precio del crudo marcador Brent deje de ser publicado, la Secretaría de Hacienda establecerá una nueva fórmula considerando otro u otros marcadores que sean comercializados con liquidez y que sean representativos de las condiciones de mercado.

En caso que la comercialización se realice con partes relacionadas o que el precio de venta de los Condensados se determine con base en un precio regulado, se podrá utilizar el precio de dicha transacción para la determinación del Precio Contractual sujeto a las reglas aplicables a los precios de transferencia establecidas en el Anexo 4.

(c) En caso que el Precio Contractual de los Condensados en el Período inmediato anterior o en los dos Períodos inmediatos anteriores haya sido determinado a través de la fórmula establecida en el inciso (b) de este numeral, y que durante el Período de que se trate exista comercialización de Condensados con base en Reglas de Mercado por parte del Contratista conforme al inciso (a) de este numeral, el Precio Contractual de los Condensados en el Período se determinará conforme a la siguiente fórmula, siempre que la diferencia entre el precio estimado por la fórmula y el precio observado en la comercialización de los Condensados con base en Reglas de Mercado en el Período t sea menor o igual al cincuenta por ciento (50%) del precio observado:

$$PC_{C,t} = \frac{Precio_{comercialización_t} \times \sum_{i=0}^{1ó2} VP_{C,t-i} - \sum_{j=1}^{1ó2} VC_{C,t-j}}{VP_{C,t}}$$

Donde:

$PC_{C,t}$ = Precio Contractual de los Condensados en el Período t.
$Precio_{comercialización_t}$ = Precio observado en la comercialización de Condensados con base en Reglas de Mercado en el Período t.

$\sum_{i=0}^{1ó2} VP_{C,t-i}$ = Sumatoria del Volumen de Producción de Condensados registrado en el Punto de Medición en los Períodos t, $t-1$ y en su caso, $t-2$.

$\sum_{j=1}^{1ó2} VC_{C,t-j}$ = Sumatoria del Valor Contractual de los Condensados en el Período $t-1$, y en su caso, $t-2$.

$VP_{C,t}$= Volumen de Producción de Condensados registrado en el Punto de Medición en el Período t.

En caso que la diferencia entre el precio estimado por la fórmula y el precio observado en la comercialización de Condensados con base en Reglas de Mercado en el Período t sea superior al cincuenta por ciento (50%) del precio observado, el Precio Contractual de los Condensados en el Período se determinará de la siguiente forma:

i. Si el precio estimado por la fórmula es mayor al precio observado, el Precio

Contractual será:

$$PC_{C,t} = Precio_{comercialización_t} \times 1.5$$

ii. Si el precio estimado por la fórmula es menor al precio observado, el Precio Contractual será

$$PC_{C,t} = Precio_{comercialización_t} \times 0.5$$

Cualquier variación en el Valor Contractual de los Condensados producidos en el Período inmediato anterior o en los dos Períodos inmediatos anteriores, que persista considerando la determinación del Precio Contractual conforme lo establecido en este inciso (c) y el precio observado bajo Reglas de Mercado, podrá ser solventada dentro de los tres (3) Períodos subsecuentes a través de ajustes que determine la Secretaría de Hacienda, como parte de sus atribuciones de verificación, conforme lo establecido en el numeral 4.4 de este Anexo 3.

(d) Para que el precio que resulte de la comercialización realizada por parte del Contratista sea considerado en la determinación del Precio Contractual de los Condensados, el Contratista deberá haber comunicado previamente al cierre del Período las características relevantes de la comercialización realizada, incluyendo los aspectos para determinar el precio aplicable con base en Reglas de Mercado. Independientemente de lo anterior, el Contratista deberá reportar los ingresos totales, el volumen de Condensados y el precio promedio ponderado que obtenga, derivados de la comercialización de los Condensados que le correspondan como Contraprestaciones.

1.6. El Precio Contractual del Gas Natural y de sus componentes se determinará, por separado, por unidad calórica (millón de BTU) conforme a lo siguiente:

(a) El Precio Contractual del Gas Natural considerará, en la proporción que corresponda, el valor unitario y el volumen que corresponda a la comercialización del Gas Natural (metano) y de cada uno de sus otros componentes (etano, propano y butano).

(b) En caso que, durante el Período, el Contratista comercialice al menos el cincuenta por ciento (50%) del volumen de Gas Natural que le sea entregado en el Período, con base en Reglas de Mercado o exista el compromiso de dicha comercialización (incluyendo contratos de venta de largo plazo en los que el precio se determine por Reglas de Mercado), el Precio Contractual del Gas Natural en el Período en el que se registre la comercialización será igual al precio de venta promedio observado, ponderado por la equivalencia calórica en millones de BTU del volumen que en cada caso corresponda, al que el Contratista haya realizado o comprometido la comercialización.

En el caso de cualquier volumen que el Contratista venda a una Filial o parte relacionada, que sea a su vez comercializado a un tercero sin algún tratamiento o

procesamiento intermedio, el precio de venta y el volumen correspondientes a la transacción de la Filial o parte relacionada con el tercero podrán ser considerados en el cálculo del Precio Contractual del Gas Natural en el Período.

(c) Si al finalizar el Período correspondiente el Contratista comercializó menos del cincuenta por ciento (50%) del volumen de Gas Natural que le sea entregado en el Período con base en Reglas de Mercado, el Precio Contractual del Gas Natural será el promedio de los precios determinados a partir de los precios diarios que fije la Comisión Reguladora de Energía para el punto en el que el Gas Natural producido al amparo de este Contrato ingrese en el Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado a la fecha de cada operación de comercialización, ponderado por la equivalencia calórica en millones de BTU del volumen involucrado en cada transacción realizada en el Período.

En caso que la comercialización se realice con partes relacionadas o que el precio de venta del Gas Natural o de alguno de sus componentes se determine con base en un precio regulado, se podrá utilizar el precio de dicha transacción para la determinación del Precio Contractual sujeto a las reglas aplicables a los precios de transferencia establecidas en el Anexo 4.

(d) En caso que el Precio Contractual del Gas Natural en el Período inmediato anterior o en los dos Períodos inmediatos anteriores hayan sido determinados a través de la fórmula establecida en el inciso (c) de este numeral, y que durante el Período de que se trate exista comercialización del Gas Natural con base en Reglas de Mercado por parte del Contratista conforme al inciso (b) de este numeral, el Precio Contractual del Gas Natural en el Período se determinará conforme a la siguiente fórmula, siempre que la diferencia entre el precio estimado por la fórmula y el precio observado en la comercialización de Gas Natural con base en Reglas de Mercado en el Período t sea menor o igual al cincuenta por ciento (50%) del precio observado:

$$PC_{G,t} = \frac{Precio_{comercialización_t} \times \sum_{i=0}^{1ó2} VP_{G,t-i} - \sum_{j=1}^{1ó2} VC_{G,t-j}}{VP_{G,t}}$$

Donde:

$PC_{G,t}$ = Precio Contractual del Gas Natural en el Período t.
$Precio_{comercialización_t}$ = Precio observado en la comercialización de Gas Natural con base en Reglas de Mercado en el Período t.

$\sum_{i=0}^{1ó2} VP_{G,t-i}$ =Sumatoria del Volumen de Producción de Gas Natural registrado en el Punto de Medición en los Períodos t, $t-1$ y en su caso, $t-2$.

$\sum_{j=1}^{1ó2} VC_{G,t-j}$=Sumatoria del Valor Contractual de Gas Natural en el Período $t-1$, y en su caso, $t-2$.

$VP_{G,t}$= Volumen de Producción de Gas Natural registrado en el Punto de Medición en el Período t y expresado en su equivalencia calórica en millones de BTU, según se trate de Gas Natural (metano) o de cada uno de los componentes que lo constituyen (etano, propano y butano) en la proporción que corresponda.

En caso que la diferencia entre el precio estimado por la fórmula y el precio observado en la comercialización de Gas Natural con base en Reglas de Mercado en el Período t sea superior al cincuenta por ciento (50%) del precio observado, el Precio Contractual del Gas Natural en el Período se determinará de la siguiente forma:

i. Si el precio estimado por la fórmula es mayor al precio observado, el Precio Contractual será:

$$PC_{G,t} = Precio_{comercialización_t} \times 1.5$$

ii. Si el precio estimado por la fórmula es menor al precio observado, el Precio Contractual será

$$PC_{G,t} = Precio_{comercialización_t} \times 0.5$$

Cualquier variación en el Valor Contractual del Gas Natural producido en el Período inmediato anterior o en los dos Períodos inmediatos anteriores, que persista considerando la determinación del Precio Contractual conforme lo establecido en este inciso (d) y el precio observado bajo Reglas de Mercado, podrá ser solventada dentro de los tres (3) Períodos subsecuentes a través de ajustes que determine la Secretaría de Hacienda, como parte de sus atribuciones de verificación, conforme lo establecido en el numeral 4.4 de este Anexo 3.

(e) Para que el precio que resulte de la comercialización realizada por parte del Contratista sea considerado en la determinación del Precio Contractual del Gas Natural, el Contratista deberá haber comunicado previamente al cierre del Período las características relevantes de la comercialización realizada incluyendo los aspectos para determinar el precio aplicable con base en Reglas de Mercado. Independientemente de lo anterior, el Contratista deberá reportar los ingresos totales, el volumen de Gas Natural y el precio promedio ponderado que obtenga, derivados de la comercialización del Gas Natural que le correspondan como Contraprestaciones.

1.7. En cada Período, en el caso de ventas de Hidrocarburos por parte del Contratista, que no sean libres a bordo (*Free on board/"FOB"*) en el Punto de Medición, el Precio Contractual en el Punto de Medición será el equivalente, en Dólares por unidad de medida respectiva, de los ingresos netos observados recibidos por la comercialización de cada tipo de Hidrocarburo, considerando los costos necesarios observados de transporte, Almacenamiento, logística y todos los demás costos incurridos para el traslado y comercialización de Hidrocarburos entre el Punto de Medición y el punto de venta, dividido entre el volumen de Petróleo crudo, Condensados y Gas Natural, según

sea el caso, medido en el Punto de Medición.

En estos casos, el Precio Contractual del Período se ajustará considerando una reducción al valor establecido conforme los numerales 1.4 a 1.6 de este Anexo 3. Dicha reducción será igual al resultado de dividir el costo total de transporte, Almacenamiento y logística incurrido para cada tipo de Hidrocarburo y reportado durante el Período entre el volumen de Hidrocarburos medido y el registrado en el Período.

1.8. Para lo establecido en el numeral 1.7 anterior se considerarán únicamente los costos que sean justificadamente necesarios, incluyendo la contratación de servicios e infraestructura de transporte, Almacenamiento, tratamiento, acondicionamiento, procesamiento, licuefacción (en el caso del Gas Natural), comercialización y seguros.

En cualquier caso los costos de transporte, Almacenamiento y logística incurridos deberán ajustarse a las Reglas de Mercado y a las tarifas reguladas publicadas que resulten aplicables. En caso que los costos mencionados resulten de acuerdos con partes relacionadas, se deberán seguir las reglas relativas a los precios de transferencia establecidas en el Anexo 4.

Los costos a que hace referencia este numeral deberán sujetarse a lo establecido en el Anexo 4, y serán sujetos de las actividades de verificación que corresponden a la Secretaría de Hacienda, conforme a dicho Anexo.

1.9. No se incluirán entre los costos necesarios de transporte, Almacenamiento y logística a que hace referencia el numeral 1.7, los siguientes:

(a) Los costos por el servicio de comercialización o costos financieros asociados a la cobertura de dichos Hidrocarburos;

(b) Intereses u otros costos asociados al financiamiento de las actividades;

(c) Los costos que resulten de negligencias o conductas dolosas por parte del Contratista o que resulten de acciones del mismo que transgredan la Normatividad Aplicable;

(d) Los costos asociados a la atención de derrames o emergencias ambientales que sean resultado de acciones negligentes o dolosas del Contratista;

(e) Las Obligaciones de Carácter Fiscal que resulten aplicables, y

(f) Las sanciones o penalizaciones.

1.10. La información relativa a la determinación de los Precios Contractuales deberá ser presentada y registrada mediante el sistema informático que el Fondo ponga a disposición del Contratista

2. Valor Contractual de los Hidrocarburos en el Período t:

2.1. El Valor Contractual de los Hidrocarburos será determinado usando la siguiente fórmula:

$$VCH_t = VC_{P,t} + VC_{G,t} + VC_{C,t}$$

Donde:

VCH_t= Valor Contractual de los Hidrocarburos en el Período t.
$VC_{P,t}$= Valor Contractual del Petróleo en el Período t.
$VC_{G,t}$= Valor Contractual del Gas Natural en el Período t.
$VC_{C,t}$= Valor Contractual de los Condensados en el Período t.

En caso que, derivado de situaciones de emergencia o siniestro ocurran derrames de Hidrocarburos, para el cálculo del Valor Contractual de cada uno de los Hidrocarburos se considerarán los volúmenes de Hidrocarburos que sean recuperados en las actividades de respuesta a dicha de situaciones de emergencia o siniestro.

2.2. Para calcular el valor contractual de cada tipo de Hidrocarburo se usarán las siguientes fórmulas:

(a) Valor Contractual del Petróleo en el Período t:

$$VC_{P,t} = PC_{P,t} * VP_{P,t}$$

Donde:

$VC_{P,t}$= Valor Contractual del Petróleo en el Período t.
$PC_{P,t}$= El Precio Contractual del Petróleo en el Período t: El precio del petróleo producido en el Área Contractual, en Dólares por Barril, que se determina cada Período en el Punto de Medición, conforme al numeral 1.4 de este Anexo 3.
$VP_{P,t}$= Volumen neto de producción de Petróleo registrado en el Punto de Medición en el Período t.

(b) Valor Contractual de los Condensados en el Período t:

$$VC_{C,t} = PC_{C,t} * VP_{C,t}$$

Donde:

$VC_{C,t}$= Valor Contractual de los Condensados en el Período t.
$PC_{C,t}$= El Precio Contractual de los Condensados en el Período t: El precio de los Condensados producidos en el Área Contractual, en Dólares por Barril, que se determina cada Período en el Punto de Medición, conforme al numeral 1.5 de este

Anexo 3.
$VP_{C,t}$= Volumen neto de Producción de Condensados registrado en el Punto de Medición en el Período t.

(c) Valor Contractual de Gas Natural en el Período t:

$$VC_{G,t} = \sum_i PC_{G,t,i} * VP_{G,t,i}$$

Donde:

$VC_{G,t}$= Valor Contractual del Gas Natural en el Período t.
i = Cada uno de los productos que constituyen el Gas Natural y sus líquidos, según se trate de metano, etano, propano o butano.
$PC_{G,t,i}$= El Precio Contractual de cada componente que constituye el Gas Natural y sus líquidos en el Período t, en Dólares por millón de BTU, que se determina cada Período en el Punto de Medición, conforme al numeral 1.6 de este Anexo 3.
$VP_{G,t,i}$= Volumen neto de Producción, registrado en el Punto de Medición en el Período t y expresado en su equivalencia calórica en millones de BTU, según se trate de Gas Natural (metano) o de cada uno de sus líquidos (etano, propano y butano).

3. Contraprestación como porcentaje del Valor Contractual de los Hidrocarburos

3.1. El Estado recibirá el sesenta y cuatro punto cincuenta por ciento (64.50%) del Valor Contractual de los Hidrocarburos para el Mes de que se trate.

3.2. La Contraprestación como porcentaje del Valor Contractual de los Hidrocarburos se ajustará de conformidad con el Mecanismo de Ajuste establecido en el numeral 4.3 de este Anexo 3.

4. Procedimientos para calcular las Contraprestaciones

4.1. Regalías

El monto de las Regalías se determinará para cada tipo de Hidrocarburo mediante la aplicación de la tasa correspondiente al Valor Contractual del Petróleo, al Valor Contractual del Gas Natural y al Valor Contractual de los Condensados producidos en el Período. En el caso del Gas Natural, el monto de Regalías se determinará por separado según se trate de Gas Natural (metano) o de cada uno de sus líquidos (etano, propano y butano) considerando la tasa y el Valor Contractual que a cada uno corresponda, determinados con base en el Precio Contractual y el volumen de cada uno de los productos mencionados.

El mecanismo para la determinación de las Regalías será ajustado cada Año en el Mes de enero considerando la primera publicación de variación anual observada en el Mes de diciembre del Año previo (en adelante π_{n-1}) del Índice de Precios al Productor de

los Estados Unidos de América o el que lo sustituya, tomando el año 2015 como Año base, realizando el primer ajuste al momento de la suscripción de este Contrato considerando la variación anual observada para el mes de diciembre de 2015, publicada en la segunda quincena del Mes de enero de 2016.

El proceso para determinar los montos a pagar será el siguiente:

(a) Al Valor Contractual del Petróleo, se le aplicará la siguiente tasa:

i. Cuando el Precio Contractual del Petróleo sea inferior a A_n, se aplicará la siguiente:

$$Tasa = 7.5\%$$

Para ajustar por inflación, la actualización del parámetro A_n se realizará anualmente de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$A_n = A_{n-1} * (1 + \pi_{n-1})$$

Donde A_n toma valores desde el Año base hasta el último Año en el que haya referencia, $A_0 = 48\ \frac{USD}{bbl}$ en el Año base y n indica el Año correspondiente.

ii. Cuando el Precio Contractual del Petróleo sea mayor o igual a A_n:

$$Tasa = [(B_n * Precio\ Contractual\ del\ Petróleo) + 1.5]\%$$

Para ajustar por inflación, la actualización del parámetro B_n se realizará anualmente de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$B_n = \frac{B_{n-1}}{(1 + \pi_{n-1})}$$

Donde B_n toma valores desde el Año base hasta el último Año en el que haya referencia, $B_0 = 0.125$ en el Año base y n indica el Año correspondiente.

(b) Al valor Contractual del Gas Natural Asociado, se le aplicará la siguiente tasa:

$$Tasa = \frac{Precio\ Contractual\ del\ Gas\ Natural}{C_n}$$

Para ajustar por inflación, la actualización del parámetro C_n se realizará anualmente de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$C_n = C_{n-1} * (1 + \pi_{n-1})$$

Donde C_n toma valores desde el Año base hasta el último Año en el que haya

referencia, $C_0 = 100$ en el Año base y n indica el Año correspondiente.

(c) Al valor Contractual del Gas Natural No Asociado, se le aplicará la siguiente tasa:

i. Cuando el Precio Contractual del Gas Natural No Asociado sea menor o igual a D_n, la Tasa será de 0%.

Para ajustar por inflación, la actualización del parámetro D_n se realizará anualmente de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$D_n = D_{n-1} * (1 + \pi_{n-1})$$

Donde D_n toma valores desde el Año base hasta el último Año en el que haya referencia, $D_0 = 5\ \frac{USD}{MMBTU}$ en el Año base y n indica el Año correspondiente.

ii. Cuando el Precio Contractual del Gas Natural sea mayor a D_n y menor a E_n, la tasa se calculará de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$Tasa = \left[\frac{(Precio\ Contractual\ del\ Gas\ Natural - D_n) \times 60.5}{Precio\ Contractual\ del\ Gas\ Natural}\right]\%$$

Para ajustar por inflación, la actualización del parámetro E_n se realizará anualmente de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$E_n = E_{n-1} * (1 + \pi_{n-1})$$

Donde E_n toma valores desde el Año base hasta el último Año en el que haya referencia, $E_0 = 5.5\ \frac{USD}{MMBTU}$ en el Año base y n indica el Año correspondiente.

iii. Cuando el Precio Contractual del Gas Natural sea mayor o igual a E_n:

$$Tasa = \frac{Precio\ Contractual\ del\ Gas\ Natural}{F_n}$$

Para ajustar por inflación, la actualización del parámetro F_n se realizará anualmente de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$F_n = F_{n-1} * (1 + \pi_{n-1})$$

Donde F_n toma valores desde el Año base hasta el último Año en el que haya referencia, $F_0 = 100$ en el Año base y n indica el Año correspondiente.

(d) Al Valor Contractual de los Condensados se le aplicará la siguiente tasa:

i. Cuando el Precio Contractual de los Condensados sea inferior a G_n, se aplicará la siguiente:

$$Tasa = 5\%$$

Para ajustar por inflación, la actualización del parámetro G_n se realizará anualmente de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$G_n = G_{n-1} * (1 + \pi_{n-1})$$

Donde G_n toma valores desde el Año base hasta el último Año en el que haya referencia, $G_0 = 60\ \frac{USD}{bbl}$ en el Año base y n indica el Año correspondiente.

ii. Cuando el Precio Contractual de los Condensados sea mayor o igual a G_n:

$$Tasa = [(H_n * Precio\ Contractual\ de\ los\ Condensados) - 2.5]\%$$

Para ajustar por inflación, la actualización del parámetro H_n se realizará anualmente de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$H_n = \frac{H_{n-1}}{(1 + \pi_{n-1})}$$

Donde H_n toma valores desde el Año base hasta el último Año en el que haya referencia, con $H_0 = 0.125$ en el Año base y n indica el Año correspondiente.

El índice de precios al productor de los Estados Unidos de América a que se refiere esta sección corresponderá al primer índice publicado para el mes de diciembre del año inmediato anterior por el *Bureau of Labor Statistics* de los Estados Unidos de América, con identificación WPU00000000 sin ajuste estacional, que corresponde al índice de todas las mercancías, o en su caso, el que lo sustituya por decisión de la institución emisora. En caso de ajustes o revisiones a dicho índice de precios, prevalecerá la primera versión publicada. En caso de modificación a la referencia de índice, la Secretaría de Hacienda deberá dar a conocer la nueva referencia.

4.2. Cuota Contractual para la Fase Exploratoria

El pago mensual de la Cuota Contractual para la Fase Exploratoria en favor del Estado Mexicano por la parte del Área Contractual que no cuente con un Plan de Desarrollo aprobado por la CNH, se realizará en efectivo de conformidad con las siguientes cuotas:

(a) Durante los primeros 60 Meses de vigencia del Contrato:

1,150 pesos mexicanos por kilómetro cuadrado.

(b) A partir del Mes 61 de vigencia del Contrato y hasta la terminación de su vigencia:

2,750 pesos mexicanos por kilómetro cuadrado.

Los valores para las cuotas mensuales se actualizarán cada Año, de conformidad con la Normatividad Aplicable, el primero de enero de cada Año, considerando el Período comprendido desde el décimo tercer Mes inmediato anterior y hasta el último Mes anterior a aquél en que se efectúa la actualización, aplicándoles el factor de actualización que resulte de dividir el Índice Nacional de Precios al Consumidor del Mes inmediato anterior al más reciente del Período, entre el Índice Nacional de Precios al Consumidor correspondiente al Mes anterior al más antiguo del Período, publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Geografía o en su caso el que lo sustituya.

4.3. Mecanismo de Ajuste

El Mecanismo de Ajuste aplicable se determinará de la siguiente forma, dependiendo del tipo de Hidrocarburo de que se trate:

(a) La tasa aplicable para determinar el monto de la Contraprestación como porcentaje del Valor Contractual del Petróleo y de los Condensados que reciba el Estado en cada Período, se calculará considerando un factor de ajuste de la siguiente forma:

$$TR_{P,t} = M_0 + AR_{P,t}$$

Donde:

$TR_{P,t}$= Tasa aplicable al Valor Contractual del Petróleo y de los Condensados producidos en el Área Contractual en el Período t.

M_0 = Porcentaje mínimo del Valor Contractual de los Hidrocarburos Producidos en el Área Contractual que corresponde al Estado al Inicio de la vigencia del Contrato = sesenta y cuatro punto cincuenta por ciento (64.50%), en términos de lo establecido en el numeral 3.1 de este Anexo 3.

$AR_{P,t}$= Factor de ajuste en el Período t.

El factor de ajuste $(AR_{P,t})$ se calculará con base en el promedio diario de producción agregada de Petróleo y de Condensados registrada durante el Período t y los dos Periodos inmediatos anteriores, con base en las siguientes fórmulas:

Producción promedio diaria	Fórmula aplicable para determinar el Factor de Ajuste
$Q_{P,t} \leq U_{P,1}$	$AR_{P,t} = 0$

$U_{P,1} < Q_{P,t} \leq U_{P,2}$	$AR_{P,t} = Max[0, M_P - R_{P,t}]\left(\frac{Q_{P,t} - U_{P,1}}{U_{P,2} - U_{P,1}}\right)$
$U_{P,2} < Q_{P,t}$	$AR_{P,t} = Max[0, M_P - R_{P,t}]$

Donde:

$Q_{P,t}$= Promedio, en miles de barriles diarios, de la producción agregada de Petróleo y de Condensados registrada durante el Período t y los dos Periodos inmediatos anteriores. En el primer y segundo Período en que exista producción de Petróleo o Condensados, el valor de Q_t será el promedio de la producción agregada desde el primer Período.

$AR_{P,t}$= Factor de ajuste en el Período t.

$R_{P,t}$= Tasa ponderada de Regalías por la producción de Petróleo y Condensados correspondiente al Periodo t, que se determinará mediante la división de la suma de las Regalías por Petróleo y las Regalías por Condensados, entre la suma del Valor Contractual del Petróleo y el Valor Contractual de Condensados. El monto de las Regalías referidas se establecerá de acuerdo al numeral 4.1, inciso (a) si se trata de Petróleo o inciso (d) si se trata de Condensados.

M_P = 20%.

$U_{P,1}$= 30 mil Barriles diarios.

$U_{P,2}$= 120 mil Barriles diarios.

(b) La tasa aplicable para determinar el monto de la Contraprestación como porcentaje del Valor Contractual del Gas Natural que reciba el Estado en cada Período, se calculará considerando un factor de ajuste de la siguiente forma:

$$TR_{G,t} = M_0 + AR_{G,t}$$

Donde:

$TR_{G,t}$= Tasa aplicable al Valor Contractual del Gas Natural producido en el Área Contractual en el Período t.

M_0 = Porcentaje mínimo del Valor Contractual de los Hidrocarburos producidos en el Área Contractual que corresponde al Estado al Inicio de la vigencia del Contrato = sesenta y cuatro punto cincuenta por ciento (64.50%), en términos de lo establecido en el numeral 3.1 de este Anexo 3.

$AR_{G,t}$= Factor de ajuste en el Período t.

El factor de ajuste $(AR_{G,t})$ se calculará con base en el promedio diario de producción de Gas Natural registrada durante el Período t y los dos Periodos inmediatos anteriores, con base en las siguientes fórmulas:

Producción promedio diaria	Fórmula aplicable para determinar el Factor de Ajuste
$Q_{G,t} \leq U_{G,1}$	$AR_{G,t} = 0$
$U_{G,1} < Q_{G,t} \leq U_{G,2}$	$AR_{G,t} = Max[0, M_G - R_{G,t}]\left(\frac{Q_{G,t} - U_{G,1}}{U_{G,2} - U_{G,1}}\right)$
$U_{G,2} < Q_{G,t}$	$AR_{G,t} = Max[0, M_G - R_{G,t}]$

Donde:

$Q_{G,t}$= Promedio, en millones de pies cúbicos diarios, de la producción de Gas Natural registrada durante el Período t y los dos Periodos inmediatos anteriores. En el primer y segundo Período en que exista producción de Gas Natural, el valor de Q_t será el promedio de la producción agregada desde el primer Período.

$AR_{G,t}$= Factor de ajuste en el Período t.

$R_{G,t}$= La tasa ponderada aplicable al Valor Contractual del Gas Natural y sus líquidos para determinar el monto de Regalías respectivas en el Período t, a que se refiere el numeral 4.1, inciso (b), si se trata de Gas Natural Asociado, o inciso (c), si se trata de Gas Natural No Asociado. La tasa ponderada se determinará mediante la división del monto de Regalías por Gas Natural y sus líquidos (considerando los componentes que le constituyen, ya sea metano, etano, propano o butano) entre el Valor Contractual del Gas Natural.

M_G = 10%.

$U_{G,1}$= 80 millones de pies cúbicos diarios.

$U_{G,2}$= 240 millones de pies cúbicos diarios.

4.4. Otros ajustes a las Contraprestaciones

(a) De conformidad con el Capítulo III del Título Segundo de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, la Secretaría de Hacienda cuenta con atribuciones de verificación de las cuales se podrán derivar ajustes a las Contraprestaciones en caso de variaciones, durante el Período o Períodos anteriores, en la determinación de los Precios Contractuales o la medición del volumen producido.

(b) La Secretaría de Hacienda podrá establecer ajustes al monto de la Contraprestación como porcentaje del Valor Contractual de los Hidrocarburos, que permitan restaurar el balance económico del Contratista de haberse mantenido las condiciones económicas relativas a los términos fiscales prevalecientes al momento en que se adjudicó el Contrato, en caso que: (i) se apliquen contribuciones específicas a la industria de Exploración y Extracción de Hidrocarburos distintas a las que estuviesen vigentes al momento del fallo por el que se adjudicó el Contrato, respecto de dichas contribuciones, y que en ningún caso podrán referirse a contribuciones de carácter general; o (ii) se modifiquen elementos específicos a la industria de Exploración y Extracción de Hidrocarburos para la determinación de las contribuciones vigentes al momento del fallo por el que se adjudicó el Contrato, respecto de dicha modificación. Para tal efecto la Secretaría de Hacienda establecerá el mecanismo correspondiente.

(c) El Fondo podrá determinar ajustes al monto de la Contraprestación como porcentaje del Valor Contractual de los Hidrocarburos correspondiente al Periodo inmediato anterior, de conformidad con el numeral 5.6 de este Anexo 3.

5. Procedimientos para el pago de Contraprestaciones

5.1. Cada Período las Partes recibirán las Contraprestaciones correspondientes, conforme a la medición de volumen realizada y los Precios Contractuales determinados de acuerdo con el numeral 1 de este Anexo 3, contemplando lo siguiente:

(a) El Estado recibirá el pago, a través de transferencia electrónica, por parte del Contratista de:

i. Las Regalías, en Dólares, correspondientes a cada tipo de Hidrocarburo producido en el Período.

ii. La Contraprestación, en Dólares, como porcentaje del Valor Contractual de los Hidrocarburos para el Estado, que se determine considerando los ajustes establecidos en el numeral 4.3 de este Anexo 3.

iii. La Cuota Contractual para la Fase Exploratoria, en pesos mexicanos, correspondiente a cada Período.

(b) El Contratista recibirá la transmisión onerosa de cada tipo de Hidrocarburo, que se refiere a la entrega en el Punto de Medición del volumen de cada Hidrocarburo producido en el Área Contractual durante el Período, siempre que, conforme a los términos de este Anexo 3, el Contratista se encuentre al corriente en el cumplimiento del pago de las Contraprestaciones en favor del Estado que se hayan generado desde la Fecha Efectiva.

5.2. El Contratista deberá pagar en efectivo al Fondo las Contraprestaciones establecidas en este Contrato en favor del Estado, a más tardar el Día 17 del Período subsecuente. En caso que fuera un Día inhábil, el pago se efectuará el Día Hábil siguiente.

5.3. El Contratista deberá determinar las Contraprestaciones y efectuar el pago correspondiente, conforme a lo estipulado en este Anexo 3. Para poder efectuar el pago, el Contratista deberá haber registrado la información relativa a los Precios Contractuales y al volumen de producción correspondiente, en el sistema que el Fondo establezca para tal fin.

5.4. El volumen de cada Hidrocarburo producido en el Período se determinará al finalizar el mismo, conforme a la medición que se realice en el Punto de Medición y que el Contratista reporte dentro de los primeros diez (10) Días Hábiles del Mes. Asimismo, la CNH deberá presentar al Fondo la información relativa a la producción del Contrato del Mes inmediato anterior dentro de los primeros diez (10) Días Hábiles de cada Mes.

5.5. En caso que el Contratista no reporte la medición correspondiente en el plazo señalado en el numeral anterior o que existan discrepancias entre la información presentada por el Contratista y por CNH, el Fondo calculará las Contraprestaciones en favor del Estado con base en la medición registrada por la CNH.

5.6. Cada Período el Fondo podrá determinar la existencia de un ajuste por diferencias entre el monto de Contraprestaciones correspondiente al Período inmediato anterior pagado por el Contratista y el monto calculado por el Fondo.

5.7. Cualquier ajuste que se determine a las Contraprestaciones que haya pagado el Contratista en favor del Estado conforme a los numerales 4.4 y 5.6 de este Anexo, se solventará de acuerdo con lo siguiente:

(a) El Fondo deberá notificar al Contratista el ajuste aplicable. La notificación referida se sujetará a lo dispuesto en los numerales 3.30 a 3.33 de la Sección VI del Anexo 4 de este Contrato.

El Fondo podrá optar por realizar las notificaciones en la dirección de correo electrónico que para el efecto el Contratista designe o a través de los sistemas electrónicos que el Fondo establezca o determine.

(b) En caso que el ajuste resulte en un saldo en favor del Contratista, éste se acreditará contra el monto correspondiente a las Contraprestaciones pagaderas por el Contratista en el Período siguiente al que se requiera el ajuste. En este caso, el Fondo deberá emitir, junto con la notificación, un comprobante en el que haga constar el saldo acreditable en favor del Contratista.

(c) En caso que el ajuste resulte en un saldo en favor del Estado, el Contratista tendrá cinco (5) Días Hábiles a partir de la notificación respectiva para cubrir el saldo pendiente. En este sentido:

i. Si el Contratista cubre el ajuste dentro de este plazo, no se generará penalización alguna.

ii. Si el Contratista no cubre el saldo pendiente dentro de este plazo, estará obligado a cubrir el ajuste calculado por el Fondo más una penalización diaria

que aplicará a partir del Día Hábil siguiente a aquel en que se realice la notificación. La penalización se determinará como la tasa diaria, capitalizable diariamente sobre el saldo pendiente respectivo, equivalente en términos anuales a $(TIIE + 20\%)$. Donde TIIE se refiere a la Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio a 28 días vigente. La CNH, previo aviso por parte del Fondo, notificará al Contratista al momento en que resulten aplicables las penalizaciones a que se refiere este inciso.

5.8. En caso que transcurran dos Periodos consecutivos sin que el Contratista cubra el ajuste respectivo o, en su caso, las penalizaciones en términos de lo establecido en el numeral 5.7 de este Anexo 3, previa notificación del Fondo a la CNH, se procederá conforme lo previsto en este Contrato y en la Normatividad Aplicable respecto de sanciones y de la recisión administrativa.

La CNH podrá exigir el cobro de las penalizaciones correspondientes en caso que el Contratista no pague al Fondo dichos valores dentro de los quince (15) Días siguientes a la instrucción de pago por parte de CNH.

5.9. La Contraprestación en favor del Contratista se hará efectiva una vez que el Contratista obtenga la producción correspondiente al Área Contractual, por lo que en tanto no exista producción contractual, bajo ninguna circunstancia será exigible la Contraprestación en favor del Contratista ni se le otorgará anticipo alguno.

5.10. Los volúmenes de Hidrocarburos que correspondan al Contratista como Contraprestación se le entregarán en el Punto de Medición, lugar en el que se trasferirá al Contratista la propiedad de los Hidrocarburos Producidos en el Área Contractual.

5.11. Los Hidrocarburos dentro del Área Contractual y hasta el Punto de Medición son propiedad del Estado. El Estado mantendrá dicha propiedad hasta su entrega al Contratista como pago de las Contraprestaciones que realice el Fondo por conducto de la CNH, en el Punto de Medición. Para estos efectos, la entrega de los Hidrocarburos registrados conforme al presente Anexo 3 y el Anexo 12 en el Punto de Medición dará lugar a la entrega jurídica inmediata al Fondo para que se entreguen al Contratista, por conducto de la CNH, en ese mismo momento, sin que el Fondo deba realizar alguna verificación adicional

5.12. La entrega de los Hidrocarburos Netos al Contratista será continua y se realizarán registros diarios en el Punto de Medición, de acuerdo a los procedimientos establecidos en el Contrato. Para lo anterior, durante el Mes y hasta la determinación final de las Contraprestaciones, la propiedad del volumen de cada Hidrocarburo se transferirá al Contratista de forma provisional al momento de la entrega, siempre que éste se encuentre al corriente en el cumplimiento del pago de las Contraprestaciones que correspondan al Estado que se hayan generado desde la Fecha Efectiva.

La transmisión definitiva de la propiedad de los hidrocarburos producidos será contingente a la determinación y pago de las Contraprestaciones en favor del Estado del Periodo de que se trate y se realizará de conformidad con el numeral 5.13 de este Anexo

3.

5.13. Al finalizar el Período, una vez que la Contraprestación correspondiente al Estado en el Mes en cuestión haya sido determinada y pagada por parte del Contratista:

(a) La CNH y el Contratista firmarán un acta que deberá establecer el volumen de los Hidrocarburos del Período por tipo de Hidrocarburo y el Valor Contractual de los Hidrocarburos del Período. Dicha acta se firmará por separado respecto a cada tipo de Hidrocarburo producido. Una copia del acta deberá ser entregada al Fondo para sus registros.

(b) Con base en la información asentada en el acta mencionada en el inciso anterior, el Fondo emitirá un certificado de pago en favor del Contratista por conducto de la CNH, siempre y cuando se encuentre al corriente en el cumplimiento del pago de las Contraprestaciones que correspondan al Estado que se hayan generado desde la Fecha Efectiva. La CNH será responsable de entregar, por cuenta del Fondo, el certificado respectivo al Contratista.

6. Procedimientos para la verificación de Contraprestaciones

6.1. El Fondo:

(a) Tendrá a su cargo la administración de los aspectos financieros del Contrato y demás elementos previstos en la Ley del Fondo Mexicano del Petróleo, sin perjuicio de las atribuciones que correspondan a la CNH.

(b) Recibirá las Regalías, Cuotas Contractuales para la Fase Exploratoria y demás Contraprestaciones en favor del Estado establecidas en este Contrato.

(c) Llevará los registros de información que se requieran para calcular y determinar las Contraprestaciones establecidas en este Contrato y para realizar las demás funciones a su cargo.

(d) Realizará el cálculo de las Contraprestaciones que conforme a este Contrato correspondan al Estado, y notificará al Contratista sobre cualquier ajuste que se deba realizar.

(e) Está obligado a dar aviso a la Secretaría de Hacienda y a la CNH sobre irregularidades que detecte en el ejercicio de sus funciones a efecto de hacer valer los derechos que correspondan al Estado conforme al Contrato, o se apliquen las penas o sanciones correspondientes, sin perjuicio de otras acciones legales, judiciales o penales que resulten aplicables.

(f) Recibirá del Contratista la información y documentación relacionada con los Costos, Gastos e Inversiones requeridos para la ejecución del Contrato, y llevará un registro de dichos conceptos.

6.2. La Secretaría de Hacienda:

(a) Realizará la verificación de los aspectos financieros del Contrato relacionados con las Contraprestaciones y demás elementos previstos en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

(b) Verificará el correcto pago de las Regalías, Cuotas Contractuales para la Fase Exploratoria y demás Contraprestaciones que le correspondan al Estado. La Secretaría de Hacienda deberá notificar al Fondo respecto de cualquier ajuste a las Contraprestaciones que determine conforme lo dispuesto en el numeral 4.4 de este Anexo.

(c) Podrá solicitar al Contratista y a los terceros la información que requiera para el correcto ejercicio de sus funciones, conforme a lo establecido en este Contrato.

ANEXO 4

PROCEDIMIENTOS DE CONTABILIDAD Y DE REGISTRO DE COSTOS

PROCEDIMIENTOS DE CONTABILIDAD Y DE REGISTRO DE COSTOS

1. Procedimientos de Contabilidad y de Registro de Costos

Sección I. De la contabilidad.

1.1 Estos Procedimientos de Contabilidad y de registro de Costos tienen por objeto definir la manera en la que el Contratista registrará e informará las operaciones que se deriven del objeto del Contrato.

Para efectos de este Anexo, en adición a las definiciones establecidas en el Contrato, se considerarán las definiciones incluidas en los Lineamientos aplicables que emita la Secretaría de Hacienda vigentes a la fecha de adjudicación del Contrato.

1.2 El Contratista deberá llevar su contabilidad conforme a lo establecido en el Código Fiscal de la Federación, su Reglamento y las Normas de Información Financiera vigentes en México; misma que deberá plasmarse en idioma español y consignar los valores en la Moneda de Registro, en pesos mexicanos, independientemente de la Moneda Funcional y Moneda de Informe utilizada por el Contratista que será en Dólares.

1.3 Independientemente de lo establecido en el Código Fiscal de la Federación, el Contratista deberá mantener la contabilidad, información y documentación relacionada con los Costos en su domicilio fiscal por un plazo de cinco (5) Años después de que haya concluido el Contrato.

1.4 El Contratista deberá registrar los ingresos que reciba por la prestación de servicios a terceros a que se refiere el Anexo 13 o por la venta o disposición de Subproductos en el sistema informático que el Fondo ponga a su disposición.

Sección II. De la Cuenta Operativa.

1.5 Los Costos relacionados con el objeto del Contrato, serán registrados dentro de la Cuenta Operativa en el Período que se realicen de acuerdo al catálogo de cuentas contables publicado por el Fondo y conforme a lo señalado en el numeral 1.7 del presente Anexo.

1.6 El Contratista no podrá duplicar Costos que ya hubieren sido registrados en la Cuenta Operativa. En el caso en que el Contratista participe en más de un Contrato, solo podrá registrar las cantidades amparadas y/o desglosadas por los Comprobantes Fiscales Digitales por Internet y/o comprobantes de residente en el extranjero correspondientes a los Costos, efectivamente pagados para la ejecución de las actividades al amparo de este Contrato.

1.7 El Contratista deberá registrar los Costos por rubro de Actividad Petrolera, Sub-actividad Petrolera y Tarea; Centro de Costos, categoría de Costo y cuenta contable que para tal efecto se establezca en el sistema informático del Fondo, conforme al programa de trabajo y presupuesto presentados a la CNH.

Respecto a las Actividades Petroleras, Sub-actividades y Tareas se deberá incluir, en su caso los siguientes rubros:

Actividad Petrolera	Sub-actividad Petrolera	Tarea
Evaluación	General	Evaluaciones técnico económicas.
		Plan de desarrollo con ingeniería básica.
		Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto.
	Geofísica	Adquisición sísmica, 2D, 3D, 4D, multicomponente.
		Pre-procesado, procesado, interpretación y re-procesado de datos sísmicos.
		Levantamientos magnetométricos, adquisición, procesado e interpretación.
		Levantamientos gravimétricos, adquisición, procesado e interpretación.
	Geología	Análisis geoquímicos de muestras.
		Estudios estratigráficos
		Análisis de Hidrocarburos.
		Estudios geológicos regionales.
		Estudios geológicos de detalle.
		Estudios petrofísicos.
	Pruebas de Producción	Equipamiento de Pozos.
		Realización de pruebas de producción.
	Ingeniería de Yacimientos	Cálculo de Reservas y estimaciones de producción.
		Modelado y simulación de Yacimientos.
		Estudios presión, volumen y temperatura (PVT).
		Caracterización de Yacimientos.
		Diseño de terminaciones de Pozos.
	Otras Ingenierías	Ingeniería conceptual.
		Diseño de instalaciones de superficie.
		Estudios del fondo marino.
		Diseño de ductos.
	Perforación de Pozos	Preparación de áreas y/o vías de acceso a la localización.
		Transporte marítimo y/o aéreo de personal, Materiales y/o equipos.
		Servicios de soporte.
		Servicios de perforación de Pozos.
		Realización de pruebas de formación.
		Suministros y Materiales.
		Terminación de Pozos.
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	Estudios de impacto ambiental.
		Prevención y detección de incendio y fugas de gas.
		Auditorías de seguridad.
		Tratamiento y eliminación de residuos.
		Restauración ambiental.
		Auditoría ambiental.

Actividad Petrolera	Sub-actividad Petrolera	Tarea
Desarrollo	General	Evaluaciones técnico económicas.
		Administración de contratos.
		Plan de Desarrollo con ingeniería de detalle.
		Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto.
	Geofísica	Reinterpretación sísmica de detalle.
		Procesamiento y reprocesamiento de datos sísmicos.
	Geología	Caracterización geológica – petrofísica de Yacimientos
		Análisis geoquímicos de muestras.
		Estudios estratigráficos
		Análisis de Hidrocarburos.
		Estudios petrofísicos.
	Perforación de Pozos	Preparación de áreas y/o vías de acceso a la localización.
		Transporte marítimo y/o aéreo de personal, Materiales y/o equipos.
		Servicios de soporte.
		Servicios de perforación de Pozos.
		Suministros y Materiales.
		Terminación de Pozos.
	Pruebas de Producción	Equipamiento de Pozos.
		Realización de pruebas de producción.
	Ingeniería de Yacimientos	Cálculo de Reservas y estimaciones de producción.
		Modelado y simulación de yacimientos.
		Estudios de presión volumen temperatura (PVT).
		Caracterización de Yacimientos.
		Diseño de terminaciones de Pozos.
	Intervención de Pozos	Intervención de Pozos para restauración.
		Otras intervenciones específicas en Pozos.
	Otras Ingenierías	Ingeniería de detalle.
		Ingeniería conceptual.
		Diseño de instalaciones de superficie.
		Estudios de fondo marino.
		Diseño de ductos.
	Construcción de instalaciones	Construcción de instalaciones terrestres y marinas.
		Construcción y tendido de ductos.
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	Elaboración del plan de seguridad y medio ambiente.
		Prevención y detección de incendio y fugas de gas.
		Implementación y seguimiento.
		Auditoría ambiental.
		Tratamiento y eliminación de residuos.
		Restauración ambiental.
		Auditorías de seguridad.

Actividad Petrolera	Sub-actividad Petrolera	Tarea
Producción	General	Administración de contratos.
		Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto.
		Transporte marítimo y/o aéreo de personal, Materiales y/o equipos.
		Servicios de soporte.
	Geología	Procesamiento y reprocesamiento de información geofísica y petrofísica.
		Caracterización geológica y petrofísica de Yacimientos.
		Análisis geoquímicos de muestras.
		Estudios petrofísicos.
	Pruebas de Producción	Equipamiento de Pozos.
		Realización de pruebas de producción.
	Ingeniería de Yacimientos	Cálculo de Reservas y estimaciones de producción.
		Simulación y caracterización de Yacimientos.
		Estudios de presión volumen temperatura (PVT).
		Diseño de terminaciones de Pozos.
	Otras Ingenierías	Ingeniería de detalle para reacondicionamiento de instalaciones.
	Construcción Instalaciones	Construcción y/o adaptación de infraestructura u otras facilidades.
	Intervención de Pozos	Intervención de Pozos para mantenimiento y rehabilitación.
		Otras intervenciones específicas en Pozos.
	Operación de Instalaciones de Producción	Mantenimiento de las instalaciones de producción.
		Ingeniería de producción.
		Operación de las instalaciones de producción.
	Ductos	Mantenimiento de ductos.
		Operación de ductos.
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	Actualización del plan de seguridad y medio ambiente.
		Prevención y detección de incendio y fugas de gas.
		Implementación y seguimiento.
		Auditoría ambiental.
		Tratamiento y eliminación de residuos.
		Restauración ambiental.
		Auditoría de seguridad.

Actividad Petrolera	Sub-actividad Petrolera	Tarea
Abandono	General	Evaluaciones técnico económicas.
		Administración de contratos.
		Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto.
	Otras Ingenierías	Planes de Abandono.
	Desmantelamiento de Instalaciones	Ejecución del Abandono instalaciones de superficie.
		Ejecución de planes de restauración.
		Ejecución de planes de Abandono de instalaciones de fondo.
		Transporte marítimo y/o aéreo de personal, Materiales y/o equipos.
		Servicios de soporte.
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	Estudios de impacto ambiental.
		Prevención y detección de incendio y fugas de gas.
		Tratamiento y eliminación de residuos.
		Auditoría ambiental.
		Auditoría de seguridad.

