

Aprueban Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos

DECRETO SUPREMO Nº 032-2004-EM

CONCORDANCIAS: R. Nº 088-2005-OS-CD (Reporte de emergencias en actividades de Hidrocarburos)

D.S. Nº 081-2007-EM, Anexo 1, Art. 35

R. Nº 678-2008-OS-CD, Anexo I (Procedimiento para la presentación de información sobre servidumbres para la construcción y operación de Ductos de Transporte de Hidrocarburos)

R. Nº 169-2011-OS-CD (Aprueban “Procedimiento para el Reporte de Emergencias en las Actividades de Comercialización de Hidrocarburos”, aprueban formatos para el reporte de emergencias y modifican Tipificación y Escala de Multas y Sanciones)

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

CONSIDERANDO:

Que, el artículo 33 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, Ley Nº 26221, dispone que el Ministerio de Energía y Minas dictará las normas relacionadas con los aspectos técnicos de instalaciones y operaciones de exploración y explotación tanto de superficies como de subsuelo y seguridad;

Que, mediante Decreto Supremo Nº 055-93-EM, se aprobó el Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos;

Que, nuevos supuestos y exigencias hacen necesario actualizar las normas sobre exploración y explotación de hidrocarburos para garantizar una eficiente explotación de nuestras reservas hidrocarburíferas, la integridad de la persona humana, así como la preservación del ambiente en que estas actividades se desarrollan;

De conformidad con la Ley Nº 26221 y en uso de las atribuciones previstas en los numerales 8) y 24) del artículo 118 de la Constitución Política del Perú;

DECRETA:

Artículo 1.- De la aprobación Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos

Aprobar el Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, el mismo que contiene siete (7) Títulos, dieciséis (16) Capítulos, trescientos trece (313) artículos,

cuatro (4) Disposiciones Complementarias, cuatro (4) Disposiciones Transitorias y un (1) Anexo, el cual forma parte integrante del presente Decreto Supremo.

Artículo 2.- De la Derogatoria del Decreto Supremo Nº 055-93-EM

Derogar el Decreto Supremo Nº 055-93-EM que aprobó el Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos y las disposiciones que se opongan a lo establecido en el presente Decreto Supremo.

Artículo 3.- Del Refrendo

El presente Decreto Supremo será refrendado por el Ministro de Energía y Minas.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los dieciocho días del mes de agosto del año dos mil cuatro.

ALEJANDRO TOLEDO

Presidente Constitucional de la República

JAIME QUIJANDRÍA SALMÓN

Ministro de Energía y Minas

REGLAMENTO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS

TÍTULO I Disposiciones Generales

TÍTULO II Seguridad, Salud y Ambiente

Capítulo I	Disposiciones Generales
Capítulo II	Seguridad y Salud
Capítulo III	Ambiente
Capítulo IV	Condiciones de Seguridad y Salud en los Campamentos

TÍTULO III Exploración

Capítulo I	Actividades Exploratorias
Capítulo II	Manejo de Explosivos

TÍTULO IV Perforación

Capítulo I	Instalación del Equipo de Perforación
Capítulo II	Perforación del Pozo
Capítulo III	Aspectos de Seguridad para la Perforación y Servicio de Pozos
Capítulo IV	Completación del Pozo

Capítulo V Abandono del Pozo

TÍTULO V Producción

Capítulo I Producción en General
Capítulo II Equipos de Producción
Capítulo III Operaciones de Producción
Capítulo IV Medidas de Seguridad en los Pozos de Producción
Capítulo V Medición de Hidrocarburos Fiscalizados

TÍTULO VI Información, infracciones y sanciones

TÍTULO VII Uso de Bienes Públicos y de Propiedad Privada

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Anexo A Normas Técnicas Nacionales

TÍTULO I

DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 1.- Objeto

El presente Reglamento se expide al amparo de lo dispuesto en el artículo 33 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, Ley N° 26221, y tiene por objeto normar las actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el ámbito nacional, con el fin de obtener la Recuperación Máxima Eficiente de los Hidrocarburos de los Reservorios, dentro de condiciones que permitan operar con seguridad y protección del ambiente.

El presente Reglamento es de aplicación para los Contratistas, quienes a su vez, son responsables del cumplimiento del mismo por parte de sus Subcontratistas.

Artículo 2.- Definiciones

En lo que sea pertinente, las definiciones contenidas en el Glosario de Siglas y Abreviaturas del Sub sector Hidrocarburos resultan de aplicación en cuanto no se encuentren previstas en el presente Reglamento. En caso de discrepancia entre las definiciones contempladas en ambas normas primará el Reglamento.

Para los fines del presente Reglamento y en adición a las contenidas en el Glosario de Términos del Sub Sector Hidrocarburos, se considerarán las definiciones y siglas siguientes:

Abandono del Pozo: Trabajos que se efectúan para dejar herméticamente cerrado y en condiciones seguras un Pozo.

Aforo: Medición en tanques calibrados de la cantidad en reposo de Hidrocarburos Líquidos y a condiciones estándar de presión y temperatura.

Almacenamiento de Gas Natural en Reservorios: Inyección de gas en reservorios depletados con fines de almacenamiento para su posterior utilización.

Análisis de Riesgo: El estudio para evaluar los peligros potenciales y sus posibles consecuencias en una Instalación existente o en un proyecto, con el objeto de establecer medidas de prevención y protección.

Estos estudios deben ser conducidos por profesionales colegiados calificados de la propia Contratista o de empresas de asesoría o consultoría externa, debidamente registrados en OSINERG.

Bentonita: Arcilla natural, componente de los Lodos de perforación.

BES: En la actividad de Explotación es la unidad de bombeo artificial electro sumergible.

Bombeo Artificial o Levantamiento Artificial: Técnicas empleadas para que los Pozos continúen produciendo económicamente cuando su energía no es suficiente para que produzca en surgencia natural

Botiquín de Primeros Auxilios: Provisión de implementos y medicamentos necesarios para atender las urgencias de salud provenientes de los riesgos específicos de la zona o del tipo de trabajo que se ejecuta y deberán ser inspeccionados periódicamente por el Personal médico de la empresa.

Cabezal de Pozo: Unidad de acero con un conjunto de válvulas y conexiones que soporta las tuberías de un Pozo del subsuelo, permite controlar sus presiones y ponerlo en producción o inyección desde la superficie (Árbol de Navidad).

Casing: Tubería de Revestimiento.

Condiciones Estándar: Temperatura de quince grados centígrados y cinco centésimas grados Celsius $-15,5\text{ C}^{\circ}$, (sesenta grados Fahrenheit $-60\text{ }^{\circ}\text{F}$) y presión de 14,696 psi.

Conificación: Irrupción de agua y/o gas hacia zonas la formación productiva del Pozo debido a disminución de su presión fluyente, generando un flujo en forma de cono alrededor del Pozo de petróleo.

Data: Información general sobre trabajos realizados, ocurrencias, estadísticas y muestras obtenidas durante las actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos.

Degasificador: Equipo utilizado para extraer el gas del Lodo en el proceso de normalizar su peso para permitir continuar utilizando este fluido durante la perforación de un Pozo.

Desarenador: Equipo utilizado para extraer la arena del Lodo de perforación.

Desilter: Equipo utilizado para extraer las partículas finas al Lodo de perforación.

DICAPI: Dirección General de Capitanías y Guardacostas de la Marina de Guerra del Perú, Órgano de Ejecución del Ministerio de Defensa.

DGAEE: Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos.

DGH: Dirección General de Hidrocarburos.

DGTA: Dirección General de Transporte Aéreo.

Disparador: Persona encargada del manejo y detonación de los explosivos.

Engravamiento: Técnica por la que se coloca un filtro de arena entre el Casing y el Tubing para evitar problemas operativos en la producción de un Pozo.

Equipo de Perforación: Conjunto de unidades operativas (motores, malacate, cabría, bombas, generadores, tubería de perforación, plantas de tratamiento, tanques, etc.), con equipos interfuncionales relacionados con el objetivo de llevar a cabo perforación de Pozos.

Estimulación: Tratamiento a la formación productiva de un Pozo con el objetivo de mejorar su productividad.

Estrangulador: Dispositivo instalado en el cabezal de un Pozo para reducir el diámetro del área de flujo de los fluidos de un Pozo de petróleo o gas, con la finalidad de regular la salida de los mismos.

Evaluación: Trabajos realizados en el Pozo para determinar su capacidad para producir Hidrocarburos.

Fracturamiento Hidráulico: Técnica por la que se genera hidráulicamente una fractura en la formación con el fin de mejorar su Permeabilidad en la zona aledaña al Pozo.

Fuente: Corriente de agua subterránea que sale a través de una abertura natural donde la línea de agua corta a la superficie.

Gas Lift: Sistema de Producción Artificial cuya energía es suministrada por el Gas Natural a alta presión, el cual aligera la columna hidrostática del Pozo, permitiendo que los fluidos puedan surgir a la superficie.

GOR: Relación gas-petróleo en m³/m³ o pies cúbicos por barril, medidos a Condiciones Estándar.

Incidente: Ocurrencia, escape o descarga sin control de Material Peligroso que no origina incendio, explosión, muerte o lesiones personales, pero que ocasiona o ha podido ocasionar daños a la propiedad o al ambiente.

Información Geofísica: Data originada por una actividad geofísica.

Información Geofísica Procesada: Información obtenida en el campo a la que se le ha aplicado una secuencia de procesamiento para obtener secciones sísmicas en papel o formato digital.

Inyección: Trabajos efectuados para inyectar agua, Gas Natural, nitrógeno o polímeros a formaciones con Reservas remanentes de Hidrocarburos con fines de mantenimiento de presión, recuperación secundaria y en el caso de Gas Natural con fines de almacenamiento.

IPEN: Instituto Peruano de Energía Nuclear.

Ley: Ley Orgánica de Hidrocarburos, Ley N° 26221.

Líquidos de Gas Natural: Hidrocarburos licuefactables provenientes de formaciones productivas de Gas Natural o de plantas de separación de líquidos y/o procesamiento de Gas Natural.

Liner (Laina): Tubería de revestimiento del Pozo que no llega hasta la superficie. Generalmente cubre sólo la parte profunda y productiva del Pozo y cuelga del último tubo del Casing.

Lodo: Fluido circulado durante Operaciones de perforación dentro del Pozo, con características especiales para mantenerlo limpio, estable y controlado, así como para recuperar muestras litológicas conforme avanza la perforación.

Mástil: Estructura de acero vertical que da la altura a los equipos de perforación y servicio de Pozos.

Matar el Pozo: Técnica por medio de la cual se domina y evita la surgencia de fluidos del Pozo, causado por la alta presión a la que se encuentran.

Medición Automática: Determinación de la cantidad de Hidrocarburos fluentes en tuberías con medidores de flujo continuo, adecuadamente calibrados.

MER (Recuperación Máxima Eficiente): Producción que permite alcanzar la máxima recuperación técnico-económica de un yacimiento, de conformidad con prácticas aceptadas internacionalmente por la industria del Petróleo.

Método Sísmico de Pozo de Disparo: Técnica sísmica que utiliza una pequeña explosión en Pozos superficiales para producir ondas de choque que son registradas en un Pozo Exploratorio o de Desarrollo.

MINEM: Ministerio de Energía y Minas

Muestra: Un volumen representativo de Hidrocarburos Fiscalizados.

Operaciones: Toda actividad de Exploración y/o Explotación, de ser el caso, así como aquellas relacionadas con el Sistema de Transporte y Almacenamiento y el Ducto Principal y otras actividades materia del Contrato relacionadas con la operación y ejecución de las mismas.

Partes: PERUPETRO y el Contratista.

Personal: Persona natural vinculada con la Contratista a través de un contrato de trabajo o de servicios.

Perfilaje de Pozos: Técnica controlada desde la superficie que se usa para la medición de las características petrofísicas de las formaciones y fluidos, atravesados por el Pozo.

Permeabilidad: Capacidad de una Roca o formación para dejar pasar un fluido.

Plan de Contingencias: Plan elaborado para afrontar derrames de Hidrocarburos y otras emergencias tales como incendios y desastres naturales.

Porosidad: Es el espacio entre los granos que constituyen una Roca sedimentaria. En caso de ser la formación naturalmente fracturada, se deben considerar también dichas fracturas.

Pozo: Cavity en la corteza terrestre como resultado de la perforación efectuada para descubrir o producir Hidrocarburos, inyectar agua o gas u otros objetivos.

Pozo Activo: Aquel Pozo que es operado por el Contratista en forma continua o esporádica con la finalidad de recuperar reservas de Hidrocarburos.

Pozo Artesiano: Pozo en el que el agua o el petróleo fluye a la superficie sin el uso de bombas, debido a que la presión del Reservorio es mayor que la presión hidrostática.

Pozo de Desarrollo: Aquel que se perfora para producir Hidrocarburos en la etapa de Explotación.

Pozo Exploratorio: Aquel que se perfora con el propósito de descubrir reservas de hidrocarburos o para determinar la estratigrafía de un área en Exploración.

Pozo Confirmatorio: Aquel que se perfora para confirmar las Reservas descubiertas o para delimitar la extensión de un Yacimiento.

Pozo Surgente: Aquel en el cual los fluidos provenientes del Reservorio o Reservorios atravesados fluyen a la superficie sin el uso de medios artificiales.

Programa Anual de Actividades de Seguridad (PAAS): Es un documento de periodicidad anual, que contiene los objetivos y actividades a desarrollarse, conducentes al logro y mantenimiento de condiciones de seguridad óptimas.

Prueba de Formación: Técnica de evaluación que sirve para determinar las características y la capacidad productiva de la formación y sus fluidos.

Pulling: Trabajo de Servicio de Pozos, que se realiza para reparar el equipo de subsuelo de los Pozos con problemas.

Punto de Disparo: Lugar donde se producen ondas sísmicas, durante la ejecución de un trabajo sísmico, mediante explosiones u otros métodos.

Punto de Fiscalización: Es el lugar acordado por las Partes para efectuar la medición de los Hidrocarburos provenientes del Área de Contrato, donde y para cuyo efecto el Contratista construirá, operará y dispondrá de equipos e instalaciones apropiados para la Fiscalización de la Producción. (*)

(*) Definición modificada por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 023-2010-EM, publicado el 22 mayo 2010, cuyo texto es el siguiente:

“Punto de Fiscalización: Es el lugar o lugares acordado por las Partes para efectuar la medición de los Hidrocarburos provenientes del Área de Contrato, donde y para cuyo efecto el Contratista construirá, operará y dispondrá de equipos e instalaciones apropiados para la Fiscalización de la Producción. En el caso de yacimientos de gas con contenido de líquidos, la fiscalización puede hacerse por separado de las diferentes fases y calidades de hidrocarburos después de una Planta de Procesamiento. Si en la Planta de Procesamiento concurrieran hidrocarburos provenientes de diferentes lotes, se calculará por métodos adecuados el volumen correspondiente a cada lote.”

Punzonamiento: Técnica que permite disparos controlados desde la superficie con la finalidad de producir (orificios dentro del Pozo hacia la formación para establecer la comunicación respectiva.

Reacondicionamiento de Pozos: Trabajos efectuados en el Pozo con el fin de mejorar su productividad mediante la modificación de las características de sus zonas productivas.

Recuperación Mejorada: Técnicas aplicadas a los Reservorios para aumentar la recuperación final de sus Hidrocarburos.

Recuperación Secundaria: Técnica de Recuperación Mejorada que consiste en la inyección de agua y/o gas a un Reservorio o la aplicación de nuevas tecnologías con el objeto de aumentar la recuperación final de Hidrocarburos.

Reglamento Interno de Seguridad Integral: Documento desarrollado por la propia Contratista, que contiene las normas y disposiciones propias de cada actividad específica de Hidrocarburos destinado a regular el curso del trabajo, para que éste se desarrolle en óptimas condiciones de seguridad.

Rehabilitación de Pozos: Trabajos realizados en Pozos abandonados en forma temporal o permanente, con el fin de ponerlos nuevamente en actividad.

Re-inyección: Acción de “re-inyectar” gas, agua u otros fluidos a un reservorio con existencia de Hidrocarburos remanentes para mejorar su recuperación final o mantener presión.

Ristras: Grupo de geófonos y/o hidrófonos utilizados durante una operación sísmica.

Roca Sello: Capa de Roca impermeable que evita la migración de los Hidrocarburos o fluidos en general.

Sarta: Conjunto de tuberías que ejercen una misma función.

Seguridad: Todas las disciplinas de seguridad y el conjunto de Normas Técnicas y disposiciones nacionales y/o internacionales aplicables, tendientes a prevenir, eliminar y/o controlar las posibles causas de Accidentes, daños al ambiente, riesgos industriales y/o enfermedades profesionales a las que está expuesto el Personal e Instalaciones, en las Actividades de Hidrocarburos.

Separador: Equipo donde se separan el Gas Natural y/o el agua de los Hidrocarburos Líquidos producidos.

Servicio de Pozos: Trabajos efectuados en el Pozo para restituir su régimen de producción normal, sin variar el origen de la producción.

Suabeo: Acción de pistoneo con cable para agitar y/o extraer fluidos de un Pozo.

Subcontratista: Persona natural o jurídica contratada por el Contratista para realizar trabajos correspondientes a las actividades del Contrato.

SSU: Safety Sealing Unit. Dispositivo sellador de seguridad para evitar derrames.

Supervisión: Las acciones que lleva a cabo PERUPETRO a fin de verificar el cumplimiento de las obligaciones del Contratista respecto a la ejecución del Contrato.

Tapones (Packers): Obturadores (de cemento o mecánicos, permanentes, perforables o recuperables) que se usan para aislar una sección del Pozo.

Tubería de Producción: Tubería por la que fluye la producción del Pozo hacia la superficie.

Tubería de Revestimiento (Casing): Tubería diseñada para constituirse en las paredes del Pozo, la que puede quedar cementada total o parcialmente.

Tubería de Revestimiento de Producción (Casing de Producción): Tubería de Revestimiento interior u operativa que contiene el sistema de producción del Pozo.

Tubería de Revestimiento de Superficie (Casing de Superficie): Tubería de Revestimiento conectada al Cabezal y cementada que soporta el peso del equipamiento del Pozo.

Tubería de Revestimiento Intermedio (Casing Intermedio): Tubería de Revestimiento colocada entre la de Superficie y la de Producción, cuando es necesario aislar zonas problemáticas intermedias, durante la perforación del Pozo.

Tubing: Tubería de Producción.

Ubicación: Lugar geográfico donde se instala el equipo de perforación para perforar un Pozo bajo condiciones establecidas donde queda el Cabezal del Pozo después de su perforación.

Unidad Impide Reventones (BOP): Válvula de cierre anular o de compuertas usada para evitar la fuga descontrolada de los fluidos del Pozo durante las Operaciones.

Unificación: Convenio de Explotación celebrado entre Contratistas colindantes para permitir el desarrollo eficiente de un Yacimiento compartido.

Válvula Maestra: Válvula principal de control en el Árbol de Navidad del Pozo.

Vibrador: Vehículos especialmente diseñados para producir ondas de choque en la ejecución de Estudios Sísmicos.

Winche: Equipo utilizado para levantar pesos con cable de acero en las actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos.

WOR: Relación agua Petróleo (water oil ratio).

Zapato: Punta inferior que guía una Tubería de Revestimiento o Liner y que generalmente tiene una válvula de retención.

Zaranda (o Rumba): Equipo que separa los detritos de perforación del Lodo por medio de mallas vibradoras.

Artículo 3.- Actividades

Las actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos comprenden, las actividades propias de la búsqueda y descubrimiento de Hidrocarburos, incluyendo trabajos de geología de campo, perforación de Pozos Exploratorios y de Desarrollo, así como las Actividades de Producción de Hidrocarburos.

Artículo 4.- Ministerio de Energía y Minas

El Ministerio de Energía y Minas (MINEM) es el órgano rector del Sector de Energía y Minas, el cual dentro de las funciones relacionadas con el Sub Sector Hidrocarburos, posee las facultades normativa, promotora y concedente. En razón de ello, le corresponde dictar las normas complementarias a fin de tener actualizado el presente Reglamento.

El MINEM a través de la DGH, dentro del ámbito de su competencia, tiene la facultad para otorgar derechos de concesión, así como otorgar, suspender, denegar y cancelar autorizaciones administrativas que el presente Reglamento prevé, así como llevar un registro de ellas.

Artículo 5.- PERUPETRO

PERUPETRO es la empresa estatal de derecho privado del Sector de Energía y Minas encargada de promover, negociar, celebrar y supervisar en su calidad de Contratante, las actividades de Exploración y Explotación en el marco de los contratos suscritos al amparo de la Ley N° 26221 o los Decretos Leyes N° 22774 y N° 22775.

Artículo 6.- OSINERG

OSINERG es el organismo público encargado de la supervisión y fiscalización del cumplimiento del presente Reglamento, de conformidad con el artículo 5 de la Ley de creación del OSINERG, Ley N° 26734, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, Ley N° 27332, la Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG), Ley N° 27699 y sus correspondientes normas reglamentarias, complementarias, modificatorias y ampliatorias. De igual forma esta entidad está facultada para dictar las disposiciones necesarias para el cumplimiento de esta norma dentro del ámbito de su competencia.

Artículo 7.- Comunicación

El Contratista está obligado a dar aviso a PERUPETRO al inicio, reinicio o cese de sus Operaciones, así como de cualquier alteración o cambio sustancial en su plan de trabajo.

Artículo 8.- Facilidades de Fiscalización

El Contratista está obligado a proporcionar las facilidades que se encuentren a su alcance en el área donde se realicen las Operaciones, a fin que los representantes de OSINERG y PERUPETRO puedan cumplir con sus funciones de fiscalización y supervisión, sin alterar el normal desarrollo de sus Operaciones.

Artículo 9.- Derechos de Uso y Servidumbre

El Contratista podrá solicitar los derechos de uso y servidumbre indicados en los artículos 82, 83 y 84 de la Ley y será responsable del pago de la indemnización por los perjuicios económicos que ocasione el ejercicio de tales derechos.

Los procedimientos para el otorgamiento de estos derechos se realizarán conforme con lo dispuesto en el Título VII del presente Reglamento.

TÍTULO II

SEGURIDAD, SALUD Y AMBIENTE

CAPÍTULO I

DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 10.- Obligaciones

Sin perjuicio de las normas específicas contenidas en el presente Reglamento, en relación con la protección ambiental y seguridad, el Contratista y sus Subcontratistas deberán cumplir con el Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo Nº 046-93-EM, así como sus correspondientes normas complementarias y modificatorias, en concordancia a lo dispuesto en el artículo 87 de la Ley y demás Reglamentos aplicables.

