

DECRETO N° 24735-MIRENEM

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA Y EL MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES, ENERGIA Y MINAS

En ejercicio de las facultades que le confiere el artículo 140, inciso 3) y el 18) de la Constitución Política y de conformidad con lo dispuesto en la Ley No. 7399 del 18 de mayo de 1994

DECRETAN

REGLAMENTO A LA LEY DE HIDROCARBUROS

TITULO I DISPOSICIONES GENERALES GENERALIDADES

ARTICULO 1: En el presente reglamento se utilizarán las siguientes abreviaturas con su respectivo significado:

BOP	= Unidad Impide Reventores
COC	= Comité de Otorgamiento de Capacitaciones
CG	= Consejo de Gobierno
CGR	= Contraloría General de la República
CONEIA	= Comisión Nacional de Estudios de Impacto Ambiental
CPG	= Campos petroleros y gasíferos
CT	= Consejo Técnico
DG	= Director General
DGH	= Dirección General de Hidrocarburos
EIA	= Estudio de Impacto Ambiental
FOB	= Libre a Bordo (Free on Board)
GC	= Gobierno Central
ISR	= Impuesto Sobre la Renta
Ley	= Ley # 7399
MEP	= Tasa máxima de eficiencia
MH	= Ministerio de Hacienda
MIRENEM	= Ministerio de Recursos Naturales, Energía y Minas
PE	= Poder Ejecutivo
PND	= Plan Nacional de Desarrollo
RECOPE	= Refinadora Costarricense de Petróleo S.A.
Registro	= Registro Especial de Hidrocarburos
DGSC	= Dirección General de Servicio Civil

ARTICULO 2. Para los efectos de la aplicación de la Ley y el presente Reglamento se utilizará la terminología internacionalmente aceptada en el ambiente petrolero y entenderá por:

1. ABANDONO DEL POZO = Trabajos efectuados para dejar cerrado y seguro un pozo no económico.

2. AFORO = Determinación de la cantidad de hidrocarburos líquidos en reposo por mediciones efectuadas en tanque fijos calibrados.

3. API (American Petroleum Institute) = Instituto Americano del Petróleo: Entidad Norteamericana que emite especificaciones y recomendaciones para la industria petrolera.

4. ARBOL DE NAVIDAD = Cabezal completo del pozo con válvula maestra, válvula lateral, estrangulador y manómetro.

5. AREA COSTA AFUERA = los terrenos sumergidos en el mar territorial, la plataforma continental e insular y otras áreas sumergidas adyacentes mar adentro, a partir de la línea de baja marea, hasta los límites previstos en el Artículo 6 de la Constitución Política de la República de Costa Rica, así como las islas, cuyos arrecifes, escolladeros, bancos de arena y peñones existentes en las aguas epicontinentales de la plataforma sumergida.

6. AREA TERRESTRE = los terrenos situados en tierra firme dentro de los límites territoriales, incluyendo las bahías, lagos, lagunas, esteros y ríos, hasta la línea de más baja marea y las islas de la bahía.

7. BARRIL = Unidad de medida de capacidad de cuarenta y dos (42) galones Norteamericanos (USA).

8. BATERIA DE POZO = Conjunto de facilidades donde se recibe, mide, segrega, trata, acumulan y bombean los fluidos provenientes de un grupo de pozos.

9. BES = Unidad de bombeo electrosumergible.

10. BENTONITA = Arcilla natural, componente mayor de los lodos de perforación.

11. BIOTA = Flora y fauna.

12. BLOQUE = área del territorio nacional sujeta a contratación vía Ley de Hidrocarburos formada por máximo 80 lotes y con una superficie máxima de 200 000 hectáreas o 2 000 km².

13. BOMBEO ARTIFICIAL = Técnicas aplicadas a los pozos para que continúen produciendo económicamente cuando ya no tienen presión suficiente para hacerlo naturalmente.

14. BOP (Blow Out Preventer) = Unidad Impide Reventones o Preventores.

15. BOP DE COMPUERTA = BOP que sella la tubería (con compuertas para tubería) o el pozo en forma total (con compuertas ciegas) por medio de dos pistones hidráulicos y/o mecánicos.

16. BOP ANULAR = BOP que sella todo el diámetro del pozo o la tubería de cualquier diámetro que lo atraviese por medio de un caucho anular total de manejo hidráulico.

17. BS&W = Porcentaje de sedimento básico y agua no libre contenidos en los hidrocarburos líquidos.

18. CABEZALES DE POZO = Unidad de acero que soporta las tuberías bajo el subsuelo y las válvulas de control de superficie del pozo.

19. CANALETA = Tubo por donde regresa el lodo del pozo hacia la zaranda.

20. CANALIZACION = Interrupción de flúidos a través de zonas de alta permeabilidad en una formación en forma de canales.

21. CANTINA = Hueco que rodea el cabezal del pozo y de poca profundidad, generalmente cúbico revestido con paredes de concreto que permite el manejo de las válvulas inferiores del cabezal y el BOP.

22. CAÑONES DE AIRE = Dispositivo usado en el agua para producir ondas de choque.

23. CARTEL = es el reglamento específico de la contratación pública por lo que se entiende incorporadas al mismo, todas las normas jurídicas aplicables al procedimiento y contendrá tanto las condiciones generales de las contrataciones públicas, como las especificaciones técnicas.

24. CAMPO GASIFERO = según el significado industrial es sinónimo de campo de extracción y se define como la unidad industrial que desarrolla su actividad en el área de una o varias estructuras gasíferas.

25. CAMPO PETROLIFERO = según el significado industrial es sinónimo con el campo de extracción y se define como la unidad industrial que desarrolla su actividad en el área de una o varias estructuras petrolíferas.

26. CEMENTACION = Técnica por la cual se prepara, bombea y ubica una mezcla de cemento dentro del pozo con fines de fijación de una tubería, aislamiento, reparación o abandono.

27. COMPLETACION = Trabajos posteriores a la perforación que tienen por objeto poner el pozo en condiciones de producir.

28. CONIFICACION = Irrupción de fluidos hacia zonas superiores de la formación productiva del pozo debido a disminución de su presión fluyente.

29. CONSEJO TECNICO DE HIDROCARBUROS = ente compuesto por cinco miembros, uno de los cuales será el Ministro de Recursos Naturales, Energía y Minas, quien lo presidirá. Los otros miembros, así como sus suplentes, estarán designados por el Consejo de Gobierno, por períodos de dos años. No podrán formar parte del mismo las personas que tengan ligamen comercial, laboral o de cualquier otra naturaleza con compañías que se dediquen a esta actividad.

30. CONTRATISTA = persona jurídica que tiene un contrato de exploración y/o de explotación de los hidrocarburos, debidamente suscrito con el PE.

31. CONTRATO DE CONCESION = es el tipo de contrato por el cual un gobierno encarga temporalmente a una persona jurídica, de la ejecución de un servicio, transmitiéndole ciertos poderes jurídicos y efectuándose la exploración bajo su vigilancia y control, pero por cuenta y riesgo del concesionario. Este tipo de contrato da a la compañía petrolera la propiedad directa del petróleo producido y al país anfitrión se le da una porción de la producción como regalía y la potestad de exigir impuestos sobre el ingreso neto generado de la venta de balance de la producción.

31.a.CONTRATO EN TITULARIDAD COMPARTIDA = es una variante muy común del contrato de concesión entre la compañía petrolera y el Estado en la que los términos varían ampliamente. A través de esta estructura el Estado participa directamente como propietario en el desarrollo del proyecto desde el inicio de las actividades objeto del contrato.

32. CONTRATO DE ASOCIACION = es el tipo de contrato en que el riesgo, en la etapa exploratoria, lo asume totalmente la compañía asociada y en la etapa de explotación, se conforma una Operación Conjunta y la inversión, dirección y producción son compartidas por el Estado y la asociada en las proporciones que se pacten.

33. CONTRATO DE OPERACION = es el tipo de contrato celebrado con empresas nacionales o extranjeras, para la ejecución de determinadas obras o

servicios, por los cuales éstas últimas recibirán el pago en dinero o en especie, sin que en este último caso se pueda comprometer un porcentaje fijo de la producción de un determinado campo, o la entrega de una cantidad substancial de petróleo.

34. **CONTRATO DE SERVICIOS** = es el tipo de contrato en que el contratista acepta tomar a su cargo el financiamiento (de las operaciones y eventualmente el servicio técnico), de un programa de exploración por cuenta de la compañía, su inversión le será reembolsada por los riesgos tomados, solo en caso de descubrimiento; ya sea de la recuperación de una parte de la producción de costo nulo o sea de un contrato de compra a precio preferencial.

35. **CUENCA PETROLERA Y GASIFERA** = región cerrada de la corteza terrestre afectada por hundimientos de gran profundidad, de larga duración, de la cual están ligadas las zonas de acumulación de hidrocarburos (petróleo y gas).

36. **DATA** = Hechos y estadísticas o muestras que no han sido analizados o procesados.

37. **DEGASIFICADOR** = Equipo utilizado para extraer el gas del fluido de perforación, en el proceso de normalizar su peso para rebombearlo al pozo.

38. **DEPLETACION** = Condición de menor presión a la que llega un reservorio debido a su producción.

39. **DESARENADOR** = Equipo utilizado para despojar de arena el lodo de perforación.

40. **DESARROLLO DE UN POZO** = Es la perforación, profundización, acondicionamiento y completación de pozo, así como el diseño, construcción e instalación de equipos, tuberías, tanques de almacenamiento y otros medios e instalaciones y la ejecución de cualesquiera otras actividades apropiadas para la producción de hidrocarburos a partir de la acumulación comercial.

41. **DESILTER** = Equipo utilizado para despojar de partículas finas al lodo de perforación.

42. **DESPERDICIO** = Es el ineficiente, excesivo o uso impropio o innecesaria disipación de la energía del reservorio; y la ubicación, espaciado, perforación, equipamiento, operación o producción de hidrocarburos de tal modo que dé como resultado la reducción de las cantidades de hidrocarburos a ser recuperados de un reservorio operado de acuerdo a buenas prácticas usadas en la industria del petróleo.

También es el ineficiente almacenamiento en superficie y la ubicación, espaciamiento, perforación, equipamiento o producción de cualquier pozo de hidrocarburos que cause o tienda a causar pérdidas innecesarias o excesivas o destrucción de hidrocarburos.

También se considera desperdicio la producción de hidrocarburos de tal modo que se cause canalización o conificación innecesaria en las formaciones; la producción de pozos con GOR ineficiente, la inundación con agua de un reservorio o parte de él con capacidad de producir hidrocarburos; la quema innecesaria de combustible y el escape de hidrocarburos al aire en un pozo productivo, en exceso a las cantidades que son razonables, innecesarias en el desarrollo eficiente de un reservorio o producción de un pozo.

43. DISPARADOR = Persona encargada del manejo y detonación de los explosivos.

44. ENGRAVAMIENTO = Técnica por la que se coloca un filtro de arena entre la columna de revestimiento ("casing") y la tubería de extracción ("tubing") para evitar problemas operativos en la producción de un pozo.

45. ESTIMULACION = Trabajos que se realizan con el objeto de incrementar la productividad de los pozos.

46. ESTRANGULADOR = Válvula o equipo de control, regulador de presión.

47. ESTRATO = Cuerpo geológico constituido por depósitos sedimentarios con extensión mayor en horizontal y menor en profundidad y limitado por dos caras: una superior y otra inferior más o menos planas.

48. ESTRATO PRODUCTIVO = Horizonte que forma parte de una formación geológica constituido por una roca porosa y permeable en la que están almacenados fluidos (aceite o gas) que pueden ser explotados.

49. ESTRUCTURA COMPLEJA = es una estructura gaso-petrolífera, petrolífera o gasífera que comprende varios yacimientos superpuestos.

50. ESTRUCTURA PETROLIFERA Y GASIFERA = la totalidad de los yacimientos formados en los límites de la misma estructura geológica.

51. ESTUDIO SISMICO = Método geofísico que estudia el comportamiento de las ondas sísmicas generadas artificialmente y propagadas a través del subsuelo, empleado en la exploración de hidrocarburos para determinar las estructuras geológicas potenciales portadoras de hidrocarburos. En la ingeniería de

yacimientos se utiliza en el contorno del yacimiento y en el cálculo de los parámetros físicos y de producción del mismo.

52. EVALUACION = Trabajos realizados en el pozo para determinar su capacidad de producir hidrocarburos.

53. EXPLORACION comprende dos etapas:

= 1. La ETAPA DE PROSPECCION, que se define como la etapa de todos los estudios efectuados en una región con métodos geológicos, geofísicos, geoquímicos, hidrogeológicos, geomorfológicos, mineros y de perforación; con el objetivo de localizar la presencia de estructuras geológicas que podrían tener acumulaciones industriales de hidrocarburos.

= 2. La ETAPA DE EXPLORACION (PROPIAMENTE) que es la totalidad de las labores ejecutadas generalmente en áreas más restringidas, con el objetivo de confirmar la presencia de un yacimiento de hidrocarburos en una zona prospectada, su área de superficie, los elementos que la delimitan en su extensión y su desarrollo en profundidad.

54. EXPLOTACION = se define como el conjunto de las labores necesarias a desarrollar, para la extracción de los hidrocarburos desde el yacimiento a la superficie, conocido en la industria de los hidrocarburos como DESARROLLO y PRODUCCION.

55. FALLA = Dislocación rúptural en la corteza terrestre, donde la superficie de discontinuidad (rompimiento o fractura) en la que los dos bloques (que forman parte del mismo estrato) son desplazados uno con respecto a otro, realizándose un desplazamiento que determine un bloque caído y otro levantado.

56. FRACTURAMIENTO HIDRAULICO = Técnica por la que se genera hidráulicamente una fractura en la formación, con el fin de mejorar su permeabilidad en la zona aledaña al pozo.

57. FUENTE = Corriente de agua subterránea que sale a través de una abertura natural donde la línea de agua corta la superficie.

58. GASEODUCTO = tubería para la conducción de gases.

59. GAS DE ASCENSO (GAS LIFT) = Sistema de bombeo artificial cuya energía esta dada por la presión y volumen de gas, el cual aligera la columna de fluido en el pozo haciéndolo producir.

60. GEOFONOS = Detectores usados en estudios sísmicos terrestres para registrar las ondas sísmicas procedentes del subsuelo.

61. GOR = Relación gas - petróleo, en m³ X m³ o pies cúbicos por barril, medidos en superficie.

62. HIDROCARBUROS = Término que se refiere tanto al I. PETROLEO como al II. GAS NATURAL sea este 1) GAS DE YACIMIENTO ASOCIADO o GAS PETROLERO y a los yacimientos de 2) GAS o GASES METANO.

I. PETROLEO = Roca sedimentaria organogénea, caustobiolítica que se presenta de costumbre en estado líquido hasta pasta, de color negro café y con olor fuerte característico.

II. GAS NATURAL = hidrocarburo en forma gaseosa que comprende:

1) GAS DE YACIMIENTO ASOCIADO o GAS PETROLERO = es una mezcla de sustancias orgánicas (metano, etano, propano, butano, pentano, etc.) con pequeñas cantidades de nitrógeno y bióxido de carbono, y raras veces sulfuro de hidrógeno.

a) GAS PETROLERO PROPIAMENTE DICHO = son gases disueltos completamente o parcialmente en petróleo, en función de las condiciones de presión y temperatura del yacimiento. Ellos se separan del petróleo a medida que la presión baja (en el yacimiento, en el pozo o en la superficie);

b) GAS DE YACIMIENTO DE CONDENSADO = provienen de acumulación de hidrocarburos que se encuentran en los yacimientos en estado gaseoso, pero susceptibles de condensar parcialmente por la explotación.

c) GAS RICO (HUMEDO) = que se caracterizan por un alto contenido de hidrocarburos condensables;

d) GAS POBRE (SECO) = que se caracterizan por cantidades pequeñas de hidrocarburos condensables.

2) GAS NO ASOCIADO o GAS METANO = son los yacimientos de gas que mantienen su estado físico dentro y fuera de él. El componente preponderante de esta mezcla es el gas metano, (CH₄), a la par de otras sustancias hidrocarbonadas parafínicas y pequeñas cantidades de bióxido de carbón, azufre, oxígeno y sulfuro de hidrógeno.

63. HIDROCARBUROS FISCALIZADOS = son los hidrocarburos extraídos del área del contrato y medidos en la terminal de fiscalización de la producción.

64. HIDROFONOS = Detectores usados en estudios sísmicos en medio acuático para registrar las ondas sísmicas provenientes del subsuelo.

65. INFORMACION GEOFISICA PROCESADA = Proceso que implica la transformación de los datos a través de los algoritmos de cálculo para facilitar la información.

66. LINEA SISMICA = Trazo o trocha para la ejecución de estudios sísmicos.

67. LINER = Porción del "casing" que no llega hasta la superficie. Generalmente cubre la parte profunda productiva del pozo y cuelga del último tubo del "casing".
68. LODO (BARRO) = Fluido circulante durante las operaciones dentro del pozo, con características especiales para mantenerlo limpio y controlado.
69. LOTE = área del territorio nacional sujeta a contratación vía Ley de Hidrocarburos de una superficie de 2 500 hectáreas o 25 km².
70. MASTIL = Estructura de acero vertical que da la altura a los equipos de perforación y servicio de pozos.
71. MATAR EL POZO = Técnica por medio de la cual se domina el descontrol en el pozo, causado por la alta presión de fluidos encontrados dentro de él.
72. MEDICION AUTOMATICA = Determinación de la cantidad de hidrocarburos por mediciones efectuadas en tuberías fluyentes con medidores calibrados y comprobados.
73. MUESTRA = Un volumen representativo de hidrocarburos fiscalizados.
74. OLEODUCTO = tubería para la conducción de petróleo desde los lugares de producción a los de embarque o de refino; o desde el lugar de descarga al de refinamiento.
75. PERFILAJE DE POZOS (LOGS) = Técnica de la medición de las características de las formaciones y fluidos, dentro del pozo, controlados desde la superficie, con fines de tomar decisiones en operaciones de completación y reacondicionamiento. Da como resultado directo los perfiles o registros de pozo.
76. PERMEABILIDAD = Capacidad de un medio poroso de dejar pasar por él, líquidos o gases bajo el efecto de una caída de presión.
77. PISTONEAR ("SWABBING") = Acción física con cable para agitar y/o extraer fluidos de un pozo.
78. PLAN DE CONTINGENCIA = Plan de acción a tomarse en situaciones de emergencia.
79. POROSIDAD = Características de las rocas o del reservorio de contener en su masa espacios libres (poros), de diversas formas o dimensiones comunicados o incomunicados.

80. POZO ARTESIANO = Un pozo en el que el agua o el aceite fluye a la superficie sin el uso de bombas. La presión del reservorio es mayor que la presión hidroestática y eleva el fluido hasta la superficie.

81. POZO DE HIDROCARBUROS = construcción cilíndrica en la corteza terrestre, caracterizada por una pequeña relación entre el diámetro y la longitud (profundidad), ejecutada desde la superficie, con instalaciones especiales; con el objetivo de conocer el subsuelo, y explorar y explotar los yacimientos de los hidrocarburos. En función del objetivo se distinguen: pozos de prospección, pozos de exploración y pozos de explotación (productivos). En función de su profundidad se clasifican en: pozos someros y pozos profundos.

1. POZO DE PROSPECCION = son pozos que aseguran un mejor conocimiento geológico de la región que se investiga y que preparan la perforación o el pozo de exploración. Pueden dar indicaciones sobre la existencia de las trampas contorneadas por la prospección geológica. Estos pozos se perforan con diámetros pequeños y con el mínimo de columna cementada.

2. POZO DE EXPLORACION = son pozos realizados con el objetivo de establecer las condiciones geológicas del yacimiento y la determinación de los parámetros cuantitativos y cualitativos necesarios para el cálculo y la confirmación de las reservas de hidrocarburos y el diseño de los proyectos de explotación. Los pozos de exploración a su vez se dividen en: pozos de apertura (preliminares), de detalle y de contorno de los yacimientos.

3. POZO DE EXPLOTACION = son pozos localizados sobre estructuras en las que se ha ejecutado la exploración y han sido descubiertos yacimientos de hidrocarburos en cantidades industriales; con el objetivo de extraerlos a la superficie. Los pozos de esta categoría se dividen en: a) pozos de extracción o productivos, b) pozos de inyección y c) pozos especiales.

a) POZO DE EXTRACCIÓN O PRODUCTIVOS (DESARROLLO) = tienen el objetivo de abrir un espesor productivo saturado con petróleo y/o gas y traer estos fluidos a la superficie de la tierra.

b) POZO DE INYECCIÓN = son pozos utilizados para la introducción, bajo presión, de un agente de trabajo (agua, gas etc.), en un yacimiento de hidrocarburos para el aumento del factor final de recuperación y la intensificación del sistema de explotación.

c) POZOS ESPECIALES = son pozos que sirven para realizar observaciones y mediciones continuas sobre la variación de la presión y la temperatura de yacimiento y del nivel de líquido, con el objetivo tanto de establecer la tendencia general del comportamiento de estos factores como del cambio del régimen de trabajo de los pozos de explotación o de inyección cercanos.

4. POZO SOMERO = pozos con profundidades menores o iguales a 1000 m.

5. POZO PROFUNDO = pozos con profundidades iguales o mayores a 1001 m.

82. PRECIO FOB = Precio en el puerto de embarque, correspondiente a los precios de la Costa del Golfo de los EEUU que se publican en el Platts Oil Grams US Market.

83. PRODUCCION = Todo tipo de actividades en el área de contrato cuya finalidad sea el flujo de hidrocarburos que incluya la operación de pozos, equipos, tuberías, tratamiento y medición de hidrocarburos y todo tipo de operaciones de recuperación primaria, secundaria y mejorada hasta las terminales de fiscalización.

84. PROGRAMA DE CUIDADOS = Programa de manejo que continúa posterior al abandono de una área.

85. PROSPECTO = Area identificada para exploración.

86. PRUEBA DE FORMACION = Técnica de evaluación que sirve para determinar las características y capacidad productiva de la formación y sus fluídos.

87. "PULLING" = Trabajo de mantenimiento de los pozos, realizado para reparar los pozos con fallos del equipo de subsuelo.

88. PUNTO DE DISPARO = Lugar donde se explota la carga.

89. PUNTO DE VIBRACION = Lugar donde los vibradores vibran a determinada frecuencia.

90. PUNZONAMIENTO = Técnica que permite que disparos controlados desde la superficie, abran orificios dentro del pozo para comunicar éste con un reservorio o una formación.

91. REACONDICIONAMIENTO DE POZOS = Trabajos efectuados en el pozo con el fin de mejorar su productividad, mediante la modificación de las características de sus zonas productivas.

92. RECUPERACION = Actividad llevada a cabo inmediatamente después de desocupar un área para restaurarla.

93. RECUPERACION MEJORADA = Técnicas aplicadas a los reservorios para aumentar la recuperación final de sus hidrocarburos.

94. RECUPERACION SECUNDARIA = Técnica de recuperación mejorada que consiste en la inyección de agua y/o gas a un reservorio con el objeto de aumentar la recuperación final de hidrocarburos.

95. REHABILITACION DE POZOS = Trabajos realizados en pozos abandonados en forma temporal o permanente, con el fin de ponerlos nuevamente en actividad.

96. RESERVAS PROBADAS DE HIDROCARBUROS = Son las cantidades de hidrocarburos estimadas a una fecha específica, cuya existencia está demostrada con una certeza razonable por información geológica y de ingeniería, y que pueden ser recuperadas en el futuro.

97. RESERVAS PROBADAS DESARROLLADAS = Hidrocarburos que pueden ser razonablemente recuperados por los pozos existentes con adecuados métodos de operación y condiciones económicas existentes. Las reservas a obtenerse por recuperación mejorada pueden considerarse desarrolladas sólo después de que se haya instalado un proyecto de recuperación mejorada.

98. RESERVAS PROBADAS NO DESARROLLADAS = Son las reservas adicionales que se espera sean recuperadas por la perforación futura de pozos, profundización de pozos existentes a un reservorio diferente, o por la instalación de un proyecto de recuperación mejorada.

