

DECRETO SUPREMO N° 28397

**EDUARDO RODRIGUEZ VELTZE
PRESIDENTE CONSTITUCIONAL DE LA REPUBLICA**

CONSIDERANDO:

Que los Capítulos I y II del Título III, de la Ley N° 3058 de 17 de mayo de 2005 – Ley de Hidrocarburos, se refiere a las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.

Que es necesario que las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en el territorio nacional sean realizadas conforme a las normas técnicas y de seguridad internacionalmente aceptadas en la industria petrolera.

Que la citada Ley dispone su reglamentación por parte del Poder Ejecutivo.

Que en consecuencia es necesario aprobar el Reglamento de Normas Técnicas y de Seguridad para las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos.

Que tomando en cuenta lo anteriormente citado, es necesario dictar la presente norma, la misma que en el marco del Capítulo IX del Decreto Supremo N° 27230 de 31 de octubre de 2003, fue aprobada por el Consejo Nacional de Política Económica – CONAPE en fecha 5 de octubre de 2005.

EN CONSEJO DE GABINETE,

DECRETA:

ARTICULO UNICO.- Se aprueba el Reglamento de Normas Técnicas y de Seguridad para las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, que consta de 8 Títulos, 228 Artículos y un Anexo “A” de definiciones, cuyo texto forma parte del presente Decreto Supremo.

El señor Ministro de Estado en el Despacho Hidrocarburos queda encargado de la ejecución y cumplimiento del presente Decreto Supremo.

Es dado en el Palacio de Gobierno de la ciudad de La Paz, a los seis días del mes de octubre del año dos mil cinco.

FDO. EDUARDO RODRIGUEZ VELTZE, Armando Loayza Mariaca, Iván Avilés Mantilla, Gustavo Avila Bustamante, Gonzalo Méndez Gutiérrez, Waldo Gutiérrez Iriarte, Martha Bozo Espinoza, Carlos Melchor Díaz Villavicencio, Mario Moreno Viruéz, Mario Candia Moya Ministro Interino de Hidrocarburos, Maria Cristina Mejía Barragán, Alvaro Muñoz Reyes Navarro, Carlos Antonio Laguna Navarro, Guillermo Ribera Cuellar, Dionisio Garzón Martínez, Naya Ponce Fortún, Pedro Ticona Cruz.

**REGLAMENTO DE NORMAS TECNICAS Y DE SEGURIDAD PARA LAS
ACTIVIDADES DE EXPLORACION Y EXPLOTACION DE
HIDROCARBUROS
(RNTS)**

**TITULO I
DEL CONTENIDO Y ALCANCE**

ARTÍCULO 1.- El presente Reglamento tiene por objeto normar las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos a nivel nacional, con el fin de obtener la máxima producción eficiente de los hidrocarburos, que permita la recuperación de las reservas sin desmedro técnico-económico de su magnitud.

ARTÍCULO 2.- El presente Reglamento es de aplicación a partir de su publicación, para las personas naturales o jurídicas, públicas o privadas que efectúen actividades de exploración y/o explotación de hidrocarburos. Los Titulares, a su vez, son responsables del cumplimiento del presente Reglamento por sus subcontratistas, quienes deberán hacer constar su conocimiento en esta materia en los contratos que suscriban entre ellos.

ARTÍCULO 3.- Las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos incluyen las de prospección, perforación exploratoria y de desarrollo y las de producción de hidrocarburos.

**TITULO II
DE LOS ORGANISMOS COMPETENTES**

ARTICULO 4.- Con la excepción de las responsabilidades específicamente asignadas a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) en este reglamento, corresponde al Ministerio de Hidrocarburos (MHD) velar por el cumplimiento de este Reglamento.

ARTICULO 5.- Corresponde al MHD dictar normas modificatorias o complementarias para mantener actualizado el presente Reglamento.

ARTICULO 6.- Por incumplimiento al RNTS, YPFB y el MHD son las autoridades competentes para aplicar sanciones a ser establecidas en el Reglamento de Sanciones.

**TITULO III
DEFINICIONES**

ARTICULO 7.- Para la aplicación del presente Reglamento, se establece, además de las contenidas en el Artículo 138 de la Ley N° 3058, las definiciones que están contempladas en el Anexo "A".

TITULO IV

DEL REGLAMENTO EN GENERAL

ARTICULO 8.- En cumplimiento al Artículo 9 de la Ley de Hidrocarburos, los planes, programas y actividades del Sector Hidrocarburos deberán enmarcarse en los principios de Desarrollo Sostenible, debiéndose dar cumplimiento al Artículo 171 de la Constitución Política del Estado – CPE, la Ley N° 1333 – Ley de Medio Ambiente, sus Reglamentos conexos y la Ley N° 1257.

ARTÍCULO 9.- El Titular está obligado a dar aviso previo a YPFB, de la iniciación, reiniciación o cese de sus operaciones, así como de cualquier alteración o cambio sustancial en su plan de trabajo.

ARTÍCULO 10.- El Titular está obligado a proporcionar todas las facilidades requeridas que estén a su alcance en el área de Contrato, a fin de que los representantes de MHD y de YPFB puedan cumplir con sus labores de Supervisión y Fiscalización.

ARTÍCULO 11.- En las Actividades de Exploración contenidas en el Título V no se incluye la perforación de Pozos Exploratorios correspondientes a esta Actividad, los que están referidos en el Título VI del presente Reglamento.

ARTÍCULO 12.- El Titular deberá tener disponibles las normas y especificaciones que use durante sus operaciones y las que haya utilizado en la construcción de sus instalaciones.

ARTÍCULO 13.- A solicitud de cualquier parte interesada, YPFB a través del Centro Nacional de Información Hidrocarburífera (CNIH) proporcionará toda la información solicitada que tenga disponible y que no sea confidencial. Los costos para obtener esta Información serán pagados por la parte interesada, en base a las tarifas aprobadas por la Presidencia Ejecutiva y publicadas por el CNIH.

TITULO V DE LA EXPLORACION

Capítulo I De las Actividades Exploratorias

ARTICULO 14.- Los Titulares podrán llevar a cabo las siguientes actividades exploratorias; pero no limitadas a:

- a) Estudios Geofísicos (Magnetometría, Gravimetría, Sísmica)
- b) Estudios de Fotogeología y Fotogrametría
- c) Estudios Geoquímicos
- d) Estudios Geológicos de superficie y subsuelo
- e) Perforación de Pozos y de ser necesario terminación de los mismos.
- f) Pruebas de Formación y/o Producción.

ARTICULO 15.- Durante el período de Exploración, el Titular deberá presentar a YPFB, para su información, sus programas de trabajo anuales para las

porciones del área del Contrato que no hayan sido declaradas como áreas de Explotación o seleccionadas como áreas de Retención.

El primer programa deberá presentarlo dentro de los 30 días posteriores a la fecha efectiva del contrato, y los posteriores programas dentro de los 90 días anteriores a la terminación de cada año calendario.

ARTICULO 16.- Para los Contratos de Riesgo Compartido convertidos a los Contratos Petroleros, el primer programa será presentado dentro de los 30 días de la fecha de la firma de los correspondientes Contratos.

ARTÍCULO 17.- El Titular llevará informes de acuerdo al Título VIII de este Reglamento. En el caso de los estudios sísmicos, incluirá información sobre la fuente de energía explosiva, tamaño de carga, número de disparos e información precisa indicando los puntos de disparo.

Los informes periódicos deberán encontrarse disponibles para su examen por el MHD y YPFB.

Capítulo II Del Manejo de Explosivos

ARTÍCULO 18.- Los explosivos deberán manejarse según normas de la NFPA y otras conexas. YPFB hará las inspecciones necesarias para el cumplimiento de las normas citadas en el presente Capítulo.

ARTICULO 19.- Los depósitos construidos en superficie deberán tener las siguientes características:

- a) Estarán contruidos a prueba de balas y las paredes, techos y pisos forrados con madera.
- b) Las puertas estarán provistas de candados y llaves de seguridad.
- c) La estructura deberá estar conectada a tierra.
- d) El interior deberá estar adecuadamente ventilado, seco y limpio.
- e) Estarán protegidos con pararrayos.

ARTICULO 20.- Está prohibido guardar explosivos fuera de los polvorines o depósitos, así como el almacenamiento de fulminantes en depósitos donde existan explosivos.

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

ARTÍCULO 21.- La apertura y remoción de los explosivos y fulminantes de su empaque original, se realizará fuera de los depósitos.

ARTICULO 22.- Las cajas conteniendo explosivos no deberán colocarse en contacto con las paredes. Deberán apilarse hasta alcanzar una altura máxima de 7 cajas

con una distancia de 1 metro mínima entre pila y pila, de acuerdo a especificaciones del fabricante.

ARTÍCULO 23.- Los depósitos de explosivos serán revisados semanalmente. Deberán contar con avisos o letreros de seguridad que los identifiquen claramente y estar provistos de extintores contra incendio, de acuerdo a norma NFPA 10.

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

Está prohibida la presencia de productos inflamables a distancias menores de 200 metros de los depósitos de explosivos.
Los depósitos de explosivos estarán resguardados las 24 horas del día por personal de seguridad.

ARTICULO 24.- Se construirá un cerco perimetral con enmallado metálico alrededor de los depósitos de explosivos. La distancia mínima deberá ser de 20 metros de los depósitos. Los estudios de seguridad locales podrán determinar requerimientos mayores.

ARTÍCULO 25.- Los depósitos estarán a cargo de personal experimentando en el almacenaje, transporte y manejo de explosivos.

ARTICULO 26.- Los explosivos se entregarán contra la presentación del formulario debidamente llenado y firmado por el personal autorizado y se registrará la firma de todas las personas al ingresar y salir de los depósitos de explosivos. Se llevará un inventario de explosivos. Se permitirá el ingreso solamente a personas autorizadas.

ARTÍCULO 27.- El Titular será el encargado de tramitar los permisos para el transporte de los explosivos ante la División del Ejército Regional correspondiente.

ARTICULO 28.- Está prohibido transportar o manipular explosivos bajo la influencia de drogas o alcohol.

ARTÍCULO 29.- Los vehículos deberán estar en condiciones óptimas y serán inspeccionados diariamente por los conductores.

Las partes del vehículo en contacto con los explosivos estarán cubiertas con materiales adecuados a fin de no producir chispas.

Está prohibido fumar dentro de los vehículos que transportan explosivos.

Cada vehículo usado para transportar explosivos deberá estar equipado al menos con 2 extintores de 2.5 Kg. totalmente cargados y en buenas condiciones.

Los vehículos que transporten explosivos evitarán transitar por áreas de congestión poblacional y no se transportarán explosivos durante la noche.

ARTÍCULO 30.- Los explosivos y fulminantes deberán transportarse en diferentes vehículos.

ARTÍCULO 31.- Los vehículos que transportan explosivos no deberán estacionarse en áreas ocupadas por campamentos y zonas urbanas.

ARTÍCULO 32.- No se hará uso de la radio en el vehículo que se transporten explosivos.

ARTÍCULO 33.- Personal de seguridad acompañará los envíos de explosivos desde la fuente de abastecimiento hasta su destino final.

Una guía de remisión especificando las cantidades de explosivos, será firmada en ambos extremos del traslado por el personal de seguridad.

ARTÍCULO 34.- Reglas similares a las anunciadas en el transporte, se usarán (dentro de lo aplicable) para casos de transporte acuático y aéreo.

ARTÍCULO 35.- El personal responsable de la carga y detonación de los explosivos (Disparador) deberá estar debidamente entrenado y calificado en el manejo, almacenamiento, preparación y uso de explosivos.

ARTÍCULO 36.- El personal asistente del Disparador, el asesor de seguridad y otros en contacto con los explosivos, deben recibir el entrenamiento apropiado, previo al inicio de las operaciones.

ARTÍCULO 37.- Las operaciones con explosivos serán conducidas por personal experimentado, entrenado y competente, los que entenderán los peligros que involucra su manejo.

El personal que maneja explosivos deberá:

- a) Haber demostrado tener los conocimientos necesarios.
- b) Ser capaz de tomar decisiones correctas y seguras en toda situación.
- c) Estar en condiciones óptimas de salud y no ser adicto a ningún tóxico, narcótico, tabaco o cualquier tipo de drogas.
- d) Tener conocimiento de las normas locales y reglamentos aplicables a su trabajo.

Capítulo III De la Seguridad De la Organización

ARTICULO 38.- El Titular será responsable de la ejecución del trabajo en concordancia con las normas de seguridad avaladas por organizaciones como la OSHA, ISO, API u otras similares reconocidas en la industria petrolera y siguiendo las buenas prácticas de trabajo.

ARTICULO 39.- El Titular contará con Asesor(es) de seguridad en las operaciones de campo. Las responsabilidades del Asesor deberán incluir y no limitarse a: mantenimiento, monitoreo, implementación de guías de seguridad y procedimientos en el grupo sísmico.

ARTICULO 40.- El Titular debe organizar reuniones de seguridad previas al inicio del trabajo, prestando especial atención, pero sin limitarse, a los siguientes puntos:

- 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 (carreteras, puentes, etc.)
- e) Planes de contingencia.
- f) Distancias seguras para el uso de fuentes de energía.
- g) Seguridad en el transporte.
- h) Salud, alcohol y narcóticos.
- i) Salud ocupacional.
- j) Almacenamiento y transporte de explosivos, combustibles y químicos.
- k) Consideraciones ambientales.
- l) Consideraciones climatológicas.
- m) Operaciones acuáticas (si es aplicable).

ARTÍCULO 41.- El Titular deberá implementar un sistema de informes para accidentes e incidentes. Mantendrá un informe mensual respecto al rendimiento en seguridad, donde se incluirá las estadísticas de accidentes e incidentes. Será responsable de mantener y promover la seguridad, ejecutará prácticas de emergencia y organizará reuniones de seguridad.

ARTÍCULO 42.- El Titular implementará un sistema para reconocer, corregir y reportar actos inseguros.

ARTICULO 43.- El Titular está obligado a dar a todo su personal respectivo y a su vez exigir a sus subcontratistas, el entrenamiento adecuado en:

- a) Seguridad.
- b) Manejo de vehículos y equipos especiales.
- c) Primeros Auxilios.
- d) Prácticas contra incendio.
- e) Técnicas de supervivencia.

El Titular debe asegurarse de que ningún empleado o visitante se traslade al área de operaciones si previamente no ha recibido una charla básica de seguridad e informes sobre la naturaleza del trabajo.

ARTÍCULO 44.- El Titular deberá identificar posibles situaciones de emergencia, para las cuales propondrá un Plan de Contingencias. El Plan de

Contingencias deberá ser actualizado anualmente cuando corresponda, en función de los trabajos a realizar, y enviar un acopia al MHD y YPFB.

El Plan de Contingencias entre otras cosas deberá contener:

- a) Un plan de organización con una descripción precisa de las responsabilidades, la responsabilidad de las personas en la eventualidad de accidentes y situaciones de emergencia.
- b) Un plan del equipo para controlar accidentes o situaciones de emergencia con una descripción precisa de la naturaleza y tipo del equipo, además de la capacidad, lugar, método de transporte, uso correcto y situación donde usarlo.
- c) Un plan de acción con una descripción precisa de alarma y sistema de comunicación, incluyendo sistemas para poner en conocimiento de las autoridades, responsabilidad de las personas, cuándo y cómo el equipo de emergencia será usado y cómo deberán realizarse las operaciones, las medidas para delimitar los daños resultantes de los accidentes o incidentes y reglas para la conclusión de las operaciones.

ARTÍCULO 45.- El Titular implementará normas y procedimientos para operaciones en agua y otras operaciones relacionadas (como cruces de ríos). Estos procedimientos incluyen, pero no se limitan a proveer embarcaciones a motor, salvavidas y equipos de emergencia, medios de comunicación, luces de navegación y sistema de apagado de emergencia para motores fuera de borda.