Artículo 11.- Protección Ambiental

Los campamentos e instalaciones cumplirán las normas indicadas en el Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos. El Personal deberá cumplir con lo referente a la protección de la flora y fauna locales, conforme a lo dispuesto por el referido Reglamento.

Artículo 12.- Desechos

Los desechos y desperdicios producidos durante la Exploración y Explotación serán manejados como se indica en el Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos.

Artículo 13.- Disponibilidad de normas

Para facilitar la labor de OSINERG, el Contratista deberá tener disponibles las normas y especificaciones que use durante sus Operaciones y las que haya utilizado en la construcción de sus instalaciones.

CAPÍTULO II

SEGURIDAD Y SALUD

Artículo 14.- Responsabilidades

El Contratista será responsable de la ejecución del trabajo en concordancia con las normas y los reglamentos de seguridad aplicables, así como de las buenas prácticas de trabajo de la industria del petróleo.

Artículo 15.- Prohibición de ingreso de Personal no autorizado

Está prohibido el ingreso de Personal al área donde se realicen estas actividades sin el debido permiso del Contratista.

Artículo 16.- Seguridad industrial

El Contratista contará con Personal de seguridad industrial en las Operaciones de campo. La responsabilidad del Personal citado incluirá, sin limitarse a ello, el mantenimiento, el monitoreo y la implementación de guías de seguridad, así como procedimientos de seguridad en el trabajo para las diferentes Operaciones.

Artículo 17.- Reuniones de seguridad

El Contratista y sus Subcontratistas deben organizar reuniones de seguridad previas al inicio del trabajo, poniendo especial atención, sin ser limitativos, a los siguientes puntos:

a) Primeros auxilios, resucitación cardio-pulmonar (RCP), prácticas contra incendio y técnicas de supervivencia.

b) Equipos de seguridad.

c) Servicios de primeros auxilios.

d) Control de acceso.

e) Plan de contingencias.

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 18.- Sistema de informes sobre accidentes

El Contratista deberá implementar un sistema de informes para accidentes. Mantendrá un informe mensual respecto a la gestión de Seguridad, en el que se incluirán las estadísticas de accidentes. Será responsable de mantener y promover la seguridad, debiendo ejecutar prácticas de emergencia y organizar reuniones de seguridad.

Artículo 19.- Informes de condiciones inseguras

El Contratista implementará un sistema para reconocer, corregir y reportar actos y condiciones inseguras.

Artículo 20.- Entrenamiento

El Contratista está obligado a proporcionar entrenamiento permanente a su Personal en las siguientes áreas:

- a) Seguridad.
- b) Manejo de vehículos.
- c) Primeros auxilios.
- d) Prácticas contra incendio.
- e) Técnicas de supervivencia.
- f) Plan de Contingencias.

Dicha obligación también es exigible respecto del Personal de sus Subcontratistas.

De igual forma, el Contratista garantizará que ningún miembro de su Personal 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 21.- Preparación del Programa Anual de Actividades de Seguridad (PAAS)

El Contratista deberá preparar y desarrollar un PAAS, el cual deberá ser presentado a OSINERG durante el mes de noviembre de cada año.

El PAAS se formulará anualmente y comprenderá como mínimo:

a. Objetivo.

b. Metas.

c. Actividades de Control de Riesgos:

- Inspecciones.
- Revisión de Procedimientos de trabajo (perfiles de seguridad).
- Reuniones de Comité.

d. Capacitación:

- Seguridad y Procedimientos de Trabajo (Perfiles de Seguridad).
- Entrenamiento básico teórico-práctico de prevención y extinción de incendios.
- Cursos básicos de Primeros Auxilios.
- Charlas de seguridad de 5 minutos.
- Cursos de Supervivencia (cuando corresponda).
- Curso de Manejo y Control de Emergencias con Materiales Peligrosos.

e. Control de Emergencias:

- Inspección y Mantenimiento de los sistemas, equipos y materiales de control de incendios y otras emergencias.

- Revisión, prueba (simulacros) y actualización del Plan de Contingencias (PDC).(*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 4 del Decreto Supremo N° 043-2007-EM, publicado el 22 agosto 2007, cuyo texto es el siguiente:

“Artículo 21.- Preparación del Programa Anual de Actividades de Seguridad (PAAS)

En el mes de noviembre de cada año, el Contratista deberá presentar ante OSINERGMIN un PAAS correspondiente al año siguiente. El contenido, oportunidad y procedimiento para la presentación del PAAS se regirá por lo dispuesto en el Reglamento de Seguridad en las Actividades de Hidrocarburos, sus normas modificatorias, sustitutorias y complementarias.”

Artículo 22.- Formulación de un Plan de Contingencias (PDC)

La Contratista formulará un Plan de Contingencia para sus instalaciones, que deberá ser de conocimiento de sus Subcontratistas. Copia de este plan se hará llegar a OSINERG.

22.1 Los PDC incluirán los procedimientos de respuesta e informes para cada uno de los diferentes tipos de emergencia que puedan presentarse en cada instalación. Estos PDC cubrirán necesariamente las siguientes eventualidades:

- a. Incendio, explosión, fugas.
- b. Derrames de Hidrocarburos.
- c. Sismos.
- d. Emergencias con materiales peligrosos.

Adicionalmente, si fuera el caso, se incluirá planes para:

- a. Inundación, huaycos o deslizamientos de tierra.
- b. Emergencias operativas.
- c. Accidentes con múltiples lesionados.
- d. Otros.

22.2 La existencia de planes de apoyo mutuo con otras entidades del área, no enerva la obligación de cumplir las normas y dispositivos de seguridad aplicables.

22.3 Cuando sea necesario, los PDC deberán ser coordinados con las autoridades y entidades involucradas.(*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 4 del Decreto Supremo Nº 043-2007-EM, publicado el 22 agosto 2007, cuyo texto es el siguiente:

“Artículo 22.- Formulación de un Plan de Contingencias (PDC)

La Contratista formulará un Plan de Contingencia para sus instalaciones, que deberá ser de conocimiento de sus Subcontratistas. El contenido, oportunidad y procedimiento para la presentación del Plan de Contingencia se regirá por lo dispuesto en la Ley Nº 28551, Ley que establece la obligación de elaborar y presentar Planes de Contingencia, así como por el Reglamento de Seguridad en las Actividades de Hidrocarburos, sus normas modificatorias, sustitutorias y complementarias.”

Artículo 23.- Operaciones acuáticas

El Contratista implementará normas y procedimientos para Operaciones en el agua (mar, ríos, lagos). Estos procedimientos incluyen, sin limitarse a ellos, a: proveer embarcaciones a motor, salvavidas y equipos de emergencia, incluyendo comunicaciones, luces de navegación, sistema de apagado de emergencia para motores fuera de borda y buena iluminación para embarques y desembarques nocturnos. Deberá emitirse cartillas de instrucción con los procedimientos de seguridad.

Artículo 24.- Ríos

Los cruces de ríos serán permitidos solamente en puntos establecidos por el Contratista que sean aprobados por la DICAPI.

Artículo 25.- Naves y aeronaves

El Contratista aplicará sus normas y procedimientos de seguridad para las Operaciones con naves y aeronaves. Asimismo, incluirá tipos, logística, programa de navegación, programa de vuelo, reportes de carga y monitoreo de Operaciones. Esta actividad estará, según sea el caso, normada por la DICAPI o DGTA.

Artículo 26.- Prohibiciones

El Contratista deberá prohibir el consumo de bebidas alcohólicas, narcóticos y cualquier otra sustancia tóxica; garantizando que la mencionada prohibición sea ampliamente difundida al Personal antes de iniciar los trabajos.

Artículo 27.- Salud de los trabajadores

El Contratista garantizará (dentro de lo razonablemente práctico) que los trabajadores contratados para sus Operaciones se encuentren en buen estado de salud. El Personal encargado del manejo y preparación de alimentos será examinado periódicamente.

Artículo 28.- Estándares de seguridad

El Contratista deberá poseer un sistema de permisos de trabajo que permita evaluar actividades de alto riesgo tales como trabajos en caliente, trabajos en altura, trabajos en espacios

confinados y trabajos en instalaciones eléctricas y, en general, para todo tipo de actividades que representen riesgos. Este sistema de permisos de trabajo deberá ser considerado en el Análisis de Riesgo y será parte integrante del Reglamento Interno de Seguridad Integral.

Artículo 29.- Implementos

El Contratista proveerá al Personal ropa, implementos adecuados y equipos de protección necesarios para efectuar las diferentes tareas a realizarse.

Artículo 30.- Emergencias

En los lugares donde se manipulen sustancias químicas, incluyendo ácido para baterías, se requerirá por lo menos una estación de emergencia para la atención de cualquier Incidente.

Artículo 31.- Cinturones de seguridad

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

Artículo 32.- Licencia de conducir

Los conductores de vehículos tendrán sus licencias de conducir válidas y la categoría correspondiente.

Artículo 33.- Límites de velocidad

De acuerdo a las zonas por donde los vehículos deben transitar, se fijará límites de velocidad, los que serán ubicados en lugares visibles para los conductores de los vehículos.

Artículo 34.- Comunicaciones

Las unidades operativas (de actividad sísmica, perforación, producción u otros) tendrán comunicación directa (radio, teléfono, etc.) con el campamento base o con cualquier otro centro de control operativo.

CAPÍTULO III

CONDICIONES DE SEGURIDAD Y SALUD EN LOS CAMPAMENTOS

Artículo 35.- Condiciones básicas de alojamiento para el Personal

El Contratista está obligado a otorgar a su Personal las condiciones básicas de alojamiento con la finalidad de garantizar la vida, salud y el bienestar de los mismos, de acuerdo a las actividades que se realicen y a las exigencias ambientales pertinentes.

Artículo 36.- Prioridad en el alojamiento del Personal

El Contratista está obligado a instalar con prioridad, el alojamiento que corresponda al Personal en el campamento.

Artículo 37.- Instalación del campamento base

El campamento base, deberá instalarse tomando las siguientes medidas de seguridad:

37.1 Deberá establecerse en aquellas zonas donde se compruebe que no existe peligro de deslizamientos y/o desprendimientos, fallas geológicas activas, desbordes de ríos o de otra naturaleza, que supongan algún riesgo para la vida humana.

37.2 Se tomará en cuenta las medidas de seguridad necesarias que eviten poner en riesgo la vida, integridad y salud del Personal.

37.3 Deberá ser ubicado en áreas despejadas y libres de caídas de árboles o troncos que puedan causar accidentes al Personal.

37.4 Instalar el campamento en la parte alta del terreno si fuera el caso y en las cercanías de alguna fuente de agua.

37.5 En caso que fuera inevitable tener que establecerse en terrenos pantanosos, áreas expuestas a inundaciones u otras situaciones que signifiquen riesgo para la salud del Personal, se deberá contrarrestar dichas condiciones realizando acciones apropiadas y/o utilizando instalaciones complementarias.

Artículo 38.- Facilidades adicionales del campamento base

El campamento base, además de cumplir con el Reglamento Nacional de Construcciones, aprobado mediante Decreto Supremo Nº 063-70-VI, así como sus normas complementarias y modificatorias, en lo que fuera aplicable, deberá contar con:

38.1 Médico y Tópico de Primeros Auxilios dotado de equipo de diagnóstico básico (tensiómetro, estetoscopio, termómetro, etc.), de instrumental para cirugía menor y de una existencia de medicinas oportunamente reabastecidas. Esta disposición no será exigible cuando el campamento base se encuentre en una localidad donde existan centros públicos de asistencia médica debidamente implementados.

38.2 Equipo de radio y sirena para alarma local.

38.3 Extintores adecuados y ubicados estratégicamente en cantidad y calidad de acuerdo a los riesgos existentes, conforme lo dispone el presente Reglamento.

38.4 Depósitos techados para combustibles ubicados en un lugar libre de riesgo que no comprometa al campamento.

38.5 Dormitorios, cocina, comedor y depósitos de comestibles.

38.6 Servicios higiénicos y servicios de agua potable.

38.7 Implementos de seguridad.

Artículo 39.- Provisión del campamento móvil

El campamento móvil, deberá estar provisto de:

39.1 Carpas.

39.2 Catres de campaña con mosquiteros, donde sea necesario.

39.3 Botiquín para la atención de Primeros Auxilios.

39.4 Alimentos necesarios.

39.5 Implementos de seguridad.

39.6 Extintores contra incendio de acuerdo a los riesgos presentes.

39.7 Instalaciones sanitarias en lo que fuera posible, las cuales deberán ser neutralizadas con un sello de óxido de calcio antes de su abandono.

39.8 Equipo de comunicaciones.

Artículo 40.- Lugar de instalación de campamentos base en zonas endémicas

El campamento base deberá instalarse en espacios abiertos, circundado de área libre y alejado de cualquier condición que favorezca el desarrollo de insectos vectores.

Artículo 41.- Protección de las puertas y ventanas

Las puertas y ventanas de las instalaciones del campamento base ubicado en zona endémica deberán estar protegidas con mallas metálicas o plásticas de trama fina suficiente como para imposibilitar el ingreso de algún insecto vector u otro animal nocivo.

Artículo 42.- Uso de insecticidas en las áreas externas e internas

Las superficies externas e internas de las viviendas del campamento base ubicado en zona endémica, deberán estar rociadas con insecticidas de conocida acción y prolongado poder residual que no afecten al Personal. La periodicidad de aplicación será de acuerdo a las instrucciones del fabricante.

Artículo 43.- Adecuadas condiciones higiénicas

El campamento base ubicado en zona endémica contará con adecuadas condiciones higiénicas que protejan los alimentos y el agua de posibles contaminaciones y además contará con

servicios sanitarios, los cuales se encontrarán ubicados al interior del mismo. El Personal encargado del manejo y preparación de alimentos será examinado periódicamente.

Artículo 44.- Insecticidas para las carpas

Para el caso de campamentos móviles instalados en zonas endémicas, las carpas deberán ser rociadas periódicamente con insecticidas, teniéndose presente el evitar la inflamabilidad o posibilidad de intoxicación de sus ocupantes.

Artículo 45.- Provisión de mosquiteros

Cada litera estará provista de mosquitero de malla fina, el cual debe ser impregnado periódicamente, con un insecticida de efecto residual.

Artículo 46.- Letrinas en el caso de campamentos provisionales

El campamento provisional deberá contar con letrinas próximas al campamento y protegidas contra los insectos. Éstas deben ser impregnadas periódicamente con insecticidas de acuerdo con los requerimientos de salubridad.

Artículo 47.- Personal asistencial titulado en los campamentos provisionales

El campamento provisional debe contar con Personal asistencial titulado o enfermero, que deberá encargarse de inspeccionar las instalaciones sanitarias y vigilar la aplicación de las normas de este capítulo.

CAPÍTULO IV

AMBIENTE

Artículo 48.- Estudio de Impacto Ambiental (EIA)

El Contratista presentará a la DGAAE, previo a iniciarse cualquier Actividad de Exploración y/o Explotación, un Estudio de Impacto Ambiental (EIA), de acuerdo a lo establecido en el Artículo 10 del Título IV del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos.

Artículo 49.- Prevención de impactos

El Contratista efectuará verificaciones regulares de la prevención del impacto y se tomarán medidas de control de acuerdo con el PMA. Cuando sea necesario, se iniciarán medidas adicionales o alternativas para reducir el impacto no previsto.

Artículo 50.- Auditorías

El Contratista llevará a cabo las auditorías ambientales internas de acuerdo al PMA, y al Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos.

Artículo 51.- Disparos-Sísmica

Para los Puntos de Disparo de sismica se deberán observar las normas establecidas en el Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos.

Se deberán evitar las áreas de terrenos inestables o donde se sepa de la existencia de cavidades subterráneas.

Artículo 52.- Limitación de orugas

Se limitará el uso de vehículos con orugas o equipo de movimiento de tierra en las Operaciones, en la construcción y mantenimiento de caminos, construcción de plataformas de pozos, ductos o proyectos mayores y en el caso de vibradores para la sismica.

Artículo 53.- Construcción de trochas

La apertura de trochas para líneas sísmicas se efectuará, en caso de ser necesario, de acuerdo al Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos. Se evitará el corte de árboles donde sea posible, ajustando la configuración del punto de disparo.

Artículo 54.- Selección de rutas de menor impacto

Se efectuará un reconocimiento previo al marcado de cada línea sísmica, caminos y ductos para seleccionar la ruta que provoque el menor impacto.

En los lugares donde se necesite cruzar un río, sus cauces y riberas serán regularmente inspeccionados y los cruces sometidos a mantenimiento a fin de prevenir desestabilizaciones. No se dragará ni profundizará ninguna vía de agua, río o acceso acuático.

Artículo 55.- Velocidad limitada de las embarcaciones

Se fijarán límites de velocidad a las embarcaciones, los cuales serán normados por la DICAPI, a fin de garantizar una operación segura, así como para evitar la erosión de las riberas de los ríos.

Artículo 56.- Protección al ganado

En las zonas donde se verifique presencia de ganado, este deberá ser desplazado de los lugares donde se planea detonar cargas sísmicas a una distancia mínima de doscientos (200) metros de la línea sísmica. Si por razones de espacio u otro motivo no fuera posible, se requerirá supervisión especial para el ganado.

Artículo 57.- Pantanos

En caso de existencia de pantanos en el Área de Contrato, el Contratista elaborará un plan detallado en el EIA y PMA.

Artículo 58.- Perturbaciones en ambientes acuáticos

El Contratista deberá instruir a su Personal sobre la forma de minimizar las perturbaciones, actuales o potenciales, de la vida salvaje, tanto en tierra como en los cuerpos de agua.

Artículo 59.- Protección de zonas de anidación

Se debe evitar la realización de actividades u Operaciones en las zonas de anidación de las aves acuáticas y terrestres, así como también en aquellos lugares de descanso de aves migratorias, reproducción de reptiles, mamíferos terrestres y acuáticos.

Artículo 60.- Empleo de cañones de aire

El EIA y PMA respectivo deberán contemplar un plan específico para cada área donde se empleen Cañones de Aire.

Artículo 61.- Prohibición del uso de explosivos

De acuerdo a las prácticas vigentes, no se deben usar explosivos en el mar, ríos, lagos y pantanos, salvo en casos excepcionales, para lo cual se deberá obtener la autorización expresa de la DGAAE, la cual será comunicada a OSINERG.

En caso se estime necesario, la DGAAE podrá solicitar opinión técnica a otras autoridades administrativas competentes.

Artículo 62.- Informe sobre muerte o daño a especies animales

Si como consecuencia de las actividades de Exploración y/o Explotación se detectase evidencia de muerte o daños significativos a especies animales, deberá reportarse inmediatamente a la DGAAE y a OSINERG, explicando las causas y las acciones ejecutadas para solucionar el problema.

Artículo 63.- Lugares arqueológicos

En las actividades de Exploración y/o Explotación, se evitarán los lugares arqueológicos.

Artículo 64.- Charlas sobre valor arqueológico

Antes de iniciar actividades de Exploración y/o Explotación en una zona con posibilidades arqueológicas, el Personal será informado sobre la importancia arqueológica de la región, la naturaleza de un sitio arqueológico, cómo reconocerlo, el procedimiento adecuado para reportar su existencia y las medidas para su preservación.

Artículo 65.- Descubrimientos arqueológicos

Si se descubre un sitio, reliquias o restos arqueológicos, se informará inmediatamente del hallazgo al Instituto Nacional de Cultura y a PERUPETRO, quien lo comunicará a OSINERG y, de ser el caso, a otras autoridades competentes.

Artículo 66.- Restauraciones de áreas y daños a la propiedad

Al terminar una actividad de Exploración y/o Explotación, y cuando se retiren instalaciones o se abandone un área o campo de Operaciones, deberá restaurarse el área de acuerdo a lo indicado en los EIA o el instrumento de gestión ambiental correspondiente.

Si el drenaje natural hubiese sido afectado de alguna manera, éste deberá ser restaurado.

Las modificaciones que se hubieren efectuado respecto de bienes de terceros previa autorización por escrito de los propietarios y/o poseedores, según fuera el caso, serán, en lo posible, devueltas a su estado original al terminar la actividad para la cual fuera modificada.

Artículo 67.- Restauración de compactación de suelos

Las áreas de suelo que hayan sido compactadas deben ser removidas en profundidad, para ayudar a la infiltración de agua y promover la vegetación natural.

Artículo 68.- Finalización de Actividades

Al término de las actividades de Exploración y/o Explotación en el Área de Contrato, se deberán ejecutar las medidas contempladas en el Plan de Abandono del Área.

Artículo 69.- Abandono de actividad

El abandono de cualquier actividad de Exploración y/o Explotación debe comunicarse a PERUPETRO y a OSINERG, con treinta (30) días antes del probable plazo de ejecución y éste último, informará a las autoridades competentes.

Artículo 70.- Restauración después de la sísmica

Dentro de los tres (3) meses siguientes de haberse culminado la campaña sísmica, el Contratista y OSINERG verificarán la restauración del área.

En lugares predeterminados, se tomarán una serie de fotografías representativas para identificar las condiciones de las Líneas Sísmicas a intervalos regulares, proporcionando una medida de su recuperación.

Si el Contratista efectúa verificaciones, los resultados deben ser enviados a OSINERG.

Artículo 71.- Información sobre la protección ambiental

Los Contratistas se encargarán que los folletos o cartillas resumen de la política de protección ambiental sean colocados en lugares visibles en cada campamento.

Artículo 72.- Almacenamiento de combustibles

Se controlará estrictamente el almacenamiento de combustibles en el campamento.

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

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

Cualquier fuga o contaminación de combustible al suelo o al agua, de acuerdo al artículo 80 del presente Reglamento, debe ser reportada a OSINERG y al MINEM procediéndose a su limpieza para prevenir cualquier amenaza de contaminación.

Artículo 73.- Inventario y registro de usos de combustibles y contaminantes

Debe llevarse un inventario de los volúmenes de Hidrocarburos o posibles contaminantes almacenados en los campamentos, embarcaciones, lanchas o transportados en buque-tanque o similares.

Adicionalmente, se mantendrá un registro de uso y almacenaje de todos los combustibles, lubricantes y sustancias químicas. También deberá registrarse el combustible contaminado.

Artículo 74.- Tratamiento de Hidrocarburos no reutilizados

Los Hidrocarburos que no puedan ser reutilizados deben ser tratados de acuerdo al PMA correspondiente.

