

# LA GACETA

**DIARIO OFICIAL**

Teléfonos: 2283791 / 2227344

Tiraje: 600 Ejemplares

28 Páginas

Hecho el Depósito Legal No. Mag-0053, 2003

Valor C\$ 35.00

Córdobas

AÑO CVII

Managua, Martes 30 de Diciembre de 2003

No.247

## SUMARIO

Pág.

**PRESIDENCIA DE LA  
REPUBLICA DE NICARAGUA**Decreto No. 90-2003.....6391  
Acuerdo Presidencial No. 440-2003.....6392**MINISTERIO DE GOBERNACION**Estatuto Asociación Esperanza  
contra la Pobreza (ECOPOB).....6393**MINISTERIO DE FOMENTO  
INDUSTRIA Y COMERCIO**Norma Técnica Obligatoria Nicaragüense.....6397  
Norma Técnica y de Seguridad para las Actividades de  
Exploración y Explotación de Hidrocarburos**CORTE SUPREMA DE JUSTICIA**

Programa Anual de Adquisiciones 2004.....6416

**UNIVERSIDADES**

Título Profesional.....6417

**FINANCIERA NICARAGUENSE DE INVERSIONES**Convocatoria a Licitación Restringida.....6417  
Convocatoria a Licitación Restringida.....6418**SECCION JUDICIAL**

Subasta.....6418

**PRESIDENCIA DE LA  
REPUBLICA DE NICARAGUA****DECRETO No. 90-2003**

El Presidente de la República de Nicaragua

**CONSIDERANDO****I**

Que el día 12 de marzo de 1995, fue suscrito en Copenhague, capital del Reino de Dinamarca, el Convenio entre el Gobierno de la República de Nicaragua, y el Gobierno del Reino de Dinamarca Sobre la Promoción y la Protección Recíproca de las Inversiones.

**II**

Que la Asamblea Nacional aprobó el mencionado Convenio mediante Decreto número 2375 del 6 de octubre del año 1999, publicado en La Gaceta, Diario Oficial número 204 del 26 de octubre del mismo año.

En uso de las facultades que le confiere la Constitución Política,

**HA DICTADO**

El siguiente

**DECRETO**

**DE RATIFICACIÓN DEL CONVENIO ENTRE EL  
GOBIERNO DE LA REPUBLICA DE NICARAGUA Y  
EL GOBIERNO DEL REINO DE DINAMARCA SOBRE  
LA PROMOCION Y LA PROTECCIÓN RECÍPROCA  
DE LAS INVERSIONES**



Lic. Javier Delgadillo y Lic. Salvador Robelo, del Instituto Nicaragüense de Telecomunicaciones y Correos; Lic. Luis Martínez del Ministerio del Trabajo; Ing. Evenor Masís A., del Instituto Nicaragüense de Acueductos y Alcantarillados; Arq. Laila María Molina de la Cámara de Comercio de Nicaragua; Dr. Carlos González de la Universidad Nacional Autónoma de Nicaragua-León;

Como Invitados:

Lic. Clara Ivania Soto del Ministerio de Salud; Lic. Fernando Ocampo Silva del Instituto Nicaragüense de Energía; Lic. Mauricio Darce Rivera del Instituto Nicaragüense de Energía; María Jazmín Pérez del Instituto Nicaragüense de Energía; Ing. Alba Lila Bermúdez M.; del Instituto Nicaragüense de Energía; Lic. Leonardo Icaza de la Alcaldía de Managua; Lic. Arcadio Choza; del Ministerio del Ambiente y los Recursos Naturales; Lic. Nora Yesca del Ministerio del Ambiente y los Recursos Naturales; Silvia E. Martínez del Ministerio del Ambiente y los Recursos Naturales; Ing. Ligia Alvarado OIRSA; Ing. Alan Gerardo Miranda del Ministerio Agropecuario y Forestal; Ing. Ricardo Valerio del Ministerio Agropecuario y Forestal; Ing. Angel Lanuza del Ministerio Agropecuario y Forestal; Ing. Francisco Cajina Pérez del Ministerio Agropecuario y Forestal; Ing. Alvaro Torres del Ministerio Agropecuario y Forestal; Sr. Ermis Morales Ortega de la Comisión Nacional de la Industria Panificadora; Ing. Noemí Solano Lacayo del Ministerio de Fomento, Industria y Comercio.