99. RESERVAS POSIBLES = Son las reservas que tienen menor grado de certeza de ser recuperadas que las probadas.

100. RESERVAS PROBABLES = Son las reservas estimadas con un grado de probabilidad bajo. Insuficiente para definir si pueden ser o no recuperadas.

101. RESERVORIO = Es el estrato o estratos bajo la superficie que forman parte de un yacimiento, que están produciendo o que se haya probado que sean capaces de producir hidrocarburos, y que tienen un sistema común de presión en toda su extensión.

102. ROCA = Mineral o compuesto de minerales que forma parte esencial de la corteza terrestre.

103. ROCA GENERADORA = Es la roca sedimentaria que se compactó en el fondo del mar en el mismo momento que la materia orgánica, de la cual se formaron los hidrocarburos.

104. ROCA SELLO = Capa de roca impermeable que evita la migración de los hidrocarburos.

105. SARTA = Conjunto de tubería que ejerce una misma función. Existe sarta de perforación, de producción, de "casing", etc.

106. SEPARADOR = Equipo encargado de separar el gas y el agua de los hidrocarburos líquidos producidos.

107. SERVICIO DE POZOS = Trabajos efectuados en el pozo para restituir su producción normal, sin variar el origen de la producción.

108. SUBSUELO = la totalidad de las rocas que se encuentran por debajo de la superficie del suelo y por lo general son más viejas que éste. Generalmente el subsuelo está representado por formaciones geológicas accesibles a los trabajos de investigación.

109. SUSTANCIAS HIDROCARBURADAS = término utilizado en sustitución de HIDROCARBUROS del cual se exceptúa el PETROLEO.

110. TAPONES = Obturadores (de cemento o mecánicos) que se usan para aislar una sección del pozo.

111. TASA MAXIMA DE EFICIENCIA PRODUCTIVA (MEP) = Flujo máximo de producción de petróleo, técnica y económicamente recomendable para un determinado yacimiento.

112. TERMINAL DE FISCALIZACION = Lugar donde las partes acuerdan que se efectuará la fiscalización de los hidrocarburos provenientes del área del contrato y donde, para cuyo efecto, el contratista construirá, operará y dispondrá de equipos e instalaciones apropiadas para la fiscalización de su producción.

113. TUBERIA DE REVESTIMIENTO ("CASING") = Tubería diseñada para constituirse en las paredes del pozo. Puede quedar cementada parcial o totalmente.

114. TUBERIA DE REVESTIMIENTO DE PRODUCCION ("TUBING") = Tubería de revestimiento interior u operativa, que contiene el sistema de producción del pozo.

115. TUBERIA DE REVESTIMIENTO DE SUPERFICIE = Tubería de revestimiento conectada al cabezal y cementada, que soporta todo el peso del equipamiento del pozo.

116. TUBERIA DE REVESTIMIENTO INTERMEDIA = Tubería de revestimiento colocada entre la de superficie y la de producción, cuando es necesario aislar las zonas problemáticas intermedias durante la perforación.

117. UNIDAD IMPIDE REVENTONES = Válvula de cierre anular o de compuertas usada para evitar la fuga descontrolada de la presión del pozo durante las operaciones.

118. UNITIZACION = Convenio de explotación celebrado entre contratistas vecinos que permitirá el desarrollo eficiente de un yacimiento compartido.

119. VALVULA MAESTRA = Válvula principal de control en el árbol de navidad.

120. WOR = Relación agua/petróleo en porcentaje volumétrico en m³/m³ % o barril/barril %.

121. YACIMIENTO o DEPOSITO = 1. En el sentido geológico-genético, es una o más acumulaciones elementales de hidrocarburos, comprendidas en uno o varios colectores hidrodinámicamente independientes, acumulaciones relacionadas por unidad en su génesis (la misma roca generadora, condiciones comunes de migración, acumulación en la misma trampa, formadas en la misma etapa geológica). En otras palabras, es un conjunto de trampas de hidrocarburos provenientes de la misma generación.

= 2. Desde el punto de vista económico es una acumulación de gas-petróleo, petróleo o gas con valor industrial, equivalente al término de ACUMULACION INDUSTRIAL.

122. ZAPATO = Punta inferior que guía una tubería y que generalmente tiene una válvula de retención.

123. ZARANDA (RUMBA) = Equipo que separa los detritos de perforación del lodo por medio de mallas vibratoras.

124. ZONA DE ACUMULACION = la constituye varias estructuras gaso-petrolíferas, petrolíferas ó gasíferas, vecinas entre ellas y unidas ya sea por un factor estructural y/o de acuífero a escala regional de las formaciones geológicas en las márgenes de las cuencas o de discordancias estratigráficas regionales y aparecen como el elemento más grande en el marco de una cuenca.

TITULO II DE LA ORGANIZACION Y COMPETENCIA

ARTICULO 3: La Dirección General de Hidrocarburos, en adelante "la Dirección" o DGH, estará compuesta por las siguientes dependencias:

- a. El Consejo Técnico de Hidrocarburo
- b. La Dirección General de Hidrocarburos.
- c. El Departamento de Exploración y Explotación de Hidrocarburos.

- d. El Departamento de Estudios Ambientales.
- e. El Departamento de Licitaciones y Contratos.
- f. El Departamento de Registro de Hidrocarburos
- g. El Departamento de Asesoría Jurídica.

ARTICULO 4: El Consejo Técnico de Hidrocarburos es un órgano colegiado de desconcentración máxima del MIRENEM. Estará integrado por cinco miembros y sus suplentes. Será presidido por el Ministro de Recursos Naturales, Energía y Minas o en su defecto por su suplente.

El Consejo Técnico de Hidrocarburos contará con el apoyo y presencia del Director Superior de hidrocarburos, Geología y Minas y del Director de Asesoría jurídica del MIRENEM, este último estará convocado a todas las sesiones del Consejo Técnico de Hidrocarburos.

El Consejo Técnico de Hidrocarburos nombrará un Vice-Presidente, el cual en caso de ausencia del Presidente o su suplente, podrá convocar y presidir el Consejo. Igualmente el Consejo nombrará un Secretario, en una persona distinta de los miembros del Consejo, cuyas funciones serán las siguientes.

- a) Confeccionar el Orden del Día según las indicaciones del Presidente, Suplente o Vicepresidente de acuerdo a lo establecido del CTH..
- b) Grabar y levantar las actas de las sesiones.
- c) Hacer llegar a cada miembro del Consejo Técnico de Hidrocarburos la documentación requerida para la próxima sesión. Asimismo, a través del Secretario, los miembros del Consejo Técnico de Hidrocarburos, recibirán toda la documentación.
- d) Comunicar las resoluciones del Consejo, cuando ello no corresponde al Presidente o al Director.
- e) Las demás que le asigne la legislación nacional y sus reglamentos.

ARTICULO 5. El Consejo Técnico de Hidrocarburos se reunirá ordinariamente una vez por mes y la convocatoria se hará por el Presidente o su suplente o por el Vicepresidente cuando corresponda, por medio del Secretario, con una antelación de 48 horas. El Consejo Técnico de Hidrocarburos se podrá reunir extraordinariamente cuando así se requiera, previa convocatoria del Presidente o su suplente.

ARTICULO 6. El quorum para que pueda sesionar válidamente el Consejo, será como mínimo tres miembros, de los cuales uno deberá ser el Presidente o su suplente o el Vice - Presidente, este último en ausencia de los dos primeros.

ARTICULO 7. Cada sesión será grabada y se elaborará un acta que contendrá al menos, indicación de la hora, lugar y fecha en que se celebra, miembros presentes y personas invitadas, el orden del día y contenido de los acuerdos. Las actas serán aprobadas en la sesión ordinaria siguiente a la que se celebró, en la cual adquirirán firmeza. Las actas serán firmadas por los miembros del Consejo Técnico y por el Secretario que es responsable de recoger las firmas.

ARTICULO 8. En todo lo no dispuesto por este Reglamento sobre la organización del Consejo Técnico, se aplicará en forma supletoria la Ley General de Administración Pública.

ARTICULO 9. Serán funciones del Consejo Técnico de Hidrocarburos:

- a. Desarrollar la política en materia de hidrocarburos dictada por el Poder Ejecutivo, de acuerdo a la política energética del país.
- b. Aprobar el Plan Anual de actividades de la Dirección General de Hidrocarburos.
- c. Recomendar las áreas del territorio nacional que pueden ser contratadas
- d. Aprobar y recomendar, al Poder Ejecutivo, los carteles de licitación pública para la exploración y la explotación de los hidrocarburos.
- e. Recomendar o no recomendar al Poder Ejecutivo, suscribir los contratos sometidos a su consideración por la Dirección.

ARTICULO 10. El Director General tendrá las siguientes funciones:

- a. Elaborar los carteles de las licitaciones públicas y someterlos a la aprobación del Consejo Técnico.
- b. Analizar las ofertas y tramitar los contratos para la exploración y explotación de los hidrocarburos y remitir las recomendaciones técnicas respectivas al Poder Ejecutivo, por medio del Consejo Técnico de Hidrocarburos.
- c. Fiscalizar las actividades desarrolladas por los contratistas.

- d. Analizar la concurrencia de causales de nulidad o de caducidad de los contratos y elevar su recomendación al Poder Ejecutivo, por medio del Consejo Técnico de Hidrocarburos.
- e. Recomendar al Poder Ejecutivo la procedencia o la improcedencia de la cesión, parcial o total, de los contratos.
- f. Analizar y recomendar, al Poder Ejecutivo, el otorgamiento de las prórrogas solicitadas por los contratistas.
- g. Velar por el cumplimiento de la tasa máxima de eficiencia productiva (MEP).
- h. Llevar los registros citados en los artículos 20 y 21 de la Ley 7399.
- i. Aprobar la información presentada por los contratistas.
- j. Dar por satisfechos los requisitos a los que se refiere el artículo 22 de la Ley No. 7399.
- k. Velar por la exclusión de las áreas protegidas que al tenor del artículo 26 de la Ley no son susceptibles de contratación.
- l. Administrar y mantener los recursos asignados al Ministerio de Recursos Naturales, Energía y Minas bajo el amparo de los artículos 16 y 56 de la Ley de Hidrocarburos.
- m. Otras funciones que le asigne el Ministro.

ARTICULO 11. - Serán funciones del Sub-director de la Dirección General de Hidrocarburos las siguientes:

- a. Coordinar con todos los departamentos la ejecución del plan anual de actividades, para su presentación a la Dirección.
- b. Coordinar con los departamentos, la elaboración de los carteles de licitación, para su tramitación por parte de la Dirección General de Hidrocarburos.
- c. Coordinar la preparación de los contratos de exploración y explotación de los hidrocarburos, para su tramitación por parte de la Dirección General de Hidrocarburos.
- d. Coordinar con el Departamento de Licitaciones y Contratos, la presentación de las recomendaciones para las exoneraciones procedentes, conforme a lo dispuesto en la Ley de Hidrocarburos, ante la Dirección General de Hidrocarburos.

- e. Coordinar con los departamentos de la Dirección, todo lo relacionado con las labores técnicas que les corresponden y que están descritas en el presente reglamento; y colaborar con el Director en las labores técnico-administrativas de la Dirección asesorándole en la toma de decisiones.
- f. Propiciar y fomentar la coordinación interinstitucional de los proyectos a desarrollar a corto, mediano y largo plazo.
- g. Participar en la planificación de los programas de capacitación técnica y administrativa a nivel nacional e internacional.
- h. Controlar, recomendar y supervisar los movimientos de personal de la Dirección.
- i. Velar por la divulgación de los resultados obtenidos en los programas y proyectos que desarrolla la Dirección.
- j. Promover interna y externamente los objetivos de la Dirección, en coordinación con el Director General de Hidrocarburos.
- k. Sustituir al Director General de Hidrocarburos en sus ausencias temporales, con iguales atribuciones.
- l. Cualquier otra función que le asigne el Director.

ARTICULO 12. - Serán funciones del Departamento de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, las siguientes:

- a. Analizar las ofertas para la exploración y explotación de los hidrocarburos y emitir las recomendaciones técnicas.
- b. Fiscalizar las actividades técnicas de campo; así como evaluar y verificar el cumplimiento de los informes presentados por los contratistas.
- c. Analizar la concurrencia técnica de causales de nulidad o caducidad de los contratos y emitir sus recomendaciones al Director General de Hidrocarburos.
- d. Analizar y recomendar sobre los aspectos técnicos de la procedencia o la improcedencia de la cesión, parcial o total, de los contratos.
- e. Analizar y recomendar técnicamente el otorgamiento de las prórrogas que soliciten los contratistas.

- f. Determinar la tasa máxima de eficiencia productiva (MEP).
- g. Administrar el manejo técnico de la información técnica, que comprende: archivo, mantenimiento de bases de datos, revisión, reproducción, procesamiento e interpretación de los datos, adquisición de información, especificación y recomendación de equipos y programas para este fin; así como preparación de la información para fines promocionales. Elaborar los formularios en que el contratista presentará los datos requeridos por el MIRENEM para la alimentación del banco de datos.
- h. Analizar y realizar estudios e informes relacionados con la construcción de oleoductos, gasoductos, tanques de almacenamiento, caminos y carreteras de acceso, campamentos, y sitios de perforación.
- i. Conocer y supervisar el movimiento de equipo y materiales relacionados con la exploración y explotación de hidrocarburos (equipo de perforación, materiales explosivos, aparatos de medición, etc.).
- j. Velar porque el transporte de los hidrocarburos explotados en el territorio nacional cumpla con las especificaciones técnicas.
- k. Analizar y recomendar sobre los aspectos técnicos del contrato.
- l. Recomendar la imposición de servidumbres y expropiaciones, sobre los terrenos de propiedad particular, cuando sean indispensables para la realización de las actividades y obras respectivas reguladas por la Ley de Hidrocarburos.
- m. Evaluar los aspectos técnicos del Bono de Garantía de cumplimiento del contrato y emitir sus recomendaciones en caso de ejecución del mismo.
- n. Fiscalizar la producción diaria por campo de producción petrolero y/o gasífero de las áreas contratadas, realizando las mediciones correspondientes de conformidad con lo que establezca el Reglamento.

ARTICULO 13. Serán funciones del Departamento de Estudios Ambientales, las siguientes:

- a. Analizar y recomendar la aprobación o no de los de Estudios de Impacto Ambiental presentados por los contratistas y solicitar las modificaciones necesarias para cumplir con las normas vigentes.
- b. Verificar y monitorear las medidas y procedimientos aprobados incluidos en el Estudio de Impacto Ambiental, tendientes a cumplir con todas las normas y

requisitos legales y reglamentarios sobre la protección ambiental y la recuperación de los recursos naturales renovables.

- c. Verificar la actualización periódica del Estudio de Impacto Ambiental.
- d. Poner en práctica y vigilar el cumplimiento por parte del contratista, de las normas de Seguridad, Salud Ocupacional e Higiene de Trabajo estipulados en este Reglamento.
- e. Ejecutar labores de supervisión y control en el área objeto del contrato, en los oleoductos, en las terminales de fiscalización, en las zonas de almacenamiento y en los sitios de exportación de los hidrocarburos.
- f. Emitir recomendaciones sobre la cobertura desde el punto de vista de la protección ambiental, del Bono de Garantía, así como vertir su criterio respecto de la ejecución del mismo.

ARTICULO 14. Serán funciones del Departamento de Licitaciones y Contratos las siguientes:

- a. Elaborar los carteles de las licitaciones públicas y presentarlos al Director para ser aprobados por el Consejo Técnico, incluyendo la redacción de las condiciones generales y especificaciones técnicas necesarias.
- b. Ordenar la publicación del cartel en el Diario Oficial y al menos en dos diarios de circulación nacional, una vez aprobado por el Consejo Técnico.
- c. Comunicar directamente el objeto del cartel a las principales empresas petroleras nacionales y extranjeras.
- d. Conocer y manifestar sobre las impugnaciones presentadas ante la Contraloría General de la República respecto a lo relacionado con el cartel en coordinación con el Departamento de Asesoría Jurídica.
- e. Llevar a cabo el proceso de apertura de las ofertas, así como levantar un acta sobre las mismas.
- f. Coordinar el proceso de análisis de las ofertas.
- g. Conocer y emitir las recomendaciones sobre los recursos interpuestos ante la Contraloría General de la República respecto a las adjudicaciones y readjudicaciones, en coordinación con el Departamento de Asesoría Jurídica y el Departamento de Exploración y Explotación.

- h. Elaborar los contratos de exploración o explotación de hidrocarburos, y presentarlos al Director para su tramitación correspondiente.
- i. Supervisar que el contratista haya cumplido con el pago de las obligaciones pecuniarias establecidas en la Ley de Hidrocarburos.
- j. Definir y ejecutar las campañas promocionales para la exploración y explotación de hidrocarburos en el país, con la aprobación del Director.
- k. Determinar las tarifas por concepto de reproducción y derecho de uso de la información técnica propiedad del Ministerio de Recursos Naturales, Energía y Minas, al tenor de lo dispuesto por el artículo 52 de la Ley de Hidrocarburos excepto las fijadas por el artículo 203 del Reglamento. Asimismo, verificará la cancelación del importe de las respectivas tarifas.
- l. Supervisar el pago por parte del contratista del Impuesto de Transporte en Oleoductos.
- m. Supervisar el cumplimiento en el plazo de las regalías, y fijar el mecanismo de la recepción de las mismas por parte del Estado, en coordinación con el Ministerio de Hacienda.
- n. Hacer las recomendaciones técnicas necesarias para fijar el monto de las multas por incumplimiento de las obligaciones del contratista, según el artículo 215 del Reglamento y verificar su cancelación.
- o. Vigilar el trámite de las indemnizaciones correspondientes por la imposición de servidumbres y expropiaciones.
- p. Analizar y recomendar sobre el cumplimiento de los términos de la devolución de las áreas.
- q. Analizar y recomendar todo lo procedente en materia de exoneraciones, conforme a lo dispuesto en la Ley de Hidrocarburos.

ARTICULO 15. Serán funciones del Departamento de Registro de Hidrocarburos las siguientes:

- a. Inscribir los contratos, reducciones, prórrogas, renunciaciones, nulidades, caducidades, cancelaciones, expropiaciones, servidumbres y en general todos los actos administrativos y legales referentes a las actividades de exploración y explotación de los hidrocarburos.

- b. Administrar y mantener el Registro de Antecedentes con los nombres, las cualidades y los atestados de las personas físicas y jurídicas calificadas para elaborar los Estudios del Impacto Ambiental referentes a la Ley de Hidrocarburos.
- c. Administrar y mantener el archivo actualizado de las compañías petroleras nacionales y de las sucursales establecidas en el país por las compañías extranjeras conforme al artículo 22 de la Ley de Hidrocarburos.
- d. Administrar y mantener un inventario cartográfico actualizado de las áreas contratadas.
- e. Llevar un registro en donde conste la ubicación y características de operación de los oleoductos, de las terminales de fiscalización y lugares de almacenamiento de los hidrocarburos.
- f. Llevar un archivo con las fechas y el volumen de exportación de hidrocarburos.

ARTICULO 16. Serán funciones del Departamento de Asesoría Jurídica las siguientes:

- a. Analizar la concurrencia legal de causales de nulidad o caducidad de los contratos y emitir sus recomendaciones ante el Director General de Hidrocarburos.
- b. Analizar y recomendar sobre los aspectos legales de la procedencia o la improcedencia de la cesión, parcial o total, de los contratos, y proceder con el trámite pertinente según las leyes vigentes.
- c. Analizar y recomendar sobre los aspectos legales del otorgamiento de las prórrogas que soliciten los contratistas.
- d. Analizar y recomendar sobre el cumplimiento de los requisitos a los cuales se refiere el artículo 22 de la Ley de Hidrocarburos.
- e. Evaluar los aspectos legales del Bono de Garantía presentado, para el cumplimiento del Contrato, y llevar a cabo los trámites tendientes a su ejecución en caso necesario.
- f. Analizar y recomendar sobre los aspectos legales de las ofertas y los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos.
- g. Examinar y dictaminar sobre la legalidad de los actos administrativos emitidos por la Dirección.

h. Atender los recursos que se planteen contra las decisiones adoptadas por la Dirección.

i. Realizar cualesquiera otras tareas de índole jurídico por encargo del superior jerárquico.

TITULO III

DE LOS PROCEDIMIENTOS Y TRAMITES DEL REGIMEN DE CONTRATACION

ARTICULO 17. - El objeto de los contratos será la exploración del área contratada y la explotación de los hidrocarburos que puedan encontrarse en ella. Los contratos para la exploración y explotación de los hidrocarburos los suscribirán el PE y además de los requisitos estipulados en el Artículo 31 de la Ley, contemplarán los siguientes:

- a) - Terminología empleada.
- b) - Localización de bloques contratados y la división en sus respectivos lotes.
- c) - Unificación y unitización en la etapa de explotación.
- d) - Representación legal en el territorio nacional de la compañía contratista.
- e) - Capacitación y transferencia de tecnología.
- f) - Forma de pago para el derecho de uso de la información técnica disponible en la DGH.
- g) - Definición de la confidencialidad de la información suministrada por el contratista.
- h) - Validez del contrato.
- i) - La regalía que está dispuesta a dar el contratista, tomando en cuenta la mínima establecida por la Ley.
- j) - Responsabilidades del contratista.
- k) - Seguros, notificaciones, comunicaciones, desacuerdos.
- l) - Mecanismos de fijación de los precios de los hidrocarburos que el contratista le venderá al Estado.
- m) - Manejo de la cuenta común del contratista y el Estado.
- n) - Tarifas y condiciones de transportes de hidrocarburos por poliductos y almacenamiento de los mismos.
- o) - Otros requisitos estipulados en el contrato.

ARTICULO 18. - A efecto de suscribir contratos para la ejecución de las actividades estipuladas en la Ley, el PE deberá aplicar el procedimiento de licitación pública y regirse por las regulaciones contempladas en el artículo 32 de la Ley y por los siguientes:

- a) Todo cartel indicará la hora y fecha de vencimiento del plazo para la recepción de ofertas que no podrá ser menor a dos meses, contados a partir de la publicación en el Diario Oficial.

- b) Las ofertas deberán cumplir con los siguientes requisitos:
1. Estar expresadas en idioma español. Sus anexos técnicos podrán estar redactados en otro idioma.
 2. Contar con numeración consecutiva.
 3. Ajustarse en forma detallada a los requisitos básicos considerados en el cartel.
 4. Establecer de manera inequívoca su plazo de vigencia.
 5. El oferente deberá indicar en forma clara y precisa la condición en que participa, a nombre propio o como apoderado.
 6. Estar firmada por persona con capacidad legal para ello y la firma deberá ser autenticada.
 7. Declaración jurada de que el oferente se encuentra al día con las obligaciones relativas al régimen de impuestos directos a que se refiere el Artículo 6 de la Ley no. 3173 del 12 de agosto de 1963.
- c) La oferta deberá ser acompañada de:
- 1) Cuatro copias idénticas al original incluidos sus anexos.
 - 2) Todos aquellos documentos que expresamente requiere el cartel.

ARTICULO 19 En el momento de la apertura, se levantará un acta en el cual se hará constar los siguientes extremos:

- a) Fecha y hora en que se inicie el acta de apertura.
- b) Nombre o razón social de los oferentes, indicando N°. de la cédula o documento de identidad o cédula de persona jurídica.
- c) Enumeración taxativa de todos los documentos legales aportados, haciendo mención expresa de si se trata de documentos originales, copias certificadas o copias simples.
- d) Número de copias de la oferta.
- f) Todo otro dado que considere oportuno incluir el funcionario director del acto.
- g) Hora en que se termina la diligencia.
- h) Indicación de las personas presentes que quieran hacerlo al pie del acta; aquellos presentes que han hecho observaciones firmarán el acta. Caso contrario, sus observaciones podrían no ser tomadas en cuenta.