Artículo 75.- Disposición de sustancias

El uso, manejo y disposición de sustancias químicas, se efectuará de acuerdo a los lineamientos del Manejo Seguro de Sustancias Químicas (SHOC).

Artículo 76.- Eliminación de desechos

Antes de abandonar el campamento base, todos los desechos serán recolectados y eliminados adecuadamente de acuerdo al PMA respectivo.

Artículo 77.- Traslado de desechos

Los desechos no biodegradables de los campamentos volantes serán transportados al campamento base para su adecuado tratamiento según el PMA respectivo.

Artículo 78.- Manejo de desechos

Durante la ejecución de las actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, el manejo de desechos debe ser monitoreado y se llevará un registro de los mismos según el PMA.

Artículo 79.- Contaminación inminente

Si llegara a existir una amenaza de contaminación al agua subterránea, el Contratista deberá informar a OSINERG, así como a las autoridades locales y notificar a la población local de las acciones a tomar, en lo que fuera pertinente.

Artículo 80.- Reporte de accidentes ambientales

La responsabilidad de informar los accidentes ambientales a OSINERG y al MINEM corresponderá al Contratista. El informe y la investigación de accidentes ambientales es parte integrante del PMA.

Si ocurriera un accidente ambiental, éste deberá ser puesto en conocimiento de OSINERG y del MINEM dentro de las veinticuatro (24) horas de haberse producido, sin perjuicio de presentar un informe ampliatorio dentro de las setenta y dos (72) horas de la ocurrencia del evento. Además, el Contratista deberá hacer llegar a ambas entidades, dentro de los quince (15) días calendario siguientes a la ocurrencia del accidente ambiental, un reporte en el que de cuenta del daño ambiental producido, así como de las medidas empleadas para mitigar el mismo.

Artículo 81.- Accidentes ambientales

Se consideran accidentes ambientales a:

- a) Derrames y/o Fugas de hidrocarburos.
- b) Tratamiento o disposición impropia de desechos.
- c) Cortes o remociones inadvertidas de vegetación.
- d) Pérdida de flora y fauna.
- e) Otros que afecten al ambiente.

Artículo 82.- Procedimientos de aplicación en medidas correctivas ambientales

En el campo se debe definir un procedimiento adecuado que facilite la aplicación oportuna de medidas correctivas a los accidentes ambientales.

TÍTULO III

EXPLORACIÓN

CAPÍTULO I

ACTIVIDADES EXPLORATORIAS

Artículo 83.- Actividades

Los Contratistas podrán llevar a cabo las siguientes actividades de Exploración, cuya mención tiene carácter referencial más no limitativo:

- a) Estudios Geofísicos (Magnetometría, Gravimetría, Sísmica).
- b) Estudios de Sensores Remotos (fotos aéreas, imágenes satelitales, radar aéreo, etc).
- c) Estudios Geoquímicos.

d) Estudios Geológicos.

e) Perforación y Completación de Pozos.

f) Pruebas de producción.

Artículo 84.- Plan Exploratorio

Una vez suscrito el Contrato, el Contratista remitirá a PERUPETRO un plan de Exploración que incluya el programa mínimo de trabajo pactado en el contrato, dentro de los cuarenta y cinco (45) días antes de iniciar las actividades.

Artículo 85.- Datos sísmicos

La adquisición y procesamiento de datos sísmicos se llevará a cabo de acuerdo a los estándares generales aceptados en la industria y a las condiciones del área.

Artículo 86.- Informes sísmicos

El Contratista llevará un informe diario de los estudios o trabajos realizados. En el caso de los levantamientos sísmicos, incluirá información sobre el tamaño de la carga explosiva, el número de disparos e información precisa sobre la ubicación de los puntos de disparo.

Los informes deberán encontrarse disponibles para su revisión por PERUPETRO. (*)

(*) Párrafo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 088-2009-EM, publicado el 12 diciembre 2009, cuyo texto es el siguiente:

“Los informes diarios serán enviados a PERUPETRO en la oportunidad que sean requeridos por dicha entidad.”

CAPÍTULO II

MANEJO DE EXPLOSIVOS

Artículo 87.- Almacenamiento de explosivos

Los explosivos deberán almacenarse según Normas y Procedimientos del Reglamento de la DICSCAMEC o la norma NFPA 495, en caso de no ser de aplicación la primera.

Artículo 88.- Depósitos de explosivos en superficie

Los depósitos para los explosivos construidos en superficie deberán tener las siguientes características:

a) Estar contruidos a prueba de balas con paredes, techos y pisos forrados con madera.

- b) Tener puertas provistas de candados y llaves de seguridad.
- c) Conexión a tierra en caso de tener estructura metálica.
- d) El interior debe estar adecuadamente ventilado, seco y limpio.
- e) Contar con equipos de protección de descargas atmosféricas (Pararrayos).
- f) Tener instalaciones eléctricas a prueba de explosión.
- g) Evitar que los cables de transmisión eléctrica y/o data pasen sobre los depósitos de explosivos.

Artículo 89.- Almacenamiento de explosivos y fulminantes

Está prohibido guardar explosivos fuera de los polvorines o depósitos. Los fulminantes deberán almacenarse a una distancia mínima de cien (100) metros de los depósitos de explosivos.

Artículo 90.- Manipulación de explosivos y fulminantes

El procedimiento para abrir o remover los explosivos y fulminantes de su empaque original debe realizarse fuera de los depósitos.

Artículo 91.- Almacenamiento de cajas con explosivos

Las cajas que contienen explosivos no deberán colocarse en contacto con las paredes. Deben apilarse de acuerdo a instrucciones del fabricante y en ningún caso deben alcanzar una altura mayor de dos (2) metros.

Artículo 92.- Inspección de los depósitos

Los depósitos de explosivos deben ser revisados semanalmente, estar provistos de avisos o letreros de seguridad que los identifiquen claramente y tener extintores adecuados contra incendio de acuerdo a la norma NFPA 10.

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

Está prohibida la presencia de productos inflamables a distancias menores de veinticinco (25) metros de los depósitos de explosivos.

Los depósitos de explosivos estarán resguardados las veinticuatro (24) horas del día por Personal de vigilancia idóneo.

Artículo 93.- Cerco perimetral en los depósitos de explosivos

Se debe construir un cerco perimetral con alambre de púas alrededor de los depósitos de explosivos. La distancia mínima entre el cerco y los depósitos deberá ser de veinte (20) metros. Las condiciones locales de seguridad podrán determinar requerimientos mayores.

Artículo 94.- Devolución y eliminación de explosivos no utilizados

Los explosivos no utilizados en el plazo máximo de un (1) año, deben ser devueltos al fabricante o destruidos bajo su supervisión, tan pronto como sea posible, de acuerdo a los procedimientos de seguridad del fabricante. Si se opta por su destrucción, se debe preparar un registro especificando cantidad, tipo y disposición final de los residuos.

Artículo 95.- Personal responsable de los explosivos

Los depósitos estarán a cargo de Personal experimentado en el almacenamiento, transporte y manejo de explosivos.

Artículo 96.- Control en la entrega de explosivos

La entrega de explosivos se efectuará a la presentación de la orden debidamente llenada y firmada por el Personal autorizado. Se deberá llevar un inventario de explosivos; y solamente se permitirá el ingreso a los depósitos de explosivos a las personas debidamente autorizadas, registrando su nombre y firma al entrar y salir, así como la fecha y hora de la ocurrencia.

Artículo 97.- Encargado de la tramitación para adquirir explosivos

El Contratista es el encargado de tramitar los permisos para la adquisición o el transporte de los explosivos ante la autoridad competente.

Artículo 98.- Prohibición para el manipuleo de explosivos

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

Artículo 99.- Transporte de explosivos y fulminantes

Para el transporte de explosivos y fulminantes se deberá cumplir con las siguientes disposiciones:

a) Los vehículos que se utilicen para transportar explosivos deberán estar en óptimas condiciones y deberán ser inspeccionados diariamente.

b) Las partes del vehículo en contacto con los explosivos estarán cubiertas con materiales adecuados a fin que no se produzcan chispas.

c) En la recarga de combustible al vehículo, se deberá observar que éste se encuentre sin explosivos.

d) Está prohibido fumar cuando se esté transportando explosivos.

e) Cada vehículo usado para transportar explosivos deberá estar equipado como mínimo con dos (2) extintores de 2,5 kg., totalmente cargados y en buenas condiciones.

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

g) Los explosivos y fulminantes deberán transportarse separadamente y en vehículos diferentes, en cajas de madera para evitar la inducción electromagnética.

h) Está prohibido el uso de la radio cuando se está transportando fulminantes.

i) Los vehículos que transportan explosivos no deberán estacionarse en áreas pobladas o campamentos.

Artículo 100.- Personal de seguridad en el transporte de explosivos

Personal de seguridad acompañará el transporte de los explosivos desde el punto de recepción hasta su destino final. El Personal de seguridad firmará la guía de remisión especificando las cantidades de explosivos tanto a la entrega/salida como a la recepción/llegada.

Artículo 101.- Analogías de reglas en diversos medios de transporte

Para los casos de transporte acuático y aéreo se usarán reglas similares a las enunciadas para el caso del transporte terrestre.

Artículo 102.- Personal calificado para la carga y detonación

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.

Previo al inicio de las Operaciones sísmicas, el Personal asistente del Disparador, el Personal de seguridad y otros que puedan tener contacto con los explosivos, deben recibir un entrenamiento apropiado.

Artículo 103.- Operaciones con explosivos.

Las Operaciones con explosivos serán conducidas y ejecutadas por Personal experimentado, entrenado y competente. El Personal que maneje 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 o cualquier tipo de drogas.

d) Tener conocimiento de las normas locales, leyes y reglamentos aplicables al trabajo.

e) Haber obtenido un certificado para el manejo de explosivos, otorgado por la DICSCAMEC o la entidad que la sustituya.

TÍTULO IV

PERFORACIÓN

Artículo 104.- Aplicación de reglas técnicas y normas

Las normas, técnicas y especificaciones que se utilizan en la perforación de Pozos, tanto en la fase de Exploración como de Explotación, son similares, diferenciándose solamente en la mayor exigencia respecto a la seguridad de la operación exploratoria, debido al desconocimiento de las condiciones del subsuelo. Una vez conocida el área, dichas normas se adaptarán, con la debida justificación, a las condiciones reales que se encuentren. Las normas indicadas en este título son aplicables a los equipos de servicio y reacondicionamiento de Pozos, en lo que corresponda.

La documentación en la que se solicite la instalación de una plataforma debe incluir el procedimiento que se empleará en su abandono y recuperación.

CAPÍTULO I

INSTALACIÓN DEL EQUIPO DE PERFORACIÓN

Artículo 105.- Información sobre la ubicación del Pozo

El Contratista deberá obtener previamente la información necesaria relacionada con la ubicación del futuro Pozo, incluyendo su influencia sobre poblaciones de la zona, condiciones del clima, la topografía y resistencia de suelos, que le permita una correcta instalación del equipo de perforación y la planificación de sus Operaciones.

Artículo 106.- Detección de ácido sulfhídrico

El Contratista deberá averiguar sobre la posible existencia de H₂S, SO₂, y CO₂ en la zona para desarrollar el Plan de Contingencia correspondiente, indicado en el 129 del presente Reglamento.

Artículo 107.- Antecedentes de Pozos perforados en el Área de Contrato

A solicitud del Contratista, PERUPETRO proporcionará la información que tenga disponible acerca de los Pozos perforados con anterioridad en el Área de Contrato. Los gastos en que incurra PERUPETRO por este servicio serán de cargo del Contratista.

Artículo 108.- Selección de Ubicación

La selección de la Ubicación, así como la construcción de su acceso y de la plataforma donde se instalará el equipo de perforación, seguirán las normas indicadas en el Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos.

Artículo 109.- Condiciones del Equipo de Perforación

El Contratista hará uso de un equipo de perforación adecuado para las condiciones operativas planeadas, el cual deberá contar con capacidad en exceso para poder perforar y completar el Pozo hasta su objetivo. Antes del inicio de las Operaciones, el encargado de la perforación deberá verificar en su totalidad, el procedimiento de trabajo para el armado del equipo de perforación.

Artículo 110.- Operación por Subcontratista calificado

El Contratista deberá verificar que la empresa que ejecute la perforación tenga la experiencia, el equipo necesario y los medios adecuados para llevar a cabo la perforación de acuerdo a la prognosis y, de ser el caso, para resolver los problemas que se presenten en la perforación del Pozo.

Artículo 111.- Cumplimiento de especificaciones relativas a las plataformas

El Contratista deberá cumplir, en sus trabajos de perforación, con las siguientes especificaciones aplicables a la selva. Estas especificaciones serán modificables según se trate de otro ambiente:

a) La plataforma de perforación tendrá un área no mayor a dos (2) hectáreas para un Pozo y media (0,5) hectárea por cada Pozo adicional a perforarse desde una misma ubicación en tierra, en plataformas marinas, fluviales o lacustres. Las dimensiones de las plataformas en tierra podrán ampliarse solamente para la aproximación de helicópteros en un área necesaria para tal efecto.

b) Se deben construir diques de contención con canaletas interiores en todo el perímetro de la plataforma. Las aguas fluviales o industriales deberán ser conducidas a las pozas de separación por medio de canaletas.

c) De ser necesario, en el caso de cortes de árboles y movimientos de tierras para una ubicación, el diseño y las técnicas para su construcción deberán minimizar los riesgos de erosión.

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

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

- Tener una capacidad mínima de 0,26m³ por metro perforado (0,5 bbl. por pie de Pozo perforado).

- Incluir un (1) metro de espacio libre vertical de capacidad, dependiendo de las variables que se esperan en el programa de perforación y de acuerdo a las características del terreno.

- Estar ubicados de preferencia, en una porción alta de terreno con pendientes menores de cinco por ciento (5%) lejos de los cuerpos de agua. El material excavado debe ser acopiado en un lugar que facilite el relleno.

- Pueden estar divididos en secciones para facilitar la decantación y aprovechamiento del agua en la recomposición del Lodo.

- No usarse para la disposición de la basura, ni para otros desperdicios sólidos u otros fluidos.

e) No se construirán pozas para almacenar Petróleo. Las pozas construidas para otros fines podrán ser utilizadas para contener Petróleo sólo en caso de emergencia comprobada.

Artículo 112.- Tapado de pozas y sumideros

Al término de la perforación, las pozas y sumideros deberán taparse para asegurar la protección del suelo y de las aguas freáticas y superficiales. Las técnicas a utilizarse 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 poza,deberán estar indicadas en el PMA del EIA y garantizar la no degradación del suelo y la no contaminación de las aguas freáticas y superficiales.

Artículo 113.- Distancias mínimas a ser observadas

Los Pozos a perforar serán ubicados a las siguientes distancias mínimas:

A cuarenta (40) metros de las tuberías de flujo de Hidrocarburos.

A cuarenta (40) metros de caminos carrozables.

A cien (100) metros de cualquier construcción o instalación.

A cien (100) metros del lindero del área de Contrato (excepto en la situación mencionada en el artículo 215 del presente Reglamento).

No se permitirá que se construyan caminos carrozables o que se haga cualquier tipo de construcción o instalación a menos de cien (100) metros de un Pozo en perforación.

El presente artículo no se aplica en Operaciones en el mar (offshore). En las realizadas en tierra, bajo el diseño de Operaciones de plataformas marinas y con el objeto de reducir el área del impacto ecológico de las Operaciones, se podrán emplear distancias menores, previo informe a OSINERG y a la DGAAE. (*)

(*) Párrafo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 049-2009-EM, publicado el 13 junio 2009, cuyo texto es el siguiente:

“Las distancias antes indicadas no se aplican en Operaciones en el mar (costa afuera - Offshore). En las realizadas en tierra, bajo el diseño de Operaciones de plataformas marina y con el objeto de reducir el área del impacto ecológico de las operaciones, se podrán emplear distancias menores, previo informe a OSINERGMIN y a la DGAAE.

En las operaciones petroleras en el mar (costa afuera - Offshore) las actividades de pesca artesanal deben mantener una distancia mínima de cien (100) metros respecto a las plataformas. Asimismo, las actividades deportivas acuáticas como sky, caza submarina, actividades con veleros, lanchas, entre otras, deben respetar esta distancia mínima de seguridad.”

Artículo 114.- Perforación en plataformas de Producción

Cuando fuera necesaria e inevitable la perforación de Pozos dentro o sobre plataformas de producción, el Contratista deberá, antes del inicio de esta actividad, informar a OSINERG.

En tal caso, el Contratista deberá dar como mínimo la siguiente información:

- a) Razones técnicas y económicas que justifiquen la operación.
- b) Equipos que serán utilizados.
- c) Equipos que operan normalmente en el área y que serán paralizados durante la operación.
- d) Plan de operación, equipos, sensores y alarmas que garanticen la seguridad de la operación.
- e) Planes contra incendios, de evacuación, de avisos y de ayuda en caso de emergencia.
- f) Para casos de emergencia, la lista del Personal supervisor responsable del transporte y de la asistencia médica, así como los números telefónicos respectivos.

Artículo 115.- Perforación cercana al lindero del lote

En caso de perforación en las cercanías del lindero del lote, el fondo del Pozo no debe estar a menos de cien (100) metros de la proyección vertical del lindero del Área de Contrato, salvo la situación descrita en el 215 del presente Reglamento.

Artículo 116.- Equipo de Comunicaciones

El equipo de perforación debe contar con un equipo de radio u otro medio equivalente que le permita una comunicación eficiente y continua con su base.

Artículo 117.- Sistema de iluminación

El sistema de iluminación, incluyendo cables eléctricos e interruptores, debe ser a prueba de explosión, de acuerdo con las normas API RP-500, API RP-505 y NFPA-70 o las que las sustituyan.

Artículo 118.- Escape de motores

Los escapes de los motores del equipo de perforación deben tener adecuados dispositivos de enfriamiento por agua y matachispas, o ser escapes con trampas internas matachispas que impidan la salida de chispas al exterior.

El piso y las escaleras metálicas del equipo de perforación deben tener sus peldaños y pasamanos con material antideslizante y en buen estado de conservación.

Artículo 119.- Unidades de primeros auxilios

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

Artículo 120.- Prohibición de fumar y hacer Fuego Abierto

Está prohibido fumar dentro de un radio de cincuenta (50) metros del Pozo. Avisos en este sentido deben estar claramente visibles. Sin embargo, se permitirá fumar siempre que existan ambientes cerrados apropiados dentro de este radio, los que deben estar identificados con claridad.

Asimismo, no se permitirá el uso de fuego abierto dentro de un radio de cincuenta (50) metros del Pozo.

Artículo 121.- Normas API

En las actividades de perforación, deben emplearse las prácticas recomendadas por el API (última edición), o por cualquier otro instituto de prestigio internacional, normalmente empleadas en la industria petrolera. Se mencionan sin tener carácter limitativo:

RP 2A-LRRFD y RP 2A-LRFD-S1 Prácticas recomendadas para planear, diseñar y construir plataformas fijas costafuera.

SPEC 2B Especificaciones para fabricación de tuberías de acero.

SPEC 2C Especificaciones para grúas costafuera.

RP2D Prácticas recomendadas para operación y mantenimiento de grúas costafuera.

SPEC 2F Especificaciones para cadenas de amarre.

SPEC 2H Especificaciones de acero al carbón manganeso para plataforma costafuera.

RP 2I Prácticas recomendadas de amarres para unidades flotantes de perforación.

RP 2K Prácticas recomendadas para el uso y cuidado de compensadores (“Raisers”) de perforación marinos.

RP 2L Prácticas recomendadas para la planificación diseño y construcción de helipuertos en plataformas fijas costafuera.

RP 2M Prácticas recomendadas para pruebas de diseño de anclas de acero para estructuras flotantes.

RP 2P Prácticas recomendadas para el análisis del sistema de amarre en unidades de perforación flotantes.

RP 16 Q Prácticas recomendadas para el diseño y construcción de compensadores de perforación marinos.

SPEC 16R Especificaciones para el diseño, rango y prueba de acoplamiento de compensadores de perforación marinos.

RP 2T Prácticas recomendadas para el diseño y construcción de plataformas tensionadas.

SPEC 2W Especificaciones de placas de acero producidas por procesos termomecánicos para estructuras costafuera.

SPEC 2Y Especificaciones de placas de acero templados y temperados para estructuras costafuera.

RP 2X Prácticas recomendadas para examen ultrasónico de estructuras costafuera.

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

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

SPEC 8A Especificaciones y Procedimientos recomendados para inspección y mantenimiento de equipos de izaje de perforación y producción.

SPEC 8C Especificaciones y Procedimientos recomendados para inspección y mantenimiento de equipos de izaje de perforación y producción.

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

RP 505 Prácticas recomendadas para clasificar lugares para instalaciones eléctricas en facilidades petroleras calificadas como Clase 1, Zona 0, Zona 1 y Zona 2.

Artículo 122.- Impide reventones-BOP

El conjunto BOP debe tener la capacidad adecuada al riesgo, la exposición y grado de protección necesarios para controlar la presión del Pozo y proteger el ambiente. Sus bridas no

pueden ser de menor rango que las especificadas por el API SPEC 6A (o la especificación que la reemplace o supere) y deben corresponder a las del Cabezal del Pozo.

Artículo 123.- BOP Mínimo

El conjunto BOP mínimo para un Pozo, salvo en áreas de comprobada depletación, debe estar compuesto por:

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

Las líneas para desfogar el Pozo deben encontrarse, por lo menos, una entre los controles inferior e intermedio y otra bajo el inferior.

Artículo 124.- Presiones

La presión de trabajo de las válvulas, líneas y múltiple de desfogue deberá ser, como mínimo, igual a la de los conjuntos de control.

Artículo 125.- Acumulador

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

- a) Capacidad para cerrar un BOP de compuertas y el anular simultáneamente.
- b) Poder cerrar totalmente el BOP de compuertas en el término de treinta (30) segundos o menos.
- c) Poder cerrar totalmente un BOP anular de hasta trescientos cincuenta (350) mm de diámetro de hueco en el término de sesenta (60) segundos o menos y mayor de trescientos cincuenta (350) mm en el término de noventa (90) segundos o menos.
- d) Recuperar la caída de presión de trabajo en un tiempo máximo de cinco (5) minutos.
- e) Tener presión de nitrógeno mínima de ochenta (80) kg/cm² si sólo acciona BOP de compuertas y de ciento cuarenta (140) kg/cm² si acciona un BOP anular.
- f) Tener manómetros en cada contenedor de nitrógeno y en la válvula del sistema de control BOP
- g) Ser operado por dos (2) medios automáticos y uno (1) manual.