Habiendo sido constatado el quórum de Ley siendo este el día hora y lugar señalados se procede a dar por iniciada la sesión del día de hoy, presidiendo esta sesión el Lic. Luis Dinarte del Ministerio Agropecuario y Forestal Vicepresidente de la Comisión, quien la declara abierta. A continuación se aprueban los puntos de agenda que son los siguientes.... (partes inconducentes) 19-03 Aprobar la NTON 14 003 – 03 Norma Técnica Obligatoria Nicaragüense de Seguridad para las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, presentada por el INE..... (partes inconducentes). No habiendo otros asuntos que tratar, se levanta la sesión a las cinco y treinta de la tarde del día diez de Octubre del año dos mil tres. Lic. Luis Dinarte Ministerio Agropecuario y Forestal Vicepresidente de la Comisión, Dr. Julio César Bendaña Secretario Ejecutivo de la Comisión de Normalización Técnica y Calidad”.

Es conforme con su original, con el cual fue debidamente cotejada por el suscrito Secretario Ejecutivo a solicitud del Instituto Nicaragüense de Energía para su debida publicación en La Gaceta, Diario Oficial, extendiendo esta CERTIFICACION la que firmo y sello en la ciudad de Managua a los seis días del mes de noviembre del año dos mil tres. **JULIO CESAR BENDAÑA J**, Secretario Ejecutivo Comisión Nacional de Normalización Técnica y Calidad.

## NORMA TÉCNICA Y DE SEGURIDAD PARA LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS

### NORMA TECNICA OBLIGATORIA NICARAGUENSE NTON 14 003-03

**La Norma Técnica y de Seguridad para las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos NTON 14 003-03** ha sido preparada por el Grupo de Trabajo del Comité Técnico de Hidrocarburos y en su elaboración participaron las siguientes personas:

Mauricio Darce Rivera	Instituto Nicaragüense de Energía, INE
Reyna Dania Baca Rodríguez	Instituto Nicaragüense de Energía, INE
María Jazmín Pérez Céspedes	Instituto Nicaragüense de Energía, INE
Verónica Artilles López	Instituto Nicaragüense de Energía, INE
Roberto Pérez Vega	Instituto Nicaragüense de Energía, INE
Manuel Duarte Morales	Instituto Nicaragüense de Energía, INE
Gloria Patricia Mayorga Guardado	Instituto Nicaragüense de Energía, INE
Miguel Ángel Matute Hernández	Instituto Nicaragüense de Energía, INE
Fernando Ocampo Silva	Instituto Nicaragüense de Energía, INE
Alba Lila Bermúdez Morales	Instituto Nicaragüense de Energía, INE
Robert Pleasant	Consultor Internacional, BID
Cesar Aróstegui Centeno	Consultor Nacional, BID

Esta Norma fue aprobada por el Grupo de Trabajo Técnico de Hidrocarburos en su última sesión de trabajo realizada el día 06 de marzo del año 2003.

#### 1. OBJETO

Esta norma tiene por objeto regular las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos a nivel nacional, con el fin de obtener la máxima producción eficiente de los hidrocarburos, que permita la recuperación de las reservas sin desmedro técnico-económico de su magnitud.

#### 2. CAMPO DE APLICACIÓN

Esta norma tiene su aplicación en las actividades de exploración, perforación y explotación de los recursos de hidrocarburos dentro del territorio de la República de Nicaragua, tanto en tierra como en mar adentro y, el suministro de información relacionada con dichas actividades.

### 3. DEFINICIONES

3.1 Abandono del pozo: Trabajos efectuados para cerrar y dejar seguro un pozo en forma temporal o definitiva

3.2 Aforo: Determinación de la cantidad de hidrocarburos líquidos en reposo por mediciones efectuadas en tanques fijos calibrados.

3.3 Ahogar el pozo: Técnica por medio de la cual se domina el descontrol, causado por la alta presión de fluidos encontrados dentro del pozo.

3.4 Antepozo: Agujero que rodea el cabezal del pozo y de poca profundidad, generalmente cúbico revestido con paredes de concreto que permite el manejo de las válvulas inferiores del cabezal y BOP.

3.5 Árbol de producción: Cabezal completo del pozo con válvula maestra, válvulas laterales, estrangulador y manómetros.

