

**REGLAMENTO DE NORMAS TÉCNICAS Y DE SEGURIDAD
PARA LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y/O EXPLOTACIÓN
DE HIDROCARBUROS - RNTS**

**TÍTULO I
ASPECTOS GENERALES**

**CAPÍTULO I
OBJETO Y ALCANCE**

ARTÍCULO 1.- (OBJETO). El presente Reglamento tiene por objeto normar las actividades de Exploración y/o Explotación de hidrocarburos en el territorio del Estado Plurinacional de Bolivia, en el marco de las prácticas prudentes de la industria, estándares internacionales y normativa vigente aplicable, para la explotación eficiente y sostenible de los hidrocarburos.

ARTÍCULO 2.- (ALCANCE).

- I. El presente Reglamento es de cumplimiento obligatorio para todas las personas individuales o colectivas, nacionales o extranjeras, de derecho público o privado que efectúen actividades de Exploración y/o Explotación de hidrocarburos en el territorio nacional.
- II. El Ministerio de Hidrocarburos y Energías y la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, conforme a sus atribuciones, ejercerán la supervisión, control y fiscalización en la ejecución de las actividades de Exploración y/o Explotación de hidrocarburos establecidas en el presente Reglamento.

**CAPÍTULO II
DEFINICIONES Y ABREVIATURAS**

ARTÍCULO 3.- (DEFINICIONES Y ACRÓNIMOS).

- I. Para la aplicación del presente Reglamento, además de las establecidas en la normativa vigente, se establecen las siguientes definiciones que podrán ser empleadas en forma singular o plural:
 - a) Abandono Permanente del Pozo: Operaciones ejecutadas en el pozo que contemplan la instalación de barreras, el relleno del antepozo, desmantelamiento del cabezal de pozo y la instalación de la placa de abandono;
 - b) Abandono Temporal del Pozo: Operaciones ejecutadas en el pozo que contemplan la instalación de barreras, pero permite la permanencia del cabezal de pozo con el fin de facilitar intervenciones futuras;
 - c) Adquisición de Información Geológica: Son las operaciones desarrolladas en campo, que incluyen la adquisición de la información geofísica, fotogeológica, fotogrametría e imágenes satelitales, geoquímica, geológica de superficie y subsuelo;
 - d) Barra de Carga: Vara de madera con medidas determinadas utilizadas para medir la profundidad del pozo y para el cargado del mismo. Tiene patrones de medidas y en sus extremos cuenta con piezas de bronce para permitir el enganche entre ellas;

- e) Barrera: Componente que contribuye a la integridad del pozo impidiendo el flujo no controlado de fluidos;
- f) Barrera Permanente: Es una barrera verificada que mantendrá sello permanente;
- g) Barrera Temporal: Es una barrera verificada que mantendrá sello durante el tiempo de abandono temporal;
- h) Barril: Unidad de medida de volumen que consiste en cuarenta y dos (42) galones americanos o ciento cincuenta y ocho coma noventa y ocho litros (158,98) en condiciones estándar de temperatura y presión;
- i) Cabezal de Pozo: Unidad de acero que soporta las cañerías bajo el subsuelo y las válvulas de control de superficie del pozo;
- j) Cañería de Revestimiento: Cañería usada para revestir las paredes del pozo;
- k) Cementación: Técnica por la cual se prepara, bombea y posiciona la mezcla de cemento dentro del pozo;
- l) Carga Sísmica: Sustancias o productos químicos degradables que bajo la acción de un mecanismo de detonación reaccionan instantáneamente y generan una onda de energía;
- m) Contrato de Servicios Petroleros: Son los contratos suscritos por Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos – YPFB con empresas públicas, mixtas o privadas, bolivianas o extranjeras, cuyo objeto principal es la Exploración y Explotación de hidrocarburos a cambio de recibir una retribución o pago por sus servicios;
- n) Equipo de Control de Pozo: Equipamiento utilizado para detectar influjo no planeado de fluidos de formación de pozos, prevenir, controlar o desviar flujo de fluido del pozo y demás equipamiento para controlar la presión del pozo;
- o) Equipo de Perforación: Todo equipo que tenga la capacidad de realizar operaciones de perforación, terminación, intervención o abandono;
- p) Estimulación: Tratamiento que se efectúa con el objeto de incrementar o mantener la productividad de los pozos;
- q) Estudios: Son los trabajos realizados para el procesamiento y análisis de la información adquirida de las operaciones de Exploración y/o Explotación de hidrocarburos;
- r) Estrangulador: Dispositivo provisto de un orificio, utilizado para controlar la tasa de flujo de fluido o la presión del sistema;
- s) Hidrocarburos Fiscalizados: Son aquellos volúmenes de hidrocarburos adecuados para su transporte y comercialización;
- t) Hidrocarburos Líquidos: Son el petróleo, condensado, Gas Licuado de Petróleo – GLP y gasolina natural;

- u) Hormigón: Material artificial o conglomerado resultante de la mezcla de: arena, grava o piedra triturada, cemento, agua y aditivos, utilizados en obras civiles debido esencialmente a su durabilidad, resistencia y adaptabilidad;
- v) Intervención de Pozos: Operaciones ejecutadas en un pozo que ya haya sido completado con el objetivo de mantener o incrementar la producción;
- w) Instalaciones de Producción: Conjunto de instalaciones superficiales, colectores en campo, plantas de procesamiento de gas natural, baterías de producción, puentes de regulación y medición y toda instalación operativa vinculada a la producción de hidrocarburos;
- x) Liner: Sección de cañería instalada en el pozo que no se extiende hasta la superficie;
- y) Lodo: Fluido con características fisicoquímicas usado durante operaciones dentro del pozo;
- z) Máxima Producción Eficiente: Es el límite de producción de hidrocarburos de un campo bajo los factores de viabilidad financiera y operacional, de conformidad con las prácticas prudentes de la industria;
- aa) Mud Log: Registro que incluye la descripción litológica de acuerdo con los recortes de perforación recuperados en superficie y perfiles de pozos, características de gas de fondo de pozo, propiedades del lodo y parámetros de perforación;
- bb) Norma: Son especificaciones, prácticas, recomendaciones y procedimientos emitidos por organismos nacionales e internacionales para estandarizar la ejecución de las actividades del sector de hidrocarburos;
- cc) Plan de Contingencias: Plan de acción a tomarse en situaciones de emergencia;
- dd) Pozo: Es el agujero resultado de la perforación con el propósito de descubrir o extraer hidrocarburos, inyectar fluidos a la formación o para obtener datos de un yacimiento;
- ee) Pozo Sísmico: Pozo que se perfora a cierta profundidad para colocar la carga sísmica en el subsuelo y generar un registro sísmico;
- ff) Prácticas Prudentes de la Industria: Se refiere a las buenas prácticas de la industria que contemplan los métodos, estándares y procedimientos generalmente aceptados y acatados por las empresas que ejecutan actividades de Exploración y/o Explotación de hidrocarburos con el propósito de maximizar los beneficios económicos de las actividades desarrolladas;
- gg) Producción: Actividades cuya finalidad sea el flujo de hidrocarburos y que incluye la operación de pozos, equipos, tuberías, tratamiento y medición de hidrocarburos y todo tipo de operaciones de recuperación primaria, secundaria y mejorada;
- hh) Prueba de Formación: Técnica de evaluación efectuada con una sarta de prueba que sirve para determinar las características y capacidad productiva de la formación y sus fluidos en un pozo;
- ii) Recuperación Mejorada: Es el hidrocarburo obtenido más allá de la recuperación primaria de los yacimientos, resultado de la aplicación de técnicas y operaciones para la recuperación adicional de hidrocarburos;

- jj) Registro de Pozo: Medición en función de la profundidad o del tiempo, o de ambos parámetros, de una o más magnitudes físicas en o alrededor de un pozo;
- kk) Reservas Posibles: Son reservas adicionales que el análisis de los datos geológicos y de ingeniería indican que son menos probables de ser recuperadas que las reservas probables;
- ll) Reservas Probables: Son reservas adicionales en las cuales el análisis de los datos geológicos y de ingeniería indican que son menos probables de ser recuperadas que las reservas probadas;
- mm) Reservas Probadas: Son aquellas cantidades de hidrocarburos que, mediante el análisis de la información geológica e ingeniería de reservorios, pueden ser estimadas con certeza razonable, para ser comercialmente recuperadas de reservorios conocidos y bajo condiciones técnicas y comerciales definidas;
- nn) Reservas Probadas Desarrolladas: Son las reservas probadas estimadas a ser recuperadas a través de los pozos e instalaciones de producción existentes;
- oo) Reservas Probadas No Desarrolladas: Son las reservas económicamente recuperables estimadas que existen en reservorios probados que serán recuperables por pozos a ser perforados en el futuro;
- pp) Separador: Equipo empleado para separar el gas y el agua de los hidrocarburos líquidos producidos;
- qq) Sistema de Procesamiento de Información Sísmica en Campo: Conjunto de herramientas, procedimientos y recursos humanos necesarios para el procesamiento de la información sísmica en campo;
- rr) Terminación: Trabajos posteriores a la perforación de un pozo que tienen por objeto permitir la instalación de un arreglo de producción o inyección;
- ss) Tubería de Producción: Es el elemento tubular a través del cual se conducen hasta la superficie los fluidos producidos en un pozo, o bien, se inyectan los fluidos de la superficie hasta el reservorio.

II. Para la aplicación del presente Reglamento, además de las establecidas en la normativa vigente, se establecen los siguientes acrónimos:

- a) AASHTO: American Association of State Highway and Transportation Officials (Asociación Americana de Oficiales de Carreteras Estatales y Transporte);
- b) ACI: American Concrete Institute (Instituto Americano del Concreto);
- c) AGA: American Gas Association (Asociación Americana de Gas);
- d) AISC: American Institute of Steel Construction (Instituto Americano del Acero de Construcción);
- e) ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos;

- f) ANSI: American National Standards Institute (Instituto Nacional Americano de Estándares);
- g) API: American Petroleum Institute (Instituto Americano de Petróleo);
- h) API MPMS: API Manual of Petroleum Measurement Standards (Manual de Normas de Medición de Petróleos del Instituto Americano del Petróleo);
- i) ASME: American Society of Mechanical Engineers (Asociación Americana de Ingenieros Mecánicos);
- j) ASTM: American Society for Testing and Materials (Sociedad Americana para Pruebas y Materiales);
- k) ASCE: American Society of Civil Engineers (Sociedad Estadounidense de Ingenieros Civiles);
- l) AWS: American Welding Society (Sociedad Americana de Soldadura);
- m) BOP: Conjunto o juego de válvulas hidráulicos y mecánicas para prevenir reventones, situadas sobre el cabezal de pozo. (Blow Out Preventer);
- n) CNIH: Centro Nacional de Información Hidrocarburífera;
- o) CNMCPH: Centro Nacional de Medición y Control de Producción y Transporte de Hidrocarburos;
- p) GLP: Gas Licuado de Petróleo;
- q) GPA: Gas Processors Association (Asociación de Procesadores de Gas);
- r) IEC: International Electrotechnical Commission (Comisión Electrotécnica Internacional);
- s) IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos);
- t) ISO: International Standardization Organization (Organización Internacional de Normalización);
- u) LEL: Lower Explosive Limit (Limite Explosivo Inferior);
- v) MEDEVAC: Medical Evacuation (Evacuación Médica);
- w) NB: Norma Boliviana;
- x) NBDS: Norma Boliviana de Diseño Sísmico;
- y) NEC: National Electrical Code (Código Eléctrico Nacional);
- z) NEMA: National Electrical Manufacturers Association (Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos);

- aa) NFPA: National Fire Protection Association (Asociación Nacional de Protección contra el Fuego);
- bb) NTS: Norma Técnica de Seguridad;
- cc) OIML: Organización Internacional de Metrología Legal;
- dd) OSHA: Occupational Safety and Health Administration (Administración de Seguridad y Salud Ocupacional);
- ee) PTP: Programa de Trabajo y Presupuesto;
- ff) RAG: Es la relación agua-gas medidos en superficie, expresado en Barriles de agua por millón de pies cúbicos de gas producido;
- gg) RAP: Relación volumétrica agua/petróleos medidos en superficie;
- hh) RGP: Es la relación volumétrica gas petróleo medidos en superficie, expresados en pies cúbicos por Barriles de petróleo;
- ii) SCADA: Supervisory Control and Data Acquisition (Supervisión, Control y Adquisición de Datos);
- jj) TEMA: Tubular Exchanger Manufacturers Association (Asociación de Fabricantes de Intercambiadores Tubulares);
- kk) YPFB: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.

CAPÍTULO III

ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS

ARTÍCULO 4.- (ALCANCE DE LAS ACTIVIDADES).

- I. Las actividades de Exploración de hidrocarburos son los trabajos tendientes a determinar la existencia de hidrocarburos en un área o zona geográfica.
- II. Las actividades de Explotación de hidrocarburos son aquellas desarrolladas en el suelo y en el subsuelo dedicados a la producción, separación, procesamiento, compresión y almacenaje de hidrocarburos.

ARTÍCULO 5.- (ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN). El Titular y YPFB cuando opere por sí mismo, podrán llevar a cabo, de manera enunciativa y no limitativa, las siguientes actividades exploratorias:

- a) Estudios;
- b) Adquisición de la información geológica;
- c) Perforación de pozos;
- d) Evaluación de reservorios;

- e) Abandono de pozos.

ARTÍCULO 6.- (ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN). El Titular y YPFB cuando opere por sí mismo, podrán llevar a cabo, de manera enunciativa y no limitativa, las siguientes actividades de explotación:

- a) Estudios;
- b) Perforación de pozos;
- c) Producción y manejo de reservorios;
- d) Instalaciones de producción;
- e) Operación y mantenimiento;
- f) Medición y control;
- g) Abandono de pozos e instalaciones de producción.

ARTÍCULO 7.- (PLANES, PROGRAMAS Y ACTIVIDADES DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS). En cumplimiento al Artículo 9 de la Ley N° 3058, de 17 de mayo de 2005, de Hidrocarburos, los planes, programas y actividades del sector hidrocarburos deben enmarcarse en los principios del desarrollo sostenible, debiendo dar cumplimiento a lo establecido en el Artículo 352 de la Constitución Política del Estado y normativa ambiental vigente.

ARTÍCULO 8.- (NOTIFICACIÓN PREVIA).

- I. El inicio o cese de sus operaciones, así como cualquier modificación a los planes o programas que realice el Titular, debe ser notificado previamente a YPFB para su aprobación o rechazo, en el marco de lo establecido en el Contrato de Servicios Petroleros, el presente Reglamento y la normativa vigente, según corresponda.
- II. Cuando YPFB opere por sí mismo, comunicará a la ANH el inicio o cese de sus operaciones, así como cualquier modificación a los Planes o Programas que se desarrollen en el marco de las actividades de Exploración y/o Explotación de Hidrocarburos.

ARTÍCULO 9.- (SUPERVISIÓN Y FISCALIZACIÓN).

- I. El Titular está obligado a proporcionar todas las facilidades requeridas en el área de contrato, a fin de que los representantes del Ministerio de Hidrocarburos y Energías y de YPFB puedan cumplir con sus funciones de supervisión y fiscalización.
- II. Cuando YPFB opere por sí mismo, proporcionará todas las facilidades requeridas a fin de que los representantes del Ministerio de Hidrocarburos y Energías y la ANH puedan cumplir con sus funciones de supervisión y fiscalización.

ARTÍCULO 10.- (ENTREGA DE INFORMACIÓN). El Titular debe suministrar a YPFB toda la información, documentos técnicos, datos e interpretaciones relacionados con las actividades de Exploración y/o Explotación de hidrocarburos, en cumplimiento a las disposiciones de la normativa vigente y condiciones de los Contratos de Servicios Petroleros.

ARTÍCULO 11.- (DISPONIBILIDAD DE NORMAS). El Titular y YPFB cuando opere por sí mismo, deben tener disponibles las normas que utilicen durante sus operaciones y las que hayan utilizado en la construcción de sus instalaciones.

ARTÍCULO 12.- (CUSTODIA DE INFORMACIÓN).

- I. YPFB a través del CNIH proporcionará, a solicitud de cualquier interesado, la información que se encuentre bajo su custodia y que no sea confidencial. Los costos para obtener dicha información serán pagados por los interesados con base a las tarifas y procedimientos aprobados por presidencia ejecutiva de YPFB, publicados por el CNIH.
- II. El Ministerio de Hidrocarburos y Energías, para el cumplimiento de sus atribuciones, podrá requerir información que se encuentre en custodia del CNIH; a tal efecto, YPFB deberá entregar la información solicitada sin costo, de conformidad con los principios de eficiencia y adaptabilidad reconocidos en la Ley N° 3058.

**TÍTULO II
OPERACIONES DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN
DE HIDROCARBUROS**

**CAPÍTULO I
ADQUISICIÓN DE INFORMACIÓN GEOLÓGICA**

ARTÍCULO 13.- (PRESENTACIÓN DEL ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD).

- I. El Titular que realice la adquisición de información geológica, a tiempo de inscribir el licenciamiento ambiental del proyecto en el programa de trabajo y presupuesto, debe anexar el estudio de prefactibilidad para su aprobación o rechazo por parte de YPFB, según corresponda.
- II. Cuando YPFB opere por sí mismo, debe remitir a la ANH el programa de trabajo de la adquisición de información geológica.
- III. El estudio de prefactibilidad y el programa de trabajo de la adquisición de información geológica deben cumplir con lo establecido en el reglamento de recepción de información del CNIH.

ARTÍCULO 14.- (CAMPAMENTOS).

- I. De acuerdo al tipo de adquisición de información geológica se podrán instalar, de manera enunciativa y no limitativa, los siguientes tipos de campamentos:
 - a) Campamento base;
 - b) Subbase;
 - c) Apoyo y volantes.
- II. Estos campamentos deben mantener estándares de bienestar, higiene, seguridad y salud ocupacional de acuerdo con las normas técnicas de seguridad NTS 010 y NTS 012.

ARTÍCULO 15.- (TRANSPORTE TERRESTRE).

- I. El uso de vehículos de transporte terrestre dependerá del tipo de adquisición de información geológica y las condiciones del área de trabajo.
- II. El Titular y YPFB cuando opere por sí mismo, deben verificar que se realicen las inspecciones diarias de los vehículos y que los mismos cuenten con sistemas de ubicación satelital y sus elementos de seguridad correspondientes.

ARTÍCULO 16.- (TRANSPORTE AÉREO).

- I. El tipo de helicóptero para el transporte de personal y MEDEVAC utilizados en la adquisición de información geológica debe ser bimotor o biturbina.
- II. Para transporte de carga externa se podrá emplear otro tipo de helicóptero con línea larga y/o corta, de acuerdo con las necesidades. En casos excepcionales, cuando el helicóptero bimotor o biturbina presente fallas se podrá utilizar un helicóptero monomotor para MEDEVAC.
- III. El Titular y YPFB cuando opere por sí mismo, deben garantizar que todos los elementos para el transporte aéreo de carga externa cuenten con la certificación emitida por la o las entidades acreditadas.

ARTÍCULO 17.- (DESMOVILIZACIÓN).

