

## REGLAMENTO A LA LEY DE HIDROCARBUROS

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 N( 7399 del 18 de mayo de 1994,

DECRETAN;  
REGLAMENTO A LA LEY DE HIDROCARBUROS

### TITULO I

#### Disposiciones generales

#### Generalidades

Artículo 1(-- En el presente reglamento se utilizarán las siguientes abreviaturas con su respectivo significado:

BOP = Unidad Impide Reventones  
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 N( 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

Artículo 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 al 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 electro sumergible.

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 km<sup>2</sup>.

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 atraviere 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 fluidos 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 manipuleo 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, espaciamiento, 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 codificación innecesaria en las formaciones; la producción de pozos con GOR ineficiente, la inundación con agua de 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 gasopetrolífera, 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 ruptural 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 al 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 está 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 m<sup>3</sup> X m<sup>3</sup> 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. (CH<sub>4</sub>), 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 km<sup>2</sup>.

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. PERFIL 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 hidrostática 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 contomeadas 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 EXTRACCION 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 INYECCION = 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 1 000 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 EE.UU. 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 un 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 fluidos.

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 solo 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 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> % 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 o gasíferas, vecinas entre ellas y unidas ya sea por un factor estructural y/o de acuñaamiento 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 organización y competencia

Artículo 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.

Artículo 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 vicepresidente, el cual en caso de ausencia del presente 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.

Artículo 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.

Artículo 6(-- El quórum 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 Vicepresidente, este último en ausencia de los dos primeros

Artículo 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

Artículo 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.

Artículo 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.

Artículo 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.

(Derogado mediante decreto 28148 del 12/10/99)

- 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 N( 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.

Artículo 11.-- Serán funciones del Subdirector 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 loma 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.

Artículo 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 h 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.

Artículo 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 verter su criterio respecto de la ejecución del mismo.

Artículo 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.

Artículo 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.

Artículo 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 régimen de contratación

Artículo 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.

Artículo 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 N( 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.

Artículo 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 jurídicas.

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 dato 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.

Artículo 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, télex, telegrama, facsímil o cualquier otro medio escrito que garantice el envío de la notificación.

Artículo 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 km<sup>2</sup>. compuesto por lotes de 2 500 hectáreas o 25 km<sup>2</sup>.

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 periodo de explotación 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.

Artículo 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

Artículo 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.

Artículo 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

Artículo 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. Artículo 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 exploración Actividades exploratorias

Artículo 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

Artículo 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".

Artículo 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

Artículo 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 exploración sísmica terrestre; técnicas de levantamiento

sísmico

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

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

Accesos

Artículo 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.

Artículo 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 canalizar únicamente con el permiso otorgado por la Dirección Forestal del MIRENEM, ajustando la configuración del punto de disparo.

Artículo 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 ríos y arroyos

Artículo 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.

Artículo 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.

Áreas semovientes

Artículo 38.-- Los semovientes tendrán 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 recuperación

Artículo 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.

Artículo 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 verificación de recuperación

Artículo 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 perforación

### CAPITULO I

De la instalación y del equipo de perforación

Artículo 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.

Artículo 43.-- El contratista deberá informarse debidamente sobre la posible existencia de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> en la zona para desarrollar el Plan de Contingencia correspondiente que se indica en el artículo 65 del presente Reglamento.

Artículo 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.

Artículo 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.

Artículo 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.

Artículo 47.-- El contratista deberá cumplir, en sus trabajos e perforación, con las siguientes especificaciones:

- a) La plataforma de perforación tendrá un área no mayor de 2 hectáreas (0.02 km<sup>2</sup>) para un pozo y 0.5 hectáreas (0.005 km<sup>2</sup>) 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 riegos 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 m<sup>3</sup> 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.

Artículo 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 136 de este Reglamento.

Artículo 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.

Artículo 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.

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

Artículo 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.

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

Artículo 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.

Artículo 55.-- Se prohíbe 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 del radio, los que deben estar identificados con claridad.

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

Artículo 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 21 Prácticas recomendadas de amarres para unidades flotantes 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.

RP2P 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.

RP2T Prácticas recomendadas para el diseño y construcción de plataformas tensionadas.

SPEC 2W Especificaciones de acero para estructuras costa

SPEC 2Y afuera.

RP 2X Prácticas recomendadas para examen ultrasónico de estructuras costa afuera.

SPEC 4E Especificaciones de estructuras para perforación de  
SPEC 4F servicio de pozos.

RP 4G Prácticas recomendadas para uso y mantenimiento de estructuras de perforación y servicio de pozos

SPEC 8A Especificaciones y procedimientos recomendados para

SPEC 8B Inspección y mantenimiento de equipos de izaje de

SPEC 8C perforación y producción.

RP 500 Prácticas recomendadas para clasificar lugares para instalaciones eléctricas en instalaciones petroleras.

Artículo 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.

Artículo 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 estérico 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

Artículo 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.