3.6 Área del Contrato: Área sujeta al Contrato.

3.7 Barril: Unidad de medida de capacidad que consiste en 158,97 litros equivalentes a cuarenta y dos (42) galones norteamericanos en condiciones estándar de temperatura y presión.

3.8 Batería de producción: Conjunto de facilidades e instalaciones donde se recibe, mide, segrega, se tratan, acumulan y bombean los fluidos provenientes de un grupo de pozos.

3.9 Bombeo artificial: Técnicas aplicadas a los pozos para que continúen produciendo económicamente cuando ya no tienen energía suficiente para hacerlo de forma natural.

3.10 Cabezales de pozo: Unidad de acero que soporta las tuberías bajo el subsuelo y las válvulas de control de superficie del pozo.

3.11 Campo: Área de superficie debajo de la cual existen uno o más reservorios en una o más formaciones en la misma estructura o unidad geológica.

3.12 Canaleta: Tubo por donde regresa el fluido del pozo hacia la zaranda.

3.13 Canalización: Irrupción de fluidos a través de zonas de alta permeabilidad en una formación en forma de canales.

3.14 Cañones de aire: Dispositivo usado en el agua para producir ondas de choque.

3.15 Cementación: Técnica con la cual se prepara, bombea y ubica la mezcla de cemento dentro del pozo con fines de fijación de una tubería, aislamiento, reparación o abandono.

3.16 Completación: Trabajos posteriores a la perforación que tiene por objeto poner el pozo en condiciones de producción.

3.17 Condensado: Hidrocarburo líquido formado por la condensación de los hidrocarburos separados del gas natural, debido a cambios en la presión y temperatura cuando el gas natural de los reservorios es producido, o proveniente de una o más etapas de compresión de gas natural.

3.18 Conificación: Irrupción de fluidos hacia zonas superiores de la formación productiva del pozo debido a disminución de su presión fluyente.

3.19 Contrato: Condiciones establecidas para la actividad de Exploración y Explotación de hidrocarburos firmado entre Estado y el Contratista.

3.20 Contratista: Es cualquier persona, individual o jurídica, nacional o extranjera, debidamente autorizada para operar en la República de Nicaragua, que en forma separada o conjunta celebre con el Gobierno contratos de operaciones petroleras.

3.21 Datos: Hechos y estadísticas o muestras que no han sido analizadas o procesados.

3.22 Depleción: Condición de menor presión a la que llega un reservorio debido a su producción.

3.23 Desarenador: Equipo utilizado para despojar de arena al lodo de perforación.

3.24 Desarrollo: Es la perforación, profundización, reacondicionamiento y completación de pozos, así como el diseño, construcción e instalación de equipos, tuberías, tanques de almacenamiento así como otros medios e instalaciones y la ejecución de cualesquiera otras actividades apropiadas para la producción de un campo declarado comercial.

3.25 Desgasificador: Equipo utilizado para extraer el gas del fluido de perforación, en el proceso de normalizar su peso para rebombearlo al pozo.

3.26 Desilter: Equipo utilizado para eliminar o remover las partículas finas en el lodo de perforación.

3.27 Desperdicio: Es el ineficiente, excesivo, uso impropio o innecesaria disipación de la energía del reservorio y, ubicación, espaciamento, perforación, equipamiento, operación o producción de hidrocarburos de tal modo que de cómo resultado la reducción de las cantidades de hidrocarburos a ser recuperados de un reservorio operando de acuerdo a buenas prácticas usadas en la industria del petróleo. También es denominado como el ineficiente almacenamiento en superficie y la ubicación, espaciamento, perforación, equipamiento, producción de cualquier pozo de hidrocarburos que tienda o cause pérdidas innecesarias o excesivas, o destrucción de hidrocarburos. Asimismo, se considera desperdicio de producción de hidrocarburos la canalización o conificación innecesaria en las

formaciones; la producción de pozos con GOR ineficiente; la inundación con agua de un reservorio o parte de él con capacidad de producir hidrocarburos; la quema innecesaria de combustible y el escape de hidrocarburos al aire en un pozo productivo, en exceso a las cantidades que son razonables y necesarias en el desarrollo eficiente de un reservorio o producción de un pozo.