- I. Una vez finalizados los trabajos de adquisición de información geológica, el Titular debe realizar la desmovilización basándose en el plan de desmovilización aprobado por YPFB.
- II. Cuando YPFB opere por sí mismo, debe realizar la desmovilización con base a un plan de desmovilización que será remitido a la ANH.

ARTÍCULO 18.- (REPORTES E INFORMES).

- I. Durante la ejecución de la adquisición de información geológica, el Titular debe presentar a YPFB reportes diarios de operaciones con el detalle de las actividades de las últimas veinticuatro (24) horas e informes mensuales con el detalle de las actividades desarrolladas en el mes anterior y el informe final de operaciones en un plazo de hasta treinta (30) días hábiles de finalizada la adquisición de información geológica, conforme lo establecido en el reglamento de recepción de información del CNIH.
- II. Cuando YPFB opere por sí mismo, elaborará reportes diarios de operaciones con el detalle de las actividades de las últimas veinticuatro (24) horas e informes mensuales con el detalle del mes ejecutado y el informe final de operaciones en un plazo de hasta treinta (30) días hábiles de finalizada la adquisición de información geológica, los cuales serán puestos en conocimiento de la ANH y del Ministerio de Hidrocarburos y Energías, conforme lo establecido en el reglamento de recepción de información del CNIH.

ARTÍCULO 19.- (RELEVAMIENTO GEODÉSICO Y TOPOGRÁFICO).

- I. Los relevamientos geodésicos y topográficos dentro de la adquisición de información geológica deben contemplar, de manera enunciativa y no limitativa, lo siguiente:

- a) Calibración de instrumentos topográficos;
 - b) Elaboración del listado de puntos geodésicos adquiridos por el Instituto Geográfico Militar;
 - c) Establecimiento de la red de control geodésico;
 - d) Apertura de brechas;
 - e) Levantamiento de datos;
 - f) Habilitación de zonas de descarga;
 - g) Construcción de helipuertos, cuando corresponda.
- II. Se conformarán cuadrillas en función de las condiciones logísticas y operativas del área de trabajo, las cuales deben estar bajo la supervisión de un jefe de topografía.

ARTÍCULO 20.- (PRUEBAS DE CARGA Y PROFUNDIDAD). Para la adquisición de información geológica que involucre la adquisición de datos sísmicos, el Titular y YPFB cuando opere por sí mismo, deben realizar las pruebas de carga y profundidad de los pozos sísmicos previo al inicio de la perforación, con la finalidad de definir los parámetros óptimos para la adquisición de datos.

ARTÍCULO 21.- (USO Y MANEJO DE EXPLOSIVOS).

- I. Las actividades de Exploración y/o Explotación de hidrocarburos que contemplen el uso de explosivos deben cumplir con la normativa vigente que regula la importación, transporte, almacenamiento, comercialización y empleo de explosivos, así como las especificaciones, prácticas, recomendaciones y procedimientos emitidos por organismos internacionales.
- II. YPFB como fiscalizador de las actividades de Exploración y/o Explotación, velará por el cumplimiento del Parágrafo I del presente Artículo.
- III. Cuando YPFB opere por sí mismo, la ANH se encargará de verificar el cumplimiento del Parágrafo I del presente Artículo.

ARTÍCULO 22.- (POZOS SÍSMICOS). Los pozos sísmicos deben alcanzar la profundidad definida en las pruebas de carga y profundidad, para lo cual se utilizarán taladros portátiles o equipos de perforación mecanizados. La cantidad de grupos de taladro y el personal mínimo para trabajar en ellos debe ser definida de acuerdo con las condiciones logísticas y operativas del área de trabajo y estar bajo la supervisión de un jefe de perforación.

ARTÍCULO 23.- (CARGA SÍSMICA).

- I. La profundidad del pozo sísmico debe ser verificada con las barras de carga antes del cargado.
- II. La cantidad de carga sísmica debe ser la definida en las pruebas de carga y profundidad e incluir elementos de anclaje con el propósito de asegurarla al fondo.
- III. Las barras de carga y demás elementos usados en el cargado deben ser de un material que no genere energía estática.

- IV. Previa a la detonación de la carga sísmica, los pozos sísmicos deben ser rellenados hasta la superficie y compactados, para que la energía producto de la detonación, se dirija al subsuelo y no se produzcan pérdidas de energía hacia la superficie.
- V. El personal que realiza las tareas de cargado de pozos sísmicos debe ser capacitado y certificado por la empresa proveedora de los explosivos.

ARTÍCULO 24.- (INSTRUMENTACIÓN).

- I. El Titular y YPFB cuando opere por sí mismo, deben efectuar el conjunto completo de pruebas de instrumentos de adquisición de información geológica conforme a las especificaciones y periodicidad definidas por el fabricante del equipo de registro.
- II. Se podrán efectuar pruebas adicionales a las definidas por el fabricante del equipo.

ARTÍCULO 25.- (SENSORES Y EQUIPOS TELEMÉTRICOS).

- I. El Titular y YPFB cuando opere por sí mismo, deben realizar las pruebas de funcionamiento de todos los sensores y equipos telemétricos previo el ingreso de estos al proyecto y en grupos rotativos durante las operaciones de registro.
- II. Se debe implementar un plan de mantenimiento preventivo y correctivo de sensores y equipos telemétricos.

ARTÍCULO 26.- (IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE PROCESAMIENTO DE INFORMACIÓN SÍSMICA). El Titular y YPFB cuando opere por sí mismo, deben implementar un sistema de procesamiento de información sísmica en campo para confirmar parámetros de adquisición, analizar y evaluar las pruebas de instrumentos, el ruido ambiental, estáticas de elevación, estáticas residuales y la calidad de los datos.

ARTÍCULO 27.- (AUTORIZACIONES Y PERMISOS). El Titular y YPFB cuando opere por sí mismo, deben contar con todas las autorizaciones y permisos para los proyectos de adquisición de información geológica que utilicen aeronaves, en cumplimiento a los procedimientos establecidos por la autoridad competente y normativa vigente.

ARTÍCULO 28.- (CONTROL DE CALIDAD). El Titular y YPFB cuando opere por sí mismo, deben centralizar los datos obtenidos y realizar el control de calidad de los mismos diariamente. En caso de que existan datos que no cumplan con las especificaciones técnicas establecidas, estos datos deben ser adquiridos nuevamente.

CAPÍTULO II PERFORACIÓN, TERMINACIÓN E INTERVENCIÓN DE POZOS

ARTÍCULO 29.- (NORMAS PARA LAS ACTIVIDADES DE PERFORACIÓN). Las normas que se utilizan en la perforación de pozos, en la Exploración como en el desarrollo de un área son similares, diferenciándose en la mayor exigencia en lo concerniente a la seguridad de la operación exploratoria, debido al desconocimiento del subsuelo.

ARTÍCULO 30.- (PRESENTACIÓN DEL ESTUDIO GEOLÓGICO, HIDROCARBURÍFERO Y ECONÓMICO). El Titular que realice la perforación de pozos debe presentar el estudio geológico, hidrocarburífero y económico, sesenta (60) días calendario previos a la inscripción de la construcción del

camino y planchada del proyecto en el programa de trabajo y presupuesto, para aprobación de YPFB conforme lo establecido en los Contratos de Servicios Petroleros.

ARTÍCULO 31.- (PRESENTACIÓN DE LA PROPUESTA GEOLÓGICA).

- I. El Titular debe presentar a YPFB la propuesta geológica de perforación de los pozos, en un plazo de hasta treinta (30) días calendario antes del inicio de las operaciones, con la finalidad de ejecutar las observaciones y complementaciones necesarias para su aprobación o rechazo, según corresponda.
- II. Cuando YPFB opere por sí mismo, debe remitir a la ANH la propuesta geológica de perforación de los pozos, previo inicio de la perforación.
- III. La propuesta geológica debe cumplir con lo establecido en el reglamento de recepción de información del CNIH.

ARTÍCULO 32.- (PRESENTACIÓN DEL DOCUMENTO BASE DE DISEÑO).

- I. El Titular que efectúe la perforación de pozos debe presentar un documento base de diseño, treinta (30) días calendario previos al inicio de los procesos de licitación para la adquisición de materiales y servicios a ser utilizados en las operaciones de perforación, terminación e intervención de pozos.
- II. En un plazo de hasta treinta (30) días calendario de recibido el documento base de diseño, YPFB podrá realizar sus observaciones y complementaciones necesarias para emitir su aprobación al mismo.
- III. El documento base de diseño debe cumplir con lo establecido en el reglamento de recepción de información del CNIH.

ARTÍCULO 33.- (PRESENTACIÓN DEL PROGRAMA DE PERFORACIÓN).

- I. El Titular debe presentar el programa de perforación de un pozo a YPFB en un plazo de hasta treinta (30) días calendario antes del inicio de las operaciones, con la finalidad de realizar las observaciones y complementaciones necesarias para su aprobación.
- II. La perforación del pozo debe desarrollarse de acuerdo con el programa de perforación aprobado por YPFB, empleando las prácticas prudentes de la industria.
- III. Cuando YPFB opere por sí mismo, debe remitir a la ANH, previo al inicio de las operaciones, el programa de perforación del pozo en su versión final.
- IV. El programa de perforación debe cumplir con lo establecido en el reglamento de recepción de información del CNIH.

SECCIÓN I INSTALACIÓN Y EQUIPO DE PERFORACIÓN

ARTÍCULO 34.- (UBICACIÓN DEL POZO). El Titular y YPFB cuando opere por sí mismo, deben obtener toda la información relacionada con la ubicación del pozo, condiciones y habitantes de la zona, clima

y topografía cercana, vías de acceso y resistencia de suelos que le permita la correcta instalación del equipo de perforación, así como la planificación de sus operaciones.

ARTÍCULO 35.- (DISTANCIAS DE SEGURIDAD).

- I. Para la construcción de una planchada para la perforación de los pozos se aplicarán las siguientes distancias mínimas:
 - a) A cincuenta (50) metros de las líneas de flujo de hidrocarburos;
 - b) A cincuenta (50) metros de caminos;
 - c) A cien (100) metros de cualquier construcción o instalación.
- II. Para operaciones de un equipo de perforación dentro de una planchada existente, se debe realizar el análisis de riesgo correspondiente, considerando las facilidades de superficie, líneas de recolección, construcciones existentes, entre otros.

ARTÍCULO 36.- (UBICACIÓN DEL EQUIPO DE PERFORACIÓN). La selección de la ubicación del pozo, así como las vías de acceso y de la planchada donde se instalará el equipo de perforación, seguirán las disposiciones establecidas en la normativa ambiental vigente.

ARTÍCULO 37.- (EQUIPO DE PERFORACIÓN). El Titular y YPFB cuando opere por sí mismo, deben utilizar el equipo de perforación adecuado para ejecutar sus operaciones, el cual contará con capacidad suficiente que se determina con base a un análisis y cálculo para la selección del equipo de perforación.

ARTÍCULO 38.- (CONEXIONES ELÉCTRICAS). El sistema de iluminación, incluyendo conexiones eléctricas e interruptores deben ser a prueba de explosión, siguiendo las normas API RP 500 y NFPA 70.

ARTÍCULO 39.- (MOTORES Y GENERADORES). Los motores y generadores de los equipos de perforación deben contar con sistemas de enfriamiento y dispositivos de paro de emergencia. Asimismo, los escapes de motores deben contar con arrestallamas.

ARTÍCULO 40.- (PERSONAL MÉDICO Y PRIMEROS AUXILIOS). El equipo de perforación debe contar con personal médico, unidades de primeros auxilios y de evacuación en la planchada del pozo. De no ser esto posible, el equipo debe contar con personal especializado que permita la atención del personal hasta el arribo de la unidad de evacuación.

ARTÍCULO 41.- (INSPECCIÓN DEL EQUIPO DE PERFORACIÓN). Previo al inicio de operación del equipo de perforación, el Titular y YPFB cuando opere por sí mismo, deben realizar una inspección y pruebas de funcionamiento de los componentes del equipo de perforación y sus herramientas, conforme las prácticas prudentes de la industria y normas aplicables.

ARTÍCULO 42.- (NORMAS API PARA EL EQUIPO DE PERFORACIÓN). La instalación y operación del equipo de perforación debe realizarse bajo las prácticas recomendadas por las normas API en vigencia, incluyendo las siguientes especificaciones que sean aplicables:

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

RP 4G	Operación, inspección, mantenimiento y reparación de estructuras de perforación y servicio de pozos.
SPEC 8C	Equipamiento de izaje para perforación y producción.
RP 8B	Prácticas recomendadas para procedimiento de inspección, mantenimiento, reparación y remanufactura de equipamiento de izaje.
RP 7L	Procedimiento para inspección, mantenimiento, reparación y remanufactura de equipamiento de perforación.
SPEC 7K	Equipamiento de perforación y servicio de pozos.
RP 500	Clasificación de lugares para instalaciones eléctricas en instalaciones petroleras clasificadas como Clase I, División 1 y División 2.

ARTÍCULO 43.- (EQUIPO Y SISTEMA DE CONTROL DE POZO). La selección y características del equipo de control de pozo y su sistema de control deben tomar en cuenta las prácticas recomendadas en la norma API, incluyendo las siguientes especificaciones que sean aplicables:

STD 53	Sistemas de equipamiento de control de pozos.
SPEC 16A	Especificaciones para equipo Drill - Through.
SPEC 16C	Especificaciones para equipo de estrangulamiento y ahogo de pozo.
SPEC 16D	Especificaciones para sistemas de control de equipos de control de pozo y equipo desviador de flujo.

ARTÍCULO 44.- (CABEZALES DE POZO Y ÁRBOL DE PRODUCCIÓN). La selección y características de los cabezales de pozo y árbol de producción deben enmarcarse en las especificaciones y prácticas recomendadas en la norma API SPEC 6A.

ARTÍCULO 45.- (CONTROL Y PANEL MAESTRO DE BOP). El control y panel maestro para operar los BOP deben estar ubicados a una distancia segura del pozo, conforme a la configuración y diseños de los equipos de perforación. El piso de perforación debe tener un panel de control remoto al alcance del personal.

ARTÍCULO 46.- (GUINCHES). Todos los guinches deben tener defensas y estar marcados con su capacidad permitida.

ARTÍCULO 47.- (SISTEMA DE REACONDICIONAMIENTO DE LODO).

- I. El sistema de reacondicionamiento de lodo debe estar conformado por zaranda, desgasificador y un adecuado sistema de control de sólidos para mantener las propiedades del lodo según requerimiento operativo.
- II. El sistema de locación seca debe contar con todo el equipo necesario para un adecuado tratamiento de los recortes litológicos de formación.

ARTÍCULO 48.- (PLAN DE CONTINGENCIAS).

- I. Se debe contar con un plan de contingencias ante la posible existencia de sulfuro de hidrógeno (H₂S), dióxido de carbono (CO₂) u otros compuestos tóxicos que se presenten durante la perforación, terminación o intervención del pozo, que incluirá como mínimo:

- a) Contar en locación, con detectores de gases portátiles debidamente calibrados para realizar las mediciones de CO₂, H₂S y LEL;
 - b) Disponer de equipos fijos de detección de gas debidamente calibrados y un sistema de alarma para monitoreo H₂S;
 - c) Contar mínimamente con dos (2) equipos de respiración autónoma, debidamente inspeccionados y con certificación;
 - d) En el código de alarmas se debe tomar en cuenta las alarmas por presencia de H₂S y/o CO₂;
 - e) Contar con una adecuada comunicación entre la cabina del perforador, piso de enganche, supervisor químico, cabina de control geológico del pozo, jefe de equipo y representante del Titular, para comunicar la presencia de H₂S;
 - f) Desde la cabina de control geológico del pozo, se debe advertir los niveles de concentración de H₂S, tomando en cuenta que el límite de exposición permisible conforme a norma OSHAS para la industria en general es de veinte (20) partes por millón, que no debe excederse en ningún momento durante ocho (8) horas, excepto que se permite una exposición de cincuenta (50) partes por millón de H₂S hasta diez (10) minutos por un período de ocho (8) horas, siempre y cuando no ocurra otra exposición medible durante ese período de ocho (8) horas.
- II. YPFB cuando opere por sí mismo, debe dar cumplimiento a lo establecido en el Parágrafo I del presente Artículo.
- III. El Titular y YPFB cuando opere por sí mismo, deben garantizar que el equipo de perforación cuente con detectores de H₂S y CO₂ como mínimo en el piso de perforación, ante pozo y en la salida de la línea de flujo.

ARTÍCULO 49.- (CABLES DE ACERO). El estado y características de los cables de acero para el montaje del equipo de perforación deben cumplir con las normas API SPEC 9A y RP 9B.

SECCIÓN II OPERACIONES DE PERFORACIÓN, TERMINACIÓN E INTERVENCIÓN DE POZO

ARTÍCULO 50.- (EQUIPO DE CONTROL Y REGISTRO DE PARÁMETROS). Durante las operaciones de perforación, terminación e intervención de pozos, se debe contar con el equipo de control y registro de parámetros, además debe contar con lo siguiente:

- a) Indicadores de nivel de tanques, flujo de entrada y retorno de lodo. El indicador de nivel de tanques debe tener alarma automática 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 atmósferas explosivas en porcentaje y límite inferior de explosividad;
- g) Alarma y detector de H₂S;
- h) Otros que se consideren necesarios.

ARTÍCULO 51.- (REPORTES DIARIOS).

- I. Durante las operaciones de perforación, terminación e intervención de un pozo, el Titular debe proporcionar a YPFB el acceso a la transmisión de parámetros de perforación en tiempo real, adicionalmente debe presentar a YPFB los siguientes reportes diarios obligatorios detallados en formato físico y digital, hasta las 08:00 a.m. del día siguiente al reportado:
 - a) Reporte diario del Titular que incluya toda la información detallada por actividad realizada durante el día (24 horas), conforme lo establecido en el reglamento de recepción de información del CNIH;
 - b) Reporte de registro de las condiciones y parámetros por cada unidad de medida, el cual debe contener de acuerdo con la operación: el peso de la sarta y sobre el trépano, régimen de penetración, caudal y presión de bomba, velocidad y torques de la mesa rotatoria y/o top drive, trayectoria del pozo u otros solicitados por YPFB;
 - c) Parte geológico durante la perforación, que incluirá toda la información de lo ocurrido en el día (24 horas), conforme lo establecido en el reglamento de recepción de información del CNIH;
 - d) Reporte del fluido de perforación, el cual debe contemplar de manera enunciativa y no limitativa: volúmenes y propiedades de entrada y salida del fluido de perforación, concentraciones de los aditivos, transferencia y consumo de materiales;
 - e) Reporte de mantenimiento y reparación del equipo de perforación, registrando el cumplimiento de los trabajos realizados, inspecciones, funcionamientos deficientes de las máquinas, horas de marcha y fluidos consumidos;
 - f) Reporte de las empresas de servicio y operaciones especiales.
- II. Cuando YPFB opere por sí mismo, debe remitir en formato físico y digital a la ANH, los reportes diarios establecidos en el Parágrafo I del presente Artículo hasta las 08:00 a.m. del día siguiente al reportado.

ARTÍCULO 52.- (REPORTES E INFORMES).