Los Costos se identificarán de acuerdo a las Normas de Información Financiera vigentes en México y se asignarán en primer término por el Centro de Costos de cada Pozo que le dio origen; en segundo término por el Centro de Costos de cada Yacimiento; en tercer término por el Centro de Costo de cada Campo; y finalmente, se asignarán por los Centros de Costo de infraestructura común o de administración general del Área Contractual conforme a la siguiente estructura:

Estructura de Centro de Costos

Área	Campo	Yacimiento	Pozo
Área Contractual	Campo$_{(1)}$	Yacimiento$_{(1,1)}$	Pozo$_{(1,1,1)}$
			Pozo$_{(1,1,2)}$
			Pozo$_{(1,1,...)}$
			Pozo$_{(1,1,f)}$
		Yacimiento$_{(1,2)}$	Pozo$_{(1,2,1)}$
			Pozo$_{(1,2,2)}$
			Pozo$_{(1,2,...)}$
			Pozo$_{(1,2,g)}$
		Yacimiento$_{(1,...)}$	Pozo$_{(1,...,1)}$
			Pozo$_{(1,...,2)}$
			Pozo$_{(1,...,...)}$
			Pozo$_{(1,...,h)}$
		Yacimiento$_{(1,b)}$	Pozo$_{(1,b,1)}$
			Pozo$_{(1,b,2)}$
			Pozo$_{(1,b,...)}$
			Pozo$_{(1,b,i)}$

Área	Campo	Yacimiento	Pozo
Área Contractual	Campo(2)	Yacimiento(2,1)	Pozo(2,1,1)
			Pozo(2,1,2)
			Pozo(2,1,...)
			Pozo(2,1,j)
		Yacimiento(2,2)	Pozo(2,2,1)
			Pozo(2,2,2)
			Pozo(2,2,...)
			Pozo(2,2,k)
		Yacimiento(2,...)	Pozo(2,...,1)
			Pozo(2,...,2)
			Pozo (2,...,...)
			Pozo(2,...,l)
		Yacimiento(2,c)	Pozo(2,c,1)
			Pozo(2,c,2)
			Pozo(2,c,...)
			Pozo(2,c,m)
	Campo(...)	Yacimiento(...,1)	Pozo(...,1,1)
			Pozo(...,1,2)
			Pozo(...,1,...)
			Pozo(...,1,n)
		Yacimiento(...,2)	Pozo(...,2,1)
			Pozo(...,2,2)
			Pozo(...,2,...)
			Pozo(...,2,o)
		Yacimiento(...,...)	Pozo(...,...,1)
			Pozo(...,...,2)
			Pozo(...,...,...)
			Pozo(...,...,p)
		Yacimiento(...,d)	Pozo(...,d,1)
			Pozo(...,d,2)
			Pozo(...,d,...)
			Pozo(...,d,q)

<table>
<tr><th>Área</th><th>Campo</th><th>Yacimiento</th><th>Pozo</th></tr>
<tr><td rowspan="15">Área Contractual</td><td rowspan="12">Campo$_{(a)}$</td><td rowspan="4">Yacimiento$_{(a,1)}$</td><td>Pozo$_{(a,1,1)}$</td></tr>
<tr><td>Pozo$_{(a,1,2)}$</td></tr>
<tr><td>Pozo$_{(a,1,..)}$</td></tr>
<tr><td>Pozo$_{(a,1,r)}$</td></tr>
<tr><td rowspan="4">Yacimiento$_{(a,2)}$</td><td>Pozo$_{(a,2,1)}$</td></tr>
<tr><td>Pozo$_{(a,2,2)}$</td></tr>
<tr><td>Pozo$_{(a,2,..)}$</td></tr>
<tr><td>Pozo$_{(a,2,s)}$</td></tr>
<tr><td rowspan="4">Yacimiento$_{(a,...)}$</td><td>Pozo$_{(a,...,1)}$</td></tr>
<tr><td>Pozo$_{(a,...,2)}$</td></tr>
<tr><td>Pozo$_{(a,...,..)}$</td></tr>
<tr><td>Pozo$_{(a,...,t)}$</td></tr>
<tr><td rowspan="4">Yacimiento$_{(a,e)}$</td><td>Pozo$_{(a,e,1)}$</td></tr>
<tr><td>Pozo$_{(a,e,2)}$</td></tr>
<tr><td>Pozo$_{(a,e,..)}$</td></tr>
<tr><td>Pozo$_{(a,e,u)}$</td></tr>
<tr><td colspan="3">Infraestructura común del Área Contractual</td></tr>
<tr><td colspan="3">Administración general</td></tr>
</table>

La delimitación del Campo deberá considerar los Planes de Desarrollo aprobados por la CNH para el Área Contractual.

Las cuentas contables se agruparán por categoría de Costos conforme al catálogo de cuentas contables que para tal efecto emita el Fondo.

Sección III. Del sistema de registro de información.

1.8 El Contratista deberá contar con un sistema electrónico que permita la elaboración de registros y generación de reportes de las operaciones financieras y contables para la transferencia electrónica de la contabilidad, información y documentación relacionada con las operaciones de la Cuenta Operativa al sistema informático que para tal efecto publique el Fondo. La información deberá contar con las especificaciones establecidas por el Fondo, mismas que tendrán que actualizarse de acuerdo a las modificaciones que se emitan para tal efecto.

El sistema informático del Contratista estará diseñado para contar con información financiera de Costos y créditos, así como de producción y su valuación; adicionalmente, deberá contar con la capacidad de registrar otra información cuantitativa no financiera que se requiera para la adecuada administración del Contrato.

Sección IV. Requisitos de la información y documentación relacionada con los Costos.

1.9 La información y documentación relacionada con los Costos deberán contener, según el caso:

(a) El Comprobante Fiscal Digital por Internet (CFDI);

(b) Pedimentos aduanales;

(c) Contratos;

(d) Comprobante de pago (transferencias y/o cheques). Los pagos cuyo monto excedan de $2,000.00 M.N. (dos mil pesos), se efectuarán mediante transferencia electrónica de fondos desde cuentas abiertas a nombre del Contratista en Instituciones que componen el Sistema Financiero Mexicano y las entidades que para tal efecto autorice el Banco de México; cheque nominativo de la cuenta del Contratista, tarjeta de crédito, débito o de servicios;

(e) Comprobante de proveedor residente en el extranjero, el cual deberá cumplir con los requisitos previstos en las disposiciones fiscales vigentes en México;

(f) Para las reservas de Abandono adicionalmente:

i. Contrato de constitución del Fideicomiso de Abandono;

ii. Registros trimestrales de aportación al Fideicomiso de Abandono, y

iii. Monto global estimado de los Costos de Abandono conforme al Plan de Evaluación, al Plan de Desarrollo y a la Norma de Información Financiera C-18.

Sección V. De la conversión de Costos pagados en Moneda Extranjera.

1.10 Para la conversión de los Costos en Moneda Extranjera, se considerará el tipo de cambio de la Moneda de Registro con el Dólar hasta la diezmilésima cifra que el Banco de México publique en el Diario Oficial de la Federación el Día Hábil anterior a aquél en que se realice la transacción. Los días en que el Banco de México no publique dicho tipo de cambio, se aplicará el último tipo de cambio publicado con anterioridad al Día en que se realice la transacción.

La equivalencia del peso mexicano en Moneda Extranjera, distinta al Dólar que regirá para efectos de informe, se calculará multiplicando el tipo de cambio a que se refiere el párrafo anterior, por el equivalente en Dólares de la moneda de que se trate, de acuerdo con la tabla que mensualmente publique el Banco de México durante la primera semana del Mes inmediato siguiente a aquél al que corresponda.

Toda transacción en Moneda Extranjera debe reconocerse inicialmente en la Moneda de Registro aplicando el Tipo de Cambio Histórico, dicho resultado se calculará multiplicando la transacción por el tipo de cambio redondeado hasta la centésima.

Sección VI. De la Reserva de Abandono.

1.11 Una vez aprobado el Plan de Evaluación y/o Plan de Desarrollo por la CNH, el Contratista deberá crear la reserva de Abandono conforme a la Norma de Información Financiera C-18, en la cual registrará las provisiones y reservas de Abandono conforme a las reglas que para tal efecto emita la CNH y la Agencia. Para tal efecto, el Contratista deberá constituir el Fideicomiso de Abandono.

1.12 El Contratista establecerá como el objeto del Fideicomiso de Abandono la creación de una reserva para el fondeo en las operaciones de Abandono en el Área Contractual y conforme a las condiciones establecidas en el presente Contrato. El Contratista solamente podrá hacer uso de los fondos depositados en dicho fideicomiso para la ejecución de las actividades correspondientes al Abandono de conformidad con los Planes de Desarrollo aprobados por la CNH. Cada Periodo, el Contratista aportará a dicho fideicomiso los recursos para el fondeo en las operaciones de Abandono en el Área Contractual conforme se establece en el Contrato y no tendrá derecho a dar en garantía, ceder o disponer de cualquier otra forma de estos fondos, sin previo consentimiento por escrito de la CNH y previo aviso a la Secretaría de Hacienda.

En caso que los fondos de la cuenta de Abandono sean insuficientes para cubrir todos los Costos de Abandono, el Contratista será responsable de cubrir el monto faltante. En el contrato del Fideicomiso de Abandono se deberá establecer que en el caso de existir un remanente en el fondo una vez que se hayan cubierto los Costos de Abandono, los recursos se deberán enterar al Contratista previa autorización de la CNH que certifique el total cumplimiento de las obligaciones de abandono conforme el presente Contrato y los planes de desarrollo aprobados.

Sección VII. De las operaciones con partes relacionadas.

1.13 Se considerará que el Contratista que realice operaciones con partes relacionadas, residentes en el extranjero o en el país, cuando se encuentre en los supuestos establecidos en los artículos 90, último párrafo, y 179 quinto párrafo de la Ley del Impuesto sobre la Renta. Para estos efectos en las operaciones que realicen estará obligado a determinar sus ingresos y Costos celebrados entre partes relacionadas, considerando los precios y montos de las contraprestaciones que se hubieren utilizado con o entre partes independientes en operaciones comparables en los términos métodos y condiciones establecidos en la citada ley.

1.14 El Contratista que celebre operaciones con partes relacionadas deberá demostrar que éstas se pactaron a precios de mercado. Para demostrar que la transacción fue pactada a precios de mercado el Contratista deberá hacer uso de los métodos establecidos en el presente Anexo 4 y en el Anexo 11 y descritos en las Guías sobre Precios de Transferencia para Empresas Multinacionales y las Administraciones Fiscales, aprobadas por el Consejo de la

Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico en 1995 o aquéllas que las sustituyan, para demostrar que la transacción fue pactada a precios de mercado.

Sección VIII. Inventarios.

1.15 El Contratista deberá llevar un registro de todos los Materiales que indiquen su especificación, valor y localización, no podrá enajenar cualquier Material sin la autorización por escrito de la CNH. El Contratista deberá proporcionar trimestralmente un reporte del registro de inventarios que contenga: (i) la descripción y códigos de todos los Materiales; (ii) el monto cargado a las cuentas por cada Material, y (iii) el Mes en el que cada Material fue cargado a las cuentas. Cualquier ingreso por la disposición de cualquier Material deberá ser acreditado a la Cuenta Operativa.

Sección IX. Reportes.

1.16 Todos los reportes que deba hacer el Contratista relacionados con las operaciones de Costos, se harán a través del sistema electrónico que ponga a disposición el Fondo, y serán suscritos mediante la Firma Electrónica Avanzada (FIEL). El Fondo preverá y dará a conocer los mecanismos para recibir los reportes mencionados para los casos en que, por causas de fuerza mayor, el Contratista no pueda registrar o suscribir dichos reportes.

1.17 El Contratista deberá registrar los volúmenes de producción de acuerdo a lo establecido en el Contrato y dichos volúmenes serán validados con la información que remita la CNH al sistema informático que para tal efecto establezca el Fondo.

1.18 El Contratista deberá presentar la información mensual requerida en el sistema electrónico para pagar las Contraprestaciones correspondientes a través del Fondo, dentro de los diez (10) Días Hábiles siguientes al Mes que se reporta, conforme a lo dispuesto por el Fondo.

1.19 En caso que el Contratista cambie de domicilio fiscal deberá informar a la CNH y al Fondo el nuevo domicilio fiscal para oír y recibir notificaciones en un plazo no mayor a cinco (5) Días Hábiles posterior a la autorización de cambio de domicilio por parte del Servicio de Administración Tributaria.

2 Auditoría Externa.

2.1 Los estados financieros del Contratista deberán ser dictaminados anualmente por un auditor externo independiente conforme a lo que establezca el Código Fiscal de la Federación y su Reglamento vigentes.

2.2 El auditor externo independiente entregará a la Secretaría de Hacienda a través del sistema informático que para tal efecto establezca el Fondo la siguiente información:

Informe del auditor externo independiente;

Estados financieros:

Estado de situación financiera;

Estado de resultados;

Estado de variaciones en el capital contable; y

Estado de flujos de efectivo.

Notas a los estados financieros;

En el caso de existir operaciones con partes relacionadas, el estudio de precios de transferencia;

Carta de recomendaciones al Contratista respecto al control interno de acuerdo a las prácticas internacionales de auditoría; y

Respuesta del Contratista sobre las acciones a implementar de las recomendaciones al control interno propuestas por el auditor externo independiente.

Dicha información se entregará a más tardar el día 15 de julio del ejercicio siguiente del que se dictaminen los estados financieros.

2.3 Todo ajuste que resulte de la auditoría independiente deberá registrarse inmediatamente en la Cuenta Operativa. Asimismo, dicho ajuste deberá hacerse del conocimiento de la Secretaría de Hacienda, junto con la información referida en el numeral 2.2, del presente Anexo.

3 Verificación.

3.1 La Secretaría de Hacienda verificará que el Contratista cumpla con los aspectos contables y financieros de las Contraprestaciones en favor del Estado previstos en los Anexos 4, 11 y 12, mediante la realización de:

(a) Auditorías, y

(b) Visitas.

Las labores de verificación se practicarán a la Cuenta Operativa y a las Contraprestaciones en favor del Estado, así como a los registros y originales de los justificantes primarios relacionados con la Cuenta Operativa en el curso de cualquier Año o parte del mismo.

Sección I. Auditorías.

3.2 La Secretaría de Hacienda podrá realizar auditorías, consistentes en requerimientos de información al Contratista. Para tal efecto, se notificará el requerimiento al Contratista, mismo que deberá contener, al menos, lo siguiente:

(a) Objeto o propósito del requerimiento de información;

(b) Descripción de la información requerida;

(c) Plazo de entrega de la información, que no podrá ser menor a cinco ni mayor a quince (15) Días Hábiles, ambos a partir de que surta efectos la notificación del requerimiento;

(d) Formato de entrega de la información, y

(e) Domicilio en el cual se deberá entregar la información y documentación solicitada, o en su caso, medio o sistema electrónico para su transmisión.

A solicitud por escrito del Contratista, el plazo para la entrega de la información requerida podrá ampliarse por una sola vez, sin que el mismo exceda en ningún caso la mitad del plazo otorgado originalmente.

3.3 Derivado del análisis y revisión de la información entregada por el Contratista conforme al numeral anterior, la Secretaría de Hacienda podrá hacer solicitudes de información adicional, cumpliendo los requisitos señalados en el mismo.

3.4 Cuando la Secretaría de Hacienda determine que la información recibida deba ser verificada en el lugar en donde se realicen las actividades objeto del Contrato o en el lugar que se considere su domicilio fiscal, notificará al Contratista una orden de visita conforme al presente Anexo.

3.5 Una vez analizada y revisada la información recibida, así como la demás información con la que cuente, la Secretaría de Hacienda notificará al Contratista el informe parcial de conclusión de la auditoría conforme a la Sección VI del numeral 3 del presente Anexo y procederá en términos de los numerales 3.19 a 3.23 de este Anexo.

3.6 La Secretaría de Hacienda podrá instruir en todo tiempo que las auditorías se realicen por el Servicio de Administración Tributaria o por auditores o inspectores externos.

Sección II. Visitas.

3.7 Para realizar una visita al Contratista, la Secretaría de Hacienda emitirá y notificará una orden de visita, la cual señalará, al menos:

(a) Su objeto o propósito;

(b) El lugar o lugares donde se efectuará. El aumento de lugares a visitar deberá notificarse por escrito al Contratista, en un plazo no mayor a cinco (5) Días Hábiles antes del término de la visita;

(c) El tiempo planeado para su ejecución , y

(d) El nombre de la persona o personas que deban efectuarla, las cuales podrán ser sustituidas, aumentadas o reducidas en su número, en cualquier tiempo por la Secretaría de Hacienda. La sustitución o aumento de las personas que deban efectuar la visita se notificará al Contratista.

3.8 Acta de Inicio de la Visita. Para hacer constar el inicio de la visita, se levantará el Acta de Inicio de la Visita. Para ello, el representante legal o la persona con quien se entienda la visita designará dos testigos y, si éstos no son designados o los designados no aceptan servir como tales, el o los visitadores los designarán, sin que esta circunstancia invalide los resultados de la visita.

Los visitadores deberán acreditarse como personal designado para llevar a cabo las visitas al presentarse en el lugar o lugares donde se efectuará, ante la persona designada por el Contratista para recibir notificaciones y atender la visita.

3.9 La visita podrá abarcar, de manera enunciativa más no limitativa, la revisión de todo tipo de registros, libros, documentos, papeles, archivos, expedientes, estados de cuentas bancarias, ya sea que consten de manera física o electrónica, discos, cintas o cualquier otro medio procesable de almacenamiento de datos, relacionados con el objeto de la visita. Asimismo, podrá incluir la inspección o verificación de bienes y mercancías, así como la realización de entrevistas al personal del Contratista, todo ello relacionado con el objeto de la visita.

En el desarrollo de la visita, el Contratista y su personal estarán obligados a proporcionar a los visitadores, asistencia y soporte logístico sin cargo alguno, y deberán permitir el acceso a las instalaciones así como mantener a su disposición la contabilidad y demás documentos físicos y electrónicos que sean objeto de la visita y que se relacionen con el cumplimiento de las disposiciones contractuales, y a los lineamientos que a su efecto emita la Secretaría de Hacienda vigentes a la fecha de adjudicación del Contrato y demás Normatividad Aplicable.

3.10 Las visitas se podrán practicar en cualquier lugar en donde se realicen las actividades objeto del Contrato, o en el lugar que se considere su domicilio fiscal, indistintamente.

3.11 El tiempo de ejecución de las visitas podrá ser ampliado por una sola vez por determinación de la Secretaría de Hacienda o a solicitud por escrito del Contratista, sin que la prórroga pueda exceder la mitad del plazo originalmente previsto y siempre que se cumpla con lo dispuesto en el numeral 3.16 de este Anexo.

La Secretaría de Hacienda deberá notificar la ampliación del plazo al Contratista cuando menos cinco (5) Días Hábiles antes de que el plazo original concluya. En caso que la solicitud provenga del Contratista, deberá presentarla con al menos diez (10) Días Hábiles antes de la conclusión del plazo original.

3.12 Los Visitadores designados por la Secretaría de Hacienda podrán requerir al Contratista copias para que, previo cotejo con sus originales, sean certificadas por aquéllos y anexados a los Informes Parciales y Finales de conclusión que se emitan.

3.13 La Secretaría de Hacienda podrá realizar las visitas directamente, a través del Servicio de Administración Tributaria o de terceros que contrate al efecto, así como con el apoyo de la CNH, quienes deberán sujetarse en todo momento a las disposiciones del Contrato, sus Anexos y a los lineamientos que a su efecto emita la Secretaría de Hacienda vigentes a la fecha de adjudicación del mismo.

3.14 Una vez concluida la visita, la Secretaría de Hacienda notificará al Contratista el Informe Parcial de Conclusión conforme a la Sección VI de este Anexo y procederá en términos de los numerales 3.19 a 3.23 de este Anexo.

Previo a la emisión del Informe Parcial de Conclusión, la Secretaría podrá requerir información adicional al Contratista, cumpliendo al efecto lo señalado en el numeral 3.2 de este Anexo.

3.15 Independientemente de las obligaciones del Contratista, cuando éste cambie de domicilio del lugar donde se está llevando a cabo una visita, deberá presentar escrito libre a la Secretaría de Hacienda notificando de dicha situación.

Sección III. Disposiciones comunes a las auditorías y visitas.

3.16 Las labores de verificación tendrán una duración máxima de veinticuatro (24) Meses, contados a partir de la notificación del primer requerimiento de información o de la orden de visita.

3.17 En caso que no se detecten irregularidades durante las labores de verificación, la Secretaría de Hacienda emitirá una resolución de cierre, haciéndola del conocimiento del Contratista.

3.18 Informe Parcial de Conclusión. Si con motivo de las labores de verificación se encontraran inconsistencias, la Secretaría de Hacienda notificará al Contratista el Informe Parcial de Conclusión.

3.19 Respuesta al Informe Parcial de Conclusión. El Contratista deberá entregar por escrito a la Secretaría de Hacienda la respuesta y aclaración de los hallazgos señalados en el Informe Parcial de Conclusión, anexando la evidencia suficiente y completa, en un plazo no mayor a quince (15) Días Hábiles, contados a partir de la fecha en que surta efectos la notificación.

A solicitud expresa del Contratista, el plazo establecido en el párrafo anterior podrá ampliarse por una sola vez, hasta por ocho (8) Días Hábiles más.

Se tendrán por consentidos los hechos u omisiones consignados en el Informe Parcial de Conclusión antes señalado, si en el plazo antes señalado el Contratista no presenta documentación comprobatoria que los desvirtúe.

3.20 Informe de Conclusión. Una vez analizada la información señalada en el numeral anterior, la Secretaría de Hacienda notificará al Contratista el Informe de Conclusión en el que señalará los hallazgos detectados, las irregularidades y conclusiones que no hayan sido aclaradas dentro del plazo otorgado en el Informe Parcial de Conclusión.

El Informe de Conclusión deberá:

(a) Emitirse en un plazo no mayor a veinte (20) Días Hábiles posteriores a la respuesta y aclaración de los hallazgos señalados en el Informe Parcial de Conclusión por parte del Contratista;

(b) Cumplir con las Normas Internacionales de Auditoría;

(c) Describir detalladamente las irregularidades detectadas y las conclusiones alcanzadas, y

(d) Ser firmado por el funcionario facultado.

3.21 En caso que a juicio de la Secretaría de Hacienda, el Contratista haya aclarado o subsanado todas las inconsistencias y conclusiones detectadas en el Informe Parcial de Conclusión, aquélla emitirá una resolución de cierre, haciéndola del conocimiento del Contratista.

3.22 En el caso que el Informe de Conclusión determine irregularidades, el Contratista contará con un plazo de quince (15) Días Hábiles a partir de la notificación para que subsane dichas irregularidades, para lo cual deberá entregar la documentación que acredite fehacientemente que se han subsanado.

A solicitud por escrito del Contratista, el plazo establecido en el párrafo anterior podrá ampliarse por una sola vez, hasta por ocho (8) Días Hábiles.

3.23 Resolución Final de Verificación. La Secretaría de Hacienda valorará la documentación que presente el Contratista en atención al Informe de Conclusión y, en caso que las irregularidades detectadas hayan sido subsanadas, emitirá una resolución de cierre, notificándola al Contratista.

Si a juicio de la Secretaría de Hacienda las irregularidades no fueren subsanadas, ésta emitirá la Resolución Final de Verificación, cumpliendo al efecto con los requisitos señalados en los incisos (a) a (d) del numeral 3.20 de este Anexo.

La Secretaría de Hacienda señalará en la Resolución Final de Verificación los descuentos y/o ajustes que deban realizarse a las Contraprestaciones del Contratista correspondientes al Periodo inmediatamente posterior, así como los demás efectos y consecuencias que procedan conforme al Contrato y la Normatividad Aplicable.

3.24 Todo ajuste que resulte de las Resoluciones Parcial de Conclusión, de Conclusión y Final de Verificación deberá registrarse inmediatamente en la Cuenta Operativa.

3.25 Las controversias que surjan con motivo de lo dispuesto en el presente Capítulo serán resueltas en términos de lo establecido en el Contrato respectivo o en la Normatividad Aplicable.

3.26 Adicionalmente a los requisitos de información y documentación que el Contratista deba

cumplir conforme a los Anexos 4, 11 y 12, la Secretaría de Hacienda podrá solicitar la documentación que, para cada caso en particular, deba conservarse conforme a lo señalado en las leyes, reglamentos y disposiciones fiscales vigentes a la fecha de la realización de las operaciones.

3.27 La Secretaría de Hacienda establecerá un comité de evaluación y seguimiento de las labores de verificación.

Sección IV. Solicitudes de información a Terceros y Partes Relacionadas.

3.28 En cualquier momento, la Secretaría de Hacienda podrá requerir a Terceros y a Partes Relacionadas del Contratista la presentación de documentación e información relacionada con sus operaciones con el Contratista y derivadas de las actividades que éste realice al amparo del Contrato, con el fin de complementar, sustentar y enriquecer las labores de verificación a su cargo.

Los requerimientos de información a que se refiere el párrafo anterior deberán sujetarse, en lo conducente, a lo señalado en los numerales 3.2 y 3.3 de este Anexo.

Sección V. De los requerimientos de información del Servicio de Administración Tributaria.

3.29 El Servicio de Administración Tributaria podrá solicitar al Fondo toda la información registrada por el Contratista en el sistema informático que establezca el mismo, con el propósito de verificar el cumplimiento de las obligaciones fiscales del Contratista.

Sección VI. De las notificaciones.

3.30 El representante legal del Contratista, Parte Relacionada o Tercero se considerará como Persona autorizada para recibir notificaciones, así como para atender las auditorías, visitas y requerimientos de información en términos de este Anexo.

El Contratista deberá registrar a su(s) representante(s) legal(es) ante el Fondo, mismos que podrá(n) ser removido(s) libremente, sin perjuicio de que para efectos de este Anexo y del Contrato, se tendrá por removido siempre que se dé aviso al Fondo en un plazo no mayor a cinco (5) Días Hábiles a partir de la fecha en que se protocolice la remoción u otorgamiento de poder. La remoción surtirá efectos a partir del Día siguiente a la recepción del aviso.

3.31 Las notificaciones surtirán efectos el Día en que se practiquen. Los plazos señalados en este Capítulo empezarán a correr al Día siguiente a que haya surtido efectos la notificación.

3.32 Si al presentarse el notificador para entregar la notificación en el domicilio fiscal o en el lugar en el que realice sus actividades, no estuviere presente el representante legal del interesado, dejará citatorio con la persona que en ese momento se encuentre en dicho domicilio.

3.33 Si el representante legal no atendiera el citatorio, se podrá realizar la notificación con la

persona que en ese momento se encuentre en el domicilio fiscal o en el lugar en el que realice sus actividades.

3.34 La Secretaría de Hacienda podrá optar por realizar las notificaciones al Contratista en la dirección de correo electrónico que para el efecto éste designe o a través de los sistemas electrónicos que aquélla establezca o determine.

Al efecto, la Secretaría de Hacienda deberá notificar por escrito al Contratista, con al menos diez (10) Días Hábiles de anticipación, su decisión de iniciar las notificaciones referidas en este Capítulo a través de los medios electrónicos señalados en el párrafo anterior, informando en su caso los requerimientos técnicos y operativos necesarios y demás disposiciones que serán aplicables.

Sección VII. De las labores de verificación.

3.35 Para la ejecución de las labores de verificación a que se refiere el presente Capítulo, la Secretaría de Hacienda, así como el personal que designe para ello, deberán apegarse a las Normas Internacionales de Auditoría, a este Contrato y sus Anexos, así como a los procedimientos aplicables, además de cumplir con lo siguiente:

(a) Preservar su independencia para ejecutar cualquier trabajo de verificación, con la finalidad que se encuentre libre de impedimentos para emitir su opinión sin ser afectado por influencias que comprometan el juicio profesional, permitiéndole actuar con integridad, objetividad y profesionalismo; evitando hechos y circunstancias que comprometan su opinión como relaciones personales, intereses económicos u otros, así como cualquier conflicto de interés;

(b) Contar con los conocimientos técnicos y la capacidad profesional necesarios para el caso particular;

(c) Sujetarse a un programa de capacitación y autoevaluación para la mejora continua en su trabajo, y

(d) Otorgar el carácter de reservado a los datos, informes, documentos y demás información del Contratista, Parte Relacionada o Tercero que reciba o conozca.

Sección VIII. De las sanciones.

3.36 En el caso que el Contratista incumpla con los procedimientos para el pago de las Contraprestaciones correspondientes señalados en los Anexos 3, 4 y 11, la Secretaría de Hacienda realizará los ajustes correspondientes aplicando las penalizaciones señaladas en los numerales 5.7 y 5.8 del Anexo 3.

3.37 En el caso que la Secretaría de Hacienda identifique que en el registro de las operaciones con Partes Relacionadas y/o Terceros el Contratista haya incumplido con los requerimientos de información establecidos en el Contrato, dicha Secretaría informará al Servicio de Administración Tributaria para los efectos conducentes.

ANEXO 5

INVENTARIO DE ACTIVOS

Inventario de Activos

El presente Anexo 5 describe de manera enunciativa y no limitativa una relación de activos dentro del Área Contractual, misma que podrá ser actualizada durante la Etapa de Transición de Arranque a que se refiere la Cláusula 3.3 del Contrato, considerando la información disponible al momento de la transferencia al Contratista previo acuerdo.

Descripción general de instalaciones del Área Contractual Barcodón

Inventario al día 15 de Abril de 2016

Pozos

Localización	Pozo	Ubicación (coordenadas geográfica)		Profundidad (m)	Tipo	Año de perforación	Estado
		Latitud	Longitud				
BARCODON-11	BARCODON-11	22° 34' 26.83740" N	98° 01' 42.15360" O	1583	VERTICAL	21/07/1959	TAPONADO
BARCODON-103	BARCODON-103	22° 37' 16.10220" N	98° 02' 41.01288" O	1482	VERTICAL	20/03/1960	TAPONADO
BARCODON-105	BARCODON-105	22° 35' 31.91208" N	97° 58' 10.01676" O	2120.7	VERTICAL	09/12/1959	TAPONADO
BARCODON-106	BARCODON-106	22° 33' 46.64628" N	97° 58' 10.28136" O	1352	VERTICAL	17/07/1963	EN OPERACIÓN
BARCODON-107	BARCODON-107	22° 35' 05.26416" N	97° 58' 10.39008" O	1363	VERTICAL	12/08/1962	TAPONADO
BARCODON-107D	BARCODON-107D	22° 35' 04.61400" N	97° 58' 10.39476" O	1283	VERTICAL	09/09/1968	CERRADO
BARCODON-108	BARCODON-108	22° 34' 46.35732" N	97° 57' 58.30632" O	1400	VERTICAL	22/02/1960	EN OPERACIÓN
BARCODON-109	BARCODON-109	22° 34' 33.39156" N	97° 57' 58.27716" O	1371	VERTICAL	31/01/1960	EN OPERACIÓN
BARCODON-110	BARCODON-110	22° 34' 26.86620" N	97° 58' 11.65260" O	1773	VERTICAL	17/11/1961	CERRADO
BARCODON-111	BARCODON-111	22° 34' 35.48784" N	97° 58' 22.91592" O	1771	VERTICAL	04/01/1960	EN OPERACIÓN
BARCODON-112	BARCODON-112	22° 34' 45.80940" N	97° 58' 22.88856" O	1350	VERTICAL	22/10/1962	CERRADO
BARCODON-113	BARCODON-113	22° 34' 52.99248" N	97° 58' 11.10468" O	1364	VERTICAL	13/09/1962	EN OPERACIÓN
BARCODON-121	BARCODON-121	22° 34' 59.38176" N	97° 57' 58.30380" O	1382	VERTICAL	13/03/1960	EN OPERACIÓN
BARCODON-124	BARCODON-124	22° 34' 26.84820" N	97° 57' 46.13724" O	1352	VERTICAL	26/12/1962	CERRADO
BARCODON-126	BARCODON-126	22° 34' 20.38656" N	97° 58' 22.57608" O	1388	VERTICAL	31/08/1960	EN OPERACIÓN
BARCODON-128	BARCODON-128	22° 34' 00.84216" N	97° 58' 10.44552" O	1383	VERTICAL	24/10/1966	CERRADO
BARCODON-129	BARCODON-129	22° 34' 19.91964" N	97° 57' 59.45976" O	1356	VERTICAL	14/11/1962	CERRADO
BARCODON-130	BARCODON-130	22° 34' 07.34952" N	97° 57' 58.30668" O	1352.5	VERTICAL	03/04/1964	CERRADO
BARCODON-131	BARCODON-131	22° 35' 05.92152" N	97° 57' 46.16712" O	1363	VERTICAL	01/03/1962	CERRADO
BARCODON-132	BARCODON-132	22° 34' 52.84812" N	97° 57' 46.16676" O	1377	VERTICAL	30/01/1962	CERRADO
BARCODON-133	BARCODON-133	22° 34' 13.85688" N	97° 57' 46.19232" O	1384	VERTICAL	08/07/1960	TAPONADO

Localización	Pozo	Ubicación (coordenadas geográfica)		Profundidad (m)	Tipo	Año de perforación	Estado
		Latitud	Longitud				
BARCODON-134	BARCODON-134	22° 34' 59.36484" N	97° 57' 33.99840" O	1403	VERTICAL	09/05/1960	CERRADO
BARCODON-135	BARCODON-135	22° 34' 46.37964" N	97° 57' 34.02612" O	1349	VERTICAL	08/01/1963	CERRADO
BARCODON-136	BARCODON-136	22° 34' 33.34872" N	97° 57' 34.02576" O	1352	VERTICAL	09/02/1963	TAPONADO
BARCODON-137	BARCODON-137	22° 34' 20.34084" N	97° 57' 34.05348" O	1301	VERTICAL	09/10/1968	EN OPERACIÓN
BARCODON-138	BARCODON-138	22° 35' 18.93480" N	97° 57' 21.88584" O	1401	VERTICAL	18/11/1968	CERRADO
BARCODON-140	BARCODON-140	22° 34' 59.32740" N	97° 57' 09.77400" O	1347	VERTICAL	24/12/1968	CERRADO
BARCODON-141	BARCODON-141	22° 35' 05.87148" N	97° 57' 21.88620" O	1390	VERTICAL	25/05/1960	EN OPERACIÓN
BARCODON-142	BARCODON-142	22° 34' 26.84640" N	97° 57' 22.17996" O	1385	VERTICAL	08/06/1960	TAPONADO
BARCODON-142D	BARCODON-142D	22° 34' 27.15060" N	97° 57' 22.51728" O	1293	VERTICAL	17/12/1968	EN OPERACIÓN
BARCODON-143	BARCODON-143	22° 35' 12.38928" N	97° 57' 58.20696" O	1353	VERTICAL	02/03/1963	TAPONADO
BARCODON-143D	BARCODON-143D	22° 35' 12.05412" N	97° 57' 57.67344" O	1307	VERTICAL	26/09/1968	EN OPERACIÓN
BARCODON-144	BARCODON-144	22° 35' 18.89016" N	97° 57' 46.11204" O	1353	VERTICAL	19/02/1963	TAPONADO
BARCODON-145	BARCODON-145	22° 35' 12.33996" N	97° 57' 33.94296" O	1382.5	VERTICAL	20/07/1960	EN OPERACIÓN
BARCODON-146	BARCODON-146	22° 34' 52.85352" N	97° 57' 21.88620" O	1390	VERTICAL	11/08/1960	CERRADO
BARCODON-147	BARCODON-147	22° 34' 39.85536" N	97° 57' 21.88584" O	1282	VERTICAL	28/11/1968	EN OPERACIÓN
BARCODON-150	BARCODON-150	22° 33' 41.34276" N	97° 58' 22.58544" O	1384	VERTICAL	05/04/1963	CERRADO
BARCODON-153	BARCODON-153	22° 33' 54.35028" N	97° 58' 22.48896" O	1353	VERTICAL	20/06/1963	TAPONADO
BARCODON-153D	BARCODON-153D	22° 33' 54.34200" N	97° 58' 23.20680" O	1281	VERTICAL	31/12/1969	EN OPERACIÓN
BARCODON-154	BARCODON-154	22° 33' 34.81992" N	97° 58' 10.49880" O	1350	VERTICAL	07/08/1963	EN OPERACIÓN
BARCODON-155	BARCODON-155	22° 33' 54.35784" N	97° 57' 58.31964" O	1351	VERTICAL	25/10/1963	CERRADO
BARCODON-156	BARCODON-156	22° 33' 41.33340" N	97° 57' 58.31172" O	1353	VERTICAL	26/09/1963	EN OPERACIÓN
BARCODON-160	BARCODON-160	22° 35' 25.46196" N	97° 57' 33.99876" O	1302	VERTICAL	21/09/1968	CERRADO
BARCODON-161	BARCODON-161	22° 35' 25.02240" N	97° 57' 56.57508" O	1317	VERTICAL	27/08/1968	CERRADO
BARCODON-162	BARCODON-162	22° 35' 19.71204" N	97° 58' 11.76384" O	1280	VERTICAL	26/04/1969	CERRADO
BARCODON-163	BARCODON-163	22° 35' 12.48000" N	97° 58' 22.52964" O	1280	VERTICAL	19/03/1969	CERRADO
BARCODON-164	BARCODON-164	22° 34' 00.80904" N	97° 57' 46.08360" O	1281	VERTICAL	21/01/1969	CERRADO

Líneas de descarga

Origen	Destino	Diámetro (pg)	Longitud (km)	Descripción de la tubería	Año de construcción	Estado
POZO BARCODON 107 D	BATERIA BARCODON	4	0.894	LINEA DE DESCARGA	01/01/1972	EN OPERACIÓN
POZO BARCODON 143 D	BATERIA BARCODON	4	1.969	LINEA DE DESCARGA	01/01/2002	EN OPERACIÓN

Origen	Destino	Diámetro (pg)	Longitud (km)	Descripción de la tubería	Año de construcción	Estado
POZO BARCODON 147	BATERIA BARCODON	4	0.650	LINEA DE DESCARGA	01/01/1995	F/O DEFINITIVA
POZO BARCODON 153D	BATERIA BARCODON	4	1.700	LINEA DE DESCARGA	01/01/2003	F/O DEFINITIVA
POZO BARCODON 156	BATERIA BARCODON	4	2.028	LINEA DE DESCARGA	01/01/1963	EN OPERACIÓN
POZO BARCODON 169	BATERIA BARCODON	4	1.450	LINEA DE DESCARGA	SIN INFORMACIÓN	EN OPERACIÓN
POZO BARCODON 102	BATERIA BARCODON	4	0.063	LINEA DE DESCARGA	01/04/1972	F/O DEFINITIVA
POZO BARCODON 104	BATERIA BARCODON	4	0.800	LINEA DE DESCARGA	01/01/2002	EN OPERACIÓN
POZO BARCODON 106	BATERIA BARCODON	4	1.700	LINEA DE DESCARGA	01/01/2001	F/O DEFINITIVA
POZO BARCODON 108	BATERIA BARCODON	4	0.410	LINEA DE DESCARGA	01/01/2004	F/O DEFINITIVA
POZO BARCODON 109	BATERIA BARCODON	4	0.300	LINEA DE DESCARGA	01/01/2008	EN OPERACIÓN
POZO BARCODON 110	BATERIA BARCODON	4	0.254	LINEA DE DESCARGA	01/04/1962	F/O DEFINITIVA
POZO BARCODON 111	BATERIA BARCODON	4	0.726	LINEA DE DESCARGA	01/01/2008	EN OPERACIÓN
POZO BARCODON 112	BATERIA BARCODON	4	0.489	LINEA DE DESCARGA	01/01/2003	F/O DEFINITIVA
POZO BARCODON 113	BATERIA BARCODON	4	0.534	LINEA DE DESCARGA	31/10/1968	EN OPERACIÓN
POZO BARCODON 116	BATERIA BARCODON	4	0.824	LINEA DE DESCARGA	01/01/2005	F/O DEFINITIVA
POZO BARCODON 119	BATERIA BARCODON	4	0.699	LINEA DE DESCARGA	01/01/2001	F/O TEMPORAL
POZO BARCODON 121	BATERIA BARCODON	4	1.380	LINEA DE DESCARGA	01/01/2004	F/O TEMPORAL
POZO BARCODON 123	BATERIA BARCODON	4	0.646	LINEA DE DESCARGA	01/01/2008	F/O DEFINITIVA
POZO BARCODON 124	BATERIA BARCODON	4	0.706	LINEA DE DESCARGA	14/06/1972	F/O DEFINITIVA
POZO BARCODON 126	BATERIA BARCODON	4	0.882	LINEA DE DESCARGA	01/01/2008	F/O TEMPORAL
POZO BARCODON 129	BATERIA BARCODON	4	1.080	LINEA DE DESCARGA	01/01/2001	EN OPERACIÓN
POZO BARCODON 130	BATERIA BARCODON	4	1.200	LINEA DE DESCARGA	01/01/2001	EN OPERACIÓN
POZO BARCODON 131	BATERIA BARCODON	4	1.125	LINEA DE DESCARGA	01/01/2001	EN OPERACIÓN
POZO BARCODON 132	BATERIA BARCODON	4	1.179	LINEA DE DESCARGA	01/01/2002	EN OPERACIÓN
POZO BARCODON 133	BATERIA BARCODON	4	0.998	LINEA DE DESCARGA	01/01/1962	F/O DEFINITIVA
POZO BARCODON 134	BATERIA BARCODON	4	1.082	LINEA DE DESCARGA	01/01/2001	F/O TEMPORAL
POZO BARCODON 135	BATERIA BARCODON	4	1.297	LINEA DE DESCARGA	30/11/1962	F/O DEFINITIVA
POZO BARCODON 136	BATERIA BARCODON	4	0.942	LINEA DE DESCARGA	01/01/2004	F/O DEFINITIVA
POZO BARCODON 138	BATERIA BARCODON	4	1.600	LINEA DE DESCARGA	01/01/1980	F/O DEFINITIVA
POZO BARCODON 141	BATERIA BARCODON	4	1.784	LINEA DE DESCARGA	SIN INFORMACIÓN	EN OPERACIÓN
POZO BARCODON 144	BATERIA BARCODON	4	1.976	LINEA DE DESCARGA	01/01/2002	F/O DEFINITIVA
POZO BARCODON 145	BATERIA BARCODON	4	1.827	LINEA DE DESCARGA	31/12/1962	EN OPERACIÓN
POZO BARCODON 146	BATERIA BARCODON	4	1.501	LINEA DE DESCARGA	30/11/1962	F/O DEFINITIVA
POZO BARCODON 150	BATERIA BARCODON	4	2.458	LINEA DE DESCARGA	31/12/1962	EN OPERACIÓN

Origen	Destino	Diámetro (pg)	Longitud (km)	Descripción de la tubería	Año de construcción	Estado
POZO BARCODON 154	BATERIA BARCODON	4	2.047	LINEA DE DESCARGA	SIN INFORMACIÓN	EN OPERACIÓN
POZO BARCODON 155	BATERIA BARCODON	4	1.640	LINEA DE DESCARGA	01/01/2001	EN OPERACIÓN
POZO BARCODON 156	BATERIA BARCODON	4	2.028	LINEA DE DESCARGA	01/01/1963	F/O DEFINITIVA
POZO BARCODON 164	BATERIA BARCODON	4	1.450	LINEA DE DESCARGA	01/01/2001	F/O DEFINITIVA
POZO BARCODON 169	BATERIA BARCODON	4	1.450	LINEA DE DESCARGA	01/01/2002	F/O DEFINITIVA
ESTACION SIACO 8000	POZO BARCODON 164	3	0.010	LINEA DE INYECCION DE AGUA	06/04/1975	F/O DEFINITIVA

ANEXO 6

PROGRAMA MÍNIMO DE TRABAJO

Programa Mínimo de Trabajo

1. El Programa Mínimo de Trabajo, el Incremento en el Programa Mínimo y, en su caso, los compromisos adicionales que se adquieran durante el Período Adicional de Evaluación se expresan en Unidades de Trabajo.

2. Para efectos de este Contrato, el monto de Unidades de Trabajo comprometidas como Programa Mínimo de Trabajo a ejecutarse durante el Periodo Inicial de Evaluación del presente Contrato, se define en la siguiente tabla:

Contrato/Campo	Unidades de Trabajo (Número)
1- Barcodón	4,700

3. Para efectos de este Contrato, el monto de Unidades de Trabajo comprometidas como Incremento en el Programa Mínimo de Trabajo es de 4,700 Unidades de Trabajo, a ejecutarse durante el Periodo de Evaluación para un total de 9,400.

4. El cumplimiento del Programa Mínimo de Trabajo, del Incremento en el Programa Mínimo y, en su caso, los compromisos adicionales se evaluarán conforme a la ejecución de actividades de Evaluación dentro del Área Contractual, de acuerdo con su valor en Unidades de Trabajo, independientemente de los Costos incurridos en su realización.

   Para hacer constar el cumplimiento a que se refiere el párrafo anterior, personal acreditado de la CNH inspeccionará semestralmente el avance de las Unidades de Trabajo realizadas y deberá hacer constar los avances por escrito a través de un reporte, del cual se entregará una copia al Contratista.

5. Para efectos del pago de penas convencionales por incumplimiento del Programa Mínimo de Trabajo, del Incremento en el Programa Mínimo y, en su caso, los compromisos adicionales adquiridos para el Período de Evaluación, el valor de referencia por cada Unidad de Trabajo no realizada será indexado al precio de los Hidrocarburos de conformidad con la siguiente tabla:

Valor de referencia por Unidad de Trabajo

Precio del Crudo Brent (Dólares por Barril)	**Valor de una (1) Unidad de Trabajo** (Dólares)
Menor a 45	767
Entre 45 y 50	796
Entre 50 y 55	852
Entre 55 y 60	905
Entre 60 y 65	954

Entre 65 y 70	1,000
Entre 70 y 75	1,044
Entre 75 y 80	1,086
Entre 80 y 85	1,127
Entre 85 y 90	1,165
Entre 90 y 95	1,203
Entre 95 y 100	1,239
Entre 100 y 105	1,274
Entre 105 y 110	1,308
Mayor a 110	1,341

6. Para efectos del cálculo de las penas convencionales por incumplimiento del Programa Mínimo de Trabajo, del Incremento en el Programa Mínimo y de los compromisos adicionales adquiridos para el Período Adicional de Evaluación, se utilizará el valor de referencia por Unidad de Trabajo definido en el presente Anexo 6 aplicable al momento de la terminación del Período Inicial de Evaluación o del Período Adicional de Evaluación, según corresponda a la rescisión administrativa o contractual, a la terminación del Contrato por cualquier motivo o en caso que dicha terminación ocurra durante el Período de Evaluación, sin perjuicio de lo establecido en el Contrato y en la Normatividad Aplicable. Los montos de las penas convencionales por incumplimiento se calcularán como el mínimo entre: (i) el resultado de multiplicar el valor de referencia aplicable, por el número de Unidades de Trabajo no realizadas durante el Período de Evaluación, y (ii) el monto de la Garantía de Cumplimiento correspondiente, de conformidad con la Cláusula 4.3.

7. Los montos de la Garantía de Cumplimiento, se calcularán como el resultado de multiplicar el valor de referencia por Unidad de Trabajo definido en el presente Anexo 6 aplicable a la fecha de adjudicación del Contrato, por el cincuenta por ciento (50%) del número de Unidades de Trabajo correspondientes al Programa Mínimo de Trabajo y al Incremento en el Programa Mínimo, o del Programa Mínimo de Trabajo, del Incremento en el Programa Mínimo no realizado durante el Período Inicial de Evaluación y el compromiso adicional de trabajo del Contratista para el Período Adicional de Evaluación, respectivamente, de conformidad con lo establecido en la Cláusula 16.1.

8. A fin de acreditar el cumplimiento del Programa Mínimo de Trabajo, el Incremento en el Programa Mínimo y, en su caso, los compromisos adicionales, el Contratista deberá realizar las actividades del Plan de Evaluación. Estas actividades acreditarán Unidades de Trabajo conforme a la tabla de conversión siguiente:

Actividades	Unidad	Unidades de Trabajo (número)
Pozo	Por pozo	4,000
Reparación mayor[1\]	Por reparación	800
Reparación menor[2\]	Por reparación	400
Estudio de núcleos	Unitario	25
Pruebas PVT	Unitario	10
Análisis de agua de formación	Unitario	10
Modelo estático actualizado	Unitario	300
Modelo dinámico actualizado	Unitario	300
Adquisición, procesamiento e interpretación de sísmica 3D	Por km^2	20
Interpretación de sísmica 3D	Por Área Contractual	30

[1\] Se refiere a cambios de profundidad y cambios de intervalo.

[2\] Se refiere a cambios de aparejo y estimulaciones.

8.1 El Contratista podría acumular Unidades de Trabajo por cada Pozo perforado en el marco del Contrato.

8.2 Sólo se acreditarán los estudios, registros y pruebas correspondientes a los Pozos perforados en el marco del presente Contrato. La acreditación de dichos estudios, registros y pruebas se sujetará a la entrega de la información relacionada a la CNH.

8.3 Solamente se acreditará la adquisición, procesamiento e interpretación de datos sísmicos limitados al Área Contractual. Asimismo, los kilómetros cuadrados (km^2) acreditados no podrán exceder el 100% de la superficie del Área Contractual.

8.4 Para efectos del Programa Mínimo de Trabajo sólo se validará una reparación mayor y una reparación menor por Pozo durante el Periodo de Evaluación.

ANEXO 7

ALCANCE MÍNIMO DE LAS ACTIVIDADES DE EVALUACIÓN

Alcance Mínimo de las Actividades de Evaluación

El Plan de Evaluación deberá cubrir al menos el Programa Mínimo de Trabajo y el Incremento en el Programa Mínimo, así como contener y desarrollar cuando menos los conceptos indicados a continuación:

1. Un plan de actividades de Evaluación que incluya perforación, prueba y Evaluación, así como estudios técnicos, económicos, sociales y ambientales a realizarse para determinar factores de recuperación, así como requerimientos de procesamiento y transporte de los Hidrocarburos.