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

3.29 Engravamiento: Técnica por la que se coloca un filtro de arena entre la tubería de revestimiento de producción ("Casing") y la de producción ("Tubing"), para evitar problemas operativos en la producción de un pozo.

3.30 Estimulación: Trabajos que se realizan con el objeto de incrementar la productividad de los pozos.

3.31 Estrangulador: Válvula o equipo de control que regula la presión.

3.32 Estrato: Capa de roca sedimentaria, con igual litología y edad geológica .

3.33 Estudios sísmicos: Técnica para determinar la configuración y estructura de las capas geológicas en el subsuelo.

3.34 Evaluación: Trabajos realizados en el pozo para determinar su capacidad de producir hidrocarburos.

3.35 Exploración: El planeamiento, ejecución y evaluación de todo tipo de estudios geológicos, geofísicos, geoquímicos y otros, así como la perforación de pozos exploratorios y actividades conexas necesarias para el descubrimiento de hidrocarburos, incluyendo la perforación de pozos confirmatorios "drill dilligence" para la evaluación de los reservorios descubiertos.

3.36 Explotación: Desarrollo y producción del reservorio declarado económicamente explotable.

3.37 Fracturamiento hidráulico: Técnica por la que se genera hidráulicamente una fractura en la Formación con el fin de mejorar su permeabilidad en la zona adyacente al pozo.

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

3.39 Gas lift: Sistema de bombeo artificial cuya energía está dada por la presión y volumen de gas, el cual aligera la columna de fluido en el pozo, haciendo que el pozo continúe su producción.

3.40 Gas natural: Los Hidrocarburos que en condición atmosféricas de presión y temperatura se presentan en estado gaseoso.

3.41 Geofísica: Ciencia que estudia los cambios de las características físicas de la tierra.

3.42 Geófonos: Detectores usados en estudios sísmicos en tierra para captar las ondas reflejadas por los estratos rocosos bajo la superficie.

3.43 Güinche: Equipo utilizado para levantar pesos mediante un cable de acero.

3.44 Hidrocarburos: Comprende todo compuesto químico que consiste principalmente de carbono e hidrógeno en cualquier estado físico.

3.45 Hidrocarburos Fiscalizados: Son los hidrocarburos del área del Contrato, medidos en el punto de fiscalización.

3.46 Hidrocarburos líquidos: Cualquier hidrocarburo producido dentro del área del Contrato y que se encuentra en estado líquido en la cabeza del pozo o en el separador o que ha sido extraído del gas del cabezal del tubo de revestimiento de una planta.

3.47 Hidrófonos: Detectores usados en estudios sísmicos en agua para captar las ondas reflejadas por los estratos rocosos bajo la superficie.

3.48 Kerógeno: Material orgánico insoluble, fosilizado, encontrado en rocas sedimentarias como lutitas, que puede ser convertido en producto de petróleo por destilación.

3.49 Ley: Ley Especial de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, Ley No. 286, publicada en el Diario Oficial La Gaceta, edición No. 109 del 12 de Junio de 1998.

3.50 Línea sísmica: Trayecto o trocha para la ejecución de estudios sísmicos.

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

3.52 Lodo: Fluido circulado durante operaciones dentro del pozo, con características especiales para mantenerlo limpio y tener un control de la presión y temperatura.

3.53 Medición automática: Determinación de la cantidad de hidrocarburos por mediciones efectuadas en tuberías fluyentes con medidores calibrados y comprobados.

3.54 Muestra: Volumen representativo de hidrocarburos.

3.55 Normas técnicas: Conjunto de especificaciones, reglas y demás características modelo, a las que debe ajustarse el Contratista para la correcta ejecución del Contrato.

3.56 Partes: Se refiere al Estado y el Contratista.

3.57 Perfilaje: Técnica de medición de las características de las formaciones y fluidos dentro del pozo, controlada desde la superficie, con fines de tomar decisiones en operaciones de completación y reacondicionamiento. Da como resultado directo los perfiles o registros del Pozo.

3.58 Permeabilidad: Capacidad de una Formación geológica de dejar pasar fluidos a través de sus poros. La unidad de medición es el milidarcy.

3.59 Petróleo: Compuesto líquido de hidrocarburo que ocurre a manera natural y que después de un proceso de destilación artificial puede producir combustible petroquímico y lubricante pero no incluye ni lutitas bituminosas ni carbón.