- I. Una vez concluida las operaciones de registro de pozo, el Titular debe entregar a YPFB la información de la operación de acuerdo con lo establecido en el reglamento de recepción de información del CNIH.
- II. Durante la perforación, el Titular debe remitir diariamente el Mud Log, conforme a lo establecido en el reglamento de recepción de información del CNIH.

- III. El Titular, en un plazo de hasta sesenta (60) días calendario de concluida la desmovilización del equipo de perforación, debe remitir a YPFB los informes finales de perforación, geología, terminación e intervención, conforme a lo establecido en el reglamento de recepción de información del CNIH.
- IV. Cuando YPFB opere por sí mismo, debe remitir en los mismos formatos y plazos a la CNIH, los informes detallados en el Parágrafo III del presente Artículo.

ARTÍCULO 53.- (PROGRAMA DE ENTRENAMIENTO Y SIMULACROS).

- I. El Titular y YPFB cuando opere por sí mismo, deben contar con un programa de entrenamiento para el personal, que incluya simulacros continuos de acuerdo con las operaciones.
- II. Todos los simulacros desarrollados durante las operaciones deben quedar registrados en el parte diario del Titular y YPFB cuando opere por sí mismo.

ARTÍCULO 54.- (VÁLVULA DE SEGURIDAD MECÁNICA). El equipo de perforación debe contar con al menos una válvula de seguridad mecánica para asegurar el pozo, la cual debe estar disponible en el piso de trabajo al alcance de la cuadrilla.

ARTÍCULO 55.- (PROHIBICIÓN DE FUMAR).

- I. Se prohíbe fumar dentro del área de la planchada, fuera de este perímetro se permitirá fumar si existe ambientes apropiados. Para ambos casos debe existir la señalética respectiva claramente visible e identificable.
- II. El incumplimiento a lo establecido en el Parágrafo I del presente Artículo, será sancionado de acuerdo a reglamentación interna de cada Titular o de YPFB cuando opere por sí mismo.

ARTÍCULO 56.- (USO DE FUEGO ABIERTO).

- I. No se permite el uso de fuego abierto dentro de un radio de cincuenta (50) metros del pozo.
- II. Excepcionalmente, se permitirá las operaciones con fuego abierto dentro de esta área con la debida autorización del jefe de equipo y representante del Titular o de YPFB cuando opere por sí mismo, previo análisis de riesgo.

ARTÍCULO 57.- (ALMACENAMIENTO DE LOS PRODUCTOS QUÍMICOS). Los productos químicos, materiales para el lodo, cemento y aditivos deben estar almacenados en lugares cercanos al pozo y protegidos de los elementos de la naturaleza, debidamente señalizados con sus respectivas fichas de seguridad y cumpliendo las normativas ambientales vigentes.

ARTÍCULO 58.- (MATERIAL DE RESERVA DE LODO). Por seguridad deben tenerse suficientes reservas de material en locación para poder reemplazar al menos el sesenta por ciento (60%) del lodo del sistema, así como para aumentar su densidad en treinta por ciento (30%) en cualquier momento.

ARTÍCULO 59.- (INSPECCIÓN DE ELEMENTOS DE IZAJE). Los elevadores y otras herramientas de izaje deben inspeccionarse de acuerdo a norma API RP 8B.

ARTÍCULO 60.- (NORMAS API PARA COMPONENTES DEL EQUIPO DE PERFORACIÓN).

- I. Se deben emplear las normas API, incluyendo las siguientes especificaciones que sean aplicables:
- | | |
|-----------------|--|
| SPEC 5DP | Especificaciones para tubería de perforación. |
| RP7C-11F | Prácticas recomendadas para instalación, mantenimiento y operación de motores de combustión interna. |
| SPEC 7F | Especificaciones para cadenas y engranajes para campos petroleros. |
| RP 7G | Prácticas recomendadas para el diseño y límites operativos de la sarta de perforación. |
| SPEC 9A | Especificaciones para cables de acero. |
| RP 9B | Prácticas recomendadas para las aplicaciones, cuidados y usos de cables de acero para servicios en campos petroleros. |
| SPEC 13A | Especificaciones de materiales para fluidos de perforación. |
| RP 13 B1 | Prácticas recomendadas para pruebas de campo para fluidos de perforación base agua. |
| RP 13 B2 | Prácticas recomendadas para pruebas de campo para fluidos de perforación no acuosos. |
| RP 13I | Prácticas recomendadas para pruebas de laboratorio para fluidos de perforación. |
| RP 13J | Prácticas recomendadas para pruebas de salmueras pesadas. |
| RP 13K | Prácticas recomendadas para análisis químico de barita. |
| RP 49 | Prácticas recomendadas para operaciones de perforación y servicio de pozos que involucren sulfuro de hidrógeno. |
| RP 54 | Prácticas recomendadas para salud y seguridad ocupacional para operaciones de perforación y servicio de pozos de gas y petróleo. |
| SPEC 7-1 | Especificaciones para elementos de la sarta de perforación rotaria. |
| RP 8B | Prácticas recomendadas para procedimientos de inspección, mantenimiento, reparación y remanufactura de equipos de izaje. |
| STD 53 | Sistema de equipo de control de pozos. |
| SPEC 16A | Especificaciones para equipo Drill-Through. |
| SPEC 16C | Especificaciones para equipo de estrangulamiento y ahogo de pozo. |
| SPEC 16D | Especificaciones para sistemas de control de equipos de control de pozo y equipo desviador de flujo. |
| SPEC 6A | Especificaciones para equipo de cabezal de pozo y árbol de producción. |
- II. Cuando se usen equipos y herramientas que no estén contemplados dentro de las normas API, se debe seguir las indicaciones de uso, mantenimiento e inspección de sus fabricantes.

ARTÍCULO 61.- (CAÑERÍA DE REVESTIMIENTO SUPERFICIAL). La cañería de revestimiento superficial debe ser cementada en toda su longitud y proveer soporte seguro al BOP, cabezal de pozo y elementos que colgarán del mismo.

ARTÍCULO 62.- (AISLAMIENTO DE ACUÍFERO). En caso de que el pozo atraviese algún acuífero de agua dulce, la cañería de revestimiento debe instalarse aislando el acuífero.

ARTÍCULO 63.- (PRUEBAS PARA CAÑERÍAS DE REVESTIMIENTO O LINER).

- I. Después de que las cañerías de revestimiento o Liner hayan sido cementados deben ser probadas con presión, con un valor máximo del ochenta por ciento (80%) de la resistencia al reventamiento de la cañería más débil de toda la sarta y un valor mínimo de acuerdo con la máxima presión anticipada en superficie. Dicha presión de prueba debe ser mantenida mínimamente por diez (10) minutos.
- II. En caso de los Liner, se debe realizar pruebas de presión positivas y negativas al tope Liner, cuando las condiciones operativas lo permitan.

ARTÍCULO 64.- (FACTORES DE DISEÑO PARA CAÑERÍAS DE REVESTIMIENTO). Los factores mínimos de diseño que se usen en el cálculo para diseño de las cañerías de revestimiento serán:

a)	Al reventamiento	1.10
b)	Al colapso	1.00
c)	A la tensión de la conexión	1.30
d)	A la tensión del cuerpo	1.30
e)	Triaxial	1.25

ARTÍCULO 65.- (INSPECCIÓN Y CERTIFICACIÓN DE CAÑERÍA DE REVESTIMIENTO). Toda cañería de revestimiento nueva o usada debe estar inspeccionada y certificada por una empresa de servicios especializada.

ARTÍCULO 66.- (ESPECIFICACIONES DE TUBULARES).

- I. La cañería de revestimiento, tubería de producción y línea de flujo deben emplear las prácticas recomendadas API y las siguientes especificaciones que sean aplicables:

RP 5A5	Prácticas recomendadas para inspección en campo de cañerías de revestimiento nueva, tubería de producción nueva y tubería de perforación “extremo-plano” nueva.
SPEC 5B	Especificaciones para roscado, calibración e inspección de roscas de cañerías de revestimiento, tuberías de producción y tuberías para líneas.
RP 5B1	Prácticas recomendadas para calibración e inspección de roscas de cañerías de revestimiento, tuberías de producción y tuberías para líneas.
RP 5C1	Prácticas recomendadas para cuidado y uso de cañerías de revestimiento y tuberías de producción.
TR 5C3	Cálculo de rendimiento de las propiedades de tuberías usadas como cañería de revestimiento o tubería de producción.

RP 5C5 Prácticas recomendadas para procedimientos de prueba de conexiones de cañerías de revestimiento y tuberías de producción.

SPEC 5CT Especificaciones para cañerías de revestimiento y tuberías de producción.

- II.** Cuando se usen cañería de revestimiento, tubería de producción y línea de flujo que no estén contemplados dentro de las normas API, se debe seguir las indicaciones de uso, mantenimiento e inspección de sus fabricantes.

ARTÍCULO 67.- (CEMENTACIÓN). Toda operación de cementación debe estar diseñada para permitir el tiempo adecuado de bombeo y de fragüe, garantizando un esfuerzo compresivo adecuado.

ARTÍCULO 68.- (CEMENTACIÓN PRIMARIA). La cementación primaria debe estar diseñada para satisfacer las siguientes necesidades, según corresponda:

- a) Aislar las zonas para evitar la migración de fluidos;
- b) Proveer un sello para proteger la cañería de revestimiento;
- c) Proteger la formación productora;
- d) Proveer soporte a la cañería de revestimiento de esfuerzos axiales;
- e) Aislar zonas problemáticas (pérdidas de circulación, zonas de presión anormal y subnormal, entre otros);
- f) Proveer integridad al zapato de la cañería cementada.

ARTÍCULO 69.- (CEMENTACIÓN REMEDIAL O SECUNDARIA). La cementación remedial o secundaria implica la cementación forzada o tapones balanceados y debe estar diseñada para satisfacer algunas de las siguientes necesidades:

- a) Remediar la cementación primaria;
- b) Reducir las altas RGP, RAP y RAG;
- c) Reparar fugas en cañerías de revestimiento;
- d) Aislar zonas;
- e) Sellar zonas con pérdida de circulación;
- f) Realizar desviaciones.

ARTÍCULO 70.- (DISEÑO DE LA LECHADA DE CEMENTACIÓN). El diseño de la lechada de cementación debe contemplar pruebas previas de compatibilidad con el agua de mezcla y aditivos a emplearse; asimismo, debe realizarse a las condiciones de presión y temperatura del pozo.

ARTÍCULO 71.- (EVALUACIÓN DE LA CEMENTACIÓN).

- I. La cementación debe ser evaluada en superficie mediante el monitoreo de los parámetros operativos (medición de densidad de entrada de la lechada durante el bombeo, control de volúmenes de ingreso y retorno, entre otros).
- II. Después de finalizada la operación de cementación, se debe evaluar la integridad del cemento por medio del registro de pozo correspondiente, excluyendo las cañerías de revestimiento conductora y superficial.
- III. En función a los resultados obtenidos, de ser necesario, se debe realizar la cementación remedial correspondiente.

ARTÍCULO 72.- (DISEÑO DE CEMENTACIÓN DE LA CAÑERÍA DE REVESTIMIENTO INTERMEDIA O DE PRODUCCIÓN).

- I. Para el diseño de la cementación de la cañería de revestimiento intermedia o de producción, el tope de cemento debe quedar a no menos de doscientos (200) metros sobre las zonas que contienen hidrocarburos o a doscientos (200) metros sobre la zapata de la cañería de revestimiento anterior.
- II. El tope de cemento de la cañería de revestimiento intermedia debe lograr aislar las zonas de presión anormal de las zonas de presión normal.
- III. Posterior a la operación de cementación de la cañería de revestimiento intermedia o de producción, se debe tener al menos un (1) anillo de cemento adherido de mínimamente treinta (30) metros, comprobados mediante registro de pozos, sobre las zonas de presión anormal o zonas que contienen hidrocarburos. En caso de no cumplirse dichos criterios, se debe realizar la cementación remedial correspondiente.
- IV. La cementación de Liner debe cumplir los criterios establecidos en los Parágrafos I, II y III del presente Artículo, de acuerdo con el tipo de sección de cañería de revestimiento donde fue colgado. Para las cañerías de revestimiento o Liner de producción se permite no cementar las zonas que contengan hidrocarburos siempre y cuando se garantice la integridad del pozo y el tipo de formación lo permita.

ARTÍCULO 73.- (NORMAS API PARA CEMENTACIÓN). Se debe emplear las prácticas recomendadas API y las especificaciones siguientes:

SPEC 10A	Especificaciones para cementos y materiales para cementación de pozos.
SPEC 10D	Especificaciones para centralizadores tipo fleje para cañerías de revestimiento.
SPEC 10F	Especificaciones para prueba de equipamiento de flotación para cementación.
RP 10B-2	Prácticas recomendadas para pruebas de cementos para pozos.
RP 10D-2	Prácticas recomendadas para el posicionamiento de centralizadores y pruebas de retenedores.

RP 10TR-4 Prácticas recomendadas para selección de centralizadores para operaciones de cementación primaria.

ARTÍCULO 74.- (PRUEBAS DE INTEGRIDAD). El Titular y YPFB cuando opere por sí mismo, deben realizar pruebas de integridad de la formación a partir de la cañería de revestimiento superficial siguiendo el programa de perforación del pozo.

ARTÍCULO 75.- (PRESENTACIÓN DEL PROGRAMA DE TERMINACIÓN).

- I. De acuerdo con los resultados de la perforación del pozo y una vez definidos los intervalos de interés, el Titular debe presentar a YPFB el programa de terminación, para su aprobación o rechazo, según corresponda.
- II. Cuando YPFB opere por sí mismo, de acuerdo con los resultados de la perforación del pozo y una vez definidos los intervalos de interés, YPFB debe remitir a la ANH el programa de terminación en su versión final.
- III. El programa de terminación debe cumplir con lo establecido en el reglamento de recepción de información del CNIH.

ARTÍCULO 76.- (ESPECIFICACIONES DE CABEZALES DE POZO). Los cabezales de pozo y árbol de producción deben tener las especificaciones recomendadas en la norma API SPEC 6A.

ARTÍCULO 77.- (ÁRBOL DE PRODUCCIÓN). El árbol de producción de los pozos terminados debe presentar mínimamente doble válvula maestra. La válvula inferior se mantendrá abierta y la superior será la operativa.

ARTÍCULO 78.- (VÁLVULAS MAESTRAS DEL ÁRBOL DE PRODUCCIÓN). Las válvulas maestras deben permitir su apertura al cien por ciento (100%) y contar con una plaqueta que detalle el número de giros para su apertura o cierre completo.

ARTÍCULO 79.- (INSTALACIONES DE SUPERFICIE Y SUBSUELO). Las instalaciones de superficie y subsuelo de un pozo terminado deben permitir el adecuado registro de producción del pozo, así como la medición, monitoreo de presión y acceso a los espacios anulares.

ARTÍCULO 80.- (PRESENCIA DE CO₂ Y H₂S). El Titular y YPFB cuando opere por sí mismo, deben tomar las previsiones necesarias, en caso de presencia de CO₂ y H₂S, en la selección del tipo de material a ser utilizado en las operaciones, empleando las siguientes prácticas recomendadas en las normas API:

- | | |
|------------------|---|
| RP 49 | Prácticas recomendadas para operaciones de perforación y servicio de pozos que involucren sulfuro de hidrógeno. |
| RP 571 | Prácticas recomendadas para mecanismos de daño que afectan equipamiento fijo en la industria de refinación. |
| SPEC 5CRA | Especificaciones para productos sin soldadura de aleaciones resistentes a la corrosión para su uso como cañerías de revestimiento, tuberías de producción y cuplas. |

ARTÍCULO 81.- (TERMINACIÓN E INTERVENCIÓN DE POZOS). En la terminación e intervención de pozos se deben cumplir las siguientes normas API:

SPEC 6A	Especificaciones para equipamiento de cabezales de pozo y árboles de producción.
STD 6AR	Reparación y remanufactura de equipos de cabezales de pozo y árboles de producción.
SPEC 6D	Especificaciones para válvulas.
STD 6FA	Estándares de pruebas de fuego a válvulas.
STD 6FB	Estándares de pruebas de fuego a conexiones.
SPEC 14A	Especificaciones para equipamiento de válvulas de seguridad subsuperficiales.
SPEC 11D1	Especificación de estándares para packer y tapones mecánicos.
SPEC 14L	Especificación de estándares para mandriles y tapones.
SPEC 19AC	Especificación para accesorios de complementación.
SPEC 19CI	Especificación para estándares de inyección de químicos y sus equipos relacionados.
RP 19GLHB	Prácticas recomendadas de estándares para el uso de gas lift.
SPEC 19OH	Especificación de estándares para equipos de aislamiento de agujero abierto.
SPEC 19SS	Especificación de estándares para el uso de filtros de arena.
SPEC 19TT	Especificaciones para equipos de pruebas de pozos en fondo de pozo y su equipo relacionado.

ARTÍCULO 82.- (PLAN DE CONTINGENCIAS PARA OPERACIONES DE ESTIMULACIÓN, REGISTRO DE POZO Y BALEO DE POZOS).

- I. En las operaciones de estimulación, registro de pozo y baleo de pozos deben aplicarse las normas de seguridad API y NFPA.
- II. El Titular y YPFB cuando opere por sí mismo, deben elaborar planes de contingencia previo al inicio de las operaciones.

ARTÍCULO 83.- (ANÁLISIS DE RIESGO Y PLAN DE CONTINGENCIA).

- I. Previo al inicio y desarrollo de las operaciones de baleos, pistoneo, pruebas de formación, estimulación de pozo, el Titular debe realizar el análisis de riesgo respectivo y contar con un plan de contingencias para la seguridad en las operaciones y difundirlo con el personal involucrado.

- II. En el caso que las operaciones detalladas en el Parágrafo I del presente Artículo inicien en horario nocturno, el Titular debe emitir la autorización correspondiente y notificar a YPFB, previo al inicio de la operación.
- III. Cuando YPFB opere por sí mismo, previo al inicio y desarrollo de las operaciones de baleos, pistoneo, pruebas de formación, estimulación de pozo, debe realizar el análisis de riesgo respectivo, contar con un plan de contingencias para la seguridad en las operaciones y difundirlo con el personal involucrado.

ARTÍCULO 84.- (OPERACIONES DE BALEO). Durante las operaciones de baleo, por requerimientos de seguridad, deben mantenerse apagadas las radios y otros equipos de comunicación.

ARTÍCULO 85.- (PRESENTACIÓN DEL PROGRAMA DE INTERVENCIÓN).

- I. En la intervención de un pozo se presentará el programa de intervención, basado en los problemas encontrados, condiciones que requieren cambiar y comportamiento de los pozos vecinos, su influencia en el trabajo proyectado.
- II. El programa debe ser presentado a YPFB con anterioridad a treinta (30) días calendario antes de su inicio, para su revisión y aprobación, según corresponda.
- III. Cuando YPFB opere por sí mismo, previo al inicio de la operación, debe remitir a la ANH el programa de intervención en su versión final.