Artículo 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.

e) tener presión de nitrógeno mínima de 80 kg/cm<sup>2</sup> si solo acciona el BOP de compuertas y de 140 kg/cm<sup>2</sup> si acciona un BOP anular.

f) tener manómetros en cada contenedor de nitrógeno. g) ser operado por dos medios automáticos y uno manual.

Artículo 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.

Artículo 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 interior de explosividad.

g) alarma y detector de H<sub>2</sub>S si es aplicable.

Artículo 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.

Artículo 65.-- Las medidas que deben existir como precaución a la existencia del H<sub>2</sub>S 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 H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>.

b) procedimiento para el manejo del equipo de seguridad, simulación y entrenamiento del personal.

c) identificación de posiciones y responsabilidades del personal para iniciarse cuando las concentraciones del H<sub>2</sub>S 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.

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

Artículo 67.-- El sistema de reacondicionamiento de lodo debe estar conformado por lo menos por: zaranda, desgasicador, desarenador y desilter.

## CAPITULO II

### De la perforación del pozo

Artículo 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.

Artículo 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.

Artículo 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. Artículo 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 con 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.

Artículo 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

Artículo 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.

Artículo 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.

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

Artículo 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.

Artículo 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.

Artículo 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 H<sub>2</sub>S cerca del pozo y en todo momento una válvula de cuadrante, "kelly valve", al alcance de la cuadrilla.

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

Artículo 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.

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

Artículo 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.

Artículo 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.

Artículo 84.-- Se deben emplear la última 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.

KP7A1 Prácticas recomendadas para pruebas de lubricantes para roscas.

SPEC 7B 11C Especificaciones y prácticas recomendadas para

SPEC 7C 11F la instalación, mantenimiento y operación de motores de combustión interna.

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

RP 13B2 perforación a base de agua y aceite.

RP 13E Prácticas recomendadas para uso de mallas de zaranda.

RP 13G Prácticas recomendadas para el informe de fluidos de perforación.

RP 13I Prácticas recomendadas para pruebas de

RP 13J laboratorio de fluidos de perforación.

RP 13K Prácticas recomendadas para análisis químico de baritina.

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 H2S.

RP 53 Prácticas recomendadas para el uso de sistemas BOP.

RP 54 Prácticas recomendadas de seguridad industrial en la perforación de pozos.

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.

Artículo 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.

Artículo 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 completación del pozo

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

Artículo 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.

Artículo 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.

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

Artículo 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.

Artículo 92.-- Se deberá tomar medidas especiales en la operación y mantenimiento de los equipos de superficie y subsuelo cuando haya presencia de CO<sub>2</sub> o H<sub>2</sub>S en las instalaciones costa afuera.

Artículo 93.-- Se debe emplear última 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.

Artículo 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.

Artículo 95.-- En caso que el pozo atravesase 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.

Artículo 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.

Artículo 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

Artículo 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.

Artículo 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 especificadas y prácticas recomendadas por el API. Para otros tipos de tubería, deben sujetarse a las especificaciones mínimas de los fabricantes

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

RPM SA5 Prácticas recomendadas para inspeccionar tuberías de revestimiento, producción y línea de flujo, nuevas.

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

RP5BI Prácticas recomendadas para medición e inspección de roscas de tuberías de revestimiento, producción y líneas de flujo.

RP 5CI 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.

RPSC5 Prácticas recomendadas para evaluar conexiones de tuberías de revestimiento y producción.

SPEC 5CT Especificaciones para tuberías de revestimiento y

SPEC 5CTM producción.

SPEC 7J 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.

Artículo 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.

Artículo 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.

Artículo 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.

Artículo 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.

Artículo 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.

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

Artículo 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 línea, debe tomarse un registro de cementación n equivalente.

Artículo 107.-- Se deberán aplicar la ultima 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.

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

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

Artículo 110.-- En las operaciones de estimulación, perfilaje y punzonamiento de

pozos, deben aplicarse las normas de seguridad establecidas.

Artículo 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.

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

Artículo 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

Artículo 114.-- Todo abandono de un pozo debe ser aprobado por el

Artículo 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.

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

Artículo 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.

Artículo 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.

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

Artículo 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.

Artículo 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.

Artículo 122.-- Todo los espacios entre tapones, hasta la superficie, quedarán llenos de fluido de perforación de características no corrosivas.

Artículo 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.

Artículo 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 rellena

Artículo 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.

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

## TITULO VI

De la explotación

### CAPITULO I

De la producción en general

Artículo 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.

Artículo 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.

Artículo 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.

Artículo 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.

Artículo 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.

Artículo 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.

Artículo 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 con una sola oportunidad, dentro del tercer día de conocido su nombramiento.

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

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

Artículo 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.

Artículo 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.

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

Artículo 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.

Artículo 140.-- Las 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.

Artículo 141.-- Las instalaciones de producción, deberán ser mantenidas en buen

estado o en su defecto deberán ser retiradas.

## CAPITULO II

### De los equipos de producción

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

Artículo 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 n el cabezal del pozo.

Artículo 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.

Artículo 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.

Artículo 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.

condiciones no lo permitan.