3.60 Plan de contingencias: Plan de acción a tomarse en situaciones de emergencia.

3.61 Porosidad: El espacio entre los granos que constituyen la roca reservorio que están aislados o conectados. Unidad porcentual con respecto al volumen.

3.62 Pozo: Resultado de la perforación efectuada para descubrir o producir hidrocarburos, inyectar agua o gas u otros objetivos convencionales.

3.63 Pozo exploratorio: Pozo que se perfora con el objetivo de encontrar hidrocarburos en una estructura o trampa geológica en la cual no se han descubierto previamente hidrocarburos en cantidades con potencial comercial.

3.64 Producción: Todo tipo de actividad en el área de Contrato cuya finalidad sea el flujo de hidrocarburos que incluye la operación de pozos, equipos, tuberías, tratamiento, medición de hidrocarburos y todo tipo de operaciones de recuperación primaria, secundaria y mejorada hasta el o los puntos de fiscalización.

3.65 Recuperación Máxima Eficiente, MER, (Maximum Efficient Recovery): Recuperación técnico-económica que permite alcanzar la máxima producción final del campo de conformidad con las prácticas aceptadas internacionalmente por la industria del petróleo.

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

3.67 Puntos de disparo: Lugares donde se dispara la carga o fuente para servicio sísmico.

3.68 Punto de fiscalización: La ubicación o ubicaciones aprobadas como parte del plan de desarrollo, donde los hidrocarburos son medidos con propósitos fiscales, los cuales no pueden pasar bajo ninguna circunstancia sin ser medidos más allá del punto de exportación o punto de primera venta en Nicaragua.

3.69 Punto de vibradores sísmicos: Lugar donde los vibradores oscilan a determinada frecuencia.

3.70 Punzonamiento (Baleo): Técnica que permite que disparos controlados desde la superficie abran orificios dentro del pozo para comunicar este con un reservorio o con una Formación.

3.71 Reacondicionamiento de pozos: Trabajos efectuados en un pozo con el fin de mejorar su productividad mediante la modificación de las características del pozo. De igual manera, comprende el abandonar una zona donde la productividad comienza a descender hasta llegar a ser mínima, para dar las condiciones necesarias para iniciar una nueva producción.

3.72 Recuperación mejorada: Técnicas aplicadas a los reservorios para aumentar la recuperación final de sus hidrocarburos.

3.73 Recuperación secundaria: Técnica de recuperación mejorada que consiste en la inyección de agua o gas a un reservorio, con el objeto de mantener su capacidad de producción e incrementar la recuperación final de hidrocarburos.

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

3.75 Reglamento: Reglamento de la Ley No. 286 "Ley Especial de Exploración y Explotación de Hidrocarburos". Decreto No. 43-98, publicado en La Gaceta, Diario Oficial, edición No. 117 del 24 de Junio de 1998.

3.76 Reservas probadas: Es la cantidad estimada de hidrocarburos que de acuerdo al análisis de las informaciones geológicas e ingeniería de reservorios, demuestran con una razonable certeza que en el futuro, serán recuperables los hidrocarburos de los reservorios bajo las condiciones económicas y operacionales existentes. Los reservorios son considerados como reservas probadas, cuando han demostrado la capacidad de producir ya sea por la actual producción o pruebas concluyentes de la Formación geológica. El área de un reservorio considerado con reservas probadas, es aquella porción delimitada por perforaciones y definida por los contactos gas-petróleo y gas-agua o limitada por una deformación estructural o lenticular del reservorio. El área probada de un reservorio también puede incluir las porciones adyacentes no delimitadas por perforaciones, pero las cuales pueden ser evaluadas como económicamente productivas, sobre la base de la información geológica e ingeniería de reservorios disponibles al momento en que se efectúa la estimación.

3.77 Reservas probadas desarrolladas: Son las Reservas probadas estimadas a ser recuperadas a través de los pozos existentes. Las reservas en reservorios probados penetrados por pozos que normalmente no están siendo producidos son consideradas como reservas probadas desarrolladas, si se anticipa que tales reservas serán recuperadas a través de los pozos existentes requiriendo no más que operaciones de reacondicionamiento de pozos.

3.78 Reservas probadas no desarrolladas: Son las reservas económicamente recuperables estimadas que existen en reservorios probados, que serán recuperadas por pozos a ser perforados en el futuro. Las reservas estimadas en áreas no perforadas están incluidas como reservas probadas, si ellas son consideradas como tales por el análisis de la información de los pozos existentes.