Artículo 126.- Panel de control de los BOP

El control y panel maestro para operar los BOP deben estar ubicados a una distancia segura, apartada del Pozo. El perforador debe tener un panel de control satélite a su alcance donde las condiciones lo permitan.

Artículo 127.- Registro y control de condiciones de perforación

En adición a la unidad e instrumentos usados para el control y registro de las condiciones de perforación, durante la perforación exploratoria debe contarse como mínimo con el equipo de control siguiente:

a) Indicadores de nivel de tanques y retorno de Lodo que sirvan para determinar el volumen del fluido de perforación. El indicador de nivel de tanques debe tener alarma audiovisual para el Perforador.

b) Indicador y registro de presión de la bomba.

c) Registro del peso del Lodo de retorno.

d) Registro de la temperatura de entrada y salida del Lodo.

e) Unidad de detección de gas en el Lodo con alarma automática.

f) Un detector de explosividad en porcentaje y límite inferior de explosividad.

g) Alarma y detector de H₂S y SO₂ si es aplicable.

Artículo 128.- Detector automático de gas

El detector automático de gas debe estar provisto de alarmas audiovisuales y ajustadas para dar indicación al veinticinco por ciento (25%) y al setenta y cinco por ciento (75%) bajo el límite de explosión.

Artículo 129.- Plan de Contingencias con respecto a la presencia de H₂S y SO₂

Las medidas que deben existir como precaución ante la presencia de H₂S y SO₂ deberán ser parte del Plan de Contingencia que incluirá, como mínimo:

a) Conocimiento del Personal de los equipos, primeros auxilios, alarmas, ventilación y peligros del H₂S y SO₂.

b) Procedimiento para el manejo de equipos de seguridad, simulación y entrenamiento del Personal.

c) Identificación de posiciones y responsabilidades del Personal para ubicarse cuando las concentraciones de H₂S en la atmósfera lleguen a diez (10), veinte (20) y cincuenta (50) partes por millón.

d) Lugares seguros de concentración y escapes.

e) Entidades a ser notificadas y servicios médicos disponibles.

Artículo 130.- Condiciones de los Winches

Los Winches deben tener defensas y estar marcados con su capacidad permitida. Asimismo, los componentes móviles de los motores, bombas, compresores, tambor de perforar, generadores, fajas, volantes, cadenas de transmisión, engranajes, embragues, etc., deberán ser cubiertos con adecuadas defensas de protección.

Artículo 131.- Sistema de circulación de Lodos

El sistema de circulación de Lodos debe estar conformado, como mínimo, por: Zaranda, Degasificador, Desarenador y Desilter. Las bombas de Lodo y los compresores de aire, deberán estar provistos de válvulas de seguridad, las mismas que serán inspeccionadas anualmente. Los accesorios complementarios como las líneas, válvulas, conexiones, mangueras y otros, deberán ser los apropiados para resistir las presiones de trabajo, esfuerzos, temperaturas, vibraciones, etc., a los que serán sometidos.

CAPÍTULO II

PERFORACIÓN DEL POZO

Artículo 132.- Programa de perforación

La perforación de un Pozo debe seguir en lo posible el programa, empleándose las técnicas más apropiadas usadas en la industria del petróleo para esta operación.

Artículo 133.- Supervisión de la perforación

La supervisión de las Operaciones de perforación estará a cargo del Contratista y debe efectuarse en forma constante y permanente por Personal experimentado en todos los niveles, siguiendo un programa de turnos establecidos.

Artículo 134.- Facilidades para el Personal

El Personal debe contar con facilidades para descanso, alimentación y aseo, en caso de que la Ubicación exija que se pernocte en el equipo.

Artículo 135.- Informes

Durante la perforación de un Pozo deben emitirse los siguientes informes diarios, independientemente de aquellos que presenten los operadores de servicios subcontratados o de Operaciones especiales:

a) Informe del Perforador; el mismo que deberá contemplar lo ocurrido en el día respecto al equipamiento de la sarta, químicas usadas, condiciones de operación, Personal en trabajo, distribución detallada del tiempo de cada operación rutinaria, especial y accidental, prueba de los Impide Reventones (BOP), así como los accidentes de trabajo, si los hubiera.

b) Registro de las condiciones de perforación; cada veinticuatro (24) horas en forma constante y automática deben registrarse por unidad de medida perforada como mínimo: el peso sobre la broca, la velocidad y presión de la bomba, la velocidad y torque de la mesa rotaria y la velocidad de penetración.

c) Registro litológico: preparado diariamente y en forma continua durante la perforación, a base del análisis geológico de las muestras de canaleta.

d) Informe de las condiciones del fluido de perforación con las condiciones de entrada y salida del Lodo y consumo de materiales y químicas, por lo menos tres (3) veces por día.

e) Informe del mecánico de guardia registrando el cumplimiento de los trabajos realizados, inspecciones, funcionamientos deficientes, horas de trabajo y fluidos consumidos.

“Los informes diarios serán enviados a PERUPETRO en la oportunidad que sean requeridos por dicha entidad.” (*)

(*) Párrafo incluido por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 088-2009-EM, publicado el 12 diciembre 2009.

Artículo 136.- Perfiles litológicos y eléctricos

En la elaboración de los perfiles litológicos y eléctricos, las escalas a emplearse deben ser compatibles y expresadas en el sistema métrico decimal. Las Partes convendrán en utilizar las escalas adecuadas a las necesidades de información de PERUPETRO. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 3 del Decreto Supremo N° 088-2009-EM, publicado el 12 diciembre 2009, cuyo texto es el siguiente:

“Artículo 136.- Perfiles

136.1 En la elaboración de los perfiles (litológicos, eléctricos, entre otros), las escalas a emplearse deben ser compatibles y expresadas en el sistema métrico decimal. Las Partes convendrán en utilizar las escalas adecuadas a las necesidades de información de PERUPETRO.

136.2 Terminada la actividad de completación, se enviará a PERUPETRO, en un plazo de quince (15) días, copia de los perfiles litológicos, eléctricos y de todos aquellos que se hayan tomado para conocer y evaluar las características de las formaciones atravesadas y de los fluidos que contienen.

136.3 Terminadas las pruebas de producción, se enviará a PERUPETRO, en un plazo de quince (15) días, los resultados obtenidos.”

Artículo 137.- Exhibición de los programas de Mantenimiento

Los equipos exhibirán en forma permanente y en lugar visible un cuadro del programa de mantenimiento de sus componentes principales que indique los trabajos efectuados y pendientes hasta su reparación total (“overhaul”) o reemplazo.

Artículo 138.- Registro de inspecciones diarias

Deberá existir un registro de las inspecciones diarias, que incluya el informe a que se refiere el literal e) del artículo 135 del presente Reglamento, así como el registro de las inspecciones semanales y mensuales de los equipos involucrados.

Artículo 139.- Pruebas del BOP

Los BOP deben probarse a su presión de trabajo cuando sean instalados y por lo menos una vez cada dos semanas. Se deben realizar pruebas adicionales de funcionamiento cuando se va a perforar una formación que se presume que tenga alta presión, después de efectuada la cementación y cuando se lleve a cabo una Prueba de Formación, quedando registrados los resultados en el informe a que se refiere el literal a) del artículo 135 de este Reglamento. La presión de trabajo se deberá mantener por lo menos durante treinta (30) segundos en los BOP de compuerta y cuarenta y cinco (45) segundos en los anulares.

Artículo 140.- Entrenamiento

Debe existir un programa de entrenamiento para el Personal que incluya simulacros semanales en el control de reventones. Todos los simulacros, incluyendo los previstos en el artículo 129, deben quedar registrados en el informe diario del Perforador a que se refiere el literal a) del artículo 135, al igual que cualquier actividad relacionada con el programa de seguridad.

Artículo 141.- Reparaciones del BOP

El BOP debe ser totalmente revisado y reparado en taller o factoría según las recomendaciones del fabricante. Asimismo, se debe disponer de la documentación que certifique este requisito.

Artículo 142.- Válvula de cuadrante (Kelly valve)

Cuando se atraviesen zonas donde se presuma la presencia de ácido sulfhídrico, se dispondrá de detectores de H₂S y SO₂ cerca del Pozo y del equipo de emergencia respiratoria en las cantidades y diversidad adecuada. Una válvula de cuadrante ("Kelly valve») debe estar permanentemente al alcance de la cuadrilla.

Artículo 143.- Dispositivos de Seguridad

Los dispositivos de seguridad siempre deben estar operativos.

Artículo 144.- Almacenamiento de Materiales para el Lodo

Los productos químicos, materiales para el Lodo y cemento deben estar almacenados en lugares cercanos al Pozo y protegidos contra su deterioro por elementos de la naturaleza.

Artículo 145.- Disposición de suficientes aditivos

Debe disponerse de suficientes aditivos para poder reemplazar el sesenta por ciento (60%) del Lodo del sistema, así como para aumentar su peso en treinta por ciento (30%) como mínimo durante la perforación.

Artículo 146.- Inspección de elevadores

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

Artículo 147.- Normas de Seguridad en la perforación

Deberá cumplirse con las normas de seguridad tanto para la perforación en tierra, ríos, lagos, como en costafuera; consistente en lo siguiente:

a) Mantener un número adecuado de letreros, carteles o avisos de seguridad colocados en lugares visibles del equipo de acuerdo con los riesgos existentes.

b) Contar con un cable y sistema de bajada de emergencia ubicado entre la repisa del castillo de Perforación o Servicio de Pozos anclado en el terraplén o plataforma del Pozo, de modo tal que permita el libre acceso y salida de helicópteros.

c) Contar con equipo y protección contra incendios.

d) Deberá instalarse un pararrayos ubicado en la corona de castillo, conectado a tierra por conductores eléctricos, independiente de la estructura, en los lugares donde se puedan presentar descargas eléctricas atmosféricas.

e) Deberá disponerse de barandas removibles en todos los pasillos y plataformas del equipo de perforación de manera que no dificulten las Operaciones.

f) Disponer del balizaje exigido por la DICAPI.

g) Disponer de una luz de peligro de color rojo o luz destellante, ubicada en la corona del castillo.

h) Disponer de equipo de primeros auxilios y de evacuación.

i) Disponer el uso alternativo de los equipos de protección contra descargas atmosféricas.

Artículo 148.- Especificaciones API

Con relación al equipo de perforación y a la actividad de perforación, se deben emplear las prácticas recomendadas por el API (última edición), o cualquier otro instituto de prestigio internacional, normalmente empleadas en la industria petrolera, indicándose sin que tenga carácter limitativo las siguientes:

SPEC 1B Especificaciones para fajas tipo V para campos petroleros.

SPEC 5D Especificaciones para la tubería de perforar.

SPEC 7 Especificaciones para elementos de perforación rotatoria.

RP 7A1 Prácticas recomendadas para pruebas de comportamiento a la fricción de los componentes de perforación rotatoria.

SPEC 7B-11 C Especificaciones y prácticas recomendadas para instalación, mantenimiento y operación de motores recíprocos de combustión interna.

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

SPEC 7F Especificaciones para transmisión por cadena y ruedas dentadas.

SPEC 7G Prácticas recomendadas para el diseño de sartas y límites de operación.

SPEC 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 13B1 Prácticas recomendadas para probar fluidos de perforación a base de agua y aceite.

RP 13B2 Prácticas recomendadas para probar fluidos de perforación a base de aceite.

RP 13E Prácticas recomendadas para el uso de mallas y Zaranda.

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

RP 13I Prácticas recomendadas para pruebas de laboratorio de fluidos de perforación.

RP 13J Prácticas recomendadas para pruebas de salmueras.

RP 13K Prácticas recomendadas para análisis químico de Baritina.

SPEC 16C Especificaciones para sistemas para matar los Pozos y Estranguladores.

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 no considerados en las normas API, se deberá seguir estrictamente las indicaciones de uso, mantenimiento y operación del fabricante.

Artículo 149.- Manejo de desechos

A fin de evitar la contaminación del ambiente, los desechos y desperdicios provenientes de las Operaciones se manejarán siguiendo las pautas establecidas en el Reglamento para la Protección Ambiental de las Actividades de Hidrocarburos.

Artículo 150.- Restauración

Las medidas para restaurar el área, al término de esta actividad, serán las que contenga el Plan de Manejo Ambiental (PMA) del Estudio de Impacto Ambiental (EIA).

CAPÍTULO III

ASPECTOS DE SEGURIDAD PARA LA PERFORACIÓN Y SERVICIO DE POZOS

Artículo 151.- Sobre el equipo de perforación y servicio de Pozos

El equipo de perforación y el de servicio de Pozos, deberá estar provisto de:

151.1 Un foco de luz roja o destellante de peligro; ubicado en la corona del castillo.

151.2 Un cable y sistema de bajada de emergencia ubicado entre la repisa del castillo de perforación y anclado en el terraplén o plataforma del Pozo.

151.3 Cuando se perfore en formaciones que se sospeche puedan tener presencia de sulfuro de hidrógeno, se mantendrá disponible equipo de detección, así como protección respiratoria para el Personal, en tipo y cantidad adecuada.

151.4 En las torres de perforación, la línea de emergencia para el engrapador, deberá anclarse en el terreno o plataforma de tal modo que permita el libre acceso y salida de los helicópteros, sin el peligro que éstos se enreden en ella.

151.5 Equipo de Protección Contra Incendio.

151.6 Barandas removibles en todos los pasillos y plataforma del equipo de perforar, que no dificulten las Operaciones.

151.7 Balizaje exigido por la DICAPI o la DGTA según sea el caso.

151.8 Por lo menos, con dos vías señalizadas de escape para el Personal, en casos de emergencia.

151.9 Las escaleras metálicas del equipo de perforación, deberán tener sus peldaños y pasamanos en buen estado de limpieza y conservación. Igualmente, deberán encontrarse fijas y sin vibraciones.

Artículo 152.-Sobre los equipos, castillos y mástiles de los equipos de perforación, reacondicionamiento y servicio de Pozos

Los “vientos” de los castillos y mástiles de los equipos de perforación, reacondicionamiento y servicio de Pozos deben necesariamente ser instalados, antes del inicio de sus Operaciones, en la cantidad y calidad recomendadas. El buen estado de los cables y elementos de sujeción de los “vientos”, deberá ser comprobado antes de cada uso.

Los anclajes (muertos) del equipo de perforación o de servicio de Pozos, deberán ser diseñados para la esperada tensión de trabajo, enterrados en el terraplén a un mínimo de un metro veinte centímetros (1,20) m de profundidad o sujetos a la estructura en el caso de plataformas marítimas o fluviales. La inspección y/o mantenimiento si fuera el caso, antes de su utilización, es obligatoria.

Las retenidas y contrapesos de las tenazas mecánicas, deberán estar ancladas convenientemente a la estructura del equipo.

Artículo 153.- Sobre las bombas de Lodo y las compresoras de aire

Deben estar provistas de válvulas de seguridad, las mismas que se inspeccionarán anualmente.

Las líneas, válvulas, conexiones, mangueras, etc., deberán ser las apropiadas para resistir las presiones de trabajo, esfuerzos, temperatura, vibraciones, etc., a las que serán sometidas.

Artículo 154.- Botiquín de Primeros Auxilios para los equipos de perforación y de Servicios de Pozos distantes de los campamentos bases

Los equipos de perforación y de Servicio de Pozos distantes de los campamentos bases deben contar con un Botiquín de Primeros Auxilios el que contará con los medicamentos necesarios para la atención del Personal, incluyendo antídotos contra picaduras o mordeduras de animales ponzoñosos, así como contra afecciones por productos químicos.

Artículo 155.- Control, restricción y prohibición del tránsito

En razón al riesgo y vulnerabilidad de las Operaciones, las Contratistas tienen el derecho de controlar, restringir y prohibir el tránsito y circulación de personas y vehículos en sus áreas específicas de Operación.

Artículo 156.- Transporte y aprovisionamiento a los equipos de perforación en el mar, lagos y ríos

El transporte y aprovisionamiento a los equipos de perforación por naves en mar, lagos y ríos, se regirán por el Reglamento de la Ley de Control y Vigilancia de las Actividades Marítimas, Fluviales y Lacustres, aprobado por Decreto Supremo Nº 028-DE/MGP y sus normas concordantes.

Artículo 157.- Medidas de seguridad en trabajos de servicio de Pozos y reacondicionamientos

En los trabajos de servicio de Pozos y reacondicionamiento, incluyendo fracturamiento hidráulico y acidificación, se deberán tomar las siguientes medidas de seguridad:

157.1 Mantener cerca del Pozo por lo menos tres (3) extintores contra incendio de Polvo Químico Seco, con certificación 120 BC, NTP 350.062 y un extintor rodante, con certificación de extinción de 240 BC, según NTP 350.043 y 350.062.

157.2 Durante operación de fracturamiento, el Personal deberá permanecer alejado de las líneas de bombeo.

157.3 Para las Operaciones nocturnas, se deberá contar con iluminación adecuada.

157.4 En la preparación de mezclas con ácido, es importante verter el ácido sobre el agua y no el agua sobre el ácido.

Artículo 158.- Actividades que requieren el uso de cables de acero, cadenas y sogas

En las actividades que conlleven la utilización de cables de acero, cadenas y sogas, éstos deberán ser cuidadosamente seleccionados. Los cables y sus elementos de sujeción que se utilicen como vientos, deberán cumplir con lo siguiente:

158.1 Cada cable de acero, soga o cadena, deberá inspeccionarse periódicamente y cambiarse cuando sea necesario.

158.2 Para transportar equipo pesado de perforación, se deberá usar cable de acero y no sogas para su estiba y fijación.

158.3 El Personal deberá mantenerse alejado de las cargas suspendidas, aunque estén sostenidas por cables de acero o cadenas.

158.4 Durante la operación de levantar tubería a la plataforma del equipo, se deberá usar un cable como retenida de la tubería que esté alzando.

158.5 Para el manipuleo de estos elementos, el Personal está obligado al uso de guantes de protección.

Artículo 159.- Mantenimiento de las cabinas, plataformas y suelo

Las cabinas, plataformas y suelo alrededor del equipo deben mantenerse libres de acumulaciones de Petróleo, cualquier otro combustible.

Las fuentes de ignición deberán ser eliminadas. Especial atención debe prestarse en la correcta aplicación de las normas y procedimientos de seguridad, para otorgar permisos de trabajo en caliente.

Artículo 160.- Provisión de equipos de protección contra incendio para las unidades de perforación, reacondicionamiento y servicio de Pozos

Las unidades de perforación, reacondicionamiento y servicio de Pozos, deberán ser provistas de equipos de protección contra incendio, de acuerdo al siguiente cuadro de requerimiento mínimo:

UNIDAD	EXT. RODANTE	EXT. PORTÁTIL
(1)	(2)	
Perforación	1	6
Reacondicionamiento	1	3
Servicio de Pozos	-	2
Suabeo -	2	
Camión Cisterna	-	2

(1) Extintor de Polvo Químico Seco, con una certificación de extinción no menor a 240:BC según la Norma Técnica Peruana (NTP) 350.043 y 350.062 o certificación comprobadamente equivalentes.

(2) Extintor de Polvo Químico Seco, con una certificación de extinción no menor a 120:BC según NTP 350.043 y NTP 350.062 o certificación comprobadamente equivalente.

Los equipos que se seleccionen deberán considerar una construcción para uso pesado y acabado acorde con la agresividad del ambiente donde se ubiquen.

Estos equipos, deberán ser debidamente señalizados, inspeccionados y mantenidos de acuerdo a lo que se estipula en el Título IV del presente Reglamento.

Artículo 161.- Dotación de sistemas portátiles de espuma mecánica para los equipos de perforación

Los equipos de perforación deberán ser dotados de un sistema portátil de espuma mecánica a base de la reserva de agua disponible para sus Operaciones normales.

Artículo 162.- Requisitos de las plataformas marítimas, lacustres y fluviales

La plataforma, marítima, lacustre o fluvial deberá estar provista de:

162.1 Un sistema contra incendio a base de agua a un caudal no menor a 1900 lpm a 11 kg/cm² de presión (500 gpm a 150 psig) con equipos para generar espuma mecánica.

162.2 Un número de extintores contra incendio de acuerdo al sistema contra incendio desarrollado para la Instalación.

162.3 Un número suficiente de botes o balsas salvavidas con capacidad para todo el Personal asignado a la plataforma.

162.4 Un número adecuado de chalecos salvavidas que corresponda a la cantidad de Personal que se encuentre en la plataforma. En todo trabajo o actividad con riesgo de caída al agua, es obligatorio el uso del chaleco salvavidas.

162.5 Reflectores o luces intermitentes y sirenas de niebla, de acuerdo a lo que exija el Reglamento de la Ley de Control y Vigilancia de las Actividades Marítimas, Fluviales y Lacustres.

162.6 Baranda periférica de protección para la circulación del Personal en el contorno de la plataforma.

162.7 Un dispositivo seguro para el embarque y desembarque del Personal y/o equipo.

162.8 Un sistema de radio - teléfono u otro sistema que permita la comunicación con las instalaciones en tierra, así como con la instalación principal.

La envergadura de la operación, distancias involucradas y el Análisis de Riesgos, determinarán la necesidad de disponer de una o más embarcaciones rápidas, u otros medios dotadas de equipo contra incendio especial para enfriamiento, generación de espuma, control de derrames de Hidrocarburos, emergencias médicas, etc., todo lo cual debe ser específicamente contenido en el Plan de Contingencias.

162.9 Grúa o cabestrante para el manejo de carga, equipo, repuestos, etc.

En ausencia de una norma nacional aplicable, se consultarán y aplicarán en cuanto corresponda, las normas API-RP-57 y API-RP-14G.

Artículo 163.- Requisitos para las Operaciones marítimas, lacustres o fluviales

Para realizar Operaciones marítimas, lacustres o fluviales deberá tenerse en consideración lo siguiente:

163.1 El uso del chaleco salvavidas es obligatorio durante las Operaciones de transporte y trasbordo del Personal desde la embarcación a la plataforma y/o muelle o viceversa.

163.2 En las zonas de lluvia, se debe proporcionar vestimenta impermeable al Personal.

163.3 El uso del arnés de seguridad es obligatorio para el Personal que trabaja en la repisa del castillo, así como para quienes estén expuestos a sufrir caídas a diferente nivel.

163.4 El uso de guantes de jebe o similares es obligatorio para el Personal del equipo de perforación que trabaja con productos químicos.

163.5 Está prohibido el uso de gasolina y otros líquidos inflamables para fines de limpieza y lavado de ropa.

163.6 Toda máquina de arranque automático, deberá estar provista de un letrero de seguridad que indique tal condición.

163.7 Los sistemas, dispositivos o equipos eléctricos de las plataformas marítimas y/o fluviales deberán estar conectadas eléctricamente a tierra.