2. Posible ubicación de los Pozos de Evaluación a perforar.

3. Programas preliminares de perforación para los Pozos de Evaluación.

4. Un estimado detallado de los Costos de realizar las actividades de Evaluación.

5. Propuesta de duración del Período de Evaluación.

6. Medidas de seguridad y protección ambiental.

7. Programa de ejecución de las actividades de Evaluación.

8. Capítulo que contenga los plazos y las etapas aplicables para garantizar que se alcanzará la meta de contenido nacional indicada en la Cláusula 18.3, así como un capítulo que contenga un programa de transferencia de tecnología. Dichos capítulos se considerarán un compromiso del Contratista y parte integrante del Contrato.

ANEXO 8

INFORME DE EVALUACIÓN

Informe de Evaluación

El Informe de Evaluación deberá incluir como mínimo la siguiente información:

1. Un reporte que describa todas las actividades de Evaluación llevadas a cabo por el Contratista en el Área Contractual durante el Período de Evaluación;

2. Los datos técnicos, mapas y reportes relativos al Área Contractual, incluyendo, sin limitación: topográficos, geológicos, geofísicos y de información del análisis del subsuelo; la densidad de potenciales zonas productivas; las profundidades de los distintos contactos de gases y/o fluidos; las propiedades petrofísicas de las rocas del yacimiento; un análisis de los datos de presión-volumen-temperatura (PVT) de los fluidos y gases del yacimiento; las características y el análisis pertinente del Petróleo descubierto, y la profundidad, presión y otras características del yacimiento y los fluidos encontrados en éste;

3. Una estimación de los Hidrocarburos encontrados en el lugar y la recuperación final del yacimiento (*ultimate recovery*);

4. El pronóstico de la tasa óptima de eficiencia de producción de cada Pozo individual, según se indica en la Cláusula 7.1;

5. Un estudio de la viabilidad del desarrollo del Área de Evaluación, el cual deberá contener un análisis económico basado en pronósticos razonables, Año por Año, de los perfiles de la producción, las inversiones requeridas, los ingresos y los Costos de operación;

6. Cualquier opinión elaborada por peritos encargados de llevar a cabo estudios operacionales, técnicos y económicos relacionados con los Campos;

7. Cualquier otro hecho considerado relevante por el Contratista y las conclusiones derivadas de éste, y

8. Sus conclusiones generales y el desarrollo del razonamiento en el que se basan.

ANEXO 9

CONTENIDO MÍNIMO DEL PLAN DE DESARROLLO

Contenido Mínimo del Plan de Desarrollo

El Plan de Desarrollo se deberá realizar de acuerdo con la Normatividad Aplicable, y contener cuando menos lo siguiente:

1. Descripción del o los Campos que van a ser desarrollados.

   a) Descripción general;

   b) Delimitación del Campo;

   c) Descripción del área en la cual está ubicado, y

   d) Descripción de las formaciones en las que están contenidos los Hidrocarburos.

2. Información de Reservas y Producción.

   a) Estimación de los volúmenes *in situ*, Reservas probadas, probables y posibles para cada yacimiento en el Campo (en cada caso determinadas sobre una base de vida del yacimiento sin considerar la duración del Período de Desarrollo). La información debe desglosarse en Petróleo, Condensados y Gas Natural. En su caso, se debe incluir la estimación de recursos contingentes;

   b) Estimación del perfil de producción para cada yacimiento que se espera entregar en el Punto de Medición, en cada Año durante el Período de Desarrollo. La información se deberá desglosar para cada uno de los casos de Reservas probadas, probables y posibles;

   c) Explicación de la manera en que el perfil de producción de la Reserva probada permite realizar el potencial comercial correspondiente a dicha Reserva lo más eficientemente posible, tomando en cuenta esquemas de desarrollo alternativos que fueron considerados o rechazados, y

   d) Fecha estimada de inicio de la Producción Comercial Regular.

3. Descripción de Actividades Propuestas.

   (a) Descripción del enfoque de desarrollo propuesto incluyendo lo siguiente:

      i) Descripción general de las actividades esperadas para el Período de Desarrollo correspondiente;

      ii) Descripción general de los Materiales que van a ser construidos o empleados en relación con ese Plan de Desarrollo, incluyendo una descripción de las Instalaciones de Recolección y en su caso, aquellas en las que se contemple el uso compartido de conformidad con el Anexo 13;

      iii) Descripción general de las Instalaciones de Comercialización requeridas;

iv) Descripción de la política de desarrollo y administración del yacimiento;

v) El Sistema de Medición y los Puntos de Medición que el Contratista propone usar;

vi) Propuesta de localización, así como de las técnicas de perforación y terminación de Pozos, y

vii) Acciones previstas para el Abandono de las instalaciones que van a ser utilizadas en el curso del Período de Desarrollo, incluyendo el Costo total estimado que el Contratista espera de las operaciones de Abandono.

(b) Principales características de las obras, servicios y Materiales propuestos y de las probables obras, servicios y Materiales adicionales que tuvieran que ser realizados o adquiridos, dependiendo de los resultados de las obras, servicios y Materiales iniciales, incluyendo aquellos necesarios para acondicionar los Hidrocarburos a condiciones comercialmente aceptables en cuanto a contenido de azufre, agua y otros elementos de conformidad con la Normatividad Aplicable y las Mejores Prácticas de la Industria.

(c) Enfoques alternativos de desarrollo considerados y las razones para la elección del enfoque seleccionado.

(d) Programa de obras, servicios y suministro o construcción de Materiales incluyendo el programa tentativo para construcción o adquisición de instalaciones mayores e itinerario para alcanzar las tasas de producción comercial.

(e) En caso que los Campos se extiendan más allá del Área Contractual, el Contratista se sujetará a lo previsto en la Cláusula 8.

(f) En caso que se prevea el uso compartido de infraestructura, una propuesta del acuerdo correspondiente elaborado de conformidad con lo establecido en el Anexo 13 y la Normatividad Aplicable.

4. Presupuesto y Economía.

(a) Cualquier propuesta de arreglo para compartir instalaciones o Costos o para mezclar y redistribuir la producción, con Personas fuera del Área Contractual, y

(b) Programa esperado de devolución del Área Contractual o de cualquier parte de ella.

5. Programas de Administración de Riesgo. Los Programas de Administración de Riesgo deberán derivar del Sistema de Administración y contener como mínimo:

(a) Una descripción de las medidas y acciones de prevención, monitoreo y mitigación de los riesgos identificados, analizados y evaluados, así como mejora del desempeño de una instalación, o conjunto de ellas, incluyendo planes de

emergencia y contingencia a ser ejecutados conforme a las Mejores Prácticas de la Industria, y

(b) Las otras consideraciones que determine la Agencia de conformidad con la Normatividad Aplicable.

6. Subcontratación. La descripción en detalle razonable de las obras, servicios y Materiales que van a ser llevados a cabo por Subcontratistas en adición al enfoque del desarrollo incluyendo un programa para la selección y contratación de Subcontratistas.

7. Información Adicional. El Contratista deberá incluir en su propuesta de Plan de Desarrollo cualquier otra información adicional, que considere sea necesaria para una evaluación completa del Plan de Desarrollo, incluyendo la información que solicite la CNH.

8. Información Adicional para Modificaciones al Plan de Desarrollo. En caso que el Contratista desee realizar cambios al Plan de Desarrollo, el Contratista deberá presentar:

(a) Razones detalladas para la modificación propuesta;

(b) Discusión de actividades conducidas desde el Plan de Desarrollo original o desde la última modificación, según sea el caso, y

(c) Toda la información prevista en este Anexo 9 (o, en su caso, únicamente aquella información que está siendo modificada).

En el entendido que en caso que la CNH no apruebe las modificaciones propuestas por el Contratista al Plan de Desarrollo, el Contratista deberá implementar el Plan de Desarrollo previamente aprobado.

9. Contenido Nacional y Transferencia de Tecnología. El Contratista deberá incluir en su propuesta de Plan de Desarrollo un capítulo que contenga los plazos y las etapas aplicables para garantizar que se alcanzará la meta de contenido nacional indicada en la Cláusula 18.3. Asimismo, el Contratista deberá incluir un capítulo que contenga un programa de transferencia de tecnología. Dichos capítulos se considerarán un compromiso del Contratista y parte integrante del Contrato.

10. Información geológica, geofísica y de ingeniería considerada. El Contratista deberá tener a disposición de la CNH la información soporte que utilizó para la propuesta del Plan de Desarrollo. Dicha información se deberá conservar durante la duración del Contrato.

ANEXO 10-A

CARTA DE CRÉDITO

Modelo de Garantía de Cumplimiento

Fecha:

Carta de Crédito Irrevocable *Standby* No: _____

De: [Nombre del Banco Emisor] (el "BANCO EMISOR/CONFIRMADOR")

A solicitud y por cuenta de [NOMBRE DEL CLIENTE DEL BANCO EMISOR/ CONFIRMADOR], con la presente emitimos esta Carta de Crédito Irrevocable *Standby* número _____ (la "Carta de Crédito") en favor de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (el "BENEFICIARIO") hasta por la cantidad de EUA$_____ (_____ millones de Dólares 00/100 USCY), disponible a la vista en las cajas de NOMBRE DEL BANCO EMISOR/CONFIRMADOR.

El BENEFICIARIO podrá hacer una o más disposiciones conforme a esta Carta de Crédito mediante la presentación de un requerimiento de pago por escrito (cada una de dichas presentaciones una "Disposición") indicando el monto del requerimiento de pago e indicando que:

(a) (i) ha ocurrido un incumplimiento del Contratista (conforme a la definición de dicho término en el Contrato) del Programa Mínimo de Trabajo o del compromiso adicional aplicable en virtud del Contrato para la Extracción bajo la Modalidad de Licencia de fecha _____, celebrado entre la Comisión Nacional de Hidrocarburos de México y [NOMBRE DEL CONTRATISTA] (el "Contrato") y (ii) el BENEFICIARIO tiene derecho conforme al Contrato a realizar una Disposición conforme a la Carta de Crédito por la cantidad que se requiera sea pagada, o

(b) (i) El BENEFICIARIO ha recibido una notificación conforme al siguiente párrafo de esta Carta de Crédito en el sentido que el BANCO EMISOR/CONFIRMADOR ha decidido no extender la Fecha de Vencimiento de esta Carta de Crédito por un período adicional de un (1) Año, y (ii) el Contratista (conforme a la definición de dicho término en el Contrato) no proporcionó, a más tardar treinta (30) Días antes de la Fecha de Vencimiento, una carta de crédito sustituta, en forma y sustancia aceptable al BENEFICIARIO, emitida por un banco aceptable al BENEFICIARIO, en el entendido que en ese caso el BENEFICIARIO tendrá derecho a retirar la cantidad total disponible conforme a esta Carta de Crédito.

Esta Carta de Crédito expirará el _____ (la "Fecha de Vencimiento"), en la inteligencia de que tal fecha será prorrogada automáticamente según se indica en las Prácticas Internacionales en Materia de Cartas de Crédito – ISP98, publicación ICC 590. Esta Carta de Crédito se prorrogará automáticamente por períodos adicionales de un (1) Año a partir de la Fecha de Vencimiento y de cada una de las fechas de vencimiento subsecuentes, salvo que el BANCO EMISOR/CONFIRMADOR notifique al BENEFICIARIO, con por lo menos treinta (30) Días de anticipación a la Fecha de Vencimiento, mediante escrito entregado en mano con acuse de recibo, la decisión del BANCO EMISOR/CONFIRMADOR de no renovar esta Carta de Crédito por dicho período.

El BANCO EMISOR/CONFIRMADOR conviene en que cualquier Disposición por parte del BENEFICIARIO que cumpla con los términos y condiciones de esta Carta de Crédito, será honrado puntualmente y pagado, con recursos propios, por el BANCO EMISOR/CONFIRMADOR a más tardar antes del cierre del segundo Día Hábil después de la presentación adecuada, en o antes de la Fecha de Vencimiento, de los documentos requeridos. Para efectos de esta Carta de Crédito "Día Hábil" significa cualquier Día distinto a sábado, domingo u otro Día en que los bancos estén autorizados o requeridos a cerrar en México.

Esta Carta de Crédito *Standby* se sujeta a las Prácticas Internacionales en Materia de Cartas de Crédito – ISP98, publicación ICC 590, y, en tanto no exista contradicción con ISP98, esta Carta de Crédito se regirá e interpretará por las leyes de México. Cualquier controversia que surja de la misma deberá resolverse exclusivamente ante los tribunales federales competentes de México, con sede en la Ciudad de México, Distrito Federal.

Al recibo de un requerimiento de Disposición de parte del BENEFICIARIO, el BANCO EMISOR/CONFIRMADOR deberá decidir, dentro del Día Hábil siguiente si se encontró en orden la documentación que constituye la Disposición, de acuerdo a las condiciones de esta Carta de Crédito, o si decide que dicha Disposición no cumple con los requerimientos de esta Carta de Crédito, informando al BENEFICIARIO por escrito las discrepancias que motivan el rechazo. El BENEFICIARIO podrá volver a hacer nuevas presentaciones que cumplan con los términos y condiciones de esta Carta de Crédito.

Todos los pagos que el BANCO EMISOR/CONFIRMADOR haga al BENEFICIARIO bajo esta Carta de Crédito se harán mediante transferencia electrónica de fondos a la cuenta bancaria en la Ciudad de México que el BENEFICIARIO especifique en el requerimiento de pago.

Los derechos del BENEFICIARIO conforme a esta Carta de Crédito no son transferibles, excepto que dichos derechos sean cedidos al Gobierno Federal de México.

Todos los gastos bancarios en relación con esta Carta de Crédito serán por cuenta de [NOMBRE DEL CLIENTE DEL BANCO EMISOR/CONFIRMADOR].

El BENEFICIARIO podrá presentar un requerimiento de Disposición por el monto total o requerimientos de Disposiciones parciales.

ANEXO 10-B

PÓLIZA DE FIANZA

Póliza de Fianza

PARA GARANTIZAR EL PAGO DE LAS PENAS CONVENCIONALES DERIVADAS DE UN INCUMPLIMIENTO DEL PROGRAMA MÍNIMO DE TRABAJO Y EL INCREMENTO EN EL PROGRAMA MÍNIMO DE TRABAJO CONTENIDO EN EL CONTRATO NÚMERO____.

NOMBRE O RAZÓN SOCIAL DE LA INSTITUCIÓN DE FIANZAS.
DOMICILIO DE LA INSTITUCIÓN DE FIANZAS

SE CONSTITUYE FIADORA HASTA POR LA SUMA DE $ (MONTO DE LA FIANZA) (NÚMERO, LETRA Y MONEDA) ANTE, EN FAVOR Y A DISPOSICIÓN DE LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS (EN ADELANTE CNH Y/O BENEFICIARIO) CON DOMICILIO EN AV. INSURGENTES SUR 1228, PISO 11, COL. TLACOQUÉMECATL DEL VALLE, DELEGACIÓN BENITO JUÁREZ. C.P. 03200. MÉXICO D.F., PARA GARANTIZAR POR (EN CASO DE PROPUESTA CONJUNTA DEBERÁ INCLUIRSE EL NOMBRE DE CADA UNO DE LOS CONTRATISTAS/FIADOS) A, B, Y C), CON DOMICILIO EN_____, (EN CASO DE SER PROPUESTA CONJUNTA DEBERÁ INCLUIRSE EL DOMICILIO DE CADA UNO DE LOS CONTRATISTAS/FIADOS) EN SU CARÁCTER DE CONTRATISTAS/FIADOS, EL PAGO DE LAS PENAS CONVENCIONALES DERIVADAS DE UN INCUMPLIMIENTO EN EL PROGRAMA MÍNIMO DE TRABAJO Y EL INCREMENTO DEL PROGRAMA MÍNIMO DE TRABAJO QUE SE ESTABLECEN EN LAS CLÁUSULAS 4.5 Y 16.1 DEL CONTRATO PARA LA EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS BAJO LA MODALIDAD DE LICENCIA (EL CONTRATO) NÚMERO _____ DE FECHA _____ Y EL ANEXO 6 DE DICHO CONTRATO, CELEBRADO ENTRE LA CNH Y NUESTRO(S) FIADO(S).

DE CONFORMIDAD CON LA CLÁUSULA 4.5 DEL CONTRATO, LA CNH TENDRÁ DERECHO DE HACER EFECTIVA ESTA GARANTÍA DE CUMPLIMIENTO A FIN DE COBRAR LAS PENAS CONVENCIONALES DERIVADAS DEL CONTRATO NÚMERO _____ DE FECHA _____ QUE NO HAYAN SIDO CUBIERTAS POR EL FIADO EN EL PLAZO ESTIPULADO EN EL CONTRATO HASTA POR EL MONTO EN QUE FUE EMITIDA, DE CONFORMIDAD CON LA CLÁUSULA 16.1 DEL CONTRATO QUE REGULA LA GARANTÍA DE CUMPLIMIENTO, Y EL ANEXO 6 DE DICHO CONTRATO.

LA CNH PODRÁ HACER EFECTIVA LA PRESENTE FIANZA A FIN DE COBRAR CUALQUIER PENA CONVENCIONAL A QUE SE REFIERE LA CLÁUSULA 4.5 DEL CONTRATO EN LOS MONTOS QUE CORRESPONDAN EN CASO DE QUE EL CONTRATISTA/FIADO NO PAGUE AL FONDO MEXICANO DEL PETRÓLEO PARA LA ESTABILIZACIÓN Y EL DESARROLLO (EL FONDO) EL MONTO CORRESPONDIENTE DENTRO DE LOS QUINCE (15) DÍAS NATURALES SIGUIENTES A LA NOTIFICACIÓN QUE LE EFECTÚE LA CNH RESPECTO DEL PAGO DE LAS PENAS CONVENCIONALES EN LOS TÉRMINOS DEL CONTRATO.

LA NOTIFICACIÓN SEÑALADA DEBERÁ CUMPLIR CON LO ESTABLECIDO EN LAS CLÁUSULAS 4.5, INCISO C) y 29 DEL CONTRATO.

ESTA FIANZA SE OTORGA ATENDIENDO A LAS ESTIPULACIONES CONTENIDAS EN LAS CLÁUSULAS 4.5, 16.1 Y EL ANEXO 6 DEL CONTRATO. AL FIRMAR EL CONTRATO EL FIADO HA ACEPTADO QUE AL RECIBIR LA NOTIFICACIÓN CORRESPONDIENTE SE OBLIGA A EFECTUAR

EL PAGO DE LAS PENAS CONVENCIONALES QUE LE SEA REQUERIDO DE CONFORMIDAD CON LAS CLÁUSULAS ANTES REFERIDAS DEL CONTRATO, POR LO QUE ESTA FIANZA GARANTIZA EL PAGO DE DICHAS PENAS CONVENCIONALES A QUE SE ENCUENTRE OBLIGADO EL FIADO, LAS CUALES DEBERÁN SER PAGADAS EN LOS PLAZOS QUE PARA TAL EFECTO SE ESTABLECEN EN EL CONTRATO.

EN CASO DE QUE SEA NECESARIO PRORROGAR EL PERIODO INICIAL PARA EL CUMPLIMIENTO DE LAS OBLIGACIONES DEL FIADO RESPECTO DEL PROGRAMA MÍNIMO DE TRABAJO Y DEL INCREMENTO AL PROGRAMA MÍNIMO DE TRABAJO, DE CONFORMIDAD CON LO ESTABLECIDO EN EL CONTRATO INCLUSO DEBIDO A CASO FORTUITO, ESTA INSTITUCIÓN DE FIANZAS SE OBLIGA A PRORROGAR AUTOMÁTICAMENTE LA VIGENCIA DE LA FIANZA EN CONCORDANCIA CON LAS PRÓRROGAS REALIZADAS AL PERIODO MENCIONADO, PREVIA NOTIFICACIÓN QUE LA CNH EFECTÚE A LA INSTITUCIÓN DE FIANZAS Y SIN NECESIDAD DE EMITIR PREVIO CONSENTIMIENTO A LAS MISMAS. LA INSTITUCIÓN DE FIANZAS SE OBLIGA A REMITIR AL FIADO Y AL BENEFICIARIO LOS DOCUMENTOS MODIFICATORIOS CORRESPONDIENTES EN UN PLAZO DE TRES (3) DÍAS HÁBILES, SIN QUE LA DEMORA EN LA ENTREGA DE TALES DOCUMENTOS MODIFICATORIOS AFECTE EN FORMA ALGUNA LA VALIDEZ DE LA FIANZA O DE SU PRORROGA.

EL COAFIANZAMIENTO O YUXTAPOSICIÓN DE GARANTÍAS, NO IMPLICARÁ NOVACIÓN DE LAS OBLIGACIONES ASUMIDAS POR LA INSTITUCIÓN DE FIANZAS, POR LO QUE SUBSISTIRÁ SU RESPONSABILIDAD EXCLUSIVAMENTE EN LA MEDIDA Y CONDICIONES EN QUE LAS ASUMIÓ EN LA PRESENTE PÓLIZA DE FIANZA Y EN SUS DOCUMENTOS MODIFICATORIOS.

EL PAGO DE LA FIANZA ES INDEPENDIENTE DE QUE LA CNH RECLAME AL FIADO POR CONCEPTO DE OTRAS OBLIGACIONES, PENAS CONVENCIONALES O CUALQUIER OTRA SANCIÓN ESTIPULADA EN EL CONTRATO, DISTINTAS DE LAS PENAS CONVENCIONALES QUE SE DERIVEN DEL INCUMPLIMIENTO DE LAS OBLIGACIONES CONTENIDAS EN LA CLÁUSULA 4.5 Y CUYO PAGO GARANTIZA ESTA FIANZA.

LA INSTITUCIÓN DE FIANZAS ACEPTA EXPRESAMENTE CONFORME A LO ESTABLECIDO EN EL ARTÍCULO 288, FRACCIÓN III, DE LA LEY DE INSTITUCIONES DE SEGUROS Y DE FIANZAS SOMETERSE AL PROCEDIMIENTO PARA EL CUMPLIMIENTO DE SUS OBLIGACIONES DERIVADAS DE ESTA FIANZA, CONSISTENTE EN:

I. PARA LA EFECTIVIDAD DE LA FIANZA, AUN PARA EL CASO DE QUE PROCEDIERA EL COBRO DE INDEMNIZACIÓN POR MORA CON MOTIVO DEL PAGO EXTEMPORÁNEO POR PARTE DE LA INSTITUCIÓN DE FIANZAS DEL IMPORTE DE LA PÓLIZA DE FIANZA REQUERIDA, EL BENEFICIARIO DISPONDRÁ DE UN PLAZO DE [TRES (3) AÑOS] PARA FORMULAR LA RECLAMACIÓN DE ESTA PÓLIZA, EL QUE SE COMPUTARÁ A PARTIR DE LA FECHA EN QUE VENZA EL PLAZO PARA QUE EL CONTRATISTA PAGUE AL FONDO LOS MONTOS DE LAS PENAS CONVENCIONALES QUE CORRESPONDAN DE CONFORMIDAD CON LO ESTABLECIDO EN LAS CLÁUSULAS 4.5, 16.1 Y EL ANEXO 6 DEL CONTRATO.
II. ESTA INSTITUCIÓN DE FIANZAS SE OBLIGA A ATENDER LAS RECLAMACIONES FIRMADAS POR EL BENEFICIARIO QUE DEBERÁN SER PRESENTADAS POR ESCRITO INDICANDO LO SIGUIENTE:

A) EL MONTO DEL PAGO EXIGIDO POR CONCEPTO DE LAS PENAS CONVENCIONALES GARANTIZADAS CON ESTA PÓLIZA DE FIANZA; Y QUE HA OCURRIDO UN INCUMPLIMIENTO DE PAGO POR PARTE DEL CONTRATISTA. ADEMÁS DEBERÁN CONTENER LA SIGUIENTE INFORMACIÓN:
   i) FECHA DE LA RECLAMACIÓN;
   ii) NÚMERO DE PÓLIZA DE FIANZA RELACIONADO CON LA RECLAMACIÓN RECIBIDA;
   iii) FECHA DE EXPEDICIÓN DE LA FIANZA;
   iv) MONTO DE LA FIANZA;
   v) NOMBRE O DENOMINACIÓN DEL FIADO;
   vi) NOMBRE O DENOMINACIÓN DEL BENEFICIARIO Y DE SU REPRESENTANTE LEGAL DEBIDAMENTE ACREDITADO;
   vii) DOMICILIO DEL BENEFICIARIO PARA OÍR Y RECIBIR NOTIFICACIONES;
   viii) CUENTA BANCARIA EN EL FONDO QUE EL BENEFICIARIO INDIQUE PARA EFECTUAR EL PAGO.

B) DICHA RECLAMACIÓN DEBERÁ ESTAR ACOMPAÑADA DE LA SIGUIENTE DOCUMENTACIÓN:
   i) COPIA DE LA PÓLIZA DE FIANZA Y EN SU CASO LOS DOCUMENTOS MODIFICATORIOS.
   ii) ACTA DE NOTIFICACIÓN AL FIADO DEL REQUERIMIENTO DEL PAGO DE LA PENA CONVENCIONAL POR INCUMPLIMIENTO. DICHA NOTIFICACIÓN DEBERÁ REALIZARSE DE CONFORMIDAD CON LOS TÉRMINOS ESTABLECIDOS EN EL CONTRATO RESPECTIVO, E INCLUIRÁ LA DOCUMENTACIÓN ESTABLECIDA EN LA CLAUSULA 4.5 INCISO C DEL CONTRATO.
   iii) DOCUMENTO QUE HAGA CONSTAR EL INCUMPLIMIENTO DEL PAGO DE LAS PENAS CONVENCIONALES RESPECTIVA, DE CONFORMIDAD CON LO ESTABLECIDO EN LA CLÁUSULA 4.5 INCISO C DEL CONTRATO.

III. ESTA FIANZA SE PAGARÁ CONTRA LA PRESENTACIÓN DE LA DOCUMENTACIÓN INDICADA, SIN EXIGIR MÁS REQUISITOS O PRUEBAS A LA CNH.

IV. AL RECIBIR LA RECLAMACIÓN DE PARTE DEL BENEFICIARIO, LA INSTITUCIÓN AFIANZADORA DEBERÁ NOTIFICAR, A LOS DOS (2) DÍAS HÁBILES SIGUIENTES SI SE ENCUENTRA INTEGRADA LA RECLAMACIÓN, DE ACUERDO A LAS CONDICIONES DE ESTA PÓLIZA, O SI LA RECHAZA POR NO CUMPLIR CON LA DOCUMENTACIÓN E INFORMACIÓN SEÑALADA EN ESTA FIANZA, INFORMANDO AL BENEFICIARIO POR ESCRITO LAS CAUSAS DE RECHAZO. EN CASO DE QUE LA AFIANZADORA NO EFECTÚE LA NOTIFICACIÓN DESCRITA, SE ENTENDERÁ QUE LA RECLAMACIÓN SE ENCUENTRA DEBIDAMENTE INTEGRADA Y ES PROCEDENTE. EL BENEFICIARIO PODRÁ VOLVER A PRESENTAR LA RECLAMACIÓN QUE CUMPLA CON LOS TÉRMINOS Y CONDICIONES DE ESTA FIANZA, PARA EFECTOS DE SU DEBIDA INTEGRACIÓN DURANTE EL PERIODO DE TRES (3) AÑOS CONTADOS A PARTIR DE QUE SEA EXIGIBLE EL PAGO DE LAS PENAS CONVENCIONALES.

V. DE PROCEDER LA RECLAMACIÓN, LA AFIANZADORA PAGARÁ AL BENEFICIARIO DENTRO DE LOS DIEZ (10) DÍAS HÁBILES POSTERIORES A LA FECHA DE QUE HAYA SIDO PRESENTADA LA RECLAMACIÓN, EXHIBIENDO EL COMPROBANTE DE PAGO RESPECTIVO A LA CNH.

VI. LA INSTITUCIÓN DE FIANZAS ACEPTA EXPRESAMENTE QUE EN CASO DE RECLAMACIÓN PAGARÁ A LA CUENTA INDICADA POR EL BENEFICIARIO EL IMPORTE RECLAMADO. LA CNH PODRÁ PRESENTAR RECLAMACIONES POR EL MONTO TOTAL O PARCIALES, HASTA POR EL MONTO AFIANZADO. TODOS LOS PAGOS QUE LA INSTITUCIÓN DE FIANZAS HAGA AL BENEFICIARIO, INCLUYENDO LA INDEMNIZACIÓN POR MORA CON MOTIVO DEL PAGO EXTEMPORÁNEO POR PARTE DE LA INSTITUCIÓN DE FIANZAS DEL IMPORTE DE LA PÓLIZA DE FIANZA REQUERIDA BAJO ESTA PÓLIZA, SE HARÁN MEDIANTE TRANSFERENCIA ELECTRÓNICA DE FONDOS A LA CUENTA DEL FONDO QUE EL BENEFICIARIO ESPECIFIQUE EN EL REQUERIMIENTO DE PAGO.

CONFORME AL ARTÍCULO 289 PÁRRAFO CUARTO DE LA LEY DE INSTITUCIONES DE SEGUROS Y DE FIANZAS, LA INSTITUCIÓN DE FIANZAS REALIZARÁ EL PAGO DE LAS CANTIDADES QUE LE SEAN RECLAMADAS, HASTA POR EL MONTO AFIANZADO, SIN NECESIDAD DE NOTIFICACIÓN PREVIA AL FIADO, AL SOLICITANTE, A SUS OBLIGADOS SOLIDARIOS O A SUS CONTRAFIADORES, NI DE QUE ÉSTOS MUESTREN O NO PREVIAMENTE SU CONFORMIDAD, QUEDANDO LA AFIANZADORA EXENTA DE LA OBLIGACIÓN DE TENER QUE IMPUGNAR U OPONERSE A LA EJECUCIÓN DE LA FIANZA. LA INSTITUCIÓN DE FIANZAS ESTARÁ OBLIGADA A EFECTUAR EL PAGO DE LAS CANTIDADES QUE LE SEAN RECLAMADAS DE MANERA INMEDIATA AL BENEFICIARIO, SIN NECESIDAD DE QUE DICHA OBLIGACIÓN QUEDE SUPEDITADA A LA RECEPCIÓN POR PARTE DE LA INSTITUCIÓN, DE LAS CANTIDADES NECESARIAS PARA HACER EL PAGO AL BENEFICIARIO. INDEPENDIENTEMENTE DE LO ANTERIOR, EL FIADO, SOLICITANTE, OBLIGADOS SOLIDARIOS O CONTRAFIADORES, ESTARÁN OBLIGADOS A PROVEER A LA INSTITUCIÓN LAS CANTIDADES NECESARIAS QUE ÉSTA LE SOLICITE PARA HACER EL PAGO DE LO QUE SE RECONOZCA AL BENEFICIARIO O, EN SU CASO, A REEMBOLSAR A LA INSTITUCIÓN LO QUE A ÉSTA LE CORRESPONDA EN LOS TÉRMINOS DEL CONTRATO RESPECTIVO O DE LA LEY DE INSTITUCIONES DE SEGUROS Y DE FIANZAS, SIN QUE PUEDAN OPONERLE LAS EXCEPCIONES QUE EL FIADO TUVIERA FRENTE A SU ACREEDOR, INCLUYENDO LA DEL PAGO DE LO INDEBIDO, POR LO QUE NO SERÁN APLICABLES EN NINGÚN CASO, LOS ARTÍCULOS 2832 Y 2833 DEL CÓDIGO CIVIL FEDERAL, Y LOS CORRELATIVOS DEL DISTRITO FEDERAL Y DE LOS ESTADOS DE LA REPÚBLICA.

LA INSTITUCIÓN DE FIANZAS SE COMPROMETE A PAGAR AL BENEFICIARIO, CONFORME A LOS PÁRRAFOS PRECEDENTES, HASTA EL 100% DEL IMPORTE GARANTIZADO MÁS, EN SU CASO, LA INDEMNIZACIÓN POR MORA QUE DERIVE DEL ARTÍCULO 283 DE LA LEY DE INSTITUCIONES DE SEGUROS Y DE FIANZAS. EL ALCANCE TOTAL DE LA GARANTÍA SE PODRÁ REDUCIR PROPORCIONALMENTE CON BASE EN LA INFORMACIÓN DE AVANCE EN EL CUMPLIMPLIMIENTO DEL PROGRAMA MÍNIMO DE TRABAJO Y DEL INCREMENTO AL PROGRAMA MÍNIMO DE TRABAJO, EN TÉRMINOS DEL ANEXO 6 DEL CONTRATO, Y DE LAS OBLIGACIÓNES A QUE SE REFIERE LA CLAUSULA 4.5 DEL MISMO.

LA INSTITUCIÓN DE FIANZAS ENTERARÁ AL BENEFICIARIO EL PAGO DE LA CANTIDAD RECLAMADA BAJO LOS TÉRMINOS ESTIPULADOS EN ESTA FIANZA, MÁS, EN SU CASO, LA INDEMNIZACIÓN POR MORA QUE DERIVE DEL ARTÍCULO 283 DE LA LEY DE INSTITUCIONES DE SEGUROS Y DE FIANZAS, AÚN Y CUANDO LA OBLIGACIÓN SE ENCUENTRE SUBJÚDICE, EN VIRTUD DE PROCEDIMIENTO ANTE AUTORIDAD JUDICIAL, NO JUDICIAL O TRIBUNAL ARBITRAL, SALVO QUE EXISTA SUSPENSIÓN DECRETADA POR AUTORIDAD COMPETENTE.

EN CASO DE QUE EL PROCEDIMIENTO ADMINISTRATIVO, O ANTE AUTORIDAD JUDICIAL O TRIBUNAL ARBITRAL RESULTE FAVORABLE A LOS INTERESES DEL FIADO, Y LA INSTITUCIÓN DE FIANZAS HAYA PAGADO LA CANTIDAD RECLAMADA, LE SERÁ DEVUELTO DICHO MONTO A LA INSTITUCIÓN DE FIANZAS, A TRAVÉS DEL MECANISMO QUE ESTABLEZCA EL BENEFICIARIO PARA DICHO EFECTO, EN UN PLAZO MÁXIMO DE SESENTA (60) DÍAS HÁBILES CONTADOS A PARTIR DEL DÍA HÁBIL SIGUIENTE EN QUE SE ACREDITE QUE LA RESOLUCIÓN FAVORABLE AL FIADO HAYA CAUSADO EJECUTORIA.

ESTA FIANZA ESTARÁ VIGENTE HASTA CIENTO OCHENTA (180) DÍAS NATURALES DESPUÉS DE LA FECHA DE TERMINACIÓN DEL PERÍODO INICIAL[1], PREVIA VERIFICACIÓN DE LA CNH DEL CUMPLIMIENTO TOTAL DE LAS OBLIGACIONES DEL PERIODO CORRESPONDIENTE. SIN EMBARGO, DICHO PLAZO SE SUSPENDERÁ, EN CASO DE QUE SE INTERPONGAN PROCEDIMIENTOS JUDICIALES O ARBITRALES Y LOS RECURSOS LEGALES, RELACIONADOS A LA OBLIGACIÓN GARANTIZADA HASTA QUE SE PRONUNCIE RESOLUCIÓN DEFINITIVA QUE HAYA CAUSADO EJECUTORIA POR AUTORIDAD O TRIBUNAL COMPETENTE.

LA INSTITUCIÓN DE FIANZAS SE OBLIGA A ABSTENERSE DE OPONER A LA CNH PARA EFECTOS DE PAGO DE ÉSTA FIANZA: LAS EXCEPCIONES INHERENTES A LA OBLIGACIÓN PRINCIPAL O RELACIONADAS CON ELLA A QUE SE REFIEREN LOS ARTÍCULOS 280, FRACCIÓN VIII, Y 289, SEGUNDO PÁRRAFO, DE LA LEY DE INSTITUCIONES DE SEGUROS Y DE FIANZAS, Y 2812 DEL CÓDIGO CIVIL FEDERAL; LA EXCEPCIÓN DE COMPENSACIÓN DEL CRÉDITO QUE TENGA SU FIADO CONTRA EL BENEFICIARIO, PARA LO CUAL HACE EXPRESA RENUNCIA DE LA OPCIÓN QUE LE OTORGA EL ARTÍCULO 2813 DEL CÓDIGO CIVIL FEDERAL, EN LA INTELIGENCIA DE QUE SU FIADO HA REALIZADO EN EL CONTRATO GARANTIZADO LA RENUNCIA EXPRESA AL BENEFICIO DE COMPENSACIÓN EN TÉRMINOS DE LO QUE DISPONEN LOS ARTÍCULOS 2197, EN RELACIÓN CON EL 2192 FRACCIÓN I DEL CITADO CÓDIGO Y 289, ÚLTIMO PÁRRAFO, DE LA LEY DE INSTITUCIONES DE SEGUROS Y DE FIANZAS.

ESTA FIANZA NO ES EXCLUYENTE DE LA EXIGIBILIDAD QUE EL BENEFICIARIO HAGA VALER EN CONTRA DE NUESTRO FIADO POR CUALQUIER INCUMPLIMIENTO DERIVADO DEL CONTRATO QUE PUEDA EXCEDER DEL VALOR CONSIGNADO EN ESTA PÓLIZA.

LAS OBLIGACIONES DERIVADAS DE ESTA FIANZA SE EXTINGUIRÁN AUTOMÁTICAMENTE UNA VEZ TRANSCURRIDOS TRES (3) AÑOS CONTADOS A PARTIR DE LA EXPIRACIÓN DE LA VIGENCIA DE LA FIANZA.

ESTA INSTITUCIÓN DE FIANZAS QUEDARÁ LIBERADA DE SU OBLIGACIÓN FIADORA SIEMPRE Y CUANDO EL BENEFICIARIO SOLICITE EXPRESAMENTE Y POR ESCRITO LA CANCELACIÓN DE LA PRESENTE GARANTÍA, ACOMPAÑANDO DICHA SOLICITUD CON EL ACTA ADMINISTRATIVA DE EXTINCIÓN DE DERECHOS Y OBLIGACIONES, O BIEN, CON EL FINIQUITO, Y EN CASO DE EXISTIR SALDOS, LA CONSTANCIA DE LIQUIDACIÓN DE LOS MISMOS, POR LO QUE SOLAMENTE PODRÁ SER CANCELADA PREVIO CONSENTIMIENTO POR ESCRITO DEL BENEFICIARIO.

[1] En caso de que se otorgue al Contratista el Período Adicional de Evaluación, el modelo de Póliza de Fianza se adaptará para especificar que cubre lo correspondiente a dicho período.

CUALQUIER CONTROVERSIA QUE SURJA DEBERÁ RESOLVERSE EXCLUSIVAMENTE ANTE LOS TRIBUNALES FEDERALES DE MÉXICO, CON SEDE EN LA CIUDAD DE MÉXICO, DISTRITO FEDERAL, RENUNCIANDO A CUALQUIER OTRA JURISDICCIÓN QUE PUDIERA TENER EL BENEFICIARIO O LA INSTITUCIÓN DE FIANZAS.

ANEXO 11

PROCURA
DE BIENES Y SERVICIOS

PROCURA DE BIENES Y SERVICIOS

1. Procedimientos de procura de bienes y servicios

Sección I. De la procura de bienes y servicios.

1.1. Para la procura de bienes y servicios, el Contratista deberá observar las reglas y bases sobre la procura de bienes y servicios para las actividades llevadas a cabo al amparo de este Contrato debiendo sujetarse a los principios de transparencia, economía y eficiencia.

Para efectos de este Anexo 11, en adición a las definiciones establecidas en el Contrato, se considerarán las definiciones incluidas en los Lineamientos aplicables que emita la Secretaría de Hacienda vigentes a la fecha de adjudicación del Contrato.

1.2. El Contratista deberá observar lo siguiente respecto a las adquisiciones y contrataciones:

I. Cumplir con lo señalado en el Acuerdo por el que se establece la Metodología para la Medición del Contenido Nacional en Asignaciones y Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, así como para los permisos en la industria de Hidrocarburos, emitidos por la Secretaría de Economía vigentes;

II. Contratar de preferencia a compañías locales, cuando los servicios ofrecidos por éstas sean similares en calidad y disponibilidad a los existentes en el mercado internacional y cuando los precios de sus servicios se encuentren dentro de las referencias o precios de mercado; y

III. Adquirir de manera preferente materiales, equipo, maquinaria y demás bienes de consumo de producción nacional, cuando su cantidad, calidad y fechas de entrega sean similares a aquellos materiales, equipo, maquinaria y demás bienes de consumo disponibles en el mercado internacional y cuando los precios de sus bienes se encuentren dentro de las referencias o precios de mercado.

Sección II. Del procedimiento para la contratación de proveedores de bienes y servicios.

1.3. Para la contratación de proveedores se deberá considerar a la empresa que ofrezca la mejor calidad, precio, logística, garantías para los volúmenes de los bienes y servicios que se requieran a lo largo del proyecto. Para tal efecto, el Contratista deberá apegarse a lo señalado en el presente Anexo y en su caso presentar la documentación correspondiente con la finalidad de demostrar que la contratación de dichos bienes y/o servicios no fue pactada por encima de referencias o de precios de mercado.

1.4. Los bienes o servicios que se encuentren vinculados a procesos conjuntos, deberán ser convenidos de forma integrada, siempre y cuando represente una mayor garantía de suministro y un mayor beneficio económico asociado.

Las bases o pliego de requisitos de los términos de referencia de los concursos y licitaciones, deberán establecer las condiciones de naturaleza jurídica, de capacidad económica, financiera, técnica, de experiencia u otros que deban de cumplir los concursantes o licitantes para participar en los mismos. El Contratista no deberá establecer requisitos que impidan y dificulten la participación de empresas o que atenten contra la igualdad de los postulantes.

1.5. En cualquier caso los procesos de concurso o licitación, se deberán llevar a cabo bajo los principios de transparencia, máxima publicidad, igualdad, competitividad y sencillez. Asimismo, el Contratista podrá prever distintos mecanismos de adjudicación. En los procesos de concurso o licitación se deberán considerar criterios de desempate, mismos que se incluirán en las bases del concurso o licitación correspondientes de conformidad con la Normatividad Aplicable y las Mejores Prácticas de la Industria.

1.6. El Contratista podrá asignar directamente el contrato o adquisición a una parte relacionada o a un tercero, sin necesidad de concursar o licitar, siempre y cuando demuestre previamente que la propuesta entregada por su parte relacionada o tercero ofrece un precio o contraprestación que no se encuentra por encima de referencias o de precios de mercado, montos de contraprestaciones o margen de utilidad de mercado razonables, conforme el procedimiento del método intercuartil conforme a la normatividad aplicable y que, en su caso, los beneficios derivados de dichas contrataciones se reflejen en menores Costos.

En el caso de contratar bienes y/o servicios cuyos precios estén regulados por el Estado y no exista otra opción de compra, el Contratista podrá realizar dichas contrataciones sin necesidad de concursar o licitar y sin realizar estudios previos.

ANEXO 12

PROCEDIMIENTOS DE ENTREGA DE INFORMACIÓN DE CONTRAPRESTACIONES AL FONDO MEXICANO DEL PETRÓLEO PARA LA ESTABILIZACIÓN Y EL DESARROLLO Y DE SU PAGO

PROCEDIMIENTOS DE ENTREGA DE INFORMACIÓN DE CONTRAPRESTACIONES AL FONDO MEXICANO DEL PETRÓLEO PARA LA ESTABILIZACIÓN Y EL DESARROLLO Y DE SU PAGO

1. Procedimientos.

1.1 El Fondo constituirá y administrará un registro en el que todo Contrato debe quedar inscrito. El Fondo dará a conocer los requisitos que deberá cumplir el Contratista para llevar a cabo dicho registro. Dichos requisitos serán, al menos:

(a) Solicitud de inscripción respectiva;

(b) Copia certificada del Contrato correspondiente, así como cualquier modificación al mismo;

(c) Instrumento público que acredite la personalidad del representante legal.

El Contratista deberá entregar la documentación necesaria a la CNH para que ésta pueda inscribir el Contrato en el registro que el Fondo ponga a su disposición y de acuerdo a los lineamientos emitidos por el mismo.

1.2 A más tardar tres (3) Días Hábiles después de haber inscrito el Contrato en el registro, el Fondo entregará una constancia de inscripción al Contratista.

1.3 El Fondo podrá realizar la inscripción del Contrato y, por ende, el pago de las Contraprestaciones en favor del Contratista a las que tenga derecho en virtud del presente Contrato, sólo si se cumplen los requisitos de inscripción y se emite la constancia respectiva. El Fondo y sus representantes no incurrirán en responsabilidad alguna en caso que un Contrato no pueda ser inscrito en el registro como consecuencia de algún incumplimiento con los requisitos de inscripción.

1.4 El Fondo administrará el sistema informático que le permita recopilar y resguardar la información proporcionada por los Contratistas conforme a los contratos respectivos y cumplir con sus fines. El Fondo dará a conocer a través de su página de internet los medios, protocolos, catálogos, formatos y demás especificaciones para poder cargar electrónicamente esta información en dicho sistema informático, incluyendo la suscripción por medio de la firma electrónica avanzada (FIEL).

1.5 A través del sistema informático desarrollado para tal fin, el Fondo llevará un registro de la producción, Precios Contractuales y Valor Contractual de los Hidrocarburos, los Costos, y demás elementos necesarios para la determinación de las Contraprestaciones. Con base en la información proporcionada por los Contratistas y la CNH, el Fondo realizará el cálculo de las Contraprestaciones que correspondan al Estado. Lo anterior será sin prejuicio de (i) las facultades de verificación por parte de la Secretaría de Hacienda, y (ii) las facultades para la administración y supervisión de los Contratos de la CNH, en el ámbito de sus respectivas atribuciones, respecto del cumplimiento de las obligaciones contraídas por los Contratistas. Previo al cálculo, el Fondo podrá realizar las consultas que

considere pertinentes ante la CNH o la Secretaría de Hacienda, a efecto de verificar el efectivo cumplimiento de las obligaciones contraídas por parte de los Contratistas.

1.6 El Fondo pondrá a disposición del Contratista un portal de acceso exclusivo al sistema informático antes mencionado y otorgará una clave de acceso al mismo a cada Persona designada por el Contratista para ello mediante los sistemas de seguridad que el propio Fondo determine. En dicho portal podrá consultar la información relativa al Contrato, así como información sobre producción, precios, Costos registrados, Contraprestaciones, entre otros.

1.7 La información que el Contratista haya registrado y que, en su caso, previa validación de la CNH, la Secretaría de Hacienda, el Servicio de Administración Tributaria o el Fondo en el ámbito de sus respectivas competencias, contenga el sistema informático se considerará como definitiva. Cualquier información que el Contratista no haya ingresado al sistema se tendrá por no presentada. En el supuesto que existan discrepancias entre la información y documentación proporcionada al Fondo, éste atenderá exclusivamente a la información, la cual, para efectos del cálculo que realice el Fondo, valdrá y prevalecerá sobre lo contenido en la documentación. Excepcionalmente, el Contratista podrá registrar y en su caso presentar la información de soporte correspondiente hasta sesenta (60) Días Hábiles después de la recepción de los comprobantes correspondientes por parte del Contratista, para el cálculo de Contraprestaciones posteriores de conformidad con los procedimientos de recepción de información establecidos por el Fondo.

1.8 El Fondo emitirá el certificado de pago de las Contraprestaciones a las que el Contratista tenga derecho en términos del presente Contrato de conformidad con el procedimiento establecido en el Anexo 3.

1.9 El Fondo establecerá las fechas de expedición de certificados de acuerdo con lo establecido en el numeral 6 del Anexo 3, así como los horarios de recepción de notificaciones y avisos previos. La entrega de los recursos y el pago de Contraprestaciones en favor del Estado sólo podrán realizarse por medios electrónicos y utilizando sistemas de pagos relevantes, en las cuentas y a través de los mecanismos que para tal efecto publique el Fondo.

1.10 En los Casos Fortuitos o Fuerza Mayor que determine la CNH, los plazos se suspenderán hasta que cese el Caso Fortuito o Fuerza Mayor.

1.11 El Contratista deberá entregar al Fondo los reportes contables de beneficios económicos elaborados de conformidad con la Normatividad Aplicable, considerando para tal efecto los lineamientos que emita la Comisión Nacional Bancaria y de Valores para que empresas emisoras reporten, para efectos contables y financieros, los Contratos y los beneficios esperados de los mismos.

2. Formato de solicitud de inscripción al Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo.

BANCO DE MÉXICO EN SU CARÁCTER DE FIDUCIARIO
AVENIDA 5 DE MAYO, COLONIA CENTRO, DELEGACIÓN CUAUHTEMOC
MÉXICO, DISTRITO FEDERAL

Ref: Solicitud de Inscripción

Hacemos referencia al Contrato de Fideicomiso Público del Estado, denominado FONDO MEXICANO DEL PETRÓLEO PARA LA ESTABILIZACIÓN Y EL DESARROLLO (indistintamente, el "Fondo" o el "Fideicomiso"), celebrado el 30 de septiembre del 2014 por la Secretaria de Hacienda y Crédito Público, como Fideicomitente y Banco de México, como fiduciario.