Deberá emitirse cartillas de instrucción para los usuarios con los procedimientos de seguridad.

ARTICULO 46.- Los cruces de ríos serán permitidos solamente en los puntos aprobados.

ARTÍCULO 47.- El Titular aplicará sus normas y procedimientos para las operaciones con aeronaves. Incluirá tipos, logística, programa de vuelos, reportes de carga y monitoreo de operaciones. Publicará en todas las áreas de los campamentos, los procedimientos para casos de incendio.

ARTÍCULO 48.- El Titular deberá prohibir dentro de los campamentos y lugares de trabajo el consumo de alcohol, narcóticos y cualquier otra sustancia tóxica. El Titular garantizará que la mencionada política sea ampliamente difundida y comprendida por el personal, antes de la iniciación de los trabajos.

ARTÍCULO 49.- El Titular cuidará tanto como sea razonablemente práctico, que todos los trabajadores contratados se encuentren en buen estado de salud. El personal encargado del manejo y preparación de alimentos será examinado mensualmente por un médico y cuya certificación será necesaria para seguir trabajando.

ARTÍCULO 50.- El Titular debe mantener estándares de bienestar e higiene en conexión al desarrollo del trabajo.

Como mínimo los siguientes estándares se adoptarán donde sea aplicable:

- 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 serán un área cubierta con piso adecuado para la limpieza y con capacidad para por lo menos la mitad del personal operativo.
- c) Se deberá otorgar las condiciones alimenticias adecuadas que garanticen la salud de los trabajadores. Se dará atención adecuada a la higiene en el almacenamiento, preparación y servicio de los alimentos. Se observará las fechas de vencimiento en productos enlatados.
- d) El Titular proveerá adecuadamente de agua potable a los campamentos y lugares de trabajo.
- e) El Titular proveerá los servicios higiénicos adecuados en los campamentos base, de acuerdo a lo establecido en la Ley General del Trabajo.
- f) El manejo de los desechos en los campamentos base será diario, contemplando las disposiciones Ambientales correspondientes.

ARTÍCULO 51.- El Titular contará con el personal médico y paramédicos, que estará disponible en el área de trabajo, en forma permanente en campamentos centrales (médico) y en campamentos eventuales (sanitarios).

Asimismo, proporcionará las facilidades médicas y de primeros auxilios (farmacias y botiquines) que estarán disponibles en el área de trabajo.

ARTÍCULO 52.- El Titular proveerá al personal la ropa adecuada para el trabajo y los equipos de protección, como lo describe el manual de seguridad de la IAGC o OSHA, en tanto sea aplicable en relación a la actividad.

ARTÍCULO 53.- En el manipuleo de productos químicos, incluyendo ácido para baterías, se instalará por lo menos una estación de emergencia para lavado de ojos.

ARTÍCULO 54.- El uso de cinturones de seguridad en los vehículos y aeronaves es obligatorio, así como de chalecos salvavidas en las embarcaciones para transporte acuático.

ARTÍCULO 55.- Todos los conductores de vehículos tendrán sus licencias de conducir válidas y apropiadas para la categoría de vehículo.

ARTÍCULO 56.- En los caminos construidos o habilitados por el Titular dentro de su área de trabajo, se colocaran avisos con indicación de límites de velocidad en puntos visibles para los conductores.

ARTÍCULO 57.- Cada unidad de avanzada operativa de registro, topografía, perforación o de apertura de senda tendrá adecuada comunicación con el campamento base o con cualquier otro centro de control operativo.

TITULO VI DE LA PERFORACION

ARTÍCULO 58.- Las técnicas, normas y especificaciones que se utilizan en la perforación de Pozos, tanto en la Exploración como en el Desarrollo de un área, son similares, diferenciándose solamente en la mayor exigencia en lo concerniente a la seguridad de la operación exploratoria, debido al desconocimiento del subsuelo. Una vez conocida el área, dichas normas se adaptarán, con la debida justificación, a las condiciones reales que se vayan encontrando.

Capítulo I De la Instalación y del Equipo de Perforación

ARTÍCULO 59.- El Titular obtendrá toda la información relacionada con la Ubicación del futuro Pozo, condiciones y habitantes de la zona, clima y topografía cercana y resistencia de suelos que le permita la correcta instalación del equipo de perforación así como también la planificación de sus operaciones.

ARTICULO 60.- Para la Ubicación de Pozos petrolíferos se aplicarán las siguientes distancias mínimas:

- a 50 metros de las tuberías de flujo de Hidrocarburos.
- a 50 metros de caminos.
- a 100 metros de cualquier construcción o instalación.

ARTÍCULO 61.- El Titular deberá investigar sobre la posible existencia de H₂S y CO₂ y otros compuestos tóxicos en la zona, para desarrollar el Plan de Contingencias correspondiente, que se indica en el Artículo 81 del presente Reglamento.

ARTÍCULO 62.- A solicitud del Titular, YPFB proporcionará toda la información que no esté en el período de confidencialidad estipulado en los contratos y que tenga disponible sobre los Pozos previamente perforados en el área de Contrato. Los gastos en que se incurra estarán a cargo del Titular.

ARTÍCULO 63.- La selección de la Ubicación así como la construcción de su acceso y de la planchada donde se instalará el equipo de perforación, seguirán las normas indicadas en las normas ambientales vigentes.

ARTÍCULO 64.- El Titular utilizará el equipo de perforación o terminación adecuado para las condiciones operativas planeadas, el cual contará con capacidad en exceso para poder perforar y completar el Pozo hasta la profundidad de su objetivo.

ARTÍCULO 65.- El Titular se asegurará de que la empresa que ejecute la perforación siga estrictamente las normas ambientales vigentes.

ARTICULO 66.- En la perforación de un pozo vertical, dirigido u horizontal, el área de drenaje del Pozo no deberá exceder el límite del lindero del área de Contrato, caso contrario se someterá al Reglamento de Explotación de Reservorios Compartidos.

ARTÍCULO 67.- El sistema de iluminación, incluyendo cables eléctricos e interruptores, deberá ser del tipo a prueba de explosión, siguiendo las normas API RP-500 y NFPA-70 o las que sustituyan a estas.

ARTÍCULO 68.- Los escapes de los motores para perforación deben tener dispositivos de enfriamiento por agua, arresta llamas y control de paros de emergencia.

ARTÍCULO 69.- El equipo de perforación debe contar con unidades de primeros auxilios y de evacuación en el lugar de la perforación. De no ser esto posible, el equipo debe contar con personal especializado que permita la atención del personal hasta el arribo de la unidad de evacuación.

ARTICULO 70.- Está prohibido fumar dentro del área de un radio de 50 metros del Pozo. Avisos en este sentido deben estar claramente visibles. Excepcionalmente se permitirá fumar, si existen ambientes apropiados dentro de este radio, los que deben estar identificados con claridad.

ARTICULO 71.- No se permitirá el uso de fuego abierto dentro de un radio de 50 metros del Pozo. Los trabajos en caliente específicos o confinados, deberán ser autorizados por personal responsable del pozo.

ARTICULO 72.- Se deben emplear las prácticas recomendadas por el API, incluyendo las siguientes especificaciones que sean aplicables, o las que las superen:

- SPEC4E Especificaciones de estructuras para Servicio de perforación.
- SPEC4F Pozos.
- RP4G Prácticas recomendadas para usos y mantenimiento de estructuras de perforación y Servicio de Pozos.
- SPEC8A Especificaciones y Procedimientos Recomendados para inspección
- SPEC8B Mantenimiento de equipos de izaje de perforación y
- SPEC8C Producción.
- RP500 Prácticas recomendadas para clasificar lugares para instalaciones eléctricas en facilidades petroleras.

ARTÍCULO 73.- El conjunto de BOP debe tener la capacidad adecuada en función del riesgo, la exposición y grado de protección necesarios para controlar la presión del Pozo y proteger el ambiente. Sus bridas no pueden ser de menor rango que las especificadas por el API SPEC 6A o la especificación que la reemplace o supere y deben corresponder a las del Cabezal del Pozo.

ARTICULO 74.- El conjunto de BOP mínimo para un Pozo, salvo en áreas de comprobado Agotamiento, debe estar compuesto por:

- 1 BOP De Compuertas ciegas
- 1 BOP De Compuertas para Cañerías y tuberías de perforación y producción
- 1 BOP Esférico o anular en la parte superior

ARTICULO 75.- La presión de trabajo de las válvulas, líneas y múltiple de desfogue debe ser por lo menos igual a la de los conjuntos de control.

ARTICULO 76.- El sistema de control hidráulico de los BOP debe tener un acumulador que tenga como mínimo las siguientes características:

- a) Capacidad para cerrar un BOP de Compuertas y el anular simultáneamente.
- b) Poder cerrar totalmente un BOP Anular de hasta 13 5/8" (350 mm.) de diámetro, dentro de 60 segundos y mayor de 13 5/8" (350 mm.) dentro de 90 segundos.
- c) Restituir la caída de presión de trabajo dentro de 5 minutos.
- d) Tener presión de nitrógeno mínima de 1100 psi. (80 kg/cm²) si sólo acciona BOP de Compuertas y de 2000 psi. (140 kg/cm²) si acciona un BOP Anular.
- e) Tener manómetros en cada contenedor de nitrógeno.
- f) Ser operado por dos medios automáticos y uno manual.

ARTÍCULO 77.- El control y panel maestro para operar los BOP deben estar ubicados a una distancia segura, lejos del Pozo, donde las condiciones lo garanticen. El perforador debe tener un panel de control satélite a su alcance en la plataforma del equipo.

ARTICULO 78.- En adición a la unidad e instrumentos usados para control y registro de las condiciones de perforación, el equipo de control mínimo durante la perforación exploratoria debe tener:

- a) Indicadores de nivel de tanques y retorno de Lodo que sirvan para determinar el volumen del fluido de perforación. El indicador de nivel de tanques debe tener alarma 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 explosividad en porcentaje y límite inferior de explosividad.
- g) Alarma y detector de H₂S, si es aplicable.

ARTICULO 79.- Todos los Guinches deben tener defensas y estar marcados con su capacidad permitida.

ARTÍCULO 80.- El Sistema de Reacondicionamiento de Lodos debe estar conformado por lo menos por: Zaranda, Desgasificador y un adecuado sistema de control de sólidos, el sistema de locación seca debe contar con todo el equipo necesario para una adecuada remoción, secado y disposición de los recortes de formación a fin de evitar posibles daños al medio ambiente.

ARTICULO 81.- Las medidas que deben existir como precaución a la existencia de H₂S y CO₂ y otros compuestos tóxicos deberán consistir en un Plan de Contingencias que incluirá, como mínimo:

- a) Conocimiento del personal de los equipos, primeros auxilios, alarmas, ventilación y peligros de H2S y CO2.
- b) Procedimientos para el manejo de equipos de seguridad, simulación y entrenamiento del personal.
- c) Identificación de posiciones y responsabilidades del personal a realizar cuando las concentraciones de H2S en la atmósfera lleguen a 10, 20 y 50 partes por millón.
- d) Vías de escape y lugares seguros de concentración.
- e) Entidades a ser notificadas y servicios médicos disponibles.

Capítulo II

De la Perforación del Pozo

ARTÍCULO 82.- La perforación de un Pozo debe seguir el programa trazado, empleándose para ello las mejores técnicas usadas para esta operación en la industria de hidrocarburos. La Supervisión de las operaciones de perforación debe ser hecha en forma constante y permanente por personal profesional y técnico, experimentado en todos los niveles necesarios, siguiendo un programa de turnos establecido.

ARTÍCULO 83.- Todo el personal debe contar con facilidades para descanso, alimentación, esparcimiento, atención médica y aseo en el campamento.

ARTICULO 84.- Durante la perforación de un Pozo Exploratorio o de Desarrollo deben existir los siguientes partes diarios obligatorios, en detalle y en español, independientemente de los que presenten los operadores de servicios subcontratados o de operaciones especiales,

- a) Parte del perforador, que incluirá toda la información de lo ocurrido en el día: el arreglo de la sarta, material químico usado, condiciones de operación, personal en trabajo, distribución detallada del tiempo de cada operación rutinaria, especial y accidental, prueba de los BOP, así como los accidentes de trabajo, si los hubiera.
- b) Registro de las condiciones y parámetros de perforación durante cada 24 horas en forma constante y automática. Como mínimo deben registrarse durante cada unidad de medida perforada el peso de la Sarta y sobre el trepano, velocidad, caudal y presión de bomba, velocidad y troqué de la mesa rotatoria, desviación, etc.
- c) Parte litológico, preparado diariamente en base del análisis geológico de las muestras de zaranda o canaleta, en forma continua durante la perforación.
- d) Parte de las condiciones del fluido de perforación con las condiciones de entrada y salida del Lodo, consumo de materiales y químicos, por lo menos 3 veces por día.
- e) Parte del mecánico de turno registrando el cumplimiento de los trabajos realizados, inspecciones, funcionamientos deficientes de las máquinas, horas de marcha y fluidos consumidos.

ARTICULO 85.- Se podrán emplear las siguientes escalas en la presentación de la información que se indica:

- a. Para los perfiles de Pozos:
 - i. 1:200
 - ii. 1:1000
- b. Para la columna litológica:
 - i. 1:1000

ARTÍCULO 86.- En el uso de cables de perforación deberán cumplirse adicionalmente las normas mínimas de seguridad API, referidas en el artículo 105, o aquellas que las superen.

ARTICULO 87.- Los preventores (BOP) deben probarse a su presión de trabajo cuando sean instalados y por lo menos una vez por semana.

Pruebas adicionales de funcionamiento deben hacerse después de las Cementaciones, cuando se vaya a efectuar una Prueba de Formación y por lo menos una vez diariamente, debiendo quedar registrados los resultados en el Informe "a" del Artículo 84 de este Reglamento. La presión de trabajo se deberá mantener por lo menos durante 5 minutos en los BOP de Compuerta y 10 minutos en los Anulares.

ARTÍCULO 88.- Debe existir un programa de entrenamiento para el personal, que incluya simulacros continuos de acuerdo a las operaciones, en el control de reventones. Todos los simulacros, incluyendo el indicado en el Artículo 81 de este Reglamento, si es aplicable, deben quedar registrados en el informe diario del perforador (inciso "a" del Artículo 84 de este Reglamento), al igual que cualquier actividad relacionada con el programa de seguridad.

ARTÍCULO 89.- Cuando se atraviesen zonas potencialmente peligrosas, son de aplicación las medidas contenidas en el Art. 81 de este Reglamento, debiendo existir detectores de H₂S cerca del Pozo y en todo momento una válvula de seguridad al alcance de la cuadrilla.

ARTÍCULO 90.- 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, para evitar procesos contaminantes.

ARTÍCULO 91.- Por seguridad deben tenerse suficientes reservas de material para poder reemplazar al menos el 60% del lodo del sistema, así como para aumentar su peso en 30% en cualquier momento.

ARTÍCULO 92.- Los elevadores y otras herramientas de izaje deben inspeccionarse visualmente antes de cada carrera y ser calibrados cada trimestre.

ARTICULO 93.- Para la atención de accidentes, deberá cumplirse con las normas de seguridad API, NFPA y OSHA aplicables, o aquellas que las superen.

ARTÍCULO 94.- El Titular deberá cumplir también con las normas de seguridad ocupacional y administración de la salud de OSHA o las que sustituyan, en

lo referente al uso de implementos de protección personal y en el manipuleo de equipos y herramientas.