3.79 Reservorio: Uno o varios estratos bajo la superficie que estén produciendo o que sean capaces de producir hidrocarburos con un sistema común de presión en toda su extensión, en los cuales los hidrocarburos estén completamente rodeados por roca impermeable y agua.

3.80 Ristras: Grupo de geófonos conectados en serie o en paralelos.

3.81 Roca: Mineral o compuesto de minerales que forman parte esencial de la corteza terrestre.

3.82 Sarta: Conjunto de tubería que ejerce una misma función. Ejemplo: Sarta de perforación, de producción, de revestimiento ("casing"), etc.

3.83 Separador: Equipo encargado de separar el gas y el agua de los hidrocarburos líquidos producidos.

3.84 Servicio de pozos: Trabajos efectuados en el pozo para restituir su producción normal sin variar el origen de la producción.

3.85 Supervisión: Acciones que INE realiza para verificar el cumplimiento de las obligaciones del Contratista durante la vigencia del Contrato.

3.86 Tapón: Obturador (de cemento o mecánico) que se usa para aislar una sección del pozo.

3.87 Tubería de producción: Tubería por la que fluye hacia la superficie la producción del pozo.

3.88 Tubería de revestimiento: Tubería diseñada para constituirse en las paredes del pozo, que puede quedar parcial o totalmente cementada.

3.89 Tubería de revestimiento de producción: Tubería de revestimiento interior u operativa, que contiene el sistema de producción del pozo.

3.90 Tubería de revestimiento intermedio: Tubería de revestimiento colocada entre la de superficie y la de producción empleándose cuando se necesita aislar las zonas problemáticas intermedias durante la perforación.

3.91 Tubería de revestimiento de superficie: Tubería de revestimiento conectada al cabezal y cementada que soporta todo el peso del equipamiento del pozo.

3.92 Ubicación: Lugar geográfico donde se instala el equipo de perforación para perforar un pozo bajo condiciones establecidas o donde queda el cabezal después de perforado. Se requiere posición en unidades UTM (Unidad Transversal de Mercator), unidades geográficas y elevaciones relativas al nivel del mar.

3.93 Unificación: Convenio de explotación celebrado entre Contratistas vecinos (o los gobiernos involucrados en caso que el depósito traspase los límites nacionales) que permitirá el desarrollo eficiente de un campo compartido.

3.94 Válvula maestra: Válvula principal de control en el árbol de producción.

3.95 Vibrador sísmico: Técnica de estudio sísmico que usa vehículos grandes equipados con planchas vibratoras para producir ondas de choque que generalmente se utiliza en tierra.

3.96 Zapata: Punta inferior que guía una tubería que generalmente posee una válvula de retención.

3.97 Zaranda: Equipo que separa los detritos de perforación del lodo por medio de mallas vibratoras.

#### 4. SIMBOLOS Y ABREVIATURAS:

4.1 BCF: Un mil millones de pies cúbicos de gas natural en condiciones estándar de temperatura y presión.

4.2 BOP (Blow Out Preventer): Unidad de prevención contra reventones utilizada para el control del pozo. Tiene como función, sellar todo el diámetro del pozo a la tubería de cualquier diámetro que lo atraviese.

4.3 BOP Anular: BOP que sella todo el diámetro del pozo a la tubería de cualquier diámetro que lo atraviese por medio de un caucho anular total de manejo hidráulico.

4.4 BOP de Compuerta: BOP que sella la tubería (con compuertas para tuberías) o el pozo en forma total (compuertas ciegas) por medio de dos pistones hidráulicos y/o mecánicos (compuertas o arietes).

4.5 BS&W: Término empleado para designar el porcentaje de sedimento básico y agua no libres contenidos en los hidrocarburos líquidos.

4.6 CO<sub>2</sub>: Anhídrido carbónico (gas tóxico).

4.7 GOR: (Gas-Oil-Ratio) Término que representa la relación gas-petróleo, expresados en (m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>) o pies cúbicos por barril de petróleo los cuales son medidos en superficie.