Los términos con mayúscula inicial que sean utilizados en la presente y no se encuentren aquí definidos, tendrán el significado que se atribuye a los mismos en el Fideicomiso.
Al respecto, en los términos de lo previsto en la Cláusula Séptima del Fideicomiso, por este medio solicitamos la inscripción del (Contrato/ Asignación) que se describe en esta Solicitud de Inscripción en el Registro del Fiduciario, por lo que se acompañan a la presente Solicitud de Inscripción los siguientes documentos e información:

(I) Copia Certificada del (Contrato/ Título de Asignación), como Anexo A; y

(II) El suscrito, [*Nombre Completo del Representante Legal*], [*Cargo*], en relación con el Fideicomiso, certifico que: (i) las personas cuyos nombres se enlistan a continuación (las "Personas Autorizadas") se encuentran debidamente facultadas para suscribir en representación del [Contratista/ Asignatario] cualesquiera documentos y notificaciones de conformidad en los términos y condiciones del Fideicomiso; (ii) la firma autógrafa que aparece en esta certificación al lado del nombre de las Personas Autorizadas, es la firma con la que se ostentan; y (iii) el Fiduciario únicamente deberá reconocer como válida la documentación firmada por las Personas Autorizadas; y

NOMBRE	FIRMA	TELÉFONO	CORREO ELECTRÓNICO

(III) Para efectos de las Contraprestaciones en favor del Contratista que, en su caso, el Fiduciario deba pagar al Contratista en términos de lo establecido en el Fideicomiso, por este medio se informa que dichas cantidades deberá ser depositadas en la cuenta []

[Contratista/Asignatario]

Por: []
Cargo: []

[i] Esta fracción únicamente deberá incluirse en las solicitudes de inscripción presentadas por los Contratistas cuyos contratos contemplen el pago en efectivo de las Contraprestaciones que en su caso les correspondan.

ANEXO 13

USO COMPARTIDO DE INFRAESTRUCTURA

ANEXO 13
USO COMPARTIDO DE INFRAESTRUCTURA

1. Disposiciones Generales.

1.1. Para efectos de este Anexo 13, se considerará que:

(a) El Contratista actúa como prestador de servicio cuando utilice i) infraestructura desarrollada con anterioridad a la Fecha Efectiva y que le haya sido transferida junto con el Área Contractual o ii) infraestructura que haya desarrollado al amparo del Contrato para asistir a un tercero usuario – contratista o asignatario –, a cambio de un pago conforme lo establecido en este Anexo 13.

(b) Tendrá el carácter de "Usuario" el tercero interesado que suscriba con el Contratista un contrato para el uso compartido de i) infraestructura desarrollada con anterioridad a la Fecha Efectiva y que haya sido transferida al prestador de servicio junto con el Área Contractual o ii) infraestructura que haya desarrollado al amparo del Contrato.

2. Evaluación de Capacidad Disponible.

2.1. Como parte de la presentación del Plan de Desarrollo, en caso que en éste se prevea la construcción de nueva infraestructura de Recolección, desplazamiento y logística de Hidrocarburos sin procesar, fuera del Área Contractual, el Contratista tendrá la obligación de llevar a cabo un análisis de mercado, a fin de detectar las posibles necesidades de capacidad adicional de la infraestructura proyectada. Como parte de este análisis se deberá llevar a cabo una temporada abierta de conformidad con las reglas aplicables y la regulación de la Comisión Reguladora de Energía.

En caso que el análisis mencionado en el párrafo anterior determine el interés de terceros en el uso compartido de la infraestructura, ésta será catalogada como infraestructura de transporte o Almacenamiento, según corresponda y estará sujeta a la regulación de la Comisión Reguladora de Energía. De conformidad con la regulación aplicable al transporte y al Almacenamiento, el Contratista no podrá realizar dichas actividades de manera directa conforme a su objeto social.

2.2. En caso que el análisis de mercado determine que no existe interés, o en caso que se catalogue como infraestructura regulada y la construcción de la misma se retrasara por no contar con las garantías de compra, conforme al plazo máximo que se señale en el Plan de Desarrollo aprobado por la CNH, el Contratista podrá proceder a la construcción de la infraestructura planteada originalmente en el Plan de Desarrollo por su cuenta y al amparo del presente Contrato. Sin menoscabo de lo anterior, el Contratista deberá poner a disposición dicha infraestructura cuando sea técnicamente posible, conforme a lo establecido en los numerales 3 y 4 de este Anexo 13.

3. Uso Compartido de Instalaciones.

3.1. Las instalaciones que (i) hayan sido desarrolladas con anterioridad a la Fecha Efectiva

y que haya sido transferida al Contratista junto con el Área Contractual o (ii) la infraestructura desarrollada al amparo del Contrato con el objetivo de recolectar, acondicionar y desplazar Hidrocarburos podrán ser sujetas al uso compartido, por lo cual el Contratista deberá facilitar y compartir dicha infraestructura, conforme a lo siguiente:

(a) El Contratista podrá pactar con algún tercero interesado el acceso a las instalaciones desarrolladas al amparo del Contrato para su uso compartido, en cuyo caso tendrá el carácter de prestador de servicio, a cambio de un pago que no podrá ser mayor al determinado conforme a la metodología para el cálculo de tarifas máximas establecida en el numeral 4 del presente Anexo.

(b) En caso que algún tercero interesado no pueda alcanzar un acuerdo con el Contratista, la CNH emitirá opinión respecto de si existen las condiciones para la celebración de un contrato de servicio para proporcionar acceso al tercero interesado para su uso compartido de acuerdo con los principios establecidos en el inciso siguiente. La decisión de la CNH será vinculante para ambas partes.

(c) El uso compartido de infraestructura deberá ser no indebidamente discriminatorio y estará sujeto a:

i. La disponibilidad de capacidad volumétrica de los sistemas y la factibilidad técnica.

ii. Los requisitos mínimos de calidad de los Hidrocarburos de conformidad con la Normatividad Aplicable.

iii. Los estándares mínimos de seguridad a observar durante la realización de las operaciones.

iv. La entrega de reportes de producción en los términos que se acuerden entre el prestador de servicio y el Usuario.

3.2. El Contratista y los terceros interesados deberán establecer los términos y condiciones para su acceso, sujeto a los principios establecidos en el inciso (c) del numeral anterior y la Normatividad Aplicable.

Dichos términos y condiciones deberán determinar las responsabilidades de cada una de las partes respecto de la infraestructura y el servicio prestado, así como garantizar, entre otros aspectos, que tanto el Contratista como el Usuario, cuenten con las cantidades y calidades de Hidrocarburos equivalentes a los entregados en el punto de interconexión, sin menoscabo de los ajustes volumétricos en el punto de salida, para compensar pérdidas o ganancias en calidad.

Los términos y condiciones deberán ser aprobados por la CNH, previo a su suscripción.

3.3. Los terceros interesados en el uso compartido de la infraestructura a que se refiere este numeral (3) deberán presentar la solicitud correspondiente al Contratista. Estas

solicitudes estarán sujetas a las reglas de utilización de la capacidad, según se establezca en la Normatividad Aplicable.

El Contratista permitirá el uso compartido de la infraestructura con base en los términos y condiciones pactadas con el Usuario, las cuales se incluirán en el contrato que firmen las partes.

3.4. En caso que existan impedimentos de carácter técnico, de manera conjunta el Contratista y el Usuario deberán llegar a un acuerdo de buena fe para solucionar dichos impedimentos. Si el Contratista y el Usuario no lograran llegar a un acuerdo para solucionar los impedimentos de carácter técnico, cualquiera de ellos podrá solicitar la opinión de la CNH, la cual fijará su posicionamiento dentro de los treinta (30) Días posteriores contados a partir de la recepción de la solicitud referida. La decisión de la CNH será vinculante para ambas partes.

3.5. En caso que el Contratista niegue el acceso a sus instalaciones a un Usuario y se compruebe que cuenta con capacidad disponible, u ofrezca dicho servicio en condiciones indebidamente discriminatorias, el Usuario podrá solicitar la opinión de la CNH, la cual fijará su posicionamiento dentro de los treinta (30) Días posteriores contados a partir de la recepción de la solicitud referida. La decisión de la CNH será vinculante para ambas partes. En el primer supuesto, el Contratista deberá acreditar ante la CNH la falta de capacidad disponible o cualquier otra limitación técnica al momento de negar el acceso.

3.6. En el supuesto que el Contratista atribuya la restricción al uso compartido de la infraestructura a causas de Caso Fortuito o Fuerza Mayor ésta deberá ser notificada a la CNH al Día siguiente a que ésta es actualice por los medios que la CNH determine. El Contratista deberá presentar un plan de continuidad de la operación en un plazo determinado por la CNH en función de las condiciones particulares del caso.

3.7. En caso que el contrato del contratista que esté prestando el servicio termine por cualquier causa, la CNH determinará al tercero que opere, en nombre del Estado, la infraestructura compartida. El Usuario seguirá obligado a realizar el pago conforme la tarifa unitaria acordada por el uso de la infraestructura respectiva en favor del tercero operador que determine la CNH.

4. Tarifa unitaria máxima por el uso compartido de infraestructura

4.1. El Costo para el Usuario por el uso de la infraestructura compartida estará a lo siguiente:

(a) El Costo para el Usuario será el resultado de multiplicar la tarifa unitaria pactada por el volumen manejado en la infraestructura del prestador de servicio.

(b) La tarifa unitaria pactada entre el Contratista y el Usuario no podrá ser mayor a la tarifa unitaria máxima determinada conforme este numeral 4. En caso que el Contratista y el Usuario sean partes relacionadas, la determinación de los

componentes de la fórmula de la tarifa unitaria máxima deberá seguir las reglas relativas a los precios de transferencia establecidas en el Anexo 4.

(c) En caso de ser necesario, la tarifa unitaria máxima considerará tanto la infraestructura adicional requerida para permitir la interconexión como los Costos de operación y mantenimiento asociados a dicha infraestructura adicional para el manejo eficiente de volumen del Usuario en la infraestructura existente.

(d) La operación y mantenimiento de la infraestructura compartida, así como la construcción e instalación de la infraestructura adicional requerida para la interconexión, serán realizadas y financiadas por el Contratista.

4.2. En su caso, los Costos asociados a la interconexión del Usuario con la infraestructura sujeta al uso compartido serán cubiertos por el propio Usuario.

4.3. La tarifa unitaria máxima se determinará conforme a la siguiente fórmula:

$$M_t = \left[\frac{I_O}{Q_O \times (1-\tau)} \times \left(\frac{1}{a_{N_O|r}} - \frac{\tau}{N_O}\right)\right] + \left[\frac{I_A}{Q_A \times (1-\tau)} \times \left(\frac{1}{a_{N_A|r}} - \frac{\tau}{N_A}\right)\right] + O_t + A_t$$

Donde:

M_t = Tarifa unitaria máxima en Dólares por unidad de volumen, para el uso de la infraestructura en el Período t.

I_O = Inversión realizada originalmente por el Contratista para desarrollar la infraestructura objeto del contrato para el uso compartido de la infraestructura, en Dólares conforme lo registrado y reconocido en el Contrato.

Q_O = Capacidad anual instalada de la infraestructura asociada a la I_O.

N_O = Vida contractual en Años que opera la infraestructura asociada a la I_O, contando a partir del Período en que se finaliza la construcción de dicha infraestructura y hasta el final del Contrato del Contratista.

I_A = Inversión adicional en infraestructura realizada por el Contratista para prestar el servicio al Usuario, en Dólares.

Q_A = Capacidad anual de la infraestructura asociada a la I_A. En su caso, esta capacidad anual considerará la capacidad incremental que brinde la I_A a la infraestructura original asociada a I_O.

N_A = Vida contractual en Años que opera la infraestructura asociada a I_A, contando a partir del Período en que se finaliza la construcción de dicha infraestructura y hasta el final del Contrato del Contratista.

O_t = Costos de operación y mantenimiento en los que incurre el Contratista, asociados a la I_O, en Dólares por unidad de volumen manejada en dicha infraestructura en el Período t.

A_t = Costos de operación y mantenimiento en los que incurre el Contratista, asociados a la I_A, en Dólares por unidad de volumen manejada en dicha infraestructura en el Período t.

τ = Tasa impositiva igual a 30%.

$a_{N_{i=O,A}|r}$= Fórmula del valor presente de una anualidad de N_i períodos con un rendimiento r.

$$a_{N_i|r} = \frac{1-(1+r)^{-N_i}}{r}$$

r =Tasa de rentabilidad nominal, equivalente a 10.81%.

ANEXO F
CARTOGRAFÍA DEL PROYECTO

ÍNDICE

1.Ubicación del área Contractual

2. Ubicación de la macropera 15 y del pozo 43

3. Superficie a acondicionar del sitio

4. Unidad Ambiental Biofísica

5. POETCH

6. Infraestructura existente en la macropera 15

7. Uso de suelo y tipos de vegetación

8. áreas de influencia del proyecto

9. Climatología

10. Ubicación y distribución de estaciones

11. Rosa de vientos de la estación Paredón

12 Velocidad del viento

13. Provincia fisiografica

14. Subprovincia fisiográfica

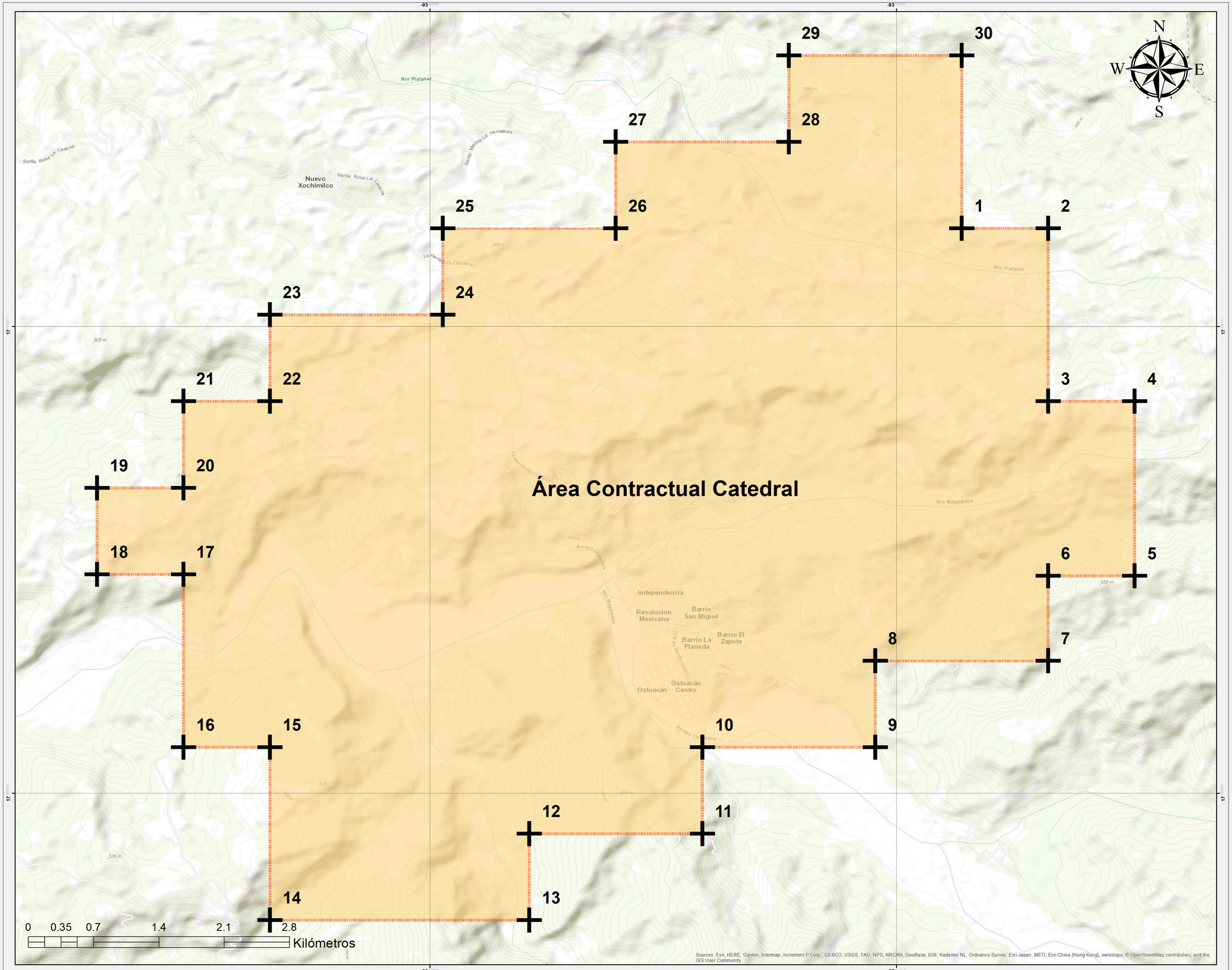
15. Geomorfología

16. Geología

17. Hidrología

18. Tipos de Suelo

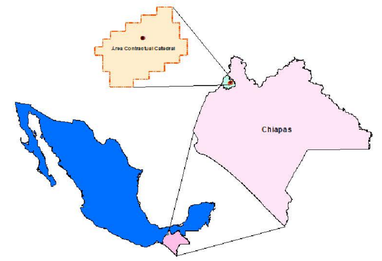
19. Poblaciones cercanas



DIAVAZ

CSIPA

Localización



Simbología

Área Contractual Catedral

Vértice del Área Contractual

Nombre del Mapa:

Ubicación del Área Contractual Catedral

Titulo del Proyecto:

Informe preventivo del Pozo 13 para actividades de Side Track en la macropera Catedral 1

Escala:	Fecha:	N° de Mapa:
1:18,235	AGOSTO 2018	1

Elaboró:	Revisó:	Autorizó:
L.P.T. Diana Itzel Rodríguez Hernández	Biol. Cecilia Luz José	Ing. David Morales Campos

Integración de Modelos de Información Digital (IMID)

Macropera 1 / Pozo 13

Pozo Catedral 13

N
W E
S

0 10 20 40 Metros

DIAVAZ

CSIPA

Localización



Simbología

- Macropera Catedral 1
- Vértices Macropera 1
- Pozo 13

Nombre del Mapa:

Ubicación de la Macropera 1 y Pozo 13

Titulo del Proyecto:

Informe preventivo del Pozo 13 para actividades de Side Track en la macropera Catedral 1

Escala:	Fecha:	N° de Mapa:
1:300	AGOSTO 2018	2

Elaboró:	Revisó:	Autorizó:
L.P.T. Diana Itzel Rodríguez Hernández	Biol. Cecilia Luz José	Ing. David Morales Campos

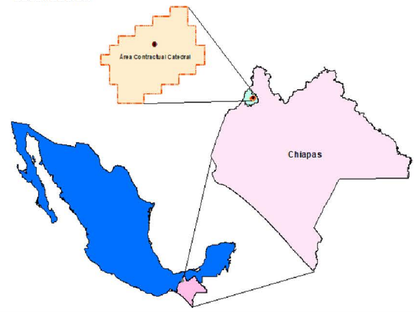
Integración de Modelos de Información Digital (IMID)



DIAVAZ

CSIPA

Localización



Simbología

- Macropera Catedral 1
- Vértices Macropera 1
- Pozo 13
- Pera

Nombre del Mapa:

Superficie a Acondicionar del Sitio

Titulo del Proyecto:

Informe preventivo del Pozo 13 para actividades de Side Track en la macropera Catedral 1

Escala:	Fecha:	N° de Mapa:
1:311	AGOSTO 2018	3

Elaboró:	Revisó:	Autorizó:
L.P.T. Diana Itzel Rodríguez Hernández	Biol. Cecilia Luz José	Ing. David Morales Campos

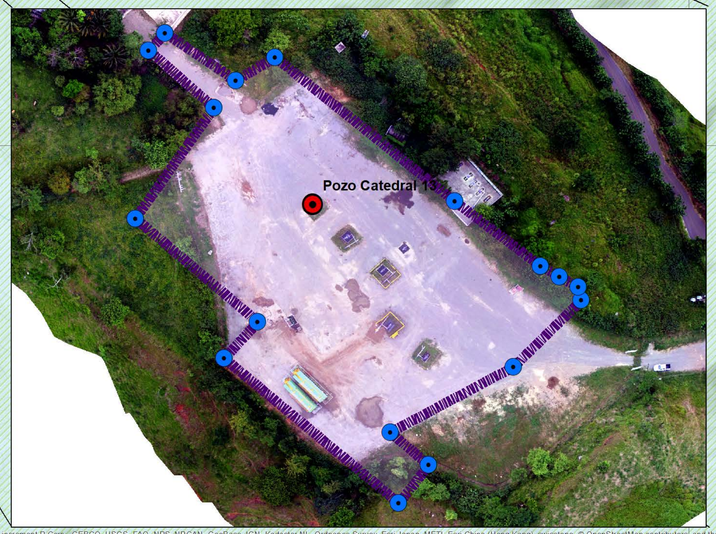
Integración de Modelos de Información Digital (IMID)

Área Contractual Catedral / Macropera 1

18.20
(UBA 78)

Pozo Catedral 13

29 30 27 28 25 26 1 2 23 24 21 22 3 4 19 20 18 17 6 5 8 7 16 15 10 9 12 11 14 13

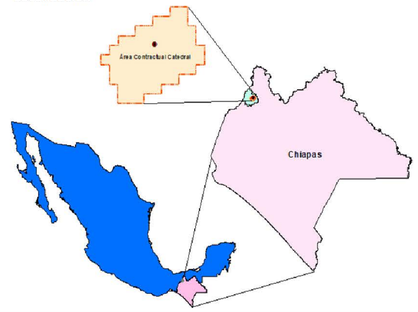


0 0.75 1.5 3 Km

Sources: Esri, HERE, Garmin, Intermap, increment P Corp., GEBCO, USGS, FAO, NPS, NRCAN, GeoBase, IGN, Kadaster NL, Ordnance Survey, Esri Japan, METI, Esri China (Hong Kong), swisstopo, © OpenStreetMap contributors, and the GIS User Community

DIAVAZ CSIPA

Localización



Simbología

- Área Contractual Catedral
- Vértice del Área Contractual
- Macropera Catedral 1
- Vértices Macropera 1
- Pozo 13
- Unidad Biofísica

Nombre del Mapa:

Unidad Ambiental Biofísica

Titulo del Proyecto:

Informe preventivo del Pozo 13 para actividades de Side Track en la macropera Catedral 1

Escala:	Fecha:	N° de Mapa:
1:20,000	AGOSTO 2018	4

Elaboró:	Revisó:	Autorizó:
L.P.T. Diana Itzel Rodríguez Hernández	Biol. Cecilia Luz José	Ing. David Morales Campos

Integración de Modelos de Información Digital (IMID)

Área Contractual Catedral / Macropera 1

7

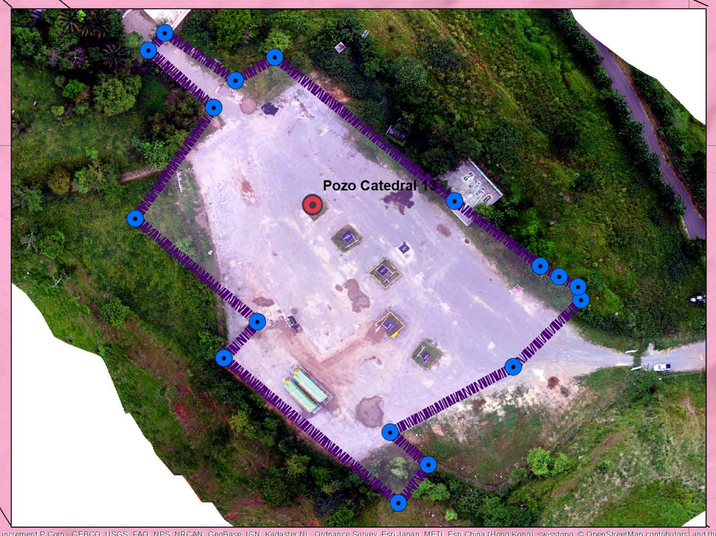
18

Pozo Catedral 13

29 30 27 28 25 26 1 2 23 24 21 22 3 4 19 20 18 17 6 5 16 15 8 7 10 9 12 11 14 13

N W E S

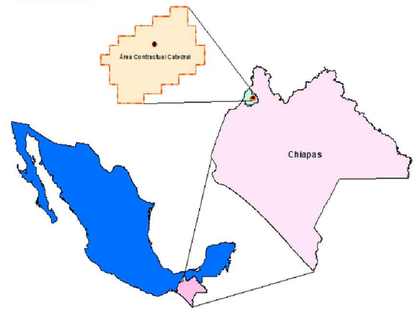
0 0.75 1.5 3 Km



Sources: Esri, HERE, Garmin, Intermap, increment P Corp., GEBCO, USGS, FAO, NPS, NRCAN, GeoBase, IGN, Kadaster NL, Ordnance Survey, Esri Japan, METI, Esri China (Hong Kong), swisstopo, © OpenStreetMap contributors, and the GIS User Community

DIAVAZ CSIPA

Localización



Simbología

- Área Contractual Catedral
- Vértice del Área Contractual
- Macropera Catedral 1
- Vértices Macropera 1
- Pozo 13

Unidades de Gestión Ambiental

- Aprovechamiento - Restauración
- Conservación - Restauración

Nombre del Mapa:

Programa de Ordenamiento Ecológico y Territorial del Estado de Chiapas

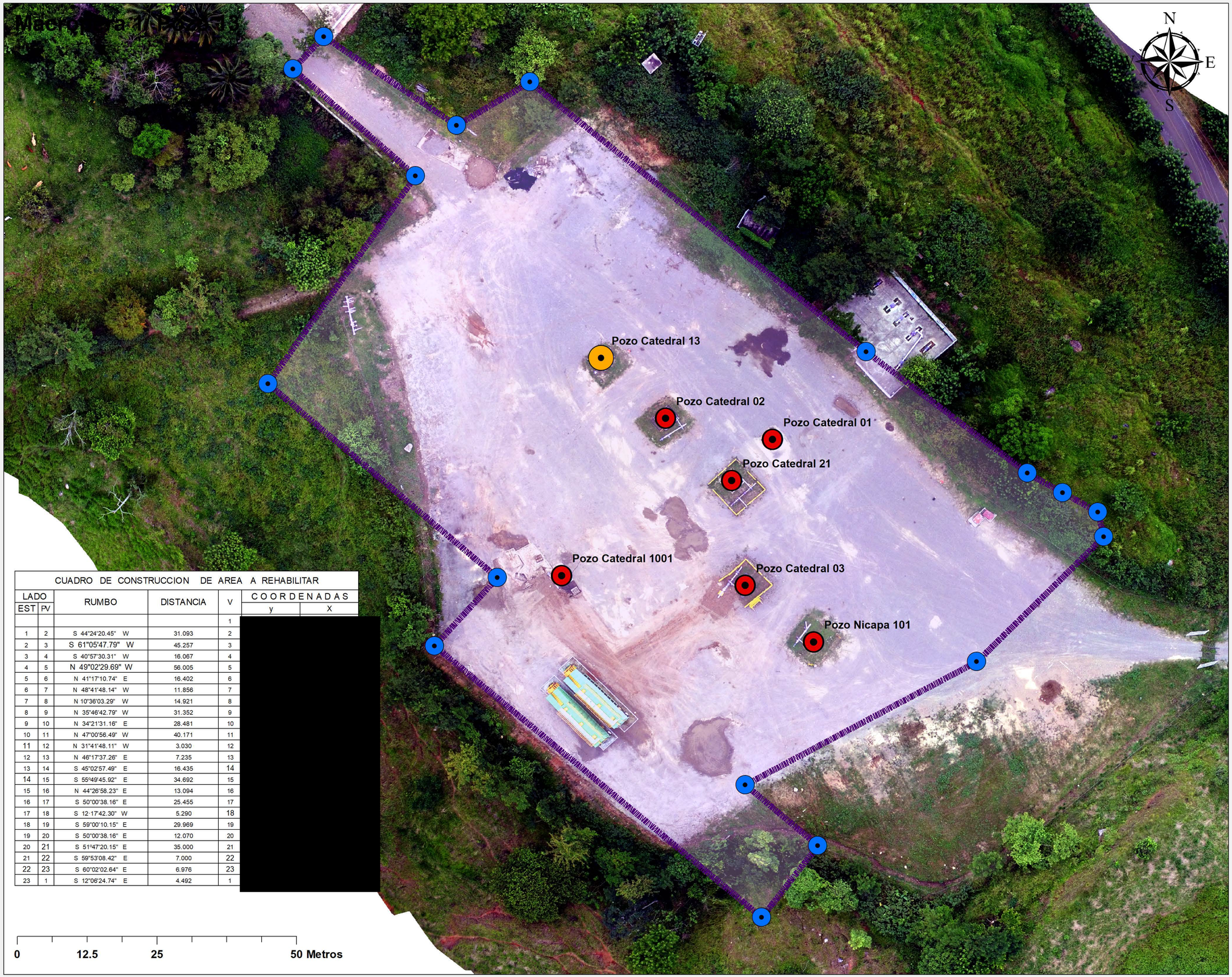
Titulo del Proyecto:

Informe preventivo del Pozo 13 para actividades de Side Track en la macropera Catedral 1

Escala:	Fecha:	N° de Mapa:
1:20,000	AGOSTO 2018	5

Elaboró:	Revisó:	Autorizó:
L.P.T. Diana Itzel Rodríguez Hernández	Biol. Cecilia Luz José	Ing. David Morales Campos

Integración de Modelos de Información Digital (IMID)

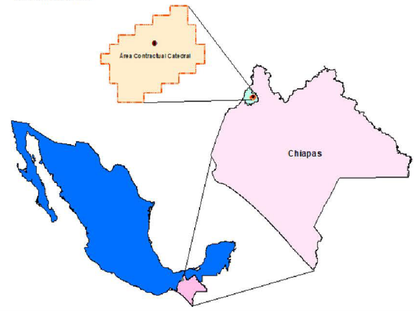


CUADRO DE CONSTRUCCION DE AREA A REHABILITAR					
LADO		RUMBO	DISTANCIA	V	COORDENADAS
EST	PV				y	X
				1	[redacted]
1	2	S 44°24'20.45" W	31.093	2	
2	3	S 61°05'47.79" W	45.257	3	
3	4	S 40°57'30.31" W	16.067	4	
4	5	N 49°02'29.69" W	56.005	5	
5	6	N 41°17'10.74" E	16.402	6	
6	7	N 48°41'48.14" W	11.856	7	
7	8	N 10°36'03.29" W	14.921	8	
8	9	N 35°46'42.79" W	31.352	9	
9	10	N 34°21'31.16" E	28.481	10	
10	11	N 47°00'56.49" W	40.171	11	
11	12	N 31°41'48.11" W	3.030	12	
12	13	N 46°17'37.26" E	7.235	13	
13	14	S 45°02'57.49" E	16.435	14	
14	15	S 55°49'45.92" E	34.692	15	
15	16	N 44°26'58.23" E	13.094	16	
16	17	S 50°00'38.16" E	25.455	17	
17	18	S 12°17'42.30" W	5.290	18	
18	19	S 59°00'10.15" E	29.969	19	
19	20	S 50°00'38.16" E	12.070	20	
20	21	S 51°47'20.15" E	35.000	21	
21	22	S 59°53'08.42" E	7.000	22	
22	23	S 60°02'02.64" E	6.976	23	
23	1	S 12°06'24.74" E	4.492	1	

DIAVAZ

CSIPA

Localización



Simbología

- Macropera Catedral 1
- Vértices Macropera 1
- Pozos Catedral
- Pozo Catedral 13

Nombre del Mapa:

Infraetsructura Existente en la Macropera 1

Titulo del Proyecto:

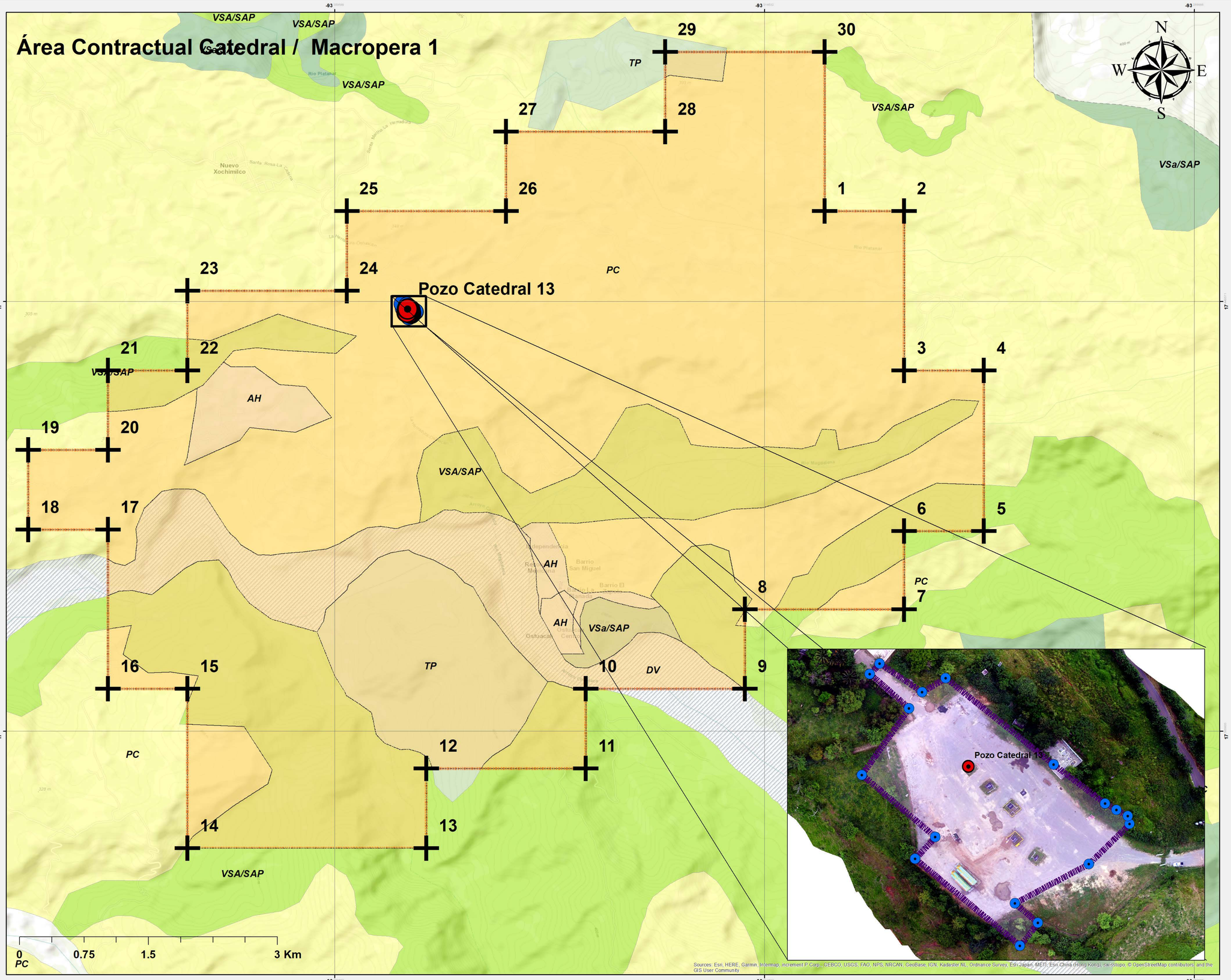
Informe preventivo del Pozo 13 para actividades de Side Track en la macropera Catedral 1

Escala:	Fecha:	N° de Mapa:
1:311	AGOSTO 2018	6

Elaboró:	Revisó:	Autorizó:
L.P.T. Diana Itzel Rodríguez Hernández	Biol. Cecilia Luz José	Ing. David Morales Campos

Integración de Modelos de Información Digital (IMID)

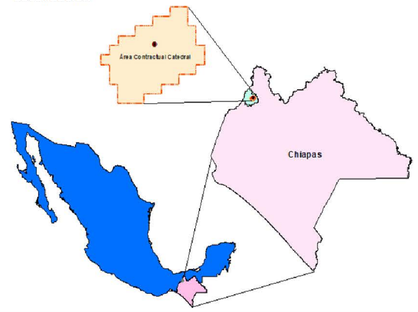
Área Contractual Catedral / Macropera 1



DIAVAZ

CSIPA

Localización



Simbología

- Área Contractual Catedral
- Vértice del Área Contractual
- Macropera Catedral 1
- Vértices Macropera 1
- Pozo 13

Uso de Suelo y Vegetación

- Asentamientos Humanos
- Sin Vegetación Aparente
- Pastizal Cultivado
- Agricultura de Temporal Anual y Semipermanente
- Agricultura de Temporal Permanente
- Vegetación Secundaria Arbórea de Selva Alta Perennifolia
- Vegetación Secundaria Arbustiva de Selva Alta Perennifolia

Nombre del Mapa:

Uso de Suelo y Vegetación

Titulo del Proyecto:

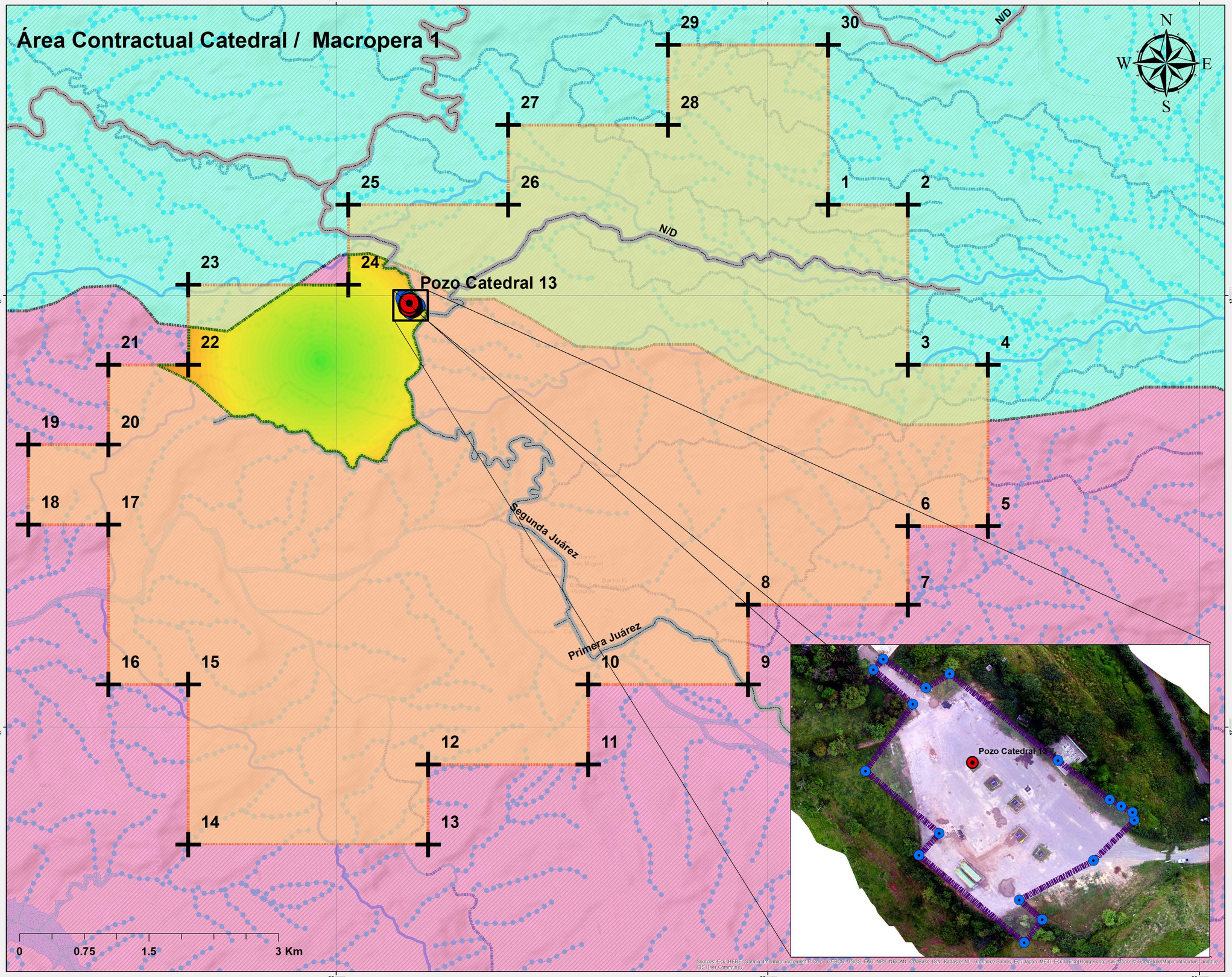
Informe preventivo del Pozo 13 para actividades de Side Track en la macropera Catedral 1

Escala:	Fecha:	N° de Mapa:
1:20,000	AGOSTO 2018	7

Elaboró:	Revisó:	Autorizó:
L.P.T. Diana Itzel Rodríguez Hernández	Biol. Cecilia Luz José	Ing. David Morales Campos

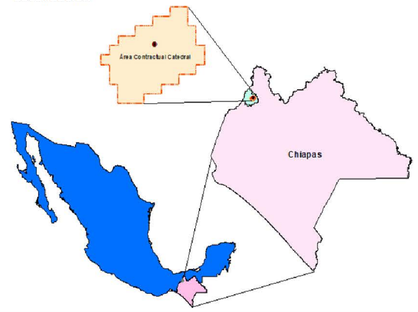
Integración de Modelos de Información Digital (IMID)

Área Contractual Catedral / Macropera 1



DIAVAZ CSIPA

Localización



Simbología

- Área Contractual Catedral
- Vértice del Área Contractual
- Macropera Catedral 1
- Vértices Macropera 1
- Pozo 13

Área de Influencia

- Área de Influencia 1001
- Red Vial

Hidrología

- RH30 Grijalva - Usumacinta
- Cuerpos de Agua

Corrientes de Agua

- Flujo Virtual
- Intermitente
- Perenne

Unidades de Gestión Ambiental

- Aprovechamiento - Restauración
- Conservación - Restauración

Nombre del Mapa:

Área de Infleuncia del Proyecto

Titulo del Proyecto:

Informe preventivo del Pozo 13 para actividades de Side Track en la macropera Catedral 1

Escala:	Fecha:	N° de Mapa:
1:20,000	AGOSTO 2018	8

Elaboró:	Revisó:	Autorizó:
L.P.T. Diana Itzel Rodríguez Hernández	Biol. Cecilia Luz José	Ing. David Morales Campos

Integración de Modelos de Información Digital (IMID)

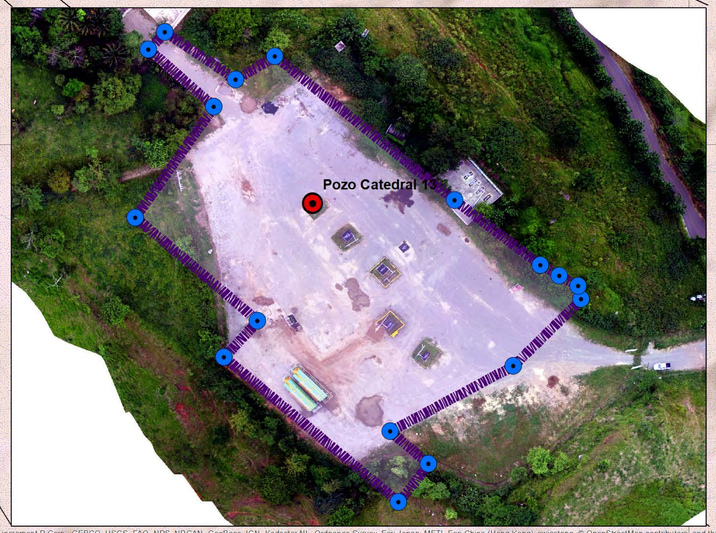
Source: Esri, HERE, Garmin, Intermap, increment P Corp., GEBCO, USGS, FAO, NPS, NRCAN, GeoBase, IGN, Kadaster NL, Ordnance Survey, Esri Japan, METI, Esri China (Hong Kong), swisstopo, © OpenStreetMap contributors, and the GIS User Community

Área Contractual Catedral / Macropera 1

Af (m)

29 30 27 28 25 26 1 2 23 24 21 22 3 4 19 20 18 17 16 15 10 9 12 11 14 13 6 5 8 7

Pozo Catedral 13



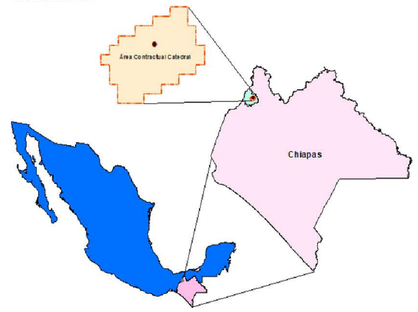
0 0.75 1.5 3 Km

Sources: Esri, HERE, Garmin, Intermap, increment P Corp., GEBCO, USGS, FAO, NPS, NRCAN, GeoBase, IGN, Kadaster NL, Ordnance Survey, Esri Japan, METI, Esri China (Hong Kong), swisstopo, © OpenStreetMap contributors, and the GIS User Community

DIAVAZ

CSIPA

Localización



Simbología

- Área Contractual Catedral
- Vértice del Área Contractual
- Macropera Catedral 1
- Vértices Macropera 1
- Pozo 13

Clima

- Af (m) Calído Húmedo

Temperatura Media Anual mayor de 22ºC y temperatura del mes más frio mayor de 18º C

Precipitación del mes más seco mayor de 40 mm lluvias entre verano e invierno mayores al 18% anual.

Nombre del Mapa:

Climatología

Titulo del Proyecto:

Informe preventivo del Pozo 13 para actividades de Side Track en la macropera Catedral 1

Escala:	Fecha:	N° de Mapa:
1:20,000	AGOSTO 2018	9

Elaboró:	Revisó:	Autorizó:
L.P.T. Diana Itzel Rodríguez Hernández	Biol. Cecilia Luz José	Ing. David Morales Campos

Integración de Modelos de Información Digital (IMID)

DIAVAZ

CSIPA

Localización



Simbología

- Área Contractual Catedral
- Vértice del Área Contractual
- Macropera Catedral 1
- Vértices Macropera 1
- Pozo 13
- Estaciones
- Distancias

Nombre del Mapa:

Ubicación y Distribución de Estaciones.