Artículo 164.- Requisitos para la operación de grúas en la plataforma

La operación de las grúas en la plataforma deberá ser dirigida por una persona entrenada en dicho trabajo. Los cables de acero, el anclaje, los ganchos y las poleas que sujetan los mismos deberán revisarse periódicamente. La norma RP 2D «Prácticas Recomendadas para Operaciones de Mantenimiento de Grúas Mar Afuera» emitida por el American Petroleum Institute deberá ser consultada al respecto.

Artículo 165.- Sobre el control de reventones

Todo equipo de perforación deberá estar provisto de un sistema para el control de reventones. Cuando la operación lo requiera, los equipos de servicio de Pozos deberán igualmente ser provistos de sistemas de control de reventones.

CAPÍTULO IV

COMPLETACIÓN DEL POZO

Artículo 166.- Seguimiento del plan original de Trabajo

La Completación del Pozo se efectuará ajustando el plan original de trabajo de acuerdo a las condiciones encontradas o halladas durante la perforación, empleándose las técnicas más apropiadas y seguras usadas para esta operación en la industria del petróleo. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 4 del Decreto Supremo N° 088-2009-EM, publicado el 12 diciembre 2009, cuyo texto es el siguiente:

“Artículo 166.- De la Completación y Prueba del Pozo

166.1 La Completación del Pozo se efectuará ajustando el Plan de Trabajo original, de acuerdo a las condiciones encontradas o halladas durante la perforación, empleándose las técnicas más apropiadas y seguras usadas para esta operación en la industria del petróleo.

166.2 Terminada la perforación del pozo, el Contratista debe informar a PERUPETRO la oportunidad en que el pozo será probado, así como el Plan de Trabajo con los ajustes respectivos, de ser el caso.

166.3 La prueba de producción del pozo tendrá una duración máxima de seis (06) meses.

166.4 Si la prueba requiere un tiempo mayor a seis (06) meses será considerada como una Prueba de Formación o Prueba Extendida de Pozo, la cual requerirá de la aprobación de la DGH, debiendo los Contratistas presentar su solicitud adjuntando los siguientes requisitos:

- a. Plan de Trabajo y descripción de equipos para la prueba y facilidades de superficie.
- b. Justificación técnica respecto a la necesidad y duración de la Prueba Extendida.
- c. Resultados obtenidos de las pruebas iniciales del pozo.
- d. Otros que considere necesarios la DGH.

Recibida la solicitud, la DGH requerirá la correspondiente opinión técnica a PERUPETRO, entidad que en un plazo máximo de quince (15) días hábiles evaluará la necesidad de la misma y los documentos presentados por el Contratista.

En el plazo de cinco (05) días hábiles, contados desde la recepción de la opinión de PERUPETRO, la DGH emitirá la correspondiente Resolución Directoral, autorizando o denegando la prueba extendida.”

CONCORDANCIAS: D.S. Nº 088-2009-EM, Art. 6

Artículo 167.- Cabezales

Los Cabezales de Pozos deben tener las siguientes características:

- a) Estar diseñados para una presión de trabajo superior a la máxima presión anticipada en superficie.
- b) Estar diseñados para una resistencia de pandeo igual o mayor a aquel de la tubería exterior superior a la cual está unida.

c) Tener conexiones con resistencia mecánica y rango de presión compatibles a las correspondientes bridas API o la tubería a la cual será conectada.

d) Tener resistencia a la compresión adecuada para soportar el peso de las tuberías a ser colgadas.

e) El cuerpo inferior del cabezal debe ser de brida integral y tener por lo menos una salida lateral para ser usada con brida o pernos prisioneros.

f) Los cabezales de baja presión o en Pozos de reservorios con depletación podrán ser de un sólo cuerpo y no tener brida integral.

Artículo 168.- Árbol de navidad

Los Pozos de alta presión o de Gas Natural deberán completarse con Árbol de Navidad con especificaciones API, con doble Válvula Maestra capaz de soportar la máxima presión esperada. La válvula inferior se mantendrá abierta y la superior será la operativa.

Artículo 169.- Válvulas Maestras

Las Válvulas Maestras deben ser del mismo diámetro interno de la tubería y deberán abrirse en el cien por ciento (100%) ("full open").

Artículo 170.- Condiciones que permitan registro de presiones

Las instalaciones de superficie y subsuelo de un Pozo completado deben permitir registrar la presión a través de las Tuberías de Revestimiento y de Producción, así como la presión de fondo y obtener registros de producción del Pozo.

Artículo 171.- Mantenimiento de equipos de superficie y subsuelo

Se deberán adoptar medidas especiales en la operación y mantenimiento de los equipos de superficie y subsuelo cuando haya presencia de SO₂, CO₂ o H₂S.

En las instalaciones costa afuera se deberán tomar medidas adicionales respecto a equipos de superficie, a efectos de protegerlos de la corrosión.

Artículo 172.- Especificaciones API

En las actividades establecidas en este capítulo, se deben emplear las prácticas recomendadas por el API (última edición), o cualquier otro instituto de prestigio internacional, normalmente empleadas en la industria petrolera:

SPEC 6A Especificaciones de Cabezales y válvulas de Pozos.

SPEC 6D Especificaciones para válvulas para línea de flujo.

- SPEC 6FA Especificaciones de pruebas de fuego para válvulas y conexiones.
 SPEC 6FC Especificaciones de pruebas de fuego para válvulas automáticas.
 SPEC 6FB Especificaciones de pruebas de fuego para conexiones.
 RP 14H Prácticas recomendadas y especificaciones para instalación, mantenimiento y reparación de válvulas de seguridad bajo agua y Cabezales costafuera.
 SPEC 14A Especificaciones para válvulas de seguridad en el fondo del Pozo.
 RP 14B Prácticas recomendadas para diseño, instalación, reparación y operación de válvulas de subsuelo.
 RP 14C Prácticas recomendadas para análisis, diseño, instalación y prueba de válvulas de superficie sobre plataformas de producción costafuera.
 SPEC 17D Especificaciones para Cabezales submarinos.

Artículo 173.- Tubería de Revestimiento de Superficie.

La Tubería de Revestimiento (Casing) de Superficie, debe ser instalada para proveer el soporte seguro a los BOP's y al equipo que colgará del Cabezal y debe ser cementada en toda su longitud.

Artículo 174.- Tubería de Revestimiento de Superficie en presencia de acuíferos

En caso que el Pozo atravesase algún cuerpo de agua dulce que sea o pueda ser utilizado en el futuro como fuente de agua, la Tubería de Revestimiento de Superficie debe instalarse cubriendo cuando menos hasta veinticinco (25) metros debajo del límite inferior del acuífero.

Artículo 175.- Tubería de Revestimiento

Una vez cementada la Tubería de Revestimiento, ésta debe ser probada con presión igual a la presión interna a la cual, según los cálculos, estará expuesta. La presión no debe exceder el ochenta y cinco por ciento (85%) de la máxima presión interna de la Tubería de Revestimiento y debe ser mantenida por lo menos por diez (10) minutos.

Artículo 176.- Factores de seguridad en las Tuberías de revestimiento

Los factores mínimos de seguridad que se usen en el cálculo de las Tuberías de Revestimiento serán:

Al colapso	1,125
A la tensión (conexión)	2,000
A la tensión (cuerpo)	1,250
A la presión interna	1,000

Artículo 177.- Tubería de Revestimiento usada

No se permitirá el uso de Tubería de Revestimiento usada, a no ser que esté certificada por la inspección y prueba por parte de una compañía especializada independiente.

Artículo 178.- Características de la Tubería de Revestimiento (Casing) y de la Tubería de Producción (Tubing)

El diseño, características, uso y cuidado en el manipuleo, transporte e inspección de Tubería de Revestimiento (Casing), de la Tubería de Producción (Tubing) y de línea de flujo, están debidamente especificados por el API. Para el caso de otros tipos de tuberías estas condiciones deben sujetarse a las especificaciones mínimas del fabricante.

En las actividades establecidas en este capítulo se deben emplear las prácticas recomendadas por el API (última edición), o cualquier otro instituto de prestigio internacional, normalmente empleadas en la industria petrolera; como son:

RP 5A5 Prácticas recomendadas para inspeccionar Tuberías de Revestimiento, Producción y línea de flujo nuevas.

SPEC 5B Especificaciones para enroscado, medición e inspección de roscas de Tuberías de Revestimiento, Producción y líneas de flujo.

RP 5B1 Prácticas recomendadas para medición e inspección de roscas de Tuberías de Revestimiento, Producción y líneas de flujo.

RP 5C1 Prácticas recomendadas para cuidado de Tuberías de Revestimiento, Producción.

BULL 5C3 Boletín sobre fórmulas y cálculos para propiedades de Tuberías de Revestimiento, Producción, Perforación y líneas de flujo.

RP 5C5 Prácticas recomendadas para evaluar conexiones de Tuberías de Revestimiento y Producción.

SPEC 5CT Especificaciones para Tuberías de Revestimiento y Producción.

(Unidades de medida usuales en los Estados Unidos).

SPEC 5CTM Especificaciones para Tuberías de Revestimiento y Producción. (Unidades Métricas).

Artículo 179.- Diseño de la cementación

La Cementación debe estar diseñada para permitir un tiempo adecuado de bombeo y de fraguado durante la operación, así como para proporcionar la necesaria resistencia a la tracción y compresión en el Pozo.

Si el Pozo a cementar se encuentra en una zona donde existen formaciones productoras de agua salada a una profundidad menor de las formaciones productoras de hidrocarburos, el diseño correspondiente debe considerar cementar el Pozo hasta por lo menos doscientos (200) metros encima del tope de la formación productora de agua salada con la finalidad de evitar posteriores problemas de corrosión del Casing.

Artículo 180.- Cementación primaria

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

- a) Obtener una separación zonal efectiva y proteger la Tubería de Revestimiento.
- b) Aislar la Tubería de Revestimiento de la pared del Pozo.
- c) Reparar la Tubería de Revestimiento.
- d) Minimizar el peligro de reventones en zonas de alta presión.
- e) Sellar zonas de pérdida de circulación y zonas profundas en previsión a una perforación más profunda.

Artículo 181.- Cementación secundaria

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

- a) Reparar la Cementación primaria.
- b) Reducir la alta relación Gas-Petróleo o Agua-Petróleo de una formación.
- c) Reparar el revestimiento.
- d) Abandonar o aislar zonas.

Artículo 182.- Compatibilidades en la Cementación

Antes de la Cementación, debe efectuarse pruebas de compatibilidad con el agua a usarse y a las condiciones operativas del Pozo.

Artículo 183.- Presiones en la Cementación

Durante la operación de la Cementación, la mezcla de cemento y las presiones de trabajo deben ser registradas.

Artículo 184.- Tope de cemento

El tope de cemento de la Tubería de Revestimiento Intermedio o de Producción debe quedar a no menos de doscientos (200) metros sobre la zona más superficial aislable (incluyendo zonas productoras de agua salada) o sobre el Zapato de la Tubería de Revestimiento anterior.

Artículo 185.- Revestidor colgante Liner (Laina)

Un Liner (Laina) debe cementarse en toda su longitud, salvo que se demuestre técnicamente que ello no es necesario.

Artículo 186.- Registro de cemento

Después de cementar la Tubería de Revestimiento de Superficie o Intermedio debe efectuarse una prueba de calidad de la Cementación, especialmente si no han sido cementados en

su longitud total. Después de cementar la Tubería de Revestimiento de Producción o Laina debe tomarse un registro de Cementación o equivalente.

Artículo 187.- Pruebas de consistencia

Las pruebas de consistencia de la formación ("Leak off test") deben ser efectuadas siguiendo el programa del Pozo.

Artículo 188.- Prácticas API en la Cementación

En las actividades de Cementación, se deben emplear las prácticas recomendadas por el API (última edición), o cualquier otro instituto de prestigio internacional, normalmente empleadas en la industria petrolera:

SPEC 10A Especificaciones de cementos para Pozos.

SPEC 10D Especificaciones de centralizadores.

RP 10B Prácticas recomendadas para pruebas de cementos de Pozos.

RP 10F Prácticas recomendadas para probar equipo flotador de Cementación.

Artículo 189.- Quemadores de Petróleo o gas

Los quemadores de Petróleo o Gas deben encenderse solamente por control remoto y deberán disponer de un sistema de enfriamiento debidamente probado.

Artículo 190.- Limitaciones de Operaciones nocturnas

Durante la noche, en lo posible, no deben iniciarse pruebas de producción en Pozos Exploratorios y tampoco debe efectuarse Operaciones de Estimulación (Fracturamiento Hidráulico, acidificación, etc.), salvo que el Contratista garantice la seguridad en la operación.

Artículo 191.- Situación de los radios

Durante las Operaciones de Punzonamiento debe mantenerse los radios apagados ya que estas ondas podrían influir sobre el sistema de disparo de los equipos.

Artículo 192.- Material radioactivo

La utilización de material radioactivo deberá estar autorizada por el IPEN, o cualquier entidad que lo sustituya, debiendo ceñirse a las reglas y pautas señaladas por dicho organismo.

Asimismo, en caso los equipos recuperados de un Pozo se encontraran contaminados con alguna sustancia radioactiva, no podrán ser reutilizados y deberá informarse del hecho a OSINERG y al IPEN o, a las entidades que las sustituyan, a fin que indiquen las medidas que deberán adoptarse en adelante.

CAPÍTULO V

ABANDONO DEL POZO

Artículo 193.- Aprobación de PERUPETRO

El Plan de Abandono permanente de Pozos será aprobado por PERUPETRO; el cual deberá efectuarse bajo la supervisión directa del operador o su representante autorizado, quien no podrá ser un empleado de la compañía de servicio involucrada en el Abandono de Pozos. La supervisión directa significa la presencia del supervisor en el Pozo durante la ejecución del referido plan.

Los procedimientos de abandono no convencionales, de acuerdo con la realidad particular de cada caso, deben contar con la aprobación de PERUPETRO.

Artículo 194.- Tapones de abandono

El Pozo debe abandonarse con Tapones de cemento o mecánicos, aislando aquellas zonas en las que no se haya puesto revestimiento o donde pudiera existir fluidos. En los casos que por razones de dificultad operativa no fuera factible realizar el Plan de Abandono de acuerdo a lo mencionado en los artículos siguientes, el operador podrá efectuar el plan mencionado aplicando las mejores y adecuadas técnicas y procedimientos utilizados en la industria, debiendo informar y justificar a la brevedad a PERUPETRO con copia a OSINERG sobre dicha decisión.

Artículo 195.- Tapones adicionales

El Pozo puede requerir de Tapones adicionales para cubrir o contener algún horizonte productivo o para separar algún estrato con agua, dependiendo de la calidad del agua o si las presiones hidrostáticas difieren lo suficiente para justificar dicha separación. La prueba de los Tapones y recementación puede ser requerida si es necesario asegurar que el Pozo no dañe al recurso natural.

Artículo 196.- Taponamiento de hueco abierto bajo el revestimiento

Donde exista hueco abierto bajo el revestimiento más profundo se debe colocar un Tapón de cemento que se extienda cincuenta (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 Tubería de Revestimiento con veinte (20) metros de cemento sobre el Tapón.

Artículo 197.- Aislamiento de zonas punzonadas

Las zonas punzonadas deben ser en lo posible cementadas a presión y aisladas con Tapones. Si no es posible la Cementación a presión, debido a la posibilidad de causar fracturamiento hidráulico, se deberá colocar un tapón de cemento cubriendo cincuenta (50) metros por encima y debajo de la zona punzonada o encima del Tapón más cercano, si la distancia es menor de cincuenta (50) metros.

PERUPETRO puede aprobar, en reemplazo de Tapón(es) de cemento, la colocación de uno o varios Tapones puente (bridge plug) de metal, a ser colocado dentro de la Tubería de

Revestimiento e inmediatamente sobre intervalos perforados o a determinada profundidad, dependiendo de los niveles de presión, flujo o reservas de Hidrocarburos.

Para el caso del Abandono de Pozos horizontales, el Tapón debe aislar la zona productiva cubriendo cincuenta (50) metros por encima y de ser posible cincuenta (50) metros debajo de la zona punzonada, o cincuenta (50) metros sobre el zapato del Casing de producción si éste está puesto sobre el tope del horizonte productivo. PERUPETRO en coordinación con el Operador determinará si se requieren de Tapones de cemento adicionales o Tapones puente (bridge plug).

Artículo 198.- Abandono de Liners

Un Liner se abandonará con un Tapón de cemento que cubra cincuenta (50) metros encima y debajo de su punto de suspensión.

Artículo 199.- Punzonamiento y cementación para Abandono

En caso que el tope de cemento detrás de la Tubería de Revestimiento no llegue a cubrir cien (100) metros sobre la zona productiva, la Tubería de Revestimiento será punzonada cien (100) metros por encima de la zona productiva y cementada a presión con una columna que cubra cien (100) metros adicionales en el espacio anular.

Artículo 200.- Tapones en casos de Abandono permanente

En caso de Abandono permanente se colocará un último Tapón de cemento desde los doscientos (200) metros de profundidad hasta la superficie.

En los casos que por razones de dificultad operativa demostrada no sea posible alcanzar los doscientos (200) metros, se procederá a colocar un tapón de cemento a partir de la profundidad encontrada, hasta la superficie. Cuando se utilice un tapón mecánico, éste deberá ser sentado a la profundidad encontrada.

Artículo 201.- Espaciamiento

Los espacios entre Tapones y hasta la superficie deben quedar llenos de fluidos de características no corrosivas.

Artículo 202.- Pozo de agua

Si en el Pozo por abandonarse se hubiera encontrado la situación descrita en el artículo 174 de este Reglamento, el Pozo se dejará habilitado para producir agua, taponado hasta la base del acuífero. Su posterior punzonamiento y operación deberá ser coordinado por las entidades que se encargarán de dicha fuente de agua y por lo tanto, deja de corresponder a una Actividad Petrolera.

Artículo 203.- Abandono Permanente

En caso de Abandono Permanente, el Cabezal del Pozo deberá quedar marcado con el número del Pozo. En caso de recuperación del Cabezal del Pozo, se deberá obtener la autorización

correspondiente de PERUPETRO, situación en la cual la Tubería de Revestimiento deberá ser cortada mecánicamente. En este caso, en lugar del cabezal, deberá quedar una varilla de acero de dos (2) metros de altura sobre el nivel de la superficie con el número del Pozo soldado a la plancha que tapa el Pozo. La cantina debe ser rellenada y la locación será restaurada de acuerdo al PMA del EIA o al instrumento de gestión ambiental correspondiente.

Artículo 204.- Abandono de Área

En el caso que el Abandono del Pozo signifique Abandono del Área, será de aplicación el artículo 56 del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos. Si no involucra el Abandono del área, el Abandono de Pozos se registrará de acuerdo a los lineamientos precisados en el presente Capítulo.

Artículo 205.- Abandono obligatorio

El Contratista es el responsable del Abandono permanente de los Pozos inactivos perforados durante el desarrollo del Contrato, a menos que en el Contrato, los anexos u otros acuerdos entre las partes, se estipulen obligaciones distintas. También es responsable del Abandono permanente de los Pozos Activos, que por razones de seguridad, ambientales o económicas no opere en el futuro.

Artículo 206.- Facultad de activar Pozos

El Contratista podrá intervenir e incorporar a sus Operaciones los Pozos perforados y abandonados en forma temporal o permanente por anteriores operadores en el área.

En caso la intervención determine la inconveniencia de considerar al Pozo como Pozo Activo, éste deberá abandonarse de acuerdo a lo previsto en el presente Reglamento.

Artículo 207.- Listado de clasificación de Pozos

El Contratista presentará a PERUPETRO con copia a OSINERG, un listado referente a los Pozos inactivos (cerrados, abandonados temporalmente, abandonados permanentemente) conteniendo por cada uno de ellos, de tenerla registrada, la siguiente información:

- Coordenadas de ubicación.
- Diagrama de Completación actualizado.
- Producción de fluidos inmediatamente antes del cierre o abandono.

A esta información se añadirá su estimado sobre:

- Factibilidad de rehabilitación futura.
- Referencia a centros poblados y/o asentamientos humanos más cercanos.

- Fecha estimada de abandono, para el siguiente año, de los Pozos que han perdido su condición de Pozo Activo durante la vigencia del contrato y cuya situación justifique su abandono permanente.

De existir cambios, éstos serán informados anualmente en el mes de junio.

TÍTULO V

PRODUCCIÓN

CAPÍTULO I

PRODUCCIÓN EN GENERAL

Artículo 208.- Régimen de Adecuación

Los Contratistas que se encuentren en una etapa de Explotación, operando instalaciones que no están adecuadas a este Reglamento, podrán regularizar esta situación de la siguiente forma:

a) Adecuando sus Operaciones o instalaciones al presente Reglamento, luego que los operadores presenten un diagnóstico de cada una de sus instalaciones y en función de ello y la economía de cada lote se prepare y apruebe el programa de adecuación de las instalaciones en un plazo con la realidad de cada lote.

b) Justificando mediante informe a OSINERG las razones por las que no les es posible hacer esta adecuación, para cada uno de los casos.

El OSINERG evaluará las justificaciones del Contratista y las aprobará, de ser el caso o dándole a conocer las medidas que deberá adoptar.

Si el Contratista no estuviera de acuerdo con el pronunciamiento de OSINERG, podrá interponer ante el OSINERG el recurso administrativo correspondiente.

Artículo 209.- Recuperación Máxima Eficiente (MER)

El Contratista deberá producir los Pozos durante la fase de Explotación, de manera que se obtenga la Recuperación Máxima Eficiente, tomando en consideración los principios de conservación y un manejo adecuado de las Reservas de Hidrocarburos. Para ello, debe evaluarse el comportamiento productivo de los Reservorios con el fin de determinar en corto tiempo las características de la formación productiva, su uniformidad, continuidad y configuración estructural; así como las propiedades de los fluidos y su sistema de producción más apropiado, de acuerdo con las condiciones y ubicación estructural de los Pozos. Los resultados de las evaluaciones deberán ser comunicados a PERUPETRO con copia a OSINERG.