ARTICULO 20. Se adjudicará la mejor oferta válida por acuerdo o por acto razonado con fundamento en el expediente administrativo. La adjudicación será notificada a todos los participantes por carta, telex, telegrama, facsímil o cualquier otro medio escrito que garantice el envío de la notificación.

ARTICULO 21. Las áreas sujetas a contrato están compuestas por un máximo de 9 bloques zona costa afuera, 6 bloques zona terrestre u 8 bloques compuestos por

4 costa afuera y 4 zona terrestre. Cada bloque, cuenta con una superficie máxima de 200 000 hectáreas o 2 000 km², compuesto por lotes de 2 500 hectáreas o 25 km².

El período de exploración es de una duración de 3 años con 3 períodos de prórrogas de un año cada una y el período de explotación es de una duración de 20 años sin prórrogas.

La devolución del área contratada se hará de la siguiente manera: al final del período de exploración el contratista devolverá 50% del área contratada; dos años después el área se reducirá al 25% del área originalmente contratada y dos años más tarde el área se reducirá a los campos comerciales más 5 km de reserva alrededor de cada campo.

ARTICULO 22. Para el establecimiento de servidumbres y expropiaciones sobre terrenos de propiedad particular se observarán los siguientes procedimientos:

a) La Dirección General de Hidrocarburos levantará un expediente administrativo que contendrá los planos de ubicación del área objeto de la servidumbre o que se pretende expropiar.

b) La Dirección General de Hidrocarburos pedirá con el envío de los documentos mencionados en el punto c) de este artículo, a la Dirección de Tributación Directa, Sección de Avalúos Especiales, que proceda a determinar el monto de la indemnización que deberá pagarse al propietario del inmueble afectado.

c) La parte interesada presentará certificación del Registro Público de la Propiedad, si fuere procedente de la inscripción o anotación de la finca respectiva, además aportará certificación del registro de valores de la Dirección General de Tributación Directa del Ministerio de Hacienda, haciendo constar el valor registrado de la propiedad, los demás datos necesarios.

ARTICULO 23. Una vez obtenido el informe de la Tributación, la Dirección General de Hidrocarburos requerirá al propietario o representante para que, dentro de diez días hábiles siguientes, manifieste si está dispuesto a vender, por el precio fijado, el bien que se necesita, a efecto de que comparezca al otorgamiento de la escritura de ley.

ARTICULO 24. Tratándose de servidumbre y de ser conforme el avalúo correspondiente, la Dirección General de Hidrocarburos concederá el derecho, la cual será inscrita de oficio en el Registro de Hidrocarburos.

ARTICULO 25. Si el propietario no acepta el precio fijado, o si el propietario no concurriera dentro del plazo indicado, se procederá de inmediato a dictar el Decreto Ejecutivo y publicado éste, se pasará el expediente respectivo a la

Procuraduría General de la República a fin de que en representación del Estado, prosiga las diligencias hasta su finalización ante el Juzgado Civil de Hacienda y Contencioso Administrativo.

ARTICULO 26. El contratista podrá realizar los trabajos requeridos, bajo su propio riesgo, depositando la suma establecida en el avalúo de la Dirección General de la Tributación Directa, en la cuenta bancaria del Juzgado Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda, sin perjuicio de continuar con la tramitación de las diligencias establecidas de conformidad a lo indicado en el artículo 40 de la Ley.

TITULO IV DE LA EXPLORACION

ACTIVIDADES EXPLORATORIAS

ARTICULO 27. - Los Contratistas podrán llevar a cabo las siguientes actividades exploratorias:

- a) Estudios topográficos.
- b) Estudios de fotogeología y fotometría.
- c) Estudios Sensores Remotos ("Landsat").
- d) Estudios geológicos (geología de superficie, geología estructural, estratigrafía, geoquímica, petrografía, paleontología, petrofísica).
- e) Estudios de geofísica (magnetometría, gravimetría, electrometría, radiometría, sísmica, geofísica de pozo).
- f) Perforación de pozos y de ser necesario completación de los mismos.
- g) Pruebas de producción.
- h) Cualquier otra autorizada en el contrato.

DEL PLAN EXPLORATORIO

ARTICULO 28. El Contratista deberá rendir a MIRENEM el plan de Exploración a más tardar 45 días antes de la iniciación de los trabajos, según se especifica en detalle en el TITULO VII "De la Información".

ARTICULO 29. La adquisición de datos sísmicos será llevada a cabo y procesada de acuerdo a los estándares generales aceptados en la industria y conforme con las condiciones geológicas locales.

DE LOS INFORMES

ARTICULO 30. El Contratista llevará un informe diario de los estudios realizados. En el caso de los estudios sísmicos, incluirá información sobre el tamaño de la

carga explosiva, el número de disparos e información precisa indicando los puntos de disparo.

Los informes periódicos deberán encontrarse disponibles para su examen por la DGH.

DE LA EXPLORACION SISMICA TERRESTRE; TECNICAS DE LEVANTAMIENTO SISMICO

ARTICULO 31. Para los puntos de disparo se deberá observar las normas establecidas en el EIA y aprobadas por el CONEIA.

ARTICULO 32. Las áreas de terrenos inestables, o donde se sepa de la existencia de cavidades subterráneas, serán evitadas.

ACCESOS

ARTICULO 33. No se hará uso de tractores de oruga o de equipo de movimiento de tierra para las operaciones, excepto para el mantenimiento de caminos existentes o en el caso de usar vibradores.

ARTICULO 34. En la medida de lo posible, la apertura de líneas sísmicas será de acuerdo a lo estipulado en el EIA y aprobado por el CONEIA. En esta actividad, deberá evitarse el corte de árboles, esto se podrá realizar únicamente con el permiso otorgado por la Dirección Forestal del MIRENEM, ajustando la configuración del punto de disparo.

ARTICULO 35. Deberá efectuarse un reconocimiento previo al marcado de cada línea sísmica, para seleccionar la ruta que provoque el menor impacto dentro del corredor de flexibilidad en la ubicación de la línea sísmica.

CRUCES DE RIOS Y ARROYOS

ARTICULO 36. Los lugares donde se necesita cruzar un río, sus cauces y bancos, deberán ser regularmente inspeccionados y los cruces mantenidos para prevenir desestabilizaciones. No se dragará ni profundizará ninguna vía de agua, río o acceso acuático salvo en casos previamente justificados y autorizados por el MIRENEM.

ARTICULO 37. Se fijarán límites de velocidad a todas las embarcaciones para garantizar una operación segura y para evitar la erosión de los bancos de los ríos.

AREAS SEMOVIENTES

ARTICULO 38. Los semovientes tendrá que ser desplazado de los lugares donde se planea detonar cargas sísmicas para mantenerlo a una distancia mínima de 200 m de la línea sísmica, en caso que por razones de espacio u otros esto no sea posible, se requerirá supervisión especial para evitar daños al ganado.

DEL ABANDONO Y RECUPERACION

ARTICULO 39. Después del levantamiento sísmico, todos los alambres, estacas, marcadores, excepto marcas permanentes como los hitos, serán removidos de todas las líneas sísmicas y junto con cualquier desecho; y serán dispuestos de acuerdo con las prácticas de manejo de desechos según lo establecido en el EIA y aprobado por CONEIA.

Si en estas actividades, se ha afectado, de alguna manera, el drenaje natural, este se deberá reinstaurar.

En el caso de cercas que se remuevan con notificación a los dueños, deberán ser colocadas nuevamente después de la operación. Los daños a las cercas o a la propiedad, serán reparados tan pronto como sea posible.

ARTICULO 40. Las áreas del suelo que hayan sido compactadas, deben ser aradas en profundidad, para ayudar a la infiltración y promover la vegetación natural.

DE LA VERIFICACION DE RECUPERACION

ARTICULO 41. Tres meses después de haberse terminado las líneas sísmicas, se verificará que ningún impacto imprevisto haya ocurrido.

En lugares predeterminados se tomará una serie de fotografías representativas para identificar las condiciones de las líneas sísmicas a intervalos regulares, proporcionando una medida de su recuperación.

TITULO V DE LA PERFORACION

CAPITULO I DE LA INSTALACION Y DEL EQUIPO DE PERFORACION

ARTICULO 42. El contratista obtendrá toda la información relacionada con la ubicación del futuro pozo, condiciones y habitantes de la zona, clima y topografía cercana y resistencia del suelo, que le permita la correcta instalación del equipo de perforación y planificación de sus operaciones.

ARTICULO 43. El contratista deberá informarse debidamente sobre la posible existencia de H₂S y CO₂ en la zona para desarrollar el Plan de Contingencia correspondiente que se indica en el artículo 65 del presente Reglamento.

ARTICULO 44. La selección de la ubicación, así como, la construcción de sus accesos y de la plataforma donde se instalará el equipo de perforación, será de conformidad con lo establecido por CONEIA.

ARTICULO 45. El contratista deberá utilizar el equipo de perforación adecuado para las condiciones operativas planeadas, el cual contará con capacidad en exceso para poder perforar y completar el pozo hasta su objetivo.

ARTICULO 46. El contratista deberá asegurarse que la empresa que ejecute la perforación tenga la experiencia, equipamiento y medios satisfactorios, para resolver los problemas previsibles en la perforación de pozos.

ARTICULO 47. El contratista deberá cumplir, en sus trabajos de perforación, con las siguientes especificaciones:

a) La plataforma de perforación tendrá un área no mayor de 2 hectáreas (0.02 km²) para un pozo y 0.5 hectáreas (0.005 km²) por cada pozo adicional a perforarse desde la misma ubicación. Estas dimensiones podrán ampliarse solamente para permitir el área de aproximación obligada a los helicópteros, si fuere requerido.

b) Se construirán drenajes para evitar el ingreso del agua de lluvia o de escorrentía.

c) De ser necesario el corte de árboles y movimiento de tierras en la ubicación, el diseño y técnicas empleados en su construcción deberán minimizar los riesgos de erosión y contar con los permisos de rigor.

d) Los sumideros o depósitos de desechos de fluidos de perforación deben tener las siguientes características que pueden modificarse si el ambiente en donde se trabaja lo justifica:

1. Ser impermeables y tener diques si existe riesgo de contaminación de las aguas superficiales o subterráneas.

2. Tener capacidad entre 0.26 y 0.78 m³ por metro perforado (0.5, 1.5 Bls, por pie de pozo perforado).

3. Incluir 1 m de espacio libre vertical de capacidad, dependiendo de las variables que se esperan en el programa de perforación y de las particularidades de la región.

4. Estar ubicados, de preferencia en una porción alta de terreno con pendientes menores de 5%, lejos de los cuerpos de agua y el material excavado debe ser amontonado en un lugar que facilite el relleno.

5. Estar divididos en secciones para facilitar la decantación y aprovechamiento del agua en la recomposición del lodo.

6 No deben usarse los sumideros para el despojo de basura, ni para otros desperdicios sólidos u otros fluidos.

e) No podrán construirse pozas para almacenar petróleo, ni las pozas construidas para otros fines podrán ser utilizadas para contener petróleo, salvo emergencia comprobada.

ARTICULO 48. En la ubicación de pozos petrolíferos se aplicarán las siguientes distancias mínimas:

- a) a 40 m de las tuberías de flujo de hidrocarburos.
- b) a 40 m de caminos transitables.
- c) a 100 m de cualquier construcción o instalación.
- d) a 100 m del lindero del área de contrato excepto en la situación mencionada en el Artículo e) 136 de este Reglamento.

ARTICULO 49. Cuando por razones que a criterio del contratista, fuera inevitable la perforación de pozos dentro o sobre las instalaciones de producción, el contratista tendrá que obtener la autorización de la DGH para poder ejecutar dichas operaciones. La DGH deberá expedir su resolución dentro de los siguientes 15 días a la recepción de la solicitud.

En la justificación que presente en su solicitud, el contratista deberá dar, como mínimo, la siguiente información:

- a) razones técnicas y económicas que justifiquen la operación.
- b) equipos que serán utilizados.
- c) equipos que operan normalmente en el área y que serán paralizados durante la operación.
- d) plan de operación de equipos, sensores y alarmas que garanticen la seguridad de la operación.
- e) plan contra incendios, de evacuación, de avisos y de ayuda en caso de emergencia.
- f) lista de los teléfonos y del personal supervisor involucrado, de transporte y de asistencia médica en caso de emergencia.

ARTICULO 50. En perforación dirigida y horizontal, el fondo del pozo no debe estar a menos de 100 m del lindero del área de contrato, salvo en la situación mencionada en el artículo 136.

ARTICULO 51. El equipo de perforación debe contar con los medios necesarios para poder estar comunicado con su base en forma permanente.

ARTICULO 52. El sistema de iluminación, incluyendo cables eléctricos e interruptores deben ser del tipo a prueba de explosión siguiendo las normas API RP - 500 NFPA - 70 o las que las sustituyan en el futuro.

ARTICULO 53. Los escapes de los motores de perforar deben tener los dispositivos de enfriamiento por agua.

ARTICULO 54. El equipo de perforación debe contar con unidades de primeros auxilios y de evacuación en el lugar de la perforación. De no ser esto posible, el equipo debe contar con personal especializado que permita la atención del personal, hasta que llegue la unidad de evacuación.

ARTICULO 55. Se prohibido fumar dentro de un radio de 50 m del pozo. Avisos en este sentido deben estar claramente visibles. Podrán hacerlo, de existir ambientes cerrados apropiados dentro de este radio, los que deben estar identificados con claridad.

ARTICULO 56. Se prohíbe el uso de fuego abierto dentro de un radio de 50 m del pozo.

ARTICULO 57. Se deben emplear las prácticas recomendadas por el API vigentes y las especificaciones siguientes que sean de aplicación:

RP2A	Prácticas recomendadas para planear, diseñar y construir plataformas fijas costa afuera.
SPEC 2B	Especificaciones de acero estructural.
SPEC 2C	Especificaciones para grúas costa afuera.
RP2D	Prácticas recomendadas para operación y mantenimiento de grúas costa afuera.
SPEC 2F	Especificaciones para cadenas de amarre.
SPEC 2H	Especificaciones de acero al carbón manganeso para plataforma costa afuera.
RP 2I	Prácticas recomendadas de amarres para unidades flotantes de perforación.
RP 2L	Prácticas recomendadas para diseño y construcción de plataformas fijas costa afuera.
RP 2M	Prácticas recomendadas para pruebas de diseño de anclas de acero para estructuras flotantes.
RP 2P	Prácticas recomendadas para el análisis del sistema de amarre en unidades de perforación flotantes.

RP 2R	Prácticas recomendadas para el diseño, rango y prueba de acoplamiento de compensadores de perforación marinos.
RP 2T	Prácticas recomendadas para el diseño y construcción de plataformas tensionadas.
SPEC 2W	Especificaciones de acero para estructuras costa afuera.
SPEC 2Y	
RP 2X	Prácticas recomendadas para examen ultrasónico de estructuras costa afuera.
SPEC 4E	Especificaciones de estructuras para perforación de servicio de pozos.
SPEC 4F	
RP 4G	Prácticas recomendadas para uso y mantenimiento de estructuras de perforación y servicio de pozos.
SPEC 8A	Especificaciones y procedimientos recomendados para inspección y mantenimiento de equipos de izaje de perforación y producción.
SPEC 8B	
SPEC 8C	
RP 500	Prácticas recomendadas para clasificar lugares para instalaciones eléctricas en instalaciones petroleras.

ARTICULO 58. El conjunto de BOP debe tener la capacidad adecuada al riesgo, la exposición y grado de protección necesarios para controlar la presión del pozo y proteger el ambiente. Sus bridas no pueden ser de menor rango que las especificadas por el API SPEC 6A, o la especificación que la reemplace o la última versión, y deben corresponder a las del cabezal del pozo.

ARTICULO 59. El conjunto del BOP mínimo para un pozo, salvo en áreas de comprobada depletación, debe estar compuesto por:

- a) 1 BOP de compuertas ciegas.
- b) 1 BOP de compuertas para tubería.
- c) 1 BOP esférico o anular en la parte superior.

Las líneas para desfogar el pozo deben estar por lo menos: una entre los controles inferior e intermedio y otra bajo el inferior.

ARTICULO 60. La presión de trabajo de las válvulas, líneas y múltiples de desfogue debe ser por lo menos igual a la de los conjuntos de control.

ARTICULO 61. El sistema de control de los BOP debe tener un acumulador que tenga como mínimo las siguientes características:

- a) capacidad para cerrar un BOP de compuertas y el anular simultáneamente.
- b) poder cerrar totalmente el BOP de compuertas dentro de 30 segundos.
- c) poder cerrar totalmente un BOP anular de hasta 350 mm de diámetro de hueco dentro de 60 segundos y mayor de 350 mm dentro de 90 segundos.

- d) recobrar la caída de presión de trabajo dentro de 5 minutos.
- f) tener presión de nitrógeno mínima de 80 kg/cm² si solo acciona el BOP de compuertas y de 140 kg/cm² si acciona un BOP anular.
- f) tener manómetros en cada contenedor de nitrógeno.
- g) ser operado por dos medios automáticos y uno manual.

ARTICULO 62. El control y panel maestro para operar los BOP deben estar ubicados a una distancia segura, lejos del pozo. Donde las condiciones lo garanticen, el perforador debe de tener un panel de control satélite a su alcance.

ARTICULO 63. En adición a la unidad e instrumentos usados para control y registro de las condiciones de perforar, el equipo de control mínimo durante la perforación exploratoria debe tener:

- a) indicadores de nivel de tanques y retorno de lodo que sirvan para determinar el volumen del fluido de perforación. El indicador de nivel de tanques debe tener alarma audiovisual para el perforador.
- b) indicador y registro de presión de la bomba.
- c) registro del peso del lodo de retorno.
- d) registro de la temperatura de entrada y salida del lodo.
- e) unidad de detección de gas en el lodo con alarma automática.
- f) un detector de explosividad en porcentaje y límite inferior de explosividad.
- g) alarma y detector de H₂S si es aplicable.

ARTICULO 64. El detector de gas automático debe estar provisto de alarmas audiovisuales en el piso de trabajo y ajustadas para dar indicación al 25% y 75% bajo el límite de explosión.

ARTICULO 65. Las medidas que deben existir como precaución a la existencia del H₂S deberán consistir en un Plan de Contingencia que incluirá como mínimo:

- a) conocimiento del personal de los equipos, primeros auxilios, alarmas, ventilación y peligros del H₂S y CO₂.
- b) procedimiento para el manejo del equipos de seguridad, simulación y entrenamiento del personal.
- c) identificación de posiciones y responsabilidades del personal para iniciarse cuando las concentraciones del H₂S en la atmósfera lleguen a 10, 20 y 50 partes por millón.
- d) lugares seguros de concentración y escapes.
- e) entidades a ser notificadas y servicios médicos disponibles.

ARTICULO 66. Todos los malacates, "winches", deben tener defensas y estar marcados con su capacidad permitida.

ARTICULO 67. El sistema de reacondicionamiento de lodo debe estar conformado por lo menos por: zaranda, desgasificador, desarenador y desilter.

CAPITULO II DE LA PERFORACION DEL POZO

ARTICULO 68. La perforación de un pozo debe seguir en lo posible el programa trazado y aprobado, empleándose para ello las mejores técnicas usadas para esta operación en la industria del petróleo.

ARTICULO 69. La supervisión de las operaciones de perforación, debe ser hecha en forma constante y permanente por personal experimentado en todos los niveles siguiendo al efecto un programa de turnos establecidos.

ARTICULO 70. Todo el personal debe contar con facilidades para descanso, alimentación y aseo, en caso de que la ubicación exija que se pernocte en el campamento.

ARTICULO 71. Durante la perforación de un pozo exploratorio o de desarrollo deben existir los siguientes informes diarios obligatorios, independientes de los que presenten los operadores de servicios subcontratados o de operaciones especiales:

- a) informe del perforador: el que incluirá toda la información de lo ocurrido en el día: el equipamiento de la sarta, químicas usadas, condiciones de operación, personal en trabajo, distribución detallada del tiempo de cada operación rutinaria, especial y accidental, prueba de los BOP, "impide reventones", así como los accidentes de trabajo, si los hubiera.
- b) registro de las condiciones de perforación: durante cada 24 horas en forma constante y automática. Como mínimo deben registrarse durante cada unidad de medida perforada, el peso de la sarta y sobre la broca, velocidad y presión de la bomba y velocidad y torsión de la mesa rotatoria.
- c) informe litológico, preparado diariamente con base en el análisis geológico de las muestras de canaleta, en forma continua durante la perforación.
- d) informe de las condiciones del fluido de perforación con las condiciones de entrada y salida del lodo y consumo de materiales y químicas, por lo menos tres veces por día.
- e) informe del mecánico de guardia registrando el cumplimiento de los trabajos realizados, inspecciones, funcionamientos deficientes, horas de marcha y fluidos consumidos.

ARTICULO 72. Se podrán emplear las siguientes escalas en la preparación de la información que se indica:

- a) para perfiles de pozos
 - 1 : 200
 - 1 : 500
 - 1 : 1000
- b) para columna litológica
 - 1 : 500
 - 1 : 1000
 - 1 : 2500
 - 1 : 5000
 - 1 : 10000

ARTICULO 73. Todos los equipos exhibirán un cuadro del programa de mantenimiento de sus componentes principales que indique los trabajos efectuados y pendientes hasta su reparación total ("overhaul") o reemplazo.

ARTICULO 74. Deberá existir un registro de las inspecciones diarias, que incluye el informe a que se refiere el inciso e) del artículo 71, así como el registro de las inspecciones semanales y mensuales de los equipos involucrados.

ARTICULO 75. Debe existir un sistema y un registro para determinar el tiempo y longitud de corte del cable de perforación.

ARTICULO 76. Los BOP deben probarse en su presión de trabajo cuando sean instalados y por lo menos una vez por semana. Pruebas adicionales de funcionamiento deben hacerse, después de la cementación, cuando se vaya a efectuar una "prueba de formación" y por lo menos una vez diariamente, debiendo quedar registrados los resultados en el informe a que se refiere el inciso a) del artículo 71 de este Reglamento. La presión de trabajo se deberá mantener por lo menos durante 30 segundos en los BOP de compuerta y 45 segundos en los anulares.

ARTICULO 77. Debe existir un programa de entrenamiento para el personal que incluya simulacros semanales en el control de reventones. Todos los simulacros, incluyendo el indicado en el artículo 71 de este Reglamento, deben quedar registrados en el informe diario del perforador, al igual que cualquier actividad relacionada con el programa de seguridad.

ARTICULO 78. Cuando se atraviesen zonas que puedan resultar peligrosas son de aplicación las medidas contenidas en el Artículo 65 de este Reglamento, debiendo existir detectores de H₂S cerca del pozo y en todo momento una válvula de cuadrante, "kelly valve", al alcance de la cuadrilla.

ARTICULO 79. Los dispositivos de seguridad y control de temperatura nunca podrán estar desconectados.

ARTICULO 80. Los productos químicos, materiales para el lodo y cemento, deben estar almacenados en lugares cercanos al pozo y protegidos de los elementos de la naturaleza para evitar su deterioro.

ARTICULO 81. Los elevadores deben inspeccionarse visualmente antes de cada carrera y ser calibrados cada semestre.

ARTICULO 82. Deberán cumplirse las normas que establece la seguridad para las actividades de hidrocarburos para la atención de accidentes, dotación del equipo de primeros auxilios, colocación de letreros y avisos de seguridad, uso de sistemas de iluminación, luz roja y pararrayos en el tope del mástil y uso de cable de escape para el engrampador.

Asimismo dichas disposiciones deberán cubrir los aspectos de seguridad de los equipos de perforación relacionados con las defensas de los equipos, escape para el personal, anclajes y escaleras, válvulas de seguridad y equipos de prevención contra incendio, tanto para la perforación en tierra como costa afuera.

ARTICULO 83. El contratista deberá cumplir también con las normas de seguridad para las actividades de hidrocarburos, en lo referente al uso de implementos de protección personal y en el manipuleo de equipos y herramientas.