ARTICULO 95.- Se deben emplear las prácticas recomendadas por el API, incluyendo las siguientes especificaciones que sean aplicables, o las que las superen:

RP 3	Prácticas Recomendadas y especificaciones para uso y cuidado del cable de perforación
SPEC 3	Prácticas Recomendadas y especificaciones para uso y cuidado de herramientas de pesca.
SPEC 5D	Especificaciones para la Tubería de perforación.
SPEC 7	Especificaciones para equipos de perforación.
RP7A1	Prácticas recomendadas para pruebas de lubricantes para roscas.
SPEC7B-11C	Especificaciones y prácticas recomendadas para instalación de motores de combustión interna.
SPEC7C-11F	Especificaciones y practicas recomendadas para mantenimiento y operación de motores de combustión interna.
SPEC 7F	Especificaciones para transmisión por cadena y engranajes.
SPEC 7G	Prácticas recomendadas para el diseño de pruebas y límites de operación.
SPEC 7J	Especificaciones para protectores de la Tubería de perforación.
PEC 9A	Especificaciones para cables de acero.
RP 9B	Prácticas recomendadas para cuidado y uso de cables de acero.
SPEC 13A	Especificaciones de materiales para fluidos de perforación.
RP 13 B1	Prácticas recomendadas para probar fluidos de perforación a base de agua.
RP 13 B2	Prácticas recomendadas para probar fluidos de perforación a base de aceite.
RP 13E	Prácticas recomendadas para el uso de mallas de Zaranda.
RP 13G	Prácticas recomendadas para el informe de fluidos de perforación.
RP 13I, RP 13J	Prácticas recomendadas para pruebas de laboratorio de fluidos de perforación.
RP 13K	Prácticas recomendadas para análisis químicos de Baritina.
SPEC 16C	Especificaciones para sistemas para ahogar los Pozos y Estranguladores.
SPEC 16E	Prácticas recomendadas para el diseño de sistemas de control en la perforación de Pozos.
SPEC 16D	Especificaciones para sistemas de control en la perforación de Pozos.
RP 49	Prácticas recomendadas para seguridad en la perforación de Pozos con H2S.
RP 53	Prácticas recomendadas para el uso de sistemas BOP.
RP 54	Prácticas recomendadas de seguridad industrial en la perforación de Pozos.

Cuando se usen equipos que no existan en el API, se deberá seguir escrupulosamente las indicaciones de uso, mantenimiento y operación de sus fabricantes.

ARTÍCULO 96.- Los Titulares tratarán los desechos y desperdicios provenientes de sus operaciones siguiendo las estipulaciones ambientales vigentes, con el fin de evitar la contaminación de lagos, ríos y cursos menores.

ARTÍCULO 97.- Las medidas para restaurar el área, al término de esta actividad, deberán adecuarse conforme a las normas ambientales vigentes.

CAPITULO III

De la Terminación e Intervención del Pozo

ARTÍCULO 98.- La Terminación o Intervención del Pozo se efectuará ajustando el plan original de trabajo de acuerdo a los resultados de la perforación y se elaborara un nuevo programa de operación.

El programa de terminación del pozo deberá ser de conocimiento de YPFB antes del inicio de las operaciones, de igual manera, los programas de intervención de pozos.

ARTICULO 99.- Los Cabezales del Pozo deben tener las siguientes especificaciones:

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

ARTÍCULO 100.- Los Pozos de alta presión o de gas deberán terminarse con Árbol de Producción API con doble Válvula Maestra. La válvula inferior se mantendrá abierta y la superior será la operativa.

ARTICULO 101.- Las válvulas maestras deben ser del mismo diámetro interno de la tubería y abrir el 100% ("full open").

ARTÍCULO 102.- Las instalaciones de superficie y subsuelo de un Pozo terminado deben ser tales que permitan la fácil medida de presión y registros de producción del pozo a través de las cañerías de Revestimiento y tuberías de Producción.

ARTÍCULO 103.- Se deberá tomar medidas especiales con el tipo de material en la operación y mantenimiento de los equipos de superficie y subsuelo cuando exista presencia de CO₂ o H₂S.

ARTICULO 104.- Se deben emplear las prácticas recomendadas por el API y

especificaciones siguientes que sean aplicables, o las que las superen:

SPEC 6A	Especificaciones de Cabezales y válvulas de Pozos.
SPEC 6AR	Especificaciones para reparar Cabezales y árboles de Producción.
SPEC 6D	Especificaciones para válvulas para línea de flujo.
SPEC 6FA-B-C	Especificaciones de pruebas de fuego para válvulas y conectores.
SPEC 14A	Especificaciones para válvulas de seguridad en el fondo del Pozo.

ARTÍCULO 105.- La cañería de Revestimiento de Superficie debe ser instalada para proveer el soporte seguro a los BOP y al equipo que colgará del Cabezal. Debe ser cementada en toda su longitud.

ARTICULO 106.- En caso que el Pozo atraviere algún acuífero que pueda ser utilizado en el futuro como fuente de agua, la cañería de Revestimiento de Superficie debe instalarse cubriendo el acuífero.

ARTÍCULO 107.- Después de que las cañerías de Revestimiento hayan sido cementadas, deben ser probadas con presión igual a la presión interna, a la cual, según los cálculos, van a ser expuestas. La presión de prueba no debe exceder el 85% de la resistencia a la presión interna de la cañería de Revestimiento y debe ser mantenida por lo menos por 10 minutos.

ARTICULO 108.- Los factores mínimos de seguridad que se usen en el cálculo de las cañerías de Revestimiento serán:

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

ARTICULO 109.- No se permitirá el uso de cañería de Revestimiento usada, si no está certificada por la inspección y prueba de una Compañía independiente especializada.

ARTICULO 110.- El diseño, características, uso y cuidado en el manipuleo y transporte e inspección de la cañería de Revestimiento, tubería de Producción y para línea de flujo están claramente especificados y sus prácticas recomendadas por el API. Para otros tipos de material tubular deben sujetarse a las especificaciones mínimas de los fabricantes.

Se debe emplear las prácticas recomendadas por el API y especificaciones siguientes que sean aplicables, o que las superen:

RP 5A5	Prácticas recomendadas para inspeccionar Cañerías de Revestimiento, Tuberías de Producción y líneas de flujo nuevas.
SPEC 5B	Especificaciones para enroscado, medición e inspección de roscas de Cañerías de Revestimiento, Tuberías de Producción y líneas de flujo.
RP 5B1	Prácticas recomendadas para medición e inspección de roscas de

	Cañerías de Revestimiento, Tuberías de Producción y líneas de flujo.
RP 5C1	Prácticas recomendadas para cuidado de Cañerías de Revestimiento y Tuberías de Producción.
BULL 5C2	Boletín sobre comportamiento de Cañerías de Revestimiento, Tuberías de Producción y de perforación.
BULL 5C3	Boletín sobre cálculos para propiedades de Cañerías de Revestimiento, Tuberías de Producción, de perforación y líneas de flujo.
BULL 5C4	Boletín sobre esfuerzo combinado de las uniones de Cañerías de Revestimiento con presión interna y pandeo.
RP 5C5	Prácticas recomendadas para evaluar conexiones de Cañerías de Revestimiento y Tuberías de Producción.
SPEC 5CT	Especificaciones para Cañerías de Revestimiento y Tuberías de Producción.
SPEC 7J	Especificaciones para protectores de Cañerías de Revestimiento y Tuberías de perforación.
RP 15A4	Prácticas recomendadas para el uso y cuidado de Cañerías de Revestimiento y Tuberías de Producción resina reforzada.
SPEC 15AR	Especificaciones para Cañerías de Revestimiento y Tuberías de Producción con fibra de vidrio.

ARTICULO 111.- Toda operación de Cementación debe estar diseñada para permitir el tiempo adecuado de bombeo y de fragüe y para proporcionar la necesaria resistencia a la tracción y compresión en el Pozo.

ARTICULO 112.- La Cementación primaria debe estar diseñada para satisfacer alguna o varias de las siguientes necesidades:

- a) Obtener una separación zonal efectiva y proteger la cañería de Revestimiento.
- b) Aislar la formación.
- c) Proteger la formación productora.
- d) Minimizar el peligro de reventones en zonas de alta presión.
- e) Sellar zonas de pérdidas de circulación y en previsión a una perforación más profunda.

ARTICULO 113.- La Cementación secundaria ("squeeze cementing"), debe estar diseñada para satisfacer alguna o varias de las siguientes necesidades:

- a) Reparación de la Cementación primaria.
- b) Reducir las altas relaciones Gas-Petróleo o Agua-Petróleo.
- c) Reparar el Revestimiento.
- d) Abandonar o aislar zonas.

ARTÍCULO 114.- La Cementación, en su programación, debe contemplar pruebas previas de compatibilidad con el agua a emplearse y debe realizarse a las condiciones operativas del Pozo.

ARTICULO 115.- La Cementación debe ser evaluada en superficie mediante el monitoreo durante la operación y por medio del registro correspondiente después de finalizado el trabajo.

ARTÍCULO 116.- El tope de cemento de la cañería de Revestimiento Intermedia o de Producción debe quedar a no menos de 200 metros sobre la zona más superficial aislable o sobre el zapato de la cañería de Revestimiento anterior.

ARTICULO 117.- Después de cementar la cañería de Revestimiento de Superficie o Intermedia debe efectuarse una prueba de calidad de la Cementación, si no han sido cementados en su longitud total. Después de cementar la cañería de Revestimiento de Producción o Liner, debe tomarse un registro de Cementación o equivalente.

ARTICULO 118.- Se debe emplear las prácticas recomendadas por el API y las especificaciones siguientes que sean aplicables o que las superen:

SPEC 10	Especificaciones para materiales y pruebas de Cementación.
SPEC 10A	Especificaciones de cementos.
SPEC 10D	Especificaciones de centralizadores.
RP10F	Prácticas recomendadas para probar equipo flotador de Cementación.

ARTÍCULO 119.- Las pruebas de las formaciones bajo el Zapato de la cañería de Revestimiento Intermedio deben ser efectuadas siguiendo el programa del Pozo.

ARTICULO 120.- En las operaciones de Estimulación, Perfilaje y Baleo de Pozos deben aplicarse las normas de seguridad API y NFPA o las que las superen. Asimismo deberán elaborarse planes de contingencia conforme al Artículo 44 del presente Reglamento.

ARTÍCULO 121.- No deben iniciarse las pruebas de Formación (DST) que puedan extenderse a horario nocturno en Pozos Exploratorios y de Desarrollo. Tampoco deberán efectuarse de noche operaciones de Estimulación (Fracturamiento Hidráulico, acidificación, etc.) que involucren equipos extras, fuera de lo normal o en áreas restringidas.

ARTICULO 122.- Durante las operaciones de baleo debe mantenerse las radios, y otros de comunicación apagados, ya que sus ondas podrían influir sobre el sistema de disparo de los equipos.

ARTÍCULO 123.- El transporte, almacenamiento y manejo de material radioactivo, deberán ser realizados de acuerdo con las estipulaciones del Reglamento de la Ley del Medio Ambiente para las Actividades con Sustancias Peligrosas.

CAPITULO IV

Del Abandono de Pozos y Reservorios

ARTICULO 124.- Queda establecido que todo pozo sea exploratorio o de desarrollo debe ser abandonado por el Titular cuando corresponda por no haber sido exitoso en sus resultados o por no ser su producción económicamente rentable. En todo caso, la propuesta de abandono de un Pozo o de un Reservorio deberá ser necesariamente aprobado por escrito por YPF, previa presentación del programa de abandono y las causas que justifiquen el mismo, en dicha aprobación se determinará el tipo de abandono al que se sujetará el pozo.

ARTICULO 125.- El abandono de un pozo exploratorio o de desarrollo, sea este temporal o permanente deberá ser aprobado por YPF. El Pozo deberá abandonarse con tapones de cemento o mecánicos, aislando aquellas partes en que no tenga cañería de revestimiento o donde pudiera existir algún fluido.

ARTICULO 126.- Después de haber colocado tapones, debe verificarse el tope de éstos y probarse con el peso de la tubería o con pruebas secas.

ARTICULO 127.- Donde exista agujero abierto bajo el revestimiento más profundo, se debe colocar un tapón de cemento que se extienda 50 metros encima y debajo del zapato. Si las condiciones de la formación dificultan este procedimiento, se colocará un tapón mecánico en la parte inferior de la cañería de Revestimiento con 20 metros de cemento sobre el tapón.

ARTÍCULO 128.- Las zonas baleadas deben ser en lo posible cementadas a presión y aisladas con tapones mecánicos. Si no es posible esa Cementación, se deberá colocar un tapón de cemento cubriendo 50 metros encima y debajo de la zona baleada, o bajo el tapón más cercano, si la distancia es menor de 50 metros.

ARTÍCULO 129.- Un Liner se abandonará con un tapón de cemento que cubra 50 metros encima y debajo su punto de suspensión.

ARTICULO 130.- En caso de que el tope de cemento no llegue a cubrir 100 metros detrás de la Cañería de Revestimiento sobre la zona productiva en agujero abierto, la Cañería de Revestimiento será baleada 100 metros encima del zapato y cementada a presión con una columna que cubra 100 metros adicionales en el espacio anular.

ARTICULO 131.- En caso de Abandono permanente, se colocará un último tapón de 200 metros hasta superficie o por lo menos con el tope a 50 metros del Cabezal del Pozo. En caso de Abandono temporal podrá instalarse un Tapón mecánico a 200 o 300 metros del Cabezal del Pozo, en lugar del Tapón de cemento.

ARTÍCULO 132.- Todos los espacios entre tapones, hasta la superficie, quedarán llenos de fluido de perforación de características no corrosivas.

ARTÍCULO 133.- El Cabezal del Pozo deberá quedar marcado con el número del Pozo. En caso de recuperación del Cabezal de un Pozo, en un abandono permanente, la cañería de Revestimiento deberá ser cortada a un metro por debajo de la superficie. En este caso, en lugar del Cabezal, deberá quedar una varilla de acero

visible sobre el nivel de la superficie, con el número del Pozo, soldada a la plancha que tapa el mismo. El antepozo debe ser rellenado.

ARTÍCULO 134.- Las fosas y sumideros deberán taparse al término de la perforación siguiendo normas ambientales vigentes para asegurar la protección del suelo y del agua freática y superficial. Las técnicas a utilizar se seleccionarán en función a las condiciones geográficas de la Ubicación y a la calidad de los fluidos y desechos que contengan.

La técnica o técnicas seleccionadas para cada tipo de fosa deberán garantizar la no degradación del suelo y del agua freática y superficial.

ARTÍCULO 135.- En caso de que el Abandono del Pozo signifique Abandono del área, será de aplicación el Reglamento Ambiental para el Sector de Hidrocarburos.

CAPITULO V

De los Testigos, Presiones y Pruebas

ARTÍCULO 136.- En caso de que YPFB estime que un Reservorio no ha sido adecuadamente muestreado por testigos de fondo o laterales en un pozo exploratorio o de desarrollo, YPFB recomendará la toma de testigos en el Reservorio.

ARTÍCULO 137.- Después de que el Titular efectúe los análisis que correspondan, deberá enviar a YPFB la mitad longitudinal de los testigos obtenidos, excepto en los intervalos en los que se prevea realizar análisis petrofísicos y otros especiales. En tal caso se enviará un tercio de la sección longitudinal del testigo.

ARTÍCULO 138.- El Titular de un Pozo, del cual se obtiene regularmente la Producción debe determinar cada dos años la presión estabilizada, de cierre, de fondo de Pozo, la presión del Reservorio y temperatura de cada formación productora en el Pozo, si la Producción básica es mayor de un millón y medio de pies cúbicos de gas por día para Pozos gasíferos, o mayor que 50 Barriles por día para un Pozo de Petróleo.

ARTÍCULO 139.- Cualquier prueba de potencial (deliverability) u otras pruebas de Pozos de Gas Natural o Petróleo debe ser ejecutada usando como guía los procedimientos descritos en la última edición del "SPE Monograph No 5. Advances In Well Test Analysis" ú otra publicación reciente que YPFB considere aplicable.

ARTÍCULO 140.- Cuando el caudal básico de Producción de un Pozo productor de Petróleo o Gas Natural sea mayor o igual a 50 Barriles por día o un millón y medio de pies cúbicos, respectivamente, el Titular deberá efectuar lo siguiente cada dos años:

- a) Para un Pozo productor de Gas Natural, determinar el potencial máximo productivo ("Absolute Open Flow").
- b) Para un Pozo productor de Petróleo, efectuar pruebas de restitución de presión ("Buildup") y determinar el índice de productividad del Reservorio mediante

Análisis Nodal.