ARTÍCULO 86.- (MEDIDAS DE SEGURIDAD EN OPERACIONES DE INTERVENCIÓN). El Titular y YPFB cuando opere por sí mismo, en operaciones de intervención de pozos, debe asegurarse que se tomen las siguientes medidas de seguridad preventiva:

- a) Previo al inicio de la intervención, se debe verificar que las características y estado del cabezal del pozo y árbol de producción sean los adecuados para la operación; caso contrario, deben ser reemplazados en las operaciones;
- b) Para la intervención, dependiendo de las operaciones, se debe programar el registro de pozo a objeto de determinar el estado y la integridad de las cañerías de revestimiento y arreglo final de terminación del pozo;
- c) Disponer del fluido que controle las presiones de trabajo en el pozo, en cantidad suficiente para garantizar una operación segura;
- d) Permitir únicamente la presencia del personal autorizado y con los elementos de seguridad pertinentes en el área de trabajo.

ARTÍCULO 87.- (MATERIAL RADIATIVO). Las actividades de Exploración y/o Explotación de hidrocarburos que contemplen el uso, transporte, almacenamiento y manejo de material radiactivo, deben realizarse en cumplimiento con la normativa vigente.

CAPÍTULO III PRODUCCIÓN Y MANEJO DE RESERVORIOS

SECCIÓN I PRODUCCIÓN

ARTÍCULO 88.- (OPERACIÓN DE INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN). El Titular y YPFB cuando opere por sí mismo, operarán las instalaciones de producción, en forma tal, que se obtenga la máxima producción eficiente en cumplimiento con la normativa vigente y las condiciones de los Contratos de Servicios Petroleros.

ARTÍCULO 89.- (PROYECTOS DE GESTIÓN Y AHORRO ENERGÉTICO).

- I. El Titular podrá incluir dentro de los PTP proyectos de gestión y ahorro energético que serán evaluados por YPFB, para su aprobación o rechazo, según corresponda.
- II. El Titular debe presentar la documentación respaldatoria que demuestre la viabilidad técnica-económica de su implementación de los proyectos incluidos en el PTP, la cual debe contemplar de manera enunciativa y no limitativa, el análisis del impacto en las operaciones, evaluación de los beneficios al medio ambiente, cronograma de actividades, otros que YPFB considere necesario.
- III. YPFB podrá solicitar al Titular la inclusión de proyectos de gestión y ahorro energético dentro de los PTP, los cuales pueden comprender la implementación de un sistema de gestión energética, ejecución de auditorías energéticas, desarrollo de los proyectos de cogeneración, eliminación de cuellos de botella, otros que tengan como objeto disminuir el consumo de los recursos energéticos y disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero.
- IV. YPFB cuando opere por sí mismo, podrá realizar proyectos de gestión y ahorro energético, en el marco de la normativa vigente.

SECCIÓN II EVALUACIÓN Y CONTROL DEL RESERVORIO

ARTÍCULO 90.- (ESPACIAMIENTO DE POZOS).

- I. Para el desarrollo de un campo, el espaciamiento entre los pozos debe permitir drenar el reservorio, sin interferir la producción de los pozos aledaños.
- II. El espaciamiento entre los pozos debe ser incluido en el plan de desarrollo del campo, el cual debe detallar el número y ubicación de los pozos a ser perforados durante el desarrollo del campo.

ARTÍCULO 91.- (MODIFICACIONES AL ESPACIAMIENTO DE POZOS).

- I. Si durante la etapa de desarrollo, el Titular y YPFB cuando opere por sí mismo, requieran realizar una modificación al espaciamiento entre los pozos inicialmente definidos, que incida en la recuperación de reservas, dicha modificación debe ser incorporada en el plan de desarrollo, con la justificación técnica correspondiente.
- II. Cuando YPFB opere por sí mismo, debe poner en conocimiento de la ANH cualquier tipo de modificación del plan de desarrollo del campo, con la justificación técnica correspondiente.

ARTÍCULO 92.- (PRODUCCIÓN CONJUNTA).

- I. Cuando el Titular requiera realizar la producción conjunta de cualquier mezcla de hidrocarburos de dos (2) o más reservorios diferentes, debe remitir un informe a YPFB, para su aprobación o rechazo, en un plazo de treinta (30) días calendario, previos al inicio de la producción.
- II. Cuando YPFB opere por sí mismo debe poner en conocimiento a la ANH la producción conjunta de dos (2) o más reservorios diferentes.

ARTÍCULO 93.- (PRUEBAS DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO).

- I. El Titular que opera campos con producción de petróleo debe anexar en el informe mensual de producción el registro de las pruebas de los pozos con producción de petróleo.
- II. En caso de que los valores de RAP y RGP presenten una variación significativa que requiera acciones correctivas, el Titular, en coordinación con YPFB, implementará las acciones que correspondan de manera eficiente y oportuna.
- III. Cuando YPFB opere por sí mismo campos con producción de petróleo, realizará de manera mensual las pruebas de producción y anexará en el informe mensual de producción el registro de las pruebas de producción.
- IV. En caso de presentarse variaciones significativas en los valores de RAP y RGP, YPFB implementará de manera oportuna las acciones correctivas que correspondan, poniendo en conocimiento a la ANH.

ARTÍCULO 94.- (PRUEBAS DE PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL).

- I. El Titular que opera campos con producción de gas natural debe anexar en el informe mensual de producción el registro de las pruebas de los pozos con producción de gas natural.
- II. En caso de que los valores de RAG presenten una variación significativa que requiera acciones correctivas, el Titular, en coordinación con YPFB, implementará las acciones que correspondan de manera eficiente y oportuna.
- III. Cuando YPFB opere por sí mismo campos con producción de gas natural, realizará de manera mensual las pruebas de producción y anexará en el informe mensual de producción el registro de las pruebas de producción.
- IV. En caso de presentarse variaciones significativas en el valor de RAG, YPFB implementará de manera oportuna las acciones correctivas que correspondan, poniendo en conocimiento a la ANH.

ARTÍCULO 95.- (PRUEBAS DE POZO). Cualquier prueba de potencial u otras pruebas de pozos de gas natural o petróleo deben ser ejecutadas de acuerdo a las prácticas prudentes de la industria.

ARTÍCULO 96.- (MONITOREO Y EVALUACIÓN DE POZOS EN PRODUCCIÓN).

- I. Para los pozos que se encuentran en producción, cada dos (2) años y cuando las condiciones operativas lo permitan, el Titular y YPFB cuando opere por sí mismo, deben determinar la presión

y temperatura de cada formación productora, así como el potencial productivo de los pozos y parámetros de reservorio, mediante pruebas de pozo con sensores en fondo.

- II. Los informes de las pruebas de evaluación de pozo deben ser remitidos por el Titular y YPFB cuando opere por sí mismo al CNIH en un plazo de treinta (30) días calendario posteriores a la terminación de la prueba, dicho informe será presentado conforme a lo establecido en el reglamento de recepción de información del CNIH.

ARTÍCULO 97.- (TOMA DE TESTIGOS).

- I. YPFB podrá incluir, en coordinación con el Titular, la toma de testigos de niveles de interés, que serán incluidos en la propuesta geológica.
- II. El Titular que realice la toma de testigos debe enviar a YPFB la mitad longitudinal de los testigos obtenidos, una vez se efectúen los análisis que corresponda. En caso de que el Titular prevea realizar análisis petrofísicos adicionales y otros especiales enviará un tercio de la sección longitudinal del testigo.

SECCIÓN III MAXIMIZACIÓN DEL FACTOR DE RECOBRO DEL RESERVORIO

ARTÍCULO 98.- (OPTIMIZACIÓN DEL FACTOR DE RECOBRO).

- I. Con el fin de aumentar la eficiencia del factor de recobro de un reservorio se podrán implementar, de manera enunciativa y no limitativa, proyectos de fracturamiento hidráulico, estimulaciones ácidas, sarta de velocidad, sistemas de compresión, métodos de levantamiento artificial, recuperación mejorada y cualquier otro que mejore los procesos naturales de recuperación de hidrocarburos del reservorio.
- II. Los proyectos de recuperación mejorada, a través de la inyección de gas natural al reservorio, deberán regirse a las disposiciones del Reglamento de Inyección de Gas para un mismo Titular y en un mismo Departamento, aprobado por Decreto Supremo N° 28270, de 28 de julio de 2005 y a las del presente Reglamento.

ARTÍCULO 99.- (RECUPERACIÓN MEJORADA).

- I. La propuesta de recuperación mejorada será incluida en los planes de desarrollo y su seguimiento anual se realizará mediante los PTP, a ser aprobados por YPFB.
- II. Cuando YPFB opere por sí mismo debe incluir el proyecto de recuperación mejorada en el plan de desarrollo.

ARTÍCULO 100.- (PRESENTACIÓN DEL PROGRAMA DE RECUPERACIÓN MEJORADA).

- I. El Titular debe presentar a YPFB el programa de recuperación mejorada en un plazo de sesenta (60) días calendario previos al inicio de operaciones, para su aprobación o rechazo, según corresponda.

- II. Cuando YPFB opere por sí mismo y decida ejecutar un proyecto de recuperación mejorada, debe elaborar el correspondiente programa de recuperación mejorada y remitir el mismo a la ANH, previo al inicio de las operaciones.

ARTÍCULO 101.- (NORMAS API PARA LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL). Los equipos de subsuelo para las operaciones de levantamiento artificial deben cumplir con las siguientes prácticas recomendadas y especificaciones API:

RP 11AR	Prácticas recomendadas para el uso y cuidado de bombas de subsuperficie.
SPEC 11AX	Especificación para conjuntos, componentes y accesorios de bombas de Subsuperficie.
RP 11BR	Prácticas recomendadas para el cuidado y manejo de varillas de bombeo.
SPEC 11E	Especificaciones para unidades de bombeo.
RP11 ER	Protección de unidades de bombeo.
RP 11G	Prácticas recomendadas para instalación, mantenimiento y lubricación de unidades de bombeo.
RP 11L	Prácticas recomendadas para cálculos de diseño para sistemas de bombeo.
RP 11S	Prácticas recomendadas para la operación, mantenimiento y resolución de problemas de instalaciones de bombas eléctricas sumergibles.
RP 11S1	Prácticas recomendadas para el desmontaje, inspección y análisis de fallas de bombas eléctricas sumergibles.
RP 11S2	Prácticas recomendadas para pruebas de bombas eléctricas sumergibles.
RP 11S3	Prácticas recomendadas para instalaciones de bombas eléctricas sumergibles.
RP 11S4	Prácticas recomendadas para el dimensionamiento y selección de instalaciones de bombas eléctricas sumergibles.
RP 11S5	Prácticas recomendadas para la aplicación de sistemas de cables eléctricos sumergibles.
SPEC 11V1	Especificaciones para equipos de elevación por gas.
RP 11V5	Prácticas recomendadas para la operación, mantenimiento, vigilancia y resolución de problemas de instalación de elevación por gas
RP 11V6	Prácticas recomendadas para el diseño de instalaciones de elevación por gas de flujo continuo utilizando válvulas operadas por presión de inyección.
RP 11V7	Prácticas recomendadas para reparar, probar y configurar válvulas de elevación por gas.

SECCIÓN IV

DISPOSICIÓN Y ALMACENAJE DE FLUIDOS EN EL RESERVORIO

ARTÍCULO 102.- (INYECCIÓN, ALMACENAJE O DISPOSICIÓN DE FLUIDOS). El Titular y YPFB cuando opere por sí mismo, previo a la inyección, almacenaje o disposición de fluidos dentro del reservorio, deben cumplir con las disposiciones del presente Reglamento y la normativa ambiental vigente.

ARTÍCULO 103.- (PRESENTACIÓN DEL PROGRAMA DE INYECCIÓN DE AGUA).

- I. El Titular que requiera realizar actividades de disposición de agua en un reservorio, en un plazo de sesenta (60) días calendario, previo al inicio de las actividades, debe presentar a YPFB un programa de inyección de agua, para su aprobación o rechazo, según corresponda.
- II. Cuando YPFB opere por sí mismo y decida ejecutar un proyecto de disposición de agua en reservorio debe elaborar el correspondiente programa de inyección de agua y remitir el mismo a la ANH, previo al inicio de las operaciones.
- III. El programa de inyección de agua debe cumplir con lo establecido en el reglamento de recepción de información del CNIH.

ARTÍCULO 104.- (PRESENTACIÓN DEL PROGRAMA DE ALMACENAJE DE FLUIDOS).

- I. El Titular que requiera realizar actividades de almacenaje de fluidos en un reservorio, en un plazo de sesenta (60) días calendario, previo al inicio de las actividades, debe presentar a YPFB el programa de almacenaje de fluidos para su aprobación o rechazo, según corresponda.
- II. Cuando YPFB opere por sí mismo y decida ejecutar un proyecto de almacenaje de fluido en reservorio debe elaborar el programa de almacenaje de fluidos y remitir el mismo a la ANH, previo al inicio de las operaciones.
- III. El programa de almacenaje de fluidos debe cumplir con lo establecido en el reglamento de recepción de información del CNIH.

CAPÍTULO IV INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN

ARTÍCULO 105.- (NORMAS PARA LAS INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN). El Titular y YPFB cuando opere por sí mismo, deben adecuarse a los requerimientos de diseño, especificaciones y las medidas de seguridad para las Instalaciones de Producción de conformidad a las normas API, ASME, ASTM, ISO, NFPA, IEC, ACI, ASCE, AISC, AASHTO y AWS.

ARTÍCULO 106.- (DISEÑO DE INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN).

- I. Las instalaciones de producción serán diseñadas en el marco de las prácticas prudentes de la industria.
- II. Se deben emplear diseños basados en el ahorro energético, sostenibilidad, minimizando las emisiones de gases de efecto invernadero y efluentes y priorizando el uso de energías renovables.
- III. Las instalaciones de producción en operación deben ser monitoreadas y operadas en condiciones técnicamente adecuadas para la obtención de niveles óptimos de producción, promoviendo la implementación de tecnologías y mecanismos que permitan la conservación de los recursos energéticos no renovables.

ARTÍCULO 107.- (PRESENTACIÓN DEL DOCUMENTO DE DISEÑO). El Titular o YPFB cuando opere por sí mismo, deben remitir al CNIH, en un plazo no mayor a los noventa (90) días calendario, posteriores a la recepción provisional o la puesta en marcha del proyecto, el documento de diseño de las

Instalaciones de producción, conforme a lo establecido en el reglamento de recepción de información del CNIH.

SECCIÓN I

INSTALACIONES DE SUPERFICIE DE POZOS

ARTÍCULO 108.- (INSTALACIONES SUPERFICIALES). Los pozos productores deben contar con instalaciones superficiales adecuadas para los hidrocarburos producidos, considerando el dimensionamiento óptimo para las presiones y caudales de producción esperados, a tal efecto se deben tomar en cuenta los siguientes aspectos:

- a) Instalar árboles de producción con mínimamente dos (2) válvulas maestras para el bloqueo seguro y una (1) válvula lateral en cada brazo de producción;
- b) Las planchadas de pozos deben contar con una superficie nivelada y dimensiones adecuadas para las operaciones y mantenimientos que se realicen en el lugar, además deben contar con caminos de acceso, protección perimetral y señalización adecuada para prevenir situaciones no seguras;
- c) Se deben prever los dispositivos e instrumentación adecuada para el control rutinario de las condiciones y parámetros operativos;
- d) Se debe contemplar la instalación de cupones de corrosión para el monitoreo de la pérdida de material en tuberías metálicas;
- e) Para la generación de energía eléctrica en las instalaciones de superficie de las planchadas de pozo, se debe priorizar las fuentes de energía renovable;
- f) Se deberán implementar equipos desarenadores para el control de producción de finos o recortes provenientes del pozo, cuando corresponda;
- g) Se deberán implementar sistemas de dosificación de químicos para el control de la formación de hidratos, colonias de bacterias, incrustaciones de salmueras o minerales, acumulación de parafinas o asfáltenos y otras que se requieran para evitar afectación a la producción, transporte y almacenaje de hidrocarburos, cuando corresponda.

ARTÍCULO 109.- (NORMAS API PARA POZOS PRODUCTORES). Los pozos productores de hidrocarburos deben seguir los siguientes estándares y prácticas recomendadas API:

- | | |
|---------------|---|
| RP 14C | Prácticas recomendadas para análisis, diseño, instalación y pruebas básicas de seguridad para producción en superficie. |
| RP 14E | Prácticas recomendadas para el diseño e instalación de sistemas de tuberías de producción en superficie. |
| RP 14G | Prácticas recomendadas para prevención y control de incendios en sistemas de producción en superficie. |
| RP 14J | Prácticas recomendadas para el diseño y análisis de peligros para instalaciones de producción en superficie. |
| RP 75 | Prácticas recomendadas para sistemas de gestión de seguridad y medio ambiente para operación y activos en superficie. |

ARTÍCULO 110.- (FORMACIÓN DE HIDRATOS).

- I. En aquellos pozos donde se genere una alta caída de presión con tendencia a formar hidratos, se debe considerar la aplicación de químicos inhibidores de hidratos, instalación de equipos de calentamiento de la corriente de gas u otra tecnología para evitar el congelamiento y taponamiento de líneas de producción.
- II. En pozos donde se presente producción de fluidos con características ácidas o corrosivas, se debe considerar la aplicación de inhibidores de corrosión en la línea de flujo.

SECCIÓN II COLECTORES DE CAMPO Y SISTEMA DE RECOLECCIÓN

ARTÍCULO 111.- (NORMAS PARA LÍNEAS DE RECOLECCIÓN Y LÍNEAS LATERALES). Para el diseño, materiales, construcción, inspección, pruebas y operación de líneas de recolección y líneas laterales, se deben aplicar las prácticas prudentes de la industria que como mínimo podrán incluir las prácticas recomendadas por la ASME y/o API, incluyendo las siguientes especificaciones que sean aplicables:

B31.2	Tuberías de gas combustible.
B31.3	Tuberías de proceso.
B31.4	Sistemas de transporte por ductos de hidrocarburos líquidos y otros líquidos.
RP 14E	Prácticas recomendadas para el diseño e instalación de sistemas de tuberías de producción en superficie.
B31.8	Sistemas de tuberías de distribución y transporte de gas.
SPEC 5L	Especificaciones para tuberías de flujo.
RP 5L1	Prácticas recomendadas para el transporte de tuberías.
RP 5L2	Prácticas recomendadas para el revestimiento interno de tuberías para servicios de transmisión de gas no corrosivo.
SPEC 1104	Soldadura de tuberías e instalaciones relacionadas.
RP 5L6	Prácticas recomendadas para el transporte de tuberías por vía fluvial.
RP 5L7	Prácticas recomendadas para el revestimiento epóxico adherido por fusión interna sin imprimación de tuberías.
RP5LC/5LD	Prácticas recomendadas para tuberías de flujo CRA.
RP5LW	RP 5L5 y 5L6 consolidados.
SPEC 6D	Especificaciones para válvulas y tuberías.
SPEC 6H	Especificaciones sobre cierres finales, conectores y uniones giratorias.
SPEC15HR	Especificaciones para tuberías de flujo de fibra de vidrio para alta presión.
SPEC15LP	Especificaciones para tuberías termoplástica (PVC & CPVC).
SPEC15LE	Especificaciones para tuberías de polietileno.
SPEC 15S	Especificaciones para tuberías de plástico reforzado enrollable.