ARTICULO 84. Se deben emplear la ultima versión de las prácticas recomendadas por el API y especificaciones siguientes que sean aplicables:

SPEC 1B	Especificaciones para fajas.
RP 3	Prácticas recomendadas y especificaciones para uso y cuidado del cable de perforación y herramientas de pesca.
SPEC 5D	Especificaciones para la tubería de perforar.
SPEC 7	Especificaciones para el equipo de perforación.
RP7A1	Prácticas recomendadas para pruebas de lubricantes para roscas.
SPEC 7B 11C	Especificaciones y prácticas recomendadas para la instalación, mantenimiento y operación de motores de combustión interna.
SPEC 7C 11F	
SPEC 7F	Especificaciones para transmisión por cadena y ruedas dentadas.
SPEC 7G	Prácticas recomendadas para el diseño de pruebas y límites de operación.
SPEC 7J	Especificaciones para protectores de la tubería de perforar.
SPEC 9A	Especificaciones para cables de acero.

RP 9B	Prácticas recomendadas para cuidado y uso de cable de acero.
SPEC 13A	Especificaciones de materiales para fluidos de perforación.
RP 13B1	Prácticas recomendadas para probar fluidos de perforación a base de agua y aceite.
RP 13B2	
RP 13E	
RP 13G	Prácticas recomendadas para el informe de fluidos de perforación.
RP 13I	Prácticas recomendadas para pruebas de laboratorio de fluidos de perforación.
RP 13J	
RP 13K	
SPEC 16C	Especificaciones para sistemas para matar los pozos y estranguladores.
RP 16E	Prácticas recomendadas para el diseño de sistemas de control en la perforación de pozos.
SPEC 16D	Especificaciones para sistemas de control en la perforación de pozos.
RP 49	Prácticas recomendadas para seguridad en la perforación de pozos con H ₂ S.
RP 53	Prácticas recomendadas para el uso de sistemas BOP.
RP 54	
RP 62	Prácticas recomendadas y guía de evaluación, sistemas contra incendio y unidades de perforación móviles costa afuera.

Cuando se usen equipos que no estén registrados en el API, se deberá seguir escrupulosamente las indicaciones de uso, mantenimiento y operación de su fabricante.

ARTICULO 85. Los contratistas deberán establecer un plan de manejo de los desechos y desperdicios provenientes de sus operaciones sobre el mar, ríos o lagos, con el fin de evitar su contaminación, respetando lo dispuesto en el EIA y aprobado por la CONEIA .

ARTICULO 86. Las medidas para restaurar el área, al término de esta actividad, tapado de pozos y cantinas, etc.; serán de conformidad con lo dispuesto en el EIA y aprobado por la CONEIA.

CAPITULO III DE LA COMPLETACION DEL POZO

ARTICULO 87. La completación del pozo, se efectuará ajustando el plan original de trabajo con lo encontrado durante la perforación.

ARTICULO 88. Los cabezales de los pozos, deben tener las siguientes características:

- a) estar diseñados para una presión de trabajo superior a la máxima presión anticipada en superficie.
- b) estar diseñados para una resistencia de pandeo igual o mayor al de la tubería exterior superior a la cual está unida.
- c) tener conexiones con resistencia mecánica y rango de presión comparable a las correspondientes bridas API o la tubería a la cual será conectada.
- d) tener resistencia a la compresión adecuada para soportar el peso de las tuberías a ser colgadas.
- e) el cuerpo inferior del cabezal debe ser de brida integral y tener por lo menos una salida lateral para ser usada con brida o pernos prisioneros.

ARTICULO 89. Los pozos de alta presión o de gas, deberán completarse con árbol de navidad API con doble válvula maestra. La inferior se mantendrá abierta y la superior será la operativa.

ARTICULO 90. Las válvulas maestras deben ser del mismo diámetro interno de la tubería y abrir el 100% ("full open").

ARTICULO 91. Las instalaciones de superficie y subsuelo de un pozo completado deben ser tales que permitan la fácil medida de presión a través de las tuberías de revestimiento y de producción, presión de fondo y registros de producción del pozo.

ARTICULO 92. Se deberá tomar medidas especiales en la operación y mantenimiento de los equipos de superficie y subsuelo cuando haya presencia de CO₂ o H₂S en las instalaciones costa afuera.

ARTICULO 93. Se debe emplear ultima versión de las prácticas recomendadas por el API y especificaciones siguientes que sean aplicables:

SPEC 6A	Especificaciones de cabezales y válvulas de pozos.
SPEC 6AR	Especificaciones para reparar cabezales y árboles de navidad.
SPEC 6D	Especificaciones para válvulas para línea de flujo.
SPEC 6FA	Especificaciones de pruebas de fuego para válvulas
SPEC 6FC	y conexiones.
SPEC 6FB	

- RP 14H Prácticas recomendadas y especificaciones para
SPEC 14D instalación, mantenimiento y reparación de válvulas de
seguridad bajo agua y cabezales costa afuera.
SPEC 14A Especificaciones para válvulas de seguridad en el
fondo del pozo.
RP 14B Prácticas recomendadas para diseño, análisis, reparación,
etc. de sistemas de seguridad básico de superficie para plataformas costa
afuera.
SPEC 17D Especificaciones para cabezales submarinos.

ARTICULO 94. La tubería de revestimiento, "casing", de superficie, debe ser instalada para proveer el soporte seguro a los BOP y al equipo que colgará del cabezal, y debe ser cementada en toda su longitud.

ARTICULO 95. En caso que el pozo atraviere algún acuífero dulce que sea o pueda ser utilizado en el futuro como fuente de agua, la tubería de revestimiento de superficie deberá instalarse cubriendo por lo menos 25 m bajo el acuífero.

ARTICULO 96. Posteriormente que las tuberías de revestimiento han sido cementadas, deben ser probadas con presión igual a la presión interna que según los cálculos van a ser expuestas. La presión no debe exceder el 85% de la máxima presión interna de la tubería de revestimiento y debe ser mantenida por lo menos por 10 minutos.

ARTICULO 97. Los factores mínimos de seguridad que se usen en el cálculo de las tuberías de revestimiento, serán los siguientes:

- | | | |
|----|---------------------------|-------|
| a) | - al colapso | 1.125 |
| b) | - a la tensión (conexión) | 2.00 |
| c) | - a la tensión (cuerpo) | 1.25 |
| d) | - a la presión interna | 1.00 |

ARTICULO 98. No se permitirá el uso de tubería de revestimiento usada, a no ser que esté certificada por la inspección y probada por una compañía especializada independiente.

ARTICULO 99. El diseño, características, uso y cuidado en el manejo, y transporte e inspección de la tubería de revestimiento, de producción, "tubing", y para línea de flujo, deberán aplicarse las especificados y prácticas recomendadas por el API. Para otros tipos de tubería, deben sujetarse a las especificaciones mínimas de los fabricantes.

Se debe emplear la ultima versión de las prácticas recomendadas por el API y especificaciones siguientes que sean aplicables:

RP 5A5 Prácticas recomendadas para inspeccionar tuberías de revestimiento, producción y línea de flujo, nuevas.

SPEC 5B Especificaciones para enroscado, medición e inspección de roscas de tuberías de revestimiento, producción y líneas de flujo.

RP 5B1 Prácticas recomendadas para medición e inspección de roscas de tuberías de revestimiento, producción y líneas de flujo.

RP 5C1 Prácticas recomendadas para cuidado de tuberías de revestimiento y producción.

BULL 5C2 Boletín sobre comportamiento de tuberías de revestimiento, producción y de perforar.

BULL 5C3 Boletín sobre cálculos para propiedades de tuberías de revestimiento, producción, de perforar y líneas de flujo.

BULL 5C4 Boletín sobre esfuerzo combinado de las uniones de tuberías de revestimiento con presión interna y pandeo.

RP 5C5 Prácticas recomendadas para evaluar conexiones de tuberías de revestimiento y producción.

SPEC 5CT Especificaciones para tuberías de revestimiento y producción.

SPEC 5CTM Especificaciones para protectores de tuberías de revestimiento y de perforar.

RP 15A4 Prácticas recomendadas para el uso y cuidado de tuberías de revestimiento y producción de resina reforzada.

SPEC 15AR Especificaciones para tuberías de revestimiento y producción de fibra de vidrio.

ARTICULO 100. Toda cementación debe estar diseñada para permitir un tiempo adecuado de bombeo y de fraguado durante la operación y para proporcionar la necesaria resistencia a la tracción y compresión en el pozo.

ARTICULO 101. La cementación primaria, debe estar diseñada para satisfacer algunas o varias de las siguientes necesidades:

- a) obtener una separación zonal efectiva y proteger la tubería de revestimiento.
- b) aislar el revestimiento de la formación.
- c) proteger la formación productiva.
- d) minimizar el peligro de reventones en zonas de alta presión.
- e) sellar zonas de pérdida de circulación y zonas profundas en previsión a una perforación más profunda.

ARTICULO 102. La cementación secundaria, "squeeze cementing", debe estar diseñada para satisfacer alguna o varias de las siguientes necesidades:

- a) reparar la cementación primaria.
- b) reducir las altas relaciones gas-petróleo o agua-petróleo.
- c) reparar el revestimiento.
- d) abandonar o aislar zonas.

ARTICULO 103. La cementación, debe ser evaluada en superficie mediante el monitoreo durante la operación y por medio del registro correspondiente después de finalizado el trabajo.

ARTICULO 104. El tope de cemento de tubería de revestimiento intermedio o de producción, debe situarse a no menos de 200 m sobre la zona más superficial aislable o sobre el zapato de la tubería de revestimiento anterior.

ARTICULO 105. Todo "liner" va a ser cementado, deberá cementarse en su longitud total.

ARTICULO 106. Después de cementar la tubería de revestimiento de superficie o intermedia, debe efectuarse una prueba de calidad de la cementación si no han sido cementados en su longitud total. Después de cementar la tubería de revestimiento de producción o liner, debe tomarse un registro de cementación o equivalente.

ARTICULO 107. Se deberán aplicar la última versión de las prácticas recomendadas por el API y en particular las especificaciones siguientes que sean aplicables:

- SPEC 10 Especificaciones para materiales y pruebas de cementación.
- SPEC 10A Especificaciones de cementos.
- SPEC 10D Especificaciones de centralizadores.
- RP 10E Prácticas recomendadas para la aplicación de recubrimiento interno de cemento y tuberías.
- RP 10F Prácticas recomendadas para probar equipo flotador de cementación.
- RP 57 Prácticas recomendadas para operaciones de completación, servicio, reacondicionamiento, taponeo y abandono en pozos costa afuera.

ARTICULO 108. Las pruebas de las formaciones bajo el zapato de la tubería de revestimiento intermedio, deben ser efectuadas siguiendo el programa del pozo.

ARTICULO 109. Los quemadores de petróleo, deben encenderse solamente por control remoto.

ARTICULO 110. En las operaciones de estimulación, perfilaje y punzonamiento de pozos, deben aplicarse las normas de seguridad establecidas.

ARTICULO 111. No deben iniciarse pruebas de producción en pozos exploratorios durante la noche. Tampoco deberán efectuarse de noche, operaciones de estimulación, fracturamiento hidráulico, acidificación, etc., que involucren equipos extras fuera de lo normal, en áreas restringidas.

ARTICULO 112. Durante las operaciones de punzonamiento deberán mantenerse los radios apagados .

ARTICULO 113. La utilización de material radioactivo deberá estar autorizada por el MIRENEM y deberá apegarse a las reglas y pautas señaladas por dicho ente; asimismo, en caso que los equipos recuperados de un pozo se encontraran contaminados con alguna sustancia radioactiva, no podrán ser reutilizados y se deberá informar inmediatamente del hecho al MIRENEM, para que indique las medidas que deberán adoptarse en adelante.

CAPITULO IV DEL ABANDONO DE UN POZO

ARTICULO 114. Todo abandono de un pozo debe ser aprobado por el MIRENEM.

ARTICULO 115. Cuando se proceda al abandono de un pozo, este deberá abandonarse con tapones de cemento o mecánicos, aislando aquellas partes en que no se haya puesto revestimiento o donde pudieran existir gases o fluidos.

ARTICULO 116. Posteriormente a que se coloquen los tapones, debe verificarse el tope de éstos y probarse con el peso de la tubería.

ARTICULO 117. Donde exista hueco abierto bajo el revestimiento más profundo, se debe colocar un tapón de cemento que se extienda 50 m encima y debajo del zapato.

Si las condiciones de la formación dificultan este procedimiento, se colocará un tapón mecánico en la parte inferior de la tubería de revestimiento con 20 m de cemento sobre el tapón.

ARTICULO 118. Las zonas punzonadas, deben ser en lo posible cementadas a presión y aisladas con tapones mecánicos. Si no es posible la cementación, se deberá colocar un tapón de cemento cubriendo 50 m encima y debajo de la zona punzonada, o bajo el más cercano tapón si la distancia es menor de 50 m.

ARTICULO 119. Un "liner" se abandonará con un tapón de cemento que cubran 50 m encima y debajo de su punto de suspensión.

ARTICULO 120. En caso de que el tope del cemento no llegue a cubrir 100 m detrás de la tubería de revestimiento sobre la zona productiva en hueco abierto, la tubería de revestimiento será punzonada 100 m encima del zapato y cementada a presión con una columna que cubra 100 m adicionales en el espacio anular.

ARTICULO 121. En caso de abandono permanente del pozo, se colocará un último tapón de 200 m hasta la superficie o por lo menos con el temporal podrá instalarse un tapón mecánico a 200 o 300 m del cabezal del pozo, en lugar del tapón de cemento.

ARTICULO 122. Todo los espacios entre taponos, hasta la superficie, quedarán llenos de fluido de perforación de características no corrosivas.

ARTICULO 123. Si en el pozo por abandonar se hubiera encontrado la situación descrita en el artículo 93 de este Reglamento, el pozo se dejará habilitado para producir agua, taponado hasta el acuífero y éste, punzonado.

ARTICULO 124. El cabezal del pozo deberá quedar marcado con el número del pozo. En caso de recuperación del cabezal de un pozo exploratorio, se deberá obtener la autorización correspondiente del MIRENEM y la tubería de revestimiento, deberá ser cortada mecánicamente. En este caso, en lugar del cabezal, deberá quedar una varilla de acero de 2 m de altura sobre el nivel de la superficie, con el número del pozo, soldada a la plancha que tapa el pozo. La cantina debe ser rellenada.

ARTICULO 125. Las pozas y sumideros, deberán taparse al término de la perforación para asegurar la protección del suelo y del agua freática y superficial. Las técnicas a utilizar, se seleccionarán en función de las condiciones geográficas de la ubicación y a la calidad de los fluidos y desechos que contengan.

La técnica o técnicas seleccionadas para cada tipo de poza, deberán estar indicadas en el EIA y deberán garantizar la no degradación del suelo y del agua freática y superficial.

ARTICULO 126. En el caso de que el abandono del pozo signifique el abandono del área, será de aplicación las normas establecidas por el EIA y aprobadas por CONEIA.

TITULO VI

DE LA EXPLOTACION

CAPITULO I

DE LA PRODUCCION EN GENERAL

ARTICULO 127. Todo contratista que se encuentre en una etapa de explotación, operando instalaciones que no están adecuadas a este Reglamento, podrán regularizar esta situación de la siguiente forma:

- a) adecuando sus operaciones o instalaciones a este Reglamento en el término de 120 días, contados a partir de su publicación
- b) justificando, mediante informe a la DGH, las razones por las que no les es posible hacer esta adecuación, en cada uno de los casos.

La DGH evaluará las justificaciones del contratista y las aprobará o le dará a conocer las medidas que deberá adoptar.

ARTICULO 128. El contratista explotará los pozos durante el desarrollo, en forma tal que se obtenga su MEP, evaluando el comportamiento productivo de un yacimiento con el fin de determinar en forma temprana las características de la formación productiva, su uniformidad, continuidad y configuración estructural, así como las propiedades de los fluidos y su sistema de producción más apropiado, de acuerdo con las condiciones y la ubicación estructural del pozo.

ARTICULO 129. El contratista podrá explotar las sustancias asociadas a la exploración y explotación de los hidrocarburos, previa aprobación del MIRENEM y conforme con la legislación vigente en la materia.

ARTICULO 130. Si en algún momento durante la vigencia del contrato, la DGH considerara que un pozo o un grupo de pozos están siendo operados en condiciones que causan deterioro de sus reservas probadas, podrá ordenar el cierre de la producción de dichos pozos al contratista, hasta que este corrija o logre justificar la situación.

ARTICULO 131. Completado el desarrollo de un yacimiento, el contratista presentará cada 6 meses un informe de evaluación respaldado por un estudio de simulación o técnico equivalente en que se demuestre que está siendo producido a niveles de MEP. Caso contrario, dará las indicaciones para que ésta se obtenga en el próximo período de evaluación.

ARTICULO 132. En caso que la DGH considere que el contratista no está cumpliendo con la obligación mencionada en el Artículo anterior sin una razón técnicamente justificada, comunicará dicha circunstancia al contratista. El contratista corregirá el incumplimiento o dará inicio a las medidas que sean necesarias para corregirlo dentro de los próximos 60 días posteriores al recibo de la comunicación, las que serán ejecutadas de manera continuada y diligente.

ARTICULO 133. Para la solución de los recursos de reconsideración, apelación y revisión incluidos en los procedimientos administrativos mencionados en los

artículos 127, 130, 132 de este Reglamento, el nivel correspondiente del MIRENEM que debe resolver el recurso, nombrará un experto independiente o grupo de ellos, si el reclamante lo solicita por escrito, quien emitirá opinión sobre los fundamentos del MIRENEM y de los que han interpuesto el recurso. Esa opinión servirá de fundamento definitivo para la resolución que emita el MIRENEM. Todos los gastos de los expertos serán cubiertos por el reclamante; cada experto deberá tener un reconocido prestigio profesional en la industria de los hidrocarburos y una experiencia no menor de 15 años en asuntos relativos al reclamo.

El experto o grupos de expertos emitirán su opinión solamente sobre los asuntos del reclamo, en un plazo fijado por el MIRENEM.

Cualquiera de los expertos nombrados, podrá ser recusado en una sola oportunidad, dentro del tercer día de conocido su nombramiento.

ARTICULO 134. El espaciamiento entre los pozos debe ser uniforme en tamaño y forma en un reservorio homogéneo, de tal modo que dé como resultado su desarrollo económico eficiente como un todo.

ARTICULO 135. El espaciamiento entre los pozos no debe ser más pequeño que el de la dimensión máxima área que puede ser eficientemente drenada por un pozo. Si durante el desarrollo del orden establecido de espaciamiento los pozos no producen al MEP, o existiera impedimento físico para su perforación, se podrá contemplar menor espaciamiento con la evaluación correspondiente.

ARTICULO 136. Se podrá perforar pozos a menos de 100 m de los linderos del área de contrato, si el yacimiento es común a dos contratistas vecinos y estos podrán celebrar un convenio para utilizar el desarrollo del campo común.

ARTICULO 137. Cuando un contratista proyecte ocupar un área de terreno para la construcción de instalaciones, deberá seguir el procedimiento descrito en el TITULO III de este Reglamento. Si en ese terreno va a construir una batería de producción, el contratista deberá indicar las normas que se emplearán en la construcción de la batería y sus equipos, así como establecer que tiene conocimiento de este Reglamento y de los de seguridad y de protección ambiental para las actividades de hidrocarburos.

ARTICULO 138. En la edificación de un campamento, el contratista está obligado a construir con prioridad, las instalaciones habitacionales que corresponden al trabajador.

ARTICULO 139. Las instalaciones permanentes que componen los campamentos deberán cumplir con el Código de Construcción de Costa Rica, debiéndose ubicar,

organizar y espaciar de tal manera que exista una permanente relación funcional entre ellas, considerando sus características y su interrelación, para lograr una máxima eficiencia, debiendo de estar provistos de lo siguiente:

- a) Dormitorios, comedores, baños y cocinas adecuados.
- b) Equipos, muebles, utensilios y menaje.
- c) Unidad médica con equipo sanitario y quirúrgico.
- d) Equipo de radio con personal entrenado.
- e) Almacenes apropiados para la conservación de alimentos.
- f) Extintores adecuados y ubicados estratégicamente de acuerdo al riesgo.
- g) Depósitos techados para combustibles.

ARTICULO 140. La regulaciones para la instalación de campamentos permanentes en zonas endémicas, la asistencia médica y condiciones alimenticias del personal están comprendidas en el TITULO IX del presente Reglamento.

ARTICULO 141. Las instalaciones de producción, deberán ser mantenidas en buen estado o en su defecto deberán ser retiradas.

CAPITULO II DE LOS EQUIPOS DE PRODUCCION

ARTICULO 142. Los cabezales deben tener elementos reductores de presión para adecuar la presión del pozo a la del resto de las instalaciones de producción.

ARTICULO 143. Todo pozo flotante en ubicación costa afuera o fluvial, debe tener una válvula de seguridad bajo los 30 m de superficie, que cierre en forma automática en el caso que ocurra descontrol en el cabezal del pozo.

ARTICULO 144. Toda inyección excepto para gas dulce o de agua pura, debe ser programada para hacerse normalmente por la tubería de producción. En estos casos un empaque, "packer", debe asentarse sobre la formación operativa y el espacio entre las tuberías de producción y de revestimiento debe llenarse con fluido anticorrosivo. Excepciones a esta norma podrán justificarse técnicamente.

ARTICULO 145. Los equipos de producción artificial, deben tener la capacidad necesaria para producir el máximo volumen de fluido de los pozos, sin causar daño a las otras instalaciones, el reservorio o el propio pozo.

ARTICULO 146. El equilibrio operativo de las unidades de bombeo mecánico, debe ser verificado mediante pruebas dinamométricas u otras por lo menos una vez al año.

ARTICULO 147. Debe tenderse a la electrificación de las operaciones en los pozos e instalaciones de producción permanente. En forma preferente en las

instalaciones temporales y de emergencia, se deberán usar motores eléctricos en lugar de los de combustión interna salvo que las condiciones no lo permitan.

ARTICULO 148. El contratista deberá cumplir las medidas de seguridad, que deberán adoptarse en los pozos de producción, de acuerdo a lo establecido en el TITULO IX de este Reglamento.

ARTICULO 149. Se debe emplear las prácticas recomendadas por el API, última versión y las especificaciones siguientes que sean aplicables:

SPEC 1B	Especificaciones para fajas en "V".
Ver Especificaciones	RP-2A, RP-2A-LRFD, RP-2A-NSD, SPEC 2B, SPEC 2C, RP 2D, SPEC 2F, SPEC 2H, RP 2L, RP 2M, SPEC 2W/2Y, RP 2X, SPEC 4E/4F, RP 4G, SPEC 8A/8B/8C.
RP 2FP1	Prácticas recomendadas para diseño, análisis y mantenimiento de amarre a sistemas de producción flotantes.
RP 2G	Prácticas recomendadas para facilidades de producción con plataformas costa afuera.
Ver Especificaciones	RP 5A5, SPEC 5B, RP 5B1, RP 5C1, BULL 5C2/5C3, RP 5C5, SPEC 5CT/5CTM, RP 15A4, SPEC 15AR.
SPEC 5L	Especificaciones para tuberías de flujo.
RP 5L1	Prácticas recomendadas para el transporte de tuberías de flujo por ferrocarril.
RP 5L2	Prácticas recomendadas para tuberías de flujo con recubrimiento interno para servicio de transporte de gas no corrosivo.
RP 5L3	Prácticas recomendadas para pruebas de tuberías de flujo.
RP 5L5	Prácticas recomendadas para transporte marítimo de tuberías de flujo.
RP 5L7	Prácticas recomendadas para uso de tuberías de flujo con Epoxy
RP 5L8	Prácticas recomendadas para inspección de tuberías de flujo en el campo.
SPEC 5LC	Prácticas recomendadas para tuberías de flujo.
RP 5LD	CRA.
RP 5LW	RP 5L5 y 5L6 consolidados.
SPEC 6H	Especificaciones de tapones, conectores y uniones giratorias.
RP 11AR	Prácticas recomendadas para el uso y cuidado de bombas de subsuelo.
SPEC 11AX	Especificaciones de bombas de subsuelo y conexiones.
SPEC 11B	Especificaciones de varillas de bombeo y conexiones.
RP 11BR	Prácticas recomendadas para el cuidado y manipuleo de varillas de bombeo.