TITULO VII DE LA PRODUCCION

Capítulo I De la Producción en General

ARTICULO 141.- Si existieran Titulares que se encuentren en una etapa de Explotación, operando instalaciones que no están adecuadas a este Reglamento deberán regularizar esta situación, caso contrario se someterán al Reglamento de Sanciones mencionado en el Artículo 6 del presente reglamento, previo informe técnico de YPFB.

ARTÍCULO 142.- El Titular producirá los Pozos durante el Desarrollo, en forma tal que se obtenga su Producción Máxima Eficiente (PME).

ARTICULO 143.- El espaciamiento entre los Pozos debe ser tal que permita drenar el reservorio, de modo que su desarrollo dé un resultado económico y eficiente, para tal efecto el Titular deberá presentar a YPFB el programa de desarrollo integral

ARTICULO 144.- Si durante el desarrollo del orden establecido para el espaciamiento de los Pozos, existiera impedimento físico para su aplicación, se podrá contemplar de preferencia un menor espaciamiento con la evaluación correspondiente.

ARTICULO 145.- En la edificación de un campamento, el Titular está obligado a proveer con prioridad las instalaciones habitacionales que corresponden a los trabajadores.

De igual manera esta provisión debe contemplar similar tratamiento a los funcionarios de YPFB y del MHD en todo momento en cumplimiento de sus funciones y los costos serán cubiertos por el Titular.

ARTICULO 146.- Las instalaciones permanentes que componen los campamentos deberán cumplir con las reglamentaciones vigentes en las respectivas Municipalidades Regionales, y normas ambientales vigentes, debiéndose ubicar, organizar y espaciar de tal manera que exista una permanente relación funcional entre ellas, considerando sus características y su interrelación, para lograr una máxima eficiencia, debiendo estar provistas de:

1. Dormitorios, comedores, baños y cocinas adecuados.
2. Equipos, muebles, utensilios y menaje.
3. Posta médica con equipo sanitario y quirúrgico, en caso de no existir otro medio en un radio de 50 Km.
4. Equipo de comunicación.
5. Almacenes apropiados para la conservación de alimentos.
6. Extintores adecuados y ubicados estratégicamente de acuerdo al riesgo.

7. Depósitos techados para combustibles.

ARTICULO 147.- Las instalaciones de Producción serán mantenidas en condiciones técnicamente adecuadas para niveles óptimos de producción, caso contrario deben ser retiradas.

CAPITULO II **De los Equipos de Producción**

ARTÍCULO 148.- Los cabezales de surgencia deben tener estranguladores.

ARTICULO 149.- Toda inyección, excepto para gas o de agua, debe ser programada para hacerse por la tubería de inyección. En estos casos un empacador ("packer") debe asentarse por encima de la formación receptora, y el espacio entre las tuberías de inyección y cañería de revestimiento debe llenarse con fluido anticorrosivo. Las excepciones a esta norma podrán justificarse técnicamente.

ARTÍCULO 150.- Los equipos de Producción por Gas Lift deben tener la capacidad necesaria para producir hasta el máximo volumen de fluido de los pozos. Asimismo, deberán tener instalados medidores de gas para determinar los volúmenes de gas empleados en las operaciones de Gas Lift.

ARTICULO 151.- El equilibrio operativo de las unidades de bombeo mecánico y bomba de profundidad debe ser verificado mediante pruebas dinamométricas u otras por lo menos una vez al año.

ARTÍCULO 152.- El Titular deberá cumplir las medidas de seguridad que deben adoptarse en los Pozos de Producción que se encuentran en las normas de seguridad API y/o NFPA, como mínimo.

ARTÍCULO 153.- Se debe aplicar buenas prácticas técnicas de la industria que como mínimo podrán incluir las Prácticas Recomendadas por el API en las actividades que correspondan y las siguientes especificaciones que sean aplicables.

SPEC 1B	RP-2A, Especificaciones para correas en "V".
Ver Art. No	RP-2A-LRFD, RP-2A-NSD, SPEC 2B, SPEC 2C, RP 2D, SPEC 2F, SPEC 2H, RP 2L, RP 2M, SPEC 2W/2Y, RP 2X, SPEC, 4E/4F, RP 4G, SPEC 8A/8B/8C.
SPEC 5L	Especificaciones para tuberías de flujo.
RP 5L1	Prácticas recomendadas para el transporte de tuberías.
RP 5L2	Prácticas recomendadas para tuberías de flujo con recubrimiento interno para servicio de transporte de gas no corrosivo.
RP 5L3	Prácticas recomendadas para pruebas de tuberías de flujo.
RP 5L6	Prácticas recomendadas para transporte fluvial de tuberías de flujo.
RP 5L7	Prácticas recomendadas para uso de tuberías de flujo en el Campo.
RP 5L8	Prácticas recomendadas para inspección de tuberías de flujo en el Campo.
RP 5LC/5LD	Prácticas recomendadas para tuberías de flujo CRA.

RP 5LW	RP 5L5 Y 5L6 consolidados.
SPEC 6H	Especificaciones de Tapones, conectores y uniones giratorias.
RP 11AR	Prácticas recomendadas para el uso y cuidado de bombas de profundidad.
SPEC 11AX	Especificaciones de bombas de subsuelo y conexiones.
SPEC 1B	Especificaciones de varillas de bombeo y conexiones.
RP 11BR	Prácticas recomendadas para el cuidado y manipuleo de varillas de bombeo.
SPEC 11C	Especificaciones de varillas de bombeo de fibra.
SPEC 11E	Especificaciones para unidad de bombeo mecánica.
RP 11ER	Prácticas recomendadas para defensivos de unidades de bombeo mecánico.
RP 11G	Prácticas recomendadas para instalación y lubricación de unidades de bombeo mecánico.
RP 11L	Prácticas recomendadas para diseños y cálculos de unidades de bombeo mecánico convencionales.
BULL L3	Boletín de diseño de unidades de bombeo mecánico.
BULL L4	Curvas para selección de unidades de bombeo mecánico.
BULL L5	Comportamiento de motores eléctricos.
RP 11S	Prácticas recomendadas para operación, mantenimiento y detección de fallas en instalaciones de Bombas electro sumergibles (BES).
RP 11S1	Prácticas recomendadas para el informe de ensamblaje de BES.
RP 11S2	Prácticas recomendadas para pruebas de BES.
RP 11S3	Prácticas recomendadas para instalaciones de BES.
RP 11S4	Prácticas recomendadas para selección instalaciones de BES.
RP 11S5	Prácticas recomendadas para sistemas cable sumergidos.
SPEC 11V1	Especificaciones para válvulas y orificios de Gas Lift.
RP 11V5	Prácticas recomendadas para operaciones y mantenimiento en instalaciones de Gas Lift.
RP 11V6	Prácticas recomendadas para diseñar Gas Lift continuo.
RP 11V7	Prácticas recomendadas para reparación y prueba de válvulas de Gas Lift.
SPEC 15HR	Especificaciones para Tubería de flujo de fibra de vidrio para alta presión.
RP 15LA	Prácticas recomendadas para el cuidado de tuberías de flujo de "resina".
SPEC 15LE	Especificaciones para tuberías de flujo de polietileno.
SPEC 15LP	Especificaciones para tuberías de flujo termoplástico (PVC y CPVC).
SPEC 5L	Especificaciones para tuberías de flujo de fibra de vidrio para baja presión.
RP 17B	Prácticas recomendadas para Tubería flexible.

ARTÍCULO 154.- Las baterías y plantas de producción deben estar diseñadas para soportar las características de la mezcla de fluidos que ingresen ya sean previamente tratados o no, para la separación de gas y líquidos.

ARTÍCULO 155.- El sistema de separación de una batería y planta de

producción para la adecuación debe estar dotado de un sistema de medición que permita conocer tanto el volumen total como el individual de gas y fluidos líquidos, de los pozos conectados.

ARTÍCULO 156.- Las presiones de los separadores deberán ser adecuadas a los fluidos que ingresen; tendrán elementos de control que eviten su inundación por líquidos, sobre presiones o bajas presiones, y alta temperatura. La válvula de seguridad debe estar calibrada a una presión mayor que la de operación y menor que la presión de diseño.

ARTÍCULO 157.- Las válvulas de seguridad de los separadores deben tener escapes individuales apuntando a lugares que no ofrezcan peligro. Los discos de ruptura deben tener descarga vertical y no tener restricción alguna.

ARTÍCULO 158.- Los equipos y en especial los tanques de las Baterías o Plantas de Producción deben ser de material adecuado a las características corrosivas de los fluidos. Los tanques deben tener la protección anticorrosiva necesaria, deben estar interconectados con una tubería igualizadora y tener un drenaje común hacia una fosa de recuperación o de quema, ubicada a no menos de 50 metros de distancia. Además, deben tener compuertas para su limpieza y facilidades para la medición.

ARTÍCULO 159.- Las Baterías y plantas de producción no deben estar ubicadas a menos de 50 metros de las carreteras públicas.

ARTÍCULO 160.- Las baterías de producción deben tener un mínimo de dos tanques nivelados, separados a una distancia de acuerdo a normas, con capacidad mínima para dos (2) días de Producción normal. Pueden tener incorporados controles de nivel para su vaciado automático. Las líneas de drenaje y entregas de petróleo deben disponer de medidores de volumen.

ARTICULO 161.- Si se utilizaran tanques para almacenamiento de Petróleo, para su construcción e instalación el Titular deberá sujetarse a las siguientes especificaciones técnicas mínimas:

- a) Construcción de los tanques, de acuerdo a las Normas API 630 o API 650.
- b) Instalación de los tanques de acuerdo a la Norma NFPA No 30 para líquidos clase I, Capítulo 2-2 y tablas 2-1; 2-6 y 2-7.
- c) Control de derrames y construcción de barreras y diques, conforme a la Norma NFPA No 30, capítulo 2.2.3 y numeral 2.2.3.3.
- d) Ventilación y sistema arresta-llamas Norma API Standard N° 2000 o Norma NFPA No 30 capítulos: 2.2.4 y 2.2.5.
- e) Instalación de líneas, válvulas y accesorios: Norma ANSI B31.8.

ARTICULO 162.- Toda batería o planta de producción debe tener un quemador de gas con las siguientes características básicas:

- a) Estar ubicado a no menos de 50 metros de distancia de cualquier instalación en tierra y de 15 metros de instalaciones en plataformas

- lacustres.
- b) Ser de altura y dimensiones suficientes para quemar el posible volumen a manejarse.
 - c) Tener defensas que eviten que el viento apague las llamas, deberá contar con sistema de llama piloto.
 - d) Tener un sistema de encendido adecuado.

ARTÍCULO 163.- Las instalaciones de producción deben estar protegidas por malla de alambre y puerta con candado, si están ubicadas en zonas rurales o de esparcimiento. Si las instalaciones de producción están más alejadas, por lo menos deberán tener malla de alambre y entrada de protección al ganado y fauna existente.

ARTÍCULO 164.- Las instalaciones eléctricas en baterías y plantas de producción se harán de acuerdo a la última versión de la Norma NFPA-70 o equivalentes. La clasificación de áreas de riesgo se hará según el API RP-500 o equivalentes. Las instalaciones relativas a la electricidad estática y conexiones a tierra cumplirán con la última versión de la Norma NFPA-77 o equivalentes.

ARTÍCULO 165.- Las medidas de seguridad que debe adoptar el Titular en las baterías o plantas de producción y sistemas de bombeo se adecuarán a las especificaciones y recomendaciones que emite el API como mínimo.

ARTÍCULO 166.- Se debe aplicar buenas prácticas técnicas de la industria que como mínimo podrán incluir las Prácticas Recomendadas por el API en las actividades que correspondan y las siguientes especificaciones y prácticas que sean aplicables:

SPEC 12B	Especificaciones de tanques empernados para Producción.
SPEC 12D	Especificaciones de tanques soldados para Producción
SPEC 12F	
SPEC 12GDU	Especificaciones de unidades deshidratadoras de glycol para gas.
SPEC 12J	Especificaciones de Separadores.
SPEC 12K	Especificaciones de calentadores indirectos de Petróleo en el Campo.
SPEC 12L	Especificaciones de tratadores de emulsión.
RP 12N	Prácticas recomendadas para prueba, operación y mantenimiento de sistema de inicio de combustión de los quemadores.
SPEC 12P	Especificaciones para tanques de fibra de vidrio.
RP 12R1	Prácticas recomendadas para inspección, instalación, mantenimiento y operación de tanques en servicio de Producción.
RP 520	Dimensiones, selección e instalación de sistemas de alivio de presión en refinerías, Parte I y II.
RP 521	Guía para sistemas de alivio y disminución de presión.
STD-650	Tanques soldados para almacenamiento de Petróleo.
STD 2000	Venteo de tanques atmosféricos y de baja presión (refrigerados y no refrigerados).

ARTÍCULO 167.- Las medidas de seguridad que debe adoptar el Titular en las plantas de procesamiento de Gas Natural se adecuarán a las especificaciones y

recomendaciones que emite el API y/o NFPA, como mínimo.

Capítulo III **De las Operaciones de Producción**

ARTÍCULO 168.- No se deben operar los pozos con la válvula del espacio anular de la cañería de revestimiento de producción abierta al aire, ni producir por el espacio anular de manera regular.

ARTÍCULO 169.- No se permite fumar a una distancia menor de 50 metros del pozo, de separadores, tanques y otras posibles fuentes de gas combustible no protegidas. Está prohibido el uso de fuego abierto a menos de 50 metros de un Pozo.

ARTÍCULO 170.- El condensado y gasolina natural recuperados en algún proceso, deben ser incorporados al sistema de petróleo una vez medidos.

ARTICULO 171.- En caso de emergencia probada y en tanto se tramita la aprobación para quemar gas de acuerdo al Reglamento de Quema de Gas, el Titular podrá hacerlo sujeto a dar cuenta de este hecho en el tiempo más corto posible. En este caso se producirá la quema tomando en cuenta las condiciones y parámetros de la emisión de acuerdo a lo establecido en las normas ambientales vigentes.

ARTICULO 172.- Las siguientes medidas son recomendables a los tanques que acumulen petróleo liviano en baterías y plantas de producción, para evitar su desperdicio:

- a) Los fluidos deben ser introducidos y acumulados a la mínima temperatura posible.
- b) Los tanques deben tener características y color reflectante.
- c) Debe preferirse usar tanques de baja capacidad, lo más altos y de menor diámetro posible.
- d) Las Tuberías de ingreso al tanque deben diseñarse evitando que el fluido salpique; pueden ser sumergidas y estar ranuradas para ayudar a la salida del gas sin crear turbulencia.
- e) Las compuertas deben mantenerse cerradas y los tanques igualados.
- f) Deben tener un medidor visual en el exterior.
- g) Deben tener una línea común de recolección de vapores para recuperar Líquidos ligeros o uso directo como combustible.

ARTICULO 173.- Al inicio de gestión, debe existir un programa mínimo de mantenimiento, de inspección y calibración de todos los instrumentos de batería, como medidores, registradores, válvulas de control y de seguridad, así como un programa de limpieza de los separadores y tanques.

ARTÍCULO 174.- El Titular deberá llevar un registro de la producción de cada fluido de cada pozo, indicando los servicios y eventos que se le hagan durante toda su vida productiva.

ARTÍCULO 175.- Los pozos se probarán en las baterías o plantas con la mayor frecuencia posible, de acuerdo a su importancia en el sistema. La prueba durará un mínimo de ocho horas con el mismo estrangulador para ser representativa de las características productivas del pozo. La frecuencia mínima de prueba es de una medición por línea de producción por mes.

ARTICULO 176.- En forma similar a los pozos, el Titular llevará un registro por cada batería o planta de producción y de la producción total del área de Contrato.