El Contratista podrá efectuar sus Operaciones haciendo uso de las técnicas que considere más adecuadas, las cuales deberán ser concordantes con las buenas prácticas de la industria petrolera, que conlleve a mantener la productividad de sus reservorios, pudiendo realizar Operaciones de Inyección de cualquier fluido seleccionado adecuadamente, tales como, nitrógeno, polímeros, Gas Natural Asociado o No Asociado, que sea producido por él mismo o por un tercero y que no sea comercializado. Asimismo, estas Operaciones podrán ser realizadas como parte de proyectos de Recuperación Mejorada con la finalidad de incrementar el factor de recuperación de los reservorios.

Artículo 210.- Informe Técnico de Evaluación

Cada dos (2) años, en el mes de enero, posterior a los cinco (5) años de iniciada la Producción de un Reservorio, el Contratista deberá presentar a PERUPETRO, con copia a OSINERG, un informe técnico de evaluación en el que se demuestre que los Pozos vienen produciendo a niveles de MER, o en caso contrario, deberá proponer las acciones para que dichos niveles se obtengan en el próximo período de evaluación.

Artículo 211.- Deterioro de las Reservas Probadas por deficiente operación

Si un Pozo o grupo de Pozos están siendo operados en condiciones que causen deterioro en las Reservas Probadas, PERUPETRO podrá solicitar que el Contratista corrija la situación y/o la justifique adecuadamente. Esta solicitud deberá ser puesta en conocimiento de OSINERG. El Contratista corregirá el incumplimiento dando inicio a las medidas que sean necesarias para la subsanación correspondiente, dentro de los sesenta (60) días de recibida la comunicación, las que serán ejecutadas de manera continuada y diligente. En caso de continuar el incumplimiento, OSINERG aplicará las medidas correspondientes.

Artículo 212.- Deterioro de las Reservas Probadas por deficiente operación y cierre del Pozo o Pozos por el OSINERG

El OSINERG podrá, en función a lo previsto en el artículo anterior, ordenar al Contratista el cierre de dichos Pozos o de la parte de los mismos que está afectando las Reservas Probadas, hasta que éste corrija o justifique la situación.

Si el Contratista no estuviera de acuerdo podrá interponer ante el OSINERG el recurso administrativo correspondiente.

Artículo 213.- Espaciamiento entre Pozos

El espaciamiento entre los Pozos estará determinado por las características propias del reservorio, por el mecanismo de impulsión del mismo, por el tipo de Pozo que se va a perforar y por el volumen de producción económicamente recuperable.

Artículo 214.- Excepción

Si durante el desarrollo del orden establecido de espaciamiento los Pozos no producen al MER, o existiera impedimento físico para su perforación, se podrá contemplar menor espaciamiento pero llevándose a cabo la evaluación correspondiente.

Artículo 215.- Unificación

Se podrán perforar Pozos a menos de cien (100) metros de los linderos del Área de Contrato o el fondo de Pozo en la condición antes indicada, si el Reservorio es común a dos Contratistas vecinos y si éstos han celebrado un convenio para unificar el Desarrollo del campo común, de acuerdo al artículo 32 de la Ley.

Artículo 216.- Construcción de instalaciones

Cuando un Contratista proyecte ocupar un área de terreno de propiedad pública o privada para la construcción de instalaciones, deberá seguir el procedimiento contemplado en el Título VII de este Reglamento. Si va a construir una Batería de Producción, patio de tanques, estación de bombeo o de compresión o ampliarlas, deberá solicitar a OSINERG un informe favorable antes de iniciar la construcción. La información que presente debe incluir los planos necesarios para definir el proyecto e indicar que se cumple con las normas que se emplean en la construcción de la Batería de Producción, patio de tanques, estación de bombeo o de compresión y de sus equipos.

Las modificaciones de Baterías de Producción, patio de tanques, estación de bombeo o de compresión, que signifiquen una ampliación de actividades de acuerdo al Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, deberán ser presentadas al DGAAE para su aprobación antes de iniciar la construcción. La información que el Contratista presente deberá incluir los planos necesarios para definir el proyecto e indicar que se cumple con las normas que se emplean en la construcción de Baterías de Producción, patio de tanques, estación de bombeo o de compresión y de sus equipos.

Las tuberías fuera de las Baterías de producción, Patios de Tanques, Estaciones de Bombeo o de Compresión, deben instalarse de acuerdo a las Normas de Seguridad contenidas en el Anexo 1 del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos o en la norma que lo sustituya.

Artículo 217.- Mantenimiento de las Instalaciones de Producción

Las instalaciones de Producción activas serán mantenidas en buen estado, evitando fugas o escapes de los fluidos producidos. Las tuberías y equipos deben estar pintados y señalizados de forma que permitan identificar el tipo de fluido. En su mantenimiento, la limpieza debe ser permanente y las hierbas deberán ser eliminadas, así como los residuos inflamables (papeles, madera, trapos, etc.).

Las Instalaciones de Producción inactivas serán retiradas, restaurándose el área que estuvo ocupada.

CAPÍTULO II

EQUIPOS DE PRODUCCIÓN

Artículo 218.- Cabezales

Los Cabezales deben tener elementos controladores de presión para regular la presión del Pozo en proporción al diseño de las líneas e instalaciones de flujo y tener instalados todos sus componentes. Se podría instalar un SSU cuando se baje la tubería.

Artículo 219.- Pozo en medio acuático

El Pozo fluente ubicado en el mar, río, lago o pantano, debe tener una válvula de seguridad a treinta (30) metros bajo el fondo del mar, río, lago o pantano, que cierre en forma automática en el caso que ocurra descontrol en el Cabezal del Pozo.

Artículo 220.- Alta presión

La tubería de flujo de alta presión (más de 300 psig) deberá tener avisos o letreros de seguridad en todos los cruces de caminos públicos.

Artículo 221.- Inyección de Fluidos

La inyección, excepto para gas dulce o agua pura, debe ser programada para hacerse normalmente por la Tubería de Producción. En estos casos, un empaque (packer) debe asentarse sobre la formación operativa y el espacio entre las Tuberías de Producción y de Revestimiento debe llenarse con fluido anticorrosivo. Las excepciones a esta norma podrán justificarse técnicamente.

Artículo 222.- Equipos de Levantamiento artificial

Los equipos de levantamiento artificial deben tener la capacidad necesaria para producir al MER el fluido de los Pozos, sin causar daño a las otras instalaciones, al Reservorio o al propio Pozo. Los equipos de Producción activos serán mantenidos en buen estado, con sus partes móviles debidamente protegidos con defensas de seguridad.

Artículo 223.- Equilibrio operativo de las unidades de bombeo

El equilibrio operativo de las unidades de bombeo mecánico debe ser verificado mediante pruebas dinámicas u otras por lo menos una vez al año, aunque la eficiencia de la bomba fuera aceptable.

Artículo 224.- Motores eléctricos

Para las unidades de bombeo mecánico se deberá preferir el uso de motores eléctricos en lugar de los de combustión interna; salvo que las condiciones no lo permitan.

Artículo 225.- Prácticas API

En las actividades establecidas en este capítulo, se deben emplear las prácticas recomendadas por el API (última edición), o cualquier otro instituto de prestigio Internacional, normalmente empleadas en la industria petrolera.

SPEC 1B Especificaciones para fajas en “V”

RP 2SK Prácticas recomendadas para diseño, análisis y mantenimiento de amarre a sistemas de producción flotantes.

SPEC 5LEspecificaciones para tuberías de flujo.

RP 5LC/5LD Prácticas recomendadas para tuberías de flujo CRA.

SPEC 6H Especificaciones de tapones, conectores y uniones giratorias.

RP 11AR Prácticas recomendadas para el uso y cuidado de bombas de subsuelo.

SPEC 11AX Especificaciones de bombas de subsuelo y conexiones.

SPEC 11B Especificaciones de varillas de bombeo y conexiones.

RP 11BR Prácticas recomendadas para el cuidado y manipuleo de varillas de bombeo.

SPEC 11E Especificaciones para unidad de bombeo mecánica.

RP 11ER Prácticas recomendadas para defensas de unidades de bombeo mecánico.

RP 11G Prácticas recomendadas para instalación y lubricación de unidades de bombeo mecánico.

RP 11L Prácticas recomendadas para diseños y

cálculos de unidades de bombeo mecánico convencionales.

- P 11S Prácticas recomendadas para operación, mantenimiento y detección de fallas en instalaciones BES.
- RP 11S1 Prácticas recomendadas para el informe de ensamblaje de BES.
- RP 11S2 Prácticas recomendadas para prueba de BES.
- RP 11S3 Prácticas recomendadas para instalaciones de BES.
- RP 11S4 Prácticas recomendadas para la selección de instalaciones de BES.
- RP 11S5 Prácticas recomendadas para sistemas de 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 resina.
- SPEC 15LE Especificaciones para tuberías de polieti-

leno.

SPEC 15LP Especificaciones para tuberías termoplásticas (PVC y CPVC).

SPEC 15LR Especificaciones para tuberías de fibra de vidrio para baja presión.

Artículo 226.- Diseño de Batería de Producción

La Batería de Producción debe estar diseñada de acuerdo a las características de la mezcla de fluidos, y a los volúmenes producidos de Gas Natural y Líquidos a recolectarse.

Artículo 227.- Sistema de separación

El sistema de separación de una Batería debe estar dotado de un sistema de medición que permita conocer tanto el volumen total como el individual de Gas Natural y Líquidos de los Pozos allí conectados.

Artículo 228.- Separadores

Los separadores deben ser los adecuados para las condiciones de operación que se esperan. Deberán tener elementos de control para evitar su inundación por líquidos y presión excesiva. Sus válvulas de seguridad deben estar calibradas para una presión no mayor a la presión de diseño de los separadores y deberán ser inspeccionadas de acuerdo a las especificaciones del fabricante.

Artículo 229.- Válvula de seguridad

Las válvulas de seguridad deben tener escapes individuales apuntando a lugares que no ofrecen peligro o estar conectadas a sistemas comunes de alivio de capacidad suficiente. Los discos de ruptura deben tener descarga vertical y no tener restricción alguna.

Artículo 230.- Tanques en baterías

Los equipos, en especial los tanques de las Baterías de Producción, deben ser de material adecuado a las características corrosivas de los fluidos. Los tanques deben tener la protección anticorrosiva necesaria y tener un drenaje común hacia una poza de recuperación o de quema, ubicada a no menos de cincuenta (50) metros de distancia, debiendo tener compuertas para su limpieza y facilidades de medición.

El uso de incineradores portátiles o de material refractario, dependerá del volumen a incinerar.

Artículo 231.- Distancias

Las baterías de Producción no deben estar ubicadas a menos de cincuenta (50) metros de las carreteras públicas y deben tener letrero de identificación.

Artículo 232.- Capacidades

La mínima capacidad de almacenamiento de las Baterías de Producción debe ser de por lo menos un (1) día de la producción de los Pozos asociados a ella. Los tanques pueden tener incorporados controles de nivel para su vaciado automático.

Artículo 233.- Muros de contención

Los muros de contención deben contener el ciento diez por ciento (110%) del volumen del tanque mayor. El muro debe tener un drenaje hacia afuera con una válvula incorporada. Si por razones excepcionales no se pudiera cumplir lo dispuesto en el presente artículo, el Contratista deberá solicitar a OSINERG la respectiva exoneración de acuerdo al artículo 208 del presente Reglamento.

En los puntos de recolección de petróleo crudo con una capacidad de hasta 300 bbl. no será necesaria la construcción de muros de contención.

Artículo 234.- Tanques

Si se utilizaran tanques para almacenamiento de Hidrocarburos Líquidos, el Contratista deberá observar lo dispuesto por el Reglamento de Seguridad para el Almacenamiento de Hidrocarburos o aquel que lo reemplace.

Artículo 235.- Quemador de Gas Natural

La Batería de Producción, ubicada donde de acuerdo al artículo 244 de este Reglamento sea necesario quemar Gas Natural, debe tener un quemador con las siguientes características básicas:

a) Estar ubicado a una distancia no menor de cincuenta (50) metros de cualquier instalación en tierra, plataformas marítimas o lacustres.

b) Ser de altura y dimensiones suficientes para quemar el posible volumen a manejarse.

c) Tener defensas que eviten que el viento apague las llamas.

d) Tener un sistema de encendido automático.

Si por razones excepcionales no se pudiera cumplir con el presente artículo, ni se pudiesen realizar las Operaciones de Inyección o Re-inyección a las que se refiere el segundo párrafo del artículo 244 de este Reglamento, el Contratista deberá solicitar a OSINERG la respectiva exoneración de acuerdo al artículo 208 del presente Reglamento.

Artículo 236.- Cercos de protección

Las instalaciones de Producción ubicadas en tierra deben estar protegidas por malla de alambre y puerta con candado si están ubicadas dentro de una distancia de ochocientos (800) metros de áreas habitadas, rurales o de esparcimiento. Si las baterías están más alejadas, y las condiciones locales lo ameritan, éstas deberán tener valla de alambre y entrada para protección del ganado y fauna existente.

Artículo 237.- Instalaciones eléctricas

Las instalaciones eléctricas se harán de acuerdo a la última versión de la norma NFPA-70 o equivalentes. La clasificación de áreas se efectuará según la norma API RP-500 o equivalente. Las instalaciones relativas a la electricidad estática y conexiones a tierra cumplirán con la última versión de la norma NFPA-77 o equivalentes.

Artículo 238.- Aplicaciones API

Adicionalmente a la relación de Prácticas API previstas en el artículo 225, en las actividades establecidas en este capítulo, se tendrán en consideración las prácticas recomendadas por el API (última edición), o las de cualquier otro instituto de prestigio internacional, normalmente empleadas en la industria petrolera, como son:

SPEC 12B Especificaciones de tanques empernados para producción.

SPEC 12D Especificaciones de tanques soldados en campo para producción.

SPEC 12F Especificaciones de tanques soldados en tienda para producción.

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 caja de fuego de 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 14E Prácticas recomendadas para diseños de sistemas de tuberías de instalaciones de producción costafuera.

RP 14F Prácticas recomendables para diseño e instalación de sistemas eléctricos para plataformas de producción costafuera.

Artículo 239.- Plantas de Gas Natural

Las medidas de seguridad que debe adoptar el Contratista en las Plantas de Procesamiento, Plantas Criogénicas o Plantas Petroquímicas, se encuentran contenidas en el Reglamento de Normas para la Refinación y Procesamiento de Hidrocarburos, o el que lo sustituya.

CAPÍTULO III

OPERACIONES DE PRODUCCIÓN

Artículo 240.- Desperdicios

El Contratista tomará las medidas adecuadas para evitar el desperdicio de los Hidrocarburos producidos.

Artículo 241.- Recolección de Gas Natural (*)

(*) Texto sustituido por el Artículo 5 del Decreto Supremo N° 048-2009-EM, publicado el 09 junio 2009, cuyo texto es el siguiente:

“Artículo 241.- Recolección de Gas Natural y Petróleo”

No debe operarse los Pozos con la válvula de la Tubería de Revestimiento abierta al aire. El Gas Natural debe ser recolectado, usado o enviado a las Baterías de Producción.

“Los Pozos, cuyos sistemas de extracción se efectúa mediante el “Swab”, deberán ser operados de la siguiente manera:

a. Cuando no son intervenidos, los forros y tubos deben estar cerrados. Antes de su intervención, los Pozos deben abrirse tomando las medidas de seguridad y de protección ambiental que el caso amerita.

b. Como alternativa, los Pozos pueden estar conectados y abiertos a líneas de flujo que recolectan Gas para las Baterías de Producción.

c. Aquellos Pozos de “Swab” que cuando se cierran acumulan presiones iguales o mayores a 50 libras por pulgada cuadrada de presión (psi), entre una intervención y otra, deben estar conectados y abiertos permanentemente a líneas de flujo que recolectan el Gas para las Baterías de Producción.” (*)

(*) Párrafo incluido por el Artículo 5 del Decreto Supremo N° 048-2009-EM, publicado el 09 junio 2009.

Artículo 242.- Prohibición de fumar

No debe permitirse fumar a menos de cien (100) metros del Pozo, Separadores, Tanques y otras posibles fuentes de gas combustible no protegidas. Está prohibido el uso de fuego abierto a menos de cien (100) metros de un Pozo.

Artículo 243.- Recuperación de condensados en diversos procesos

El Condensado recuperado en algún proceso de compresión o recuperación de líquidos debe ser incorporado al sistema de Hidrocarburos Líquidos, si no es utilizado o comercializado.

Artículo 244.- Uso de Gas Natural

El uso del Gas Natural está determinado en el artículo 44 de la Ley y de las disposiciones sobre el control de contaminación del aire que están contenidas en el Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos.

El Gas Natural podrá ser Inyectado o Re-Inyectado a Reservorios propios o de otro Contratista siempre que reúnan las características técnicas adecuadas para cada caso. Las Operaciones de Inyección o Re-inyección podrán hacerse incluso luego de haberse extraído del Gas Natural los líquidos que pudiera contener y para cualquiera de los siguientes usos específicos:

a) Mantenimiento de la presión de estos Reservorios.

b) Permitir la recuperación secundaria de estos Reservorios.

c) Almacenamiento del Gas Natural que en el momento de su producción no tenga uso comercial.

d) Para cualquier otro uso que constituya práctica en la industria petrolera.

Los programas de venteo y/o quemado realizados de acuerdo a la capacidad productiva de cada batería, serán presentados a PERUPETRO, para su aprobación. Estos programas a su vez deben ser comunicados a OSINERG. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 6 del Decreto Supremo N° 048-2009-EM, publicado el 09 junio 2009, cuyo texto es el siguiente:

“Artículo 244.- Uso de Gas Natural

El uso de Gas Natural está determinado en el artículo 44 de la Ley, sin perjuicio de la obligación del Contratista de cumplir con las disposiciones legales vigentes en materia ambiental.

El Gas Natural que no sea vendido durante un período de valorización podrá ser destinado a los siguientes fines, dentro o fuera del Área de Contrato, sin implicancia en la determinación de la retribución o regalía:

1. Utilizado en operaciones de los Contratistas, de conformidad con lo establecido en el artículo 40 de la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos.

2. Reinyectado al reservorio.

3. Almacenado en reservorios naturales.

4. Quemado, de conformidad con lo establecido en el artículo 44 de la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos.

La reinyección, almacenamiento y/o quemado del Gas Natural podrá realizarse, incluso después de ser procesado y/o habersele extraído sus líquidos dentro o fuera del Área de Contrato.

Los Programas de Quemado realizados para prueba de Pozos y de acuerdo a la capacidad productiva de cada Pozo, batería y/o plataforma serán presentados a la Dirección General de Hidrocarburos (DGH), para su aprobación por lo menos quince (15) días hábiles antes de la prueba del Pozo. La DGH deberá aprobarlos o de ser el caso, presentar las observaciones que estime pertinentes en un plazo no mayor de tres (03) días hábiles, las cuales deberán ser levantadas por el Contratista en un plazo no mayor de tres (03) días hábiles. En este último caso, la DGH contará con un plazo de tres (03) días hábiles para emitir la correspondiente Resolución.

Una vez aprobados dichos programas, el Contratista deberá presentarlos al OSINERGMIN, por lo menos cinco (05) días hábiles antes de la operación de quemado.”

Artículo 245.- Quema de Gas Natural

En caso de no haber obtenido la aprobación para quemar Gas Natural, contemplada en el artículo 44 de la Ley, el Contratista podrá hacerlo en los casos de evaluación de los Pozos y de emergencia comprobada, sujeto a dar cuenta de este hecho, inmediatamente al OSINERG y a PERUPETRO. En todo caso se procederá conforme a lo dispuesto en el Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos. (*)

(*) Artículo derogado por el Artículo 10 del Decreto Supremo N° 048-2009-EM, publicado el 09 junio 2009.

Artículo 246.- Regímenes de producción

Los regímenes máximos de producción a que puedan producirse los Reservorios de Hidrocarburos estarán limitados por lo siguiente:

a) En Reservorios de Petróleo no se permitirá producir Hidrocarburos de Pozos que produzcan con GOR mayor de cinco mil (5 000) pies³/bbl. En esta situación el Contratista estará obligado a cerrar dichos Pozos.

b) En caso ser conveniente, se podrá producir Reservorios de petróleo con Pozos de GOR mayor de cinco mil (5 000) pies³/bbl., si se ha instalado un sistema de recolección de Gas Natural y de Re-inyección del mismo, que conlleve a un resultado en el que el GOR neto total del reservorio no sea mayor de cinco mil (5 000) pies³/bbl. El Contratista deberá incluir este plan en su programa anual de trabajo para ser presentado y justificado ante PERUPETRO, con la opinión favorable del OSINERG.

Cuando los Reservorios de Petróleo lleguen a una etapa de su vida productiva en que no es posible producirlos de acuerdo a la limitación indicada en el literal b) anterior, se podrá producir a niveles de GOR neto total mayor de cinco mil (5 000) pies³/bbl., siempre y cuando se utilice todo el Gas Natural producido. Para este tipo de producción no se autoriza la quema ni venteo de Gas Natural, en esta situación el Contratista debe presentar a OSINERG para su aprobación, el estudio técnico económico que lo justifique.

En Reservorios de Gas Natural No Asociado, antes de iniciar la producción, el Contratista deberá presentar a PERUPETRO con copia a OSINERG, para su aprobación, un programa de Desarrollo. En este programa se indicará la posible recuperación de líquidos y los volúmenes de inyección de Gas Natural, en Reservorios propios o de terceros conforme a lo previsto en el segundo párrafo del artículo 209 de este Reglamento, si este fuera el caso. Si después de iniciada la producción del reservorio las condiciones estimadas originalmente hubieran variado o si hubiera otra razón igualmente importante, el Contratista podrá presentar a PERUPETRO, para su

aprobación, con la opinión favorable del OSINERG, las variaciones que fueran necesarias introducir en su programa de Desarrollo del Yacimiento.

Los reservorios de petróleo en áreas alejadas y/o de producción limitada, cuyas producciones sean intermitentes, podrán ser producidas con GOR mayor a cinco mil (5 000) pies³/bbl. Para este tipo de producción, el Contratista presentará a PERUPETRO un estudio técnico económico que lo justifique.

Artículo 247.- Manejo de crudos livianos

Las siguientes medidas deben aplicarse a los tanques que acumulen petróleo liviano en Baterías de producción, para evitar pérdidas por evaporación:

- a) Los fluidos deben ser depositados a la temperatura más baja posible.
- b) Los tanques deben tener color claro.
- c) Debe preferirse usar tanques de baja capacidad, lo más altos y de menor diámetro posible.
- d) Las tuberías de ingreso, dentro del tanque, deben diseñarse evitando que el fluido salpique. Pueden ser sumergidas y estar ranuradas para ayudar a la salida del Gas Natural.
- e) Las compuertas deben mantenerse cerradas y los tanques igualizados.
- f) Deben tener un medidor visual en el exterior.
- g) Deben tener una línea común de recolección de vapores para recuperar líquidos ligeros o uso directo como combustible.