SPEC 17J	Especificaciones para tuberías flexibles no adheridas.
RP17B	Prácticas recomendadas para tubería flexible.

ARTÍCULO 112.- (DISEÑO DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN). El diseño del sistema de recolección debe ser apto para manejar las condiciones dinámicas y el flujo multifásico de los pozos, considerando la norma API RP 14E.

ARTÍCULO 113.- (TRAZADOS PARA LÍNEAS DE RECOLECCIÓN). El trazado de líneas de recolección y líneas laterales debe contemplar los estudios topográficos, hidrológicos, hidráulicos, geológicos, geotécnico y/o resistividad de suelos; asimismo, se debe considerar la instalación de válvulas de corte o seccionamiento, conforme a las recomendaciones de norma ASME B31.

ARTÍCULO 114.- (MATERIAL DE LAS LÍNEAS).

- I. Para la implementación de líneas de recolección se podrán emplear tuberías con materiales en polietileno, plástico reforzado, fibra de vidrio, fibra de aramida, fibra de poliéster, resina termoplástica u otro material aceptado por la norma ASME y fabricado bajo especificaciones API y/o ASTM. Se debe asegurar que la permeabilidad de estos materiales sea la mínima posible.
- II. Los acoples y accesorios instalados deben ser compatibles con los materiales empleados y acorde a la recomendación de fabricantes.

ARTÍCULO 115.- (INSPECCIÓN DE LÍNEAS DE RECOLECCIÓN Y LÍNEAS LATERALES).

- I. Las cabeceras de inicio y final de líneas de recolección y líneas laterales deben contar con trampas para el empleo de dispositivos de limpieza o inspección interna, cuando las condiciones técnicas lo permitan.
- II. Para la optimización de recursos e instalaciones se podrá utilizar trampas móviles o portátiles, para lo cual se debe prever el arreglo mecánico pertinente en la etapa de diseño.

ARTÍCULO 116.- (LIMPIEZA DE LÍNEAS DE RECOLECCIÓN Y LÍNEAS LATERALES). La limpieza de las líneas de recolección y líneas laterales deben realizarse de manera periódica, en función a las condiciones de producción del campo.

ARTÍCULO 117.- (ESTÁNDARES PARA LA INSPECCIÓN DE LÍNEAS DE RECOLECCIÓN Y LÍNEAS LATERALES). La inspección interna de líneas de recolección y líneas laterales debe realizarse bajo un cronograma y conforme a lo recomendado por la norma ASME. Previo a la inspección, se requiere al menos una corrida de limpieza y la calibración geométrica de la tubería.

ARTÍCULO 118.- (COLECTORES DE PRODUCCIÓN). El Titular y YPFB cuando opere por sí mismo, podrán instalar colectores de campo para centralizar la producción y derivar la misma a las baterías de producción y/o plantas de procesamiento de gas natural. Estos colectores deben tener un sistema de distribución de flujo y sistema de medición, para contabilizar la producción de los hidrocarburos y agua durante las pruebas de pozo.

SECCIÓN III

BATERÍAS DE PRODUCCIÓN Y PLANTAS DE PROCESAMIENTO

ARTÍCULO 119.- (CARACTERÍSTICAS DE LAS INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN).

- I. Las instalaciones de producción deben ser diseñadas en función a las características, propiedades físicoquímicas y especificaciones de los fluidos provenientes de los reservorios para realizar el tratamiento y/o acondicionamiento de hidrocarburos y cumplir con los parámetros de calidad aceptados por los sistemas de transporte o ductos a interconectarse.
- II. De acuerdo con el comportamiento de la producción del campo y el análisis técnico económico de las operaciones, el Titular o YPFB cuando opere por sí mismo, podrán establecer la flexibilidad operativa en las instalaciones de producción.

ARTÍCULO 120.- (EVALUACIÓN DE INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN). El Titular o YPFB cuando opere por sí mismo, deben evaluar técnica y económicamente el empleo de instalaciones de producción existentes en operación, en hibernación o fuera de servicio, que se encuentren disponibles para realizar el tratamiento y/o adecuación de la producción de hidrocarburos.

ARTÍCULO 121.- (NORMAS PARA INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN). Las instalaciones de producción deben seguir las siguientes normas API, NFPA, ANSI, ASTM, ASME, ACI, AISC, ASCE, AWS y NB, en las actividades que correspondan:

ASME B31.3	Tuberías de proceso.
ASME B16.5	Bridas de tuberías y accesorios bridados.
ASME B16.10	Dimensiones de válvulas de extremo a extremo.
ASME B16.20	Juntas metálicas para tuberías y bridas-junta de anillo, enrollado en espiral y enchaquetada.
ASME B16.34	Válvulas bridadas, roscadas y de soldadura.
ASME B36.10	Espesor de tuberías en acero al carbono.
ASME IX	Calificación de soldadura y soldadores.
API SPEC 12J	Especificaciones de separadores de petróleo y gas.
API STD 650	Tanques soldados para almacenamiento de petróleo.
API STD 620	Diseño y construcción de tanques de almacenamiento grandes, soldados y de baja presión.
API SPEC 12B	Especificación para tanques atornillados para almacenamiento de producción de líquidos.
API SPEC12GDU	Especificación para unidades de deshidratación de gas tipo glicol.
API SPEC 12K	Especificación para calentadores de yacimientos petrolíferos de tipo indirecto.
API STD 565	Reactores térmicos para unidades de recuperación de azufre en servicios generales de refinería.
API STD 610	Bombas centrífugas para las industrias petrolera, petroquímica y de gas natural.

API STD 674	Bombas de desplazamiento positivo - reciprocantes.
API STD 616	Turbinas de gas para los servicios de industria petrolera, química y del gas.
API STD 617	Compresores axiales, centrífugos y compresores expansores.
API STD 618	Compresores alternativos para servicios de la industria del petróleo, la química y el gas.
API SPEC 11P	Especificación para compresores alternativos compactos para servicios de producción de petróleo y gas.
API STD 619	Compresores rotativos de desplazamiento positivo para las industrias del petróleo, petroquímica y gas natural.
API STD 660	Intercambiadores de calor de carcasa y tubos.
API STD 661	Intercambiadores de calor enfriados por aire.
API STD 662	Intercambiadores de calor de placas para servicios generales de refinería.
API STD 560	Calentadores a fuego para servicio general de refinería.
API STD 520	Dimensiones, selección e instalación de sistemas de alivio de presión en refinerías, parte I y II.
API STD 2000	Venteo de tanques atmosféricos y de baja presión.
API STD 521	Guía para sistemas de alivio y disminución de presión.
API RP 2030	Aplicación de sistemas fijos de rociado de agua para protección contra incendios en la industria petrolera y petroquímica.
NFPA 11	Normativa para espumas de baja, media y alta expansión.
NFPA 13	Normativa para la instalación de sistemas de rociadores.
NFPA 15	Normativa para sistemas de rociado fijos de protección contra incendios.
NFPA 20	Instalación de bombas estacionarias de protección contra incendios.
NFPA 24	Norma para la instalación de tuberías para servicio privado de incendios y sus accesorios.
NFPA 25	Norma para la inspección, prueba y mantenimiento de sistemas de protección contra incendio a base de agua.
NFPA 30	Código de líquidos inflamables y combustibles.
NFPA 37	Normativa para la instalación y uso de motores de combustión estacionarios y turbina a gas.
ACI 117	Especificación de tolerancias para construcción y materiales de hormigón.
ACI 301	Especificaciones para hormigón estructural para edificios.
ACI 318	Requisitos de reglamento para hormigón estructural.
ACI 351.3R	Reporte sobre fundaciones para equipos dinámicos.

ACI 360	Guía para diseño de losas sobre suelo.
AISC 360	Especificación para construcciones de acero.
ASCE 7	Cargas mínimas de diseño para edificios y otras estructuras.
NB 1225001	Normativa Boliviana hormigón estructural.
NB 1225002	Normativa Boliviana de acciones sobre las estructuras.
NB 1225003-1/2	Normativa Boliviana acciones sobre las estructuras - acción del viento.
NBDS	Normativa Boliviana de diseño sísmico.

ARTÍCULO 122.- (UNIDADES DE PROCESO).

- I. Las unidades de proceso deben ser diseñadas para realizar el tratamiento y/o acondicionamiento de los hidrocarburos, con el propósito de remover los sólidos y sedimentos, minerales, agua, mercurio, nitrógeno, dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, oxígeno, azufre, sulfuro de mercaptanos, entre otros.
- II. Aquellos campos que presenten la autorización de la ANH para la entrega de gas fuera de especificación respecto a las condiciones de calidad, serán exentos del requerimiento establecido en el Parágrafo I del presente Artículo.

ARTÍCULO 123.- (MEDICIÓN DE FLUIDOS). La medición de fluidos en el sistema de separación de una planta de procesamiento de gas natural o batería de producción debe contar con un sistema de medición independiente para cada fluido separado, registrando el volumen total y el individual, proveniente de los pozos productores.

ARTÍCULO 124.- (SISTEMA DE SEPARACIÓN).

- I. El sistema de separación debe contar con separadores de producción que operen en los rangos de trabajo adecuados, evitando inundaciones o arrastres de líquidos; para lo cual, se debe instalar sistemas de amortiguación de líquidos, cuando corresponda.
- II. El diseño de los separadores de producción debe considerar los estándares API y ASME, incluyendo la norma API SPEC 12J, ASME BPVC VIII.

ARTÍCULO 125.- (PARÁMETROS OPERATIVOS DEL SEPARADOR). Las presiones de operación de los separadores deben ser adecuadas para los fluidos que ingresen; tendrán elementos de control que eviten su inundación por líquidos, sobrepresiones o bajas presiones y alta o baja temperatura.

ARTÍCULO 126.- (SEGURIDAD Y CONTROL EN INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN). Los elementos de seguridad y control ubicados en las instalaciones de producción deben garantizar la operación adecuada del sistema de producción, conforme a las condiciones de proceso y funciones para las que fueron diseñadas.

ARTÍCULO 127.- (DISEÑO DE RECIPIENTES A PRESIÓN).

- I. Todos los recipientes a presión se diseñarán de conformidad con la norma ASME BPVC VIII, DIV I.

- II. El dimensionamiento, tiempos de residencia, niveles máximos y mínimos operativos deben diseñarse conforme a los requerimientos específicos de la producción y fluidos asociados.
- III. Toda inspección de recipientes debe realizarse de conformidad a la norma API 510.

ARTÍCULO 128.- (DISEÑO DE COLUMNAS DE DESTILACIÓN Y REACTORES).

- I. Las columnas de destilación, contactora o de fraccionamiento y los reactores, podrán tener un diseño interno con platos o empaques. El dimensionamiento de estas columnas debe satisfacer los requerimientos de proceso, preservando los cuidados en el porcentaje de inundación admisible y la pérdida de carga.
- II. Los factores de tolerancia por formación de espumas deben ser considerados en su diseño, principalmente en procesos con aminas, glicoles y fluidos con presencia de componentes aromáticos.

ARTÍCULO 129.- (DIMENSIONAMIENTO DE INTERCAMBIADORES DE CALOR).

- I. Los intercambiadores de calor de tubo y coraza serán dimensionados para cumplir óptimamente los requerimientos energéticos del proceso, siguiendo las especificaciones de materiales, construcción, inspección y pruebas, de conformidad con las normas API STD 660 o TEMA R.
- II. La coraza de los intercambiadores de calor debe ser dimensionada conforme a la norma ASME BPVC VIII DIV. I.
- III. Los intercambiadores de calor de placas deben especificarse de conformidad a la norma API STD 662.

ARTÍCULO 130.- (DIMENSIONAMIENTO DE HORNOS Y AEROENFRIADORES). Los hornos y aerofriadores serán dimensionados para cumplir óptimamente los requerimientos energéticos del proceso, estos deben adecuarse a las normas API STD 560 y API STD 661.

ARTÍCULO 131.- (SISTEMAS DE BOMBEO). Los sistemas de bombeo deben cumplir los requerimientos de caudal, altura neta positiva en la aspiración, altura dinámica total y presión de trabajo máxima admisible demandada por el proceso, además de considerar un factor de seguridad para el caudal normal y la altura neta positiva en la aspiración disponible recomendada por las prácticas prudentes de la industria.

ARTÍCULO 132.- (REQUERIMIENTOS DE LAS BOMBAS CENTRÍFUGAS). Para la especificación de bombas centrífugas se aplicarán los requerimientos de las normas API STD 610 o ASME B73.1, de acuerdo con las características específicas del servicio.

ARTÍCULO 133.- (REQUERIMIENTOS DE LAS BOMBAS RECIPROCANTES). Las bombas reciprocantes o alternativas serán provistas con amortiguadores de pulsaciones en aspiración e impulsión, estas bombas cumplirán con los requerimientos de las normas API STD 674 o API STD 676.

ARTÍCULO 134.- (DISEÑO DE LAS BOMBAS DOSIFICADORAS). Las bombas dosificadoras se diseñarán de acuerdo con la norma API STD 675, considerando la provisión de amortiguadores de pulsaciones en aspiración e impulsión y estarán equipadas de un tubo de calibración en la aspiración de la bomba.

ARTÍCULO 135.- (UNIDADES DE RESPALDO PARA EQUIPOS DINÁMICOS). Los equipos dinámicos que operan de manera continua dentro del proceso deben contar con unidades de respaldo para evitar pérdidas de productividad y garantizar la continuidad de las operaciones.

ARTÍCULO 136.- (DIMENSIONAMIENTO DE COMPRESORES CENTRÍFUGOS Y ALTERNATIVOS).

- I. Los compresores centrífugos deben ser dimensionados conforme la norma API STD 617.
- II. Los compresores alternativos deben ser dimensionados conforme la norma API STD 618. En caso de ser unidades en paquete, se especificarán de conformidad con la norma API SPEC 11P.
- III. El dimensionamiento de compresores será como mínimo el ciento diez por ciento (110%) del requerimiento de potencia del balance de materia y energía.

ARTÍCULO 137.- (VALIDACIÓN DE POTENCIA OPERATIVA).

- I. Se debe respaldar la potencia operativa declarada de una unidad de compresión, mediante pruebas de rendimiento a las condiciones máximas de funcionamiento, como parte de las actividades asociadas a la puesta en marcha del equipo.
- II. Resultado de la prueba de rendimiento, se deben registrar las presiones, temperaturas, caudales, composición, potencias, revoluciones de accionamiento y otros parámetros operativos pertinentes.

ARTÍCULO 138.- (DISEÑO DE FUNDACIONES DE EQUIPOS DINÁMICOS). El diseño de las fundaciones para los equipos dinámicos debe estar conforme a la norma ACI 351.3R.

ARTÍCULO 139.- (ELEMENTOS DE COMBATE CONTRA INCENDIOS). En baterías de producción y plantas de procesamiento de gas natural se debe considerar el empleo de elementos de combate contra incendios, detección de gas y fuego, en función al tipo y dimensión de las instalaciones de producción.

ARTÍCULO 140.- (DISEÑO DEL SISTEMA DE AGUA CONTRA INCENDIOS). Para el diseño del sistema de agua contra incendios se debe considerar la autonomía de funcionamiento del sistema contra incendios conforme las normas NFPA y API RP 2030.

ARTÍCULO 141.- (DISEÑO DE QUEMADOR DE GAS Y SISTEMA DE ALIVIO). El diseño del quemador de gas y sistema de alivio debe cumplir las siguientes consideraciones:

- a) El sistema de alivio de acuerdo a las normas API STD 520 y API STD 521;
- b) El separador final de condensables debe dimensionarse conforme al escenario de mayor criticidad operativa y el diseño del espesor de pared en el marco de la norma ASME BPVC VIII, Div. 1;
- c) Las antorchas o quemadores deben dimensionarse de acuerdo a la norma API STD 537;
- d) El quemador debe estar ubicado a una distancia segura conforme a la norma API STD 521;

- e) El quemador debe contar con defensas que eviten que el viento apague las llamas, contar con sistema de llama piloto y un sistema de encendido adecuado;
- f) Los dispositivos de alivio de presión deben estar de acuerdo con las normas API STD 520 Part I, API STD 521 y API STD 526.

ARTÍCULO 142.- (TRATAMIENTO DE AGUA DE PRODUCCIÓN).

- I. Se debe emplear sistemas de tratamiento de agua de producción para cumplir los requerimientos establecidos en la normativa vigente.
- II. El diseño y operación de los sistemas de tratamiento de agua de producción se realizará de conformidad a las prácticas prudentes de la industria y a la norma API.

ARTÍCULO 143.- (SEPARACIÓN DE SÓLIDOS, MICROORGANISMOS E HIDROCARBUROS LÍQUIDOS DEL AGUA DE PRODUCCIÓN).

- I. Se deben instalar como parte del equipo de separación de sólidos, microorganismos e hidrocarburos líquidos del agua de producción, los siguientes componentes: piletas o separadores API, tanques skimmers, celdas de flotación, filtros de arena, la combinación de estos.
- II. Los sistemas de dosificación de químicos en las instalaciones de producción deben ser empleados, cumpliendo con las especificaciones técnicas de agua de producción para su disposición final.

ARTÍCULO 144.- (DISPOSICIÓN DE AGUA DE PRODUCCIÓN). Se dispondrá el agua de producción tratada de manera de no contaminar los reservorios de agua dulce en superficie o subsuelo. Preferentemente, la disposición final será por reinyección en reservorios sumideros o reservorios productores, o la forma que se considere viable.

ARTÍCULO 145.- (SISTEMAS AUXILIARES). En función al requerimiento del proceso, se deben considerar sistemas auxiliares complementarios, necesarios para la correcta operación de las instalaciones de producción, mismas que de manera enunciativa y no limitativa son:

- a) Sistemas de aceite térmico;
- b) Sistemas de aire comprimido;
- c) Sistemas de lubricación y refrigeración de motores;
- d) Sistemas de generación eléctrica;
- e) Sistemas de detección de gas y fuego;
- f) Sistemas de control y seguridad;
- g) Sistemas de agua industrial y agua potable;
- h) Sistemas de osmosis inversa / intercambio iónico;
- i) Sistemas de drenaje industrial (abierto y cerrado);
- j) Sistemas de generación de nitrógeno;
- k) Sistemas de tratamiento de aguas residuales.

ARTÍCULO 146.- (NORMAS PARA INSTALACIONES ELÉCTRICAS EN INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN).

- I. Todo el sistema eléctrico y sus componentes, asociados a las instalaciones de producción, deben cumplir las normas API, NFPA, NEC, IEEE, ISO y IEC.
- II. Los equipos eléctricos, motores y componentes energizados deben emplear prioritariamente voltajes de media y/o baja tensión, especificados para trabajar en las fases y frecuencias suministradas por los sistemas de generación eléctrica.
- III. La generación eléctrica en las instalaciones de producción deben priorizar la interconexión al Sistema Interconectado Nacional o considerar la generación con base a energías renovables.

ARTÍCULO 147.- (DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA).