ARTÍCULO 177.- El Titular llevará un registro de la producción de hidrocarburos Fiscalizados y del balance mensual de la Producción de Campo, con el fin de que la relación de los resultados tienda a 1. Las desviaciones superiores al 2% deberán ser explicadas en el informe mensual correspondiente.

ARTICULO 178.- Con la finalidad de preservar la integridad, confiabilidad y seguridad de los equipos de medición de fluidos en las baterías o plantas de producción donde existan medidores, el Titular deberá adoptar las acciones mínimas siguientes:

- a) Mantener los medidores en buen estado operativo, incluyendo su calibración periódica.
- b) Proteger adecuadamente los medidores de la interferencia de personas no autorizadas y del ambiente.
- c) Instalar válvulas en el "by-pass", cuando exista éste en los medidores, para sellar el paso de los fluidos.
- d) Cuando se abra el "by-pass", deben registrarse estos caudales en el parte de medición.
- e) Debe proveer una forma de medida o registro de temperatura para incorporarlo al sistema de medición.
- f) Debe tener la forma de dar un estimado razonable de los volúmenes de gas no medidos por deterioro accidental de sus medidores.
- g) No deberán alterarse los volúmenes leídos de cada medidor automático.

ARTICULO 179.- Cuando la instalación de medidores de orificio en baterías o plantas sea necesaria, se hará de acuerdo con las normas de API, R-MPSM y el Reporte No. 3 de AGA versión actualizada. Para los cálculos de volúmenes acumulados de Gas Natural, deberá tener registrador digital o por lo menos un integrador gráfico.

ARTICULO 180.- Si en las operaciones de Explotación de Hidrocarburos se requiere de grandes cantidades de agua para proyectos de Recuperación Secundaria o Mejorada, el operador deberá atenerse a los siguientes criterios:

- a) Usar preferentemente la misma agua de formación.
- b) Se podrá usar agua dulce de subsuelo o Fuentes superficiales sólo cuando se cuente con la autorización ambiental correspondiente, otorgada por autoridad competente.

ARTICULO 181.- Un proyecto de Recuperación Secundaria realizado por el

Titular deberá tener un sistema de inyección de las características siguientes:

- a) Sistema de recolección; compuesto por una fuente de suministro del fluido adecuado, independiente de la Planta de procesamiento de agua producida o mixta.
- b) Una planta de tratamiento que adecue el fluido para las condiciones de inyección contando con los controles, recipientes, bombas, desoxigenadores, filtros y tratamiento químico y bioquímico necesario.
- c) Facilidades de almacenamiento de fluidos para una operación normal y de emergencia.
- d) Sistema de inyección de volúmenes de fluidos adaptados al proyecto, compatibles con los de la formación y corrosividad controlada, múltiples de inyección, control de caudales, bombas, cabezales de pozos y pozos inyectoros.
- e) Planes de mantenimiento correspondientes.

ARTÍCULO 182.- En la intervención de un pozo para reparación, estimulación, reterminación o reacondicionamiento, se planeará el trabajo basado en el problema encontrado, condiciones que se quieren cambiar y comportamiento de los pozos vecinos y su influencia en el trabajo proyectado, dicho estudio deberá ser presentado a YPF B con anterioridad de 15 días hábiles antes de su inicio.

ARTÍCULO 183.- El Titular será responsable de todas las actividades en el campo en cumplimiento de su contrato.

ARTÍCULO 184.- Las normas de seguridad que se deben adoptar para los trabajos de intervención de pozos, deben ser como mínimo las normas API y NFPA.

ARTÍCULO 185.- Las operaciones de pistoneo pueden ser efectuadas de noche, siempre y cuando se cuenten con los equipos de seguridad e iluminación adecuados para este fin.

ARTÍCULO 186.- El Titular en operaciones de intervención de pozos, deberá asegurarse, además, que se tomen las siguientes medidas de seguridad preventiva:

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

ARTÍCULO 187.- El Titular debe mantener un archivo de partes diarios de

todos los trabajos efectuados en el Pozo.

ARTICULO 188.- Basado en el parte diario indicado en el artículo anterior, el Titular mantendrá, para cada Pozo, un registro de los servicios y reacondicionamiento efectuados en cada uno. En este registro, se mostrará la instalación y situación actualizada del Pozo y deberá llevarse durante toda su vida productiva, hasta su Abandono.

ARTICULO 189.- Se considera pérdida sujeta a un informe específico, cuando se desperdicien por derrame o fuga, cantidades de fluidos especificadas en la reglamentación ambiental vigente.

ARTICULO 190.- Como mínimo se deben aplicar las Buenas Prácticas Técnicas de la Industria recomendadas por el API en las actividades que correspondan, y las siguientes especificaciones y prácticas que sean aplicables:

SPEC	4R/4F, RP 4G, SPEC 8A, 8B, 8C.
SPEC	6A, A AR, 6D, 6 FA, 6 FA, 6 FC, 6 FB, RP 14H/14D.
SPEC	14A/17D, RP 14B/14C
RP	545, SPEC 5B, RP 5B1/5C1, BULL 5C2/5C3, RP 5C5,
SPEC5CT, RP	15A4, SPEC 15AR. Prácticas recomendadas para inspección de Tubería de Revestimiento nueva, Tubería de Producción y Tubería de perforación.
RP7A1, SPEC	9A, RP 54.
RP11AR, SPE	11AX, SPEC 11B, RP 11BR, SPEC 11C, RP 11S1, RP 11S2, RP 11S3, RP 11V5.
SPEC 11N	Especificaciones para equipo transferidor automático (LACT).
SPEC 11P	Especificaciones para compresores compactos para gas.
RP 11PGT	Prácticas recomendadas para turbinas a gas.
RP 38	Análisis biológico de agua de inyección.
RP 39	Procedimientos para evaluar fluidos de Fracturamiento Hidráulico.
RP 41	Procedimiento para informar el comportamiento del equipo de Fracturamiento Hidráulico.
RP 42	Prácticas recomendadas para pruebas de laboratorio de agentes activos de superficie para Estimulación de Pozos.
RP 44	Prácticas recomendadas para muestrear fluidos del Reservorio.
RP 45	Prácticas recomendadas para análisis de aguas de formación.
RP 56	Prácticas recomendadas para probar arena para Fracturamiento Hidráulico.
RP 58	Prácticas recomendadas para uso de arena en Engravamiento.
RP 60	Prácticas recomendadas para probar materiales, empaquetaduras de alta resistencia al Fracturamiento Hidráulico.
RP 61	Prácticas recomendadas para evaluar conductividad de elementos empaquetantes en Fracturamiento Hidráulico.
RP 63	Prácticas recomendadas para evaluación de polímeros usados en Recuperación Mejorada.
MPMS	Manual de Mediciones Estándar para Petróleo ("Manual of Petroleum Measurement Standard").

ARTICULO 191.- El Titular usará piletas de diseño API, sistemas de tratamiento intermedio o avanzado o sistemas similares para separar el Petróleo del agua producidos y dispondrá el agua de Producción de manera que no contamine el agua dulce de superficie o del subsuelo; preferentemente lo hará por reinyección o en superficie, empleando el sistema aprobado en el Estudio de Evaluación de Impacto Ambiental para las Actividades de Hidrocarburos. El diseño y uso de las piletas API se encuentran contenidos en las siguientes publicaciones actuales API, o las que puedan reemplazarlas:

- PUBL, 420 Manejo del agua de descarga: química de coagulación y floculación (Reemplaza al Manual de disposición de agua de Refinería. "Manual of Disposal of Refinery Waste").
- PUBL, 421 Manejo de descargas de agua: diseño y operación de los Separadores agua-petróleo.

CAPITULO IV

De la Medición de los Hidrocarburos Fiscalizados

ARTÍCULO 192.- La medición de los Hidrocarburos provenientes del área de Contrato deberá efectuarse en el o los puntos de Fiscalización de la Producción establecidos de acuerdo con el Reglamento de Regalías, Participaciones e impuestos, mediante aforo o Medición Automática, de acuerdo la Artículo 18 de la Ley N° 3058. Los Hidrocarburos Fiscalizados se registrarán diariamente en las boletas de medición respectivas.

ARTICULO 193.- En Baterías o Plantas que utilicen sistemas de Medición Automática, el Titular deberá instalar dos medidores, uno de los cuales será el operativo y el otro será de reemplazo, éstos deberán estar equipados con un contador o registro (donde sea aplicable) de volumen de los hidrocarburos fiscalizados, los mismos que no podrán ser alterados arbitrariamente.

ARTICULO 194.- Los equipos de medición deben ser verificados cada mes calendario y sus señales estarán disponibles sin costo para el Centro Nacional de Medición y Control de Producción y Transporte de Hidrocarburos, dependiente de la Vicepresidencia de Administración y Fiscalización de YPF.

ARTICULO 195.- La calibración de los equipos de Aforo y Medición Automática deberá efectuarse cada vez que sea necesario o a solicitud del MHD, de YPF o del Titular, bajo la Fiscalización de YPF. Para tanques una vez cada cinco (5) años, para medidores automáticos de líquidos cada seis (6) meses y para medidores de gas cada tres (3) meses.

Los instrumentos de calibración deberán contar con certificaciones actualizadas por entidades nacionales o laboratorios internacionales de prestigio reconocido, cuya constancia debe ser presentada anualmente.

ARTICULO 196.- Con la finalidad de verificar las características físico-

químicas de los Petróleos Fiscalizados y el porcentaje de agua y sedimentos, establecidas en los Puntos de Fiscalización de la Producción, con una frecuencia definida entre YPF y el Titular, las Partes recogerán simultáneamente tres Muestras-testigo de los Hidrocarburos Líquidos Fiscalizados. Dichas Muestras testigo serán selladas y almacenadas durante noventa días a partir del día de su recolección. En caso de controversia, se conservarán las Muestras pertinentes hasta que la controversia sea solucionada.

En caso de controversia o desacuerdo acerca del resultado del análisis efectuado a una Muestra testigo, el asunto será sometido al experto que las Partes acuerden según su respectivo Contrato, cuyo fallo será de cumplimiento obligatorio para las Partes.

ARTICULO 197.- Los Puntos de Fiscalización para el Gas Natural y líquidos, deberán incluir equipos modernos para efectuar:

- Medición continúa de flujo mediante computador de flujo, configurado de acuerdo a las especificaciones internacionales en su última versión, y estar conectado al sistema de señal satelital, la misma que sin costo para YPF, deberá llegar al Centro Nacional de Medición y Control de Producción y Transporte de Hidrocarburos, de acuerdo al Artículo 18 de la Ley.
- Medición continúa de la gravedad específica.
- Cromatografía del gas mediante Cromatógrafo en línea.
- Adicionalmente, como respaldo, deberá contar con registradores gráficos.

La información completa referida a los computadores de flujo deberá ser proporcionada a YPF de manera irrestricta.

Los cálculos de volúmenes de gas natural y líquidos basados en cartas, deberán ser realizados empleando integrador gráfico, o en su defecto contratar los servicios de una compañía especializada, a cuyos trabajos deberán tener acceso irrestricto las autoridades y representantes del estado según el Reglamento para la Liquidación de Regalías y la Participación al TGN por la producción de hidrocarburos.

El factor de integración de las cartas de registro de los volúmenes de gas y líquidos entregados deberá ser revisado por el titular cada 6 meses como mínimo, en base a la determinación de la gravedad específica promedio de los últimos 3 meses.

Los representantes autorizados de las Partes harán el cambio y firmarán las cartas de medición y tarjetas impresas, para certificar la autenticidad de dichas cartas.

Si realizada alguna prueba del registrador o computador de flujo y cromatógrafo, mostrara este una inexactitud del 2% o mas en el registrador y 1 % o mas en el computador de flujo, los registros serán corregidos proporcionalmente a dicha inexactitud, por un período que sea aceptado de mutuo acuerdo. En caso de que dicho período no sea aceptado de mutuo acuerdo, entonces la corrección se hará por la mitad del tiempo transcurrido desde la última fecha de calibración.

ARTICULO 198.- Si por alguna razón los equipos de medición (computador de flujo y registrador de carta), estuvieran fuera de servicio e imposibilitados de ser

reparados, de manera que la cantidad de Gas Natural y líquidos que se entrega no pueda ser estimada o computada de las lecturas que se tenga hasta ese momento, el volumen entregado durante ese período será estimado y aceptado por ambas Partes, teniendo como base la mejor información disponible.

En el caso de líquidos, donde existan tanques de almacenamiento se calcularán de acuerdo a mediciones en tanque.

ARTÍCULO 199.- El Titular adoptará las acciones necesarias para preservar la integridad, confiabilidad y seguridad de los equipos de Fiscalización. Asimismo YPFB se reserva el derecho de exigir la instalación de accesorios específicos para garantizar la inviolabilidad de los equipos de medición.

ARTÍCULO 200.- El procedimiento para Aforo, calibración, muestreo, medición, Fiscalización y control de calidad de Hidrocarburos, se regirá por las normas API, ASTM y AGA correspondientes.

ARTICULO 201.- Se aplicará el MPMS ("Manual of Petroleum Measurement Standard") - Manual de Mediciones Standard para Petróleo - API como mínimo para las siguientes actividades:

- Chapter 2,2B/2,7/2, 8A: Calibración de tanques.
- SPEC 2550/2551/2552: Medición y calibración de tanques cilíndricos, horizontales y esféricos.
- Chapter 3.1W Medición de tanques, sección 1W, Medición Automática de tanques.
- STD 2555 Calibración de tanques.
- STD 2545 Método para muestrear tanques de Hidrocarburos Líquidos.
- Chapter 4.2 Probadores convencionales por Tubería.
- Chapter 4.3 Probadores de pequeño volumen.
- Chapter 4.4 Tanques probadores.
- Chapter 4.5 Probadores medidores maestros.
- Chapter 4.6 Interpretación de pulsos.
- Chapter 4.7 Estándar para pruebas de mediciones de Campo.
- Chapter 5.1 Consideraciones generales para medición por medidores .
- Chapter 5.2 Medición de Hidrocarburos Líquidos por medidores de desplazamiento positivo.
- Chapter 5.3 Medición de Hidrocarburos Líquidos por turbinas.
- Chapter 5.4 Equipo necesario para medidores de Líquidos.
- Chapter 5.5 Fidelidad y seguridad en los sistemas de transmisión de información de los pulsos de medición de flujo.
- Chapter 6.1. Sistema LACT.
- Chapter 6.5 Sistema de medición para carga y descarga de barcos.
- Chapter 6.6 Sistemas de medición en líneas de flujo.
- Chapter 6.7 Medición de Hidrocarburos viscosos.
- Chapter 7.1 Medición estática de temperatura en tanques.
- Chapter 7.2. Determinación dinámica de temperatura.
- Chapter 7.3 Determinación estática de temperatura usando termómetros electrónicos portátiles.

- Chapter 8.1 Manual de muestreo de Hidrocarburos Líquidos y derivados.
Chapter 9.1, Chapter 9.2 Medición de densidad (gravedad específica) con hidrómetros densidad relativa o API.
Chapter 10.1 Determinación de sedimentos del Petróleo por extracción.
Chapter 10.2 Determinación de agua del Petróleo por destilación.
Chapter 10.3 Determinación de BS&W por centrífuga en laboratorio.
Chapter 10.4 Determinación de BS&W por centrífuga en el Campo.
Chapter 10.7 Método estándar para probar agua en el Petróleo.
Chapter 10.8 Método estándar para probar sedimentos por filtración.
Chapter 12.2 Cálculos de los volúmenes medidos por turbinas o medidores de desplazamiento positivo.
Chapter 13.1 Conceptos y procedimientos estadísticos en medición.
Chapter 14.6 Medida continua de densidad.
Chapter 14.7 Medida de masa de Condensados.
BULL 2516/PUBL 2517/2519 y Chapter 19: Pérdidas por evaporación en tanques.