Artículo 248.- Sistemas de Tuberías de Recolección e Inyección

Los sistemas de Tuberías de recolección e Inyección, se construirán de acuerdo al Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos. Para las líneas a los Pozos no se requerirá de autorización.

Artículo 249.- Programa de mantenimiento

Debe existir un programa de mantenimiento, de inspección y calibración de los instrumentos de la batería (medidores, registradores, válvulas de control y de seguridad), así como un programa de limpieza de los Separadores y Tanques.

Adicionalmente, de acuerdo a los estándares API, el mantenimiento de las válvulas de alivio (seguridad) debe hacerse cada dos (2) años, salvo que el manual del fabricante recomiende un procedimiento distinto.

Artículo 250.- Registro de producción por Pozo

El Contratista llevará por cada Pozo un registro de la producción de los fluidos, así como la indicación de los servicios y eventos realizados durante su vida productiva.

Artículo 251.- Prueba de Pozos

Los Pozos se probarán en las Baterías de Producción lo más seguido posible, de acuerdo a su importancia relativa en el sistema. La prueba durará lo necesario para ser representativa de las características de los fluidos producidos por el Pozo. Lo recomendable es hacer tres (3) mediciones de Pozo por mes.

Artículo 252.- Registro de Producción por Batería

En forma similar a los Pozos, el Contratista llevará un registro por cada Batería de Producción y de la Producción total del Área de Contrato.

Artículo 253.- Registro de la Producción fiscalizada

El Contratista llevará un registro de la Producción de Hidrocarburos Fiscalizados y de la Producción de campo. Las razones de las desviaciones deberán ser explicadas en el informe Mensual de Producción.

Artículo 254.- Confiabilidad de equipos en la Batería

Con la finalidad de preservar la integridad, confiabilidad y seguridad de los equipos y mediciones en las Baterías de Producción, el Contratista deberá adoptar las acciones mínimas siguientes:

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

Artículo 255.- Instalación de medidores de orificio

La instalación de medidores de orificio se hará de acuerdo con las normas del API-MPMS, al igual que lo referido en el artículo 288 de este Reglamento, y el Reporte N° 3 de AGA.

Artículo 256.- Recuperación Mejorada

Las Operaciones de Recuperación Mejorada se puede llevar a cabo mediante la inyección de agua, polímeros, nitrógeno, Gas Natural o cualquier fluido que sea adecuado de acuerdo con las prácticas de la industria petrolera.

Si en las Operaciones de Explotación de Hidrocarburos se requiere de grandes cantidades de agua para proyectos de Recuperación Mejorada, el operador deberá atenerse a los siguientes criterios:

a) Usar preferentemente la misma agua de formación o agua de mar.

b) Se podrá usar agua dulce de subsuelo o fuentes superficiales sólo cuando se cuente con la autorización de la Autoridad Competente en materia de recursos hídricos. Copia de la autorización debe ser remitida a PERUPETRO y a OSINERG por el Contratista.

Artículo 257.- Proyectos de Recuperación Secundaria - Sistema de Inyección

Si el Contratista desea efectuar un proyecto de Recuperación Secundaria debe comunicarlo a PERUPETRO. El Sistema de Inyección deberá por lo menos llenar los requisitos siguientes:

a) Sistema de Recolección, que está compuesto por una fuente de suministro del fluido adecuado independiente, de reprocesamiento 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, desareadores, filtros y tratamiento químico 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 donde se inyectará y de corrosividad controlada, múltiples de Inyección, control, bombas, Cabezales de Pozos y Pozos.

e) Planes de mantenimiento correspondientes.

Las Operaciones de Inyección de Gas Natural no están sujetas a los requerimientos estipulados en los literales a) y c) de éste artículo.

Artículo 258.- Servicio de Pozos

Cuando en un Pozo, sea necesario realizar un trabajo de reparación, Servicio de Pozos, Rehabilitación 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.

Artículo 259.- Trabajos de Rehabilitación o Reacondicionamiento

Cuando un Contratista necesite efectuar trabajos de Rehabilitación o Reacondicionamiento a Pozos que están ubicados dentro o sobre plataformas de Producción, deberá informar a OSINERG, antes de dar inicio a dicha actividad.

Artículo 260.- Servicio de Pozos en instalaciones

El Contratista podrá llevar a cabo operaciones de Servicio de Pozos según su programa y las necesidades operativas, observando las medidas necesarias en materia ambiental y de seguridad.

Artículo 261.- Responsabilidades en Servicio de Pozos

El Contratista también es responsable del trabajo que ejecute la Unidad de Servicio de Pozos, Suabeo (Swab) o de cable (wire Line), de la limpieza de los equipos y que éstos se encuentren en condiciones operativas. Estos equipos tendrán una capacidad y equipamiento suficientes para el trabajo programado y estarán dotados de Personal idóneo y experimentado provisto de los implementos de seguridad que requiera la operación.

Artículo 262.- Operaciones nocturnas de Suabeo

Las Operaciones de Suabeo de Hidrocarburos no deberán ser efectuadas de noche. De ser ello necesario, deberá ser informado a OSINERG y se realizarán usando lubricador con empaquetadura hidráulica ("oil saver"). En cualquier caso, se deberá observar las siguientes medidas:

a) Evitar la contaminación del suelo con salpicaduras de petróleo utilizando membranas impermeables u otro material, verificando el buen ajuste de las conexiones, el lubricador debe estar instalado adecuadamente y los empaques en buen estado.

b) En caso de derrames, el suelo debe limpiarse retirando la tierra contaminada, transportándola al lugar de residuos y en su lugar colocar tierra limpia del mismo lugar.

c) El agua extraída de los Pozos intervenidos debe ser transportada junto con el petróleo a los descargaderos autorizados.

Artículo 263.- Normas para el equipamiento de unidades de Servicio de Pozos

Son de aplicación para el equipamiento de la Unidad de Servicio de Pozos, los artículos 117, 118, 119, 120 y 134 de este Reglamento.

Artículo 264.- Seguridad operativa

El Contratista deberá asegurarse que, en adición a las medidas contempladas en las normas correspondientes, se efectúen las siguientes medidas de seguridad operativa:

a) Verificar que el tipo de Cabezal del Pozo sea el adecuado para la operación, caso contrario, reemplazarlo.

b) Que se use BOP acorde con las presiones esperadas en el trabajo. Su instalación, uso y mantenimiento será el indicado por el manual del fabricante.

c) Que se disponga del fluido que 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 Ubicación quede limpia después de efectuado el trabajo.

Artículo 265.- Reporte de trabajos

El Contratista debe exigir al subcontratista de la Unidad de Servicio del Pozo un informe diario en donde consten los trabajos efectuados al Pozo, incluyendo el movimiento y armado de la unidad de servicio, los reemplazos de equipos, las horas trabajadas y el estado final del equipo con las profundidades de asentamiento de los Taponos (packers), bombas, número de elementos en las diferentes sargas (Tubería de Producción, varillas, etc.), así como también las horas de parada, espera, mantenimiento y los accidentes de ser el caso. De ocurrir derrames éstos deben reportarse en el informe como un Accidente ambiental.

Artículo 266.- Registro de servicios

Basado en el informe indicado en el artículo precedente el Contratista mantendrá, para cada Pozo, un registro de los Servicios y Reacondicionamientos efectuados. En este registro se mostrará, al final, la instalación y situación actualizada del Pozo y deberá llevarse durante la etapa productiva, hasta su abandono.

Artículo 267.- Derrames

Se considera derrame, sujeto a informe, cuando las siguientes cantidades se pierden, por derrame o fuga.

Para Hidrocarburos líquidos : 1,6 m³ (10 barriles).

Para Gas Natural : 8 495,1 m³ (300 000 pies³).

Artículo 268.- Plan de Contingencia

El Contratista tiene la obligación de presentar a PERUPETRO, con copia a OSINERG y a la DGH, el Plan de Contingencia para Derrames de Petróleo y Emergencias indicado en el Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos. Este plan será revisado anualmente.

Artículo 269.- Prácticas API

En las actividades establecidas en este capítulo se deben emplear las prácticas recomendadas por el API (última edición) o cualquier otro instituto de prestigio internacional, normalmente empleadas en la industria petrolera, como son:

SPEC 4E/4F, RP 4G, SPEC 8A, 8B, 8C.

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

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

RP 545, SPEC 5B, RP 5B 1/5C1, BULL 5C2/5C3, RP 5C5, SPEC 5CT, RP 15A4,

SPEC 15AR. Prácticas recomendadas para inspección de Tubería de Revestimiento nueva. Tubería de Producción y tubería de perforar.

RP 7A1, SPEC 9A, RP 54.

RP 11AR, SPE 11AX, SPEC 11B, RP 11BR, SPEC 11C, RP 11S1, RP 11S2, RP 11S3, RP 11V5.

SPEC 11N Especificaciones para equipo de transferencia automática (LACT).

SPEC 11P Especificaciones para compresores compactos para gas.

RP 11PGT Prácticas recomendadas para turbinas a gas.

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

RP 38 Análisis biológico de agua de inyección.

- RP 39 Procedimiento para evaluar fluidos de Fracturamiento Hidráulico.
- RP 41 Procedimiento para informar el comportamiento de equipo de Fracturamiento Hidráulico.
- RP 42 Prácticas recomendadas para pruebas de laboratorio de agentes activos de superficie para Estimulación de Pozos.
- RP 44 Prácticas recomendadas para muestrear fluidos del Reservorio.
- RP 45 Prácticas recomendadas para análisis de aguas de campos petroleros.
- RP 56 Prácticas recomendadas para probar arena para Fracturamiento Hidráulico.
- RP 57 Prácticas recomendadas para operaciones de Completación, Servicio, Reacondicionamiento, Taponeo y Abandono en Pozos costafuera.
- 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 Measu-

rement Standard)

AGA Reporte N° 3, Medición de Gas. Natural y otros fluidos de hidrocarburos (requerimientos para especificaciones e instalaciones).

Artículo 270.- Pozas API

El Contratista usará Pozas de diseño API, sistemas de tratamiento intermedio, avanzado o sistemas similares para separar el agua de producción del petróleo y dispondrá que esta agua de producción no contamine el agua de superficie o del subsuelo. La disposición del agua se efectuará preferentemente por Re-inyección, o en superficie, empleando el sistema aprobado en el Estudio de Impacto Ambiental o PMA, conforme al Reglamento para la Protección Ambiental de las Actividades de Hidrocarburos. El diseño y uso de las pozas API se encuentran descritos en las siguientes publicaciones actuales API, o las que puedan sustituirlas:

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.

Artículo 271.- Pruebas de hermeticidad en líneas de agua producida

Las líneas de descarga del agua producida deben estar construidas de forma que se puedan hacer pruebas de hermeticidad.

CAPÍTULO IV

MEDIDAS DE SEGURIDAD EN LOS POZOS DE PRODUCCIÓN

Artículo 272.- Identificación de las tuberías de Hidrocarburos y otros fluidos

Las tuberías de Hidrocarburos y otros fluidos deberán ser identificadas de acuerdo con la NTP 399.012. Adicionalmente, las tuberías enterradas deberían ser señalizadas en los puntos donde exista el riesgo que sufran de daño mecánico.

Artículo 273.- Accesibilidad a Pozos de producción activos

Los Pozos de Producción Activos deben contar con caminos debidamente mantenidos o facilidades para helipuertos o embarcaciones, de ser el caso.

Artículo 274.- Ubicación de los cilindros con los productos químicos

Los cilindros de productos químicos, deben mantenerse a una distancia de diez (10) metros de la cabeza del Pozo y lejos de cualquier fuente de ignición.

Artículo 275.- Diseño, construcción, operación y mantenimiento de las baterías de producción

Las baterías de producción de Petróleo, deberán ser diseñadas, construidas, operadas y mantenidas de acuerdo con lo indicado en las normas correspondientes, así como por las prácticas recomendadas y especificaciones del API enumeradas en las normas vigentes:

275.1 La batería deberá estar provista de un mínimo de dos extintores portátiles de polvo químico seco, con una certificación de extinción de 120.B.C., NTP 350.043 y 350.062.

275.2 Carteles, avisos o letreros de seguridad, de acuerdo al riesgo.

275.3 El área de tanques contará con diques de contención o cualquier otro medio equivalente.

275.4 Deberá mantenerse limpia evitando las acumulaciones y/o derrames de Petróleo, así como libres de vegetación y otros elementos combustibles.

Artículo 276.- Separadores de gas de las baterías

Los separadores de gas de las baterías de producción deberán estar provistos de válvulas de seguridad para aliviar la presión y su funcionamiento apropiado deberá ser asegurado recalibrándolas anualmente o con mayor frecuencia, sí así lo recomienda el fabricante.

Artículo 277.- Desfogue de gas o vapores de la batería

El desfogue de gas o vapores de la batería debe ser recolectado en tuberías y transportado a una distancia no menor de quince (15) metros de la batería para ser quemado en un quemador cuya altura no sea menor de seis (6) metros y estar situado a sotavento.

En las plataformas marítimas, fluviales o lacustres de producción, los quemadores se ubicarán a un mínimo de quince (15) metros.

CAPÍTULO V

MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS FISCALIZADOS

Artículo 278.- Petróleo Fiscalizado

La medición y Fiscalización de los Hidrocarburos provenientes del Área de Contrato deberá efectuarse en la frecuencia acordada en los Puntos de Fiscalización de la Producción establecidos en el Contrato, mediante Aforo o Medición Automática. Los Hidrocarburos Fiscalizados medidos se registrarán en las boletas respectivas.

Artículo 279.- Sistemas de Medición Automática

Cuando se utilice sistemas de Medición Automática, el Contratista deberá instalar dos medidores, uno de los cuales será el operativo y el otro será de reemplazo, éstos deberán estar equipados con impresor de boletas de medición que proporcionará por escrito un registro diario del volumen de los Hidrocarburos Fiscalizados.

Artículo 280.- Prueba de medidores

Los equipos de Medición deberán ser probados una (1) vez por semana como mínimo y comprobados periódicamente a solicitud de cualquiera de las Partes.

Artículo 281.- Calibraciones de los equipos de Aforo y Medición

La calibración de los equipos de Aforo y Medición Automática deberá efectuarse cada vez que sea necesario o cuando medie solicitud de cualquiera de las Partes.

Artículo 282.- Muestras testigo de Hidrocarburos Líquidos Fiscalizados

Con la finalidad de verificar las características físico-químicas de los Hidrocarburos Líquidos Fiscalizados en los Puntos de Fiscalización de la Producción, periódicamente y según se requiera, pero con una frecuencia no menor de una (1) vez por mes, las Partes recogerán simultáneamente tres (3) Muestras testigo de los Hidrocarburos Líquidos Fiscalizados. Dichas Muestras testigo serán selladas y almacenadas durante (90) 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 ésta será resuelta de acuerdo al mecanismo de solución de controversias previsto en el respectivo Contrato y supletoriamente, el asunto será sometido a la entidad que las partes acuerden (Universidad Nacional de Ingeniería - UNI, INDECOPI, entre otras), cuyos fallos serán obligatorios para las Partes.

Artículo 283.- Procedimiento

En caso de producirse Gas Natural en cantidades que ameriten su comercialización, las Partes acordarán el procedimiento para medición, fiscalización y control de calidad del Gas Natural.

Artículo 284.- Equipos y Procedimientos para la Fiscalización del Gas Natural.

l) Sobre los Equipos: Los Puntos de Fiscalización para Gas Natural deberán incluir equipos modernos para efectuar:

a) Medición continua del flujo de Gas Natural empleando prácticas aceptadas y utilizadas en la industria de Hidrocarburos.

b) Además se podrá instalar sistemas de medición continua de la calidad del Gas Natural o una compensación automática por variación de la gravedad específica del Gas Natural u otro procedimiento adecuado.

II) En relación al Procedimiento:

a) La unidad de medida será de un mil (1 000) pies cúbicos (28,317 m³) de Gas Natural a temperatura base de 15,56 °C (60 °F) y a presión base de 1 kg/cm².

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

c) Los representantes autorizados por las Partes harán el cambio y firmarán las cartas de medición o tarjetas de impresoras, para certificar la autenticidad de dichas cartas.

d) El primer día útil cada tres (3) meses las Partes calibrarán los equipos de medición en presencia de sus representantes. Si resulta necesario dispondrán las acciones necesarias para reajustar los equipos.

e) Si realizada alguna prueba, algún equipo de medición mostrara una inexactitud de tres por ciento (3%) o más, los registros serán corregidos proporcionalmente a dicha inexactitud, por un período que sea exactamente conocido y aceptado de mutuo acuerdo. En caso que dicho período no sea exactamente conocido y aceptado de mutuo acuerdo, entonces la corrección se hará por la mitad del tiempo transcurrido desde la última fecha de calibración.

f) El Gas Natural que sea destinado a una Planta de Procesamiento únicamente para la extracción de los líquidos que pudiera contener, será medido a la entrada de dicha Planta de Procesamiento para determinar su presión y poder calorífico. La medición de este Gas Natural se hará por el contenido de BTU por pie cúbico que se mida en este punto. El Gas remanente de esta extracción de Líquidos que no sea comercializado de inmediato, cuyo poder calorífico también debe ser medido, puede ser usado para Inyección o Re-inyección o almacenado en un Reservorio propio o de terceros hasta su ulterior comercialización. La diferencia de las dos medidas del contenido del poder calorífico será considerada para efectos de Fiscalización.(*).

(*) Literal modificado por el Artículo 3 del Decreto Supremo N° 023-2010-EM, publicado el 22 mayo 2010, cuyo texto es el siguiente:

“f) El Gas Natural que sea destinado a una Planta de Procesamiento para la extracción de los líquidos y/o acondicionarlo para transporte, será medido antes de su ingreso a dicha planta para conocer su volumen y contenido de energía (poder calorífico, BTU o equivalente). El gas remanente de dicho proceso que no sea comercializado de inmediato, podrá ser reinyectado o

inyectado para efectos de mantenimiento de presión o recuperación secundaria, o puede ser almacenado en yacimientos de la misma Área de Contrato o de otra hasta su ulterior comercialización. La diferencia entre las medidas del gas de ingreso y el gas comercializado y/o almacenado será el equivalente a los líquidos recuperados menos las pérdidas correspondientes al proceso. Sin embargo, si en la Planta de Procesamiento concurren hidrocarburos provenientes de diferentes lotes, se aplicará lo dispuesto en el Artículo 2 del Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo Nº 032-2004-EM. La idoneidad de los procedimientos para determinar las cantidades de gas y/o líquidos del gas natural, corresponde a PERUPETRO S.A. quien informará a la DGH de los procedimientos que utilizará.”

Artículo 285.- Estimados de Gas Natural

Si por alguna razón el equipo de medición está fuera de servicio o imposibilitado de ser reparado, de manera que la cantidad de Gas Natural que se entregue no pueda ser estimada o computada de las lecturas que se tenga hasta ese momento, el Gas Natural entregado durante ese período será estimado y aceptado por ambas Partes teniendo como base la mejor información disponible y usando uno de los siguientes métodos que sean factibles:

a) Usando el registro de cualquier otro equipo de control de medición que estuviera instalado y que esté registrando con suficiente exactitud.

b) Estimando las cantidades que se entregan por las efectuadas durante períodos anteriores bajo condiciones similares cuando el equipo de medición estuvo registrando con exactitud.

Artículo 286.- Confiabilidad de equipos

Con la finalidad de preservar la integridad, confiabilidad y seguridad de los equipos de fiscalización, el Contratista adoptará las acciones necesarias. Asimismo, PERUPETRO se reserva el derecho de exigir la instalación de accesorios específicos para garantizar la inviolabilidad de los equipos de medición.

Artículo 287.- Aplicación de normas

El procedimiento para Aforo, Muestreo, Medición, Fiscalización y control de calidad de Hidrocarburos se regirá por las normas API, ASTM y AGA correspondientes.

Artículo 288.- Aplicaciones API

En las actividades establecidas en este capítulo se deben emplear las prácticas recomendadas por el API, última edición, o cualquier otro instituto de prestigio internacional, tal como lo contenido en el MPMS (Manual of Petroleum Measurement Standard) - última edición, o por cualquier otra institución internacionalmente reconocida en la industria petrolera.

TÍTULO VI

INFORMACIÓN, INFRACCIONES Y SANCIONES

Artículo 289.- Confidencialidad de la información

La información que obtenga el Contratista de sus Operaciones debe ser entregada a PERUPETRO y OSINERG en aplicación del artículo 37 de la Ley, la misma que tiene carácter confidencial hasta el cumplimiento del período dispuesto por el artículo 38 de la Ley, o antes si es acordado por las Partes. El Contratista es responsable de hacer extensiva esta norma a sus Subcontratistas.

Artículo 290.- Manual de información técnica

La información que sea requerida por PERUPETRO para alimentar su banco de datos deberá ser entregada por el Contratista de acuerdo al “Manual de Entrega de Información Técnica”, el que será suministrado y actualizado por PERUPETRO. Copia del mismo será remitida a la DGH.

Artículo 291.- Información para la DGH

La información que el Contratista debe entregar a la DGH, con copia a PERUPETRO, será la siguiente:

I) Informe de Reservas del año anterior. El Contratista debe entregar a más tardar en enero de cada año, para ser utilizada en la elaboración del Informe Anual de Reservas, la información siguiente:

- a) Mapas estructurales y de arena neta actualizados por estructura.
- b) Información de fluidos, presiones y parámetros de roca reservorio.
- c) Inventario de ubicaciones probadas, probables y posibles.
- d) Estimados de reservas correspondientes.

II) Estudio de Ingeniería de Reservorio-Producción, economía y/o geología, para justificar cambios en volúmenes de reservas con respecto al año anterior.

III) Pronóstico de producción anual de Petróleo, Gas y Líquidos del Gas Natural, inyección de fluidos a nivel de yacimiento y resumido a nivel Lote, hasta el límite económico.

IV) Estimado de Reservas de Petróleo, Gas y Líquidos de Gas Natural, clasificados como probadas desarrolladas (en producción y no producción), probadas no desarrolladas, probables y posibles, detalladas para cada yacimiento y resumido por Lote al 31 de diciembre del año anterior. Se debe utilizar y reportar metodología y procedimientos aprobados, tales como el de SPE / WPC.

V) Estimado de Reservas desarrolladas por la perforación de desarrollo y/o exploratoria durante el año anterior al año corriente.