- I. Los sistemas de generación eléctrica deben dimensionarse para soportar el máximo requerimiento energético y absorber los picos de requerimiento de potencia para el arranque de las instalaciones de producción.
- II. Se debe considerar unidades o sistemas de respaldo y sistemas de generación eléctrica por emergencia para evitar el paro de actividades.

ARTÍCULO 148.- (MOTORES ELÉCTRICOS).

- I. Los motores eléctricos con potencia de hasta veinte (20) caballos de fuerza podrán contar con arranque directo.
- II. Los motores eléctricos de potencias mayores a veinte (20) caballos de fuerza, deben emplear mecanismos supresores de carga, como ser arrancadores suaves o variadores de frecuencia.

ARTÍCULO 149.- (SISTEMA DE PROTECCIÓN ELÉCTRICA). En las instalaciones de producción se instalarán sistemas de protección eléctricas, como ser: sistemas de puesta a tierra, sistemas de bancos de carga, sistemas de alimentación ininterrumpida y sistemas de protección catódica.

ARTÍCULO 150.- (CLASIFICACIÓN DE ÁREAS DE RIESGO). La clasificación de áreas de riesgo se realizará conforme a las normas API RP 500 y NFPA 77.

ARTÍCULO 151.- (CONSTRUCCIÓN DE PLANCHADAS).

- I. Las planchadas para instalaciones de producción deben ser conformadas para soportar el peso de los diferentes equipos y contar con sistemas de drenajes pluviales, muros de contención y demás diseños civiles necesarios.
- II. Asimismo, deben de contar con vías de circulación peatonal y vehicular, de tal manera de que se garantice el buen funcionamiento y operación de las instalaciones de producción.

ARTÍCULO 152.- (SEGURIDAD Y ACCESO).

- I. Las instalaciones de producción deben estar protegidas por malla metálica y contar con accesos de seguridad en puntos específicos para resguardar la seguridad e integridad de los operarios.

- II. Se debe aplicar la señalética adecuada para el manejo de advertencias, peligros y riesgos, en función a la instalación, proceso, equipos o dispositivos correspondientes.

ARTÍCULO 153.- (ESPACIAMIENTO EN LAS INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN). Todas las instalaciones de producción e infraestructura operativa deben contar con el espacio necesario para que los equipos que realicen pruebas o vehículos que transporten equipos, partes de equipos, materiales o cualquier otro tipo de carga, puedan realizar sus respectivas maniobras de conducción.

ARTÍCULO 154.- (MOJONES GEODÉSICOS). Las instalaciones de producción deben contar mínimamente con un par de mojones geodésicos que cuenten con las correspondientes memorias técnicas y monografías, los cuales permitan realizar el adecuado replanteo de las bases y equipos que formen parte de la instalación de producción. Estos mojones geodésicos deben estar enlazados al Marco de Referencia Geodésico Nacional.

ARTÍCULO 155.- (DISTANCIAS DE SEGURIDAD). Las instalaciones de procesamiento de hidrocarburos deben estar ubicadas a una distancia mayor a cincuenta (50) metros de las carreteras, escuelas, hospitales y viviendas.

SECCIÓN IV ALMACENAMIENTO, MEDICIÓN Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS

ARTÍCULO 156.- (ESTABILIZACIÓN DE CONDENSADO Y GASOLINA NATURAL). El condensado y gasolina natural recuperados de los sistemas de separación y unidades de proceso deben ser estabilizados para despojar el contenido de vapores volátiles y ser derivados a los tanques de almacenaje de hidrocarburos.

ARTÍCULO 157.- (INSTALACIÓN DE TANQUES DE PRODUCCIÓN).

- I. Los equipos de almacenamiento y en especial los tanques de las instalaciones de producción deben ser diseñados conforme a las prácticas prudentes de la industria, empleando un material adecuado en función a las características de los fluidos a contener.
- II. Los tanques deben estar interconectados con una tubería ecualizadora y tener un drenaje común hacia una fosa de recuperación, ubicada a no menos de cincuenta (50) metros de distancia de los tanques. Además, deben tener compuertas para su limpieza y las instalaciones adecuadas para la medición.

ARTÍCULO 158.- (ALMACENAMIENTO Y MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS EN INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN).

- I. Los sistemas de almacenamiento de hidrocarburos de las instalaciones de producción deben tener un mínimo de dos (2) tanques nivelados, con capacidad mínima para cuatro (4) días de producción normal.
- II. Se deben incorporar instrumentos y elementos de control de nivel para su contraste de medición física de descarga, bombeo y trasvase. Las líneas de entregas de hidrocarburos líquidos deben disponer de puentes de medición de flujo.

ARTÍCULO 159.- (DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS). Para el diseño y construcción de sistemas de almacenamiento de hidrocarburos líquidos, el Titular y YPFB cuando opere por sí mismo, deben verificar las condiciones de emplazamiento de la estructura, garantizando que la capacidad portante del terreno pueda contener el bulbo de presión generado por el equipo y el servicio en su capacidad máxima operativa. Se deben emplear como mínimo las siguientes especificaciones técnicas:

- a) Construcción de los tanques, de acuerdo con las normas API STD 650 o API STD 620;
- b) Instalación de los tanques de acuerdo con la norma NFPA 30;
- c) Diseño y construcción de instalaciones de GLP, de acuerdo con las normas API 2510 y API 2510A;
- d) Control de derrames y construcción de barreras y diques, conforme a la norma NFPA 30 y API STD 2350;
- e) Ventilación y sistema arrestallamas conforme a las normas API STD 2000 y/o NFPA 30;
- f) Instalación de tuberías, válvulas y accesorios de acuerdo a las normas ASME B31.3, ASTM y ANSI;
- g) Los tanques deben contar con un tubo de calma, para realizar una medida más exacta y evitar una mala lectura;
- h) Se debe contar con un medidor visual en el exterior;
- i) Se debe contar con arrestallamas;
- j) Se recomienda el empleo de válvulas de presión y vacío, así como sistemas de gas de cobertura.

ARTÍCULO 160.- (SEGURIDAD DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS). Las medidas de seguridad recomendables para evitar pérdidas en tanques de almacenaje de hidrocarburos líquidos de las Instalaciones de producción son:

- a) Los fluidos deben ingresar y ser acumulados a la mínima temperatura posible;
- b) Los tanques deben tener características y color reflectante;
- c) Las boquillas de medición deben mantenerse cerradas;
- d) Los vapores deben ser direccionados a zonas seguras o colectores de venteo;
- e) La inspección y reparación de tanques se realizará de conformidad con las normas API STD 653 y API STD 579.

ARTÍCULO 161.- (NORMAS PARA EL SISTEMA DE MEDICIÓN). Todo sistema de medición de transferencia en custodia en Instalaciones de producción se especificará de acuerdo con las normas API MPMS y reportes AGA.

ARTÍCULO 162.- (SISTEMAS DE BOMBEO Y COMPRESIÓN). Los sistemas de bombeo y compresión de hidrocarburos deben tener la flexibilidad operativa necesaria para poder manejar los máximos y mínimos caudales de producción esperados para el campo, así como las presiones de interconexión asociadas al sistema de transporte nacional.

CAPÍTULO V OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

ARTÍCULO 163.- (VÁLVULAS DEL ESPACIO ANULAR). Para pozos con presión de surgencia natural y flujo continuo, no se deben operar las válvulas del espacio anular de la cañería de revestimiento de producción abierta, ni producir por el espacio anular de manera regular.

ARTÍCULO 164.- (DURACIÓN DE PRUEBAS DE PRODUCCIÓN).

- I. Las pruebas de producción de los pozos se realizarán en los colectores de campo, baterías o plantas, considerando las condiciones operativas del pozo y/o el campo.
- II. La duración de las pruebas de producción de los pozos será definida en función a las condiciones productivas garantizando la obtención de datos representativos y conclusivos.
- III. Se debe realizar una prueba de producción mensual por cada pozo productor en un campo, cuando las condiciones operativas lo permitan.

ARTÍCULO 165.- (REGISTRO DE LA PRODUCCIÓN Y BALANCE MENSUAL DEL CAMPO). El Titular y YPFB cuando opere por sí mismo, llevarán un registro de la producción de hidrocarburos fiscalizados y del balance mensual de la producción de campo, en el marco de la normativa vigente y el Contrato de Servicios Petroleros correspondiente.

ARTÍCULO 166.- (PROGRAMA ANUAL DE MANTENIMIENTO).

- I. El Titular y YPFB cuando opere por sí mismo, deben elaborar un programa anual de mantenimiento preventivo, correctivo y predictivo de todos los equipos estáticos y dinámicos, instrumentación en las instalaciones de producción, para evitar fallas recurrentes en los mismos.
- II. El programa anual de mantenimiento, debe contener de manera enunciativa y no limitativa, datos del historial de fallas imprevistas o deficiencias de los equipos dinámicos y estáticos de las instalaciones de producción, registradas en la última gestión.
- III. El programa anual de mantenimiento elaborado por el Titular, debe ser remitido a YPFB, hasta el último mes de la gestión anterior correspondiente a dicho programa.
- IV. El programa anual de mantenimiento elaborado por YPFB cuando opere por sí mismo, debe ser remitido a la ANH el primer mes del año correspondiente a dicho programa.
- V. Los programas anuales de mantenimiento elaborados por el Titular y YPFB cuando opere por sí mismo, deben ser entregados de acuerdo a lo establecido en el reglamento de recepción de información del CNIH.

ARTÍCULO 167.- (PRESENTACIÓN DE INFORMES Y REPORTES DE PRODUCCIÓN).

- I. El Titular debe presentar a YPFB los siguientes documentos en formato físico y digital:
 - a) Reporte diario de producción, con el detalle de las actividades de las últimas veinticuatro (24) horas, hasta las 8:00 a.m. del día siguiente;
 - b) Informe mensual de producción, en los primeros diez (10) días calendario de cada mes, por cada campo y por cada reservorio.
- II. Cuando YPFB opere por sí mismo, debe remitir en formato físico y digital a la ANH, los documentos establecidos en el Parágrafo I del presente Artículo.
- III. Los documentos establecidos en el Parágrafo I del presente Artículo, deben ser entregados de acuerdo a lo establecido en el reglamento de recepción de información del CNIH.

ARTÍCULO 168.- (OPTIMIZACIÓN OPERATIVA).

- I. Cuando sea necesario y promoviendo la optimización energética en las operaciones de campo, el Titular y YPFB cuando opere por sí mismo, podrán aplicar la hibernación de equipos o sistemas, siempre y cuando garanticen la continuidad operativa de las instalaciones de producción.
- II. Los equipos o sistemas en hibernación deben preservar su integridad, garantizando su funcionamiento en condiciones normales para una restitución de operaciones a futuro.

ARTÍCULO 169.- (MANTENIMIENTO DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN). El Titular o YPFB cuando opere por sí mismo, con la finalidad de preservar la integridad, confiabilidad y seguridad de los equipos de las instalaciones de producción donde existan medidores, deben adoptar como mínimo las siguientes acciones:

- a) Mantener los medidores en buen estado operativo, incluyendo su calibración periódica;
- b) Proteger adecuadamente los medidores, limitando el acceso solo a personal autorizado;
- c) En puentes de medición con dos o más ramales de medición se debe disponer de válvulas de corte y válvulas de control para garantizar el flujo constante de los fluidos a los equipos de medición operativos;
- d) Cuando se abra una línea de derivación de flujo, por motivos operativos, deben registrarse estos caudales en el reporte o parte diario de producción;
- e) Presentar un registro de medición de la temperatura del fluido medido para realizar los cálculos y correcciones en el computador de flujo o sistema de medición;
- f) Inspeccionar periódicamente los sistemas de medición para corroborar su correcto funcionamiento conforme a normativa aplicable.

ARTÍCULO 170.- (MANTENIMIENTO DE VÍAS DE ACCESO Y RUTAS). El Titular o YPFB cuando opere por sí mismo, deben realizar mantenimientos periódicos a todas las rutas o vías de acceso que conduzcan hacia alguna de sus instalaciones de producción.

ARTÍCULO 171.- (MANTENIMIENTO DE DRENAJE PLUVIAL). El Titular o YPFB cuando opere por sí mismo, deben realizar el mantenimiento al sistema de drenaje pluvial, así como el retiro de malezas o deshierbe de las diferentes áreas de superficie de las instalaciones de producción, para garantizar la buena operación y funcionamiento del mismo.

ARTÍCULO 172.- (ÁREAS AUTORIZADAS PARA FUMAR). Se permite fumar en áreas autorizadas y señalizadas, las cuales deben estar a una distancia no menor de cincuenta (50) metros de las instalaciones de procesamiento.

CAPÍTULO VI MEDICIÓN Y CONTROL DE LOS HIDROCARBUROS

ARTÍCULO 173.- (MEDICIÓN Y REGISTRO DE HIDROCARBUROS).

- I. La medición de los hidrocarburos provenientes del área de contrato debe efectuarse en el o los puntos de fiscalización de la producción, establecidos de acuerdo con el Reglamento para la Liquidación de Regalías y la Participación al TGN por la Producción de Hidrocarburos.
- II. Para la medición de hidrocarburos líquidos y gas natural deben ser utilizados sistemas de medición dinámica y/o estática con la certificación correspondiente de acuerdo a normativa vigente.
- III. La medición de hidrocarburos fiscalizados debe ser registrada y estar disponible de forma diaria a través de certificados de recepción, entrega o boletas de medición y archivos de respaldo provenientes de los sistemas de medición.

ARTÍCULO 174.- (SISTEMAS DE MEDICIÓN DE RESPALDO). El Titular o YPFB cuando opere por sí mismo, en las instalaciones de producción donde se empleen sistemas de medición dinámica, deben instalar un sistema de medición de respaldo con las mismas características al que se encuentra en operación. Estos deben estar equipados con un computador de flujo, para determinar y registrar el volumen de los hidrocarburos en el punto de fiscalización, asegurando que la información resultante sea auditable y no pueda ser alterada.

ARTÍCULO 175.- (SISTEMA SCADA). Las señales de los sistemas de medición en puntos de fiscalización estarán disponibles, sin costo, para el sistema SCADA del CNMCPTH, dependiente de YPFB.

ARTÍCULO 176.- (CALIBRACIÓN Y CONFIRMACIÓN METROLÓGICA).

- I. Los periodos y alcances de actividades como verificación, ajuste, confirmación metrológica, contrastación, mantenimiento y calibración de sistemas de medición estáticos, dinámicos, así como los dispositivos de medición primarios, secundarios, terciarios y otros asociados deben ser determinados de acuerdo con las prácticas prudentes de la industria y conforme las condiciones establecidas en los Contratos de Servicios Petroleros.
- II. Los patrones utilizados para la confirmación metrológica, verificación y/o calibración de los sistemas de medición deberán contar con certificación que garantice su trazabilidad al Sistema Internacional de Unidades.
- III. YPFB mediante el CNMCPTH, podrá realizar actividades de calibración, verificación, confirmación metrológica, ensayos, mantenimiento y procedimientos metrológicos. Los costos para obtener

estos servicios serán pagados por la parte interesada, con base a las tarifas aprobadas por presidencia ejecutiva de YPFB y publicados por el CNMCPTH.

ARTÍCULO 177.- (MUESTREO DE HIDROCARBUROS FISCALIZADOS).

- I. Con la finalidad de verificar las características fisicoquímicas de los hidrocarburos líquidos fiscalizados, el porcentaje de agua y sedimentos presentes en el punto de fiscalización, YPFB y el Titular recogerán simultáneamente tres (3) muestras testigo de los hidrocarburos líquidos fiscalizados, con una frecuencia definida por las Partes del Contrato de Servicios Petroleros correspondiente, las muestras testigo serán selladas y almacenadas durante treinta (30) días hábiles a partir del día de su recolección.
- II. En caso de controversia, se conservarán las muestras pertinentes hasta que la controversia sea solucionada.
- III. En caso de controversia acerca del resultado del análisis efectuado a una muestra testigo, la misma será resuelta según lo establecido en el Contrato de Servicios Petroleros.

ARTÍCULO 178.- (SISTEMAS DE MEDICIÓN DINÁMICOS). Los sistemas de medición dinámicos para hidrocarburos en puntos de fiscalización, tanto para el gas natural, como para líquidos, deben incluir equipos que presenten las siguientes características:

- a) Medición continua de flujo con registro en computador de flujo, configurado de acuerdo con las especificaciones del fabricante, el cual debe estar conectado a través de puertos de comunicación exclusivos, al sistema de comunicación satelital del CNMCPTH, sin costo para YPFB;
- b) Medición continua de la densidad y gravedad específica para hidrocarburos líquidos, si corresponde;
- c) Análisis cromatográfico continuo para determinar la composición del gas natural, si corresponde;
- d) Capacidad de almacenamiento de registros históricos en computador de flujo;
- e) Transmisores de presión y temperatura vinculados al computador de flujo para poder realizar la corrección de volumen a condiciones estándar.

ARTÍCULO 179.- (CONTINGENCIAS PARA LA MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS).

- I. Si por alguna razón los sistemas de medición y/o computador de flujo estuvieran fuera de servicio e imposibilitados de ser reparados, de manera que los volúmenes de gas natural e hidrocarburos líquidos entregados no puedan ser determinados con base a las lecturas que se tenga hasta ese momento, el volumen entregado durante ese periodo será estimado y aceptado por las Partes del Contrato de Servicios Petroleros correspondiente, teniendo como base la mejor información disponible.
- II. En tanques de almacenamiento de hidrocarburos líquidos, los volúmenes se calcularán de acuerdo con medición estática en tanque.

- III. Los datos almacenados en el sistema SCADA del CNMCPTH podrán ser utilizados para realizar la conciliación de volúmenes de hidrocarburos.

ARTÍCULO 180.- (NORMAS PARA EL MANTENIMIENTO DE MEDICIÓN Y CONTROL DE CALIDAD). Todos los procedimientos de verificación, mantenimiento, diagnóstico, calibración, aforo, confirmación metrológica, muestreo, relacionados con medición y control de calidad de hidrocarburos, se regirán por las normas API, ASTM, ISO, IEC, ANSI, OIML, GPA y AGA.

ARTÍCULO 181.- (NORMAS API PARA MEDICIÓN Y CONTROL DE CALIDAD). Se aplicará la norma API MPMS, para todas las actividades de medición dinámica y estática, así como para la determinación de calidad de los hidrocarburos.

ARTÍCULO 182.- (MEDICIÓN DE VOLÚMENES POR TERCEROS). En los casos que el sistema de medición pertenezca o sea operado por terceros que no sea el Titular, utilizado para la determinación de volúmenes de hidrocarburos líquidos y/o gas natural en el punto de fiscalización y otros puntos de medición de la producción definidos por YPFB, se debe considerar lo siguiente:

- a) El dueño u operador del sistema de medición será considerado como un subcontratista del Titular;
- b) El Titular debe asegurarse que las especificaciones y la operación del sistema de medición cumplan a plenitud con los requerimientos de este reglamento; y
- c) Para los propósitos de la aplicación de las regalías y participaciones y para todos los propósitos fiscales, el Titular detendrá la completa responsabilidad por la exactitud de las mediciones y por el pago de cualquier interés o penalidades resultantes de los errores en tales mediciones; por lo tanto, no tendrá derecho a reclamar o aducir en su defensa que tales errores se deben a las acciones en un equipo perteneciente a terceros.