ARTICULO 202.- En los casos que el dispositivo de medición utilizado para la fiscalización en el Punto de Fiscalización de la Producción definido en la Ley, pertenezca o sea operada por otra persona que no es el Titular del campo, deberá considerarse lo siguiente:

- a) Que el dueño u operador de tal dispositivo de medición será considerado como un contratista del Titular;
- b) El Titular deberá asegurarse que las especificaciones y la operación del dispositivo 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 otra persona.

CAPITULO V

Del Control de Reservorios

ARTICULO 203.- Para efectos de un adecuado control de reservorio, se aplicarán las siguientes definiciones:

- a) Caudal Básico de Producción: para un pozo productor de un reservorio petrolífero o gasífero, es el caudal promedio de las pruebas de producción del pozo, calculado en base a los tres meses anteriores al mes en consideración.
- b) AOF: Es el Potencial (Caudal) Absoluto de Producción de un pozo, extrapolado a flujo abierto a la atmósfera. Se expresa en Barriles por día o

Millones de pies cúbicos por día.

- c) Caudal Máximo de Producción: Es el caudal estabilizado de producción de un pozo, en un reservorio, obtenido con el mayor estrangulador, sin registrar producción de agua o arena, durante las pruebas de producción efectuadas durante su terminación.

Para reservorios petrolíferos:

- d) GOR_i (RGP) inicial: Es la Relación Gas-Petróleo inicial, calculada a tiempo del descubrimiento del reservorio o campo productor, expresada en pies cúbicos por barril, a condiciones normales.
- e) GOR_p (RGP) actual: Es la Relación Gas-Petróleo calculada con la producción actual del pozo.
- f) WOR_i (RAP) inicial: Es la Relación Agua-Petróleo inicial del pozo, expresada en barriles de agua por barril de petróleo, a condiciones normales.
- g) WOR_p (RAP) actual: Es la Relación Agua-Petróleo actual del pozo, expresada en barriles de agua por barril de petróleo, a condiciones normales.

Para reservorios gasíferos:

- h) YIELD_i (Y_i) inicial: Es el rendimiento inicial de Condensado, calculado a tiempo del descubrimiento del reservorio o campo productor. Se expresa en barriles de condensado por Millón de pies cúbicos de gas producido.
- i) YIELD_p (Y_p) actual: Es el rendimiento de Condensado calculado con la producción actual del pozo.
- j) WGR_i (RAG): Es la relación Agua-Gas inicial, calculada a tiempo del descubrimiento del reservorio y/o campo productor. Se expresa en barriles de agua por millón de pies cúbicos de gas producido.
- k) WGR (RAG): Es la Relación Agua-Gas actual del pozo.

ARTICULO 204.- Cualquier solicitud presentada a YPF para la aprobación de Producción de cualquier mezcla de Hidrocarburos en forma conjunta ("commingle") de dos o más Reservorios diferentes en la misma formación geológica, que estén produciendo hidrocarburos, serán considerados como un solo reservorio cuando el titular produzca de los diferentes reservorios en forma conjunta a través de la misma tubería, excepto cuando el titular pueda comprobar la existencia de un sistema de presión independiente en uno o en un grupo de ellos, deberá contener lo siguiente:

- a) Mapas y correlaciones mostrando los límites, estructura, espesores e interfases de fluidos del reservorio.
- b) Información y descripción mostrando las características geológicas del reservorio, reservas de Hidrocarburos, mecanismos de producción de cada reservorio, datos de producción e inyección históricos, capacidad de producción y presiones del reservorio.
- c) Un comentario acerca del impacto de la mezcla de producción ("commingle") sobre la recuperación de reservas de cada reservorio.
- d) Una evaluación económica de la producción de reservorios individuales que permita establecer la rentabilidad de la producción.
- e) Un registro de producción PLT (Production Logging Test), que comprenda todos los reservorios involucrados como respaldo de la capacidad productiva de cada uno. Este registro deberá ser actualizado a requerimiento de YPFB.

ARTICULO 205.- YPFB presentará trimestralmente a los Titulares de campos productores de petróleo, la nómina de pozos cuya GORp o WORp hayan evidenciado un incremento significativo respecto al trimestre anterior, con la consiguiente reducción del Caudal Básico de Producción. Al respecto, el Titular deberá presentar a YPFB en el término de 15 días a partir de la fecha de la notificación arriba citada, un estudio justificativo y de control de dicho comportamiento, en base a cuyo contenido, YPFB determinará las medidas correctivas a aplicar, desde la reducción de estranguladores hasta el cierre de pozos.

ARTICULO 206.- El volumen de gas o agua inyectados al reservorio, en esquemas o proyectos de inyección aprobados por YPFB, no pueden ser disminuidos de los volúmenes correspondientes de gas o agua empleados para determinar las relaciones de fluidos indicadas en el Artículo 203.

ARTICULO 207.- Si un pozo gasífero registra irrupción de agua como resultado de un excesivo Caudal Básico de Producción, en particular por cambio de estrangulador a otro de mayor diámetro, YPFB requerirá la reducción inmediata del régimen de producción de dicho pozo, hasta recuperar el régimen anterior de producción. Por otra parte, YPFB hará conocer trimestralmente, la nómina de pozos cuya WGRp haya sufrido un incremento significativo respecto al trimestre anterior. Los Titulares afectados presentarán a YPFB, en el término de 15 días desde la notificación, un estudio justificativo y de control, en base a cuyo contenido, YPFB determinará las medidas correctivas a aplicar, desde la reducción de estranguladores hasta el cierre de pozos.

ARTICULO 208.- Si por aplicación del Artículo 205 o Artículo 207, la Producción de Hidrocarburos de un Pozo es restringida, el Titular podrá evitar dicha restricción, si demuestra que técnicamente no es factible su aplicación.

ARTÍCULO 209.- El Titular deberá evitar los cambios bruscos y consecutivos de estranguladores, a fin de evitar daños al reservorio, caso contrario, el Titular mediante informe escrito a YPF, deberá justificar su ocurrencia.

ARTICULO 210.- Para todo reservorio productor de gas-condensado cuya Declaratoria de Comercialidad sea aprobada a partir de la promulgación del presente Reglamento, cuyas Reservas Probadas de Gas sea igual o mayor a 80.000 MMpc con un rendimiento de licuables (Condensado + Gasolina natural + GLP) igual o mayor a 50 bbl/MMpc, el Titular debe presentar a YPF un Estudio de Factibilidad de Reciclaje de Gas o de Recuperación Mejorada, a fin de optimizar la recuperación de licuables. El citado estudio, deberá ser presentado antes de que el reservorio se encuentre en producción comercial.

ARTICULO 211.- Para todo reservorio productor de petróleo que se encuentre dentro del primer año de producción o cuya Declaratoria de Comercialidad sea aprobada a partir de la promulgación del presente Reglamento, cuyas Reservas Probadas de Petróleo sean iguales o mayores a 2 millones de barriles, el Titular debe presentar a YPF un estudio de factibilidad de Recuperación Mejorada, de conformidad con lo especificado en el Artículo 212 del presente Reglamento. En el caso de un reservorio recién descubierto, el estudio deberá ser entregado a YPF con anterioridad a su puesta en producción comercial.

ARTICULO 212.- El estudio cuyo propósito sea determinar la factibilidad de efectuar Reciclaje de Gas o Recuperación Mejorada deberá incluir lo siguiente:

- a) Mapas y correlaciones mostrando los límites, estructura, extensión de espesores e interfase de fluidos del Reservorio.
- b) Información y descripción mostrando las características geológicas y del Reservorio, composición detallada de los fluidos, reservas de Hidrocarburos, mecanismos de Producción, datos de Producción e inyección históricos, capacidad de Producción y presiones del Reservorio.
- c) Una estimación de la recuperación incremental que podría resultar si se implementan ya sea el Reciclaje de Gas o la Recuperación Mejorada.
- d) Una evaluación comparando los resultados económicos del sistema por agotamiento primario versus Reciclaje de Gas o Recuperación Mejorada.

ARTICULO 213.- Después de efectuar una revisión de los estudios de factibilidad de Reciclaje de Gas o Recuperación Mejorada y después de una consulta con el Titular, YPF podrá requerir el compromiso del Titular para implementar una de las dos opciones, ya sea de Reciclaje de Gas o Recuperación Mejorada, procediendo a efectuar la solicitud correspondiente de acuerdo al Artículo 215.

ARTICULO 214.- Cuando el Titular no cumpla su compromiso de efectuar el requerimiento conforme al Artículo 213 dentro de los 120 días de recibida la notificación de YPF; o si dentro de 360 días de aprobada la solicitud no comienza la implementación del proyecto, YPF aplicara las sanciones a establecerse en el Reglamento de Sanciones.

Si el Titular no está de acuerdo con cualquiera de las decisiones de YPF B sobre el particular, podrá recurrir a los procedimientos especificados en su Contrato correspondiente para resolver controversias.

ARTICULO 215.- El Titular puede, voluntariamente o de acuerdo a lo señalado en el Artículo 213, presentar una solicitud para la aprobación de una operación de Recuperación Mejorada o Reciclaje de Gas, la cual deberá incluir la siguiente información:

- a) Mapas mostrando: (i) ubicaciones de los Pozos actualmente terminados, ubicaciones propuestas para los Pozos inyectores y Pozos productores adicionales, y (ii) mapas estructurales, isopacos e isobáricos;
- b) Una tabulación de la Producción histórica de cada Pozo;
- c) Detalles de los fluidos a ser inyectados, caudales de inyección esperados y presiones esperadas en cabeza de Pozo;
- d) Hidrocarburos originales in situ del Reservorio y lo que se estima recuperar bajo los actuales mecanismos de Producción y bajo las operaciones propuestas;
- e) Caudales de Producción futuros bajo los mecanismos existentes y propuestos de agotamiento;
- f) Detalles de los cálculos de la recuperación pronosticada incluyendo resultados de las pruebas especiales de Reservorio o programas piloto; y
- g) Los resultados económicos esperados de los proyectos propuestos versus el agotamiento natural.

ARTICULO 216.- Previa a la inyección, almacenaje o disponibilidad de fluidos dentro del Reservorio, el Titular debe obtener aprobación de YPF B y de la unidad ambiental competente, si fuera el caso.

ARTICULO 217.- Una solicitud para almacenaje de Gas Natural en un Reservorio debe contener la siguiente información:

- a) Mapas que muestren las áreas a ser incluidas en el proyecto, la Ubicación y condición de cada Pozo en el área y el diámetro y longitud de la línea de recolección y presiones de operación para las líneas de recolección e inyección.
- b) Un diagrama mostrando las facilidades para medir el Gas Natural producido e inyectado.
- c) Una tabulación del análisis del Gas Natural recolectado de cada Reservorio productor, de los cuales obtendrá el gas a ser inyectado y también del Gas Natural que será producido.
- d) Cálculos de Reservorios, que demuestren que el almacenaje de Gas Natural no tendrá grandes pérdidas.

ARTICULO 218.- Una solicitud para la disposición de agua en el Reservorio deberá contener la siguiente información:

- a) Mapas mostrando (i) la Ubicación del Pozo propuesto como inyector y

- situación de los Pozos adyacentes, y (ii) la estructura e isópacos del Reservorio dentro del cual los fluidos serán inyectados;
- b) Correlaciones geológicas mostrando el tope y la base de la formación e interfase de fluidos;
 - c) Detalles de terminación del Pozo propuesto para el almacenaje, mostrando profundidad del packer e intervalo baleado;
 - d) Una tabulación de los parámetros del Reservorio que incluyan permeabilidades, caudales de inyección, historiales de presión y producción; y
 - e) Resultados de los cálculos de perfiles de Producción que se espera alcanzar, pronosticando los movimientos de las interfases e índices de movimiento.

ARTÍCULO 219.- YPFB deberá aprobar las solicitudes efectuadas por los titulares conforme a los Artículos 204, 212, 215, 217 y 218 en un período de 60 días calendario. En caso que YPFB no responda dentro de este período de tiempo, dichas solicitudes serán consideradas aprobadas.

ARTÍCULO 220.- El titular podrá presentar información solicitada de acuerdo a uno de los siguientes Artículos 204, 212, 215, 217 y 218 en forma parcial y que considera suficiente para respaldar los requerimientos, previo acuerdo con YPFB.

TITULO VIII DE LA INFORMACION

ARTICULO 221.- El Titular está obligado a proporcionar a YPFB en idioma español toda la información que obtenga en sus operaciones, quien será el responsable de su distribución a los organismos competentes.

ARTÍCULO 222.- La información que envía el titular a YPFB tiene carácter confidencial hasta el cumplimiento del período establecido por las partes en el Contrato correspondiente.

CAPITULO I Informes de Exploración

ARTICULO 223.- El Titular remitirá a YPFB el programa de Exploración a más tardar 15 días antes de la iniciación de los trabajos, que incluirá, sin que se limite a ello, lo siguiente:

1. Cronograma y Plan de Trabajo.
2. Área donde se llevarán a cabo las actividades de Exploración.

Para el caso de Estudios Geofísicos se presentarán los puntos 3 al 6. Los parámetros que aún no estén definidos, serán presentados después de realizadas las pruebas experimentales.

3. Geometría y parámetros de grabación.
4. Fuente de Energía (si es el caso).

5. Receptores.
6. Equipos de Registración.

ARTICULO 224.- Si se realizan algunos de los trabajos indicados en los incisos a) al d) del Artículo 14 el Titular presentará a YPF B los siguientes informes.

1. Informes mensuales, trimestrales y anuales durante el período de Exploración.
2. Evaluación técnica del potencial de Hidrocarburos del área de Contrato donde se ha realizado trabajos de Exploración, dentro de los 180 días siguientes a la terminación de la Exploración.
3. Los informes finales sobre estudios de gravimetría y magnetometría deberán incluir, sin que se limite a ello, lo siguiente:
 - a) Mapas en escalas 1:50,000 y 1:250,000, u otras acordadas entre las partes.
 - b) Cintas de registros magnéticos.
 - c) Registros diarios de los campos magnéticos de la Tierra.
 - d) Especificaciones de los equipos utilizados en los estudios de gravimetría y magnetometría.
 - e) Interpretación de los elementos a), b), c) y d), junto con los mapas que muestren la intensidad del magnetismo y gravedad, la profundidad del basamento, mapas estructurales, tanto en transparencias, papel a escalas 1:50.000 y 1:250,000, formato digital u otras acordadas entre las partes.
 - f) Los informes de los párrafos a), b), c) y d) deberán ser enviados a YPF B, dentro de los 120 días siguientes a su terminación y el informe del párrafo e), dentro de los 30 días siguientes a su preparación.
4. Los informes finales sobre geología de superficie, si se llegara a realizar, en formato digital y papel, se enviarán a YPF B dentro de los 180 días siguientes a su terminación incluyendo, los siguientes trabajos:
 - a) Interpretación de imágenes de satélite o de radar incluyendo copia de las imágenes o informes de interpretación fotogeológica.
 - b) Mapas geológicos, estructurales y cortes a escalas 1:50,000 y 1:250,000, u otras escalas acordadas entre las partes y mapas mostrando la ubicación del conjunto de muestras a escala 1:50,000 u otra acordada entre las partes, tanto en transparencias, papel y formato digital.
 - c) Análisis de las probables rocas reservorio de hidrocarburos, especificando los tipos de Roca, Petrología, Permeabilidad y Porosidad.
 - d) Análisis de la roca madre de Hidrocarburos, consistentes en el contenido total de carbón orgánico, tipos y maduración.
 - e) Análisis paleontológicos y palinológicos estratigráficos y del ambiente deposicional.