Titulo del Proyecto:

Informe preventivo del Pozo 13 para actividades de Side Track en la macropera Catedral 1

Escala:	Fecha:	N° de Mapa:
1:72,942	AGOSTO 2018	10

Elaboró:	Revisó:	Autorizó:
L.P.T. Diana Itzel Rodríguez Hernández	Biol. Cecilia Luz José	Ing. David Morales Campos

Integración de Modelos de Información Digital (IMID)

7130 Platanar de Arriba

9.86 km

7128 Pichucalco (SMN)

7193 Pichucalco

Pichucalco

20.2 km

Ixtapangajoya

Sunuapa

Pozo Catedral 13

Ostuacán

7367 Sayuda (CFE)

6.38 km

7106 Las Peñitas

28.0 km

7217 Solosuchiapa

Ixtacomitán

Solosuchiapa

7158 Sayula

4.43 km

22.4 km

7032 Chapultenango

Chapultenango

25.8 km

Mezcalapa

Francisco León

Ixhuatán

Tapilula

Tecpatán

Tapalapa

Pantepec

Ocotepec

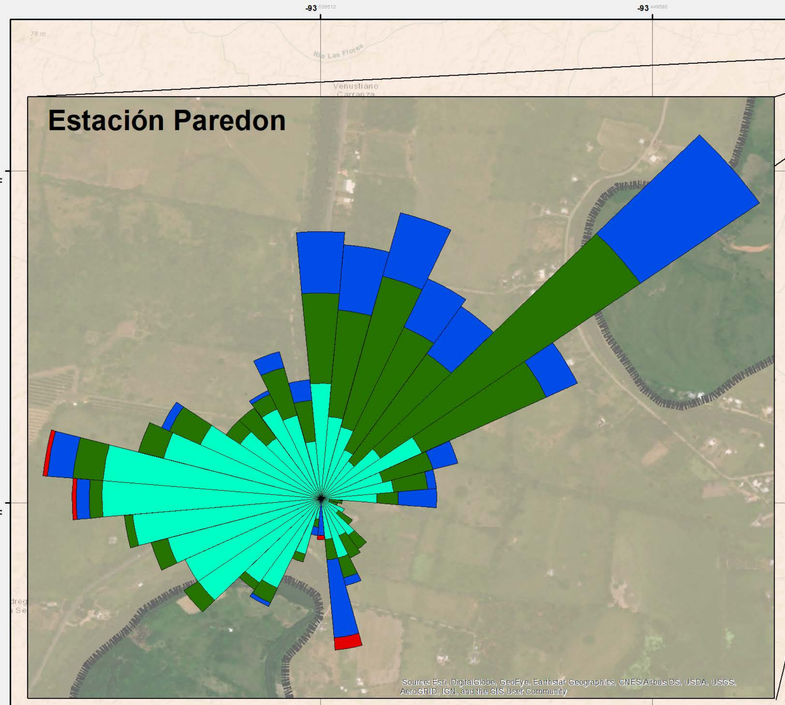
7365 Ocotepec

Rayón

Copainalá

0 3 6 12 Km

Sources: Esri, HERE, Garmin, Intermap, increment P Corp., GEBCO, USGS, FAO, NPS, NRCAN, GeoBase, IGN, Kadaster NL, Ordnance Survey, Esri Japan, METI, Esri China (Hong Kong), swisstopo, © OpenStreetMap contributors, and the GIS User Community



Reforma

Reforma

Reforma

Juárez

Pichucalco

Sunuapa

Ostuacán

Ixtacomitán

Chapultenango

Francisco León

Mezcalapa

Pozo Catedral 13

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30

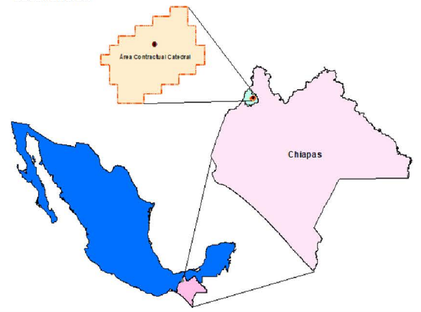
0 3.75 7.5 15 Km

N W E S

DIAVAZ

CSIPA

Localización



Simbología

Área Contractual Catedral

Vértice del Área Contractual

Macropera Catedral 1

Vértices Macropera 1

Pozo 13

Velocidad del Viento

0.5 - 2.1

2.1 - 3.6

3.6 - 5.7

5.7 - 8.8

8.8 - 11.1

>= 11.1

Nombre del Mapa:

Rosa de Vienos de la Estación Paredon

Titulo del Proyecto:

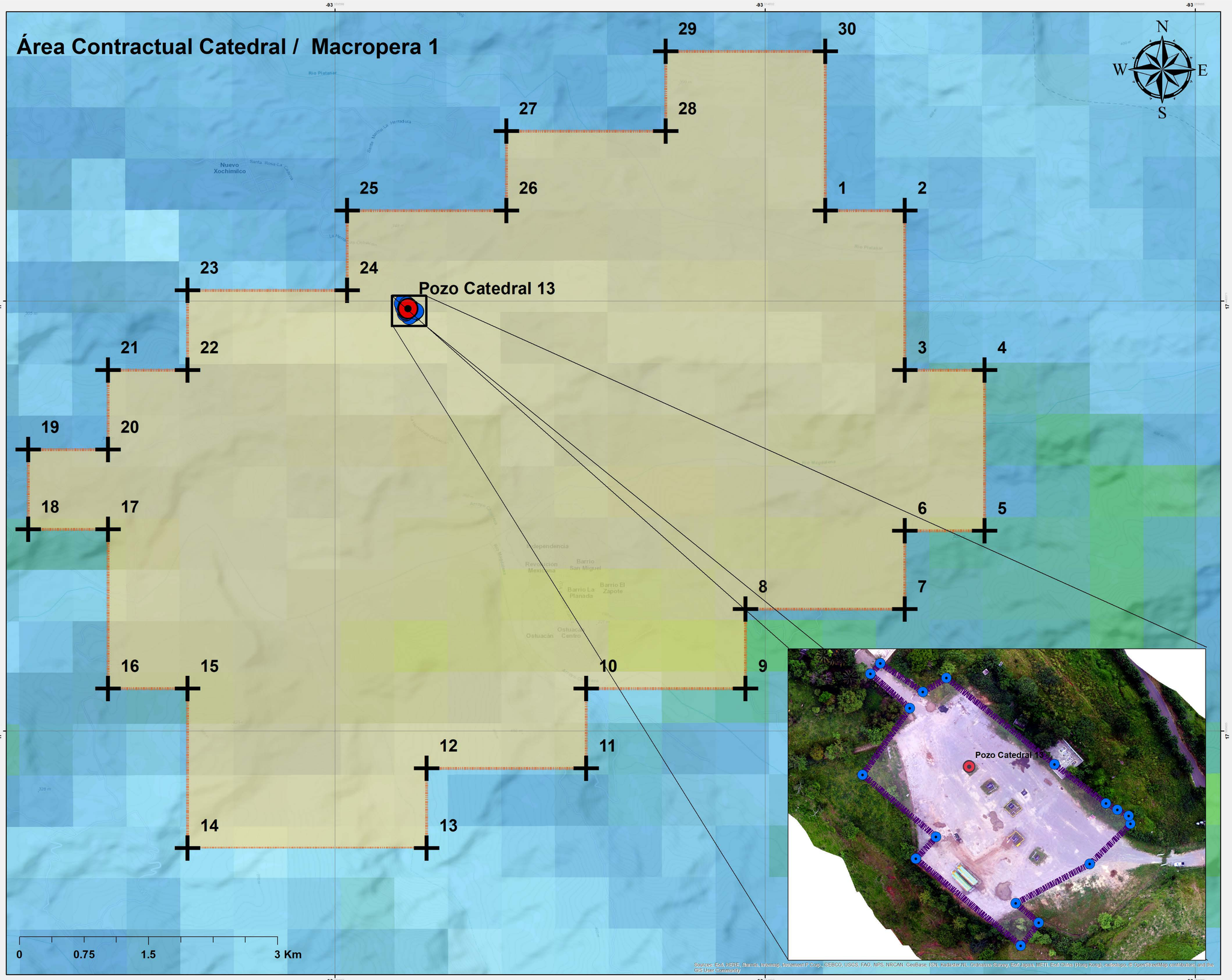
Informe preventivo del Pozo 13 para actividades de Side Track en la macropera Catedral 1

Escala:	Fecha:	N° de Mapa:
1:86,232	AGOSTO 2018	11

Elaboró:	Revisó:	Autorizó:
L.P.T. Diana Itzel Rodríguez Hernández	Biol. Cecilia Luz José	Ing. David Morales Campos

Integración de Modelos de Información Digital (IMID)

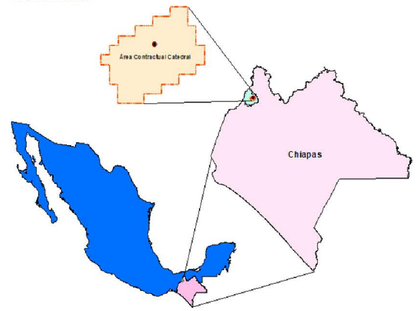
Área Contractual Catedral / Macropera 1



DIAVAZ

CSIPA

Localización



Simbología

- Área Contractual Catedral
- Vértice del Área Contractual
- Macropera Catedral 1
- Vértices Macropera 1
- Pozo 13

Velocidad del Viento

W/m²	
> 1300	400
1300	375
1200	350
1100	325
1000	300
900	275
850	250
800	225
750	200
700	175
650	150
600	125
550	100
500	75
450	50
	< 25

Global Wind Atlas

Nombre del Mapa:

Velocidad del Viento

Titulo del Proyecto:

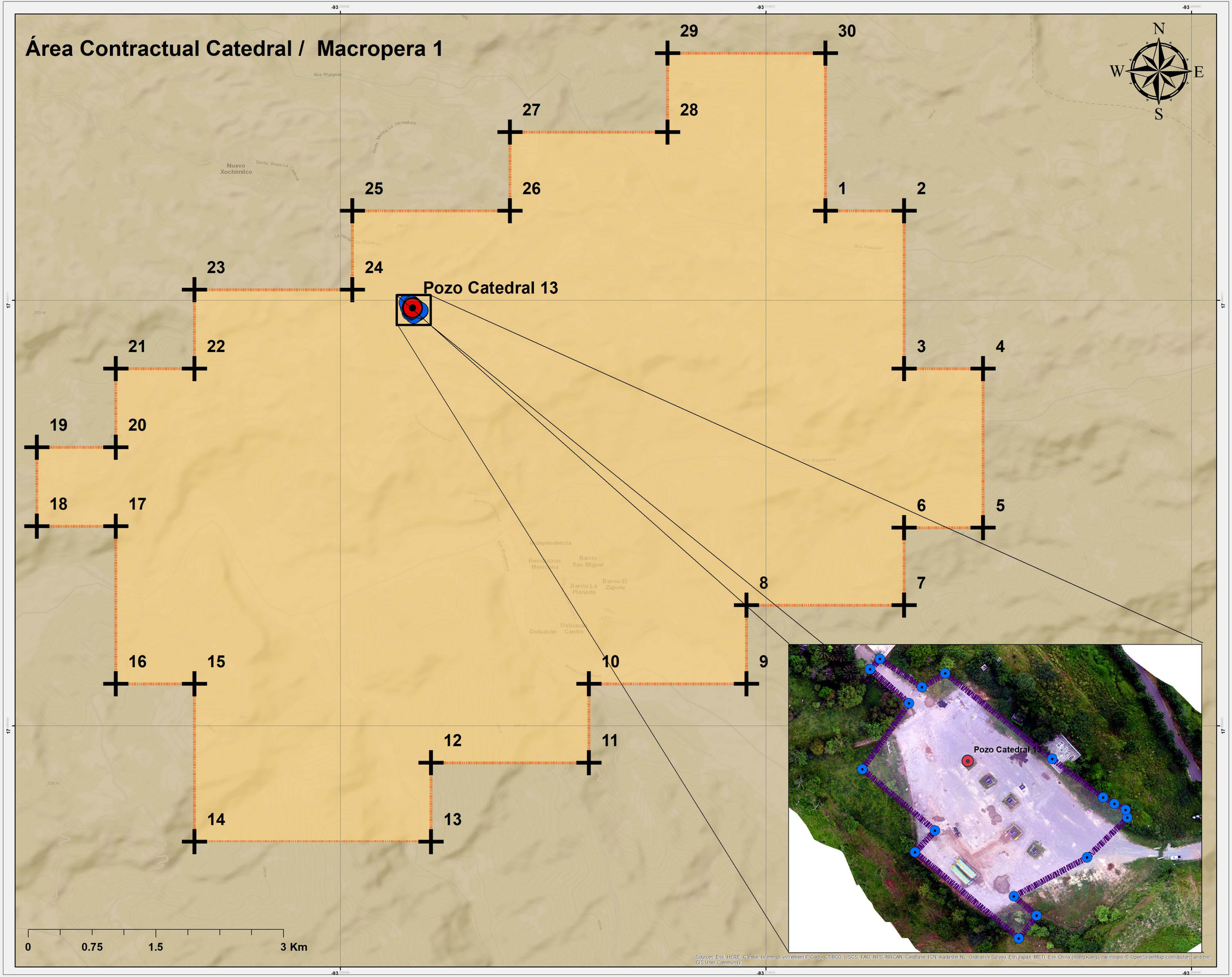
Informe preventivo del Pozo 13 para actividades de Side Track en la macropera Catedral 1

Escala:	Fecha:	N° de Mapa:
1:20,000	AGOSTO 2018	12

Elaboró:	Revisó:	Autorizó:
L.P.T. Diana Itzel Rodríguez Hernández	Biol. Cecilia Luz José	Ing. David Morales Campos

Integración de Modelos de Información Digital (IMID)

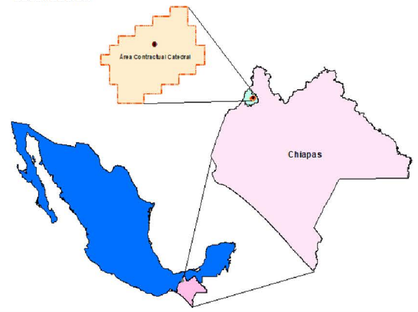
Área Contractual Catedral / Macropera 1



DIAVAZ

CSIPA

Localización



Simbología

- Área Contractual Catedral
- Vértice del Área Contractual
- Macropera Catedral 1
- Vértices Macropera 1
- Pozo 13

Fisiografía

- Sierras de Chiapas y Guatemala

Nombre del Mapa:

Provincia Fisiográfica

Titulo del Proyecto:

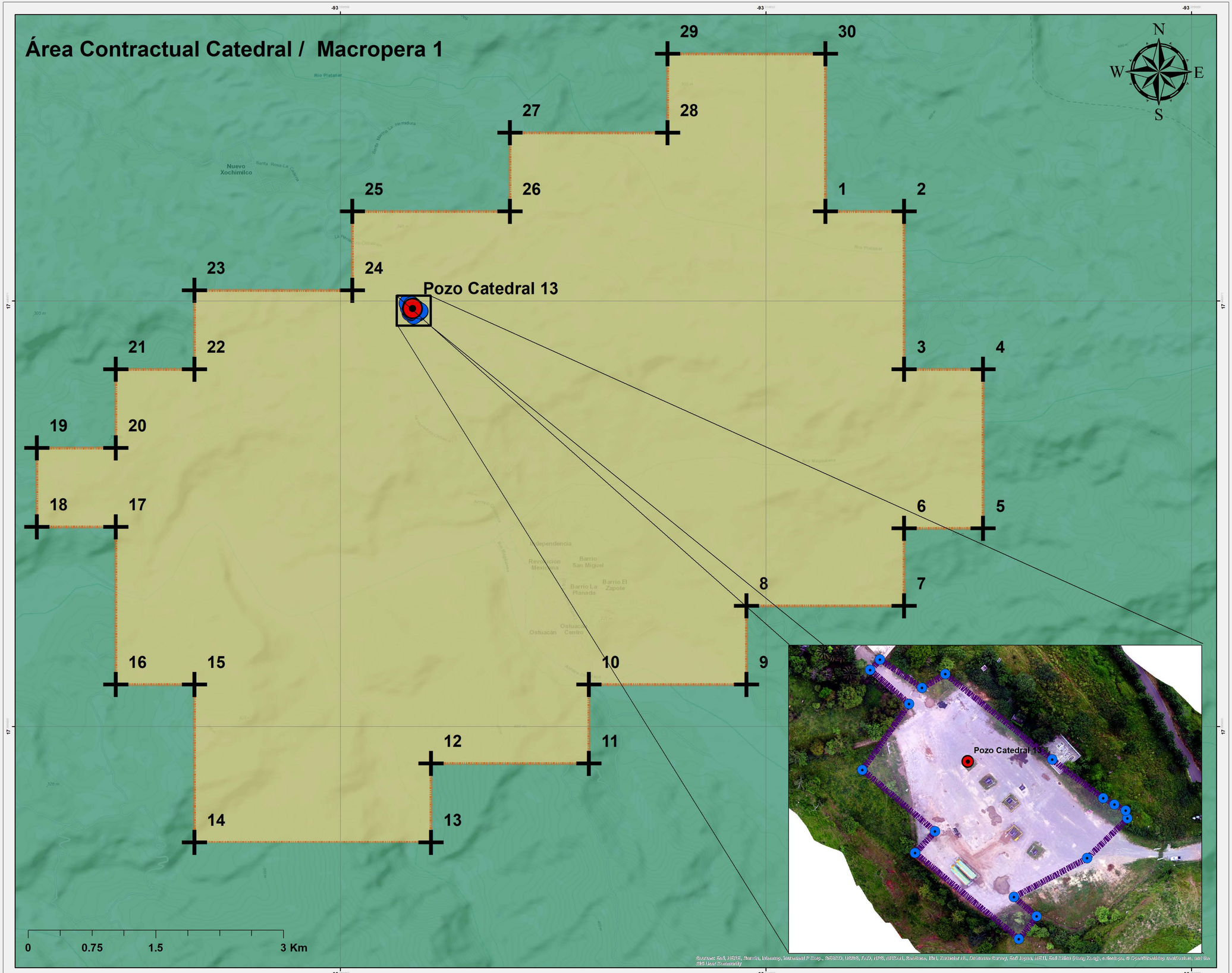
Informe preventivo del Pozo 13 para actividades de Side Track en la macropera Catedral 1

Escala:	Fecha:	N° de Mapa:
1:20,000	AGOSTO 2018	13

Elaboró:	Revisó:	Autorizó:
L.P.T. Diana Itzel Rodríguez Hernández	Ing. Elizabeth José Bautista	Ing. David Morales Campos

Integración de Modelos de Información Digital (IMID).

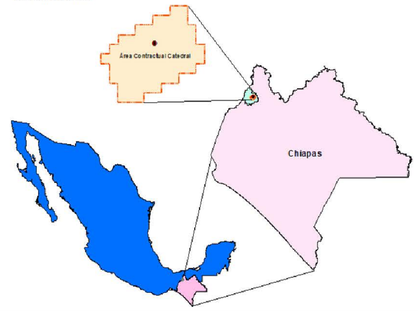
Área Contractual Catedral / Macropera 1



DIAVAZ

CSIPA

Localización



Simbología

- Área Contractual Catedral
- Vértice del Área Contractual
- Macropera Catedral 1
- Vértices Macropera 1
- Pozo 13

Fisiografía

- Sierras del Norte de Chiapas

Nombre del Mapa:

Subprovincia Fisiográfica

Titulo del Proyecto:

Informe preventivo del Pozo 13 para actividades de Side Track en la macropera Catedral 1

Escala:	Fecha:	N° de Mapa:
1:20,000	AGOSTO 2018	14

Elaboró:	Revisó:	Autorizó:
L.P.T. Diana Itzel Rodríguez Hernández	Ing. Elizabeth José Bautista	Ing. David Morales Campos

Integración de Modelos de Información Digital (IMID)

Área Contractual Catedral / Macropera 1

Lomeríos

Montañas

Pozo Catedral 13

29 30 27 28 25 26 1 2 23 24 21 22 3 4 19 20 18 17 6 5 8 7 16 15 10 9 12 11 14 13



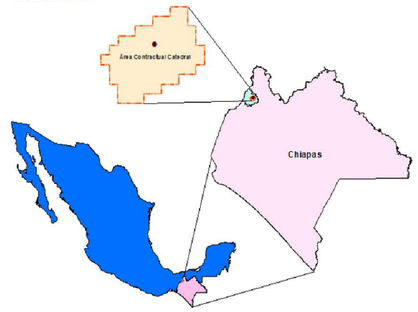
0 0.75 1.5 3 Km

Sources: Esri, HERE, Garmin, Intermap, increment P Corp., GEBCO, USGS, FAO, NPS, NRCAN, GeoBase, IGN, Kadaster NL, Ordnance Survey, Esri Japan, METI, Esri China (Hong Kong), swisstopo, © OpenStreetMap contributors, and the GIS User Community

DIAVAZ

CSIPA

Localización



Simbología

- Área Contractual Catedral
- Vértice del Área Contractual
- Macropera Catedral 1
- Vértices Macropera 1
- Pozo 13

Geomorfología

- Lomerios

Lomeríos/Zona humeda/Bosque tropical perennifolio y subcaducifolio.

- Montañas

Montañas/Zona humeda/Bosque de coníferas y de latifoliadas. Bosque mesofilo de montaña.

Nombre del Mapa:

Geomorfología

Titulo del Proyecto:

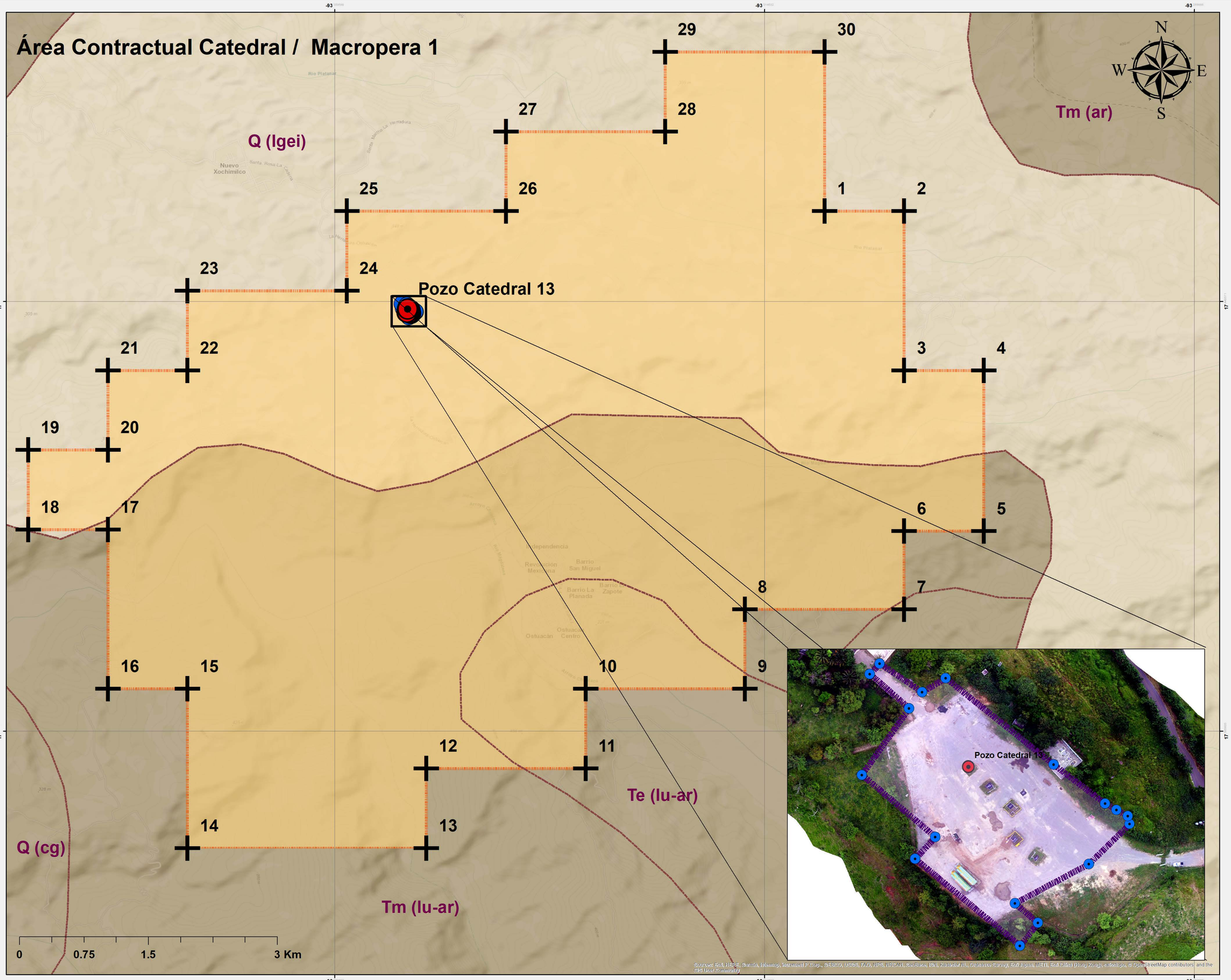
Informe preventivo del Pozo 13 para actividades de Side Track en la macropera Catedral 1

Escala:	Fecha:	N° de Mapa:
1:20,000	AGOSTO 2018	15

Elaboró:	Revisó:	Autorizó:
L.P.T. Diana Itzel Rodríguez Hernández	Biol. Cecilia Luz José	Ing. David Morales Campos

Integración de Modelos de Información Digital (IMID)

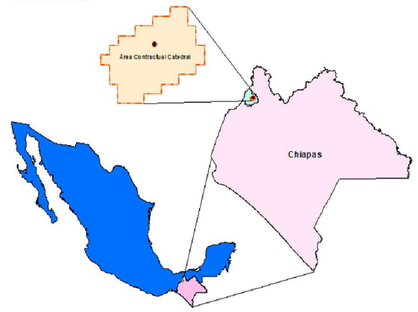
Área Contractual Catedral / Macropera 1



DIAVAZ

CSIPA

Localización



Simbología

- Área Contractual Catedral
- Vértice del Área Contractual
- Macropera Catedral 1
- Vértices Macropera 1
- Pozo 13

Clase / Tipo

- Ígnea extrusiva

*Ígnea extrusiva intermedia Q (lgei)

- Sedimentaria

*Lutita - Arenisca Te(lu-ar) / Tm(lu-ar)
*Conglomerado Q(cg)
*Arenisca Tm(ar)

Nombre del Mapa:

Geología

Titulo del Proyecto:

Informe preventivo del Pozo 13 para actividades de Side Track en la macropera Catedral 1

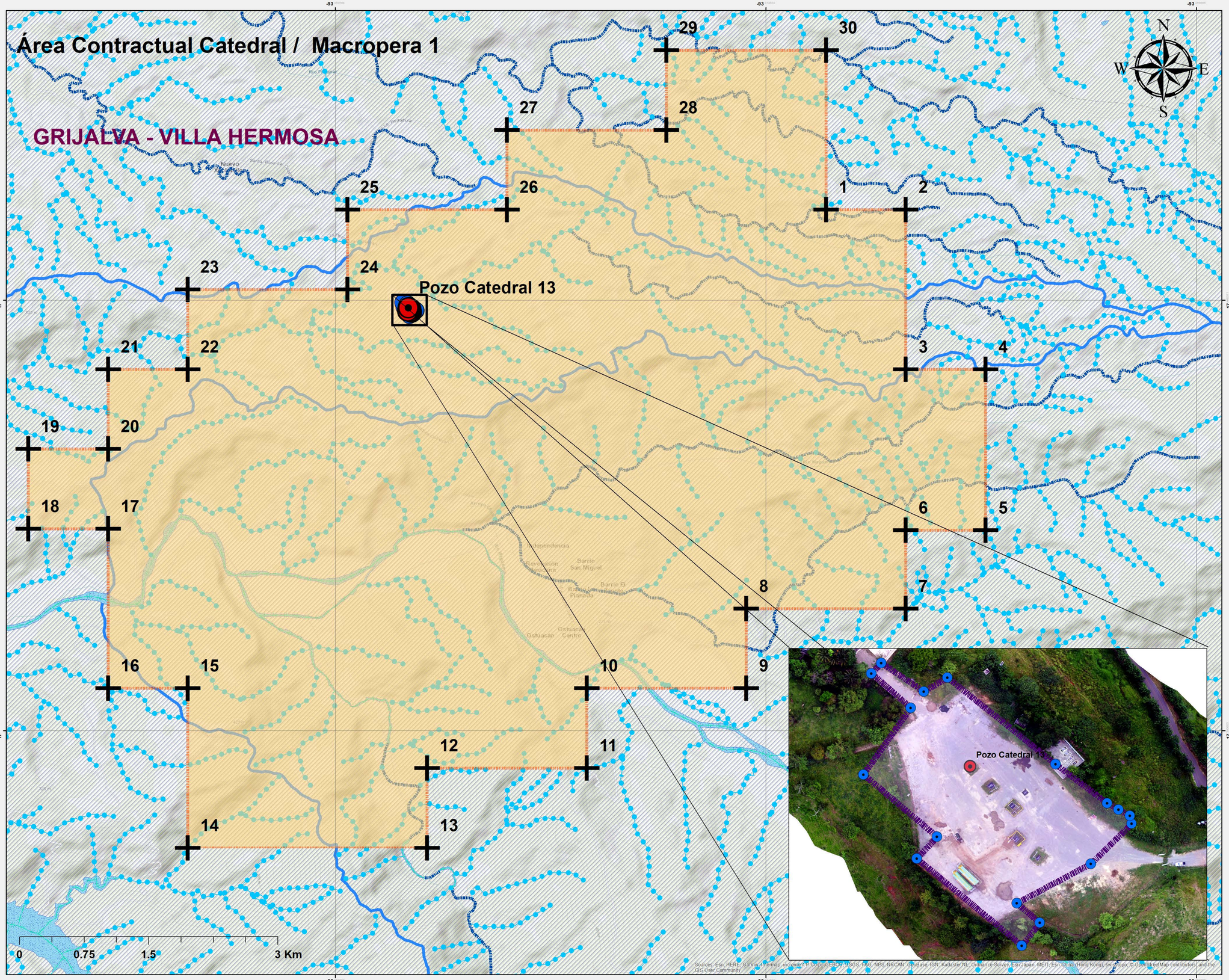
Escala:	Fecha:	N° de Mapa:
1:20,000	AGOSTO 2018	16

Elaboró:	Revisó:	Autorizó:
L.P.T. Diana Itzel Rodríguez Hernández	Biol. Cecilia Luz José	Ing. David Morales Campos

Integración de Modelos de Información Digital (IMID)

Área Contractual Catedral / Macropera 1

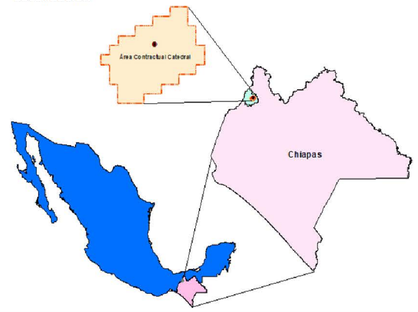
GRIJALVA - VILLA HERMOSA



DIAVAZ

CSIPA

Localización



Simbología

- Área Contractual Catedral
- Vértice del Área Contractual
- Macropera Catedral 1
- Vértices Macropera 1
- Pozo 13

Hidrología

- RH30 Grijalva - Usumacinta
- Cuerpos de Agua

Corrientes de Agua

- Flujo Virtual
- Intermitente
- Perenne

Nombre del Mapa:

Hidrología

Titulo del Proyecto:

Informe preventivo del Pozo 13 para actividades de Side Track en la macropera Catedral 1

Escala:	Fecha:	N° de Mapa:
1:20,000	AGOSTO 2018	17

Elaboró:	Revisó:	Autorizó:
L.P.T. Diana Itzel Rodríguez Hernández	Biol. Cecilia Luz José	Ing. David Morales Campos

Integración de Modelos de Información Digital (IMID)

Área Contractual Catedral / Macropera 1

Bv+Ao+Je/2

Ah+Bd+Nd/2

Pozo Catedral 13

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30

N W E S

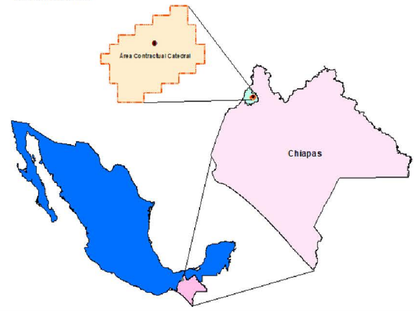
0 0.75 1.5 3 Km



Sources: Esri, HERE, Garmin, Intermap, increment P Corp., GEBCO, USGS, FAO, NPS, NRCAN, GeoBase, IGN, Kadaster NL, Ordnance Survey, Esri Japan, METI, Esri China (Hong Kong), swisstopo, © OpenStreetMap contributors, and the GIS User Community

DIAVAZ CSIPA

Localización



Simbología

- Área Contractual Catedral
- Vértice del Área Contractual
- Macropera Catedral 1
- Vértices Macropera 1
- Pozo 13

Suelo / Tipo

- Acrisol / Húmico
- Cambisol / Vírtico

Nombre del Mapa:

Tipos de Suelo

Titulo del Proyecto:

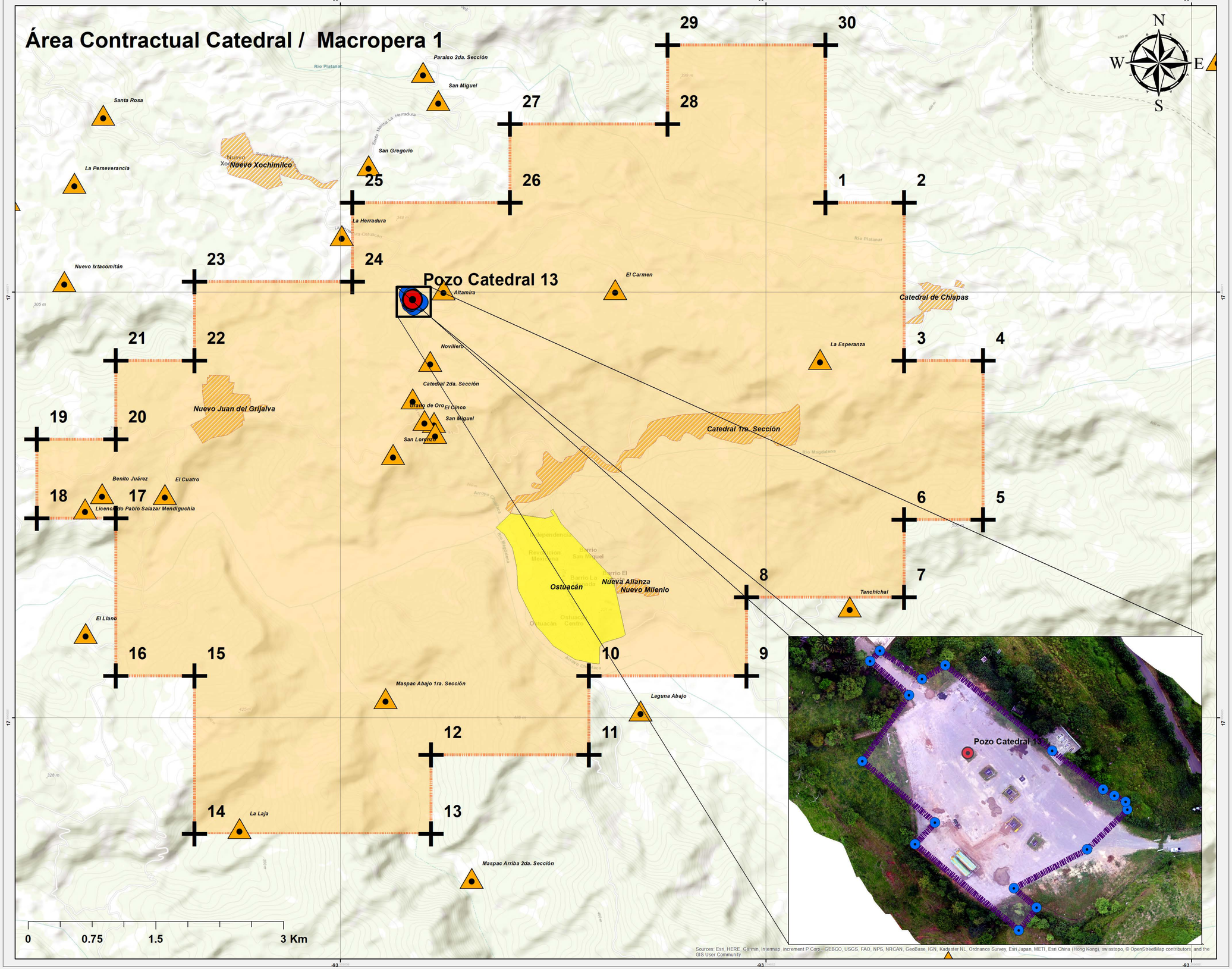
Informe preventivo del Pozo 13 para actividades de Side Track en la macropera Catedral 1

Escala:	Fecha:	N° de Mapa:
1:20,000	AGOSTO 2018	18

Elaboró:	Revisó:	Autorizó:
L.P.T. Diana Itzel Rodríguez Hernández	Biol. Cecilia Luz José	Ing. David Morales Campos

Integración de Modelos de Información Digital (IMID)

Área Contractual Catedral / Macropera 1

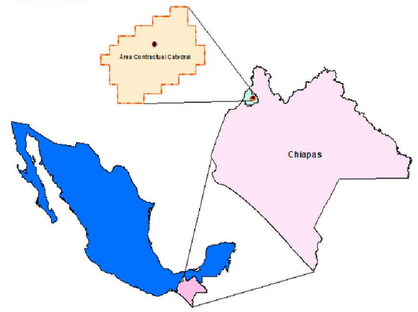


Sources: Esri, HERE, Garmin, Intermap, increment P Corp., GEBCO, USGS, FAO, NPS, NRCAN, GeoBase, IGN, Kadaster NL, Ordnance Survey, Esri Japan, METI, Esri China (Hong Kong), swisstopo, © OpenStreetMap contributors, and the GIS User Community

DIAVAZ

CSIPA

Localización



Simbología

- Área Contractual Catedral
- Vértice del Área Contractual
- Macropera Catedral 1
- Vértices Macropera 1
- Pozo 13

Poblaciones Cercanas

- Poblados Rurales
- Localidad Rural
- Localidad Urbana

Nombre del Mapa:

Poblaciones Cercanas

Titulo del Proyecto:

Informe preventivo del Pozo 13 para actividades de Side Track en la macropera Catedral 1

Escala:	Fecha:	N° de Mapa:
1:20,000	AGOSTO 2018	19

Elaboró:	Revisó:	Autorizó:
L.P.T. Diana Itzel Rodríguez Hernández	Biol. Cecilia Luz José	Ing. David Morales Campos

Integración de Modelos de Información Digital (IMID)

ANEXO G

CARACTERÍSTICAS DE EQUIPO DE PERFORACIÓN

ÍNDICE

1. Ficha Tecnica Equipo

Especificaciones Técnicas



SERVICIOS INTEGRALES GSM, S. DE R.L. DE C.V.
Calle retorno vía No. 104, cuarto piso. Col. Tabasco 2000, 86035, Villahermosa Tabasco.
Tel: 01 (993) 3 108900

ÍNDICE

1. - Aspectos generales…….. 5

2. -Carrier Transportador…….. 5

3. - Mástil..…… 5

- 3.1. - Corona
- 3.2. - Polea viajera
- 3.3. - Gancho
- 3.4. – Swivel
- 3.5. - Cable de perforación
- 3.6. - Manguera del kelly

4. - Subestructura……... 8

- 4.1. - Estructura de levante para preventor anular
- 4.2. - Barra de colocación del preventor
- 4.3. - Poleas de carga

5. - Piso……..…… 10

- 5.1. - Mesa rotaria
- 5.2. - Malacate

6. - Equipo de control del pozo…… 11

- 6.1. - Conjunto preventores
- 6.2. -Línea de matar
- 6.3. - Unidad de Control de Preventores
- 6.4. - Separador Gas - Lodo
- 6.5. - Múltiple de estrangulación (manifold)

SERVICIOS INTEGRALES GSM, S. DE R.L. DE C.V.
Calle retorno vía No. 104, cuarto piso. Col. Tabasco 2000, 86035, Villahermosa Tabasco.
Tel: 01 (993) 3 108900

7. - Equipo de control de sólidos…… 12

7.1. - Vibrador o temblorina

8. - Sistema de tanques…… 13

8.1.- Tanque de Combustible

8.2.- Tanque de Agua

8.3.- Tanque de Recortes (Presa ecológica)

9. - Generador…… 14

9.1. - Generador #1

9.2. - Generador #2

10. - Bomba de lodos…….. 15

11. - Misceláneos…….. 16

11.1.- Tuberia de perforación.

11.2. - Herramientas

11.3. - Válvula De Pie

11.4. - Gafas (2)

11.5. -Bomba de Vacío

12. - Changuero……..18

13. - Charola ecológica…….. 18

14. - Caseta del perforador…….. 19

15. - Sistemas de izaje auxiliar y malacates para maniobras…….. 19

16. - Rampas para tuberías…….. 20

17. - Caseta para personal de mantenimiento…….. 20

18. - Compresores de aire…… 21

SERVICIOS INTEGRALES GSM, S. DE R.L. DE C.V.
Calle retorno vía No. 104, cuarto piso. Col. Tabasco 2000, 86035, Villahermosa Tabasco.
Tel: 01 (993) 3 108900

19. - Quemador ecológico…….. 22

20. - Sistema de alumbrado para el equipo de perforación…….. 23

21. - Sistema de puesta a tierra y sus componentes…… 24

22.- Tráiler Habitación……..24

SERVICIOS INTEGRALES GSM, S. DE R.L. DE C.V.
Calle retorno vía No. 104, cuarto piso. Col. Tabasco 2000, 86035, Villahermosa Tabasco.
Tel: 01 (993) 3 108900

1. – ASPECTOS GENERALES

Nombre/ no. de equipo: **GC-402 TD Doble Telescópico (900 HP)**

Tipo de equipo: **Doble telescópico**

Tipo del tráiler: **IRI-900**

# líneas	Rango de la estructura del mástil (Lbs.)	Rango del cable de perforación de 1 1/8" (Lbs.) 3:1 Factor de seguridad	80% of límite de carga(Lbs.)
8	384,000	347,000	278,000
10	400,000	433,000	320,000

2. – CARRIER TRANSPORTADOR

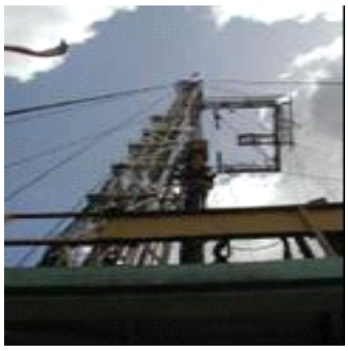


Fabricante: **IRI FRANKS MOBIL RIG**

Modelo: **900**

No. Serie: **197062**

3. – MÁSTIL



Fabricante: **IRI INTERNATIONAL**

No. serie: **2350**

Modelo: **KM-117-400-GH**

Altura: **117 pies (35.65 m)**

Máxima Resistencia al viento:

* El mástil esta en equilibrio estático a 60 nudos según API STD 4F con el rack completo.

SERVICIOS INTEGRALES GSM, S. DE R.L. DE C.V.
Calle retorno vía No. 104, cuarto piso. Col. Tabasco 2000, 86035, Villahermosa Tabasco.
Tel: 01 (993) 3 108900

Máxima carga estática al gancho:

- 10 Líneas:

Lbs.	Ton
400,000	180

- 8 Líneas:

Lbs.	Ton
384,000	174

3.1. – CORONA (36” X 1 1/8”)



Fabricante:	**IRI - IDECO**
No. Serie:	**117-400 GH**
Modelo:	**117 - 400 - INTEGRAL**
Tamaño:	**6 Poleas**

3.2. – POLEA VIAJERA



Fabricante:	**National Oil Well**
No. serie:	**4059 N**
Tipo:	**540-G-250**
Capacidad:	**500, 000 Lbs (227 ton**

SERVICIOS INTEGRALES GSM, S. DE R.L. DE C.V.
Calle retorno vía No. 104, cuarto piso. Col. Tabasco 2000, 86035, Villahermosa Tabasco.
Tel: 01 (993) 3 108900

3.3. – GANCHO

Fabricante:	**National Oil Well**
No. serie:	**T-2356**
Modelo:	**540-G-250**
Capacidad:	**500, 000 Lbs. (250 TON)**

3.4. – SWIVEL



Fabricante:	**National**
No. serie:	**T - 3897**
Modelo:	**N-69**
Capacidad:	**600, 000 Lbs (300 TON)**

3.5. – CABLE DE PERFORACIÓN:



Fabricante:	**Camesa**
Tipo:	**Boa, alma de acero**
Diámetro	**1 1/8”**

- **Para 8 Líneas:**

Total capacidad para 8 líneas es:	1034.7 pies (315.4 m)
Ton-millas esperado para reserva del carrete:	27118 Ton-Millas
Para el sistema con 8 líneas:	
Corte:	43.62 pies (13.3 m)
Cada:	480 Ton-Millas
Exceso de peso del cable es:	1627 Lbs (739.5 kg)

SERVICIOS INTEGRALES GSM, S. DE R.L. DE C.V.
Calle retorno vía No. 104, cuarto piso. Col. Tabasco 2000, 86035, Villahermosa Tabasco.
Tel: 01 (993) 3 108900

- **Para 10 Líneas:**

Total capacidad para 10 líneas es:	1217.1 pies (370.9 m)
Ton-millas esperado para reserva del carrete:	25112 Ton-Millas
Para el sistema con 10 líneas es:	
Corte:	43.62 pies (13.3 m)
Cada:	480 Ton-Millas
Exceso de peso del cable es:	2034 Lbs (619.9 m)

3.6. – MANGUERA ROTATORIA:

Descripción:	**3" X 75' manguera (3" x 22.8 m)**
Presión de trabajo:	**5000 psi**
DI:	**3"**
DE:	**5"**
Union de golpe 3" fig. **602**	



4. – SUBESTRUCTURA

Fabricante:	**IRI - IDECO**
No. serie:	**2350-S**
Modelo:	**Telescoping Tee**
Medidas:	**7.93 M X 4.35 M X 4.3 M**
Descripción adicional**:**	**Kelly bushing a terreno 17.3 pies (5.3) y claro a preventores 12 pies (3.65 m)**



SERVICIOS INTEGRALES GSM, S. DE R.L. DE C.V.
Calle retorno vía No. 104, cuarto piso. Col. Tabasco 2000, 86035, Villahermosa Tabasco.
Tel: 01 (993) 3 108900

Máxima carga en rotaria:

Lbs.	Ton
350,000	159

Máxima carga con tubería:

Lbs.	Ton
300,000	136

Máxima carga combinada de rotaria y tubería:

Lbs.	Ton
650,000	295

4.1. – ESTRUCTURA DE LEVANTE DE PREVENTOR ANULAR

No. serie: **ARN 1360**
Fabricante: **JA-CO**
Peso máximo del conjunto: **40,000 Lbs.**

4.2. – BARRA DE COLOCACIÓN DEL PREVENTOR DE REVENTONES

Fabricante: **JA-CO**
No. Serie: **ARN-1371**
Capacidad: **40,000 Lbs**.
(18.2 ton)



SERVICIOS INTEGRALES GSM, S. DE R.L. DE C.V.
Calle retorno vía No. 104, cuarto piso. Col. Tabasco 2000, 86035, Villahermosa Tabasco.
Tel: 01 (993) 3 108900

4.3. – POLEAS DE CARGA (2)

No. Serie:	**113401/113403**
Fabricado por:	**Kitio Corp hecho en Japón**
Capacidad:	**10 Ton Max**
Lote no.:	**TS-10-2053**

5. – PISO



5.1. – MESA ROTARIA

Diámetro**:**	**20 ½”**
Fabricante:	**National**
Modelo:	**C-205-20 ½”**
Capacidad:	**Capacidad estática 700,000 Lbs.(350 TON)**
No. Serie:	**2320 - N**

5.2. – MALACATE

		MOTOR # 1	**MOTOR # 2**
Fabricante:	**IRI/INTERNATIONAL**.	Caterpillar	Caterpillar
Modelo:	**2346**	3406-E	3406-E
No. Serie:	**98018-6**	6BR01034	6BR01033
Cable perforación:	**1 1/8”**	1800 rpm	1800 rpm
Potencia en Hp:	**900Hp**	450Hp	450Hp

Capacidad de carga a 10 mlineas 479,000 lbs.

Además de contar con un Freno Auxiliar Marca Eaton WCB-236 y dos transmisiones, marca Allison, Modelo AS5600 / AS5600 con número de serie: 3110103133.

SERVICIOS INTEGRALES GSM, S. DE R.L. DE C.V.
Calle retorno vía No. 104, cuarto piso. Col. Tabasco 2000, 86035, Villahermosa Tabasco.
Tel: 01 (993) 3 108900

6. – EQUIPO DE CONTROL DEL POZO

6.1. – CONJUNTO DE PREVENTORES

CONJUNTO DE PREVENTORES (PRINCIPAL)



-	Medida	Equipo	Presión Trabajo	Fabricante	Tipo
1	11”	Anular	5000 Psi	Shaffer	GK
1	11”	Doble	5000 Psi	Shaffer	LWS

Doble con variables de 2-7/8” – 5”, rams ciegos, carrete de trabajo 11” 5m con flanged 3-1/8” 5m, Con 2 válvulas mecánicas, 1 válvulas hidráulica, y 1 línea de matar.