SPEC 11C	Especificaciones de varillas de bombeo de fibra.
SPEC 11E	Especificaciones para unidad de bombeo mecánica.
RP 11ER	Prácticas recomendadas para defensas de unidades de bombeo mecánico.
RP 11G	Prácticas recomendadas para instalación y lubricación de unidades de bombeo mecánico.
RP 11L	Prácticas recomendadas para diseños y cálculos de unidades de bombeo mecánico convencionales.
BULL L3	Boletín de diseño de unidades de bombeo mecánico.
BULL 11L5	Comportamiento de motores eléctricos.
RP 11S	Prácticas recomendadas para operación, mantenimiento y detección de fallas en instalaciones BES.
RP 11S1	Prácticas recomendadas para el informe de ensamblaje de BES.
RP 11S2	Prácticas recomendadas para pruebas de BES.
RP 11S3	Prácticas recomendadas para instalaciones de BES.
RP 11S4	Prácticas recomendadas para selección instalaciones de BES.
RP 11s5	Prácticas recomendadas para sistemas cables sumergidos.
SPEC 11V1	Especificaciones para válvulas y orificios de Gas Lift.
RP 11V5	Prácticas recomendadas para operaciones y mantenimiento en instalaciones de Gas Lift.
RP 11V6	Prácticas recomendadas para diseñar Gas Lift continuo.
RP 11V7	Prácticas recomendadas para reparación y prueba de válvulas de Gas Lift.
SPEC 15HR	Especificaciones para tubería de flujo de fibra de vidrio para alta presión.
RP 15L4	Prácticas recomendadas para el cuidado de tuberías de flujo de resina.
SPEC 15LE	Especificaciones para tubería de flujo de polietileno.
SPEC 15LP	Especificaciones para tuberías de flujo termoplástico (PVC y CPVC).
SPEC 15LR	Especificaciones para tuberías de flujo de fibra de vidrio para baja presión.
RP 17B	Prácticas recomendadas para tubería flexible.

ARTICULO 150. Las baterías de producción, deben estar diseñadas para soportar las características de la mezcla de fluidos que ingresen, ya sea previamente tratados o no, y a los volúmenes de gas y líquido de los pozos allí conectados.

ARTICULO 151. Los separadores serán de presión adecuada a la de los fluidos que ingresen, tendrán elementos de control que eviten su inundación por líquidos,

presión sorpresiva, alta temperatura. Su válvula de seguridad debe estar calibrada a la presión de diseño con disco de ruptura calibrado entre 11/4 a 11/2 veces la presión de diseño.

ARTICULO 152. Las válvulas de seguridad deben tener escapes individuales apuntando a lugares que no ofrecen peligro. Los discos de ruptura deben tener descarga vertical y no tener restricción alguna.

ARTICULO 153. Los equipos y en especial los tanques de las baterías de producción, deben ser de material adecuado a las características corrosivas de los fluidos. Los tanques deben tener la protección anticorrosiva necesarias, deben estar interconectados con una tubería igualizadora y tener un drenaje común hacia un pozo de recuperación o de quema, ubicada a no menos de 50 m de distancia. Además deben tener compuertas para su limpieza y facilidades para la medición.

ARTICULO 154. Las baterías de producción, no deben estar ubicadas a menos de 50 m de la carreteras públicas.

ARTICULO 155. Las baterías de producción deben tener un mínimo de dos tanques nivelados separados a una distancia mínima de 1 m, con capacidad mínima para un día de producción normal. Pueden tener incorporados controles de nivel para su vaciado automático.

ARTICULO 156. De existir muros de protección, estos deben contener el 110% del volumen de los tanques. El muro debe tener un drenaje hacia afuera con una válvula incorporada.

ARTICULO 157. Si se utilizaran tanques para almacenamiento de hidrocarburos líquidos, el contratista deberá seguir el Reglamento de Normas para Almacenamiento de Hidrocarburos.

ARTICULO 158. Toda batería de producción, debe tener un quemador de gas con las siguientes características básicas:

- a) Estar ubicado a no menos de 50 m de distancia de cualquier instalación en tierra y de 15 m de instalaciones en plataformas marítimas o lacustres.
- b) Ser de altura y dimensiones suficientes para quemar el posible volumen a manejarse.
- c) Tener defensas que eviten que el viento apague las llamas.
- d) Tener un sistema de encendido automático.

ARTICULO 159. Las instalaciones de producción deben estar protegidas, por malla de alambre y puertas con candado si están ubicadas dentro de una distancia de 800 m de áreas habitadas, rurales o de esparcimiento. Si las baterías están

más alejadas, por lo menos deberán tener valla de alambre y entrada de protección al ganado y fauna existente.

ARTICULO 160. Las instalaciones eléctricas, se harán de acuerdo a la última versión de la norma NFPA-70 ó equivalentes.

ARTICULO 161. Las medidas de seguridad que debe adoptar el contratista en las baterías de producción, plataformas y estaciones de bombeo, se encuentran contenidas en el TITULO IX de este Reglamento.

ARTICULO 162. Se deberán emplear las prácticas recomendadas por el API, ultima versión y las especificaciones siguientes que sean aplicadas:

SPEC 12B	Especificaciones de tanques enperados para producción.
SPEC 12D	Especificaciones de tanques soldados para producción.
SPEC 12F	Especificaciones de unidades deshidratadoras de glycol para gas.
SPEC 12GDU	Especificaciones de separadores.
SPEC 12J	Especificaciones de calentadores indirectos de petróleo en el campo.
SPEC 12K	Especificaciones de tratadores de emulsión.
SPEC 12L	Prácticas recomendadas para prueba, operación y mantenimiento de caja de fuego de quemadores.
RP 12N	Especificaciones para tanques de fibra de vidrio.
SPEC 12P	Prácticas recomendadas para inspección, instalación, mantenimiento y operación de tanques en servicio de producción.
RP 12R1	Prácticas recomendadas para diseño de sistemas de tuberías de instalaciones de producción costa afuera.
RP 14E	Prácticas recomendables para diseño e instalación de sistemas eléctricos para plataformas de producción costa afuera.
RP 14F	Prácticas recomendables para diseño e instalación de sistemas eléctricos para plataformas de producción costa afuera.
RP 520	Dimensionamiento, selección e instalación de sistemas de alivio de presión en refinerías, parte I y II.
RP 521	Guía para sistemas de alivio y disminución de presión.
STD-650	Tanques soldados para almacenamiento de petróleo.
STD 2000	Venteo de tanques atmosféricos y de baja presión (refrigerados y no refrigerados).

ARTICULO 163. Las medidas de seguridad que debe adoptar el contratista en las plantas de gasolina y de gas natural se encuentran contenidas en los reglamentos de seguridad emitidas por el Ministerio de Trabajo y en el EIA aprobado por la CONEIA.

CAPITULO III DE LAS OPERACIONES DE PRODUCCION

ARTICULO 164. Los pozos con la válvula de la tubería de revestimiento abierta al aire no deben operarse y el gas debe ser recolectado, usado o enviado a las baterías de producción.

ARTICULO 165. Queda prohibido fumar a menos de 50m del pozo, separadores, tanques y otras posibles fuentes de gas combustible no protegidas; así mismo queda prohibido el uso del fuego abierto a menos de 50 m de un pozo.

ARTICULO 166. El condensado recuperado en algún proceso de compresión o recuperación de líquidos debe ser incorporado al sistema de hidrocarburos líquidos, si no es utilizado o comercializado.

ARTICULO 167. En cuanto a las regulaciones sobre el control de la contaminación, del aire se aplicarán las disposiciones contenidas en los Reglamentos del Ministerio de Salud.

ARTICULO 168. En caso de no haber obtenido todavía la aprobación para quemar gas, el contratista podrá hacerlo en los casos de evaluación de los pozos y de emergencia comprobada, sujeto a dar cuenta de este hecho en el tiempo más corto posible. En este caso se producirá la quema si hay flujo de gas por más de 10 minutos continuos.

ARTICULO 169. No se podrá producir gas asociado de reservorios que tengan capacidad para producir hidrocarburos líquidos. El contratista estará obligado a cerrar los pozos que produzcan con un GOR mayor de 890 m³/m³ (5 000 pies cúbicos/barril) si ese gas no es reinyectado. Para producir pozos con mayor GOR el contratista presentará al MIRENEM, para su aprobación, el estudio técnico-económico que lo justifique.

ARTICULO 170. Las siguientes medidas deben aplicarse a los tanques que acumulen petróleo liviano en baterías de producción, para evitar su desperdicio:

- a) Los fluidos deben ser introducidos y acumulados lo más frío posible.
- b) Los tanques deben tener color reflejante.
- c) Debe preferirse usar tanques de baja capacidad, lo más altos y de menor diámetro posible.
- d) Las tuberías de ingreso deben diseñarse evitando que el fluido salpique, pueden ser sumergidas y estar ranuradas para ayudar la salida del gas.
- e) Las compuertas deben mantenerse cerradas y los tanques igualizados.
- f) Deben tener un medidor visual en el exterior

g) Deben tener una línea común de recolección de vapores para recuperar líquidos ligeros o uso directo como combustible.

ARTICULO 171. Debe existir un programa de mantenimiento, de inspección y calibración de todos los instrumentos de la batería como: medidores, registradores, válvulas de control y de seguridad así como un programa de limpieza de los separadores y tanques.

ARTICULO 172. El contratista deberá llevar un registro de la producción de cada fluido de cada pozo indicando los servicios y eventos que se le hagan durante toda su vida productiva.

ARTICULO 173. Los pozos se probarán en las baterías lo más seguido posible, de acuerdo con su importancia en el sistema. La prueba durará lo necesario para ser representativa de las características representativas del pozo. La norma mínima es de tres mediciones por pozo por mes.

ARTICULO 174. En forma similar a los pozos, el contratista llevará un registro por cada batería de producción y de la producción total del área de contrato.

ARTICULO 175. El contratista llevará un registro de la producción de hidrocarburos líquidos fiscalizados y de la producción de campo, con el fin de que su relación tienda a "1". Las desviaciones deberán ser explicadas en el informe mensual de producción.

ARTICULO 176. Con la finalidad de preservar la integridad, confiabilidad y seguridad de los equipos y mediciones en las baterías de producción, el contratista deberá adoptar las acciones mínimas siguientes:

- a) Mantener los medidores en buen estado operativo.
- b) Proteger adecuadamente los medidores de la interferencia de personas no autorizadas y del ambiente.
- c) Instalar válvulas en el "by-pass", cuando exista este en los medidores, que selle en forma efectiva el paso de los fluidos.
- d) Cuando se abra el desvío, "by-pass", debe registrarse esta operación en la boleta de medición.
- e) Debe proveer una forma de medida o registro de temperatura para incorporarlo al sistema de medición.
- f) Debe tener la forma de dar un estimado razonable de los volúmenes de gas no medidos por deterioro accidental de sus medidores.

ARTICULO 177. La instalación de medidores de orificio se hará de acuerdo con las normas del API - MPMS.

ARTICULO 178. Cuando en las operaciones de explotación de hidrocarburos se requiere de grandes cantidades de agua para proyectos de recuperación secundaria o mejorada, el operador deberá atenerse a los siguientes criterios:

- a) Usar preferentemente la misma agua de formación o agua de mar.
- b) Se podrá usar agua dulce de subsuelo o fuentes superficiales sólo cuando se cuente con la autorización de la DGH, previa opinión favorable de la autoridad competente en materia de recursos hídricos.

ARTICULO 179. Los proyectos de recuperación secundaria realizado por el contratista, deberá tener un sistema con inyección de las características siguientes:

- a) Sistema de recolección: compuesto por una fuente de suministro del fluido adecuado, independiente, de reprocesamiento del agua producida o mixta.
- b) Una planta de tratamiento que adecue el fluido para las condiciones de inyección contando con los controles, recipientes, bombas, deareadores, filtros y tratamiento químico necesario.
- c) Contar con facilidades de almacenamiento de fluidos para una operación normal y de emergencia.
- d) Contar con un sistema de inyección de volúmenes de fluidos adaptados al proyecto, compatibles con las de la formación y de corrosividad controlada, múltiples de inyección, control, bombas, cabezales de pozos y pozos.
- e) Contar con los planos de mantenimiento correspondientes.

ARTICULO 180. Cuando se deba que reparar un pozo, servirlo, rehabilitarlo o acondicionarlo, se planeará el trabajo basado en el problema encontrado, condiciones que se quieren cambiar y comportamiento de los pozos vecinos y su influencia en el trabajo proyectado.

ARTICULO 181. En el caso de que el contratista necesite efectuar trabajos de rehabilitación o reacondicionamiento a pozos que están ubicados dentro o sobre instalaciones de producción, deberá obtener la aprobación de la DGH para poder ejecutar dichas operaciones. La DGH deberá expedir su resolución dentro de los próximos 15 días de la recepción de la solicitud.

La información que suministra el contratista para justificar la operación será como mínimo la contenida en los items "a" a "f" del artículo 49 de este reglamento.

ARTICULO 182. El contratista deberá obtener la aprobación de la DGH para poder efectuar el servicio de pozos que están ubicados dentro o sobre instalaciones de producción. Con este fin, solicitará a la DGH, (cuando lo crea conveniente), la aprobación de un plan operativo de servicio de pozos por cada instalación que, una vez aprobado será aplicable a todos los pozos que estén

ubicados en la misma instalación. La DGH deberá expedir su resolución dentro de los próximos 15 días de la recepción de la solicitud. Esta deberá contener como mínimo la misma información, que la del artículo 96 de este Reglamento.

El contratista revalidará la autorización para cada instalación en la que se incremente sus condiciones operativas o en la que el contratista lo crea necesario.

ARTICULO 183. En el caso de normas de seguridad para los trabajos con unidades de servicio y reacondicionamiento de pozos, se aplicarán las contenidas en el TITULO IX de este Reglamento.

ARTICULO 184. Las operaciones de pistoneo, "swabbing", por hidrocarburos no deberán ser efectuadas de noche y en todo caso, se realizarán usando lubricador con empaquetadura hidráulica, "Oil Saver".

ARTICULO 185. Serán de aplicación para el equipamiento de la unidad de servicios de pozos los artículos No. 52, 53, 54, 55, 56, 57, 70 de este Reglamento.

ARTICULO 186. El contratista deberá asegurarse, que se efectúen las siguientes medidas mínimas de seguridad operativa:

- a) Verificar que el tipo de cabezal del pozo sea el adecuado para la operación, caso contrario reemplazarlo.
- b) Que se use BOP acorde con las presiones esperadas en el trabajo. Su instalación, uso y mantenimiento será el indicado por el manual del fabricante.
- c) Que se disponga del fluido que controla las presiones de trabajo en el pozo, en cantidad suficiente para garantizar una operación segura.
- d) Que en el área de trabajo solo se permita la presencia del personal autorizado y con los elementos de seguridad pertinentes.
- e) Que la ubicación quede limpia, después de efectuado el trabajo.

ARTICULO 187. El contratista esta en la obligación de exigir al operador de la unidad de servicio del pozo, un informe diario en donde consten todo los trabajos efectuados al pozo, incluyendo el movimiento y armado de la unidad de servicio, los reemplazos de equipos, las horas trabajadas y el estado final del equipo con las profundidades de asentamiento de los tapones, empaques, bombas, número de elementos en las diferentes sartas: de tubería de producción, varillas, etc., así como también las horas de parada, espera, mantenimiento y los accidentes si los hubiera.

ARTICULO 188. Basado en el informe indicado en el artículo anterior, el contratista mantendrá, para cada pozo, un registro de los servicios y reacondicionamientos efectuados en cada uno. En este registro, deberá mostrar

al final la instalación y situación actualizada del pozo y deberá llevarse durante toda su vida productiva, hasta su abandono.

ARTICULO 189. Se considera pérdida sujeta a informe, cuando las siguientes cantidades se desperdicien por derrame o fuga desde instalaciones donde normalmente esto no debe ocurrir:

- a) Para hidrocarburos líquidos: 1.6 m³ (10 barriles).
- b) Para gas natural: 819.51 m³ (30 000 pies cúbicos)

ARTICULO 190. Se deben emplear las prácticas recomendadas por el API, última versión, y las especificaciones siguientes que sean de aplicación:

SPEC 8A, 8B, 8C.

SPEC 6A, 6AR, 6D, 6FA, 6FC, 6FB, RP 14H/14D.

SPEC 14A/17D, RP 14B/14C.

RP 545, SPEC 5B, RP 5B1/5C1, BULL 5C2/5C3, RP 5C5.

SPEC 5CT, RP 15A4, SPEC 15AR. Prácticas recomendadas para inspección de tuberías de revestimiento nuevas. Tubería de producción y tubería de perforar.

RP 7A1, SPEC 9A, RP 54

RP 11AR, SPEC 11AX, SPEC 11B, RP 11BR, SPEC 11C, RP 11S1,

RP 11S2, RP 11R3, RP 11V5.

SPEC 11N Especificaciones para equipo transferidor automático (LACT).

SPEC 11P Especificaciones para compresores compactos para gas.

RP 11PGT Prácticas recomendadas para turbinas a gas.

RP 17A Prácticas recomendadas para diseño y operaciones de producción submarinas.

RP 39 Procedimiento para evaluar fluidos de fracturamiento hidráulico.

RP 41 Procedimiento para informar el comportamiento de equipo de fracturamiento hidráulico.

RP 42 Prácticas recomendadas para pruebas de laboratorio de agentes activos de superficie para estimulación de pozos.

RP 44 Prácticas recomendadas para muestrear fluidos de reservorio.

RP 45 Prácticas recomendadas para análisis de aguas de campos petroleros.

RP 56 Prácticas recomendadas para probar arena para fracturamiento hidráulico.

RP 57 Prácticas recomendadas para operaciones de completación, servicio, reacondicionamiento, taponeo y abandono en pozos costa afuera.

RP 58 Prácticas recomendadas para el uso de arena en engravamiento.

- RP 60 Prácticas recomendadas para probar materiales, enpaquetaduras de alta resistencia al fracturamiento hidráulico.
- RP 61 Prácticas recomendadas para evaluar conductividad de elementos empaquetantes en fracturamiento hidráulico.
- RP 63 Prácticas recomendadas para evaluación de polímeros usados en recuperación mejorada.
- MPMS Manual de mediciones estándar para petróleo (Manual of Petroleum Measurement Standard) (ver artículo 247).
- AGA Reporte no. 3. Medición de gas.

ARTICULO 191. El contratista deberá usar pozas de diseño API, sistemas de tratamiento intermedio o avanzado o sistemas similares para separar el petróleo del agua producidos y dispondrá el agua de producción de manera que no contamine el agua dulce de superficie o del subsuelo. Preferentemente lo hará por reinyección o en superficie empleando el sistema aprobado en el EIA y normado en el Reglamento para la Protección Ambiental de las Actividades de Hidrocarburos. El diseño y uso de las pozas API se encuentran contenidos en las siguientes publicaciones actuales API, o las que puedan reemplazarlas:

PUBI,420 Manejo del agua de descarga: química de coagulación y floculación (Reemplaza al manual de disposición de agua de refinería. "Manual of Disposal of Refinery Waste").

PUBI,421 Manejo de descargas de agua: diseño y operación de los separadores agua-petróleo.

CAPITULO IV DE LA MEDICION DE LOS HIDROCARBUROS FISCALIZADOS

ARTICULO 192. La medición y fiscalización de los hidrocarburos provenientes del área de contrato, deberá efectuarse diariamente en las terminales de fiscalización de la producción establecidas en el contrato, mediante aforo o medición automática. Los hidrocarburos fiscalizados se registrarán diariamente en las boletas de medición respectivas.

ARTICULO 193. Cuando se utilice sistemas de medición automática, el contratista deberá instalar dos medidores, uno de los cuales será el operativo y el otro será de reemplazo, estos deberán estar equipados con impresor de boletas de medición que proporcionará por escrito un registro diario del volumen de los hidrocarburos fiscalizados.

ARTICULO 194. Los equipos de medición, deberán ser probados una vez por semana como mínimo y comprobados periódicamente a solicitud de cualquiera de las partes.

ARTICULO 195. Será obligación del contratista mantener calibrados los equipos de aforo y medición permanentemente.

ARTICULO 196. Con la finalidad de verificar las características fisico-químicas de los hidrocarburos líquidos fiscalizados establecidas en el contrato en los puntos de fiscalización de la producción, periódicamente y según se requiera, pero con una frecuencia no menor de una vez por mes, las partes recogerán simultáneamente tres muestras testigo de los hidrocarburos líquidos fiscalizados. Dichas muestras testigo serán selladas y almacenadas durante 90 días a partir del día de su recolección. En caso de controversia, se conservarán las muestras pertinentes hasta que la controversia sea solucionada.

En caso de controversia o desacuerdo acerca del resultado del análisis efectuado a una muestra testigo, el asunto será sometido a la entidad oficial que las partes acuerden, cuyos fallos serán obligatorios para las partes.

ARTICULO 197. En caso de producirse gas natural en cantidades que ameriten su comercialización, las partes acordarán en el contrato el procedimiento para medición, fiscalización y control de calidad del gas natural.

ARTICULO 198. Las terminales de fiscalización para gas natural, deberán incluir equipos modernos para efectuar las siguientes actividades:

- a) - Medición continua del flujo de gas con portaplato de orificio.
- b) - Medición continua de la gravedad específica, composición y contenido de gas.

La unidad de medida será de 28,317 m³ (mil pies cúbicos) de gas a temperatura base de 15.56 oC (60 oF) y a presión base de 1 kg/cm².

El factor de integración de las cartas de registro de los volúmenes de gas entregados, deberá ser revisado cada 6 meses como mínimo, en base a la determinación de la gravedad específica promedio de los últimos 6 meses.

Los representantes autorizados de las partes harán el cambio y firmarán las cartas de medición y/o las tarjetas impresoras, para certificar la autenticidad de dichas cartas.

El primer día hábil de cada 3 meses, las partes calibrarán los equipos de medición en presencia de sus representantes, si es necesario, tomarán acción a fin de reajustar ese equipo.

Si realizada alguna prueba, algún equipo de medición mostrara una inactividad de 3% o más, los registros serán corregidos proporcionalmente a dicha inexactitud ,

por un período que sea exactamente conocido y aceptado de mutuo acuerdo. En caso de que dicho periodo no sea exactamente conocido y aceptado de mutuo acuerdo, entonces la corrección se hará por la mitad del tiempo transcurrido desde la última fecha de calibración.

ARTICULO 199. Si por alguna razón, el equipo de medición está fuera de servicio y/o imposibilitado de ser reparado, de manera que la cantidad de gas natural que se entregue no puede ser estimada o computada de las lecturas que se tengan hasta este momento, el gas natural entregado durante ese período, será estimado y aceptado por ambas partes, teniendo como base la mejor información disponible y usando uno de los siguientes métodos que sea factible:

- a) Usando el registro de cualquier equipo de control de medición, que estuviera instalado y que está registrando con suficiente exactitud.
- b) Estimando las cantidades que se entregan, por las entregadas durante períodos anteriores bajo condiciones similares, cuando el equipo de medición estuvo registrando con exactitud.

ARTICULO 200. Con la finalidad de preservar la integridad, confiabilidad y seguridad de los equipos de fiscalización, el contratista deberá adoptar las acciones necesarias. Asimismo, la DGH se reserva el derecho de exigir la instalación de accesorios específicos para garantizar la inviolabilidad de los equipos de medición.

ARTICULO 201. El procedimiento para aforo, muestreo, medición, fiscalización y control de calidad de hidrocarburos se registrará por las normas API, ASTM y AGA correspondientes.