- f) Entrega de muestras de Rocas.
5. Informes finales con los datos sísmicos e interpretaciones, incluyendo, sin limitarse, a los siguientes:
- a) Diagramas esquemáticos de la fuente y de la receptividad.
 - b) Especificaciones del equipo usado en los trabajos sísmicos.
 - c) Mapas mostrando las marcas permanentes usadas en el estudio, a escala 1:50,000 u otra acordada entre las partes.
 - d) Mapas mostrando los puntos de disparo ó puntos de vibración en escalas de 1:50,000 y 1:250,000 además de otras acordadas entre las Partes, en transparencias, papel y formato digital.
 - e) Cintas magnéticas de Campo con su respectiva información, cintas procesadas finales y reprocesadas si han sido utilizadas para reinterpretación.
 - f) Secciones sísmicas registradas en transparencia y papel a escala vertical de 5 pulgadas igual a un segundo. El mismo requisito regirá para las líneas reprocesadas.
 - g) Informes de resultados y conclusiones de los trabajos de obtención y procesamiento sísmico.
 - h) Velocidad R.M.S ("Root mean square velocity") y análisis de los intervalos de velocidad de los Puntos de Disparo en cada línea.
 - i) Contornos de los mapas estructurales basados en las interpretaciones del párrafo (h).
 - j) Informes de resultados y conclusiones de los trabajos de cada interpretación sísmica.

Los informes de los párrafos a) al g) serán presentados dentro de los 120 días posteriores a la terminación de la adquisición y procesamiento sísmico. Los informes de los párrafos h) al j) serán presentados dentro de los 30 días posteriores a la terminación de cada interpretación.

6. El Titular presentará a YPF B un informe final de operaciones al concluir los trabajos sísmicos, el cual incluirá, sin que se limite a ello, lo siguiente:
- a. Topografía.
 - b. Apertura (trocha).
 - c. Perforación.
 - d. Registro.
 - e. Procesamiento.
 - f. Salud, Seguridad y Medio Ambiente.
 - g. Transporte y comunicación.
7. Toda la información requerida en el Artículo 224 del presente reglamento deberá ser presentada a YPF B en formato digital y papel, y en film cuando corresponda.

Capítulo II

Informes de Perforación

ARTICULO 225.- La información técnica, relacionada con las actividades de Perforación, que el Titular debe entregar a YPFB en forma rutinaria y en idioma español, será la siguiente:

- A. Propuesta geológica y Programa de la perforación de los Pozos Exploratorios y de Desarrollo, previo a la perforación de cada Pozo, a mas tardar 30 días antes del inicio de las operaciones, con la finalidad de efectuar las observaciones necesarias.

Propuesta geológica

1. Datos generales (Identificación, área, país, departamento, provincia, operador, clasificación de pozo, tipo de pozo, coordenadas y altura del terreno a nivel del mar, objetivos, profundidad programada).
2. Marco Geológico.- (descripción estratigráfica de prognosis).
3. Programa de control geológico.
4. Programa de perfilaje.
5. Programa de recolección de muestras.
6. Programa de toma de testigos, si es aplicable.
7. Programa de presiones esperadas y de su control por medo del peso del lodo, basado en la información sísmica o de pozos vecinos.
8. Programa de pruebas, DST, RFT y formación.
9. Adjuntos en versión digital georeferenciada:

Mapa de ubicación de pozos.

Mapa geológico.

Imagen satelital.

Corte(s) transversal(es).

Correlación entre pozos.

Columna estratigráfica.

Línea sísmica interpretada.

Propuesta de perforación de pozo, independiente de los datos generales del punto 1, deberá incluir:

- Descripción general de los equipos y procedimientos a ser usados en la perforación de los diferentes intervalos.
- Programa de pruebas de los BOP.
- Programa de lodos.
- Programa de las Cañerías de Revestimiento, con suficiente resistencia a la presión interna, colapso, tensión y pandeo.
- Programa de cementación.
- Programa de pruebas de las cañerías de revestimiento y sus sellos.
- Resumen de problemas que pudieran encontrarse en la perforación, con las precauciones que se tomarían.

- Posibilidades de hallazgo de gas superficial.
- Detección y manejo de presiones anormales en el Pozo.
- Tiempo estimado de las operaciones.
- Descripción de las Pruebas de Formación (LOT) después de asentar las Cañerías de Revestimiento, demostrando su capacidad suficiente para la perforación del siguiente tramo.
- Plan mostrando los márgenes de seguridad de los BOP en las diferentes secciones del Pozo.
- Procedimiento para Ahogar el Pozo incluyendo el uso de los BOP.
- Programa de perforación en relación con el uso de los BOP.
- Descripción de cualquier equipo de seguridad de importancia.
- Organización del personal involucrado en la perforación, cubriendo su plan operativo.

B. Parte Diario, a las 8:00 a.m. horas del día siguiente, que contendrá cuando menos los detalles siguientes:

- Nombre del Pozo.
- Fecha y hora de dicha operación.
- Nombre del equipo de perforación.
- Días de operación.
- Profundidad del Pozo.
- Diámetro del Pozo.
- Tipo y tamaño de trepano.
- Desviación del Pozo.
- Orientación del Pozo, si es dirigido u horizontal.
- Tipo, peso y especificación del Lodo de perforación.
- Problemas y operaciones durante las 24 horas anteriores, incluyendo información sobre seguridad y accidentes.
- Litología dentro de las 24 horas anteriores.
- Detección de Hidrocarburos.
- Tipo, tamaño, peso y profundidad de las Cañerías de Revestimiento y tuberías de Producción.
- Cementación.
- Presiones aplicadas en la prueba de BOP, Cañerías de Revestimiento y otros equipos relacionados.
- Perfilaje del Pozo, incluyendo la profundidad y tipo del Perfil.
- Intervalos en los que efectuaron cortes de testigos.
- Pruebas de fluidos de perforación y de su profundidad.
- Abandono de Pozos.
- Retiro del equipo de perforación.
- Costo operativo diario y costo acumulado de las operaciones.
- Estado del tiempo.

C. Un conjunto completo de registros continuos, tanto en transparencia en formato digital y papel, los que se enviarán a YPFB dentro de los 20 días de terminadas

las operaciones de Perfilaje, en adición a los Perfiles recibidos del Titular a escalas usuales en curso. Igualmente las cintas digitalizadas de cada uno de los registros en el formato L.I.S.

D. Informe geológico final, informe final de perforación é informe final de la Terminación del Pozo, que se presentarán a YPFB dentro de los 60 días siguientes al retiro de la locación del equipo de perforación o terminación del Pozo. El informe deberá contener cuando menos lo siguiente:

- Descripción completa de los resultados del Pozo.
- Detalles de la geología y litología.
- El Perfil de Terminación del Pozo, incluyendo por lo menos lo siguiente:
 - a. Curvas del perfil.
 - b. Intervalos y frecuencia de recortes de perforación y descripción litológica.
 - c. Topes de las formaciones.
 - d. Muestras y pruebas.
 - e. Cañerías de Revestimiento, Tuberías de Producción y Tapones.
 - f. Estado subsuperficial y superficial del pozo.
 - g. Muestras paleontológicas y palinológicas.
 - h. Ambiente del depósito.
 - i. Cualquier otra información de Perfiles que el Titular haya obtenido por cuenta propia, que contribuya a la mejor interpretación de los resultados del Pozo.
- Informe de análisis de testigos.
- Informe de pruebas de Pozos.
- Análisis de muestras de Petróleo y agua.
- Análisis de pruebas de presión y temperatura de fondo.
- Si durante la Evaluación de un Pozo, este produjo o fue capaz de producir Hidrocarburos, el Titular deberá incluir en el Informe de Terminación, la siguiente información:
 - a. Los tipos y volúmenes de fluidos producidos por el Pozo.
 - b. Las presiones y temperaturas de los Separadores o tratadores, si éstos fueron usados.
 - c. El tiempo de los diferentes fluidos producidos, presiones en la cabeza y Estranguladores usados.
 - d. Los volúmenes y destino final de la Producción.
 - e. Si hubo alguna inyección al Pozo, la información contendrá además:
 - Las cantidades, presiones y tipos de fluidos inyectados al Pozo.
 - La Fuente de donde esos fluidos fueron obtenidos.
 - El tratamiento a los que los fluidos estuvieron sujetos.
 - El tiempo de inyección de cada sustancia.

- f. Detalle de los costos de perforación y terminación del pozo.
- E. En el caso del Abandono de un Pozo cuya Terminación no fuera exitosa, y cuyo programa de abandono ha sido aprobado por YPFB en cumplimiento del Artículo 125 del presente reglamento, el Titular presentará a YPFB dentro de los 60 días posteriores a su Abandono un informe, donde incluirá como mínimo lo siguiente:
- a) La explicación de las razones de Abandono, temporal o permanente.
 - b) Información del personal involucrado y sus responsabilidades: nombres, direcciones, así como de las razones de su presencia, incluyendo los subcontratistas.
 - c) Información general del Pozo, mostrando el estado del Pozo antes del Abandono con los trabajos previos.
 - d) Descripción del programa para abandonar y asegurar el Pozo con los procedimientos, equipos y Cementaciones específicos.
 - e) Información del Pozo después del Abandono temporal o permanente; equipo que permanecerá instalado, mostrando los intervalos cementados, Tapones, corte de cañerías de Revestimiento, perforaciones o lo que sea pertinente.
 - f) Detalle de los Costos de perforación y pruebas de formación.
- F. A los 90 días posteriores al Abandono de un Pozo cuya perforación no fuera exitosa, el Titular presentará la información complementaria que incluirá:
- a) Identificación con resumen informativo de los datos del Pozo y actividades posteriores al Abandono de la Ubicación; como ser programa de remediación del área afectada.
 - b) Interpretación final geológica y Geofísica a la que haya contribuido el Pozo.
 - c) Copia de los registros o perfiles y descripción litológica del Pozo, así como de todas las interpretaciones que hayan surgido de las pruebas efectuadas durante la Terminación y Evaluación del Pozo.
- G. Enviar a su propio costo al Centro Nacional de Información Hidrocarburífera de YPFB dentro de los 90 días posteriores de la fecha de finalización de la perforación del Pozo una porción de 50 grs. como mínimo, lavada y seca de cada muestra de recorte tomada durante la perforación, contenida en vidrio transparente o en plástico, que será almacenada y ordenada en función de la profundidad del recorte correspondiente, en recipientes aprobados y ordenados en función de la profundidad del Pozo.

- H. Deberá poner todos los testigos o parte de ellos después de removerlos de:
- a) Porciones pequeñas de diámetro total a ser usados en análisis de testigos, y
 - b) Tapones de diámetro pequeño para análisis de testigo rutinario, en cajones aprobados para el uso de testigos y etiquetados con el número y nombre del Pozo y la identificación del tope y base del testigo y el intervalo de profundidad donde se obtuvo el testigo.
- I. Dentro de los 90 días de finalizada la fecha en que se instruye la movilización del equipo de perforación del Pozo, deberá enviar, a su propio costo, todos los cajones de testigos del Pozo a YPFB.
- J. Deberá proporcionar al Centro Nacional de Información Hidrocarburífera dentro del mes de completación del análisis de la muestra del testigo, si esta fuese tomada, dos copias del análisis del reporte, el cual debe incluir mediciones de la Porosidad, Permeabilidad y cualquier otra medición petrofísica efectuada.

Capítulo III Informes de Producción

ARTICULO 226.- La información técnica que el Titular debe entregar a YPFB en forma rutinaria, relacionada con las actividades de Producción será:

- A. Un informe diario, hasta las 8:00 a.m. horas del día siguiente, conteniendo como mínimo lo siguiente:

POR CADA CAMPO

- Volumen de Hidrocarburos producidos.
 - Volumen de Hidrocarburos medidos en el Punto de Fiscalización.
 - Volumen de Hidrocarburos utilizados hasta el Punto de Fiscalización.
 - Volúmenes de Hidrocarburos reinyectados o almacenados.
 - Volúmenes de Hidrocarburos quemados o venteados.
 - Gravedad Específica y otras características de los Hidrocarburos.
- B. Un informe mensual, en los primeros 10 días de cada mes, conteniendo la información siguiente por cada Campo y por cada Reservorio:

a. POR CADA CAMPO Y POR CADA RESERVORIO

- La cantidad y calidad del Petróleo y Gas Natural Producidos y de los entregados en el Punto de Fiscalización en el mes calendario, así como la cantidad acumulada desde la fecha del inicio de la extracción comercial hasta el fin de mes calendario.
- La cantidad y calidad de Gas Natural reinyectado, quemado o venteado y almacenado en el mes calendario así como la cantidad acumulada en estas

operaciones desde la fecha de inicio de la extracción comercial hasta fin del mes calendario pertinente.

- La cantidad y calidad de Hidrocarburos utilizados durante el mes calendario en las operaciones de perforación, producción y bombeo hasta el Punto de Fiscalización de la Producción, así como la cantidad acumulada desde la fecha de inicio de la extracción comercial hasta fin del mes calendario pertinente.
- El Titular deberá informar en carta adjunta, las razones de cada una de las variaciones en déficit o exceso mayores al 5% con relación al mes calendario anterior en la cantidad y calidad de los Hidrocarburos producidos.

b. POR CADA POZO Y TERMINACION SI ES APLICABLE

- Volúmenes prorrateados y características de los fluidos.
 - Presión en las cañerías y tuberías de Revestimiento y de Producción.
 - Tamaño del Estrangulador o sistema de Producción del Pozo.
 - Tiempo de Producción del Pozo en el mes.
 - Pruebas de Pozos o terminaciones que incluyan la siguiente información: fecha, nombre del Pozo y terminaciones, Reservorio productor, tamaño del Estrangulador, presión fluyente, presión y temperatura del Separador, caudal de cada fluido producido (Petróleo, Condensado, Gas Natural y Agua) y el tiempo de prueba.
- C. Pronóstico de Producción anual para cada Reservorio productor dentro del primer año posterior al inicio de extracción comercial. En cada año sucesivo, el Titular presentará el pronóstico de Producción para el próximo año y su estimado para los próximos 5 años.
- D. Informe de servicio a los Pozos, señalando métodos y técnicas cumplidas y materiales utilizados o reemplazados para ese propósito, dentro de los 15 días después de la terminación de los servicios.
- E. Informe de Reacondicionamiento, rehabilitación y Estimulación, dando razones y detalles de la operación, dentro de los 30 días siguientes a la terminación de los trabajos.
- F. Informe de pruebas de presión de fondo ("bottom hole pressure"), dentro de los 30 días siguientes a la terminación de la prueba, incluyendo el potencial máximo de producción y las pruebas de restitución de presión, cuando estas se efectúen.

Los informes indicados en A y B, serán provistos por el Titular en el formato y métodos de registro indicados por YPFB.

ARTICULO 227.- Certificación anual de reservas de hidrocarburos (petróleo/condensado y gas natural) al 31 de diciembre:

YPFB, encaminara la cuantificación y certificación de las Reservas de Hidrocarburos, en términos volumétricos y energéticos, con fecha efectiva al 1° de enero de cada año calendario, por reservorio, campo y operador, así como el total

para Bolivia.

YPFB deberá contratar los servicios de una firma consultora de prestigio internacional, para que en consulta con los Productores, pueda cumplir los objetivos de este artículo. Los costos del estudio de consultoría en relación con estas tareas, deberán ser recuperados de los Productores en proporción a las Reservas Probadas de petróleo/condensado mas gas natural de separador, en términos energéticos.

La firma consultora deberá emitir un reporte anual con relación a los aspectos anteriores, incluyendo en forma enunciativa y no limitativa el detalle de:

- i) Reservas Probadas de hidrocarburos desarrolladas y no desarrolladas.
- ii) Reservas probables de hidrocarburos.
- iii) Reservas posibles de hidrocarburos.
- iv) Reservas de productos asociados al gas natural.

La información y los reportes anteriores deberán ser preparados para tenerlos disponibles hasta el 30 de junio de cada año calendario.

En caso que durante el año se disponga de información importante, como resultado de las pruebas y perforación de pozos, el Operador involucrado podrá contratar a su costo, a la misma firma consultora u otra que sea aprobada por YPFB, para preparar la correspondiente Certificación. La información resultante deberá ser proporcionada a YPFB para fines consiguientes.