6.2. – LINEA DE MATAR



Longitud: **15 Ft**

DI: **3”**

Presión Trabajo: **5000 Psi**

6.3. – UNIDAD DE CONTROL DE PREVENTORES



Fabricante: **ECS (Electronic Control System)**

Modelo: **5150B2APPLC**

No. Serie: **211098**

Tamaño: **150 Galones**

Cuenta con control remoto de cierre de BOP ubicado en el piso de perforación

SERVICIOS INTEGRALES GSM, S. DE R.L. DE C.V.
Calle retorno vía No. 104, cuarto piso. Col. Tabasco 2000, 86035, Villahermosa Tabasco.
Tel: 01 (993) 3 108900

6.4. – SEPARADOR GAS - LODO



Fabricante:	**JA-CO**
Descripción:	**Poor Boy**
Serie:	**512**
Volumen:	**3 m^3**

Características:

- 91.44 cm. Diámetro
- 20.32 cm. Diámetro línea de venteo
- 10.16 cm. diámetro nominal de entrada del múltiple de estrangulación
- 3.05 m de sello de fluido, flujo nominal de 10 mmcfd, si rebasa el nivel descarga en la temblorinas que están en los tanques de lodos

6.5. – MÚLTIPLE DE ESTRANGULACIÓN



Descripción:	**Arreglo de Doble Estrangulador**.
Fabricante:	**Cameron**
Capacidad:	**10,000 psi**
No. serie:	**Pd-318**
Modelo:	**3 1/16x31/16x3 1/16**
	19 Valvulas , 2 Chokes

7. – EQUIPO DE CONTROL DE SÓLIDOS



7.1. – TEMBLORINA

Fabricante:	**Brandt**
Modelo:	**KING COBRA**
Dimensión:	**119”X65”X61**

SERVICIOS INTEGRALES GSM, S. DE R.L. DE C.V.
Calle retorno vía No. 104, cuarto piso. Col. Tabasco 2000, 86035, Villahermosa Tabasco.
Tel: 01 (993) 3 108900

8. – SISTEMA DE TANQUES

Sistema de 1 tanque de lodo

Cap. Activo: 75 m^3

2do (2) compartimientos auxiliares, (1) tanque de viaje

Compartimiento	Activo	Nominal
Asentamiento 1	98 Bls (15.5 m^3)	105 Bls (16.7 m^3)
Asentamiento 2	98 Bls (15.5 m^3)	105 Bls (16.7 m^3)
Temblorina	98 Bls (15.5 m^3)	105 Bls (16.7 m^3)
Total volumen de tanques activos	294 (46.5 m^3)	315 Bls (50.1 m^3)
Auxiliar	180 Bls (28.5 m^3)	200 Bls (31.8 m^3)
Tanque de viajes	35 Bls (5.5 m^3)	

8.1. – TANQUE DE COMBUSTIBLE

Un tanque de combustible con capacidad
De 154 barriles (24,5 m^3) interconectando
Los tanques de día, localizados en:
1) Malacate
2) Motores de bomba de lodos
3) Motores generadores de CA



SERVICIOS INTEGRALES GSM, S. DE R.L. DE C.V.
Calle retorno vía No. 104, cuarto piso. Col. Tabasco 2000, 86035, Villahermosa Tabasco.
Tel: 01 (993) 3 108900

8.2. – TANQUE DE AGUA



Capacidad almacenamiento: 440 bbls (70 m^3)
Combinación con tanque agua/ doghouse.
Operada con bomba centrífuga de 2" X 3"
Motor de 5 Hp Tefc

8.3. – TANQUE DE RECORTES

Capacidad de almacenamiento: 20 m^3

9. – GENERADORES

9.1. – GENERADOR NO 1



Fabricante:	**Caterpillar**
Modelo:	**SR4B**
Tamaño:	**456 KVA**
No. serie:	**9DR02211**

MOTOR

Fabricante:	**Cat**
Tipo:	**Cat D3406E**
Potencia:	**450Hp**
Rpm:	**1800 Rpm**

SERVICIOS INTEGRALES GSM, S. DE R.L. DE C.V.
Calle retorno vía No. 104, cuarto piso. Col. Tabasco 2000, 86035, Villahermosa Tabasco.
Tel: 01 (993) 3 108900

9.2. – GENERADOR NO 2



Fabricante: **CAT**
Modelo: **SR4B**
No. Serie: **6BR00939**
Tamaño: **456 KVA**
No. serie: **9DR02246Rpm**:

MOTOR
Fabricante: **Caterpillar**
Tipo: **CAT D3406E**
Potencia: **450 Hp**
1800 Rpm

10. – BOMBA DE LODOS



Fabricante: **BPMMP**
Modelo: **BSF-1000 Triplex**
No. serie: **C13-97**
Desempeño máximo: **1000 Hp**
Emboladas: **140 Spm**
Impulsadas por: **1 Motor Caterpilar 3508DITA**
Serie: **CBB00334**

Pistón	6 ¾”	6 ½”	6 ¼”	6”	5 ½”	5”	4 ½”
Presión Mpa	16.4	17.6	19.1	20.6	24.6	29.8	35
Presión, kg/cm2	167.2	179.4	194.7	210.0	250.8	303.8	356.8
Presión, Psi	2,378	2,552	2,770	2,987	3,567	4,321	5,075

SERVICIOS INTEGRALES GSM, S. DE R.L. DE C.V.
Calle retorno vía No. 104, cuarto piso. Col. Tabasco 2000, 86035, Villahermosa Tabasco.
Tel: 01 (993) 3 108900

11. – MISCELANEOS

11.1 - TUBERIA DE PERFORACIÓN

Diametro	Cantidad	Conexión	Peso	Grado
3 1/2”	2000 mts	NC 38	15.5 lb/ft	G-105

11.2. – HERRAMIENTAS

ELEVADORES:

Descripción	Fabricante	Rango
Elevador de T.P. 3 1/2” FH 18 grados	BJ	150 Ton
Elevador de tipo Araña de Cuñas 27/8”-3 ½”	BJ	150 Ton

LLAVES:

Descripción	Fab.	Cant	Long. Brazo
Palanca Modelo K30 completo con quijadas para Tuberia 2 7/8” A 4 1/8”	AOT	2	5 pies

SERVICIOS INTEGRALES GSM, S. DE R.L. DE C.V.
Calle retorno vía No. 104, cuarto piso. Col. Tabasco 2000, 86035, Villahermosa Tabasco.
Tel: 01 (993) 3 108900

MADRINAS:

Descripción	Conex. Piñón	Cant.
Madrina de levante conexión NC-38.	NC-38	4

SPIN MASTER (Llave roladora)

Descripción	Modelo	No. Serie	Medida
Hidráulico	950	SN 150	2 7/8" x 9 ½"

11.3. – VÁLVULA DE PIE

Conexión caja	Conex. Piñón	Cant	Descripción
NC-38	NC-38	2	Válv. De pie

11.4. – GAFAS (2)

Fabricante: **BJ**

Longitud: **3 ¾" X 100"**

Nota : **centro a centro del ojo.**



SERVICIOS INTEGRALES GSM, S. DE R.L. DE C.V.
Calle retorno vía No. 104, cuarto piso. Col. Tabasco 2000, 86035, Villahermosa Tabasco.
Tel: 01 (993) 3 108900

11.5. – BOMBA DE VACÍO (Vacum)

Fabricante:	**ALMAC MACHINE WORKS**
No. Serie:	**29208**
Tipo:	**3”**
Descarga:	**3”**
Volumen:	**3m^3**



12. – CHANGUERO

Capacidad**: 180 lingadas (3400 m) de 2 7/8”o 4”**



13. – CHAROLA ECOLÓGICA

La charola tiene un sistema hidráulico que permite moverse bajo la mesa rotaria, con conexión sellada a la línea de descarga y una entrada de 20” para conectarse hacia el niple de flujo de preventores.



SERVICIOS INTEGRALES GSM, S. DE R.L. DE C.V.
Calle retorno vía No. 104, cuarto piso. Col. Tabasco 2000, 86035, Villahermosa Tabasco.
Tel: 01 (993) 3 108900

14. – CASETA DEL PERFORADOR

La caseta del perforador se encuentra localizada en el conjunto del tanque del agua y la caseta. Contiene un control remoto del preventor, caja de herramientas, lockers y mesa de trabajo, con 2 entradas de acceso con medidas 3.2x2.95x2.58.m

Tablero PLS

Volts:	**120**
Amp:	**3**
Hz:	**60.**
Modelo:	**PLCBAR-R-5**
Serie:	**211098**



15. – SISTEMAS DE IZAJE AUXILIAR Y MALACATES PARA MANIOBRAS (RONCOS)

El equipo cuenta con (3) malacates para maniobras:

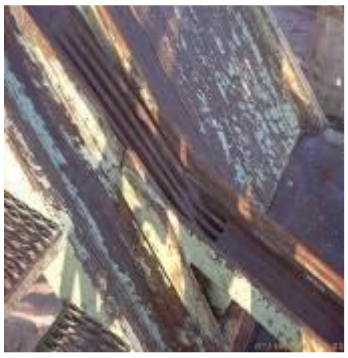
(1) Rampa, marca pullmaster modelo PL8
(2) Para arrastre, marca pullmaster modelo PL5
(3) Unidad hidráulica para cable de sondeo, marca pullmaster modelo PL8



SERVICIOS INTEGRALES GSM, S. DE R.L. DE C.V.
Calle retorno vía No. 104, cuarto piso. Col. Tabasco 2000, 86035, Villahermosa Tabasco.
Tel: 01 (993) 3 108900

16. – RAMPA PARA TUBERÍA

La rampa es operada por un ensamble tipo cadena para empujar los tubulares hacia la puerta tipo V en el piso. Longitud de 54.08 pies (16.9 m), ancho de 9.7 pies (3.0 m) y una altura de 4.16 pies (1.3 m) y cuenta con cargadores para tubería en ambos lados.





17. – CASETA PARA PERSONAL DE MANTENIMIENTO.

Dividida en 3 secciones:

- **Caseta de mecánico**: con dimensiones de 3.8x3.05x2.58m
  Equipada con los sig. Componentes

  (1) Tornillo de banco
  (2) Taladro de banco
  (3) Cripadora de mangueras
  (4) Esmeril
  (5) Caja de herramientas
  (6) Caja de tornillería
  (7) Gaveta de conexiones



- **Caseta de eléctrico:** con dimensiones de 3.2x2.95x2.58m

  Cuenta con:

  (1) Dos gavetas para material
  (2) Una caja de herramientas
  (3) Una mesa de trabajo

SERVICIOS INTEGRALES GSM, S. DE R.L. DE C.V.
Calle retorno vía No. 104, cuarto piso. Col. Tabasco 2000, 86035, Villahermosa Tabasco.
Tel: 01 (993) 3 108900

- **Almacén** con dimensiones de 6.30x2.95x2.58m

  Cuenta con:

  (1) Dos estantes con 3 secciones y separadores
  (2) Una gaveta
  (3) Una caja de herramientas.

18. – COMPRESORES

- (1) compresor QUINCY

Modelo qsb-30 dxe tornillo con un motor de 30 hp 230/460 volts. 30 galones (21-f-10-0087-2) ubicado en el área de los generadores cerca de la bomba kommy

- (1) compresor auxiliar SULIVAN.

Ubicado debajo de la caseta del perforador con un sistema completo de aire con receptores de aire de 220 galones (21-f-10-0088-02), presión de trabajo de 200 psi

- (2) compresores de aire BENDIX

Modelo BW1400-31 pie^3 /min montado sobre los pisos de los motores D3406E del móvil.

.





SERVICIOS INTEGRALES GSM, S. DE R.L. DE C.V.
Calle retorno vía No. 104, cuarto piso. Col. Tabasco 2000, 86035, Villahermosa Tabasco.
Tel: 01 (993) 3 108900

19. – QUEMADOR ECOLÓGICO.

Quemador ecológico de alta eficiencia (>95%), con capacidad de combustión de 4,000 bpd, sistema de encendido a control remoto, tanque de gas butano para mantener la flama, cable para interconexión eléctrica, compresor de aire, presión máxima de operación de 1,440-psi.



La presa con el separador secundario cuentan con las sig. Especificaciones:

Long: **5 m**
Ancho: **2.20m**
Altura: **.84 m**
Cap.de separador secundario: **1m^3**
Cap. de la presa: **19m^3**
Línea de: **27/8 con bridas 21/16 r24**
Líneas de desfogue: **8”**
Bomba: **MCM 6x5x13m 60hp**
Serie: **20838 MEQ LT-15**
Motor: **BALDOR**
Tanque de gas: **180 k**



SERVICIOS INTEGRALES GSM, S. DE R.L. DE C.V.
Calle retorno vía No. 104, cuarto piso. Col. Tabasco 2000, 86035, Villahermosa Tabasco.
Tel: 01 (993) 3 108900

20. – SISTEMA DE ALUMBRADO PARA EL EQUIPO DE PERFORACIÓN.



14- reflectores de 400w

- (1) caseta de personal de manto.
- (4) taller de cuarto de herramientas
- (1) muelle de tubería
- (1) bomba de lodo 2
- (1) presa auxiliar
- (2) prese principal
- (3) campers
- (1) comedor

5- lámparas tipo globo 400w a prueba de explosión marca Appleton

- (2) taller de cuarto de herramientas
- (2) sub-estructura
- (1) presa principal

17- lámparas fluorescentes Rig alite 2x75w mástil y bombas

- (9) mástil
- (3) bomba de lodos 1
- (3) bomba de lodos 2
- (2) comedor

22- lámparas fluorescentes NRL 2x75w

- (6) caseta de personal de manto.
- (6) taller de cuarto de herramientas
- (6) cuarto de generadores bomba koomey
- (3) presa auxiliar y ccm
- (1) presa principal

10- lámparas fluorescentes xp-800 Appleton a prueba de explosión clase 1 div II 2x75w.

- (2) sub-estructura
- (4) presa auxiliar y ccm
- (4) presa principal

SERVICIOS INTEGRALES GSM, S. DE R.L. DE C.V.
Calle retorno vía No. 104, cuarto piso. Col. Tabasco 2000, 86035, Villahermosa Tabasco.
Tel: 01 (993) 3 108900

21. – SISTEMA DE PUESTA A TIERRA Y SUS COMPONENTES.

El equipo tiene un sistema aterrizado a través del sistema eléctrico de los equipos, conectado a tres barras aterrizadas tipo delta.



22.- TRAILERS HABITACIÓN

- Tráiler Jefe de Equipo.
- Tráiler de Personal de Mantenimiento
- Tráiler Supervisor de pozo.

SERVICIOS INTEGRALES GSM, S. DE R.L. DE C.V.
Calle retorno vía No. 104, cuarto piso. Col. Tabasco 2000, 86035, Villahermosa Tabasco.
Tel: 01 (993) 3 108900

ANEXO I

HOJAS DE DATOS DE SEGURIDAD DE SUSTANCIAS UTILIZADAS EN EL PROYECTO

ÍNDICE

1. Despegador de Tuberias
2. Fichas tecnicas de obturantes
3. Fichas tecnicas de sustancias quimicas base aceite
4. Fichas tecnicas de sustancias quimicas base agua
5. Gas Natural
6. Diesel
7. Gas acido
8. n- Butano

FICHA TÉCNICA

IDENTIFICACIÓN DEL PRODUCTO

Nombre del Producto:	**DESPEGADOR DE TUBERÍA (PIPE-FREE)**	
Uso del Producto:	Aditivo de fluido para perforación de pozo petrolero.	
Familia Química:	Agente tensioactivo.	

DATOS FÍSICOS

Aspecto Físico:	Líquido pardo obscuro
Gravedad Específica:	0.90
pH (solución al 1%):	5.6 – 6.6
Punto de Inflamación:	60°C (140°F) (PMCC)
Punto de Fluidez:	<-9°C (15°F)

INFORMACION GENERAL

El **PIPE- FREE** es un aditivo que se usa con aceite diesel o con lodos a base de aceite para emplazar píldoras líquidas muy eficaces para desprender tubería atascada. **El PIPE- FREE** permite que la píldora penetre y agriete el enjarre de filtrado de lodos a base de agua, con pérdida de fluido extremadamente alta y filtrado libre de sólidos.

Estas características le permiten al **PIPE- FREE** solubilizado en aceite pasar a través del enjarre de lodos a base de agua, entre la tubería atascada por presión diferencial y la pared del pozo para facilitar su desprendimiento.

APLICACIONES

Las singulares propiedades del **PIPE- FREE** (mezclado con aceite mineral, aceite diesel, petróleo crudo o lodo de perforación a base de aceite) hacen de él un producto superior para preparar soluciones destinadas a liberar tubería aprisionada por presión diferencial. Forma una píldora lubricante de alta pérdida de fluido, con filtrado libre de sólidos, que penetra y "agrieta" el enjarre de lodos a base de agua para equilibrar rápidamente las presiones y disminuir la fuerza necesaria para desprender la tubería atorada.

El **PIPE- FREE** es un producto líquido, cómodo y fácil de usar, muy eficaz en bajas concentraciones y poseedor de un excelente récord de éxitos. La concentración que se recomienda es de 3.8 litros (1 gal) por 0.16 m3 (1 bl) que se prepare. Los datos de laboratorio indican que la efectividad del **PIPE- FREE** no aumenta a concentraciones más altas de esta relación de 1:1.

Este producto, fácil de usar por su cómoda relación de 1 gal/1 bl, es más cómodo que los materiales empacados en bolsas, los cuales requieren más tiempo para mezclarlos, así como formulaciones e instrucciones más complejas.

• Aunque las píldoras sin densificar son más eficaces, la disminución de la presión hidrostática ocasionada por ellas puede ser intolerable, a causa del posible descontrol del pozo o de las regulaciones locales. En esos casos deben usarse píldoras de **PIPE- FREE** densificadas con lodo a base de aceite.
• Deben tenerse en cuenta las restricciones locales de protección ambiental pertinentes al uso de aceites y de lodos a base de aceite, ya que el **PIPE- FREE** debe mezclarse con aceite.

MEDIDAS PREVENTIVAS PARA SU USO

INFORMACIÓN ESPECIAL DE PROTECCIÓN

 **PROTECCIÓN RESPIRATORIA:**	En caso de exposición a partículas/aerosoles: Usar como mínimo un respirador desechable o reutilizable N95 de media máscara para partículas aprobado por NIOSH. En ambientes de trabajo que contienen neblina/aerosol de aceite, usar como mínimo un respirador desechable o reutilizable P95 de media máscara para partículas aprobado por NIOSH. En caso de exposición a vapores orgánicos: Usar un respirador para vapores orgánicos aprobado por NIOSH/MSHA. CCROV, CCR con el cartucho de vapor orgánico
 **GUANTES PROTECTORES:**	Los guantes resistentes a los químicos son requeridos para el contacto repetido o prolongado. Usar guantes protectores hechos de material impermeable, tal como: Neopreno, nitrilo, polietileno o PVC
 **PROTECCIÓN DE OJOS:**	Usar anteojos protectores contra químicos, si existe la posibilidad de que se expongan los ojos
 **OTROS EQUIPOS PROTECTORES:**	Usar ropa apropiada para prevenir contacto prolongado o repetido con la piel. Lavarse rápidamente con jabón y agua si la piel ha sido contaminada. Cambiarse diariamente la ropa de trabajo si hay cualquier posibilidad de contaminación.
VENTILACIÓN :	Suministrar ventilación natural o mecánica adecuada para evacuar el producto presente en el aire y mantener los niveles de exposición por debajo de los límites aplicables

MANEJO Y ALMACENAMIENTO

PRECAUCIONES DE USO: Guardar lejos del calor, las chispas y flamas.
Ventilar bien, evitar respiración de vapores. Utilizar respirador si la contaminación del aire sube del nivel aceptado. Usar ropa protectora completa para la exposición prolongada y el contacto con altas concentraciones. Deberán contar con facilidades para lavarse los ojos y ducha de emergencia cuando se manipule este producto.

PRECAUCIONES DE ALMACENAJE: Almacenar a temperaturas moderadas, en una área seca y bien ventilada. Guardarlo en el recipiente original.

PRESENTACION

El **PIPE- FREE** está disponible en tambores de 208 Lts.

PROPIEDADES TOXICOLÓGICAS

Consultar el MSDS del producto (IMN PIPE- FREE).

NOMBRE: ***MICA F, M, G***

OBTURANTE DE PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN.

DESCRIPCION

OBTURANTE A BASE DE MICA PARA MATERIAL DE PÉRDIDA EN LA CIRCULACIÓN PARA LODOS BASE AGUA (WBM) Y ACEITE (OBM) [K_2Al_4 $(Si_6Al_2O_20$ $(OH,F)_4)$] UN GRUPO DE SILICATOS EN MANTO CARACTERIZADOS POR UNA APARIENCIA LAMINAR Y POR UN CLIVAJE BASAL, MUY COMÚN EN LAS ROCAS ÍGNEAS Y METAMÓRFICAS. MUCHOS MINERALES DE ARCILLA, TALES COMO LA CLORITA Y LA GLAUCONITA, SE RELACIONAN ESTRECHAMENTE CON EL GRUPO DE LAS MICAS.

. *PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS*

APARIENCIA: PARTÍCULA FINO, MEDIO Y GRANDE; COLOR VARIA ENTRE BLANCO, CAFE Y BEIGE.

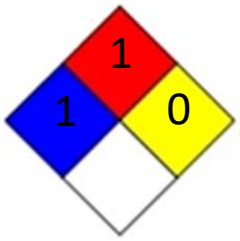
DENSIDAD APARENTE: 40 lb/cu.ft

SOLUBILIDAD: PARCIALMENTE SOLUBLE EN AGUA Y SOLUBLE EN ACEITE

PUNTO DE INFLAMACIÓN: 80°C

APLICACIONES

SÓLIDOS ADICIONADOS A UN FLUIDO DE PERFORACIÓN PARA OBTURAR LA GARGANTA DE LOS POROS O FRACTURAS DE UNA ROCA EXPUESTA, CREANDO ASÍ UN REVOQUE DE FILTRACIÓN PARA PREVENIR LA PÉRDIDA DE LODO ÍNTEGRO O UN FILTRADO EXCESIVO.



PUEDE SER UTILIZADO COMO MANTENIMIENTO EN BAJAS CONCENTRACIONES, PERO EN GRANDES CONCENTRACIONES O PÍLDORAS PUEDE SELLAR GRANDES ÁREAS FRACTURADAS.

PROVEE CONTROL DE PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN CON POCO EFECTO EN LA REOLOGÍA, EL TAMAÑO DE LAS PARTÍCULAS AYUDA A SELLAR LAS ÁREAS DONDE PUEDE OCURRIR PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN Y TAMBIÉN AYUDA A SELLAR FRACTURAS Y FORMACIONES DE POROS.

DOSIFICACIÓN RECOMENDADA

PUEDE SER UTILIZADO EFECTIVAMENTE COMO PÍLDORA, CONCENTRACIONES DE 10 A 30 lbs/bbl; DEBE SER PERFECTAMENTE INTEGRADO AL FLUIDO, BOMBEADAS Y FORZADAS EN LA FORMACIÓN.

MANEJO DEL PRODUCTO

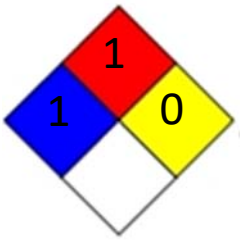
TOMAR LAS PRECAUCIONES NORMALES PARA LA PROTECCIÓN DEL PERSONAL, USO RECOMENDABLE DEL EPP COMPLETO.

PRESENTACIÓN

BOLSAS REFORZADAS DE 50 LIBRAS.

NOMBRE: ***FIBER SEAL F, M, G***

OBTURANTE DE PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN.



DESCRIPCION

FIBRAS MEZCLADAS CON ACEITE HUMECTANTE QUE SON USADOS COMO UN ADITIVO EN LA PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN EN LOS SISTEMAS CONVENCIONALES DE PERFORACIÓN EN FLUIDOS BASE ACEITE OBM Y FLUIDO BASE AGUA WBM.

. *PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS*

APARIENCIA: MEZCLA DE FIBRAS FINO, MEDIO Y GRANDE; COLOR CAFÉ OBSCURO.

DENSIDAD APARENTE: 20 lb/ft^3

SOLUBILIDAD: PARCIALMENTE SOLUBLE EN AGUA Y SOLUBLE EN ACEITE

PUNTO DE INFLAMACIÓN: 135°C

APLICACIONES

UTILIZADO PARA EL CONTROL Y ELIMINACIÓN DE SULFUROS SOLUBLES, TRATAMIENTO DE AGUA Y CONTROLEN LOS AGENTES DE CORROSIÓN.

PROPORCIONA CONTROL EN LA PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN SIN CAUSAR DAÑO EN LAS REOLOGÍAS Y TIENE UN BUEN RENDIMIENTO SIN IMPORTAR LAS ALTAS TEMPERATURAS.

DOSIFICACIÓN RECOMENDADA

SU EFICIENCIA AUMENTA SI ES UTILIZADO COMO PÍLDORA, EN ALTAS CONCENTRACIONES DE 20 A 40 ppb; DEBE SER MEZCLADO RIGUROSAMENTE CON EL FLUIDO, UTILICE LA CONCENTRACIÓN MÁXIMA SIN TENER PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN EL BOMBEO.

UNA PÍLDORA SUFICIENTEMENTE GRANDE DEBE SER USADA PARA CUBRIR LA ZONA DE PÉRDIDA, EN SU PRESENTACIÓN FINA PUEDE SER INTEGRADA POR MEDIO DE TOLVAS CONVENCIONALES.

MANEJO DEL PRODUCTO

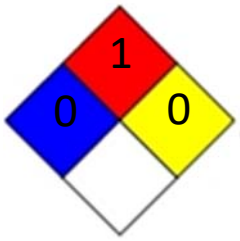
TOMAR LAS PRECAUCIONES NORMALES PARA LA PROTECCIÓN DEL PERSONAL, USO RECOMENDABLE DEL EPP COMPLETO.

PRESENTACIÓN

BOLSAS REFORZADAS DE 25 LIBRAS.

NOMBRE: ***CASCARA DE NUEZ F, M, G***

OBTURANTE DE PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN.



DESCRIPCION

OBTURANTE A BASE DE CÁSCARA DE NUEZ VIENE EN TRES PRESENTACIONES, GRUESO, MEDIANO Y FINO. ES EMPLEADO PARA PREVENIR Y CONTROLAR PERDIDAS DE CIRCULACIÓN DURANTE LA PERFORACIÓN DE POZOS GEOTÉRMICOS Y PETROLÍFEROS, SE PUEDE APLICAR A SISTEMAS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE AGUA WBM Y ACEITE OBM.

. *PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS*

APARIENCIA: POLVO FINO, MEDIO Y GRANDE; COLOR VARIA ENTRE BLANCO Y BEIGE.

PRESIÓN DE RUPTURA: 215-250 kg/m^2

SOLUBILIDAD: PARCIALMENTE SOLUBLE EN AGUA Y SOLUBLE EN ACEITE

VARIACIÓN DE PH: 0-1.0

APLICACIONES

EN SUS TRES PRESENTACIONES ES UN EXCELENTE MATERIAL DE EFICACIA COMPROBADA EN USO PRÁCTICO PARA PERFORAR ZONAS DE ALTA PERMEABILIDAD Y POROSIDAD.

SE HA DISEÑADO PARA PUENTEAR Y SELLAR FORMACIONES PERMEABLES A FIN DE CONTROLAR LAS PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN. ES COMPATIBLE CON LODOS BASE AGUA, ACEITE O SINTÉTICA.

DOSIFICACIÓN RECOMENDADA

SE DEBE AGREGAR AL SISTEMA DEL LODO POR EL EMBUDO O DIRECTAMENTE EN UN PUNTO DONDE HAYA BUENA AGITACIÓN. ES DE MÁXIMA EFICACIA CUANDO SE MANTIENE LA CONCENTRACIÓN ADECUADA EN EL SISTEMA DE CIRCULACIÓN. SE EMPLEA EN UN AMPLIO RANGO DE CONCENTRACIÓN DEPENDIENDO DE LA SEVERIDAD DE LA PÉRDIDA, SE RECOMIENDA EN PÉRDIDAS MENORES DE FLUIDO DE 10 A 40 KG/M3 DE 40 A 10KG/M3 PARA PÉRDIDAS TOTALES DE CIRCULACIÓN SEVERAS.

MANEJO DEL PRODUCTO

TOMAR LAS PRECAUCIONES NORMALES PARA LA PROTECCIÓN DEL PERSONAL, USO RECOMENDABLE DE DEL EPP COMPLETO.

PRESENTACIÓN

SACOS DE 50 LIBRAS.

ALMACÉNELO EN UN ÁREA BIEN VENTILADA, LEJOS DE FUENTES DE CALOR O DE IGNICIÓN

NOMBRE: ***MAGMA FIBER***

OBTURANTE DE PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN.

DESCRIPCION

MATERIAL DE PERDIDA DE CIRCULACIÓN SOLUBLE EN ÁCIDO, ES UNA FIBRA MINERAL DE HILADO DE EXTRUSIÓN ESPECIALMENTE FORMULADA, QUE CUANDO SE ADICIONA Y DISPERSA DENTRO DEL FLUIDO BASE CREA UNA RED CRISTALINA DE FIBRAS A TRAVÉS DE LAS ZONAS DE PERMEABILIDAD Y POROSIDAD ENCONTRADAS PARA REDUCIR LA PÉRDIDA DE FLUIDO COMPLETA EN LA FORMACIÓN. LA PÉRDIDA DE MATERIAL DE CIRCULACIÓN IDET-OBTMAGMA ES UN MATERIAL DE BARRIDO/LCM INERTE, NO IÓNICO Y QUE NO DAÑA, COMPATIBLE CON AGUA DULCE, AGUA SALADA, LODO A BASE DE PETRÓLEO Y EMULSIONES Y FLUIDOS DE FINALIZACIÓN Y REPARACIÓN.

PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS

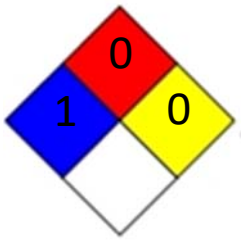
APARIENCIA: FIBRA DE COLOR BLANCO-GRIS/HABANO.

GRAVEDAD ESPECÍFICA: 2.6

VARIACIÓN DE PH: 7.0 – 8.0

APLICACIONES

EL USO DEL MATERIAL DE PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN SOLUBLE EN ÁCIDO MAGMA FIBER FACILITA O AYUDA CON LO SIGUIENTE: FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE AGUA WBM, FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE ACEITE OBM FLUIDOS DE FINALIZACIÓN, ADITIVO DE CEMENTO, MATERIAL DE BARRIDO.



SOLUBLE EN ÁCIDO, COMPATIBLE CON TODOS LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y FINALIZACIÓN, TERMOESTABLE, INERTE Y QUE NO DAÑA, NO SE FERMENTA Y NO ES CORROSIVO, ESTRUCTURA NODULIZADA Y SURFACTANTE RECUBIERTO PARA UNA MEZCLA FÁCIL

DOSIFICACIÓN RECOMENDADA

CONCENTRACIÓN RECOMENDADA 6-84 kg/m3

EL MATERIAL DE PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN SOLUBLE EN ÁCIDO, SE PUEDE AGREGAR DIRECTAMENTE A TRAVÉS DE LA TOLVA. LA NATURALEZA NODULIZADA DEL MATERIAL LO HACE VERTIBLE.

MANEJO DEL PRODUCTO

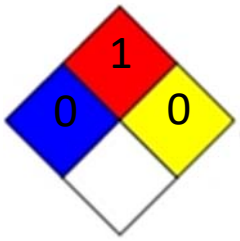
TOMAR LAS PRECAUCIONES NORMALES PARA LA PROTECCIÓN DEL PERSONAL, USO RECOMENDABLE DE DEL EPP COMPLETO.

PRESENTACIÓN

SACOS DE 25 LIBRAS.

NOMBRE: ***HOJUELAS DE ALGODÓN***

OBTURANTE DE PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN.



DESCRIPCION

ES UN COMPUESTO DE CELULOSA Y FIBRA NATURAL BIODEGRADABLE, DISEÑADO ESPECIALMENTE COMO MATERIAL DE PERDIDA DE CIRCULACIÓN, OBTURANDO FRACTURAS EN POZOS DE PERFORACIÓN. SE INCORPORA AL MEDIO AMBIENTE DEGRADÁNDOSE AL MANIPULARSE COMO OBTURANTE EN LA INDUSTRIA DE LA PERFORACIÓN.

PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS

APARIENCIA: FIBRA NATURAL GRANULAR COLOR TABACO

SOLUBILIDAD: NO SOLUBLE EN AGUA

VARIACIÓN DE PH: 0-1.0

APLICACIONES

EL OBTURANTE SE UTILIZA PARA COMBATIR LA PERDIDA DE CIRCULACIÓN, CONSIDERAR IMPORTANTE UTILIZAR EL TAMAÑO Y LA CANTIDAD APROPIADA DEL PRODUCTO, DE ACUERDO A LA SEVERIDAD DE LA PERDIDA. POR TAL, SE RECOMIENDA UTILIZAR UNA COMBINACIÓN APROPIADA DE MATERIALES PARA ASEGURAR UNA DISTRIBUCIÓN DEL TAMAÑO DE LA PARTÍCULA EN LA ZONA A TRATAR.

SI SE DEJARA EN EL LODO DURANTE TIEMPO PROLONGADO EL COTTON SEED HULLS, PUEDE SER SUSCEPTIBLE A LA DEGRADACIÓN BACTERIAL. PARA PREVENIR LA FERMENTACIÓN, SE RECOMIENDA UTILIZAR UN MEDIO ALCALINO (PH > 7).

DOSIFICACIÓN RECOMENDADA

CONCENTRACIÓN RECOMENDADA 50-60 kg/m3

MANEJO DEL PRODUCTO

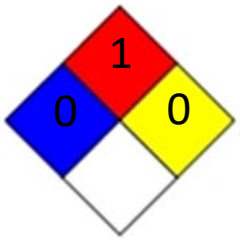
TOMAR LAS PRECAUCIONES NORMALES PARA LA PROTECCIÓN DEL PERSONAL, USO RECOMENDABLE DE DEL EPP COMPLETO.

PRESENTACIÓN

VIENE ENVASADO EN BOLSAS DE 30 LB. DEBE ALMACENARSE A TEMPERATURAS MODERADAS, EN ESPACIOS PROTEGIDOS DEL SOL Y LA LLUVIA, EN UN ÁREA SECA Y BIEN VENTILADA, IMPEDIR LA ABSORCIÓN DE HUMEDAD.

NOMBRE: ***DRILL PAPER***

OBTURANTE DE PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN.



DESCRIPCION

MATERIAL A BASE DE FIBRA CELULÓSICA QUE PUEDE SER UTILIZADO PARA REDUCIR LA PERDIDA DE CIRCULACIÓN EN LOS FLUIDOS BASE AGUA. CUANDO SE COMBINA CON LOS MATERIALES DE PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN DE FIBRAS MÁS GRUESAS, EL DRILL-PAPER PUENTEA RÁPIDAMENTE ENTRE LAS FIBRAS MÁS GRUESAS MEJORANDO EL EFECTO DEL SELLO.

PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS

APARIENCIA: FIBRA NATURAL COLOR GRIS

SOLUBILIDAD: NO SOLUBLE EN AGUA

GRAVEDAD ESPECÍFICA: 1.6

APLICACIONES

PUEDE SER UTILIZADO EN CONCENTRACIONES VARIABLES EN FORMA DE CAPA BABOSA O DE TRATAMIENTO COMO UN ADITIVO PARA TODO EL SISTEMA DE FLUIDO.

PUEDE MEJORAR LA RECUPERACIÓN DE NÚCLEOS EN LAS OPERACIONES DE EXTRACCIÓN DE MUESTRAS.

SE DISPERSA RÁPIDAMENTE. EFICAZ EN ARENAS POROSAS GRAVAS Y TERRENOS FRACTURADOS. COMPATIBLE CON CUALQUIER OTRO PRODUCTO DE PERDIDA DE CIRCULACIÓN. PUEDE SER MEZCLADO EN EL TANQUE O PRESAS DE LODO O AÑADIR DIRECTAMENTE AL HOYO CON LA TUBERÍA AFUERA.

DOSIFICACIÓN RECOMENDADA

CONCENTRACIÓN RECOMENDADA PARA TRATAMIENTO NORMAL 12-42 kg/m3; COMO PÍLDORA 42-115 kg/m3.

MANEJO DEL PRODUCTO

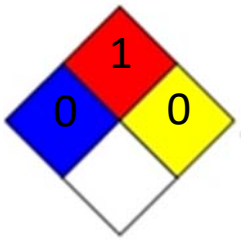
TOMAR LAS PRECAUCIONES NORMALES PARA LA PROTECCIÓN DEL PERSONAL, USO RECOMENDABLE DE DEL EPP COMPLETO.

PRESENTACIÓN

ENVASADO EN BOLSAS DE 30 LB. DEBE ALMACENARSE A TEMPERATURAS MODERADAS, EN ESPACIOS PROTEGIDOS DEL SOL Y LA LLUVIA, EN UN ÁREA SECA Y BIEN VENTILADA, IMPEDIR LA ABSORCIÓN DE HUMEDAD.

NOMBRE: ***CEDAR FIBER***

OBTURANTE DE PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN.



DESCRIPCION

EL PRODUCTO CONSTITUYE UNA MEZCLA EN SACOS DE POLÍMEROS, AGENTES ENTRECRUZADOS Y MATERIALES DE PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN FIBROSOS, DISEÑADOS PARA TAPONAR ZONAS TIPO MATRIZ, FRACTURAS NATURALES O ZONAS FISURADAS. AL ACTIVARSE CON EL TIEMPO Y LA TEMPERATURA, PRODUCE UN GEL GOMOSO, DÚCTIL, ESPONJOSO Y BLANDO QUE PREVIENE EFECTIVAMENTE LA PÉRDIDA DE FLUIDO EN LA FORMACIÓN. EL MATERIAL DE PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN DEL PAQUETE COMPRENDE UNA CELULOSA FIBROSA QUE CONTIENE UNA AMPLIA VARIACIÓN DE TAMAÑOS DE PARTÍCULAS.

. *PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS*

APARIENCIA: POLVO COLOR CAFÉ CLARO

SOLUBILIDAD: SOLUBLE EN AGUA

GRAVEDAD ESPECÍFICA: 1.20

APLICACIONES

EL PRODUCTO PUEDE UTILIZARSE EN CUALQUIER APLICACIÓN DONDE UN TAPÓN DE INYECCIÓN RESULTE BENÉFICO Y RESULTA ESPECIALMENTE VENTAJOSO EN ÁREAS DONDE PREVALEZCA LA PÉRDIDA DE LODO.

TAMBIÉN PUEDE UTILIZARSE PARA DETENER LOS FLUJOS DE AGUA Y ESTABILIZAR LAS SECCIONES DE GRAVA. IGUALMENTE, EFECTIVO TANTO EN POZOS VERTICALES COMO HORIZONTALES.

.

SE UTILIZA PARA DETENER LAS PÉRDIDAS EN ARENAS AGOTADAS Y AISLAR LAS ZONAS DE AGUAS Y AGUA. INCLUSO PUEDE ELIMINAR EL REQUERIMIENTO DE SARTA DE REVESTIMIENTO ADICIONAL.

PUEDE MEZCLARSE YA SEA CON AGUA DULCE, AGUA DE MAR O AGUA SALADA HASTA SU SATURACIÓN. EL AGUA DE MAR Y EL CLORURO DE SODIO TIENDEN A RETARDAR EL TIEMPO DE FRAGUADO DEL ENTRECRUZAMIENTO. EL PRODUCTO PUEDE UTILIZARSE PARA DETENER LAS PÉRDIDAS QUE OCURRAN CON CUALQUIER SISTEMA DE FLUIDO BASE AGUA O BASE NO ACUOSA

DOSIFICACIÓN RECOMENDADA

CONCENTRACIÓN RECOMENDADA 30 kg/m3

MANEJO DEL PRODUCTO

TOMAR LAS PRECAUCIONES NORMALES PARA LA PROTECCIÓN DEL PERSONAL, USO RECOMENDABLE DE DEL EPP COMPLETO.

PRESENTACIÓN

SU PRESENTACIÓN ES EN SACOS DE 30 LB (13 KG). EL PRODUCTO DEBE ALMACENARSE EN UN LUGAR SECO.

NOMBRE; *CARBONATO DE CALCIO F, M, G*

OBTURANTE DE PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN.

DESCRIPCION

CARBONATO DE CALCIO MINERAL ALCALINOTERREO PULVERIZADO, EMPLEADO EN LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE AGUA, BASE ACEITE Y FLUIDOS SINTETICOS PARA EL CONTROLAR LAS PERDIDAS DE CIRCULACION QUE SE PRESENTAN EN LAS FORMACIONES PERMEABLES. EXELENTE COMO MATERIAL DE PUENTEO CUANDO SE PERFORAN FORMACIONES GENERLAMENTE CONTITUIDAS POR ARENISCAS EN LAS ETAPAS SUPERFICIALES DE PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS.

PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS

APARIENCIA: POLVO COLOR BLANCO A GRIS

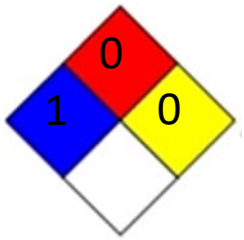
DENSIDAD APARENTE: 2.25 A 2.30 Kg/m3

SOLUBILIDAD EN HCL: >90.0 %

APLICACIONES

AGENTE DE CONTROL DE PERDIDAS DE CIRCULACION PARCIAL Y/O TOTAL COMPATIBLE CON TODOS LOS SISTEMAS DE FLUIDOS BASE AGUA BASE ACEITE Y SINTETICOS. SE AGREGA DE MANERA DIRECTA A LAS PRESAS O A TRAVÉS DEL EMBUDO DE MEZCLADO COMO TRATAMIENTO PREVENTIVO Y/O COMO BACHE CUANDO LA PERDIDA ES SEVERA SU ACCIÓN PUENTEANTE Y SELLANTE PERMITE CONTROLAR LAS PERDIDAS DE CIRCULACIÓN EVITANDO CON ESTO LA POSIBILIDAD DE PEGADURAS DE TUBERÍA POR PRESIÓN DIFERENCIAL, ESPECIALMENTE EN ZONAS PERMEABLES, FRACTURADAS Y DEPRESIONADAS.

LA SELECCIÓN DEL TIPO DE CARBONATO DE CALCIO A UTILIZAR (FINO, MEDIO O GRUESO) DEPENDERÁ DEL GRADO DE SEVERIDAD DE LA PERDIDA, DEL TAMAÑO DE PORO, GRIETA O FRACTURA PRESENTE.



CARBONATO DE CALCIO FINO ES RECOMENDABLE PARA LA GRAN MAYORÍA DE LAS PERDIDAS DE CIRCULACIÓN PARCIAL Y PARA ZONAS DE BAJA PERMEABILIDAD Y EL CARBONATO DE CALCIO MEDIO Y/O GRUESO DEBEN EMPLEARSE EN ZONAS CARBONATADAS Y ALTAMENTE PERMEABLES DONDE LA SEVERIDAD DE LA PERDIDA ES MAYOR. PUEDE TAMBIÉN EMPLEARSE UNA MEZCLA DE ELLOS ENTRE SÍ O EN COMBINACIÓN CON OTRO TIPO DE OBTURANTES

DOSIFICACIÓN RECOMENDADA

COMO MEDIDA PREVENTIVA SE RECOMIENDA ADICIONARLO DE MANERA DIRECTA AL FLUIDO DE PERFORACIÓN EN UN RANGO DE CONCENTRACIONES DE 40.0 A 60 Kg/m3; PARA PÉRDIDAS SEVERAS DEBE EMPLEARSE BACHES DE LODO EN CONCENTRACIONES DE 60.0 A 100.0 Kg/m3.

MANEJO DEL PRODUCTO

TOMAR LAS PRECAUCIONES NORMALES PARA LA PROTECCIÓN DEL PERSONAL, USO RECOMENDABLE DE DEL EPP COMPLETO.

PRESENTACIÓN

SU PRESENTACIÓN ES EN SACOS DE 50 Lb. EL PRODUCTO DEBE ALMACENARSE EN UN LUGAR SECO.

NOMBRE: ***EMULSIFICANTE PRIMARIO***

EMULSIFICANTE PRIMARIO PARA LODOS BASE ACEITE

DESCRIPCION

AGENTE EMULSIFICANTE PRINCIPAL DEL SISTEMA DE EMULSIÓN INVERSA; EL CUAL ESTA FORMULADO CON UNA MEZCLA DE AGENTES EMULSIFICANTES, GELANTES Y HUMECTANTES QUE PROPORCIONAN A LA EMULSIÓN EXCELENTES PROPIEDADES REOLÓGICAS, ALTA ESTABILIDAD TÉRMICA Y CONTROL DE LA FILTRACIÓN A ALTA PRESIÓN ALTA TEMPERATURA.

LA BASE PRINCIPAL DEL IDET MUL 101 ES UNA MEZCLA DE ÁCIDOS GRASOS DE DIFERENTE PESO MOLECULAR QUE AL REACCIONAR CON EL ION CALCIO DE LA CAL FORMA EL AGENTE EMULSIFICANTE PRINCIPAL.

PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS

APARIENCIA: LIQUIDO DE COLOR CAFÉ OSCURO

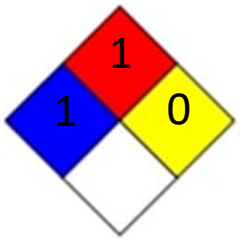
PESO ESPECIFICO: 0.95 – 0.98 Kg/m3

SOLUBILIDAD: PARCIALMENTE SOLUBLE EN AGUA Y SOLUBLE EN ACEITE

PUNTO DE INFLAMACIÓN: 74°C

APLICACIONES

EL IDET MUL 101 ES UTILIZADO COMO EL AGENTE EMULSIFICANTE PRINCIPAL DEL SISTEMA DE EMULSIÓN INVERSA EL CUAL ES AMPLIAMENTE UTILIZADO EN LA PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS, ESPECIALMENTE EN LA PERFORACIÓN DE LUTITAS CON UN ALTO CONTENIDO DE HUMEDAD, LUTITAS ACTIVAS Y DELEZNABLES TÍPICAS DEL TERCIARIO.



PARA LA PREPARACIÓN O MANTENIMIENTO DE EMULSIONES INVERSAS SE REQUIERE MEZCLAR EL IDET MUL 101 CON EL ACEITE (O EMULSIÓN) ANTES DE AGREGAR LA CAL PARA FORMAR EL JABÓN CÁLCICO. ES INDISPENSABLE EL MANTENER UNA BUENA AGITACIÓN MECÁNICA PARA FORMAR UNA EMULSIÓN ESTABLE Y DE PREFERENCIA HABILITAR UN SISTEMA DE RECIRCULACIÓN A TRAVÉS DE BOMBAS CENTRIFUGAS.

TRATAMIENTOS EN EXCESO INCREMENTARAN LA VISCOSIDAD DE LA EMULSIÓN Y ES EFICAZ EN LA PREPARACIÓN DE SALMUERAS DE NaCl Y CaCl2.

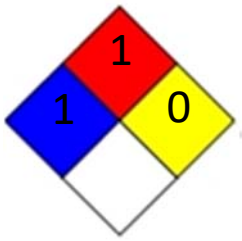
PARA IMPARTIR SUS PROPIEDADES EMULSIFICANTES EL IDET MUL 101 REQUIERE DE CAL PARA LA FORMACIÓN DE LOS JABONES CALCICOS POR LO QUE SE RECOMIENDA ADICIONARLO (CON AGITACIÓN) DIRECTAMENTE A LAS PRESAS ANTES DE AGREGAR LA CAL.

DOSIFICACIÓN RECOMENDADA

ES FUNCIÓN DIRECTA DE LA RELACIÓN ACEITE/AGUA QUE SE ESTE EMPLEANDO, PERO PUEDEN CONSIDERARSE CONCENTRACIONES DEL ORDEN DE 20.0 A 30.0 Lt/m3 O MÁS.

NOMBRE: ***EMULSIFICANTE SECUNDARIO***

EMULSIFICANTE SECUNDARIO PARA LODOS BASE ACEITE



DESCRIPCION

AGENTE EMULSIFICANTE SECUNDARIO DEL SISTEMA DE EMULSIÓN INVERSA EL CUAL ESTA FORMULADO CON UNA MEZCLA DE ÁCIDOS GRASOS Y HUMECTANTES QUE PROPORCIONAN A LA EMULSIÓN EXCELENTES PROPIEDADES REOLÓGICAS, ALTA ESTABILIDAD TÉRMICA Y MEJORA LA HUMECTACIÓN DEL MATERIAL DENSIFICANTE Y DE LOS SÓLIDOS PERFORADOS.

PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS

APARIENCIA: LÍQUIDO DE COLOR VARIABLE DEL ÁMBAR A CAFÉ OBSCURO

PESO ESPECIFICO: 0.94 – 0.95 Kg/m3

SOLUBILIDAD: PARCIALMENTE SOLUBLE EN AGUA Y SOLUBLE EN ACEITE

PUNTO DE INFLAMACIÓN: 95.0°C

APLICACIONES

EL IDET MUL 102 ES EMPLEADO EN LA PREPARACIÓN DE EMULSIONES INVERSAS Y TIENE COMO FUNCIÓN PRINCIPAL LA DE HUMECTAR LOS SÓLIDOS DEL MATERIAL DENSIFICANTE Y LOS SÓLIDOS DE LOS RECORTES PERFORADOS PREVINIENDO DE ESTA FORMA LA DESESTABILIZACIÓN DE LA EMULSIÓN.

A TRAVÉS DE SU EFECTO HUMECTANTE Y DISPERSANTE (REDUCE LA VISCOSIDAD) PERMITE QUE LA EMULSIÓN ACEPTE MAYOR CONTENIDO DE SÓLIDOS E INCREMENTA LA ESTABILIDAD TÉRMICA DE RESISTENCIA A LAS CONTAMINACIONES CON AGUA DE LA FORMACIÓN Y GASES ÁCIDOS.