ARTICULO 202. Se deberá emplear las siguientes especificaciones del MPMS (Manual of Petroleum Measurement Standard), "Manual de Mediciones Estándard para Petróleo API" última versión, en lo que sean aplicables:

- Chapter 2.2B/2.7/2.8A: Calibración de tanques.
- SPEC 2550/2551/2552: Medición y calibración de tanques cilíndricos, horizontales y de esferas.
- Chapter 3.1B Medición de tanques. Sección 1B, Medición automática de tanques.
 - STD 2555 Calibración de tanques.
- STD 2545 Método para muestrear tanques de hidrocarburos líquidos.
 - Chapter 4.2 Probadores convencionales por tubería.
 - Chapter 4.3 Probadores de pequeño volumen.
 - Chapter 4.4 Tanques probadores.
 - Chapter 4.5 Probadores medidores maestros.
 - Chapter 4.6 Interpolación de pulsos.
- Chapter 4.7 Estándard para pruebas de mediciones de campo.

- Chapter 5.1 Consideraciones generales para medición por medidores.
- Chapter 5.2 Medición de hidrocarburos líquidos por medidores de desplazamiento positivo.
- Chapter 5.3 Medición de hidrocarburos líquidos por turbinas.
- Chapter 5.4 Equipo accesorio para medidores de líquidos.
- Chapter 5.5 Fidelidad y seguridad en los sistemas de transmisión de información de los pulsos de medición de flujo.
- Chapter 6.1 Sistemas LACT.
- Chapter 6.5 Sistema de medición para carga y descarga de barcos.
- Chapter 6.6 Sistema de medición en líneas de flujo.
- Chapter 6.7 Medición de hidrocarburos viscosos.
- Chapter 7.1 Medición estática de temperaturas en tanques.
- Chapter 7.2 Determinación dinámica de temperatura.
- Chapter 7.3 Determinación estática de temperatura usando termómetros electrónicos portátiles.
- Chapter 8.1 Manual de muestreo de hidrocarburos líquidos y derivados.
- Chapter 9.1 Medición de densidad (gravedad específica) con hidrómetros densidad relativa o API.
- Chapter 10.1 Determinación de sedimentos del petróleo por extracción.
- Chapter 10.2 Determinación de agua del petróleo por destilación.
- Chapter 10.3 Determinación de BS&W por centrifuga en el laboratorio.
- Chapter 10.4 Determinación de BS&W por centrifuga en el campo.
- Chapter 10.7 Método standard para probar por agua en el petróleo.
- Chapter 10.8 Método standard para probar sedimentos por filtración.
- Chapter 12.2 Cálculos de los volúmenes medidos por turbinas o medidores de desplazamiento positivo.
- Chapter 13.1 Conceptos y procedimientos estadísticos en medición.
- Chapter 14.6 Medida continua de densidad.
- Chapter 14.7 Medida de masa de condensados.
- BULL 2516/PUBL 25117/2519 y Chapter 19.1: Pérdidas por evaporación en tanques.

TITULO VII DE LA INFORMACION

CAPITULO I DERECHOS DE USO DE LA INFORMACION

ARTICULO 203. Para la firma de un contrato, el contratista deberá adquirir la información sobre el potencial de los hidrocarburos existente en el MIRENEM, mediante el pago de la tarifa establecida por el derecho a usarla y conforme con el artículo 52 de la Ley. El contratista asimismo, podrá adquirir la información de otras áreas pagando la tarifa correspondiente.

ARTICULO 205. - La información que sea requerida por el MIRENEM, para alimentar el banco de datos, deberá ser entregada por el contratista en los formularios cuyos modelos serán provistos por el MIRENEM.

ARTICULO 206. - RECOPE S.A. podrá mantener una copia de toda la información existente sobre el potencial de los hidrocarburos del país. Esta información será utilizada única y exclusivamente en labores internas de la institución con restricción absoluta para ser utilizada en publicaciones o con fines comerciales y promocionales. Cualquier otro uso que quiera dársele a esta información, deberá contar con la autorización previa del MIRENEM.

CAPITULO II INFORMES DE EXPLORACION

ARTICULO 207. - El contratista remitirá al MIRENEM el plan de exploración a más tardar 45 días antes de la iniciación de los estudios que incluirá, sin que se limite a ello, lo siguiente:

1. Cronograma.
2. Area donde se llevará a cabo las actividades de exploración.
Para el caso de estudios sísmicos se presentarán los puntos 3. al 8.
En caso de que algunos parámetros no esten definidos, serán presentados después de realizadas las pruebas experimentales.
3. Geometría y parámetros de grabación
 - a) Multiplicidad.
 - b) Muestreo.
 - c) Tiempo de registro.
 - d) Numero mínimo de canales.
 - e) Filtros.
 - f) Tipo de detectores.
 - g) Número de geófonos- hidrófonos por estación.
 - h) Espaciamiento entre receptores.
 - i) Especificaciones de arreglo de detectores.
 - j) Especificaciones del tendido.
 - k) Espaciamiento de la fuente.
4. Fuente de energía.
 - 4.1. Terrestre.
 - a) Definir el arreglo de la fuente.
 - b) Numero de perforaciones.
 - c) Profundidad.
 - d) Carga.
 - 4.1.1. Explosivos.
 - a) Tipos: explosivos y fulminantes.
 - b) Almacenamiento.

- c) Transporte.
 - 4.1.2. Equipo de perforación.
 - a) Tipos.
 - b) Numero de unidades.
 - 4.2. Otras fuentes terrestres (Vibroscis, Flexishock, etc.).
 - a) Marca y tipo.
 - b) Parámetros de generación.
 - c) Otros detalles.
 - 4.3. Fuente en aguas profundas o someras (de ser aplicables).
 - 4.3.1. Arreglo de cañones de aire.
 - a) Fuente: externa o interna.
 - b) Profundidad de operación.
 - c) Número de cañones.
 - d) Volúmen total.
 - e) Presión de aire.
 - f) Presión del compresor.
 - g) Capacidad de disparos por minuto.
 - h) Profundidad mínima de operación.
 - 4.3.2. Barcaza de disparo.
 - a) Marca y tipo.
 - b) Dimensiones.
 - c) Calado mínimo.
 - e) Otros detalles.
- 5. Receptores.
 - 5.1. Trabajo marino.
 - a) Marca y tipo.
 - b) Número de hidrófonos por estación.
 - c) Frecuencia natural.
 - d) Sensibilidad.
 - e) Otros.
 - 5.2. Trabajo terrestre.
 - a) Marca y tipo.
 - b) Resistencia de la bobina.
 - c) Frecuencia de resonancia.
 - d) Resistencia Damping.
 - f) Longitud del cable entre geófonos.
 - g) Modo de conexión.
 - h) Número total de agrupaciones.
 - i) Número de geófonos por agrupación.
- 6. Especificaciones marinas (de ser aplicable).
 - 6.1. Grabación
 - a) Fuente (profundidad del arreglo, filtros, frecuencia de disparo).
 - 6.2. Posicionamiento.

- a) Equipo de navegación.
 - 7. Instrumentos de grabación.
 - a) Marca y tipo del equipo de grabación propuesto.
 - b) Número de canales disponibles.
 - c) Número de canales auxiliares.
 - d) Formatos de cinta.
 - e) Densidad de cinta.
 - f) Número de grabadores de cinta.
 - g) Muestreo.
 - h) Longitud de grabación.
 - i) Polaridad.
 - j) Especificaciones de la cámara.
 - k) Instrumentos y facilidades para monitoreo de línea.
 - 8. Copiado de cintas.
 - a) Facilidades y tipo de equipo.
 - 9. Procedimientos en estudio de gravimetría y magnetometría.
 - a) Topografía.
 - b) Valores referenciales.
 - c) Densidad de observaciones.
 - d) Formatos.
 - e) Reportes.
 - 10. Especificaciones topográficas, posicionamiento y formato.
 - a) Requerimiento para la topografía.
 - b) Especificaciones de formato.
 - c) Especificaciones de posicionamiento para control geodésico.
 - d) Especificaciones de posicionamiento sísmico para aguas someras.
 - e) Especificaciones técnicas para calibración y operación de giro compases.
- Cuando se aplique otro tipo de método geofísico (radiometría, electrometría, etc.) el contratista deberá presentar a la DGH lo siguiente:
- 1) Trabajos de campo.
 - a) Tipo de método.
 - b) Objetivo.
 - c) Características de los equipos de registro.
 - d) Parametros de observación y de registro.
 - e) Tiempo estimado de la ejecución de los trabajos.
 - 2) Se entregará a la DGH un informe de interpretación geológica de los datos geofísicos, 60 días después de finalizados los trabajos, el cual debe indicar lo siguiente:
 - a) Cintas magnéticas o diskettes con lecturas de campo y topografía.
 - b).Mapas y perfiles resultantes de los trabajos de procesado e interpretación escalas 1:50 000 y 1:200 000 u otra a convenir.

ARTICULO 208. - Si se realizan algunos de los trabajos indicados en el Artículo 27 de este Reglamento, el contratista presentará al MIRENEM los siguientes informes:

1) Informes trimestrales y anuales durante el período de exploración.

2) Evaluación técnica del potencial de hidrocarburos del área de contrato donde se han realizado trabajos de exploración, dentro de los 180 días siguientes a la terminación de la exploración.

3) Los informes sobre estudios de gravimetría y magnetometría deberán incluir sin que se limite a ello, lo siguiente:

a) Mapas de vuelo en escalas 1:50 000 y 1:200 000, u otras acordadas entre las partes.

b) Cintas de registro magnético aéreo.

c) Registros diarios de los campos magnéticos de la tierra y de las lecturas de gravedad.

d) Especificaciones de los equipos utilizados en los estudios de gravimetría y magnetometría.

e) Interpretación de los elementos a), b) y c), junto con los mapas que muestren los valores de intensidad del campo magnético ((T) y de anomalías gravimétricas Bouguer, gravedad, la profundidad del basamento, mapas estructurales, otros mapas y perfiles resultantes del procesado y análisis de los campos potenciales, tanto en transparencias como en papel a escalas 1:50 000 y 1:200 000 u otras acordadas entre las partes.

Los informes de los párrafos a), b), c) y d) deberán ser enviados al MIRENEM dentro de los 30 días siguientes a su terminación y el informe del párrafo e), dentro de los 90 días siguientes a su preparación.

4) Los informes sobre la geología de superficie si se llegaran a realizar, se enviarán al MIRENEM dentro de los 180 días siguientes a su terminación incluyendo, si se ejecutaran, los siguientes trabajos:

a) Interpretación de las imágenes de satélite o de radar incluyendo copias de las imágenes o informes de interpretación fotogeológica.

b) Mapas geológicos a escalas 1:50 000 y 1:200 000, u otras acordadas entre las partes y mapas mostrando la ubicación del conjunto de muestras a escala 1:50 000, u otra acordada entre las partes, tanto en transparencias como en papel.

c) Análisis de los reservorios de hidrocarburos, especificando los tipos de roca, petrología, permeabilidad y porosidad.

- d) Análisis de la roca generadora de hidrocarburos, consistentes en el contenido del TOC, tipos y maduración.
- e) Análisis paleontológico, estratigráfico y del ambiente del yacimiento.
- f) Entrega de muestras de rocas.

5) Informes sobre los datos sísmicos e interpretación, incluyendo sin limitarse, los siguientes estudios sísmicos:

- a) Diagramas esquemáticos de la fuente y de la receptividad.
- b) Especificaciones del equipo usado en los estudios sísmicos.
- c) Mapas mostrando las marcas permanentes usadas en el estudio, a escala 1:50 000 u otra acordada entre las partes.
- d) Mapas mostrando los puntos de tiro sísmico, a escalas de 1:50 000 y 1:200 000, u otras acordadas entre las partes en transparencias y papel.
- e) Cintas magnéticas de campo con su respectiva información, cintas procesadas finales y reprocesadas si han sido utilizadas para reinterpretación y para la ubicación de pozos.
- f) Secciones sísmicas registradas en transparencias y papel a escala vertical de 10cm/seg y 5cm/seg. El mismo requisito regirá para las líneas reprocesadas y los análisis de atributos si se realizaran.
- g) Velocidad RMS y análisis de los intervalos de velocidad de los puntos de disparo en cada línea.
- h) Interpretación sísmica de cada línea.
- i) Contornos de los mapas estructurales basados en las interpretaciones de los párrafos g) y h).
- j) Interpretaciones estratigráficas de las secciones sísmicas.
- k) Mapas de facies sísmicos.

Los informes de los párrafos a) al e) serán presentados dentro de los 120 días posteriores a la terminación del programa sísmico. Los informes de los párrafos h), i), j) y k) serán presentados a la terminación de cada interpretación sísmica.

6) El contratista presentará al MIRENEM, un informe final de operaciones al concluir los estudios sísmicos, el cual incluirá sin que se limite a ello, lo siguiente:

- a) Topografía - Navegación.
- b) Apertura (trocha).
- c) Perforación.
- d) Grabación.
- e) Procesamiento.
- f) Salud, seguridad y medio ambiente.

- g) Transporte y comunicación.

CAPITULO III INFORMES DE PERFORACION

ARTICULO 209. - La información técnica que el contratista debe entregar al MIRENEM en forma rutinaria, relacionada a las actividades de perforación será:

- A) Prognosis de la perforación del pozo exploratorio previo a la perforación de cada pozo exploratorio.
1. Identificación, ubicación, coordenadas del pozo y altura del terreno o nivel de agua.
 2. Identificación y descripción del equipo de perforación.
 3. Organización del personal involucrado en la perforación cubriendo su plan operativo.
 4. Especialidad, características y nacionalidad del personal.
 5. Resumen de problemas que pudieran encontrarse en la perforación, con las precauciones que se tomarían.
 6. Posibilidad de hallazgo de gas superficial.
 7. Prognosis geológica.
 8. Programa de recolección de muestras y de su distribución.
 9. Programa de toma de núcleos, si es aplicable.
 10. Programa de perfilaje por zonas.
 11. Prognosis de presiones esperadas y de su control por medio del peso del lodo, basado en información sísmica o de pozos vecinos.
 12. Detección y manejo de presiones anormales en el pozo.
 13. Tiempo estimado de las operaciones.
 14. Descripción general de los equipos y procedimientos para ser usados en la perforación de los diferentes intervalos.
 15. Programa de pruebas de los BOP.
 16. Programa de lodos.
 - a. Programas de las tuberías de revestimiento con suficiente resistencia a la presión interna, colapso, tensión y pandeo.
 - b. Programa de cementación.
 - c. Programa de prueba de las tuberías de revestimiento y su sellos.
 - d. Descripción de las pruebas de formación después de acentar las tuberías de revestimiento, demostrando su capacidad suficiente para la perforación del siguiente tramo.
 17. Plan mostrando los márgenes de seguridad de los BOP en las diferentes secciones del pozo.
 18. Descripción del sistema de operación de los BOP, así como la descripción de todo equipo de control en el piso.
 19. Procedimiento para matar el pozo incluyendo el uso de los BOP.

20. Programa de perforación en relación con el uso de los BOP.
21. Descripción de cualquier equipo de seguridad de importancia.

B) Informe diario, a las 13 horas del día siguiente, que contendrá cuando menos los detalles siguientes:

1. Nombre del pozo.
2. Fecha y hora de dicha operación.
3. Nombre del equipo de perforación.
4. Días de operación previa.
5. Profundidad del pozo.
6. Diámetro del pozo.
7. Tipo y tamaño de broca.
8. Desviación del pozo.
9. Orientación del pozo si es dirigido u horizontal.
10. Tipo, peso y especificación del lodo de perforación.
11. Problemas y operaciones durante las 24 horas anteriores, incluyendo información sobre seguridad y accidentes.
12. Litología dentro de las 24 horas anteriores.
13. Descubrimiento de hidrocarburos
14. Tipo, tamaño, peso y profundidad de las tuberías de revestimiento y producción.
15. Cementación.
16. Presiones aplicadas en las pruebas de BOP, tuberías de revestimiento y otros equipos relacionados.
17. Perfilaje del pozo, incluyendo la profundidad y tipo de perfil.
18. Muestras de núcleos.
19. Pruebas de fluidos y de su profundidad.
20. Abandono de pozos.
21. Retiro del equipo de perforación.
22. Condiciones de clima y medio ambiente.

C) Un conjunto completo de perfiles a 1:1 000, introducidos dentro de "logs" continuos, tanto en transparencia como en papel, los que se enviarán al MIRENEM dentro de los 20 días de terminadas las operaciones de perfilajes, en adición a los perfiles recibidos del operador a escalas usuales en curso.

D) Informe de la completación del pozo, que se someterá al MIRENEM dentro de los 60 días siguientes al retiro del equipo de perforación del pozo. El informe deberá contener cuando menos lo siguiente:

1. Descripción completa de los resultados del pozo.
2. Detalles de la geología y litología.

3.El perfil de completación del pozo a 1:1 000 incluyendo cuando menos lo siguiente:

- a) Curvas del perfil.
- b) Muestras y descripción litológica.
- c) Topes de las formaciones.
- d) Muestras y pruebas.
- e) Tuberías de revestimiento, producción y tapones.
- f) Muestras de núcleos.
- g) Marcas paleontológicas y palinológicas.
- h) Ambiente del depósito.
- i) Cualquier otra información de perfiles que el contratista haya obtenido por cuenta propia a escala 1:1 000, que contribuye a la mejor interpretación de los resultados del pozo.

4. Informe de análisis de núcleos.

5. Informe de pruebas de pozos.

6. Análisis de muestras de petróleo y agua.

7. Análisis de pruebas de presión de fondo.

8. Si durante la evaluación de un pozo, éste produjo o fue capaz de producir hidrocarburos, el contratista deberá incluir en el informe de completación, la siguiente información:

- a) El tipo y volúmen de fluido producido por el pozo.
- b) Las presiones de los separadores o tratadores si estos fueran usados.
- c) El tiempo de las diferentes producciones, presiones en la cabeza y estranguladores usados.
- d) Los volúmenes y destino final de la producción. Si hubo alguna inyección al pozo, la información contendrá, además:
- e) Las cantidades, presiones y tipos de fluidos inyectados al pozo.
- f) La fuente de donde esos fluidos fueron obtenidos.
- g) El tratamiento a los que los fluidos estuvieron sujetos.
- h) El tiempo de inyección de cada sustancia.

E) En el caso del abandono de un pozo cuya completación no fuera exitosa, el contratista presentará al MIRENEM dentro de los 60 días posteriores a su abandono, un informe que incluirá como mínimo, lo siguiente:

- 1. La explicación de las razones de abandono, temporal o permanente.
- 2. Plan de la organización envuelta en el abandono estableciendo su responsabilidad, autoridad, funciones y trabajos específicos.
- 3. Información del personal involucrado: nombres, direcciones y nacionalidad, así como de las razones de su presencia, incluyendo subcontratistas.

4. Información general del pozo, mostrando el estado del pozo antes del abandono con los trabajos previos.
5. Descripción del plan para abandonar y asegurar el pozo con los procedimientos, equipos y cementaciones específicas.
6. Información del pozo después del abandono temporal o permanente; equipo que permanecerá instalado, indicando intervalos cementados, tapones, corte de tuberías de revestimiento, perforaciones o lo que sea pertinente.
7. El costo del pozo.

F) A los 90 días posteriores al abandono de un pozo cuya perforación no fuera exitosa, el contratista presentará la información complementaria que incluirá:

1. Identificación con resumen informativo de los datos del pozo y actividades posteriores al abandono de la ubicación.
2. Interpretación final geológica y geofísica a la que haya contribuido el pozo.
3. Copia de los registros o perfiles y descripción litológica del pozo, así como de todas las interpretaciones que haya surgido de las pruebas efectuadas durante la completación y evaluación del pozo.

CAPITULO IV INFORMES DE PRODUCCION

ARTICULO 210. - La información técnica que el contratista debe entregar al MIRENEM en forma rutinaria, relacionada con las actividades de producción será:

A) Un informe diario, a las 13 horas del día siguiente, conteniendo como mínimo lo siguiente:

1. Volúmen de hidrocarburos producidos.
2. Volúmen de hidrocarburos medidos en la estación de fiscalización.
3. Volúmen de hidrocarburos usados y/o quemados.
4. Gravedad y demás características de los hidrocarburos manejados.
5. Pruebas de pozo.
6. Volúmenes y características de los fluidos.
7. Presión en las tuberías de revestimiento y producción.
8. Tamaño del estrangulador o sistema de producción de pozo.
9. Operaciones durante las 24 horas anteriores.

B) Informe mensual, en los primeros 15 días de cada mes, conteniendo la información siguiente:

1. La cantidad y calidad de los hidrocarburos líquidos y gas natural producidos y de los entregados en la terminal de fiscalización de la producción en el mes calendario.
2. La cantidad y calidad de los hidrocarburos líquidos y gas natural producidos y de los entregados en la terminal de fiscalización de la producción desde la fecha de inicio de la extracción comercial hasta el final del mes calendario pertinente.
3. La cantidad y calidad de gas natural reinyectado y quemado en el mes, así como la cantidad acumulada desde la fecha de inicio de la extracción comercial hasta el fin del mes calendario pertinente.
4. La cantidad y calidad de cada clase de hidrocarburo líquido y de gas natural utilizado durante el mes calendario en las operaciones de perforación, producción y bombeo hasta la terminal de fiscalización de la producción, así como la cantidad acumulada desde la fecha de inicio de la extracción comercial hasta el fin del mes calendario pertinente.

El contratista deberá informar en carta adjunta, las razones de cada una de las variaciones significativas ($\pm 5\%$) en relación al mes calendario anterior en la cantidad y calidad de los hidrocarburos producidos.

C) Pronóstico de producción anual: Dentro del primer año posterior al inicio de extracción comercial y en cada año sucesivo, el contratista presentará un pronóstico de producción para el próximo año y su estimado a 5 y 10 años.

D) Informe de servicios a los pozos, señalando métodos y técnicas cumplidas y materiales utilizados y/o reemplazados para ese propósito dentro de los 15 días después de la terminación de los servicios.

E) Informe de reacondicionamiento, rehabilitación y estimulación, dando razones y detalles de la operación dentro de los 30 días siguientes a la terminación de los trabajos.

F) Informe de pruebas de presión de fondo ("bottom hole pressure"), dentro de los 15 días siguientes a la terminación de la prueba.

ARTICULO 211. - La información que el contratista debe entregar al MIRENEM será la siguiente:

A) El informe de evaluación de yacimiento indicado en el artículo 125 de este Reglamento.

B) Copia del informe B) y C) contenidos en el artículo 203 de este Reglamento.

C) Informe de reservas.

El contratista entregará la siguiente información básica relacionada con sus reservas en el área donde tenga actividades de exploración, en el mes de enero de cada año:

1. Mapas estructurales y de arena neta actualizados por estructura.
2. Información de fluidos y parámetros de rocas reservorio.
3. Inventario de ubicaciones posibles.
4. Estimados de reservas correspondientes.

El contratista entregará la siguiente información básica relacionada con sus reservas en el área donde tengan actividades de explotación, en el mes de enero de cada año, para todos los yacimientos en la actual explotación y por horizonte productivo:

5. Mapas estructurales y arena neta petrolífera.
6. Acreaje, volumen neto petrolífero (acre-pie).
7. Propiedades petrofísicas de la roca reservorio y parámetros de fluidos.
8. Inventario de ubicaciones para perforar, al 31 de diciembre con sus respectivos mapas estructurales y/o arena neta petrolífera.
9. Estudio de ingeniería de reservorio-producción, si existieran.
10. Inventario de ubicaciones probadas no desarrolladas probables y posibles al 31 de diciembre, con su respectivo acreaje prospectable y espesor de arena neta petrolífera esperado, por horizonte productivo.
11. Pronóstico de inyección de agua y/o gas, proyectos de recuperación mejorada.
12. Estimados de reservas probadas desarrolladas de petróleo al 31 de diciembre del año anterior, por horizonte productivo y yacimiento.
13. Estimado de reservas probables y posibles de petróleo a la misma fecha.
14. Inventario de ubicaciones por perforar a la misma fecha.
15. Estimado de reservas desarrolladas por la perforación de desarrollo durante el año anterior.
16. Estimado de reservas descubiertas por la perforación exploratoria, si existieran actividades.
17. Reservas de gas natural y gas licuado al 31 de diciembre del año anterior, probada, probable, posible.
18. Pronóstico de producción de las reservas probadas, desarrolladas de petróleo y gas por horizonte productivo.
19. Inventario de reacondicionamientos.
20. Razones de las diferencias entre las cifras de reservas estimadas al 31 de diciembre al año anterior y las reportadas al presente año.
21. Reservas a incorporar para los proyectos de inyección de agua y/o gas.