Los resultados de la Certificación anual de reservas deberán ser publicados por YPFB tan pronto estén disponibles.

Para la realización de Certificación anual de Reservas, el Titular entregará a la empresa certificadora y a YPFB, toda la información necesaria relacionada con sus reservas en las áreas donde tenga actividades de Exploración y Explotación, hasta el 31 de diciembre de cada año.

La información a ser suministrada para este propósito estará detallada en el Pliego de condiciones para la contratación del servicio de Certificación.

Capítulo IV Otros informes

ARTICULO 228.- Otra información de carácter esporádico se presentará sobre:

A. Informe de Derrames.

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

- a) Lugar, fecha y tiempo de la pérdida.
 - b) Descripción de las circunstancias en que ocurrió la pérdida.
 - c) Procedimiento de recuperación, si fuera Petróleo.
 - d) Discusión de los pasos a seguir para evitar pérdidas similares en relación con el Plan de Contingencias para derrames de Petróleo y emergencias que el Titular debe presentar de acuerdo al Reglamento Ambiental para el Sector de Hidrocarburos.
 - e) Programa de restauración según el Plan de Contingencias en el lugar del accidente de acuerdo a las normas ambientales vigentes.
- B. La información que el Titular debe presentar a YPFB cuando tiene programado un proyecto de inyección, sea para agua de desecho o para Recuperación Secundaria constará, en lo que sea aplicable, de:
- a) Mapas mostrando la Ubicación de los pozos inyectores así como de los adyacentes.
 - b) Estado de cada Pozo adyacente al Pozo inyector.
 - c) Correlación estructural del reservorio al cual se inyectará el fluido.
 - d) Cortes estructurales mostrando el tope y base de formación así como las interfases Agua-Petróleo, Gas-Petróleo, Gas-Agua.
 - e) La Terminación del Pozo inyector incluyendo la profundidad del packer, intervalos existentes y propuestos, y el fluido no corrosivo que se usaran en el espacio anular.
 - f) Tabulación de:
 - 1. Parámetros de Reservorio, incluyendo Permeabilidad horizontal y vertical, acuífero y espesor.
 - 2. Presión de Reservorio original, actual, gradiente y declinación.
 - 3. Resultados del cálculo de balance de materiales, incluyendo los movimientos anticipados de la interfase e índices.
 - 4. Historial productivo del Campo.
 - 5. Historial productivo del Pozo inyector y pozos adyacentes.
 - g) Discusión de la estratificación del Campo y, según esto, el control del régimen de inyección para proteger los Pozos vecinos y lograr la óptima recuperación de Hidrocarburos.
- C. Cuando un Titular realice un proyecto de Recuperación Mejorada, tiene la obligación de presentar a YPFB dentro de los 60 días anteriores a cada período de seis meses la siguiente información, que puede ser gráfica, en lo que sea aplicable:
- a. El promedio diario y mensual producido por cada Pozo y por todo el sistema afectado.
 - b. El promedio mensual, del GOR y WOR producido por cada Pozo y por todo el sistema afectado.
 - c. La Producción acumulada de fluidos producidos por cada Pozo y por el sistema.

- d. Para cada tipo de fluido inyectado, el promedio mensual por día operativo en cada Pozo inyector y en el sistema.
- e. Para cada tipo de fluido inyectado, la presión en el Cabezal promedio por día operativo para cada Pozo inyector y en el sistema.
- f. Para cada tipo de fluido inyector, el volumen mensual acumulado en cada Pozo inyector y en el sistema.
- g. La distribución de la presión en el sistema.
- h. Para cada tipo de fluido inyectado, el índice de inyectividad promedio por día operado durante cada mes, en cada Pozo inyector y del sistema. Siendo el índice de inyectividad la inyección diaria promedio dividida por la diferencia entre la presión frente a la formación y el promedio de presión de formación.
- i. La fecha y el tipo de cualquier tratamiento o servicio a los Pozos.
- j. Cálculos de balance entre fluidos inyectados y producidos mensuales y acumulativos en la parte del Campo sujeta al proyecto.
- k. Cálculos del balance entre fluidos inyectados y producidos mensuales y acumulativos en cada unidad de inyección ("pattern").
- l. Cualquier otra información interpretativa que sirva para la Evaluación del progreso, eficiencia y comportamiento del sistema.
- D. Discusión de las reservas de Hidrocarburos, límite de los Campos y evaluaciones económicas.
- E. Programas de seguridad y sobre accidentes.
- F. Muestras representativas de todos los cortes de fluidos extraídos de los Pozos.
- G. Todos los demás informes, muestras, planes, diseños, interpretaciones y demás elementos que YPF solicite al Titular, por su cuenta o por cuenta de otras autoridades competentes.

ANEXO "A" DEFINICIONES

1. **Abandono del Pozo:** Operaciones y trabajos para el abandono definitivo o temporal del pozo o formación para dejar cerrado y seguro un Pozo.
2. **Abandono temporal del Pozo:** Es el abandono no definitivo el cual no podrá durar más de dos (2) años en ese estado, desde el retiro del equipo de perforación o terminación, al cabo del cual deberá efectuar el abandono definitivo o en su defecto la intervención inmediata del pozo el cual no deberá sobrepasar de 6 meses.
3. **AGA:** (American Gas Association),
4. **API:** (American Petroleum Institute) Instituto Americano de Petróleo; Entidad Norteamericana que emite especificaciones y recomendaciones para la industria petrolera.
5. **Barril:** Unidad de medida de volumen que consiste en 42 galones Americanos (USA) o 158.98 litros en condiciones estándar de temperatura y presión.
6. **BCF:** Significa un mil millones de pies cúbicos de gas en condiciones estándar de temperatura y presión.
7. **Bombeo Artificial:** Técnicas aplicadas a los Pozos para que continúen produciendo económicamente cuando ya no tienen energía suficiente para hacerlo por surgencia natural.
8. **BOP:** (Blow Out Preventer) Conjunto o juego de válvulas hidráulicas para

- prevenir reventones.
9. **BS&W:** Sedimento básico y agua no libres contenidos en los Hidrocarburos Líquidos.
 10. **Cabezal de Pozo:** Unidad de acero que soporta las cañerías bajo el subsuelo y las válvulas de control de superficie del Pozo.
 11. **Cañería de Revestimiento:** Cañería diseñada para constituirse en las paredes del Pozo. Puede quedar cementada parcial o totalmente.
 12. **Cañería de Revestimiento de producción:** Cañería de Revestimiento inferior u operativa, que contiene el sistema de producción de Pozo.
 13. **Cañería de Revestimiento Intermedio:** Cañería de Revestimiento colocada entre la cañería de superficie y la tubería de Producción, cuando es necesario aislar las zonas problemáticas intermedias durante la perforación.
 14. **Cañería de Revestimiento de Superficie:** Cañería de Revestimiento conectada al cabezal y cementada, que soporta todo el peso del equipamiento del Pozo.
 15. **Cementación:** Técnica por la cual se prepara, bombea y ubica la mezcla de cemento dentro del Pozo con fines de fijación de una cañería, aislamiento, reparación o Abandono.
 16. **Condensado:** Hidrocarburo líquido formado por la condensación de los Hidrocarburos Separados del Gas Natural, debido a cambios en la presión y temperatura cuando el Gas Natural de los Reservorios es producido, o proveniente de una o más etapas de compresión de Gas Natural.
 17. **Contrato:** El Contrato Petrolero correspondiente referido al Art. 138 de la Ley No 3058.
 18. **Estimulación:** Trabajos que se realizan con el objeto de incrementar la productividad de los Pozos o evitar la migración de finos.
 19. **Estrangulador:** Válvula o equipo de control, que regula la presión y caudal de producción.
 20. **Evaluación:** Trabajos realizados en el Pozo para determinar su capacidad de producir Hidrocarburos.
 21. **Fiscalización:** Las acciones que realiza la autoridad competente para supervisar y controlar las operaciones que lleve a cabo el Titular durante la vigencia del Contrato.
 22. **Gas Natural Asociado:** El Gas Natural producido con el petróleo del Reservorio.
 23. **Gas Natural No-Asociado (Gas Libre):** Aquel cuya ocurrencia tiene lugar en un Reservorio natural en el que no hay presencia de Hidrocarburos Líquidos.
 24. **G.O.R.:** Relación Gas-Petróleo (m³/m³ o pies cúbicos por Barril de Petróleo), medidos en superficie.
 25. **Hidrocarburos Fiscalizados:** Son los Hidrocarburos del área de Contrato, medidos en el Punto de Fiscalización.
 26. **Hidrocarburos Líquidos:** Petróleo o Condensado, GLP y Gasolina Natural.
 27. **IAGC:** (International Association Of Geophysical Contractors), Asociación Internacional de Contratistas Geofísicos.
 28. **Intervención de Pozos:** Trabajos efectuados en el pozo con el fin de mejorar su productividad mediante la modificación de las características de sus zonas productivas. De igual manera, comprende el abandonar una zona productiva agotada para producir una nueva zona.
 29. **Ley o Ley de Hidrocarburos:** La Ley No. 3058.
 30. **Línea Sísmica:** Es la apertura de brecha para la ejecución de trabajos sísmicos.

31. **Lodo:** Fluido con características especiales circulado durante operaciones dentro del Pozo, para mantenerlo limpio y controlado.
32. **Medición Automática:** Determinación de la cantidad de Hidrocarburos por mediciones efectuadas en tuberías fluentes con medidores calibrados y comprobados.
33. **Muestra:** Un volumen representativo de Hidrocarburos, roca o agua.
34. **NFPA:** National Fire Protection Association (USA).
35. **Perfilaje de Pozos:** Técnica de la medición de las características de las formaciones y fluidos dentro del Pozo, controlada desde la superficie, con fines de tomar decisiones en operaciones de Terminación y reacondicionamiento. Da como resultado directo los perfiles o registros del Pozo.
36. **Permeabilidad:** Capacidad de una formación para dejar pasar fluido.
37. **Plan de Contingencias:** Plan de acción a tomarse en situaciones de emergencia.
38. **Porosidad:** El espacio entre los granos que constituyen la Roca o el Reservorio.
39. **Pozo:** Agujero que resulta de la perforación para descubrir o producir Hidrocarburos, inyectar agua o gas u otros objetivos convencionales.
40. **Pozo Exploratorio:** El perforado para determinar la existencia de Hidrocarburos en un área geográfica.

Asimismo, son Pozos Exploratorios los siguientes:

- a. Los dos Pozos siguientes al primer Pozo descubridor de Hidrocarburos con potencial comercial, que tengan por objetivo delimitar el Campo.
 - b. Cualquier Pozo productor o inyector, que sea posteriormente profundizado para probar un reservorio diferente.
41. **Pozo de Desarrollo:** Pozo que se perfora para la Producción de Hidrocarburos descubiertos.
 42. **Producción:** Todo tipo de actividades en el área de Contrato 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 hasta el o los puntos de Fiscalización de la Producción.
 43. **Producción Máxima Eficiente (PME):** La Producción que permita alcanzar la máxima recuperación final técnico-económica del Campo, de conformidad con las prácticas aceptadas internacionalmente por la industria del Petróleo.
 44. **Prospecto:** Área identificada para la Exploración.
 45. **Prueba de Formación:** Técnica de Evaluación que sirve para determinar las características y capacidad productiva de la formación y sus fluidos en un pozo.
 46. **Punto de Disparo:** Lugar donde explota la carga en operaciones de sísmica.
 47. **Punto de Vibración.** Lugar donde los Vibradores vibran a determinada frecuencia.
 48. **Recuperación Mejorada:** Técnicas aplicadas a los Reservorios para aumentar la recuperación final de sus Hidrocarburos.
 49. **Recuperación Secundaria:** Técnica de Recuperación Mejorada que consiste en la inyección de agua, gas u otro fluido a un Reservorio, con el objeto de mantener su energía e incrementar la recuperación final de Hidrocarburos.
 50. **Reparación de Pozos:** Trabajos de limpieza o adecuación del pozo.

51. **Reterminación de Pozos:** Trabajos realizados en Pozos abandonados en forma temporal o permanente, con el fin de ponerlos nuevamente en actividad.
52. **Reservas Probadas:** Es la cantidad estimada de Hidrocarburos que de acuerdo al análisis de las informaciones geológicas e Ingeniería de Reservorios, demuestran con una razonable aproximación que, en el futuro, serán recuperables los Hidrocarburos de los Reservorios bajo las condiciones económicas y operacionales existentes. Los Reservorios son considerados con Reservas Probadas, cuando han demostrado la capacidad de producir ya sea por la actual Producción o pruebas concluyentes de la formación geológica.
53. **Reservas Probadas Desarrolladas:** Son las Reservas Probadas estimadas a ser recuperadas a través de los Pozos existentes.
54. **Reservas Probadas No Desarrolladas:** Son las reservas económicamente recuperables estimadas que existen en Reservorios probados, que serán recuperadas por Pozos a ser perforados en el futuro. Las reservas estimadas en áreas no perforadas están incluidas como Reservas Probadas, si ellas son consideradas como tales por el análisis de la información de los Pozos existentes.
55. **Reservas Probables:** Reservas que son susceptibles de ser probadas y que se basan en evidencia razonable de la existencia de hidrocarburos producibles dentro de los límites de la estructura o reservorio, por encima de contactos de agua, sean estos conocidos o inferidos, pero que se definen con un menor grado de certidumbre debido a un control de pozo más limitado, o a la ausencia de pruebas de producción definitivas. Las Reservas probables pueden incluir extensiones de reservorios probados u otros reservorios que no han sido probados en flujos comerciales, o reservas recuperables por métodos de recuperación mejorada que aún no han sido probados en el mismo reservorio, o cuando exista una incertidumbre razonable acerca de la recuperación mejorada.
56. **Reservas Posibles:** Reservas que pueden existir pero que están menos definidas por control de pozos que en el caso de las reservas probables. Las reservas posibles incluyen aquéllas basadas principalmente en interpretación de registros y otras evidencias de saturación de hidrocarburos en zonas detrás de la cañería en pozos existentes, posibles extensiones de áreas de reservas probadas y probables indicadas por estudios geofísicos y geológicos, y aquellas que se recuperaría por métodos de recuperación mejorada, donde los datos son insuficientes para clasificar las reservas como probadas o probables.
57. **Reservorio de Hidrocarburos.-** Es uno o varios estratos bajo la superficie que estén produciendo o sean capaces de producir hidrocarburos, con un sistema común de presión en toda su extensión, en los cuales los hidrocarburos estén rodeados por roca impermeable o agua. Para fines de la presente Ley, Yacimiento y Reservorio de Hidrocarburos son sinónimos.
58. **Roca:** Mineral o compuesto de minerales que forman parte esencial de la corteza terrestre.
59. **Roca Sello:** Cada capa de roca impermeable que forma parte esencial de la corteza terrestre.
60. **Separador:** Equipo empleado para separar el gas y el agua de los Hidrocarburos Líquidos producidos.
61. **Terminación:** Trabajos posteriores a la perforación que tienen por objeto poner el pozo en condiciones de Producción. Completación es sinónimo de Terminación.

62. **Tubería de Producción:** Tubería por la que fluye hacia la superficie la producción del Pozo.
63. **Ubicación:** Lugar geográfico donde se instala el equipo de perforación para perforar un pozo bajo condiciones establecidas, o donde queda el Cabezal después de perforado.
64. **Unitización:** (Convenio de reservorios compartidos) Convenio de Explotación celebrado entre Titulares, con áreas de contrato colindantes que permitirá el desarrollo eficiente de uno o más reservorios compartidos.
65. **Vibrador:** Vehículos pesados equipados con planchas vibratoras para producir ondas de energía para registro sísmico.
66. **WOR:** Relación volumétrica agua / petróleo producidos.

TEXTO DE CONSULTA

Gaceta Oficial del Estado Plurinacional de Bolivia

Derechos Reservados © 2012

www.gacetaoficialdebolivia.gob.bo