CAPÍTULO VII ABANDONO DE POZOS E INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN

ARTÍCULO 183.- (PRESENTACIÓN DE LA PROPUESTA DE ABANDONO).

- I. El Titular debe presentar a YPFB la propuesta de abandono temporal de pozo o abandono permanente de pozo previo inicio de operaciones, para su aprobación o rechazo según corresponda.
- II. Cuando YPFB opere por sí mismo, debe remitir a la ANH la propuesta de abandono temporal de pozo o abandono permanente de pozo, previo inicio de operaciones.
- III. La propuesta de abandono de pozo debe cumplir con lo establecido en el reglamento de recepción de información del CNH.

ARTÍCULO 184.- (PRESENTACIÓN DEL PROGRAMA DE ABANDONO DE POZO).

- I. Una vez aprobada la propuesta de abandono, el Titular debe presentar a YPFB el programa de abandono de pozo para su aprobación o rechazo, previo al inicio de operaciones.

- II. Cuando YPFB opere por sí mismo, debe remitir a la ANH el programa de abandono de pozo, previo al inicio de operaciones.
- III. El programa de abandono de pozo debe cumplir con lo establecido en el reglamento de recepción de información del CNIH.

ARTÍCULO 185.- (REPORTES DIARIOS E INFORMES DE ABANDONO DE POZOS Y RESERVORIOS).

- I. Durante las operaciones de abandono de pozo, el Titular debe presentar a YPFB, en formato físico y digital, hasta las 08:00 a.m. del día siguiente al reportado, los siguientes reportes diarios obligatorios detallados:
 - a) Reporte diario del Titular, que incluirá toda la información detallada por actividad realizada durante el día (24 horas), conforme lo establecido en el reglamento de recepción de información del CNIH;
 - b) Reporte de registro de las condiciones y parámetros por cada unidad de medida, el cual debe contener de acuerdo a la operación: El peso de la sarta y el peso sobre el trépano, régimen de penetración, caudal y presión de bomba, velocidad y torque de la mesa rotatoria y/o top drive, trayectoria del pozo u otros solicitados por YPFB;
 - c) Reporte de lodo, el cual debe contemplar de manera enunciativa y no limitativa: Volúmenes y propiedades de entrada y salida del fluido de perforación, concentraciones de los aditivos, transferencia y consumo de materiales;
 - d) Reporte de mantenimiento y reparación del equipo de perforación, registrando el cumplimiento de los trabajos realizados, inspecciones, funcionamientos deficientes de las máquinas, horas de marcha y fluidos consumidos;
 - e) Reporte diario de las empresas de servicio y operaciones especiales.
- II. Cuando YPFB opere por sí mismo, debe remitir en formato físico y digital a la ANH, los reportes diarios establecidos en el Parágrafo I del presente Artículo.
- III. El Titular debe remitir a YPFB en un plazo de hasta sesenta (60) días calendario, el informe final de abandono del pozo conforme a lo establecido en el reglamento de recepción de información del CNIH.

SECCIÓN I
ESTÁNDARES DE ABANDONO DE POZOS

ARTÍCULO 186.- (DISEÑO DE ABANDONO DE POZO Y/O RESERVORIO). El abandono de pozo y/o reservorio debe ser diseñado y ejecutado de manera que:

- a) El flujo de fluidos de formación a superficie sea prevenido;
- b) Proporcione aislamiento a acuíferos de agua dulce;

- c) Los reservorios sean aislados unos de otros de tal manera que se evite el flujo cruzado entre formaciones;
- d) Las barreras permanentes deben extenderse de tal manera que generen sello vertical y horizontal, incluyendo los espacios anulares;
- e) En caso de abandono permanente del pozo, todos los espacios/cámaras entre los tapones de cemento dentro de la cañería de revestimiento, hasta la superficie, quedarán llenos de fluido de características no corrosivas;
- f) La longitud máxima de un tapón de cemento es de trescientos (300) metros. Está permitido realizar una serie de tapones de cemento uno encima de otro para aislar un mismo reservorio, en este escenario se permite probar el último tapón de la serie;
- g) Todas las barreras deben ser probadas;
- h) Los tapones de cemento son considerados barreras permanentes o temporales.
- i) La columna de fluido no es considerada una barrera;
- j) Un tapón mecánico por sí solo no puede ser clasificado como una barrera permanente debido a su potencial de deterioro y corrosión.

ARTÍCULO 187.- (PRUEBA DE TAPONES DE CEMENTO).

- I. Se deben verificar todos los tapones de cemento con prueba de peso mínimo de diez mil (10.000) libras o sin exceder el límite de pandeo de la sarta.
- II. Los tapones de cemento que se encuentren dentro de la cañería de revestimiento, a excepción del tapón de cemento superficial, deben ser probados con:
 - a) Prueba positiva, al menos de quinientos (500) psi. por encima de la presión de inyección efectuada por debajo de la barrera, sin exceder el valor de prueba de integridad de cañería y la presión de reventamiento de la sección más débil de la sarta de cañería de revestimiento que esté expuesta a la presión, considerando el desgaste de la misma, y/o
 - b) Prueba negativa, sin exceder la presión de colapso de la sección más débil de la sarta de cañería de revestimiento.
- III. En caso de que el tapón de cemento sea colocado sobre un tapón mecánico o retenedor probado a través de una prueba positiva y/o negativa de presión, dicho tapón de cemento podrá ser probado únicamente con prueba de peso.

SECCIÓN II ABANDONO TEMPORAL DE POZOS O RESERVORIOS

ARTÍCULO 188.- (DISEÑO DE ABANDONO TEMPORAL DE POZO O RESERVORIOS). En caso de abandono temporal de pozos o reservorios, se debe considerar los siguientes aspectos:

- a) Todos los reservorios que contengan fluidos que puedan migrar hacia la superficie o permitir flujo de fluido de una formación a otra, así como cualquier posible punto de

migración de fluido hacia el pozo, deben contar mínimamente con dos (2) barreras temporales probadas;

- b) Está permitido el uso individual de tapones mecánicos como barreras temporales;
- c) Las barreras temporales deben ser probadas con prueba de peso mínimo de diez mil (10.000) libras o sin exceder el límite de pandeo de la sarta. Asimismo, deben ser probadas con prueba positiva y/o negativa de presión, las cuales deben realizarse con la máxima presión diferencial de trabajo.

ARTÍCULO 189.- (BARRERAS TEMPORALES EN ABANDONO TEMPORAL DE POZO). En caso de abandono temporal de pozo, el Titular y YPFB cuando opere por sí mismo, deben demostrar que las barreras temporales del pozo mantendrán su integridad a lo largo de los dos (2) años desde el retiro del equipo de perforación.

ARTÍCULO 190.- (BARRERAS TEMPORALES EN ABANDONO TEMPORAL DE RESERVORIO). En caso de abandono temporal de reservorio, el Titular y YPFB cuando opere por sí mismo, deben demostrar que las barreras temporales del reservorio mantendrán su integridad a lo largo del tiempo, hasta la habilitación del mismo o su abandono permanente.

ARTÍCULO 191.- (DURACIÓN DEL ABANDONO TEMPORAL DE POZO).

- I. El estado de abandono temporal de pozo no podrá durar más de dos (2) años desde el retiro del equipo de perforación. Cumplido este plazo se debe efectuar el abandono permanente del pozo o en su defecto la terminación inmediata del mismo.
- II. En caso de haberse cumplido el plazo de dos (2) años establecido para el abandono temporal del pozo y se esté desarrollando actividades inherentes a su intervención, se podrá solicitar una ampliación del plazo previa justificación aprobada por YPFB.

SECCIÓN III ABANDONO PERMANENTE DE RESERVORIOS

ARTÍCULO 192.- (BARRERAS EN ABANDONO PERMANENTE DE RESERVORIOS). En caso de abandono permanente, cada reservorio debe contar mínimamente con dos (2) barreras permanentes probadas. Asimismo, todos los reservorios deben ser aislados unos de otros mínimamente por una barrera permanente.

ARTÍCULO 193.- (DISEÑO DE ABANDONO PERMANENTE DE RESERVORIOS). Para el abandono permanente de reservorios, se debe cumplir los siguientes aspectos:

- a) Balancear el tapón o tapones de cemento de mínimamente cien (100) metros de longitud que se extiendan a lo largo del reservorio o baleo con cincuenta (50) metros por encima del tope del mismo; y
- b) En secciones donde sea dificultoso o riesgoso balancear tapones de cemento, está permitido instalar un tapón mecánico o retenedor, siempre y cuando se balancee un tapón de cemento con una longitud mínima de cincuenta (50) metros por encima del mismo.

SECCIÓN IV

ABANDONO PERMANENTE DE AGUJERO ABIERTO

ARTÍCULO 194.- (DISEÑO DE ABANDONO PERMANENTE DE AGUJERO ABIERTO).

- I. El último zapato de la cañería de revestimiento encima del agujero abierto debe tener al menos un (1) tapón de cemento balanceado de cien (100) metros de longitud cubriendo el agujero abierto y la cañería de revestimiento, cincuenta (50) metros por encima y por debajo del zapato.
- II. Si el balanceo de un tapón de cemento es considerado riesgoso, se podrá asentar un tapón mecánico o retenedor lo más próximo al último zapato de la cañería de revestimiento encima del agujero abierto y bombear un mínimo de cincuenta (50) metros de cemento por encima del mismo.

ARTÍCULO 195.- (TAPONES DE CEMENTO EN AGUJERO ABIERTO).

- I. En el caso de un agujero abierto cubierto por un filtro o tubular pre-perforado, se debe realizar un tapón de cemento de cien (100) metros de longitud cubriendo cincuenta (50) metros por encima y por debajo del colgador del filtro o tubular pre-perforado.
- II. Si el balanceo de un tapón de cemento es considerado riesgoso, se podrá asentar un tapón mecánico o retenedor lo más próximo al tope del colgador del filtro o tubular pre-perforado y bombear un mínimo de cincuenta (50) metros de cemento por encima del mismo.

SECCIÓN V

ABANDONO PERMANENTE DE AGUJERO ENTUBADO

ARTÍCULO 196.- (TAPONES DE CEMENTO EN AGUJERO ENTUBADO).

- I. En el caso de un Liner, se debe realizar un tapón de cemento de cien (100) metros de longitud cubriendo cincuenta (50) metros por encima y por debajo del tope de Liner.
- II. Si el balanceo de un tapón de cemento es considerado riesgoso, se podrá asentar un retenedor de cemento o un tapón mecánico, lo más próximo al tope del Liner y bombear un mínimo de cincuenta (50) metros de cemento por encima del mismo.

ARTÍCULO 197.- (DISEÑO DE TAPONES DE CEMENTO EN AGUJERO ENTUBADO). Se debe balancear un tapón de cemento superficial que debe tener una longitud mínima de doscientos (200) metros y su tope debe estar mínimo a cincuenta (50) metros de la base del antepozo.

SECCIÓN VI

CONSIDERACIONES PARA ARREGLO DE PRODUCCIÓN

ARTÍCULO 198.- (ARREGLO DE PRODUCCIÓN EN ABANDONO PERMANENTE DE POZO).

- I. Para el abandono permanente de pozo, se debe recuperar el arreglo de producción en su totalidad.
- II. En caso de que las condiciones mecánicas del pozo no permitan la recuperación total del arreglo de producción y el o los reservorios no sean capaces de aportar fluido hacia la superficie, en ese

momento o en un futuro, el Titular y YPFB cuando opere por sí mismo, deben justificar dicha condición, considerando los siguientes escenarios:

- a) En caso de poder recuperar toda la tubería de producción por encima del packer superior, se debe balancear un tapón de cemento de una longitud mínima de cien (100) metros sobre el tope del packer superior, garantizando sello horizontal a través de los espacios anulares;
 - b) En caso de poder recuperar parcialmente la tubería de producción por encima del packer superior, se debe balancear un tapón de cemento de una longitud mínima de cien (100) metros sobre el tope de la tubería de producción no recuperada, garantizando sello horizontal a través de los espacios anulares;
 - c) En caso de no poder recuperar toda la tubería de producción por encima del packer superior, el tamaño o geometría de la tubería de producción debe permitir balancear mínimamente dos tapones de cemento sobre el packer superior, incluyendo el tapón de cemento superficial, garantizando sello horizontal a través de los espacios anulares y por el interior de la tubería de producción.
- III. En los pozos que se realicen las actividades de abandono permanente de pozo, según los criterios establecidos en el Parágrafo II del presente Artículo, quedan eximidos de la aplicación de las previsiones de la Sección III y IV del Capítulo VII del Título II del presente Reglamento.

SECCIÓN VII

ABANDONO PERMANENTE SUPERFICIAL DE POZO

ARTÍCULO 199.- (CABEZALES EN ABANDONO PERMANENTE DE POZO). Los cabezales de pozo deben ser removidos y la cañería de revestimiento cortada al nivel de la base del antepozo, quedando en su lugar una plancha de acero soldada, con su varilla y placa identificativa visible sobre el nivel de la superficie, indicando el nombre del pozo, fecha de abandono y coordenadas. El antepozo debe ser abandonado conforme la normativa ambiental vigente.

ARTÍCULO 200.- (FOSAS Y SUMIDEROS). El área de las fosas y sumideros deben ser restauradas y abandonadas conforme a lo establecido en la normativa ambiental vigente.

ARTÍCULO 201.- (ABANDONO DEL ÁREA). En caso de que el abandono de pozo signifique abandono del área, la misma debe ser restaurada y abandonada conforme lo establecido en la normativa ambiental vigente.

ARTÍCULO 202.- (MATERIALES RECUPERADOS). El Titular pondrá a consideración de YPFB la devolución de los materiales correspondientes al arreglo de producción, cabezal de pozo y árbol de producción recuperados, siempre y cuando no se requiera su reutilización en futuras operaciones petroleras.

ARTÍCULO 203.- (DISPOSICIÓN FINAL DE MATERIALES RECUPERADOS). La disposición final de los materiales recuperados debe regirse por la normativa vigente y los Contratos de Servicios Petroleros.

SECCIÓN VIII

ABANDONO DE INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN

ARTÍCULO 204.- (RESPONSABILIDAD DEL ABANDONO).

- I. El Titular será responsable de efectuar las actividades de abandono de las instalaciones de producción conforme a las Leyes aplicables y las prácticas prudentes de la industria. Para este fin, el Titular debe presentar a YPFB un programa de abandono de instalaciones de producción conforme lo establecido en los Contratos de Servicios Petroleros, para su aprobación o rechazo, según corresponda.
- II. Las actividades de abandono cuando YPFB opere por sí mismo, deben estar establecidas en un programa de abandono, el cual será remitido a la ANH previo al inicio de las actividades.
- III. El programa de abandono de instalaciones de producción debe cumplir con lo establecido en el reglamento de recepción de información del CNIH.

ARTÍCULO 205.- (ANÁLISIS DE RIESGO). Previo al inicio de cada actividad dentro del abandono, se debe realizar el análisis de riesgo correspondiente y se deben implementar medidas de mitigación de todos los riesgos identificados, las cuales estarán establecidas en el plan de contingencia.

ARTÍCULO 206.- (ÁREA DE ACOPIO DE MATERIAL). Se debe definir un área de acopio adecuada para el material que será desmantelado como parte de las actividades de abandono, separando los materiales, equipos, componentes o unidades que aún se encuentren en condiciones operativas.

ARTÍCULO 207.- (REUTILIZACIÓN DE MATERIAL O EQUIPO).

- I. El Titular pondrá a consideración de YPFB la devolución del material o equipo que se encuentre en condiciones operativas para que defina, en función a un análisis de la información y la integridad, si el mismo puede ser dispuesto y/o reutilizado en otras instalaciones de producción. En su defecto, podrá solicitar al Titular su disposición final, de conformidad a la normativa ambiental vigente.
- II. Cuando YPFB opere por sí mismo, será responsable de la disposición final de las instalaciones que no se encuentren en condiciones operativas, de conformidad con su programa de abandono, el cual será remitido a la ANH.

ARTÍCULO 208.- (CONSIDERACIONES PARA EL ABANDONO DE INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN). El Titular y YPFB cuando opere por sí mismo, deben planificar y ejecutar las actividades de abandono de instalaciones de producción, considerando los siguientes aspectos:

- a) Dar cumplimiento a la normativa vigente referida a la seguridad en la construcción en trabajos de demolición;
- b) Garantizar que los equipos de las instalaciones de producción estén fuera de servicio y cumplan las disposiciones de la normativa ambiental vigente, previo a las actividades de desmantelamiento o demolición;
- c) Efectuar el abandono de líneas de recolección y líneas laterales, conforme la normativa vigente, prácticas prudentes de la industria y normas ASME 31.4 y ASME 31.8;
- d) Garantizar el correcto desenergizado y desconectado del sistema eléctrico y de instrumentación. En caso de requerir el uso de alguno de estos sistemas durante la ejecución de los trabajos de abandono, se debe prever todas las medidas de seguridad;

- e) Los elementos metálicos resultantes del desmantelamiento o demolición, no podrán ser enterrados y deberán ser sujetos a disposición final, según la normativa ambiental vigente. El material inerte resultante podrá ser dispuesto en los laterales de caminos, fosas y material de relleno en zonas donde existan depresiones, siempre y cuando la normativa ambiental lo permita;
- f) Garantizar en obra la iluminación, ya sea artificial o natural, para realizar las diferentes actividades de abandono;
- g) Señalizar las rutas o circuitos que se utilizarán en el interior de la instalación de superficie para el tránsito de los equipos durante las actividades de abandono;
- h) Realizar la correcta manipulación y preservación de la integridad de los diferentes activos y pasivos durante las actividades de abandono;
- i) Demoler los muros de contención una vez realizado el desmontaje, demolición o retiro de cualquier equipo o estructura;
- j) Realizar mantenimientos periódicos a todas las rutas y circuitos internos empleados para el tránsito del equipo pesado.

CAPÍTULO VIII

SEGURIDAD DE LAS OPERACIONES

ARTÍCULO 209.- (RESPONSABILIDAD DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y/O EXPLOTACIÓN). El Titular y YPFB cuando opere por sí mismo, serán responsables de la ejecución de las actividades de Exploración y/o Explotación de hidrocarburos, velando por la seguridad y salud del personal involucrado, en cumplimiento a la normativa, procedimientos de seguridad industrial vigente y las normas OSHA, ISO, API.

ARTÍCULO 210.- (SUPERVISOR DE SEGURIDAD INDUSTRIAL). El Titular y YPFB cuando opere por sí mismo, contarán mínimamente con un supervisor de seguridad industrial en las operaciones de campo, cuyas responsabilidades incluyen de manera enunciativa y no limitativa, el monitoreo, la gestión de la salud y la seguridad del personal en locación en cumplimiento de la normativa vigente.