CAPITULO V

OTROS INFORMES

ARTICULO 212. - Otra información de carácter esporádico se presentará sobre los siguientes hechos:

A) Informe de derrames.

El informe referido en el artículo 189 será presentado al MIRENEM dentro de los 7 días posteriores a la ocurrencia y deberá contener, por lo menos, la siguiente información:

1. Lugar, fecha y tiempo de la pérdida.
2. Descripción de las circunstancias en que ocurrió la pérdida.
3. Discusión de la pérdida y procedimiento de recuperación, si fueran hidrocarburos líquidos.
4. Discusión de los pasos a seguir para evitar pérdidas similares en relación con el plan de contingencia para derrames de petróleo y emergencias que el contratista debe presentar al MIRENEM, de acuerdo al Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos.
5. Programa de rehabilitación del lugar del accidente.

B) La información que el contratista debe presentar al MIRENEM cuando tiene programado un proyecto de inyección, sea para agua de desecho o para recuperación secundaria, será, en lo que sea aplicable:

1. Mapas mostrando la ubicación de los pozos inyectoros así como la de los vecinos.
2. Estado de cada pozo adyacente al pozo inyector.
3. La estructura del yacimiento al cual se inyectará el agua.
4. Cortes estructurales mostrando el techo y base de formación así como las interfases agua-petróleo, gas-petróleo y gas-agua.
5. La completación del pozo inyector incluyendo la profundidad de la enpaquetadura, intervalos existentes y propuestos, y el fluido no corrosivo que se usará en el anillo.
6. Tabulación de:
 - a) Parámetros de reservorio, incluyendo permeabilidades horizontal y vertical, acuífero y grosor.
 - b) Presiones del reservorio, original, actual, gradiente y declinación
 - c) Resultado del cálculo de balance de materiales, incluyendo los movimientos anticipados de la interface e índices.
 - d) Historia productiva del yacimiento.
 - e) Historia productiva del pozo inyector y de los pozos que lo rodean, mostrando su relación agua-petróleo.

7. Discusión de la estratificación del yacimiento y, según esto, el control del régimen de inyección para proteger los pozos vecinos y lograr la máxima recuperación de hidrocarburos.

C) Cuando un contratista realice un proyecto de recuperación mejorada, tiene la obligación de presentar al MIRENEM dentro de los 60 días anteriores a cada período de 6 meses, la siguiente información, que puede ser gráfica, en lo que sea aplicable:

1. El promedio diario, mensual, producido por cada pozo y por todo el sistema afectado.
2. El promedio diario, mensual, de GOR y WOR producido por cada pozo y por todo el sistema afectado.
3. La producción acumulada de fluidos producidos por cada pozo y por el sistema.
4. Para cada tipo de fluido inyectado, el promedio mensual por día operativo en cada pozo inyector y en el sistema.
5. Para cada tipo de fluido inyectado, la presión en el cabezal promedio por día operativo para cada pozo inyector y en el sistema.
6. Para cada tipo de fluido inyectado, el volumen mensual acumulado en cada pozo inyector y en el sistema.
7. La distribución de la presión en el sistema.
8. Para cada tipo de fluido inyectado, el índice de inyectividad promedio, por día operado durante cada mes, en cada pozo inyector y del sistema. Siendo el índice de inyectividad la inyección diaria promedio dividido por la diferencia entre la presión en la cara de la formación y el promedio de la presión de formación.
9. La fecha y tipo de cualquier tratamiento o servicio a los pozos.
10. Cálculo del balance entre fluidos inyectados y producidos mensuales y acumulativos en la parte del yacimiento sujeto al proyecto.
11. Cálculos del balance entre fluidos inyectados y producidos mensuales y acumulativos en cada unidad de inyección (pattern).
12. Cualquier otra información interpretativa que sirva para evaluar el progreso, eficiencia y comportamiento del sistema.

D) Investigación de las reservas de hidrocarburos, límites de los campos y evaluaciones económicas.

E) Programas de seguridad y sobre accidentes.

F) Muestras representativas de todos los cortes y fluidos extraídos de los pozos.

G) Todos los demás informes, muestras, planos, diseños, interpretaciones y demás elementos que el MIRENEM solicite al contratista cuyo costo haya sido registrado en libros como costo de las operaciones.

TITULO VIII DE LOS ASPECTOS ECONOMICOS

CAPITULO I DE LA EXPLORACION Y EXPLOTACION

ARTICULO 213. - En los contratos que el Estado suscriba con el Contratista, se establecerán los procedimientos contables que el Contratista deberá dar a los costos, gastos e inversiones que deba mantener durante la vigencia del contrato.

ARTICULO 214. - Antes de que el contratista inicie la explotación de un pozo productivo, deberá solicitar a la Dirección General de Hidrocarburos la definición de la tasa máxima de eficiencia productiva (MEP) correspondiente.

CAPITULO II DE LAS MULTAS Y ASUNTOS FISCALES

ARTICULO 215. - Se fijará la siguiente escala de multas y penalidades, en concordancia con el artículo 44 de la Ley, que se aplicarán en caso de incumplimiento de las disposiciones contenidas en la Ley y en este Reglamento:

No.	INFRACCION	MULTA en \$ USA
1	Impedir o dificultar las labores efectuadas por las autoridades encargadas del MIRENEM, de velar por el cumplimiento de las normas y disposiciones establecidas en la Ley y el Reglamento	De 3 000 a 25 000
2	La negativa del contratista o su oposición por cualquier medio, a permitir la fiscalización o inspección previstas en la Ley o el Reglamento.	De 3 000 a 25 000
3	Incumplimiento del EIA aprobado por la CONEIA y sus reglamentos	De 3 000 a 25 000

4.

4.1

Infracciones en el proceso de exploración y explotación de hidrocarburos.

Derrame de petróleo 1 - 50 barriles
Derrame de petróleo 51 - 100 barriles
Derrame de petróleo igual o más de 101 barriles

8 000
16 000
25 000

5

Incumplimiento de las normas y disposiciones relacionadas con el transporte de los hidrocarburos por ductos según lo estipulado en el Reglamento de RECOPE S.A. y las normas API.

De 3 000 a 25 000 hasta causal de caducidad del contrato de acuerdo a la gravedad de la falta

6

Incumplimiento de las obligaciones del contratista respecto a la ejecución de los estudios y cronograma correspondiente.

De 3 000 a 25 000 7 Por existencia de peligro eminente para la vida de las personas o riesgo grave inaceptable para las propiedades o el ambiente.

Suspensión del servicio

8

Incumplimiento de las disposiciones reglamentarias establecidas por RECOPE S.A. sobre las normas de seguridad en construcciones, instalaciones y funcionamiento de las plantas de abastecimiento, redes de distribución, medios de transporte.

De 3 000 a 25 000

ARTICULO 216 - Corresponderá al Director General de Hidrocarburos, imponer las multas previa consulta al CTH.

ARTICULO 217. - El importe de las multas será depositado en la caja única del Estado.

ARTICULO 218. - El plazo máximo para el pago de la multa será de 30 días, excepto plazos diferentes establecidos por la autoridad competente.

ARTICULO 219. - Dentro del mismo plazo anterior, la persona jurídica multada, deberá hacer llegar al MIRENEM copia de la boleta (entero de Gobierno) de la multa correspondiente, en caso contrario se ejecutarán las acciones legales pertinentes.

ARTICULO 220. - Cualquier otra infracción a las obligaciones legales y reglamentarias del Contratista se castigarán con multas mensuales, cuya suma podrá ser de hasta veinticinco mil (\$ 25 000) dólares estadounidenses, sin perjuicio de lo establecido en el artículo 46 de la Ley.

ARTICULO 221. - Cuando la responsabilidad del contratista de pagar una cantidad conforme a la Ley no hubiere sido cumplida en o antes de la fecha en la cual la cantidad era pagadera, dicho contratista deberá pagar un recargo de un tercio de un uno por ciento (1/3%) por día, sobre aquel tanto de dicha cantidad que quede insoluto, calculada desde la fecha en la cual la cantidad era pagadera, hasta que sea pagada.

ARTICULO 222. - El pago de las regalías y de la participación en la producción que se efectúen extemporáneamente a lo especificado en la Ley y en el Contrato, se sancionará con una multa de diez por ciento (10%) sobre el monto promedio adeudado mensualmente. El monto adeudado se calculará como el producto de

los barriles promedios mensuales adecuados, por el precio FOB promedio del mes correspondiente del crudo equivalente en grados API

ARTICULO 223. - El MIRENEM aprobará la lista de bienes y servicios para exoneración del contratista, de conformidad con el artículo 49 de la Ley, que serán sometidos a la consideración del Ministerio de Hacienda para la respectiva exoneración de tributos generales y locales.

CAPITULO III DE LAS REGALIAS

ARTICULO 224. - Las terminales de fiscalización de la producción diaria serán establecidas en el contrato.

ARTICULO 225. - La medición diaria de los hidrocarburos provenientes del área de contrato se realizará en las terminales de fiscalización de cada campo de producción, para lo cual se llevará una contabilidad diaria por cada pozo perteneciente al campo respectivo.

ARTICULO 226. - Con base en el volumen bruto de la producción fiscalizada diariamente por campo de producción, se calculará la regalía correspondiente al Estado, utilizando la escala de regalías estipulada en la Ley.

ARTICULO 227. - La regalía podrá otorgarse en dinero o en especie según lo reguera MIRENEM. Si la regalía se hace efectiva en especie, el contratista proporcionará el almacenaje de estos hidrocarburos en sus instalaciones, sin costo alguno para el Estado por un plazo máximo de 30 días, luego del cual el Estado puede encargarle que continúe con la responsabilidad del almacenaje, pagándole al contratista las tarifas que acuerde mutuamente en el contrato, hasta que el MIRENEM decida si se utilizará para cubrir las necesidades del país, o para la reserva nacional, o para comercializarla directamente, caso en que el pago por esta transacción será depositado en el Ministerio de Hacienda.

ARTICULO 228. - Si la regalía se hace efectiva en dinero, su monto se calculará como el producto de los barriles correspondientes a la regalía, por el precio FOB promedio del crudo equivalente en grados API correspondiente a los días a los que se refiere la regalía. Este monto deberá ser depositado en el Ministerio de Hacienda.

ARTICULO 229. - El volumen bruto de la producción será destinado a cubrir las necesidades del país y la reserva nacional, para lo cual el contratista venderá al Estado su parte de la producción a un precio que se establecerá mediante una fórmula que considere los precios internacionales del crudo equivalente, o en su defecto, una canasta de los crudos similares establecida de mutuo acuerdo; pero

en ningún caso su precio será superior al del mercado internacional para crudos similares. Dicha fórmula será establecida en los respectivos contratos.

TITULO IX DE LAS NORMAS DE HIGIENE Y SEGURIDAD

CAPITULO I DE LA SEGURIDAD

ARTICULO 230. - El contratista será responsable de la ejecución del trabajo en concordancia con las Normas y Reglamento de Seguridad aplicables y siguiendo las buenas prácticas de trabajo.

ARTICULO 231. - El contratista contará con asesor (es) de seguridad en las operaciones de campo. Las responsabilidades del asesor deberán incluir, como mínimo: mantenimiento, monitoreo, implementación de guías de seguridad y procedimientos en la brigada sísmica.

ARTICULO 232. - El contratista debe organizar reuniones de seguridad previas al inicio del trabajo, en las cuales se deberá tomar en cuenta como mínimo los siguientes aspectos:

- a) Primeros auxilios, practicas contra incendio y técnicas de supervivencia
- b) Ropa de seguridad
- c) Servicios de primeros auxilios y provisión de servicios médicos calificados
- d) Control de vías de acceso (carreteras, puentes, etc.)
- e) Planes de contingencia
- f) Distancias seguras para el uso de fuentes de energía.
- g) Seguridad en el transporte.
- h) Salud, alcohol y narcóticos.
- i) Salud ocupacional.
- j) Almacenamiento y transporte de explosivos, combustibles y químicos.
- k) Consideraciones ambientales.
- l) Consideraciones climatológicas.
- m) Operaciones acuáticas (si es aplicable).

ARTICULO 233. - El contratista deberá implementar un sistema de informes para accidentes laborales e incidentes. Mantendrá un informe mensual respecto al rendimiento en seguridad, donde se incluirán las estadísticas de accidentes e incidentes. Será responsable de mantener y promover la seguridad, ejecutará prácticas de emergencia y organizará reuniones de seguridad.

ARTICULO 234. - El contratista deberá implementar un sistema para reconocer, corregir y reportar actos inseguros.

DE LOS PROCEDIMIENTOS DE SEGURIDAD

ARTICULO 235. - Corresponderá al contratista cuantificar posibles situaciones de emergencia, para los cuales propondrá un Plan de Contingencia.

ARTICULO 236. - El contratista deberá implementar, normas y procedimientos para el uso del agua y otras operaciones relacionadas, como cruces de ríos. Estos procedimientos deberán incluir, como mínimo el siguiente equipo: proveer embarcaciones a motor, salvavidas y equipos de emergencia, incluido comunicaciones, luces de navegación y sistema de apagado de emergencia para motores fuera de borda.

Deberan emitirse cartillas de instrucción con los procedimientos de seguridad.

ARTICULO 237. - El contratista deberá aplicar sus normas y procedimientos de seguridad para las operaciones con aeronaves. Incluirá tipos, logística, programa de vuelos, reporte de carga y monitoreo de operaciones. Publicará en todas la áreas de los campamentos, los procedimientos para casos de incendio.

DE LA SALUD

ARTICULO 238. - El contratista deberá contar con personal médico: doctores y personal de enfermería, que estará disponible en el área de trabajo; así mismo, proporcionará las facilidades médicas y de primeros auxilios en el área de trabajo.

DE LOS EQUIPOS Y ESTANDARES DE OPERACION

ARTICULO 239. - El contratista proveerá al personal ropa adecuada para el trabajo y equipos de protección, según la legislación laboral vigente.

ARTICULO 240. - En el manejo de químicos de cualquier indole, se requerirá por lo menos una estación de emergencia para lavado de ojos.

ARTICULO 241. - Cada unidad operativa como: registro, topografía, perforación, trocha, etc., tendrá comunicación con el campamento base o con cualquier otro centro de control operativo.

DEL MANEJO DEL CAMPAMENTO BASE

ARTICULO 242. - Se deberá colocar un resumen de las disposiciones sobre la protección ambiental, en lugar visible en cada campamento.

ARTICULO 243. - Deberá controlarse estrictamente el almacenamiento de combustible en el campamento; así mismo deberá mantenerse un registro de uso y almacenaje de todo los combustibles y lubricantes y registrarse el combustible contaminado.

El almacenamiento de combustibles, lubricantes y sustancias químicas, debe estar en un sitio cerrado, con cubierta impermeable.

Los tanques de combustible deben estar dotados de válvulas seguras que se puedan cerrar con llave, para evitar usos no autorizados.

Cualquier fuga o contaminación significativa de combustible al suelo o al agua, debe ser reportada inmediatamente al MIRENEM y deberá limpiarse para prevenir cualquier amenaza de contaminación.

ARTICULO 244. - El uso, manejo y disposición de sustancias químicas, serán de acuerdo a los lineamientos del manejo seguro de sustancias químicas. Regularmente se realizará una revisión de la limpieza, la disposición de los desechos y los aspectos de salud del campamento.

ARTICULO 245. - Antes de abandonar el campamento base, todo los desechos serán recolectados y dispuestos adecuadamente. Con el propietario, se acordará un plan de cierre.

ARTICULO 246. - Todos los desechos no biodegradables de los campamentos volantes, serán transportados al campamento base para su adecuada disposición.

CAPITULO II DEL MANEJO DE EXPLOSIVOS

ARTICULO 247. - Los explosivos deberán almacenarse según normas y procedimientos del Reglamento de la Oficina de Control de Explosivos del Ministerio de Seguridad Pública.

ARTICULO 248. - Los depósitos construidos en superficie deberán tener las siguientes características:

a) Estarán contruidos a prueba de balas y las paredes techos y pisos forrados con madera.

b) Las puertas estarán provistas de candados y llaves de seguridad.

c) La estructura deberá estar conectada a tierra.

d) El interior deberá estar adecuadamente ventilado, seco y limpio.

e) Estarán protegidos con pararrayos.

ARTICULO 249. - Queda prohibido guardar explosivos fuera de los polvorines o los depósitos, así como el almacenamiento de fulminantes en depósitos donde existan explosivos.

Los fulminantes deberán almacenarse a una distancia mínima de 100 m de los depósitos de explosivos.

ARTICULO 250. - La apertura y remoción de los explosivos y fulminantes de su empaque original, se realizará fuera de los depósitos.

ARTICULO 251. - Las cajas que contengan explosivos, no deberán colocarse en contacto con las paredes. Deberán apilarse sin exceder una altura máxima de 2 m.

ARTICULO 252. - Los depósitos de explosivos serán revisados semanalmente. Deberán estar provistos de avisos o letreros de seguridad que los identifiquen claramente y provistos de extintores adecuados contra incendio de acuerdo a las normas.

La zona circundante al depósito de explosivos, se mantendrá despejada de desechos y maleza, para minimizar peligros de incendio.

Queda prohibido almacenar productos inflamables a distancias menores de 25 m de los depósitos de explosivos.

Los depósitos de explosivos deberán resguardarse las 24 horas del día por personal de seguridad.

ARTICULO 253. - Alrededor de los depósitos de explosivos se deberá construirse un cerco perimetral con alambre de púas. Mediante estudios de seguridad locales se podrán determinar requerimientos mayores.

DE LOS ENCARGADOS DE LOS DEPOSITOS DE EXPLOSIVOS

ARTICULO 254. - Los depósitos deberán estar a cargo de personal experimentado en el almacenaje, transporte y manejo de explosivos. El personal deberá suplirse de los instrumentos e indumentaria necesario par su salvaguardia y protección.

ARTICULO 255. - Los encargados del depósito, solo podrán entregar los explosivos al solicitante, cuando éste presente el formulario establecido, completado y debidamente autorizado. Se registrará la firma y número de cédula de todas las personas que entren y salgan de los depósitos de explosivos, siendo esto permitido únicamente a las personas autorizadas. Se deberá llevar un inventario de explosivos.

DEL TRANSPORTE

ARTICULO 256. - El contratista será el encargado de tramitar los permisos para el transporte de los explosivos en la Oficina de Control de Explosivos del Ministerio de Seguridad Pública.

ARTICULO 257. - Las partes del vehículo en contacto con los explosivos, estarán cubiertas con materiales adecuados a fin de que no produzcan chispas.

La recarga de los combustibles al vehículo, solo se efectuará cuando el vehículo se encuentre sin explosivos.

Cada vehículo usado para transportar explosivos deberá contar como mínimo, con dos extintores de 2.5 kg totalmente cargados y en buenas condiciones.

Los vehículos en que se transportan explosivos evitarán transitar por áreas de congestión poblacional y, en lo posible, no se transportarán explosivos durante la noche.

ARTICULO 258. - Los explosivos y fulminantes no podrán transportarse en el mismo vehículo.

ARTICULO 259. - Los vehículos que transportan explosivos, no deberán estacionarse en áreas ocupadas por los campamentos.

ARTICULO 260. - No se hará uso de la radio del vehículo, cuando se transportan explosivos.

ARTICULO 261. - Personal de seguridad acompañará los envíos de explosivos desde su punto de fabricación o de arribo en el territorio nacional, hasta su destino final.

Una guía de remisión especificando las cantidades de explosivos, será firmada por el personal de seguridad encargado por el MIRENEM.

ARTICULO 262. - Reglas similares enunciadas en el transporte, se usarán, en lo conducente, para el caso del transporte acuático o aéreo.

DE LOS DISPARADORES

ARTICULO 263. - El personal responsable de la carga y detonación de los explosivos (disparador) deberá estar debidamente entrenado y calificado en el manejo, almacenamiento, preparación y uso de explosivos.

ARTICULO 264. - Todo el personal asistente del disparador, asesor de seguridad y otros, en contacto con los explosivos, deben recibir el entrenamiento apropiado, previo al inicio de las operaciones.

ARTICULO 265. - Las operaciones con explosivos serán conducidas por personal experimentado, entrenado y competente, los que conocerán los peligros que involucra su manejo.

El personal que maneja explosivos deberá cumplir con lo siguiente:

- a) Haber demostrado tener los conocimientos necesarios.
- b) Ser capaz de tomar decisiones correctas y seguras en toda situación.
- c) Estar en condiciones óptimas de salud y no ser adicto a ningún tóxico, narcótico o cualquier tipo de drogas.
- d) Tener conocimiento de las normas locales, leyes y reglamentos aplicables al trabajo.
- e) Haber obtenido un certificado para el manejo de explosivos, otorgado por la Oficina de Control de Explosivos del Ministerio de Seguridad Pública.

TITULO X DE LA PROTECCION AMBIENTAL

DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)

ARTICULO 266. - El contratista presentará previo a la firma del acto adjudicatorio, el EIA, que en caso de la firma del contrato será actualizado periódicamente, conforme avancen los trabajos correspondientes a los períodos de exploración y explotación de los hidrocarburos según lo estipulado en el artículo 41 de la Ley de Hidrocarburos. La actualización del Estudio de Impacto Ambiental se hará cada año o a solicitud del MIRENEM.

ARTICULO 267. - De conformidad con lo estipulado en el artículo 31 e) de la Ley, el adjudicatario deberá rendir garantía de cumplimiento a efecto de asegurar la correcta ejecución del contrato y la protección del ambiente y de los recursos naturales.

El monto de la garantía será recomendado por la CONEIA de comun acuerdo con la DGH y se definirá en el cartel. Acorde con las normas internacionales, ésta garantía será dentro del rango de 1.5% a 4% del total del costo de inversión del proyecto.

ARTICULO 268. - El contratista tendrá que presentar el informe de EIA al MIRENEM para el área objeto de adjudicación, según lo estipulado en el artículo 41 de la Ley.

El EIA es un documento de evaluación del impacto ambiental de la actividad y contiene aspectos que requieren de la intervención de profesionales de diversas disciplinas en Ciencias Naturales como: Biología, Geología, Oceanografía, Geografía, Ingeniería Forestal, Geofísica, Ingeniería en Agronomía, Ingeniería Civil, Ingeniería en Topografía e Ingeniería Química entre otros. El EIA deberá ser efectuado por técnicos calificados, conforme a las normas del PE.

ARTICULO 269. - El EIA se presentará con nueve copias completas ante la CONEIA y deberá comprender al menos la información y los documentos que se indican a continuación:

A. EIA EN ZONAS TERRESTRES

1. Introducción.

1.1. Justificación del proyecto: objetivos y alcances económicos, financieros, técnicos, sociales y ambientales; metas.

1.2. Información general de la persona física o jurídica que realizará las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.

1.3. Calificación profesional y experiencia del equipo interdisciplinario que elaboró el EIA y contratista.

2. Ubicación del proyecto:

2.1. Descripción geográfica general:

a. Ubicación territorial administrativa (identificación de número de bloques, delimitación por coordenadas de y su zona de influencia).

b. Situación en relación con las poblaciones o ciudades incluidas dentro de área de estudio y su zona de influencia.

c. Vías de acceso y estado de las mismas.

d. Actividades productivas.

e. Cauces de agua.

f. Mapa de ubicación del área sujeto a la contratación a escala 1: 200.000.

g. Otros aspectos de interés, tales como obras de infraestructura, líneas de transmisión, accidentes geográficos naturales, etc.

h. Cronograma de actividades del proyecto, con objetivos, metas, alcances y posibles modificaciones futuras.

3. Una descripción del proyecto:

3.1. Métodos a utilizar en el proyecto, descripción por etapas de los procedimientos, sistemas y técnicas que se implementarán.