COADYUVA EN EL CONTROL DE LAS PROPIEDADES DE FILTRACIÓN Y EN CONJUNTO CON LOS DEMÁS ADITIVOS DEL SISTEMA PROVEE UN EFECTO SINERGÉTICO QUE INCREMENTA LA ESTABILIDAD DEL SISTEMA

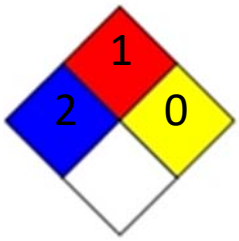
SE ADICIONA DIRECTAMENTE A LAS PRESAS MANTENIENDO BUENA AGITACIÓN MECÁNICA Y/O UN SISTEMA DE RECIRCULACIÓN A TRAVÉS DE BOMBAS CENTRIFUGAS, SE RECOMIENDA NO EXCEDER DE LAS CONCENTRACIONES RECOMENDADAS YA QUE UN EXCESO PUEDE OCASIONAR UN INCREMENTO DE LA VISCOSIDAD.

DOSIFICACIÓN RECOMENDADA

ES FUNCIÓN DIRECTA DE LA RELACIÓN ACEITE/AGUA QUE SE ESTÉ EMPLEANDO Y DE LAS PROPIEDADES REOLÓGICAS QUE SE DESEEN MANEJAR, SIN EMBARGO, LAS CONCENTRACIONES PROMEDIO QUE SE UTILIZAN SON DE 6.0 A 10.0 Lt/m3

NOMBRE: ***REDUCTOR DE FILTRADO***

REDUCTOR DE FILTRADO



DESCRIPCIÓN

IDET FILTRATE ES UN REDUCTOR DE FILTRADO DE TIPO COPOLÍMERO DE PESO MOLECULAR MEDIO DEL GRUPO DE LAS POLIACRILAMIDAS CUYA FUNCIÓN PRINCIPAL ES LA DE CONTROLAR LA PERDIDA DE FILTRADO DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN, REPARACIÓN Y TERMINACIÓN DE POZOS, BASE AGUA.

ESTE PRODUCTO CONTIENE UN ADITIVO ESPECIAL QUE EVITA LA FORMACIÓN DE "OJOS DE PESCADO" AL ADICIONARSE DIRECTAMENTE AL AGUA O AL FLUIDO DE PERFORACIÓN.

ES AMBIENTALMENTE SEGURO, NO ES TOXICO Y PRESENTA ALTA RESISTENCIA A LA DEGRADACIÓN BACTERIANA.

PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS

APARIENCIA: POLVO BLANCO A CREMA

GRAVEDAD ESPECIFICA: 1.04 A 1.06 Kg/m3

SOLUBILIDAD A 30 °C: SOLUBLE

PH (SOLUCIÓN AL 1.0 %): 6.5 A 7.5

APLICACIONES

IDET FILTRATE ES EMPLEADO COMO AGENTE DE CONTROL DE LA FILTRACIÓN DE SISTEMAS DE FLUIDOS BASE AGUA EN GENERAL. ES PARTICULARMENTE EMPLEADO EN SISTEMAS DE BAJO CONTENIDO DE SÓLIDOS, SEMIDISPERSOS Y DISPERSOS.

DE MANERA ADICIONAL INCREMENTA LAS PROPIEDADES REOLÓGICAS DE LOS FLUIDOS Y AYUDA A INHIBIR LA HIDRATACIÓN DE ARCILLAS MEDIANTE EL EFECTO ENCAPSULANTE QUE EVITA LA DISPERSIÓN DE LAS MISMAS.

LA ESTABILIDAD TÉRMICA ES DEL ORDEN DE LOS 200 °C Y RESISTE LAS CONTAMINACIONES DE GASES ÁCIDOS E HIDROCARBUROS.

EN LOS SISTEMAS DE FLUIDOS BASE AGUA ES RECOMENDABLE MANTENER LA DUREZA DE CALCIO Y MAGNESIO POR DEBAJO DE LOS 200 mg/l DANDO TRATAMIENTO CON SODA ASH.

SE ADICIONA DE MANERA LENTA POR EL EMBUDO DE MEZCLADO PARA ASEGURAR SU DISOLUCIÓN EN LA FASE LIQUIDA DEL LODO.

AL REBAJAR CEMENTO CON UN FLUIDO PREPARADO CON PROCAL DAT DEBE DARSE UN TRATAMIENTO PREVIO CON SODA ASH.

DOSIFICACIÓN RECOMENDADA

DEPENDIENDO DEL GRADO DE CONTROL DE FILTRACIÓN Y DEL TIPO DE FLUIDO DE PERFORACIÓN, EL RANGO TÍPICO DE CONCENTRACIONES ES DE 6.0 - 12.0 Kg/m3

NOMBRE: ***CAL (ALCALINIZANTE)***

ALCALINIZANTE

DESCRIPCION

CAL HIDRATADA ES EL NOMBRE CORRIENTE QUE SE LE DA AL HIDRÓXIDO DE CALCIO EL CUAL ES UTILIZADO COMO UN AGENTE ALCALINIZANTE PROVEEDOR DE IONES OH- Y IONES CA++. ES AMPLIAMENTE UTILIZADO EN SISTEMAS DE FLUIDOS DE EMULSIÓN INVERSA, LODOS SINTÉTICOS Y LODOS BASE AGUA.

PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS

APARIENCIA: POLVO DE COLOR BLANCO

PESO ESPECIFICO: 2.2 A 2.6 Kg/m3

SOLUBILIDAD EN AGUA A 20 °C: 0.0165 mg/lt DE AGUA

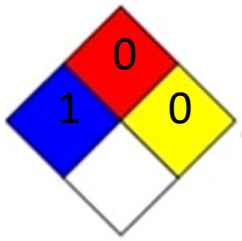
PUNTO DE EBULLICION: 2850°C

PH (SOLUCIÓN AL 1.0 %): 12.2

APLICACIONES

EL IDET OH SE UTILIZA COMO UNA FUENTE DE IONES Ca++ Y OH- EN SISTEMAS DE FLUIDOS DE EMULSIÓN INVERSA, LODOS SINTÉTICOS Y LODOS BASE AGUA (CALCICOS).

ADICIONALMENTE ES UTILIZADO COMO AGENTE FLOCULANTE EN LODOS BENTONÍTICOS, AGENTE DE TRATAMIENTO PARA CARBONATOS SOLUBLES EN LODOS BASE AGUA Y COMO AGENTE DE TRATAMIENTO PARA EL CONTROL DE LOS GASES ÁCIDOS (CO2 Y H2S).



PARA EL CASO DE EMULSIONES INVERSAS EL IDET OH ES EMPLEADO PARA PROVEER IONES CALCIO CAPACES DE FORMAR EL EMULSIFICANTE Y MANTENER LA ALCALINIDAD (EXCESO DE CAL) EN LOS RANGOS ADECUADOS DE ACUERDO AL TIPO DE SISTEMA DE EMULSIÓN QUE SE TRATE.

LA ADICIÓN DEL IDET OH PUEDE REALIZARSE DE UNA MANERA DIRECTA, A TRAVÉS DE EMBUDO DE MEZCLADO O DILUYÉNDOLO CON AGUA EN LA CAJA DE REACTIVOS.

DOSIFICACIÓN RECOMENDADA

PARA EL CASO DE SISTEMAS DE EMULSIÓN INVERSA (LODOS BASE ACEITE) LOS RANGOS TÍPICOS DE CONCENTRACIÓN EMPLEADOS SON DE 15 A 40 Kg/m3.

PARA EL CASO DE PRECIPITACIÓN DE CARBONATOS SOLUBLES Y CONTROL DE LOS GASES ÁCIDOS LAS CONCENTRACIONES TÍPICAS VARÍAN DE 4.0 A 8.0 Kg/m3 DEPENDIENDO DEL GRADO DE CONTAMINACIÓN ESPERADA O PRESENTE EN EL LODO.

EN SISTEMAS DE LODOS SINTÉTICOS LAS CONCENTRACIONES MAS COMÚNMENTE EMPLEADAS SON DEL ORDEN DE 10 A 20 Kg/m3.

NOMBRE: *BARITA*

DENSIFICANTE

DESCRIPCION

PRODUCTO DE ORIGEN NATURAL DE ALTO PESO ESPECÍFICO COMPUESTO PRINCIPALMENTE POR SULFATO DE BARIO (BaSO4) QUE HA SIDO BENEFICIADO A TRAVÉS DE UN PROCESO DE SELECCIÓN Y MOLIENDA PARA SER EMPLEADO COMO AGENTE DENSIFICANTE EN LA GRAN MAYORÍA DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN, TERMINACIÓN Y REPARACIÓN DE POZOS PETROLEROS.

PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS.

APARIENCIA: POLVO CUYO COLOR VARIA DE ACUERDO A LAS IMPUREZAS QUE CONTIENE

PESO ESPECIFICO: 4.20 Kg/m3 MINIMO

DENSIDAD APARENTE: 1.71 A 1.26 KM/M3

PUNTO DE FUSION: 1580 °C

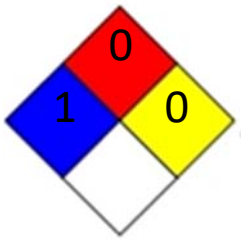
DUREZA DE CALCIO: 250 ppm Max

RET. MALLA 200: 4.0 % Max.

RET. MALLA 325: 8.5% Max.

APLICACIONES

LA BARITA SE UTILIZA PARA AUMENTAR LA DENSIDAD DE LA GRAN MAYORÍA DE LOS LODOS DE PERFORACIÓN, TERMINACIÓN Y REPARACIÓN DE POZOS PETROLEROS. AL AUMENTAR LA DENSIDAD DEL LODO SE INCREMENTA LA PRESIÓN DE COLUMNA HIDROSTÁTICA EN EL POZO, ESTE INCREMENTO CONTRARRESTA LA PRESIÓN DE LA FORMACIÓN EVITANDO DE ESTA FORMA LA ENTRADA DE FLUIDOS DE LA FORMACIÓN AL POZO Y EVITA EL DERRUMBE DE LAS PAREDES DEL MISMO.



LAS MÁXIMAS DENSIDADES QUE SE PUEDEN LOGRAR EN LOS FLUIDOS SON DEL ORDEN DE 2.4 A 2.6 DEPENDIENDO DEL TIPO DE LODO Y DEL CONTENIDO DE SÓLIDOS QUE POSEA EN SU FORMULACIÓN.

POR SUS CARACTERÍSTICAS POCO REACTIVAS ES COMPATIBLE CON CASI TODOS LOS SISTEMAS DE FLUIDOS BASE AGUA Y BASE ACEITE. SIN EMBARGO SE RECOMIENDA ADICIONAR AGUA O ACEITE BASE CADA VEZ QUE SE ADICIONE BARITA AL LODO A FIN DE REPONER EL AGUA O ACEITE PERDIDO PARA HUMECTAR LA BARITA.

SE ADICIONA DIRECTAMENTE A LAS PRESAS O A TRAVÉS DE SILOS Y REQUIERE DE MANTENER AGITACIÓN MECÁNICA MIENTRAS SE ADICIONA A FIN DE EVITAR QUE SE ASIENTE EN EL FONDO DE LAS PRESAS.

DOSIFICACIÓN RECOMENDADA

LA CANTIDAD DE BARITA REQUERIDA PARA INCREMENTAR LA DENSIDAD DEL FLUIDO SE CALCULA COMO SIGUE:

KGS. BARITA m3 DE LODO=(Df – Di) X 1000/ 1- (Df/Db)

NOMBRE: ***VISCOSIFICANTE***

ARCILLA ORGANOFILICA

DESCRIPCION

ARCILLA ORGANOFÍLICA COMPUESTA PRINCIPALMENTE DE ARCILA BENTONITA MODIFICADA CON UNA SAL CUATERNARIA DE AMONIO, LA CUAL ES EMPLEADA COMO VISCOSIFICANTE Y GELANTE EN LOS LODOS BASE ACEITE, DE EMULSIÓN INVERSA Y LODOS DE BASE ACEITE EN GENERAL. INCREMENTA LA CAPACIDAD DE ACARREO DE LOS RECORTES, COADYUVA EN LA FORMACIÓN DEL ENJARRE Y EL CONTROL DE LA FILTRACIÓN Y MEJORA LA ESTABILIDAD DE LAS EMULSIONES INVERSAS.

PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS

APARIENCIA: POLVO DE COLOR BLANCO A CREMA

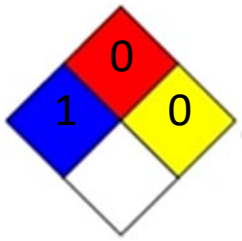
GRAVEDAD ESPECIFICA: 1.55 -1.57 kg/lt

SOLUBILIDAD EN AGUA: INSOLUBLE Y DISPERSABLE EN ACEITE

APLICACIONES

SE EMPLEA COMO AGENTE VISCOSIFICANTE Y GELANTE DE LODOS A BASE DE ACEITE, LODOS DE EMULSIÓN INVERSA Y LODOS SINTÉTICOS. SE ADICIONA DIRECTAMENTE A LAS PRESAS O A TRAVÉS DEL EMBUDO DE MEZCLADO REQUIRIENDO DE AGITACIÓN MECÁNICA PARA LOGRAR DESARROLLAR COMPLETAMENTE SUS PROPIEDADES.

DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN ES COMÚN SU USO EN LA PREPARACIÓN DE BACHES VISCOSOS PARA EFICIENTIZAR LA LIMPIEZA DEL ESPACIO ANULAR Y MEJORAR LAS PROPIEDADES DE FILTRACIÓN Y ESTABILIDAD DE LOS FLUIDOS DE EMULSIÓN INVERSA.



EN LAS OPERACIONES DE TERMINACIÓN ES EMPLEADO EN LA PREPARACIÓN DE BACHES ESPACIADORES PARA LAS OPERACIONES DE DESPLAZAMIENTO DE LODOS Y COMO PARTE INTEGRANTE DE LOS FLUIDOS EMPACADORES A BASE DE ACEITE

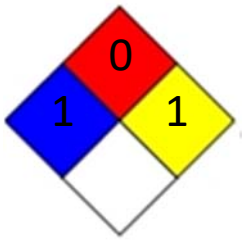
SE RECOMIENDA NO SOBRE TRATAR LOS FLUIDOS SI ESTOS NO HAN SIDO CIRCULADO A TRAVÉS DEL POZO, YA QUE UN EXCESO DE ARCILLA ORGANOFÍLICA PUEDE CAUSAR UN INCREMENTO EXCESIVO DE LA VISCOSIDAD.

DOSIFICACIÓN RECOMENDADA

EN FLUIDOS DE EMULSIÓN INVERSA Y LODOS BASE ACEITE EL RANGO DE CONCENTRACIONES TÍPICOS SON DE 8 a 12 Kg/m3. PARA BACHES ESPACIADORES Y FLUIDOS EMPACADORES LA CONCENTRACIÓN DEPENDERÁ PRINCIPALMENTE DE LAS PROPIEDADES REOLÓGICAS QUE SE DESEEN ALCANZAR, SIN EMBARGO, ES COMÚN UTILIZAR CONCENTRACIONES QUE VAN DE 28.00 A 45.00 Kg/m3

NOMBRE: ***CLORURO DE CALCIO***

AGENTE DE CONTROL DE SALINIDAD Y DE PREPARACIÓN DE SALMUERA



DESCRIPCION

EL CLORURO DE CALCIO ES UN AGENTE DE CONTROL DE LA SALINIDAD DE LA FASE ACUOSA DE LAS EMULSIONES INVERSAS Y FLUIDOS SINTÉTICOS, ES TAMBIÉN UTILIZADO EN LA FORMULACIÓN DE LODOS BASE AGUA SALADOS Y LAS SALMUERAS (FLUIDOS LIMPIOS) EMPLEADAS DURANTE LAS OPERACIONES DE REPARACIÓN Y TERMINACIÓN DE POZOS PETROLEROS.

PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS

APARIENCIA: GRANOS U HOJUELAS DE COLOR BLANCO

GRAVEDAD ESPECIFICA: 2.50 KG/M3

SOLUBILIDAD EN AGUA: MUY SOLUBLE

APLICACIONES

EN LOS SISTEMAS DE EMULSIÓN INVERSA Y FLUIDOS SINTÉTICOS, LA FUNCIÓN PRINCIPAL DEL CaCl2 ES LA DE CONTROLAR MEDIANTE EL FENÓMENO DE OSMOSIS INVERSA LA HIDRATACIÓN DE LAS LUTITAS ACTIVAS HINCHABLES EN AGUA.

EN LAS OP. DE TERMINACIÓN Y REPARACIÓN DE POZOS ES LA BASE PRINCIPAL PARA LA FORMULACIÓN DE SALMUERAS SIMPLES (CaCl2), BINARIAS (CaCl2-CaBr2) Y TRIPLES (CaCl2-CaBr2-ZnBr2) (FLUIDOS LIMPIOS LIBRE DE SÓLIDOS) USADAS EN LAS OPERACIONES DE LAVADO DE POZOS, CONTROL DEL POZO Y FORMULACIÓN DE FLUIDOS EMPACADORES.

EL CLORURO DE CALCIO SE EMPLEA TAMBIÉN EN LA FORMULACIÓN DE LODOS SALADOS Y LODOS INHIBIDOS QUE SON EMPLEADOS PARA LA PERFORACIÓN DE LUTITAS HIDRATABLES EN AGUA.

ES UNA SAL ALTAMENTE HIGROSCÓPICA QUE DESPRENDE CALOR DURANTE EL PROCESO DE DISOLUCIÓN EN AGUA. SE AGREGA DIRECTAMENTE A LAS PRESAS PERO ES PREFERIBLE ADICIONARLO A TRAVÉS DEL EMBUDO DE MEZCLADO.

DOSIFICACIÓN RECOMENDADA

LA CONCENTRACIÓN RECOMENDADA DEPENDERÁ DE LA SALINIDAD REQUERIDA PARA CONTROLAR LA ACTIVIDAD DE LA LUTITA Y/O DE LA DENSIDAD DE LA SALMUERA QUE REQUIERA EL POZO DURANTE LAS OPERACIONES DE TERMINACIÓN Y REPARACIÓN DE POZOS.

NOMBRE: ***DIESEL***

HIDROCARBURO

DESCRIPCION

MEZCLA DE HIDROCARBUROS PARAFÍNICOS, OLEFÍNICOS, Y AROMÁTICOS, DERIVADOS DEL PROCESAMIENTO DEL PETRÓLEO CRUDO. SE EMPLEA COMO COMBUSTIBLE AUTOMOTRIZ. SU CONTENIDO MÁXIMO DE AZUFRE TOTAL, ES DE 15.0 MG/KG.

PROPIEDADES FISICAS Y QUIMICAS

ESTADO FÍSICO: LIQUIDO

TEMPERATURA DE INFLAMACIÓN: 45 MIN

TEMPERATURA DE EBULLICIÓN: 275

SOLUBILIDAD EN AGUA: INSOLUBLE

COLOR: AMARILLO

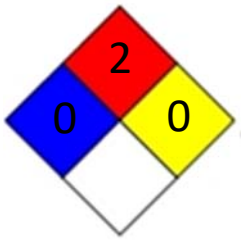
PUNTO DE FUSIÓN: ND

OLOR: CARACTERÍSTICO A PETRÓLEO

DENSIDAD: <1.0

CALOR DE COMBUSTIÓN: 11200 BTU/lb

FLOTA EN EL AGUA. SE EVAPORA EN UN DÍA DEL AGUA O DE LA SUPERFICIE DEL SUELO. CANTIDADES IMPORTANTES PUEDEN PENETRAR EN EL SUELO Y PODRÍAN CONTAMINAR LAS AGUAS SUBTERRÁNEAS.



SUS PRINCIPALES CONSTITUYENTES SON BIODEGRADABLES, PERO CONTIENEN COMPONENTES QUE SON PERSISTENTES EN EL MEDIO AMBIENTE. SE OXIDA RÁPIDAMENTE EN CONTACTO CON EL AIRE, POR REACCIÓN FOTOQUÍMICA.

.

LC50: CANTIDAD NORMAL DE PRODUCTO NECESARIO PARA PREPARAR UN ENSAYO DE EXTRACCIÓN EN UN MEDIO ACUOSO.

IC50: CANTIDAD NORMAL DE PRODUCTO NECESARIO PARA PREPARAR ENSAYO DE EXTRACCIÓN EN FASE ACUOSA. AUNQUE ESTE PRODUCTO CONTIENE COMPONENTES QUE CUMPLEN LOS CRITERIOS PARA SU CLASIFICACIÓN COMO PELIGROSOS AL MEDIO AMBIENTE SE CONSIDERA QUE POR SU RÁPIDA EVAPORACIÓN NO ES PROBABLE QUE REPRESENTE UN RIESGO SIGNIFICATIVO.

NOMBRE: *BENTONITA*

VISCOSIFICANTE

DESCRIPCION

ES UNA ARCILLA COLOIDAL PLÁSTICA (SILICATO DE ALUMINIO HIDRATADO) CON UN ALTO CONTENIDO DE MONTMORILLONITA SODICA. AGENTE VISCOSIFICANTE FORMADOR DE ENJARRE Y AGENTE DE SUSPENSIÓN EMPLEADO EN FLUIDOS BASE AGUA. CUMPLE CON ESPECIFICACIONES API PARA BENTONITAS TRATADAS.

COMPOSICIÓN QUÍMICA

SiO_2 62-64 %

Al_2O_3 24-27 %

Fe_2O_3 - 2.5 %

CaO 1.8-2.2 %

MgO 2-2.3 %

Na_2O 2.2-2.8 %

K_2O 0.7 % APROX.

TiO_2 0.2 % APROX.

PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS

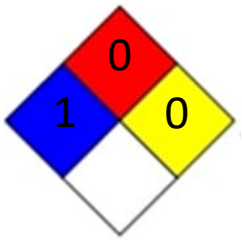
APARIENCIA: POLVO DE COLOR VARIABLE (DEL GRIS CREMA A ROSA)

PESO ESPECIFICO: 2.45 A 2.55 g/cc

PUNTO DE FUSION: 1900 °C

SOLUBILIDAD EN AGUA DULCE: DISPERSABLE

PH (SOLUCION 1%): 7.00 a 9.00



APLICACIÓN

SE UTILIZA, PARA INCREMENTAR LA CAPACIDAD DE LIMPIEZA DEL AGUJERO, CONSTRUIR ENJARRE Y REDUCIR LA PERDIDA DE FILTRADO HACIA LA FORMACIÓN EN LODOS DE AGUA DULCE. EN LODOS DE AGUA SALADA ES NECESARIO PREHIDRATAR CON AGUA DULCE ANTES DE AGREGAR.

DOSIFICACIÓN RECOMENDADA

SE UTILIZA DEPENDIENDO DE LAS PROPIEDADES QUE SE REQUIERAN EN EL FLUIDO A PREPARAR. LAS CONCENTRACIONES PROMEDIO OSCILAN ENTRE LOS 40 Y 80 Kg/m3 DE LODO.

NOMBRE: ***SOSA CAUSTICA (ALCALINIZANTE)***

ALCALINIZANTE

DESCRIPCION

ES EL NOMBRE COMÚN EMPLEADO PARA EL HIDRÓXIDO DE SODIO (NaOH). ES GENERALMENTE UTILIZADO PARA INCREMENTAR LA ALCALINIDAD DE LOS FLUIDOS BASE AGUA (INCREMENTAR PH).

PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS.

APARIENCIA: CRISTALES BLANCOS EN HOJUELAS O PERDIGONES

OLOR: INODORO

PESO ESPECIFICO: 2.13

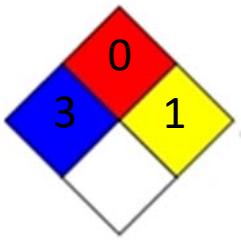
SOLUBILIDAD EN AGUA (30°C): 119 g/100 ml AGUA

PH (SOLUCIÓN 1%): 13

APLICACIÓN

LA SOSA CÁUSTICA ES EMPLEADA PARA CONTROLAR EL PH DE LOS LODOS BASE AGUA A FIN DE MEJORAR LA EFICIENCIA DE CIERTOS PRODUCTOS COMO LOS LIGNOSULFONATOS Y LIGNITOS, TAMBIÉN ES USADA PARA REDUCIR O CONTROLAR EL DESARROLLO BACTERIANO QUE DEGRADA LOS ADITIVOS ORGÁNICO O POLÍMEROS.

REDUCE LA SOLUBILIDAD DE METALES ALCALINOTÉRREOS COMO EL CALCIO O MAGNESIO A FIN DE MINIMIZAR LOS EFECTOS QUE CAUSAN ESTOS SOBRE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN.



.

LA SOSA CÁUSTICA TAMBIÉN ES USADA PARA EL CONTROL DE CORROSIÓN, YA QUE REACCIONA CON GASES ÁCIDOS COMO EL CO2 Y EL H2S.

DOSIFICACIÓN RECOMENDADA

SE UTILIZA LA CANTIDAD DE SOSA REQUERIDA EN FUNCIÓN DE LA ALCALINIDAD INICIAL, Y DEL PH DESEADO EN EL SISTEMA DE FLUIDOS. SE RECOMIENDA DILUIR PRIMERO EN AGUA Y LUEGO AÑADIRLA LENTAMENTE. EL RANGO DE CONCENTRACIONES PROMEDIO VARIA DE 1.0 A 4.0 kg/m3.

NOMBRE: ***CLORURO DE POTASIO***

ELECTROLITO

DESCRIPCION

CLORURO DE POTASIO ES EL PRODUCTO DE LA REACIÓN DEL ACIDO CLORHIDRICO NEUTRALIZADO CON POTASA CAUSTICA, SE EMPLEA COMO APOYO PARA LA INHIBICION DE LUTITAS EN FLUIDOS DE PERFORACION BASE AGUA Y DE EMULSION INVERSA, ASI COMO PARA PREPARAR SALMUERAS PARA EL LAVADO DE POZOS Y FLUIDOS EMPACANTES EN LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN REPARACIÓN Y TERMINACION DE POZOS.

PROPIEDADES FISICAS Y QUIMICAS

APARIENCIA: CRISTALES

GRAVEDAD ESPECÍFICA: 1,984

PUNTO DE FUSION: 776 °C

PUNTO DE EBULLICION: 1500°C

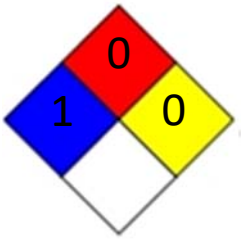
SOLUBILIDAD EN AGUA: SOLUBLE

APLICACIONES

ES USADO COMO ELECTROLITO EN LAS FORMULACIONES DE LOS FLUIDOS DE EMULSÍON INVERSA CUANDO SE REQUIEREN SALINIDADES MENORES DE 200,000 ppm.

ES UTILIZADO COMO COMPLEMENTO EN LAS FORMULACIONES DE LOS FLUIDOS BASE AGUA POLIMERICOS INHIBIDOS.

PARA LA PREPARACIÓN DE SALMUERAS CON DENSIDADADES MENORES 1.20 gr/cc PARA EL LAVADO DE POZOS Y COMO FLUIDO EMPACANTE EN LA ETAPA DE TERMINACION DE POZOS.



EN LA REPARACIÓN DE POZS ES UTILIZADO EN LA COLOCACIÓN DE TAPONES DE SAL PARA EL CONTROL DEL POZO EN LA ZONA PRODUCTORA.

EL CLORURO DE SODIO SE EMPLEA TAMBIÉN EN LA FORMULACIÓN DE LODOS SALADOS Y LODOS INHIBIDOS QUE SON EMPLEADOS PARA LA PERFORACIÓN DE LUTITAS HIDRATABLES EN AGUA.

SE AGREGA DIRECTAMENTE A LAS PRESAS PERO ES PREFERIBLE ADICIONARLO A TRAVÉS DEL EMBUDO DE MEZCLADO.

DOSIFICACIÓN RECOMENDADA

EL RANGO DE CONCENTRACIONES PUEDE VARIAR DE ACUERDO A LA DENSIDAD DE LA SALMUERA A PREPARAR, SIN EMBARGO EL RANGO DE CONCENTRACIONES MAS COMÚNMENTE UTILIZADAS ES DEL ORDEN DE 100.0 – 356.0 Lt/m3

CUANDO SE UTILICE PARA LA COLOCACION DE TAPÓN DE SAL, VARIA DE ACUERDO A LA GEOMETRIA DEL POZO Y LA LONGUITUD DEL TAPÓN.

NOMBRE: ***PAC-R (REDUCTOR DE FILTRADO)***

VISCOSIFICANTE Y AGENTE DE CONTROL DE PERDIDA DE FILTRADO

DESCRIPCION

EL PAC R ES UNA CELULOSA POLIANIÓNICA DE ALTO PESO MOLECULAR, POLÍMERO SOLUBLE EN AGUA, EMPLEADO PARA INCREMENTAR LA VISCOSIDAD EN LOS FLUIDOS DE CONTROL CON FASE CONTINUA ACUOSA. CELULOSA POLIANIÓNICA REGULAR DE GRADO TÉCNICO UTILIZADO PARA INCREMENTAR LA VISCOSIDAD Y CONTROLAR LA PERDIDA DE FILTRADO DE LOS SISTEMAS DE LODOS BASE AGUA DULCE Y AGUA SALADA. COADYUVA EN LOS SISTEMAS DE LODOS INHIBIDOS EVITANDO LA DISPERSIÓN DE LOS SÓLIDOS PERFORADOS A TRAVÉS DE UN MECANISMO DE ENCAPSULAMIENTO. ES BIODEGRADABLE Y NO ES TOXICA AL MEDIO AMBIENTE. .

PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS

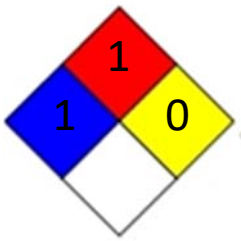
APARIENCIA: POLVO DE COLOR BLANCO CREMOSO

PESO ESPECIFICO: 1.50 –1.60 Kg/m3

SOLUBILIDAD EN AGUA: 100%

PH (SOLUCIÓN AL 1%): 6.0-8.0

ES EMPLEADO EN LODOS INHIBIDOS DE BAJO CONTENIDO DE SÓLIDOS Y SEMIDISPERSOS PARA AYUDAR A CONTROLAR LA DISPERSIÓN DE LOS RECORTES DE PERFORACIÓN Y PRESENTA UNA ESTABILIDAD TÉRMICA DEL ORDEN DE 160 °C.



APLICACIONES

IDET PAC-R, ES UTILIZADO COMO AGENTE DE CONTROL DE FILTRADO Y COMO VISCOSIFICANTE EN LODOS DE AGUA DULCE, AGUA SALADA Y AGUA DE MAR. CUANDO SE USA EN ESTE ULTIMO TIPO DE LODO ES RECOMENDABLE DAR TRATAMIENTO CON SODA ASH PARA EFECTOS DE SUAVIZARLA.

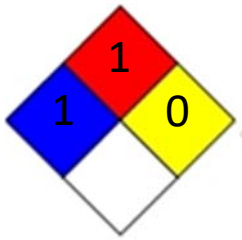
LA ADICIÓN DEL PROTEPAC R DEBE REALIZARSE A TRAVÉS DEL EMBUDO DE MEZCLADO A UNA VELOCIDAD LENTA CON EL FIN DE EVITAR LA FORMACIÓN DE GRUMOS (OJOS DE PESCADO).

DOSIFICACIÓN RECOMENDADA

SE RECOMIENDA EMPLEARLO EN UNA CONCENTRACIÓN DE 4.0 A 12.0 Kg/m3 DEPENDIENDO DE LA CONCENTRACIÓN DE BENTONITA Y DEL TIPO DE LODO. PARA EL CASO DE FLUIDOS LIBRES DE SÓLIDOS LA CONCENTRACIÓN PUEDE VARIAR DEPENDIENDO DE LA VISCOSIDAD QUE SE DESEA ALCANZAR.

NOMBRE: ***PAC-LV (REDUCTOR DE FILTRADO)***

VISCOSIFICANTE Y AGENTE DE CONTROL DE PERDIDA DE FILTRADO



DESCRIPCION

CELULOSA POLIANIÓNICA DE ALTA VISCOSIDAD DE GRADO TÉCNICO UTILIZADA PARA INCREMENTAR LA VISCOSIDAD Y CONTROLAR LA PERDIDA DE FILTRADO DE LOS SISTEMAS DE LODOS BASE AGUA DULCE Y AGUA SALADA. COADYUVA EN LOS SISTEMAS DE LODOS INHIBIDOS EVITANDO LA DISPERSIÓN DE LOS SÓLIDOS PERFORADOS A TRAVÉS DE UN MECANISMO DE ENCAPSULAMIENTO. ES BIODEGRADABLE Y NO ES TOXICA AL MEDIO AMBIENTE.

ES EMPLEADO EN LODOS INHIBIDOS DE BAJO CONTENIDO DE SÓLIDOS Y SEMIDISPERSOS PARA AYUDAR A CONTROLAR LA DISPERSIÓN DE LOS RECORTES DE PERFORACIÓN Y PRESENTA UNA ESTABILIDAD TÉRMICA DEL ORDEN DE 160 °C.

AMPLIAMENTE USADA PARA VISCOSIFICAR FLUIDOS LIBRES DE SÓLIDOS EN LAS OPERACIONES DE TERMINACIÓN DE POZOS Y EN LA PREPARACIÓN DE BACHES VISCOSOS PARA LOS DESPLAZAMIENTOS DE LODO.

PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS.

APARIENCIA: POLVO DE COLOR BLANCO CREMOSO

PESO ESPECIFICO: 1.50 –1.60 Kg/m3

SOLUBILIDAD EN AGUA: 100%

PH (SOLUCION AL 1%): 6.0 – 8.0

APLICACIONES

IDET PAC-LV, ES UTILIZADO COMO AGENTE DE CONTROL DE FILTRADO Y COMO VISCOSIFICANTE EN LODOS DE AGUA DULCE, AGUA SALADA Y AGUA DE MAR. CUANDO SE USA EN ESTE ULTIMO TIPO DE LODO ES RECOMENDABLE DAR TRATAMIENTO CON SODA ASH PARA EFECTOS DE SUAVIZARLA.

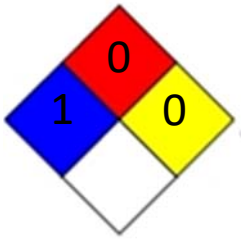
LA ADICIÓN DEL IDET PAC-LV DEBE REALIZARSE A TRAVÉS DEL EMBUDO DE MEZCLADO A UNA VELOCIDAD LENTA CON EL FIN DE EVITAR LA FORMACIÓN DE GRUMOS (OJOS DE PESCADO).

DOSIFICACIÓN RECOMENDADA

SE RECOMIENDA EMPLEARLO EN UNA CONCENTRACIÓN DE 4.0 A 8.0 Kg/m3 DEPENDIENDO DE LA CONCENTRACIÓN DE BENTONITA Y DEL TIPO DE LODO. PARA EL CASO DE FLUIDOS LIBRES DE SÓLIDOS LA CONCENTRACIÓN PUEDE VARIAR DEPENDIENDO DE LA VISCOSIDAD QUE SE DESEA ALCANZAR.

NOMBRE: ***INHIBIDOR DE ARCILLAS***

INHIBIDOR DE ARCILLA



DESCRIPCIÓN

ES UN PRODUCTO BIODEGRADABLE NO TOXICO AMIGABLE AL MEDIO AMBIENTE QUE MEJORA LA ESTABILIDAD DEL AGUJERO PERFORADO A TRAVÉS DE UN MECANISMO DE INHIBICIÓN DE LA HIDRATACIÓN DE LAS LUTITAS (ARCILLAS). PROVEE ADEMÁS PROPIEDADES LUBRICANTES E INHIBE EL EMBOLAMIENTO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN Y LA FORMACIÓN DE ESPUMA. ES EMPLEADO EN LODOS DE AGUA DULCE, LODOS DE AGUA SALADA Y LODOS CALCIOS. PRESENTA EXCELENTE RESISTENCIA TÉRMICA Y RESISTENCIA A LOS IONES CALCIO Y MAGNESIO. ES COMPLETAMENTE COMPATIBLE CON OTROS ADITIVOS INHIBIDORES DE LA HIDRATACIÓN DE ARCILLAS.

PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS.

PARIENCIA: LIQUIDO DE COLOR VARIABLE DEL AMARILLO AL ÁMBAR

PESO ESPECIFICO: 1.08 A 1.15 g/cc

SOLUBILIDAD EN AGUA: VARIABLE

PH (SOLUCIÓN 1%): 13

APLICACIONES

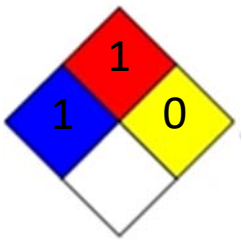
SE RECOMIENDA UTILIZAR EN SISTEMAS DE LODOS INHIBIDOS BASE AGUA DULCE, LODOS POLIMÉTRICOS, LODOS DE ALTA SALINIDAD Y LODOS A BASE DE AGUA DE MAR, EN POZOS DE MEDIA O ALTA TEMPERATURA. PUEDE SER EMPLEADO EN SUSTITUCIÓN DE LODOS DE EMULSIÓN INVERSA EN SITIOS DONDE SE REQUIERE UN CONTROL ESTRICTO DEL ENTORNO ECOLÓGICO Y CUANDO SE REQUIERE EVITAR INTERFERENCIAS EN LA INTERPRETACIÓN DE LOS REGISTROS ELÉCTRICOS DE LA FORMACIÓN PRODUCTORA CAUSADOS POR EL EMPLEO DE HIDROCARBUROS EN LA FORMULACIÓN DEL LODO.

DOSIFICACIÓN RECOMENDADA

8 – 20 lt./m3 DEPENDIENDO DE LA ACTIVIDAD DE LA LUTITA Y DE LOS REQUERIMIENTOS PROPIOS DEL SISTEMA DE FLUIDO.

NOMBRE: ***LUBRICANTE***

LUBRICANTE DE PRESION EXTREMA



DESCRIPCION

MEZCLA DE AGENTES TENSO ACTIVOS NO TÓXICOS, BIODEGRADABLES Y DISPERSABLES EN AGUA QUE REDUCEN LOS COEFICIENTES DE FRICCIÓN (TORQUE) ENTRE LA SARTATUBERÍA DE REVESTIMIENTO, SARTA-PARED DE AGUJERO DESCUBIERTO Y REDUCE EL ARRASTRE DE LA HERRAMIENTA AL SACAR TUBERÍA. SE EMPLEA EN LODOS BASE AGUA DULCE, POLIMÉRICOS Y LODOS BASE AGUA SALADA, REDUCE TAMBIÉN LAS PEGADURAS POR PRESIÓN DIFERENCIAL Y EL EMBOLAMIENTO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN AL PERFORAR ZONAS DE LUTITAS ACTIVAS Y CON ALTO CONTENIDO DE HUMEDAD (LUTITAS GUMBO).

PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS

APARIENCIA: LIQUIDO VISCOSO DE COLOR ÁMBAR

PESO ESPECIFICO: 0.98 A 1.06 Kg/m3

SOLUBILIDAD EN AGUA: LIGERAMENTE SOLUBLE

PH AL 1%SOL: 8.0 – 9.0

APLICACIONES

SE EMPLEA EN TODOS LOS LODOS BASE AGUA EN DONDE SE REQUIERA REDUCIR EL TORQUE, ARRASTRE, EMBOLAMIENTO Y FRICCIONES DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN.

PUEDE AGREGARSE DIRECTAMENTE A LAS PRESAS O A TRAVÉS DEL EMBUDO DE MEZCLADO REQUIRIENDO DE BUENA AGITACIÓN PARA SU INTEGRACIÓN EN EL SISTEMA DE LODO. LAS PROPIEDADES REOLÓGICAS DE LOS LODOS NO SE VEN AFECTADAS DE MANERA SIGNIFICATIVA.

DOSIFICACIÓN RECOMENDADA

SE RECOMIENDA UTILIZAR EN CUALQUIER TIPO DE LODOS BASE AGUA EN UNA CONCENTRACIÓN QUE VARIA DE 0.5 A 2.0 % vol., LA CONCENTRACIÓN DEBE INCREMENTARSE DE ACUERDO A LOS REQUERIMIENTOS DE TORQUES, FRICCIONES Y EMBOLAMIENTOS QUE SE OBSERVEN DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN.

NOMBRE: ***BARITA***

DENSIFICANTE

DESCRIPCIÓN

PRODUCTO DE ORIGEN NATURAL DE ALTO PESO ESPECÍFICO COMPUESTO PRINCIPALMENTE POR SULFATO DE BARIO (BaSO4) QUE HA SIDO BENEFICIADO A TRAVÉS DE UN PROCESO DE SELECCIÓN Y MOLIENDA PARA SER EMPLEADO COMO AGENTE DENSIFICANTE EN LA GRAN MAYORÍA DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN, TERMINACIÓN Y REPARACIÓN DE POZOS PETROLEROS.

PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS.

APARIENCIA: POLVO CUYO COLOR VARIA DE ACUERDO A LAS IMPUREZAS QUE CONTIENE

PESO ESPECIFICO: 4.20 Kg/m3 MINIMO

DENSIDAD: 1.71 A 1.26 kg/m3

PUNTO DE FUSION: 1580 Oc

DUREZA DE CALCIO: 250 ppm Max

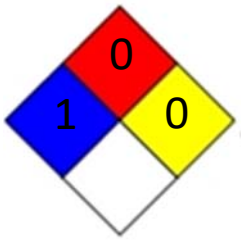
RET. MALLA 200: 4.0 % Max.

RET. MALLA 325: 8.5 % Min.

APLICACIONES

LA BARITA SE UTILIZA PARA AUMENTAR LA DENSIDAD DE LA GRAN MAYORÍA DE LOS LODOS DE PERFORACIÓN, TERMINACIÓN Y REPARACIÓN DE POZOS PETROLEROS.

AL AUMENTAR LA DENSIDAD DEL LODO SE INCREMENTA LA PRESIÓN DE COLUMNA HIDROSTÁTICA EN EL POZO, ESTE INCREMENTO CONTRARRESTA LA PRESIÓN DE LA FORMACIÓN EVITANDO DE ESTA FORMA LA ENTRADA DE FLUIDOS DE LA FORMACIÓN AL POZO Y EVITA EL DERRUMBE DE LAS PAREDES DEL MISMO.



LAS MÁXIMAS DENSIDADES QUE SE PUEDEN LOGRAR EN LOS FLUIDOS SON DEL ORDEN DE 2.4 A 2.6 DEPENDIENDO DEL TIPO DE LODO Y DEL CONTENIDO DE SÓLIDOS QUE POSEA EN SU FORMULACIÓN.

POR SUS CARACTERÍSTICAS POCO REACTIVAS ES COMPATIBLE CON CASI TODOS LOS SISTEMAS DE FLUIDOS BASE AGUA Y BASE ACEITE. SIN EMBARGO SE RECOMIENDA ADICIONAR AGUA O ACEITE BASE CADA VEZ QUE SE ADICIONE BARITA AL LODO A FIN DE REPONER EL AGUA O ACEITE PERDIDO PARA HUMECTAR LA BARITA.

SE ADICIONA DIRECTAMENTE A LAS PRESAS O A TRAVÉS DE SILOS Y REQUIERE DE MANTENER AGITACIÓN MECÁNICA MIENTRAS SE ADICIONA A FIN DE EVITAR QUE SE ASIENTE EN EL FONDO DE LAS PRESAS.

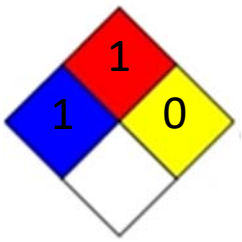
DOSIFICACIÓN RECOMENDADA

LA CANTIDAD DE BARITA REQUERIDA PARA INCREMENTAR LA DENSIDAD DEL FLUIDO SE CALCULA COMO SIGUE:

KGS. BARITA m3 DE LODO=(Df – Di) X 1000/ 1- (Df/Db)

NOMBRE: ***DETERGENTE***

REDUCTOR DE TENSION SUPERFICIAL



DESCRIPCION

AGENTES TENSOACTIVOS NO IONICOS Y NO TÓXICOS BIODEGRADABLES Y DISPERSABLES EN AGUA QUE REDUCEN LA TENSION SUPERFICIAL EVITANDO LA ATRACCION ENTRE SI DE LOS RECORTES ARCILLOSOS, REDUCE TAMBIÉN LAS PEGADURAS POR PRESIÓN DIFERENCIAL Y EL EMBOLAMIENTO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN AL PERFORAR ZONAS DE LUTITAS ACTIVAS Y CON ALTO CONTENIDO DE HUMEDAD (LUTITAS GUMBO).

PUEDE AGREGARSE DIRECTAMENTE A LAS PRESAS O A TRAVÉS DEL EMBUDO DE MEZCLADO REQUIRIENDO DE BUENA AGITACIÓN PARA SU INTEGRACIÓN EN EL SISTEMA DE LODO. LAS PROPIEDADES REOLÓGICAS DE LOS LODOS NO SE VEN AFECTADAS DE MANERA SIGNIFICATIVA.

PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS

APARIENCIA: LIQUIDO VISCOSO DE COLOR ÁMBAR

PESO ESPECIFICO: 0.98 A 1.02 Kg/m3

SOLUBILIDAD EN AGUA: SOLUBLE

PH AL 1%SOL: 8.0 – 9.0

APLICACIONES

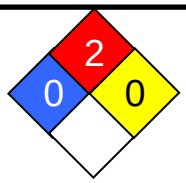
SE EMPLEA EN TODOS LOS LODOS BASE AGUA EN DONDE SE REQUIERA REDUCIR LA TENSION SUPERFICIAL

DOSIFICACIÓN RECOMENDADA

SE RECOMIENDA UTILIZAR EN CUALQUIER TIPO DE LODOS BASE AGUA EN UNA CONCENTRACIÓN QUE VARIA DE 0.5 A 2.0 % vol., LA CONCENTRACIÓN DEBE INCREMENTARSE DE ACUERDO A LOS REQUERIMIENTOS DE TORQUES, FRICCIONES Y EMBOLAMIENTOS QUE SE OBSERVEN DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN.

PEMEX-REFINACIÓN
REFINERÍA "GRAL. LÁZARO CÁRDENAS"
UNIDAD DE SEG. IND. Y PROTEC. AMB.

HOJA DE DATOS DE SEGURIDAD PARA SUBSTANCIAS*



VER DESCRIPCIÓN DE RIESGO EN SECCION XIII

Grado de riesgo	
4	Grave
3	Serio
2	Moderado
1	Ligero
0	Mínimo

DIESEL (PEMEX)

Número de HDSS:		Revisión:	1	Fecha:	10/10/12

Nota: Leer y comprender esta hoja de datos antes de manipular o disponer del producto.

SECCIÓN I. DATOS DE LA EMPRESA

FABRICANTE:

PEMEX - REFINACIÓN
REFINERÍA "GRAL. LÁZARO CÁRDENAS"
AV. SALVADOR DÍAZ MIRÓN Y AV. 1° DE MAYO # 119,
MINATITLÁN, VERACRUZ
C.P. 96740

CONSULTAS A HOJAS DE DATOS:

Unidad de Seguridad Industrial y Protección Ambiental
Teléfono: (01-922)-225-0018 Fax: (01-922)-225-0024

EN CASO DE EMERGENCIA LLAMAR A [1]SETIQ:

Interior de la República: 01-800-00-214-00 (las 24 hrs.)
En el Distrito Federal: 5559-15-88 (las 24 hrs.)
Para llamadas originadas en cualquier parte, llame a: (011-52) 5550-1496, (4885, 1552,1485).

EN CASO DE EMERGENCIA LLAMAR A CENACOM: (las 24 hrs.)
En el interior de la República: 01-800-00-413-00.
En el Distrito Federal: 5550-1496, (4885, 1552, 1485).

ASISTENCIA TÉCNICA:
Gerencia de Control de Producción.
Teléfono: (0155)-254-47-35

SECCIÓN II. DATOS GENERALES DEL PRODUCTO.

Nombre químico	Diesel altamente hidrodesulfurado	Fórmula química	
Nombre común	Diesel automotriz de bajo azufre	Estado físico	Líquido
Sinónimo	Aceite combustible automotriz Aceite combustible de bajo azufre	Clasificación DOT[2]	Clase 3 – Líquidos Inflamables Div. 3.3
		Respuesta inicial SETIQ	Guía 128

Descripción general del producto: Mezcla de hidrocarburos parafínicos, olefínicos, nafténicos y aromáticos, derivados del procesamiento del petróleo crudo. Se emplea como combustible automotriz.