ARTÍCULO 211.- (REUNIONES DE SEGURIDAD). El Titular y YPFB cuando opere por sí mismo, deben organizar reuniones de seguridad previas al inicio de la actividad, realizando un análisis de riesgos de los trabajos a desarrollarse, tomando en cuenta los siguientes aspectos:

- a) Primeros auxilios, prácticas contra incendio y técnicas de supervivencia;
- b) Ropa y equipamiento de seguridad;
- c) Servicios de primeros auxilios y provisión de servicios médicos calificados;
- d) Control de vías de acceso;
- e) Planes de contingencia;
- f) Distancias seguras para el uso de fuentes de energía;

- g) Seguridad en el transporte;
- h) Salud, alcohol y narcóticos;
- i) Salud ocupacional;
- j) Almacenamiento y transporte de explosivos, combustibles y químicos;
- k) Consideraciones ambientales;
- l) Consideraciones climatológicas;
- m) Operaciones acuáticas, cuando corresponda;
- n) Otras relacionadas con las actividades a desarrollar.

ARTÍCULO 212.- (ANÁLISIS DE RIESGO DE LAS ACTIVIDADES). El Titular y YPFB cuando opere por sí mismo, deben asegurarse que toda actividad sea realizada previo análisis de riesgo elaborado por el personal involucrado, el mismo debe ser aprobado por el supervisor de seguridad industrial y representante del Titular o YPFB cuando opere por sí mismo en locación.

ARTÍCULO 213.- (SISTEMA DE INFORMES DE ACCIDENTES E INCIDENTES).

- I. El Titular y YPFB cuando opere por sí mismo, deben implementar un sistema de informes mensual de seguridad para accidentes e incidentes que incluyan las estadísticas de los mismos.
- II. El Titular y YPFB cuando opere por sí mismo, serán responsables de mantener y promover la seguridad, ejecutando simulacros de emergencia y llevando a cabo reuniones de seguridad.

ARTÍCULO 214.- (SISTEMA DE GESTIÓN DE ACTOS INSEGUROS). El Titular y YPFB cuando opere por sí mismo, implementarán un sistema para reconocer, corregir y reportar actos inseguros.

ARTÍCULO 215.- (ENTRENAMIENTO AL PERSONAL).

- I. El Titular, YPFB cuando opere por sí mismo y sus subcontratistas, están obligados a dar a su personal, según corresponda, el entrenamiento adecuado en:
 - a) Seguridad;
 - b) Manejo de vehículos y equipos especiales;
 - c) Primeros auxilios;
 - d) Prácticas contra incendio;
 - e) Técnicas de supervivencia;
 - f) Otras relacionadas con las actividades a desarrollar.

- II. El Titular y YPFB cuando opere por sí mismo, deben asegurarse de que los empleados o visitantes cuenten con la respectiva inducción de seguridad respecto a las operaciones, previo al ingreso a la locación.

ARTÍCULO 216.- (PLAN DE CONTINGENCIAS). El Titular debe elaborar un plan de contingencias y enviar una copia del mismo a YPFB, identificando posibles situaciones de emergencia, el cual debe ser actualizado en función de los trabajos a realizar. El plan de contingencias debe contener, de manera enunciativa y no limitativa, lo siguiente:

- a) Un protocolo de organización con una descripción precisa de las responsabilidades de las personas en la eventualidad de accidentes y situaciones de emergencia;
- b) Un protocolo de emergencia para controlar accidentes o situaciones de emergencia con una descripción precisa de la naturaleza y características del equipo, además de la capacidad, lugar, método de transporte, uso correcto y situación donde usarlo;
- c) Un protocolo de comunicación con una descripción del sistema de comunicación que debe incluir:
 - 1. Mecanismo para poner en conocimiento a las autoridades competentes;
 - 2. Responsabilidad de las personas involucradas en las operaciones;
 - 3. Uso del equipo de emergencia;
 - 4. Medidas para delimitar los daños resultantes de los accidentes o incidentes;
 - 5. Reglas para la conclusión de las operaciones.
- d) Un sistema de comando de incidentes, que debe contener mínimamente ocho funciones: mando, planificación, operaciones, logística, administración-finanzas, seguridad, información pública y enlace.

ARTÍCULO 217.- (ACTIVIDADES EN AGUA). El Titular y YPFB cuando opere por sí mismo, implementarán procedimientos para operaciones en agua y otras operaciones relacionadas. Estos procedimientos incluyen, pero no se limitan a proveer embarcaciones a motor, salvavidas y equipos de emergencia, medios de comunicación, luces de navegación y un sistema de apagado de emergencia para motores fuera de borda, como también la provisión correspondiente de combustible para el funcionamiento de los mismos.

ARTÍCULO 218.- (CRUCES ESPECIALES PARA RÍOS). Los cruces de ríos serán permitidos solamente en los puntos aprobados, según consenso del Titular y YPFB cuando opere por sí mismo con las autoridades locales correspondientes.

ARTÍCULO 219.- (OPERACIONES CON AERONAVES).

- I. El Titular y YPFB cuando opere por sí mismo, aplicarán los procedimientos establecidos en la normativa vigente para las operaciones con aeronaves.
- II. El Titular y YPFB cuando opere por sí mismo, publicarán en todas las áreas de los campamentos, los procedimientos para incidentes o accidentes con aeronaves.

ARTÍCULO 220.- (POLÍTICAS DE ALCOHOL Y DROGAS).

- I. El Titular y YPFB cuando opere por sí mismo, deben implementar políticas que prohíban el consumo de alcohol y drogas dentro de los campamentos y lugares de trabajo, incorporando medidas de control para su cumplimiento.
- II. El Titular y YPFB cuando opere por sí mismo, garantizarán que la mencionada política sea ampliamente difundida y comprendida por el personal involucrado.

ARTÍCULO 221.- (SALUD DE LOS TRABAJADORES).

- I. El Titular y YPFB cuando opere por sí mismo, serán responsables de que todos los trabajadores contratados durante el desarrollo de las actividades de Exploración y/o Explotación de hidrocarburos se encuentren en buen estado de salud.
- II. El personal encargado del manejo y preparación de alimentos debe contar con la certificación correspondiente y será examinado mensualmente por un médico.

ARTÍCULO 222.- (ESTÁNDARES DE BIENESTAR Y SALUD).

- I. El Titular y YPFB cuando opere por sí mismo, deben garantizar y mantener estándares de bienestar e higiene con relación al desarrollo del trabajo. Se adoptarán los siguientes estándares mínimos:
 - a) Los dormitorios serán acondicionados de tal forma que provean protección contra viento, lluvia, altas y bajas temperaturas y asimismo estarán protegidos contra insectos;
 - b) Los comedores contarán con un área cubierta con piso adecuado para la limpieza;
 - c) Se debe otorgar las condiciones alimenticias adecuadas que garanticen la salud de los trabajadores, precautelando la adecuada higiene en el almacenamiento, preparación y servicio de los alimentos; asimismo, se observarán las fechas de vencimiento en productos;
 - d) Provisión de agua potable a los campamentos y lugares de trabajo;
 - e) Provisión de servicios higiénicos adecuados en los campamentos donde desarrollan las operaciones, en el marco de la normativa vigente;
 - f) El manejo de los desechos en los campamentos se realizará diariamente, contemplando las disposiciones ambientales correspondientes;
 - g) Áreas de esparcimiento.
- II. En la edificación de un campamento permanente, el Titular y YPFB cuando opere por sí mismo, están obligados a proveer con prioridad las instalaciones habitacionales y ambientes adecuados de trabajo, dando cumplimiento a lo establecido en la normativa ambiental y de seguridad vigentes.
- III. Las instalaciones permanentes que componen los campamentos se deberán ubicar, organizar y dar el espacio necesario de tal manera que exista una permanente relación funcional entre ellas, considerando sus características e interrelación, debiendo estar provistas como mínimo de:

- a) Dormitorios, comedores, baños, oficinas, sala de reunión y cocinas adecuados;
- b) Equipos, muebles, utensilios y menaje de cocina;
- c) Una posta médica con equipo sanitario y quirúrgico en caso de no existir otra facilidad médica en un radio de cincuenta (50) kilómetros.
- d) Equipo de trabajo y comunicación.
- e) Almacenes apropiados para la conservación de materiales y alimentos.
- f) Extintores y detectores de humo adecuados y ubicados estratégicamente de acuerdo al riesgo.
- g) Depósitos techados para combustibles.
- h) Disposición de residuos sólidos y efluentes.

ARTÍCULO 223.- (PERSONAL MÉDICO). El Titular y YPFB cuando opere por sí mismo, contarán con personal médico disponible en el área de trabajo en forma permanente. Asimismo, deben contar con un MEDEVAC y proporcionarán las facilidades médicas y de primeros auxilios con el equipo e insumos adecuados que estarán disponibles en el área de trabajo.

ARTÍCULO 224.- (ROPA DE SEGURIDAD DEL PERSONAL). El Titular y YPFB cuando opere por sí mismo, proveerán al personal la ropa adecuada para el trabajo y los equipos de protección, como lo describe el manual de seguridad de la norma OSHA y estándares internacionales de seguridad aplicables a las actividades a desarrollarse.

ARTÍCULO 225.- (LAVADO DE OJOS). En el área donde se manipule productos químicos, incluyendo ácido para baterías, se instalará por lo menos una estación de emergencia para lavado de ojos.

ARTÍCULO 226.- (SEGURIDAD EN LOS VEHÍCULOS Y AERONAVES). El uso de cinturones de seguridad en los vehículos y aeronaves es obligatorio, así como el uso de chalecos salvavidas en las embarcaciones para transporte acuático.

ARTÍCULO 227.- (LICENCIAS DE CONDUCTORES DE VEHÍCULOS). Todos los conductores de vehículos deben contar con licencias de conducir vigentes y categoría apropiada según el vehículo que conduce.

ARTÍCULO 228.- (VEHÍCULOS). Todos los vehículos livianos y pesados, así como maquinaria de izaje deben contar con las respectivas certificaciones otorgadas por organismos de inspección competentes.

ARTÍCULO 229.- (SEÑALIZACIÓN EN VÍAS Y CAMINOS). En los caminos construidos o habilitados por el Titular y YPFB cuando opere por sí mismo, dentro de su área de trabajo, se colocará la señalética reflectiva correspondiente en puntos visibles para los conductores.

ARTÍCULO 230.- (SISTEMA DE COMUNICACIÓN). El Titular y YPFB cuando opere por sí mismo, deben implementar un sistema de comunicación acorde a las actividades a realizarse, el cual debe garantizar una adecuada comunicación del personal para el desarrollo de los trabajos.

ARTÍCULO 231.- (RESPONSABILIDAD DE LA EJECUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y/O EXPLOTACIÓN). El Titular y YPFB cuando opere por sí mismo, serán los responsables de que las empresas que prestan servicios para la ejecución de las actividades de Exploración y/o Explotación de hidrocarburos establecidas en el presente Reglamento, cumplan con la normativa vigente.

ARTÍCULO 232.- (TRATAMIENTO Y DISPOSICIÓN FINAL DE DESECHOS Y DESPERDICIOS). El Titular y YPFB cuando opere por sí mismo, serán los responsables de tratar los desechos y desperdicios provenientes de sus operaciones cumpliendo con la normativa ambiental aplicable.

ARTÍCULO 233.- (RESTAURACIÓN DE LAS ÁREAS AFECTADAS). El Titular y YPFB cuando opere por sí mismo, serán los responsables de restaurar el área afectada por las actividades de Exploración y/o Explotación de hidrocarburos conforme a la normativa ambiental aplicable.

TÍTULO III INFORMACIÓN DE ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y/O EXPLOTACIÓN

ARTÍCULO 234.- (IDIOMA Y CUSTODIA DE LA INFORMACIÓN).

- I. El Titular está obligado a proporcionar a YPFB, en idioma español, toda la información que obtenga en sus operaciones cumpliendo con lo establecido en el reglamento de recepción de información del CNIH.
- II. La Vicepresidencia de Administración, Contratos y Fiscalización de YPFB a través del CNIH será la responsable de custodiar la información, la cual debe cumplir con lo establecido en el reglamento de recepción de información del CNIH.
- III. YPFB se encargará de actualizar periódicamente el reglamento de recepción de información del CNIH con la finalidad de ajustarse a las nuevas técnicas y formatos de la industria petrolera, siendo responsable de su distribución y socialización a los Titulares, al Ministerio de Hidrocarburos y Energías y a la ANH.
- IV. Cuando YPFB opere por sí mismo, debe entregar al CNIH la información generada en sus operaciones o actividades, de conformidad con lo establecido en el reglamento de recepción de información del CNIH.

ARTÍCULO 235.- (CONFIDENCIALIDAD). La información generada en las actividades de Exploración y/o Explotación de hidrocarburos tiene carácter confidencial conforme lo establecido en la normativa vigente y los Contratos de Servicios Petroleros correspondientes.

ARTÍCULO 236.- (INFORMACIÓN ADICIONAL). YPFB podrá solicitar al Titular cualquier otra información adicional en el marco de las condiciones establecidas en los Contratos de Servicios Petroleros correspondientes.

CAPÍTULO I

INFORMES DE ADQUISICIÓN DE INFORMACIÓN GEOLÓGICA

ARTÍCULO 237.- (INFORMACIÓN DE LOS PROYECTOS DE ADQUISICIÓN GEOLÓGICA).

- I. La información técnica, relacionada con las operaciones de adquisición de información geológica que el Titular debe entregar a YPFB, de manera enunciativa y no limitativa, será la siguiente:
 - a) Estudio de prefactibilidad;
 - b) Plan de desmovilización;
 - c) Reportes diarios de operaciones;
 - d) Informes mensuales de operaciones;
 - e) Informe final de operaciones de adquisición de información geológica.
- II. Cuando YPFB opere por sí mismo, debe entregar al CNIH toda la información técnica relacionada con las operaciones de adquisición de información geológica, de manera enunciativa y no limitativa, que será la siguiente:
 - a) Plan de trabajo de adquisición de información geológica;
 - b) Plan de desmovilización;
 - c) Reportes diarios de operaciones;
 - d) Informes mensuales de operaciones;
 - e) Informe final de operaciones de adquisición de información geológica.
- III. Los reportes diarios, informes mensuales e informes finales del reconocimiento superficial ejecutado por los Titulares y YPFB cuando opere por sí mismo, serán entregados conforme el reglamento de recepción de información del CNIH.
- IV. La información que el Titular entrega a YPFB para certificar el cumplimiento de las actividades exploratorias que califican como Unidades de Trabajo para la Exploración, en el marco del Reglamento de Unidades de Trabajo para Exploración de Hidrocarburos, serán las establecidas por YPFB en el reglamento de recepción de información del CNIH.

CAPÍTULO II

INFORMES DE PERFORACIÓN, TERMINACIÓN E INTERVENCIÓN DE POZO

ARTÍCULO 238.- (INFORMACIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE PERFORACIÓN, TERMINACIÓN E INTERVENCIÓN DE POZO).

- I. La información técnica relacionada con las actividades de perforación, terminación e intervención de pozo que el Titular debe entregar a YPFB, de manera enunciativa y no limitativa, será la siguiente:

- a) Estudio geológico hidrocarburífero y económico;
 - b) Propuesta geológica de perforación;
 - c) Documento base de diseño;
 - d) Programa de perforación;
 - e) Programa de terminación;
 - f) Programa de intervención;
 - g) Un conjunto completo de registro de pozo;
 - h) Informe geológico final, informe final de perforación, informe final de la terminación, informe final de intervención (con o sin equipo);
 - i) Reportes diarios de operaciones;
 - j) Reportes geológicos diarios;
 - k) Cambios y/o modificaciones a los programas, planes o propuestas de perforación, terminación e intervención.
- II. YPFB cuando ejecute actividades de perforación, terminación e intervención de pozos por sí mismo, debe remitir al CNIH toda la información del Parágrafo I del presente Artículo, conforme lo establecido en el reglamento de recepción de información del CNIH.

CAPÍTULO III INFORMES DE PRODUCCIÓN

ARTÍCULO 239.- (INFORMACIÓN DE ACTIVIDADES DE PRODUCCIÓN).

- I. La información técnica relacionada con las actividades de Producción que el Titular debe entregar a YPFB, de manera enunciativa y no limitativa, será la siguiente:
- a) Informe para la producción conjunta;
 - b) Registro de las pruebas de producción de campos de gas y petróleo;
 - c) Propuesta de recuperación mejorada;
 - d) Programa de recuperación mejorada;
 - e) Programa de inyección de agua;
 - f) Programa de almacenaje de fluidos;
 - g) Programa anual de mantenimiento preventivo, correctivo y predictivo;

- h) Reporte diario de producción;
 - i) Informe mensual de producción;
 - j) Informe de pruebas de presión de fondo de pozos, incluyendo el potencial máximo de producción y las pruebas de restitución de presión, cuando estas se efectúen;
 - k) Documento final de diseño de las instalaciones de producción;
 - l) Reporte diario de reacondicionamiento, rehabilitación o estimulación de pozo.
- II. YPFB cuando opere por sí mismo, debe remitir al CNIH toda la información del Parágrafo I del presente Artículo, conforme lo establecido en el reglamento de recepción de información del CNIH.

CAPÍTULO IV INFORMACIÓN DE ABANDONO DE POZOS E INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN

ARTÍCULO 240.- (INFORMACIÓN DE ACTIVIDADES DE ABANDONO DE POZOS E INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN).

- I. La información técnica relacionada con las actividades de abandono de pozos e instalaciones de producción que el Titular debe entregar a YPFB, de manera enunciativa y no limitativa, es la siguiente:
- a) Propuesta y programa de abandono permanente o temporal de pozos;
 - b) Reporte diario de operaciones de abandono;
 - c) Programa de abandono de instalaciones de producción;
 - d) Informe final de operaciones de abandono permanente o temporal de pozos.
- II. YPFB cuando opere por sí mismo y ejecute actividades de abandono de pozos e instalaciones de producción, debe remitir al CNIH toda la información del Parágrafo I del presente Artículo, conforme lo establecido en el reglamento de recepción de información del CNIH.

CAPÍTULO V RESERVAS DE HIDROCARBUROS

ARTÍCULO 241.- (CUANTIFICACIÓN Y CERTIFICACIÓN DE RESERVAS).

- I. YPFB, efectuará la contratación del servicio de cuantificación y certificación de las reservas de hidrocarburos, en términos volumétricos y energéticos, con fecha efectiva al 31 de diciembre de la gestión a certificar, por reservorio, campo y Operador, así como el total para Bolivia.
- II. YPFB debe contratar los servicios de una empresa consultora de prestigio internacional, especializada en la certificación de reservas de la industria petrolera. Los costos del servicio de consultoría deberán ser cubiertos con recursos específicos de YPFB.

- III.** La empresa consultora que realice la cuantificación y certificación debe emitir los informes técnicos de reservas de hidrocarburos, los cuales deben incluir mínimamente, lo siguiente:
- a) Reservas probadas de hidrocarburos desarrolladas y no desarrolladas;
 - b) Reservas probables de hidrocarburos;
 - c) Reservas posibles de hidrocarburos.
- IV.** Los resultados de la certificación anual de reservas deben ser publicados oficialmente por YPFB, hasta el 31 de marzo de cada año, en su página web y en medios de prensa de circulación y difusión nacional.
- V.** Para la realización de la certificación anual de reservas, el Operador y/o Titular entregará a YPFB, toda la información necesaria requerida para la certificación de reservas en los campos con actividades de Exploración y/o Explotación de hidrocarburos.