VI) Inventario de Reacondicionamientos.

VII) Razones de las diferencias entre las cifras de reservas estimadas al 31 de diciembre del año anterior y las reportadas el año presente.

VIII) Reservas a incorporar para los proyectos de inyección de agua y/o gas.

Artículo 292.- Otros informes a presentarse a OSINERG y otras instituciones

Los contratistas deberán, adicionalmente a lo contemplado en el artículo precedente, presentar lo siguiente:

a) Informe de Derrames.

Los derrames, de acuerdo a lo establecido en el artículo 267 de este Reglamento, deberán reportarse a OSINERG verbalmente y vía fax dentro de las veinticuatro (24) horas de la ocurrencia, de acuerdo al formato de INFORME PRELIMINAR DE DERRAME O FUGA DE PETRÓLEO O DERIVADOS elaborado por OSINERG. Copia de estos informes deberán ser enviados a la DGH y PERUPETRO por el Contratista.

Luego de realizada la investigación correspondiente, se deberá presentar a OSINERG dentro de los siete (7) días posteriores a la ocurrencia, el INFORME DE DERRAME O FUGA DE PETRÓLEO Ó DERIVADOS, de acuerdo al formato elaborado por OSINERG.

b) Informe de accidentes a OSINERG.

c) Programas anuales de seguridad y mantenimiento serán remitidos al OSINERG.

d) Todos los demás informes, muestras, planes, diseños, interpretaciones y demás elementos que la DGH, PERUPETRO y el OSINERG soliciten al Contratista cuyo costo haya sido registrado en libros como costo de las Operaciones.

Artículo 293.- Infracciones sancionables

Son infracciones sancionables el incumplimiento de lo dispuesto en el presente Reglamento. A la vez resulta sancionable el emitir información falsa o no proporcionar la información requerida por PERUPETRO, la DGH o el OSINERG. Las sanciones serán impuestas de acuerdo a la norma vigente que aprueba la Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones de OSINERG.

TÍTULO VII

USO DE BIENES PÚBLICOS Y DE PROPIEDAD PRIVADA

Artículo 294.- Derechos para uso de bienes públicos y de propiedad privada

El Contratista tiene derecho a gestionar permisos, derechos de uso, servidumbre y superficie sobre predios de propiedad privada y del Estado, así como la correspondiente adjudicación directa de predios cuya titularidad corresponde al Estado, según sea el caso.

Asimismo, está facultado a usar a título gratuito el suelo, subsuelo y aires de caminos públicos, calles, plazas y demás bienes de dominio público, así como establecer vías de paso en el cruce de ríos, puentes, vías férreas, líneas eléctricas y de comunicaciones.

Respecto de la constitución de derechos de superficie, se rigen de acuerdo a las disposiciones contenidas en el presente título, en cuanto resulten aplicables.

Artículo 295.- Tipos de servidumbre en las Actividades de Exploración y Explotación

La servidumbre para la ocupación de bienes públicos y privados, podrá ser:

- a) De ocupación de bienes públicos o privados;
- b) De paso; y,
- c) De tránsito.

El derecho de servidumbre comprenderá la ocupación de la superficie del suelo y subsuelo, en caso ello sea necesario.

En los casos de incompatibilidad entre la servidumbre solicitada y cualquier otro derecho minero energético impuesto sobre el predio, dicha incompatibilidad será resuelta por el MINEM.

Artículo 296.- Constitución de Servidumbre

Las servidumbres legales, así como su modificación, se constituyen mediante Resolución Suprema. Para tal efecto, el MINEM deberá seguir el procedimiento administrativo que se indica en el presente Reglamento.

En la Resolución Suprema que constituye o modifica el derecho de servidumbre, se señalarán las medidas que deberán adoptarse para evitar los peligros e inconvenientes que puedan ocasionar las instalaciones que ella comprenda.

Artículo 297.- Obligación de indemnizar y compensar

La constitución del derecho de servidumbre al amparo de la Ley y del presente Reglamento, obliga al Contratista a indemnizar. Esta indemnización será fijada por acuerdo de

partes; en caso contrario, la fijará el MINEM, de acuerdo a lo establecido en el artículo 310 del presente Reglamento.

Además, el derecho de servidumbre otorga al Contratista el derecho de acceso al área necesaria de dicho predio, con fines de vigilancia y conservación de las instalaciones que hayan motivado la servidumbre, debiendo adoptar las medidas necesarias para evitar daños y perjuicios, quedando sujeto, de ser el caso, a la responsabilidad civil o penal correspondiente.

La constitución del derecho de servidumbre sobre predios cuya titularidad corresponde al Estado será gratuita, salvo que el predio a ser gravado esté incorporado a algún proceso económico o fin útil, en cuyo caso el Contratista pagará la correspondiente compensación, conforme a la normatividad legal vigente.

Artículo 298.- Facultades y obligaciones derivadas de la constitución del derecho de servidumbre

El derecho de servidumbre confiere al Contratista el derecho de construir infraestructura o instalaciones necesarias para la ejecución del Contrato a través de propiedades de terceros, sobre o bajo la superficie del suelo, y a mantener la propiedad de tales instalaciones separada de la propiedad del suelo, previa indemnización a que hubiere lugar conforme a lo dispuesto en este Reglamento.

Artículo 299.- Derechos del propietario del predio sirviente

La constitución del derecho de servidumbre no impide al propietario del predio sirviente cercarlo o edificar en él, siempre que ello no se efectúe sobre la infraestructura o instalaciones y su zona de influencia, ni sobre las áreas sobre las que se ha concedido servidumbre de ocupación, y en tanto deje el medio expedito para la operación, mantenimiento y reparación de las instalaciones, respetando las distancias mínimas de seguridad establecidas en el presente Reglamento y los términos en que haya sido constituido el derecho de servidumbre.

Artículo 300.- Servidumbre de ocupación temporal

Mediante Resolución Suprema se podrá constituir a favor del Contratista y a solicitud de éste, servidumbre de ocupación temporal sobre terrenos cuya titularidad corresponde al Estado y sobre terrenos de propiedad de particulares, con el objeto de utilizarlo para almacenes, depósitos de materiales, colocación de tuberías o cualquier otro servicio que sea necesario para la ejecución de las obras. La servidumbre de ocupación temporal otorga el derecho al propietario del predio sirviente a percibir el pago por concepto de indemnización que establece el Reglamento, durante el tiempo necesario para la ejecución de las obras.

La servidumbre a la que se refiere el presente artículo, se extingue con la conclusión de las obras para la que fue autorizada.

Artículo 301.- Servidumbre de tránsito

El derecho de servidumbre para vías de acceso y de tránsito para los fines del Contrato, se constituirá con arreglo a las disposiciones contenidas en el presente Título, en cuanto le sean aplicables.

Artículo 302.- Servidumbre sobre predios de propiedad de particulares

La servidumbre sobre predios de propiedad de particulares se constituye por acuerdo entre el Contratista y el propietario del predio y, a falta de acuerdo, mediante el procedimiento establecido en este Reglamento.

El Contratista deberá solicitar por escrito al propietario, la adopción del acuerdo para la constitución del derecho de servidumbre.

El acuerdo entre las partes deberá constar en documento extendido ante Notario Público o Juez de Paz, y deberá ser puesto en conocimiento de la DGH en un plazo máximo de treinta (30) días calendario desde su suscripción.

Transcurridos treinta (30) días calendario desde la comunicación cursada por el Contratista al propietario, sin que las partes hayan llegado a un acuerdo, quedará expedito el derecho del Contratista a presentar ante la DGH la solicitud para la constitución del derecho de servidumbre a que se refiere el artículo siguiente, a la cual deberá acompañar la constancia de recepción de la referida comunicación por el propietario del predio.

Cuando el propietario del predio a gravarse con la servidumbre no sea conocido o fuese incierto, o se ignore su domicilio, o en cualquier otra situación análoga que impida conocer, determinar o localizar al propietario, el Contratista solicitará a la DGH un modelo de aviso, para publicarlo a su cargo dentro de los diez (10) días calendario siguientes. La publicación se efectuará por dos (2) días consecutivos en el Diario Oficial El Peruano y en uno de los diarios de mayor circulación donde se encuentre ubicado el predio afectado o la mayor parte de éste. El propietario del predio a gravarse tendrá el plazo de diez (10) días calendario para absolver el traslado, plazo que se contará desde la fecha de la última publicación del mismo. Vencido dicho plazo, el Contratista podrá presentar la solicitud para la constitución del derecho de servidumbre a que se refiere el artículo siguiente, sin necesidad de haber cursado previamente la comunicación a que se refiere el párrafo precedente. Para tal efecto, el Contratista deberá adjuntar a la solicitud una declaración jurada de no haber podido establecer la identidad y el domicilio del propietario.

CONCORDANCIAS: R. N° 678-2008-OS-CD, Anexo I, Art. 5, num. 5.1.1

Artículo 303.- Requisitos para solicitar la constitución de servidumbres

La solicitud para la constitución de una o más servidumbres que el Contratista presente a la DGH deberá incluir los siguientes requisitos:

a) Naturaleza y tipo de la servidumbre.

b) Duración.

c) Justificación técnica y económica.

d) Relación de los predios afectados, señalando el nombre y domicilio de cada propietario, si fuese conocido. En el caso previsto en el último párrafo del artículo 302, el Contratista deberá adjuntar declaración jurada correspondiente.

e) Descripción de la situación y uso actual de los terrenos y aires a afectar.

f) Copia de la partida registral correspondiente al predio a ser afectado, de ser el caso.

g) Memoria descriptiva y planos en coordenadas UTM de los predios sobre los cuales se solicita la constitución del derecho de servidumbre, a los que se adjuntará copia de los planos donde se ubica el área afectada de cada uno de los predios sirvientes con cuyos propietarios no exista acuerdo sobre el monto de la indemnización.

h) Las valorizaciones respectivas de las áreas afectadas por cada servidumbre a ser constituidas, emitidas por cualquiera de las entidades a que se refiere el artículo 310 de este Reglamento.

i) Páginas completas de la publicación efectuada en el Diario Oficial El Peruano y otro diario de mayor circulación del lugar donde se encuentre ubicado el predio, solamente para el caso que se señala en el último párrafo del artículo 302.

Artículo 304.- Observación de la solicitud

Si la solicitud presentada no reúne los requisitos especificados en el artículo precedente, será observada por la DGH y sólo se tramitará si el interesado subsana las observaciones, dentro de un plazo máximo de diez (10) días calendario contados a partir de la fecha de su notificación; caso contrario, la solicitud se tendrá por abandonada.

Artículo 305.- Traslado de la solicitud al propietario del predio sirviente

Una vez admitida la solicitud, la DGH correrá traslado al propietario del predio sirviente a que se refiere el literal g) del artículo 303, adjuntando copia de la petición y de los documentos que la sustentan. El propietario deberá absolver el traslado dentro del plazo máximo de quince (15) días hábiles de notificado.

Si el derecho de servidumbre recae sobre predios cuya titularidad corresponde al Estado, la DGH procederá a solicitar el informe correspondiente a la entidad o repartición a la cual se encuentre adscrito el terreno materia de la servidumbre. El informe deberá indicar si el predio a ser gravado está incorporado a algún proceso económico o fin útil. Si dentro del plazo de quince

(15) días calendario de notificadas las referidas entidades o reparticiones, éstas no remiten el informe requerido, se entenderá que no tienen observaciones a la solicitud de constitución del derecho de servidumbre, debiendo la DGH proceder a preparar un informe y el proyecto de Resolución Suprema correspondiente, conforme a lo dispuesto por el artículo 308.

Artículo 306.- Derecho de oposición del propietario

La oposición del propietario a la constitución del derecho de servidumbre deberá ser debidamente fundamentada y, de ser el caso, adjuntará la documentación que considere pertinente y necesaria que justifique su oposición.

La DGH notificará al Contratista para que absuelva el trámite y presente las pruebas de descargo pertinentes dentro de los diez (10) días calendario de notificado.

Artículo 307.- Allanamiento a la oposición

Si el Contratista se allanara a la oposición del propietario, el derecho de servidumbre se constituirá con las modificaciones aceptadas por el Contratista.

En caso que, como consecuencia de la oposición del propietario a la valorización presentada por el Contratista, las partes llegaran a un acuerdo sobre el monto de la indemnización que corresponda pagar, la Resolución Suprema que constituya el derecho de servidumbre establecerá como indemnización el monto acordado por las partes, situación en la cual no se recurrirá a la valorización pericial a que se refiere el artículo 310.

Si el Contratista no absolviera la oposición planteada dentro del término fijado, la solicitud se tendrá por abandonada.

Artículo 308.- Aprobación de la servidumbre

En un plazo máximo de cinco (5) días calendario luego de vencido el plazo para que el propietario absuelva el traslado sin haberlo hecho o, de haber formulado oposición, luego de absuelta ésta por el Contratista y; en ambos casos, una vez recibido el informe pericial a que se refiere el artículo 310, de ser el caso, la DGH preparará el informe correspondiente y el proyecto de Resolución Suprema disponiendo la constitución de servidumbre, así como la indemnización que corresponda, elevando dentro del mismo plazo los actuados para su expedición. La Resolución Suprema será expedida dentro de los diez (10) días calendario siguientes y será refrendada por el Ministro de Energía y Minas y el Ministro de Agricultura.

Artículo 309.- Impugnación de la constitución de servidumbre

La Resolución Suprema que constituya o modifique una servidumbre únicamente podrá ser impugnada en la vía administrativa mediante el recurso de reconsideración. Este recurso es opcional.

El plazo para interponer el recurso de reconsideración es de cinco (5) días hábiles de notificada la resolución y será resuelto en un plazo máximo de diez (10) días hábiles de interpuesto el recurso, transcurridos los cuales se entenderá que se ha configurado el silencio administrativo negativo, de conformidad con lo establecido por la Ley N° 27444.

La acción contencioso administrativa a que se refiere la Ley N° 27584, sólo procederá en lo referente al monto fijado como indemnización. La impugnación judicial de la Resolución Suprema que imponga o modifique la servidumbre no suspenderá su ejecución.

Artículo 310.- Valorización pericial del predio

La indemnización será determinada mediante la valorización pericial que efectúe un profesional de la especialidad correspondiente a la actividad desarrollada en el área del predio a ser gravado por la servidumbre, designado por el Cuerpo Técnico de Tasaciones, el Consejo Nacional de Tasaciones, o el colegio de profesionales que corresponda, la misma que será determinada por la DGH, salvo en caso que el propietario del predio sirviente no absuelva el traslado de la solicitud de constitución del derecho de servidumbre dentro del plazo señalado en el artículo 305, en cuyo caso, la DGH deberá considerar como indemnización los montos señalados en la valorización presentada por el Contratista, conforme al literal h) del artículo 303. La entidad a ser determinada por la DGH será una entidad distinta a la que elaboró el informe de valorización presentado por el Contratista en su solicitud.

La valorización incluirá:

a) Una compensación por el uso de las tierras que serán gravadas por la servidumbre, que en ningún caso será inferior al valor de arancel de las tierras aprobado por el Ministerio de Agricultura.

b) Una compensación por el eventual lucro cesante durante el horizonte de tiempo de la servidumbre, calculado en función a la actividad habitual del conductor.

El monto de los honorarios correspondientes a la entidad tasadora será de cargo del Contratista.

Artículo 311.- Pago de la indemnización

El monto de la indemnización fijada por la Resolución Suprema será abonada por el Contratista dentro de los diez (10) días calendario siguientes al vencimiento del plazo para interponer el recurso de reconsideración a que se refiere el artículo 309, en el caso que dicho recurso no hubiera sido interpuesto. En caso de haberse interpuesto el recurso de reconsideración, dicho plazo se computará a partir de la notificación de la resolución que resuelva el recurso de reconsideración interpuesto, o desde que el administrado haya interpuesto el recurso correspondiente a partir del vencimiento del plazo para resolver el recurso establecido en el artículo 309 sin que se hubiera expedido la Resolución Suprema que lo resuelva.

La indemnización será abonada directamente al propietario, salvo que éste se niegue a recibir el pago o que no haya acreditado fehacientemente su derecho de propiedad, o cuando el propietario del predio gravado no sea conocido o fuese incierto, o se ignore su domicilio, o en cualquier otra situación análoga que impida conocer, determinar o localizar al propietario, o cuando la indemnización corresponda a daños y perjuicios que se ocasionaran a terceros distintos al propietario que conduzcan o estén en posesión del predio, por cualquier título, según el informe del perito. En tales casos, el Contratista consignará judicialmente el monto de la indemnización, quedando sujeto dicho pago a las normas del Código Civil y del Código Procesal Civil. Se tendrá por consignada la indemnización con la presentación de la copia del auto admisorio de la solicitud respectiva.

Una vez efectuado el pago o consignada la indemnización, el Contratista podrá ingresar y tomar posesión de la parte del predio sobre el cual ha sido constituida la servidumbre a efectos de dar cumplimiento al propósito para el que ésta se constituye.

La contradicción a la solicitud de ofrecimiento judicial de pago de la indemnización no suspenderá en ningún caso el ejercicio del derecho de servidumbre en virtud de la Resolución Suprema que agotó la vía administrativa o la aplicación del silencio administrativo negativo.

En caso de oposición por parte del propietario o conductor del predio sirviente al ingreso del Contratista para el ejercicio de la servidumbre, éste tendrá derecho a que la DGH solicite que la autoridad competente disponga el ingreso y toma de posesión de la parte del predio sirviente con el auxilio de la fuerza pública sin perjuicio de iniciar las acciones legales a que hubiera lugar. Igual derecho tendrá el Contratista tratándose de las servidumbres establecidas por acuerdo de partes a que se refiere el artículo 302.

El ejercicio por el Contratista de la servidumbre impuesta conforme al presente Título VII y demás normas aplicables no será considerado como un acto perturbatorio de la posesión del propietario, conductor o poseedor del predio sirviente.

Artículo 312.- Extinción de la servidumbre

Mediante Resolución Suprema, a pedido de parte o de oficio, se declarará la extinción de las servidumbres establecidas cuando:

a) Sin autorización previa, el Contratista destine la servidumbre a fin distinto para el cual se solicitó.

b) Se dé término a la finalidad para la cual se constituyó la servidumbre.

c) Se incumpla el pago de la indemnización fijada por Resolución Administrativa o por Resolución Judicial firme.

Artículo 313.- Procedimiento de extinción de la Servidumbre.

El procedimiento de extinción de la servidumbre se iniciará ante el Ministerio de Energía y Minas.

Una vez admitida la solicitud, la DGH correrá traslado a la parte o partes interesadas, adjuntando copia de la petición y de los documentos que la sustentan. La DGH notificará a la parte o partes interesadas, quienes deberán absolver la solicitud en el plazo máximo de quince (15) días calendario de notificado. Si dentro del referido plazo no se presentara la absolución, se entenderá que no tienen observaciones al procedimiento de extinción.

Transcurrido el plazo a que hace referencia el párrafo anterior en el término de diez (10) días calendario la DGH preparará el Proyecto de Resolución Suprema que será sustentado por un informe técnico, elevando los actuados al superior jerárquico para su expedición.

La Resolución Suprema será expedida dentro de quince (15) días calendario siguientes y será refrendada por los Ministros de Energía y Minas y de Agricultura.

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

Primera.- Son de aplicación la relación de normas y prácticas internacionales de la industria del Petróleo citadas en el presente Reglamento, en su defecto, serán de aplicación las mejores prácticas de uso en la referida industria.

Segunda.- Los Contratistas, en lo posible y como parte del sistema de gestión de la empresa, tenderán a obtener las Certificaciones de Sistemas de Gestión Ambiental (Normas ISO 14 000 o equivalente) y de Gestión de Riesgos, así como de Seguridad y Salud Ocupacional (OHSAS 18 000 o equivalente), los cuales deberán contener como mínimo lo siguiente:

- a) Política Ambiental de Seguridad, Higiene y Salud Ocupacional.
- b) Análisis de Riesgo.
- c) Objetivos y metas de c/u de los ítems.
- d) Plataforma de Estructura y Responsabilidad, Comunicación y Documentación formal.
- e) Control Operacional sobre elementos críticos.
- f) Planes y Programas de Capacitación y Entrenamiento.
- g) Planes de Emergencia y Capacidad de Respuesta.
- h) Revisión Gerencial.

Tercera.- El Reglamento no limita el uso de sistemas, métodos, materiales o accesorios de equivalente o superior calidad, resistencia, efectividad, durabilidad y seguridad de los aquí prescritos. Sin embargo, la propuesta que difiera del Reglamento deberá ser sustentada técnicamente ante los Organismos Competentes.

En caso de discrepancia entre códigos y estándares o entre éstas y las normas indicadas en el presente Reglamento, prevalecerán las que den mayor seguridad a las instalaciones.

Cuarta.- Con la finalidad de permitir la incorporación de nuevos desarrollos tecnológicos, nuevos productos o materiales, o bien nuevos requerimientos, la DGH podrá aprobar el uso de otros códigos y estándares equivalentes o prácticas de diseño, construcción, operación o mantenimiento que no estén considerados en el presente Reglamento siempre que su uso sea de aceptación normal en la industria internacional de hidrocarburos. Los códigos y estándares y prácticas así aprobados se considerarán incorporados al presente Reglamento.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Primera.- Para el caso de Pozos que se encuentran en condición de Abandono Temporal (ATA) o Permanente (APA) que constituyen pasivos ambientales altamente riesgosos para la población y el ambiente, las autoridades competentes, atendiendo a los principios de derecho y normas legales correspondientes, determinarán la responsabilidad y medidas de seguridad a tomarse para su mantenimiento y abandono definitivo.

Segunda.- En los contratos de Explotación que se encuentran vigentes en la fecha de aprobación del presente Reglamento, el primer informe técnico de evaluación, a que hace referencia el artículo 210, será presentado en el mes de enero siguiente, a los dos (2) años de la aprobación del presente Reglamento.

Tercera.- Respecto a la obligación de presentación del PAAS a que hace referencia el artículo 21 del presente reglamento, ésta será exigible a partir del mes de noviembre del año 2005.

Cuarta.- Los procedimientos administrativos iniciados antes de la entrada en vigor del presente Reglamento se regirán por la normativa anterior hasta su conclusión.

ANEXO A

NORMAS TÉCNICAS PERUANAS

NTP 399.012 Colores de identificación de tuberías para transporte de fluidos en estado gaseoso o líquido en instalaciones Terrestres y en naves.

NTP 350.043 Selección, Catalogación, Instalación y

Operación de extintores

NTP 350.062 Efectividad Relativa de Extinción (Rating).