SECCIÓN III. IDENTIFICACIÓN DE COMPONENTES

Componente	% (Vol, Peso)	Número CAS[3]	Número ONU[4]	CPT[5]/CCT[6] (ppm)	IPVS[7]	Grado de riesgo			
						S[8]	I[9]	R[10]	E[11]
Diesel Sin	100	7727-37-9	1202	100		0	2	0	
Aromáticos	30v. máx.								
Azufre	0.05p. máx	7704-34-9	2448	10 mg/m³		2	1	0	

1 **S**istema de **E**mergencias en el **T**ransporte para la **I**ndustria **Q**uímica
2 Clasificación del **D**epartamento de **T**ransporte de U.S.
3 **C**hemical **A**bstract **S**ervice Number
4 Número asignado por la **O**rganización de las **N**aciones **U**nidas
5 **C**oncentración **P**romedio **P**onderada en el **T**iempo (TWA)
6 **C**oncentración para **C**orto **T**iempo (STEL)
7 **I**nmediatamente **P**eligrosa para la **V**ida o la **S**alud
8 Grado de Riesgo a la **S**alud
9 Grado de Riesgo de **I**nflamabilidad
10 Grado de Riesgo de **R**eactividad
11 Grado de Riesgo **E**special

SECCIÓN IV. PROPIEDADES FÍSICO-QUÍMICAS

Peso Molecular	Variable	% de volatilidad	ND
Temperatura de ebullición (°C)	288 - 338	Olor	Característico del petróleo
Temperatura de fusión (°C)	ND	Color	Amarillo claro
Densidad de vapor (Aire = 1)	4	Solubilidad en agua	Insoluble
Densidad relativa (H_2O = 1) 20/4 ^oC	0.841	Vel. Evaporación	< 1.0
Presión de vapor (mlb/in^2)	0.1-0.6	Índice de Cetano	48 mín.

SECCIÓN V. RIESGOS DE FUEGO Y EXPLOSIÓN

Temperatura de inflamación (°C)	38 - 52	Límites de inflamabilidad o explosividad (%)	Inferior:	1.3
Temperatura de autoignición (°C)	ND		Superior:	6.0

Medio de extinción.-
En incendios pequeños: emplear polvo químico seco, agua en forma de rocío, espuma o bióxido de carbono.
En incendios grandes: emplear agua en forma de rocío o espuma regular; no utilizar chorro de agua.

Equipo de protección personal.-
Utilizar equipo de respiración autónomo y traje de protección completo.
El personal que efectúa labores de combate de incendio en edificios o en áreas confinadas donde se almacena este producto, debe emplear equipo de respiración autónomo y traje de protección completo.

Procedimiento y precauciones especiales en el combate de incendios.-
Utilizar agua en forma de rocío para enfriar contenedores y estructuras expuestas, y para proteger al personal que intenta eliminar la fuga. Enfríe los contenedores con agua, aún después de que el fuego haya sido extinguido.
Eliminar la fuente de fuga si es posible hacerlo sin riesgo, y eliminar las fuentes de ignición cercanas.
Si la fuga o derrame no se ha incendiado, utilice agua en forma de rocío para dispersar los vapores.
Permitir que el fuego arda bajo condiciones controladas, o extinguir empleando polvo químico seco o espuma.
Tratar de cubrir el líquido derramado con espuma, evitando introducir agua directamente dentro del contenedor.
En caso de incendio masivo, utilice soportes fijos para las mangueras o los chiflones reguladores; si no es posible, retírese del área y deje que arda.
Aislar el área de peligro, mantener alejadas a las personas innecesarias y evitar situarse en las zonas bajas.
Retírese de inmediato en caso de que aumente el sonido de los dispositivos de alivio de presión, o cuando el contenedor empiece a decolorarse. Manténgase siempre alejado de los extremos de los tanques.

Condiciones que conducen a otros riesgos especiales.-
Esta substancia puede almacenar cargas electrostáticas debidas al flujo o movimiento.
Los recipientes que hayan almacenado este producto pueden contener residuos de él, por lo que no deben presurizarse, calentarse, cortarse, soldarse o exponerse a flamas u otras fuentes de ignición.
Los contenedores pueden explotar cuando se calientan.
Los vapores pueden viajar a una fuente de ignición y regresar con flama.

Productos de la combustión nocivos para la salud.-
La combustión de esta substancia genera monóxido de carbono y bióxido de carbono.

SECCIÓN VI. RIESGOS DE REACTIVIDAD

Estabilidad.-
Esta substancia es estable.

Incompatibilidad (substancia a evitar).-
Evitar las fuentes de calor, chispas y flamas abiertas.
Evitar el contacto con materiales oxidantes fuertes, tales como el ácido nítrico.

Descomposición en componentes o productos peligrosos.-
La combustión de esta substancia genera monóxido de carbono y bióxido de carbono.

Polimerización espontánea.-
Esta substancia no presenta polimerización.

SECCIÓN VII. RIESGOS A LA SALUD

EFECTOS POR EXPOSICIÓN AGUDA.

Ingestión.-
La ingestión de esta substancia provoca vómito, depresión del sistema nervioso central y dolor de cabeza.
Si espontáneamente se presenta el vómito, no permita que éste se aspire hacia los pulmones, ya que una pequeña cantidad aspirada puede resultar en neumonitis química y edema o hemorragia pulmonar.

Inhalación.-
La aspiración de vapores puede irritar nariz y garganta; y causar tos y malestar en el pecho.
Esta substancia tiene efectos anestésicos.

Piel (contacto y absorción).-
Exposiciones breves pueden resecar la piel.
Exposiciones repetidas o prolongadas pueden irritar la piel y causar dermatitis.

Contacto con los ojos.-
La exposición a líquido y vapores de esta substancia puede causar irritación a los ojos.

CONSIDERACIONES ESPECIALES.

Cancerígeno ☐
Mutagénico ☐
Teratogénico ☐
Otros* ☐

*Indicar: _____

Instituciones que clasifican (NIOSH, OSHA, ACGIH. Incluir NOM-010-STPS):
_____
_____
_____

La OSHA "Occupational Safety and Health Administration", la ACGIH "American Conference of Governmental Industrial Hygienists" y la NOM 010-STPS-1994 "Relativa a las condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se produzcan, almacenen o manejen substancias químicas capaces de generar contaminación en el medio ambiente laboral", no consideran cancerígena a esta substancia.

PROCEDIMIENTO DE EMERGENCIA Y PRIMEROS AUXILIOS.

Contacto con los ojos.-
Verificar y retirar lentes de contacto.
En caso de contacto con los ojos, lavar inmediatamente con agua limpia corriente por lo menos durante 15 minutos, o hasta que la irritación disminuya.
Si la irritación persiste aún después del lavado, solicitar atención médica inmediata.

Contacto con la piel.-
Retirar inmediatamente y confinar la ropa y el calzado contaminados.
Lavar la parte afectada con abundante agua, empleando jabón si se encuentra disponible.
Lavar ropa y calzado antes de reusarlos.
Mantener a la víctima abrigada y en reposo.
En caso de que la víctima presente algún síntoma anormal o si la irritación persiste después del lavado, obtener atención médica inmediata.

Ingestión.-
Mantener a la víctima abrigada y en reposo.
Mantener a la víctima acostada de lado, de esta manera disminuirá la posibilidad de aspiración de la substancia ingerida hacia los pulmones en caso de vómito.
No provocar vómito por ser peligrosa la aspiración del líquido hacia los pulmones.
Si espontáneamente se presenta el vómito, observar si existe dificultad para respirar.
Solicitar atención médica inmediatamente.

Inhalación.-
Retirar a la víctima a un lugar bien ventilado y donde se respire aire fresco.
Si la víctima respira con dificultad, administrar Oxígeno.
Si la víctima no respira, aplicar respiración artificial.
¡CUIDADO! el método de respiración artificial de boca a boca puede ser peligroso para la persona que lo aplica, ya que ésta puede inhalar materiales tóxicos.
Mantenga a la víctima abrigada y en reposo.
Solicitar atención médica inmediata.

Otros riesgos o efectos a la salud.-
No se tiene información.

Datos para el Médico.-
El personal médico debe tener conocimiento de la identidad y características de esta substancia.

Antídoto (dosis, en caso de existir).-
No se tiene información.

SECCIÓN VIII. INDICACIONES EN CASO DE FUGA O DERRAME

Generales.-
Llamar primeramente al número telefónico de respuesta en caso de emergencia.
Eliminar las fuentes de ignición cercanas.
No tocar ni caminar sobre el producto derramado.
Detener la fuga en caso de poder hacerlo sin riesgo.
De ser posible, los recipientes que lleguen a fugar deben ser trasladados a una área bien ventilada y alejada del resto de las instalaciones y de fuentes de ignición, el producto deberá trasegarse a otros recipientes que se encuentren en buenas condiciones, observando los procedimientos establecidos para esta actividad.
Mantener alejado al personal que no participa directamente en las acciones de control; aislar el área de riesgo y prohibir el acceso.
Permanecer fuera de las zonas bajas y en un sitio donde el viento sople a favor.
Debe evitarse la introducción de este producto a vías pluviales, alcantarillas, sótanos o espacios confinados.
En caso de fugas o derrames pequeños, cubrir con arena u otro material absorbente no combustible.
Aislar inmediatamente el área de fuga o derrame a por lo menos 50 metros a la redonda.

Cuando se trate de derrames mayores, tratar de confinarlo, recoger el producto y colocarlo en tambores para su disposición posterior.
En caso de emplear equipos de bombeo para recuperar el producto derramado, éste debe ser a prueba de explosión.
Utilice herramientas antichispas para recoger el material derramado.
Ventile los espacios cerrados antes de entrar.
El agua en forma de rocío puede reducir los vapores, pero no puede prevenir su ignición en espacios cerrados.
Todo el equipo que se use para el manejo de esta substancia, debe estar conectado eléctricamente a tierra.

Recomendaciones para evacuación.-
En caso de un derrame grande, considere la evacuación inicial de por lo menos 300 metros a favor del viento.
En caso de que un tanque, carrotanque o autotanque que contenga este producto esté involucrado en un incendio, debe aislarse y evacuar 800 metros a la redonda.

SECCIÓN IX. PROTECCIÓN PERSONAL

Equipo de protección personal.-
La selección del equipo de protección personal varia dependiendo de las condiciones de uso.

Respiratorio.-
La concentración en el aire determina el tipo de protección que es necesaria; utilice solo equipo de respiración aprobado por NIOSH.
Cuando la fuga o derrame genera vapores o neblinas de esta substancia, debe emplearse equipo de respiración autocontenido. En derrames pequeños puede substituirse el equipo de respiración autocontenido por otro equipo de respiración aprobado.

Ojos.-
No utilizar lentes de contacto cuando se trabaje con esta substancia.
Donde el contacto es poco probable, pero que puede ocurrir como resultado de exposiciones cortas utilizar gafas de seguridad con protección lateral contra productos químicos.
Donde es probable el contacto con los ojos repetido o prolongado, utilice gafas de seguridad con protección lateral, mangas largas y guantes resistentes a productos químicos, si es necesario utilice pantalla facial.

Manos.-
Cuando se trabaje con esta substancia, utilizar guantes resistentes a productos químicos.
Dependiendo de las condiciones de uso puede ser necesario el empleo del equipo de protección personal adicional tal como delantal, protección a los brazos, botas, overoles, etc. que eviten el contacto de la sustancia con la piel.
Utilice ropa protectora contra los productos químicos.

Controles de ingeniería.-
En el área donde se maneje este producto, debe considerarse la colocación de estaciones de regaderas-lavaojos en sitios estratégicos. Las estaciones deben estar accesibles, operables en todo momento y bien identificadas.

Ventilación.-
Debe trabajarse en áreas bien ventiladas.
Debe proveerse ventilación mecánica cuando se maneje esta substancia en espacios confinados..
Debe emplearse equipo de ventilación mecánica a prueba de explosión.
Las muestras de laboratorio deben manejarse en una campana de extracción.

SECCIÓN X. INFORMACIÓN SOBRE TRANSPORTACIÓN

1.-Las unidades de arrastre de autotransporte y ferroviarias empleadas en el transporte de substancias peligrosas, deben cumplir lo dispuesto en las Normas Oficiales Mexicanas aplicables, emitidas por la Secretaría de Comunicaciones y Transportes.

2.-Las unidades de autotransporte y ferroviarias empleadas en el transporte de substancias peligrosas, deben usar carteles de identificación; y deben portar el número con el que las Naciones Unidas clasifica al producto que se transporta. Estas indicaciones deben apegarse a los modelos que se indican en la NOM-003-SCT2-1994.

3.-Antes de iniciar las operaciones de llenado, debe verificarse que el contenedor esté limpio, seco y en condiciones apropiadas para la recepción del producto.

4.-Todos los envases y embalajes; así como las unidades destinadas al transporte terrestre de productos peligrosos, deben inspeccionarse periódicamente para garantizar sus condiciones óptimas. Para fines de esta inspección, deben emplearse como referencia las Normas Oficiales Mexicanas aplicables de la Secretaría de Comunicaciones y Transportes, entre las que se pueden citar las siguientes: NOM-006-SCT2-1994; NOM-020-SCT2-1995; NOM-032.SCT2-1995; y NOM-045-SCT2-1996.

5.-Esta Hoja de Datos de Seguridad de Substancias, debe portarse siempre en la unidad de arrastre.

SECCIÓN XI. INFORMACIÓN SOBRE ECOLOGÍA

Disponer apropiadamente de los productos y materiales contaminados usados en las maniobras de limpieza de fugas o derrames.
Consultar a las agencias locales reguladoras en materia ambiental, para determinar los procedimientos de disposición apropiados.

SECCIÓN XII. INFORMACIÓN SOBRE MANEJO Y ALMACENAMIENTO

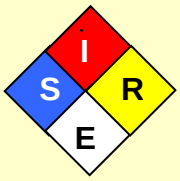
El personal no debe ingerir alimentos, beber o fumar durante el manejo de esta substancia.
El personal no debe emplear lentes de contacto cuando maneja este producto, ya que pueden contribuir a la severidad de daño a los ojos.
Deben evitarse temperaturas extremas en el almacenamiento de esta substancia; almacenar en contenedores cerrados, fríos, secos, aislados, en áreas bien ventiladas y alejados del calor, fuentes de ignición y productos incompatibles.
No almacenar en contenedores sin etiquetas; los recipientes que contengan esta substancia deben almacenarse separados de los vacíos y de los parcialmente vacíos.
No debe emplearse este producto para limpiar equipos, ropa o la piel.
El almacenamiento de pequeñas cantidades de este producto, debe hacerse en contenedores de seguridad.
La ropa y trapos contaminados, deben estar libres de este producto antes de almacenarlos o reusarlos.
Trabajar a favor del viento durante la limpieza de derrames.
Los equipos empleados para el manejo de esta substancia, deben estar debidamente aterrizados.
No utilice presión para vaciar los contenedores.
Los recipientes que hayan almacenado este producto pueden contener residuos de él, por lo que no deben presurizarse, calentarse, cortarse, soldarse o exponerse a flamas u otras fuentes de ignición.

SECCIÓN XIII. INFORMACIÓN ADICIONAL

Referencias.-

NOM-018-STPS-2000 “Sistema para la identificación y comunicación de peligros y riesgos por sustancias químicas peligrosas en los centros de trabajo”.
NOM-010-STPS-1999, "Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se manejen, transporten, procesen o almacenen sustancias químicas capaces de generar contaminación en el medio ambiente laboral“.
Guía de Respuesta a Emergencias en Norteamérica, Departamento de transportación, 2000, (GRENA).
NIOSH, OSHA, “Pocket Guide to Chemical Hazards”, “International Chemical Safety Cards”

Nivel de Riesgo



(S) Riesgo a la salud (color azul)		(I) Riesgo de inflamabilidad (color rojo)		(R) Riesgo de reactividad (Color amarillo)		(E) Riesgo especial (Color blanco)	
4	Fatal	4	Extremadamente inflamable	4	Puede detonar	OXI	Oxidante
3	Extremadamente riesgoso	3	Inflamable	3	Puede detonar pero requiere de fuente de ignición	ACID	Ácido
2	Ligeramente riesgoso	2	Combustible	2	Cambio químico violento	ALC	Alcalino
1	Riesgoso	1	Combustible si se calienta	1	Inestable si se calienta	CORR	Corrosivo
0	Material normal	0	No se quema	0	Estable	W	No usar agua
							Material radiactivo

Control de revisiones

Revisión	Fecha	Motivo
0	30-11-2005	Primera elaboración conforme la NOM-018-STPS-2000.
1	16-10-2012	Primera revisión

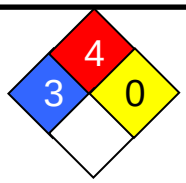
Abreviaturas

SETIQ: Sistema de Emergencia para el Transporte de la Industria Química
CENACOM: Centro Nacional de Comunicación
NIOSH: National Institute for Occupational Safety and Health
OSHA: Occupational Safety and Health Administration.

Esta hoja fue revisada por el personal de seguridad industrial y salud ocupacional en octubre del 2012.

PEMEX-REFINACIÓN
REFINERÍA "GRAL. LÁZARO CÁRDENAS"
UNIDAD DE AUDITORIA DE SEG. IND. Y PROTEC. AMB.

HOJA DE DATOS DE SEGURIDAD PARA SUBSTANCIAS*



VER DESCRIPCIÓN DE RIESGO EN SECCION XIII

Grado de riesgo	
4	Grave
3	Serio
2	Moderado
1	Ligero
0	Mínimo

GAS NATURAL

Número de HDSS:		Revisión:	1	Fecha:	09/10/12

Nota: Leer y comprender esta hoja de datos antes de manipular o disponer del producto.

SECCIÓN I. DATOS DE LA EMPRESA

FABRICANTE:

PEMEX - REFINACIÓN
REFINERÍA "GRAL. LÁZARO CÁRDENAS"
AV. SALVADOR DÍAZ MIRÓN Y AV. 1° DE MAYO # 119,
MINATITLÁN, VERACRUZ
C.P. 96740

CONSULTAS A HOJAS DE DATOS:

Unidad de Seguridad Industrial y Protección Ambiental
Teléfono: (01-922)-225-0018 Fax: (01-922)-225-0024

EN CASO DE EMERGENCIA LLAMAR A [1]SETIQ:

Interior de la República: 01-800-00-214-00 (las 24 hrs.)
En el Distrito Federal: 5559-15-88 (las 24 hrs.)
Para llamadas originadas en cualquier parte, llame a: (011-52) 5550-1496, (4885, 1552,1485).

EN CASO DE EMERGENCIA LLAMAR A CENACOM: (las 24 hrs.)
En el interior de la República: 01-800-00-413-00.
En el Distrito Federal: 5550-1496, (4885, 1552, 1485).

ASISTENCIA TÉCNICA:
Gerencia de Control de Producción.
Teléfono: (0155)-254-47-35

SECCIÓN II. DATOS GENERALES DEL PRODUCTO.

Nombre químico	Metano	Fórmula química	CH_4
Nombre común	Gas natural	Estado físico	Gas
Sinónimo	Metano Metil hidrido	Clasificación DOT[2]	Clase 2 Gases Inflamables. División 2.1
		Respuesta inicial SETIQ	Guía 115

Descripción general del producto: Gas incoloro e inodoro (olorizado a ercaptano). El gas natural puede encenderse por calor, fuego o flama.

SECCIÓN III. IDENTIFICACIÓN DE COMPONENTES

Componente	% (Vol, Peso)	Número CAS[3]	Número ONU[4]	CPT[5]/CCT[6] (ppm)	IPVS[7]	Grado de riesgo			
						S[8]	I[9]	R[10]	E[11]
Gas natural	100 v.	74-82-8	1972			1	4	0	
Metano	95-100v.	74-82-8	1972			1	4	0	
Etano	0-5v.	74-84-0	1035			1	4	0	
H_2S	4.4 ppm	7783-06-4	1053						
Azufre total	200 ppm v.	7704-34-9	2448			2	1	0	

1 **S**istema de **E**mergencias en el **T**ransporte para la **I**ndustria **Q**uímica
2 Clasificación del **D**epartamento de **T**ransporte de U.S.
3 **C**hemical **A**bstract **S**ervice Number
4 Número asignado por la **O**rganización de las **N**aciones **U**nidas
5 **C**oncentración **P**romedio **P**onderada en el **T**iempo (TWA)
6 **C**oncentración para **C**orto **T**iempo (STEL)
7 **I**nmediatamente **P**eligrosa para la **V**ida o la **S**alud
8 Grado de Riesgo a la **S**alud
9 Grado de Riesgo de **I**nflamabilidad
10 Grado de Riesgo de **R**eactividad
11 Grado de Riesgo **E**special

SECCIÓN IV. PROPIEDADES FÍSICO-QUÍMICAS

Peso Molecular	18 (aprox)	% de volatilidad	100
Temperatura de ebullición (°C)	-161	Color	incoloro
Temperatura de fusión (°C)	-183.20	Olor	Inodoro (odorizado a ercaptano)
Densidad de l líquido (lb/in^2 a -164 °C)	0.42	Solubilidad en agua	Insoluble
Densidad relativa (H_2O = 1) 20/4 °C	0.62	pH	ND

SECCIÓN V. RIESGOS DE FUEGO Y EXPLOSIÓN

Temperatura de inflamación (°C)	-187.8	Límites de inflamabilidad o explosividad (% vol. en aire)	Inferior:	5.3
Temperatura de autoignición (°C)	537		Superior:	14

Medio de extinción.-
Incendios pequeños.- Utilizar polvo químico seco, bióxido de carbono, espuma o agua en forma de rocío.
Incendios grandes.- Utilizar agua en forma de rocío, niebla o espuma.
No utilizar chorro de agua.

Equipo de protección personal.-
Utilizar equipo de respiración autónomo y traje de protección completo cuando se maneje el gas.
Utilizar equipo de respiración autónomo y traje de protección especial cuando se maneje el gas criogénico.

Procedimiento y precauciones especiales en el combate de incendios.- El gas natural puede encenderse por calor, fuego o flama. Los contenedores pueden explotar cuando se calientan. Los cilindros rotos pueden proyectarse. No extinguir el fuego si la fuente de gas no puede eliminarse. Enfriar los contenedores y estructuras con volúmenes abundantes de agua, aún después de que el fuego haya sido extinguido. Cuando el fuego involucra tanques, apagarlo desde la máxima distancia o utilizar soportes autónomos para mangueras o pitones reguladores. Retirarse de inmediato en caso de aumentar el sonido de los dispositivos de alivio de presión o cuando empiece a decolorarse el tanque. Mantenerse siempre alejado de los extremos de los tanques.

Condiciones que conducen a otros riesgos especiales.- Los vapores forman mezclas explosivas con aire a temperatura ambiente. Los vapores pueden viajar a una fuente de ignición y retroceder con flamas. Los vapores de gas licuado son inicialmente mas pesados que el aire.

Productos de la combustión nocivos para la salud.-
Monóxido de carbono y bióxido de carbono.

SECCIÓN VI. RIESGOS DE REACTIVIDAD

Estabilidad.-
Esta substancia es estable.

Incompatibilidad (substancia a evitar).-
Evite el contacto con peróxidos, plásticos, bióxido de cloro y calor.

Descomposición en componentes o productos peligrosos.-
La combustión de esta substancia genera monóxido de carbono y bióxido de carbono.

Polimerización espontánea/condiciones a evitar.-
Este producto no presenta riesgos de polimerización.

SECCIÓN VII. RIESGOS A LA SALUD

EFECTOS POR EXPOSICIÓN AGUDA.

Ingestión.-
No aplica por su estado físico.

Inhalación.-
Los vapores pueden causar mareo o sofocación. Es un asfixiante simple, reduce la concentración de oxígeno en el aire causando carencia del mismo. Puede tener efectos perjudiciales al sistema nervioso central, los cuales pueden incluir excitación, euforia, dolor de cabeza, mareos, adormecimiento, visión nublada, fatiga, convulsiones, pérdida de consciencia, coma, paro respiratorio y la muerte. Los alcanos inferiores son gases asfixiantes que desplazan al oxígeno y pueden también causar anemia y arritmia cardiaca.

Piel (contacto y absorción).-
Puede causar irritación
Congelamiento

Contacto con los ojos.-
Dolor ocular intenso, conjuntivitis aguda, formación de leucoma, cataratas y atrofia de la retina e iris.

EFECTOS POR EXPOSICIÓN CRÓNICA.
No se presenta.

CONSIDERACIONES ESPECIALES.

Cancerígeno ☐
Mutagénico ☐
Teratogénico ☐
Otros* ☐

*Indicar: _____

Instituciones que clasifican (NIOSH, OSHA, ACGIH. Incluir NOM-010-STPS):
_____
_____
_____

La OSHA "Occupational Safety and Health Administration", la ACGIH "American Conference of Governmental Industrial Hygienists" y la NOM 010-STPS-1994 "Relativa a las condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se produzcan, almacenen o manejen substancias químicas capaces de generar contaminación en el medio ambiente laboral", no consideran cancerígena a esta substancia.

PROCEDIMIENTO DE EMERGENCIA Y PRIMEROS AUXILIOS.

Contacto con los ojos.-
Retirar y remover lentes de contacto en su caso.
Lavar inmediatamente con abundante agua por al menos 15 minutos.
Los párpados deben sostenerse fuera del globo ocular para asegurar un buen lavado.
Solicitar atención médica de inmediato.

Contacto con la piel.-
Mantener caliente el área afectada
Sumergir el área afectada en agua tibia, si es posible.
Solicitar atención médica de inmediato.

Inhalación.-
Mover a la víctima a un lugar bien ventilado.
En caso de que la víctima no respire aplique respiración artificial, si la respiración es dificultosa administrar oxígeno.
Solicitar atención médica de inmediato.

Otros riesgos o efectos a la salud.-
El personal médico debe tener conocimiento de la identidad y características de este producto.

Datos para el Médico.-
No se tiene información.

Antídoto (dosis, en caso de existir).-
No se tiene información

SECCIÓN VIII. INDICACIONES EN CASO DE FUGA O DERRAME

Generales.-
Llamar primeramente al número telefónico de respuesta en casos de emergencia.
Eliminar la fuga si es posible hacerlo sin riesgo. Elimine todas las fuentes de ignición, cigarros, cerillos, flamas, etc.
Si la fuga no se ha incendiado, ventile el área y utilice agua en forma de rocío para dispersar el gas y proteger al personal que realiza acciones para eliminar la fuga.
Aísle el área por lo menos 100 m a la redonda hasta que el gas se haya dispersado.
En caso de fuego no extinguirlo, si la fuente de la fuga no ha sido detenida primeramente.
Aislar el área de peligro.
Mantener alejadas a las personas que no intervienen en las maniobras de control
No dirija agua a la fuente de la fuga o a las válvulas de relevo de presión, puede haber congelamiento.
Mantenerse siempre alejado de los extremos de los tanques.
Retirarse de inmediato en caso de aumentar el sonido de los dispositivos de alivio de presión o se empiece a decolorar el tanque.

Recomendaciones para evacuación.-
Aísle de inmediato el área de la fuga, por lo menos 100 m a la redonda.
Considere una evacuación inicial de por lo menos 800 m en dirección del viento.
En caso de que un tanque, carrotanque o autotanque este involucrado en un incendio, considerar una evacuación inicial de 1600 m a la redonda.

.

SECCIÓN IX. PROTECCIÓN PERSONAL

Equipo de protección personal.-
La selección del equipo de protección personal varia dependiendo de las condiciones de uso.

Respiratorio.-
Puede ser necesario el empleo de equipos de protección respiratoria aprobado por NIOSH para prevenir la sobre exposición por inhalación.
Los respiradores purificadores de aire no protegen a los trabajadores en atmósferas deficientes de oxígeno.

Ojos.-
Utilizar gafas de seguridad con protección lateral contra productos químicos, de ser necesario utilice pantalla facial.
No utilizar lentes de contacto cuando se trabaje con esta substancia.

Manos.-
Evitar el contacto con esta substancia.
Cuando se trabaje con esta substancia, utilizar guantes contra sustancias químicas mangas largas y guantes resistentes a productos químicos.
Utilice ropa protectora contra los productos químicos.

Controles de Ingeniería.-
Proveer ventilación que aseguren mantener la exposición por debajo de su TWA.
En el área donde se maneje este producto, debe considerarse la colocación de estaciones de regaderas-lavaojos en sitios estratégicos. Las estaciones deben estar accesibles, operables en todo momento y bien identificadas.
Evitar llama abierta, NO producir chispas y NO fumar. Sistema cerrado, ventilación, equipo eléctrico y de alumbrado a prueba de explosiones

Ventilación.-
Debe trabajarse en áreas bien ventiladas.
Debe proveerse ventilación mecánica cuando se trate de espacios confinados.
Debe emplearse equipo de ventilación mecánica a prueba de explosión.
Las muestras de laboratorio deben manejarse en una campana de extracción.

SECCIÓN X. INFORMACIÓN SOBRE TRANSPORTACIÓN

1.- Etiquetado: Metano, Clase 2 -Gases Inflamables-Div.2.1, UN 1972

2.-Las unidades de arrastre de autotransporte y ferroviarias empleadas en el transporte de substancias peligrosas, deben cumplir lo dispuesto en las Normas Oficiales Mexicanas aplicables, emitidas por la Secretaría de Comunicaciones y Transportes.

3.-Antes de iniciar las operaciones de llenado, debe verificarse que el contenedor esté limpio, seco y en condiciones apropiadas para la recepción del producto.

4.-Todos los envases y embalajes; así como las unidades destinadas al transporte terrestre de productos peligrosos, deben inspeccionarse periódicamente para garantizar sus condiciones óptimas. Para fines de esta inspección, deben emplearse como referencia las Normas Oficiales Mexicanas aplicables de la Secretaría de Comunicaciones y Transportes, entre las que se pueden citar las siguientes: NOM-006-SCT2-1994; NOM-020-SCT2-1995; NOM-032-SCT2-1995; y NOM-045-SCT2-1996.

5.-Esta Hoja de Datos de Seguridad de Substancias, debe portarse siempre en la unidad de arrastre.

SECCIÓN XI. INFORMACIÓN SOBRE ECOLOGÍA

Si la instalación cuenta con un "Plan de contingencias por substancias químicas", active este plan.
Tome acciones inmediatas para contener y eliminar la fuga.
Llame al departamento contraincendio local o en su caso al "Sistema de Emergencias en el Transporte para la Industria Química" SETIQ.

SECCIÓN XII. INFORMACIÓN SOBRE MANEJO Y ALMACENAMIENTO

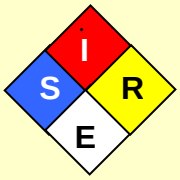
Los contenedores vacíos pueden contener residuos inflamables, combustibles o explosivos, por lo que no deben cortarse, soldarse, taladrarse o calentarse.
Almacénese en lugares frescos, secos y bien ventilados.
Los contenedores deben estar bien cerrados y fuera del alcance de la luz del sol.
Evítense los daños físicos a los contenedores.
Todos los equipos que manejen esta substancia deben estar aterrizados.
Color de Almacenamiento.- Rojo Flamable
Proveer ventilación mecánica cuando se trabaje en espacios confinados.
El NEC clasifica a las áreas donde se maneja esta substancia como Clase I, Grupo D.
Manténganse alejados de flamas, altas temperaturas y de cualquier fuente de ignición.

SECCIÓN XIII. INFORMACIÓN ADICIONAL

Referencias.-

NOM-018-STPS-2000 “Sistema para la identificación y comunicación de peligros y riesgos por sustancias químicas peligrosas en los centros de trabajo”.
NOM-010-STPS-1999, "Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se manejen, transporten, procesen o almacenen sustancias químicas capaces de generar contaminación en el medio ambiente laboral“.
Guía de Respuesta a Emergencias en Norteamérica, Departamento de transportación, 2000, (GRENA).
NIOSH, OSHA, “Pocket Guide to Chemical Hazards”, “International Chemical Safety Cards”

Nivel de Riesgo



(S) Riesgo a la salud (color azul)		(I) Riesgo de inflamabilidad (color rojo)		(R) Riesgo de reactividad (Color amarillo)		(E) Riesgo especial (Color blanco)	
4	Fatal	4	Extremadamente inflamable	4	Puede detonar	OXI	Oxidante
3	Extremadamente riesgoso	3	Inflamable	3	Puede detonar pero requiere de fuente de ignición	ACID	Ácido
2	Ligeramente riesgoso	2	Combustible	2	Cambio químico violento	ALC	Alcalino
1	Riesgoso	1	Combustible si se calienta	1	Inestable si se calienta	CORR	Corrosivo
0	Material normal	0	No se quema	0	Estable	W	No usar agua
							Material radiactivo

Control de revisiones

Revisión	Fecha	Motivo
0	30-11-2005	Primera elaboración conforme la NOM-018-STPS-2000.
1	16-10-2012	Primera revisión

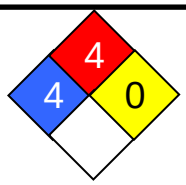
Abreviaturas

SETIQ: Sistema de Emergencia para el Transporte de la Industria Química
CENACOM: Centro Nacional de Comunicación
NIOSH: National Institute for Occupational Safety and Health
OSHA: Occupational Safety and Health Administration.

Esta hoja fue revisada por el personal de seguridad industrial y salud ocupacional en octubre del 2012.

PEMEX-REFINACIÓN
REFINERÍA "GRAL. LÁZARO CÁRDENAS"
UNIDAD DE AUDITORIA SEG. IND. Y PROTEC. AMB.

HOJA DE DATOS DE SEGURIDAD PARA SUBSTANCIAS*



VER DESCRIPCIÓN DE RIESGO EN SECCION XIII

Grado de riesgo	
4	Grave
3	Serio
2	Moderado
1	Ligero
0	Mínimo

GAS ÁCIDO

Número de HDSS:		Revisión:	1	Fecha:	07/10/12

Nota: Leer y comprender esta hoja de datos antes de manipular o disponer del producto.

SECCIÓN I. DATOS DE LA EMPRESA

FABRICANTE:

PEMEX - REFINACIÓN
REFINERÍA "GRAL. LÁZARO CÁRDENAS"
AV. SALVADOR DÍAZ MIRÓN Y AV. 1° DE MAYO # 119,
MINATITLÁN, VERACRUZ
C.P. 96740

CONSULTAS A HOJAS DE DATOS:

Unidad de Seguridad Industrial y Protección Ambiental
Teléfono: (01-922)-225-0018 Fax: (01-922)-225-0024

EN CASO DE EMERGENCIA LLAMAR A [1]SETIQ:

Interior de la República: 01-800-00-214-00 (las 24 hrs.)
En el Distrito Federal: 5559-15-88 (las 24 hrs.)
Para llamadas originadas en cualquier parte, llame a: (011-52) 5550-1496, (4885, 1552,1485).

EN CASO DE EMERGENCIA LLAMAR A CENACOM: (las 24 hrs.)
En el interior de la República: 01-800-00-413-00.
En el Distrito Federal: 5550-1496, (4885, 1552, 1485).

ASISTENCIA TÉCNICA:
Gerencia de Control de Producción.
Teléfono: (0155)-254-47-35

SECCIÓN II. DATOS GENERALES DEL PRODUCTO.

Nombre químico	Sulfuro de hidrógeno	Fórmula química	H_2S
Nombre común	Ácido sulfhídrico	Estado físico	Gas
Sinónimo	Sulfuro de hidrógeno Gas ácido	Clasificación DOT[2]	Clase 8
		Respuesta inicial SETIQ	Guía 117

Descripción general del producto:

SECCIÓN III. IDENTIFICACIÓN DE COMPONENTES

Componente	% (Vol, Peso)	Número CAS[3]	Número ONU[4]	CPT[5]/CCT[6] (ppm)	IPVS[7]	Grado de riesgo			
						S[8]	I[9]	R[10]	E[11]
Acido sulfhídrico	100	7783-06-4	1053	10/15	300 ppm	4	4	0	

1 **S**istema de **E**mergencias en el **T**ransporte para la **I**ndustria **Q**uímica
2 Clasificación del **D**epartamento de **T**ransporte de U.S.
3 **C**hemical **A**bstract **S**ervice Number
4 Número asignado por la **O**rganización de las **N**aciones **U**nidas
5 **C**oncentración **P**romedio **P**onderada en el **T**iempo (TWA)
6 **C**oncentración para **C**orto **T**iempo (STEL)
7 **I**nmediatamente **P**eligrosa para la **V**ida o la **S**alud
8 Grado de Riesgo a la **S**alud
9 Grado de Riesgo de **I**nflamabilidad
10 Grado de Riesgo de **R**eactividad
11 Grado de Riesgo **E**special

SECCIÓN IV. PROPIEDADES FÍSICO-QUÍMICAS

Peso Molecular	34.19	% de volatilidad	ND
Temperatura de ebullición (°C)	-60	Olor	Huevo podrido
Temperatura de fusión (°C)	-83	Color	Incoloro
Densidad de vapor (Aire = 1) a 20 ºC	1.18	Solubilidad en agua g/mL	1/242
Densidad relativa (H_2O = 1) 20/4 ^oC	1.54		

SECCIÓN V. RIESGOS DE FUEGO Y EXPLOSIÓN

Temperatura de inflamación (°C)	ND	Límites de inflamabilidad o explosividad (%)	Inferior:	4.3
Temperatura de autoignición (°C)	260-270		Superior:	4.6

Medio de extinción.-
Polvo químico seco, bióxido de carbono, rocío de agua o espuma regular.

Equipo de protección personal.-
Como en cualquier incendio, utilice el equipo de protección respiratoria y la ropa de protección total que eviten el contacto con esta substancia y proporcione resistencia al fuego.

Procedimiento y precauciones especiales en el combate de incendios.-
Mueva los contenedores del área de fuego si lo puede hacer sin ningún riesgo.

Condiciones que conducen a otros riesgos especiales.-
El ácido sulfhídrico es un gas inflamable. Se quema en el aire formando dióxido de azufre y agua, con liberación de calor (aproximadamente 7000 BTU/ $pies^3$ a 60 ºC)

En concentraciones de 4.3 a 46 % vol. en aire, así como en una relación volumétrica de 2:3 de ácido sulfhídrico/oxígeno, puede explotar violentamente en presencia de alguna chispa.

Productos de la combustión nocivos para la salud.-
Vapores irritantes, tóxicos y corrosivos. Los productos de descomposición por calor, son vapores tóxicos de óxidos de azufre.

SECCIÓN VI. RIESGOS DE REACTIVIDAD

Estabilidad.-
Estable, bajo condiciones normales

Incompatibilidad (substancia a evitar).-
Este producto es muy peligroso cuando se expone al calor, flama u oxidantes. Es incompatible, en general, con oxidantes, bases fuertes y metales.

Descomposición en componentes o productos peligrosos.-
Los productos de descomposición por calor, son vapores tóxicos de óxidos de azufre.

Polimerización espontánea/condiciones a evitar.-
Esta no ocurre

SECCIÓN VII. RIESGOS A LA SALUD

EFECTOS POR EXPOSICION AGUDA.

Ingestión.-
Puede causar severo y permanente daño al tracto digestivo. Causa quemaduras al tracto gastrointestinal. Puede causar toxicidad sistemática, acidosis y pérdida del conocimiento.

Inhalación.-
Tos, vértigo, dolor de cabeza, dificultad respiratoria, náuseas, dolor de garganta, pérdida del conocimiento. Síntomas no inmediatos (véanse Notas).

Piel (contacto y absorción).-
El contacto con gas puede causar quemaduras, lesiones severas y/o quemaduras por congelación, inflamación.

Contacto con los ojos.-
Enrojecimiento, dolor y quemaduras profundas y graves.

EFECTOS DE EXPOSICIÓN DE CORTA DURACIÓN.
La substancia irrita los ojos y el tracto respiratorio. La inhalación del gas puede originar edema pulmonar (véanse Notas). La evaporación rápida del líquido puede producir congelación. La substancia puede causar efectos en el sistema nervioso central. La exposición puede producir pérdida del conocimiento. La exposición puede producir la muerte. Los efectos pueden aparecer de forma no inmediata. Se recomienda vigilancia médica.

NOTA: Los síntomas del edema pulmonar no se ponen de manifiesto, a menudo, hasta pasadas algunas horas y se agravan por el esfuerzo físico. Reposo y vigilancia médica son, por ello, imprescindibles. En caso de envenenamiento con esta substancia es necesario realizar un tratamiento específico; así como disponer de los medios adecuados junto las instrucciones respectivas. La alerta por el olor es insuficiente.

La ingestión de alcohol incrementa los efectos tóxicos.

CONSIDERACIONES ESPECIALES.

Cancerígeno ☐
Mutagénico ☐
Teratogénico ☐
Otros* ☐

*Indicar: _____

Instituciones que clasifican (NIOSH, OSHA, ACGIH. Incluir NOM-010-STPS):
_____
_____
_____

La OSHA "Occupational Safety and Health Administration", la ACGIH "American Conference of Governmental Industrial Hygienists" y la NOM 010-STPS-1994 "Relativa a las condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se produzcan, almacenen o manejen substancias químicas capaces de generar contaminación en el medio ambiente laboral", no consideran cancerígena a esta substancia.

PROCEDIMIENTO DE EMERGENCIA Y PRIMEROS AUXILIOS.

Contacto con los ojos.-
Lavarlos con agua tibia asegurándose de abrir bien los párpados, por lo menos durante 15 minutos.
Solicitar asistencia medica.

Contacto con la piel.-
Quitar la ropa contaminada y lavar el área expuesta con agua y jabón.
Solicitar asistencia medica.

Inhalación.-
Mover a la víctima a un lugar bien ventilado y evaluar los signos vitales. Si no hay pulso, proporcionar rehabilitación cardiopulmonar, si no respira dar respiración artificial. Si la víctima está consciente sentarlo y mantenerlo en reposo, ya que puede ocurrir congestión pulmonar, así como convulsiones.
Solicitar asistencia medica.

Otros riesgos o efectos a la salud.-
No se tiene información.

Datos para el Médico.-
El personal médico debe tener conocimiento de la identidad y características de esta substancia.

Antídoto (dosis, en caso de existir).-
No se tiene información.

SECCIÓN VIII. INDICACIONES EN CASO DE FUGA O DERRAME

Generales.-
Llamar primeramente al número telefónico de respuesta en casos de emergencia.
Mantener alejadas del área cualquier fuente de ignición. Evitar que el material llegue a drenajes o fuentes de agua.
Usar agua en forma de rocío para controlar los vapores y almacenarla en lugares especiales pues esta disolución es tóxica y corrosiva.
Si el derrame es de disoluciones, contenerlo y absorberlo con productos comerciales hechos para ello, para posteriormente neutralizarlo con óxido, carbonato de calcio o bicarbonato de sodio.

Recomendaciones para evacuación.-
Considere una evacuación inicial de 125 m a la redonda. Posteriormente aleje a las personas 300 m en dirección del viento durante el día y 1400 m durante la noche.

SECCIÓN IX. PROTECCIÓN PERSONAL

Equipo de protección personal.-
La selección del equipo de protección personal varia dependiendo de las condiciones de uso.

Respiratorio.-
Puede ser necesario el empleo de equipos de protección respiratoria aprobado por NIOSH para prevenir la sobre exposición por inhalación.
Los respiradores purificadores de aire no protegen a los trabajadores en atmósferas deficientes de oxígeno.

Ojos.-
Utilizar gafas de seguridad con protección lateral contra productos químicos, de ser necesario utilice pantalla facial.
No utilizar lentes de contacto cuando se trabaje con esta substancia.

Manos.-
Evitar el contacto con esta substancia. Utilice ropa protectora contra los productos químicos.
Cuando se trabaje con esta substancia, utilizar guantes contra sustancias químicas mangas largas y guantes resistentes a productos químicos.

Controles de Ingeniería.-
Proveer ventilación que aseguren mantener la exposición por debajo de su TWA.
En el área donde se maneje este producto, debe considerarse la colocación de estaciones de regaderas-lavaojos en sitios estratégicos. Las estaciones deben estar accesibles, operables en todo momento y bien identificadas.
Evitar llama abierta, NO producir chispas y NO fumar. Sistema cerrado, ventilación, equipo eléctrico y de alumbrado a prueba de explosiones
¡EVITAR TODO CONTACTO!

Ventilación.-
Debe trabajarse en áreas bien ventiladas.
Debe proveerse ventilación mecánica cuando se trate de espacios confinados.
Debe emplearse equipo de ventilación mecánica a prueba de explosión.
Las muestras de laboratorio deben manejarse en una campana de extracción.

SECCIÓN X. INFORMACIÓN SOBRE TRANSPORTACIÓN

1.- Etiquetado: Ácido Sulfhídrico. Clase 8 –Mat. Corrosivo- ONU 1053.

2.- Las unidades de arrastre de auto transporte y ferroviarias empleadas en el transporte de substancias peligrosas, Deben cumplir lo dispuesto en las Normas Oficiales Mexicanas aplicables, emitidas por la Secretaria de Comunicaciones y Transportes.

3.- Antes de iniciar las operaciones de llenado, debe verificarse que el contenedor esté limpio, seco y en condiciones apropiadas para la recepción del producto.

4.- Todos los envases y embalajes; así como las unidades destinadas al transporte terrestre de productos peligrosos, deben inspeccionarse periódicamente para garantizar sus condiciones óptimas. Para fines de esta Inspección,
Deben emplearse como referencia las Normas Oficiales Mexicanas aplicables de la Secretaría de Comunicaciones y Transportes, entre las que se pueden citar las siguientes: NOM-006-SCT2-1994, NOM-020-SCT2-1995, NOM-032- SCT2-1995 Y NOM-045-SCT2-1996.

5.- Esta Hoja de Datos de Seguridad de Substancias, debe portarse siempre en la unidad de arrastre.

SECCIÓN XI. INFORMACIÓN SOBRE ECOLOGÍA

La substancia es muy tóxica para los organismos acuáticos.
Si la instalación cuenta con un "Plan de contingencias por substancias químicas", active este plan.
Tome acciones inmediatas para contener y eliminar la fuga.
Llame al departamento contra incendio local o en su caso al "Sistema de Emergencias en el Transporte para la Industria Química" SETIQ.
Evite que esta substancia tenga contacto con el medio ambiente, ya que los derrames pueden contaminar vías pluviales.

SECCIÓN XII. INFORMACIÓN SOBRE MANEJO Y ALMACENAMIENTO

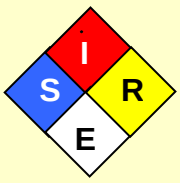
Los contenedores de este producto deben ser protegidos de daño físico, electricidad estática, luz directa del sol, alejados de fuentes de ignición, de ácido nítrico concentrado, oxidantes fuertes, otros cilindros presurizados y líquidos o gases corrosivos.
El personal no debe ingerir alimentos, beber o fumar durante el manejo de esta substancia.
El personal no debe emplear lentes de contacto cuando maneja este producto, ya que pueden contribuir a la severidad de daño a los ojos.
Deben evitarse temperaturas extremas en el almacenamiento de esta substancia; almacenar en contenedores cerrados, fríos, secos, aislados, en áreas bien ventiladas y alejados del calor, fuentes de ignición y productos incompatibles.
No almacenar en contenedores sin etiquetas; los recipientes que contengan esta substancia deben almacenarse.
El almacenamiento de pequeñas cantidades de este producto, debe hacerse en contenedores de seguridad.
La ropa y trapos contaminados, deben estar libres de este producto antes de almacenarlos o reusarlos.
Trabajar a favor del viento durante la limpieza de derrames.

SECCIÓN XIII. INFORMACIÓN ADICIONAL

Referencias.-

NOM-018-STPS-2000 “Sistema para la identificación y comunicación de peligros y riesgos por substancias químicas peligrosas en los centros de trabajo”.
NOM-010-STPS-1999, "Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se manejen, transporten, procesen o almacenen substancias químicas capaces de generar contaminación en el medio ambiente laboral“.
Guía de Respuesta a Emergencias en Norteamérica, Departamento de transportación, 2000, (GRENA).
NIOSH, OSHA, “Pocket Guide to Chemical Hazards”, “International Chemical Safety Cards”

Nivel de Riesgo



(S) Riesgo a la salud (color azul)		(I) Riesgo de inflamabilidad (color rojo)		(R) Riesgo de reactividad (Color amarillo)		(E) Riesgo especial (Color blanco)	
4	Fatal	4	Extremadamente inflamable	4	Puede detonar	OXI	Oxidante
3	Extremadamente riesgoso	3	Inflamable	3	Puede detonar pero requiere de fuente de ignición	ACID	Ácido
2	Ligeramente riesgoso	2	Combustible	2	Cambio químico violento	ALC	Alcalino
1	Riesgoso	1	Combustible si se calienta	1	Inestable si se calienta	CORR	Corrosivo
0	Material normal	0	No se quema	0	Estable	W	No usar agua
							Material radiactivo

Control de revisiones		
Revisión	**Fecha**	**Motivo**
0	30-11-2005	Primera elaboración conforme la NOM-018-STPS-2000.
1	16-10-2012	Primera revisión

Abreviaturas

SETIQ: Sistema de Emergencia para el Transporte de la Industria Química
CENACOM: Centro Nacional de Comunicación
NIOSH: National Institute for Occupational Safety and Health
OSHA: Occupational Safety and Health Administration.

Esta hoja fue revisada por el personal de seguridad industrial y salud ocupacional en octubre del 2012.