3.2. Requisitos técnicos: medios e instrumentos a utilizar.

3.3. Rendimientos esperados: volumen (en caso de explotación).

3.4. Metodología de la exploración y explotación.

3.5. Mapa geográfico actualizado que contenga los detalles hidrográficos, infraestructura, asentamientos humanos, etc. de importancia. Este mapa puede elaborarse teniendo en cuenta la situación pre-operacional del proyecto, a una escala apropiada a las dimensiones del mismo (1:200.000 ó 1:100.000).

3.6. Mapa del uso del suelo con actualización de fotografía área de base, mínimo escala 1:50.000.

3.7. Otros aspectos que deberá contener esta información: vías de acceso existentes o cambios que deben construirse: métodos de estabilización, planos, etc.

Acompañar esta descripción con fotografías, gráficos, planos, mapas, croquis, bloques, diagramas, perfiles geológicos, modelos gráficos, diagramas de flujo, perfiles topográficos, cronogramas de actividades, cada uno con los detalles correspondientes, además de toda otra información útil en la descripción del proyecto y sus etapas.

4. Impacto directo e indirecto del proyecto sobre el ambiente natural y humano.

Se consideran las diferentes etapas del proyecto de exploración y explotación, así como de construcción de obras.

4.1. Impacto sobre el ambiente natural.

- a. Geomorfología (taludes).
- b. Suelos.
- c. Climatología/calidad de aire.
- d. Hidrología superficial/subterránea.
- e. Vegetación.
- f. Fauna terrestre, hábitats, nichos, poblaciones, comunidades.
- g. Otros ecosistemas (p.e. manglares).
- h. Paisaje/calidad.
- i. Fomento de amenazas naturales.
- j. Inundaciones.
- k. Especies amenazadas o en vías de extinción.
- l. Aceleración en procesos de erosión/sedimentación.
- m. Contaminación ambiental (generación/aumento: aire, suelo, agua, sónica).
- n. Alteración de patrones migratorios (fauna en general).

4.2. Impacto sobre el ambiente humano.

- a. Localización y distribución de asentamientos humanos.
- b. Infraestructura y servicios básicos.
- c. Contaminación/saneamiento ambiental (sinergismos).
- d. Efectos en la salud pública.
- e. Riesgos ocupacionales (salud/seguridad laboral).
- f. Efectos en medios y vías de transporte.
- g. Efectos relacionados con recreación - turismo.

5. Los efectos adversos inevitables, reversibles o irreversibles, del proyecto.

5.1. EIA para exploración.

- a. Químicos a emplearse, cantidades y aspectos toxicológicos de los mismos, tanto para el ser humano como para la flora y la fauna.
- b. Control de aguas, de acidez o basicidad y aspectos físico químicos.
- c. Control de explosivos a emplearse.
- d. Características de instalaciones a construirse.

5.2. EIA para perforación.

- a. Perforaciones, tipo de maquinaria, usos de los lodos de perforación.
- b. Descripción de las obras a realizarse y sistema operacional de las mismas.
- c. Diseño del movimiento de tierras.
- d. Características de instalaciones.

5.3. EIA para explotación.

- a. Mapas de ubicación de materiales de desecho.
- b. Equipo de perforación a utilizarse y otro tipo de maquinaria.
- c. Lugares destinados para disposición temporal de suelos, si lo amerita el caso.
- d. Sistemas de seguridad, estabilidad de taludes y sistemas de represamiento y control de fluidos.
- e. Controles de calidad de los vertidos.
- f. Flujograma y descripción de planta de tratamiento.
- g. Sistemas de almacenamiento y transporte.

Toda la documentación presentada debe cumplir con las regulaciones existentes en los Colegios Profesionales.

6. Un diagnóstico físico, biológico y humano del área contratada.

6.1. Los efectos sobre la vegetación en general y sobre las áreas por deforestar en especial.

6.2. Los efectos sobre los suelos y los programas necesarios para controlar su erosión.

6.2.1. Geología regional que comprenderá descripción y análisis global, así como representación gráfica y cartográfica de: geología estructural, estratigrafía, sismología, vulcanología.

6.2.2. Geología local en los casos de desarrollo de pozos y de la zona de obras específicas.

6.2.3. Geopedología regional que comprenderá descripción y análisis global y representación gráfica y cartográfica de: capacidad de uso según características naturales, metodología del Centro Científico Tropical.

6.2.4. Geopedología detallada en los casos de desarrollo de pozos y de la zona de obras específicas.

6.2.5. Climatología regional que comprenderá la descripción global y representación gráfica y cartográfica de: meteorología, precipitación, temperatura, vientos, radiación y evapotranspiración (humedad relativa).

6.2.6. Climatología local (parámetros similares al anterior).

La información presentada debe estar procesada y con gráficos.

6.3. Los efectos sobre la calidad de las aguas continentales, subterráneas, marinas así como los programas necesarios de control de contaminación.

6.3.1. Hidrología regional que comprenderá la descripción y análisis global y representación gráfica y cartográfica de:

a. Aguas superficiales: redes hídricas, régimen de escorrentía, arrastre de sedimentos, características físico-químicas del agua (calidad), zonas con potencial hídrico, uso de las aguas, hidrología local de obras específicas del proyecto.

b. Aguas subterráneas: condiciones geológicas, balance hídrico, características del acuífero o acuíferos de la zona, propiedades físico-químicas del agua (calidad) y otros.

c. Lagos y pantanos. Dimensiones, dinámica, condiciones ambientales.

6.3.2. Estudio de los programas de control sobre las zonas costeras.

6.4. Los efectos sobre la flora y la fauna.

6.4.1. Ambiente terrestre que comprenderá: calidad, flora y fauna de la región, descripción general, vegetación - descripción y tipo-estratificación, composición florística, perfil real de vegetación, densidad, sucesiones y ecotonos, fauna existente, especies migratorias, especies amenazadas en vías de extinción

6.4.2. Ambiente acuático que comprenderá: calidad de agua, flora y fauna acuática.

6.5. Los efectos sobre las poblaciones y los asentamientos humanos.

6.5.1. Calidad de paisaje que comprenderá: capacidad de absorción/fragilidad, recreación, turismo (existente/potencial).

6.5.2. Ambiente humano (local y cantonal) que comprenderá: asentamientos humanos y actividades productivas predominantes, situación de empleo y características de la fuerza laboral, patrimonio histórico-arqueológico que se encuentre en el área, infraestructura y servicios básicos existentes, salud salubridad, salud ocupacional, educación, energía, comunicaciones, transporte, requisitos y servicios municipales (patentes y permisos), seguridad pública, aspectos institucionales y legales (de apoyo/restricciones).

7. Las cantidades de los desechos y los planes para su manejo y disposición.

7.1. Objetivos y alcances del plan.

7.2. Justificación de la programación.

7.3. Presupuesto del plan de recuperación del medio ambiente, por fases y total.

7.4. Representación gráfica y cartográfica del área: en la fase preoperacional (estado del ambiente), al finalizar el proyecto (estado del ambiente), con el plan de recuperación propuesto (protección del ambiente), utilizando fotografías, perfiles topográficos, bloques diagrama y otros medios gráficos.

7.5. Acciones o programas que beneficien a la comunidad realizados por el contratista.

7.6. El Plan debe contener: programa cronológico de recuperación (acciones propuestas), programa de monitoreo (formas de control y seguimiento).

8. Las medidas de mitigación y los planes de contingencia, para prevenir, detectar y controlar los efectos nocivos sobre los ecosistemas terrestres.

8.1. Descripción detallada de acciones tendientes a mitigar el impacto y acciones correctivas.

8.2. Plan de vigilancia y control de alteraciones de la biocenosis.

9. Un programa de establecimiento de zonas de protección, en los alrededores de las áreas de exploración y de explotación de hidrocarburos, que minimicen los efectos nocivos sobre los recursos naturales y sobre el ambiente en general.

10. Los posibles efectos sobre la riqueza arqueológica y cultural.

- 10.1. Patrimonio histórico- arqueológico.
 - 10.2. Características socio- culturales de los habitantes.
11. Los efectos adversos sobre las actividades económicas y sociales en las áreas de contratación.
- 11.1. Actividades productivas existentes.
 - 11.2. Estructuras del empleo/características de la fuerza laboral.
 - 11.3. Economía local.
12. Impactos del ambiente sobre el proyecto.
Se trata de impactos del ambiente a nivel local y regional, eventualidades temporales o permanentes.
- 12.1. Ambiente físico y biótico. Efectos de:
 - a. Amenazas naturales.
 - b. Inundaciones-avenidas.
 - c. Sismos/terremotos.
 - d. Erupciones volcánicas.
 - e. Remociones en masa: deslizamientos, hundimientos, etc.
 - f. Perturbaciones climáticas.
 - g. Incendios (por causas naturales).
 - h. Invasiones/plagas (fauna silvestre).
13. Evaluación integral del proyecto con base en al menos una de las siguientes técnicas: lista de verificación, fichas ambientales, matrices, diagramas de flujo, modelos gráficos, árboles de interrelaciones.
14. Análisis costo beneficio y costo comparativo de la actividad.
Inversión en el proyecto y posible desglose.
15. Declaración jurada del cumplimiento de las acciones propuestas en el EIA ante un notario y presentación de las garantías.

B. EIA EN ZONAS MARINAS.

- 1. Introducción.
1.1.; 1.2; 1.3 idem al EIA zonas terrestres.
- 2. Ubicación del proyecto.
 - 2.1. Descripción Geográfica General

- a. idem al EIA zona terrestre punto 2.1., a.
- b. Situación en relación con las poblaciones o ciudades en áreas costeras y su zona de influencia.
- c. Actividades productivas pesqueras.
- d. idem al EIA zona terrestre punto 2.1., f.
- e. idem al EIA zona terrestre punto 2.1., g.
- f. idem al EIA zona terrestre punto 2.1., h.

3. Descripción del proyecto:

3.1.; 3.2.; 3.3.; 3.4.; idem al EIA zona terrestre.

3.5. Mapa general del área que indique gráficamente las operaciones planeadas, escala 1:100 000.

3.6. Obras que se construirán en tierra relacionadas con el proyecto: ubicación y descripción.

Se deberá acompañar esta descripción con fotografías, gráficos, planos, mapas, croquis, bloques diagramas, perfiles geológicos, modelos gráficos, diagramas de flujo, perfiles topográficos, cronograma de actividades, cada uno con los detalles correspondientes, además de toda otra información útil en la descripción del proyecto y sus etapas.

4. Impacto directo e indirecto del proyecto sobre el ambiente natural y humano.

Se consideran las diferentes etapas del proyecto de exploración, así como de construcción de obras.

4.1. Impacto sobre el ambiente natural.

a. Ambiente marino.

b. Áreas costeras: esteros, lagunas marinas, playas, bancos arenosos, deltas, manglares, arrecifes, etc.

4.2. Impacto sobre el ambiente humano.

a. En la actividad pesquera

b. En zonas costeras.

5. Los efectos adversos inevitables, reversibles o irreversibles del proyecto.

5.1. EIA para exploración.

- a.,b.,c. idem al EIA zona terrestre puntos 5.1. a.,b.,c.
- d. Instalaciones a construir en áreas costeras.

5.2. EIA para perforación.

- a. Características de plataforma a utilizarse, tipo de maquinaria, uso de lodos de perforación.
- b. Idem al EIA zona terrestre punto 5.2. b.

5.3. EIA para explotación.

- a. Idem al EIA zona terrestre punto 5.3. b.
- b. Sistema de seguridad a utilizarse, control de desechos, sistemas de tratamiento.
- c. Idem al EIA zona terrestre punto 5.3. e.
- d. Idem al EIA zona terrestre punto 5.3. f.
- e. Idem al EIA zona terrestre punto 5.3. g.

Toda la documentación presentada debe cumplir con las regulaciones existentes en los Colegios Profesionales.

6. Un diagnóstico físico, biológico y humano del área contratada.

6.1. Efectos sobre flora y fauna marina.

6.2. Caracterización general de los ambientes oceanográficos y sedimentológicos actuales de la región, tanto del área marina como de la zona costera de influencia. Debe mostrar la dinámica general de las corrientes marinas.

- a. Los efectos sobre las áreas terrestres costeras del proyecto.

6.2.1.- 6.2.6. idem al EIA zona terrestre puntos 6.2.1.- 6.2.6.

La información presentada debe estar procesada y con gráficos.

6.3. Efectos sobre las aguas marinas.

6.3.1. Oceanografía general del área contratada.

6.3.2. Características hidrogeológicas de las áreas costeras relacionadas.

6.3.3. Programas de control en las áreas costeras.

6.4. Efectos sobre poblaciones y asentamientos humanos de las áreas costeras e insulares.

7. Las cantidades de desechos y planes para su manejo y disposición.

- a.,b.,c., idem al EIA zona terrestre puntos 7.a.,7.b.,7.c.

d. Representación gráfica y cartográfica del área costera: en la fase preoperacional (estado de ambiente), con el plan de recuperación propuesto (protección del ambiente), utilizando fotografías, perfiles topográficos, bloques diagrama y otros medios gráficos.

e. Idem al EIA zona terrestre punto 7.e.

f. El plan debe contener: programa cronológico de recuperación (acciones propuestas), programa de monitoreo (forma de control y seguimiento), para las áreas costeras.

8. Las medidas de mitigación y los planes de contingencia, para prevenir, detectar y controlar los efectos nocivos sobre los ecosistemas marinos y costeros.

a.,b., idem al EIA zona terrestre puntos 8.a., 8.b.

c. equipo con que se cuenta para prevención y mitigación de derrames de hidrocarburos.

9. Un programa de establecimiento de zonas de protección, en los alrededores de las áreas de exploración y explotación de hidrocarburos, que minimicen los efectos nocivos sobre los recursos naturales y sobre el ambiente en general de las zonas marinas y costeras.

10. Los posibles efectos sobre la riqueza arqueológica y cultural en las zonas marinas, insulares y costeras.

a. b. idem al EIA zona terrestre puntos 10.a.,10.b.

11. Los efectos adversos sobre las actividades económicas y sociales en las áreas de contratación.

a.,b.,c. idem al EIA zona terrestre puntos 11.a.,11.b.,11.c.

12. Impacto del ambiente sobre el proyecto.

Se trata de impactos del ambiente a nivel local y regional, eventualidades temporales o permanentes.

12.1. Ambiente físico y biótico. Efectos de:

a. Idem al EIA zona terrestre punto 12.1.a.

b. Sismos/terremotos/tsunamis

c. Idem al EIA zona terrestre punto 12.1.d.

d. Idem al EIA zona terrestre punto 12.1.f.

e. Mareas rojas.

13. Evaluación integral del proyecto con base en al menos una de las siguientes técnicas: listas de verificación, fichas ambientales, matrices, diagramas de flujo, modelos gráficos, árboles de interrelaciones.

14. Análisis costo beneficio y costo comparativo de la actividad. Inversión en el proyecto y posible desglose.

15. Declaración jurada del cumplimiento de las acciones propuestas en el EIA ante un notario y de las garantías.

ARTICULO 270. - Para las áreas contratadas mixtas con bloques tanto marinos como terrestres, el contratista deberá presentar 2 informes de EIA, uno para los bloques terrestres y otro para los bloques marinos, por separado.

ARTICULO 271. - El contratista tiene la obligación de presentar a la DGH, el plan de contingencia anual para derrames de petróleo y emergencias.

DEL MONITOREO DEL IMPACTO AMBIENTAL

ARTICULO 272. - El contratista efectuará verificaciones regulares para la prevención del impacto y tomará medidas de control de acuerdo con lo estipulado por el EIA y aprobado por la CONEIA.

Quando sea necesario, se iniciarán medidas adicionales o alternativas para reducir impactos no previstos.

DE LAS AUDITORIAS AMBIENTALES

ARTICULO 273. - Durante las operaciones de exploración y explotación se llevarán a cabo auditorías ambientales externas, cuyo costo será cubierto por el contratista, de acuerdo con el EIA y aprobado por la CONEIA.

DE LOS LUGARES ARQUEOLOGICOS Y EDIFICIOS

ARTICULO 274. - En la operación sísmica se deberá evitar los lugares arqueológicos para prevenir el impacto negativo.

ARTICULO 275. - El personal será informado antes de iniciar la operación, sobre el significado de la región, lo que constituye un sitio arqueológico, cómo reconocer uno y el procedimiento adecuado para reportar un posible sitio arqueológico.

ARTICULO 276. - Todo hallazgo arqueológico, deberá ser reportarlo inmediatamente al MIRENEM y no se esperará a efectuar ninguna actividad, hasta tanto no se reciban instrucciones de este Ministerio.

MANEJO DE DESECHOS

ARTICULO 277. - El manejo de toda clase de desechos debe ser supervisados durante la ejecución de operaciones, y se llevará un registro de estos.

ARTICULO 278. - Deberá prepararse un inventario de los volúmenes de hidrocarburos o posibles contaminantes almacenados en los campamentos, embarcaciones, lanchas o transportados en tanqueros.

ARTICULO 279. - Todos los hidrocarburos que no puedan ser reusados deberán ser quemados en una fosa de quema recubierta adecuadamente (si es necesario, se mezclarán con basura doméstica para asegurarse que ocurra una combustión completa).

ARTICULO 280. - En caso de amenaza de contaminación del agua, deberán ser notificadas las autoridades competentes y la población local.

DE LOS INFORMES DE ACCIDENTES AMBIENTALES Y RECLAMOS

ARTICULO 281. - Es responsabilidad del contratista informar de los accidentes ambientales.

ARTICULO 282. - Se considerará como casos de accidentes ambientales, los siguientes:

- a) Fugas de aceites, disposición impropia de desechos.
- b) Incumplimiento de las normas o procedimientos ambientales previamente aprobados.
- c) Cortes o remociones no autorizadas de vegetación.
- d) Pérdida de Biota.
- e) Contaminación o deterioro de los recursos naturales.

ARTICULO 283. - Se deberá definir un procedimiento adecuado, en el campo, que facilite la aplicación a tiempo de las medidas correctivas.

TITULO XI DE LAS CAPACITACIONES

CAPITULO I GENERALIDADES

ARTICULO 284. - El presente título tiene por finalidad regular la utilización de los recursos provenientes de la aplicación del artículo 37 de la Ley de Hidrocarburos.

ARTICULO 285. - El contratista se comprometerá a adelantar, a cargo suyo, los programas de transferencia de tecnología y capacitación periódicamente para el personal técnico y profesional del MIRENEM, y también para los profesionales miembros de los colegios profesionales afines a la actividad de exploración y explotación de hidrocarburos, destinando \$ 0.05 USA por barril de petróleo o metro cúbico de gas natural asociado, gas de yacimiento de condensado, o \$ 0.05 USA por 150 metros cúbicos de gas natural no asociado, gas metano, explotados. En el período de exploración, los gastos de capacitación correrán por parte del contratista, según lo establecido en cada contrato.

CAPITULO II FUNCIONES DEL COMITE DE OTORGAMIENTO DE CAPACITACIONES

ARTICULO 286. - Constitúyese el Comité de Otorgamiento de Capacitaciones - COC - que estará integrado por:

- Un representante del Consejo Técnico de Hidrocarburos.
- El Director Superior de Hidrocarburos, Geología y Minas quien lo presidirá.
- El Director General de Hidrocarburos.
- El Subdirector General de Hidrocarburos
- Dos representantes de la Federación de los Colegios Profesionales de Costa Rica.

La participación de los integrantes del COC será ad honorem.

ARTICULO 287. - Son fines del COC el fomento de la investigación así como la capacitación del personal en el ámbito de hidrocarburos.

ARTICULO 288. - Son funciones del COC:

- a) Aprobar su presupuesto y el plan anual de capacitaciones.
- b) Velar por que en el contrato esté incluido el plan anual de capacitación y de transferencia de tecnología por parte del contratista.
- c) Velar por el cumplimiento de los programas anuales de capacitación en el caso que el contratista opte por la renuncia del contrato.
- d) Administrar los recursos provenientes de los contratistas a que se refiere el artículo 285 del presente Reglamento.
- e) Organizar seminarios, conferencias, certámenes similares y cursos de capacitación para el personal indicado en el artículo 285 del presente Reglamento.

- f) Seleccionar al candidato o candidatos dentro del personal indicado en el artículo 285 de este Reglamento, que deberá beneficiarse de la capacitación.
- g) Promover y proponer trabajos de transferencia de tecnología dentro del Sector de exploración y explotación de hidrocarburos.
- h) Elaborar y aprobar su reglamento interno de funcionamiento.

CAPITULO III

DERECHOS Y OBLIGACIONES DE LOS BENEFICIARIOS DE LOS CURSOS DE CAPACITACION

ARTICULO 289. - Se considerarán actividades de capacitación todo tipo de cursos, seminarios, congresos, charlas, pasantías, jornadas, mesas redondas, o cualquier otra denominación análoga como también los programas de carrera universitaria con el otorgamiento de algún grado académico.

ARTICULO 290. - Son derechos de los beneficiarios de los cursos de capacitación:

- a) Participar en igualdad de condiciones por la obtención de una beca para capacitación.
- b) Podrán acogerse nuevamente al beneficio de una capacitación únicamente las personas que habiendo disfrutado anteriormente de ello, hubiesen cumplido las disposiciones de este Reglamento y los reglamentos internos de los colegios profesionales respectivos en su caso.
- c) La persona favorecida con una capacitación al incorporarse nuevamente a sus labores, se le conmutará el tiempo empleado en sus estudios como tiempo efectivo trabajado.

ARTICULO 291. - Son obligaciones de los beneficiarios de los cursos de capacitación:

- a) Suscribir formalmente un contrato de capacitación ante el Departamento de Asesoría Jurídica de la DGH, en el que se especificarán en detalle las obligaciones que ambas partes contraen. En el caso de modificaciones sustanciales, deberá firmarse un nuevo contrato o uno adicional al ya firmado con anterioridad.
- b) Adquirir un seguro de vida por el Instituto Nacional de Seguros por el período que dure la capacitación y por el monto de la misma, nombrando beneficiario del monto de la capacitación al MIRENEM.
- c) Rendir un informe escrito al COC en un plazo no mayor de 15 días hábiles, contados desde el momento de su regreso al país. Será responsabilidad del jefe inmediato velar por la correcta y oportuna remisión del mismo y queda facultado para imponer la sanción que crea del caso al empleado que no cumpla oportunamente con este requisito.

d) Laborar para la Empresa a que pertenezca, o el Estado si fuere funcionario público, a tiempo completo o su equivalente en tiempo parcial, tres veces el lapso de tiempo de la capacitación. En caso de profesionales independientes deberán prestar servicio de asesoría gratuito al Estado por el lapso de tiempo antes indicado.

e) No asistir a otra capacitación similar, hasta que transcurran seis meses de haber concluido la inmediata anterior.

ARTICULO 292. - Los beneficiarios de una capacitación tendrán que devolver al MIRENEM el total de las sumas gastadas en su beneficio, más un 50% a título de daños y perjuicios, en los siguientes casos:

a) Si los informes que se reciban en relación con la conducta moral, capacidad o aprovechamiento del beneficiario, no fueran satisfactorios.

b) Si el beneficiario pierde el curso, con la excepción de lo estipulado en el artículo 288 c) de este Reglamento.

c) Si el beneficiario fuere expulsado del centro donde realiza sus estudios o si los abandone por su culpa.

d) Si el beneficiario se niega suministrar los datos que el MIRENEM le solicite en relación con sus estudios.

e) Si los beneficiarios, empleados del MIRENEM, no se presentan a sus funciones, sin causa que lo justifique, en la fecha pactada en el contrato.

ARTICULO 293. - Las disposiciones de este Reglamento, son de acatamiento obligatorio para todo aquel que ejecute la actividad regulada por esta normativa.

ARTICULO 294. - Rige a partir de su publicación.

DADO EN LA PRESIDENCIA DE LA REPUBLICA A LOS VEINTINUEVE DIAS DEL MES DE SETIEMBRE DE MIL NOVECIENTOS NOVENTA Y CINCO.

JOSE MARIA FIGUERES OLSEN

RENE CASTRO SALAZAR
MINISTRO