4.8 H<sub>2</sub>S: Acido Sulfhídrico.

4.9 MER: Maximum Efficient Recovery (Recuperación Máxima Eficiente).

4.10 WOR: Water-Oil Ratio (Relación Agua/Petróleo).

## 5 SIGLAS

- 5.1 AGA: American Gas Association (Asociación Norteamericana del Gas).
- 5.2 API: American Petroleum Institute (Instituto Norteamericano de Petróleo).
- 5.3 ANSI: American National Standards Institute (Instituto de Estándares Nacional Americano)
- 5.4 ASTM: American Society for Testing of Materials. (Sociedad Norteamericana para Ensayos de Materiales).
- 5.5 CIEN: Código de Instalaciones Eléctricas de Nicaragua.
- 5.6 IAGC: International Association of Geophysical Contractors. (Asociación Internacional de Contratistas Geofísicos).
- 5.7 INAA: Instituto Nicaragüense de Acueductos y Alcantarilla
- 5.8 INE: Instituto Nicaragüense de Energía.
- 5.9 MARENA: Ministerio del Ambiente y Recursos Naturales.
- 5.10 MITRAB: Ministerio del Trabajo.
- 5.11 MTI: Ministerio de Transporte e Infraestructura.
- 5.12 NFPA: National Fire Protection Association (Asociación Nacional para la Protección contra Incendios)
- 5.13 OSHA: Occupational Safety Health Administration (Seguridad Ocupacional y Administración de la Salud)

## 6. DISPOSICIONES TÉCNICAS Y DE SEGURIDAD PARA LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS

### 6.1 Contenido y Alcance

6.1.1 Las presentes normas técnicas son de aplicación a partir de su promulgación, para las personas naturales o jurídicas que efectúen actividades de Exploración y/o Explotación de Hidrocarburos. Los contratistas a su vez, son responsables del cumplimiento de las Normas Técnicas por sus subcontratistas, quienes deben hacer constar su conocimiento en esta materia en los correspondientes contratos.

6.1.2 Las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos incluyen las actividades de prospección, perforación exploratoria de hidrocarburos y las actividades de producción de hidrocarburos.

### 6.2 Organismos Competentes

6.2.1 Corresponde al Instituto Nicaragüense de Energía (el "INE") velar por el cumplimiento y Fiscalización de estas Normas Técnicas. El INE es la autoridad competente para aplicar sanciones por infracciones a estas Normas Técnicas incurridas por los Contratistas.

6.2.2 Corresponde al INE dictar normas modificadoras o complementarias para mantener actualizado las presentes Normas Técnicas.

### 6.3 Normas Técnicas en General

6.3.1. Sin perjuicio de las normas específicas contenidas en estas Normas Técnicas, el contratista debe cumplir con las normas relativas a la protección ambiental emitida por el MARENA en colaboración con el INE conforme al Artículo 50 de la Ley 286. El MARENA con la asistencia técnica del INE tienen la responsabilidad de la administración y fiscalización de estas normas ambientales.

6.3.2. El contratista está obligado a dar aviso al INE de la iniciación, reiniciación o cese de sus operaciones, así como de cualquier alteración o cambio sustancial en su plan de trabajo.

6.3.3. El contratista está obligado a proporcionar todas las facilidades requeridas que estén a su alcance en el área del contrato, a fin de que los representantes del INE puedan cumplir con sus labores de fiscalización y supervisión.

6.3.4. Las disposiciones sobre la protección del medio ambiente relacionadas con el subsector de hidrocarburos norman el manejo, construcción de campamentos e instalaciones, así como el manejo de los desechos y desperdicios. De igual manera, en lo referente al tratamiento de la flora y fauna en las diferentes actividades.

6.3.5. Para facilitar la fiscalización del INE, el contratista debe tener disponibles las normas y especificaciones que use durante sus operaciones y las que haya utilizado en la construcción de sus instalaciones.

### 6.4 Exploración

#### 6.4.1 Actividades Exploratorias

6.4.1.1. Los contratistas debe llevar a cabo las siguientes actividades exploratorias señaladas a continuación pero sin ser limitativas:

- a) Estudios geofísicos (Magnetometría, Gravimetría, Sísmica).
- b) Estudios de fotogeología.
- c) Estudios geoquímicos.
- d) Estudios geológicos de superficie y subsuelo.
- e) Perforación de pozos y de ser necesario completación de los mismos.
- f) Pruebas de producción.

6.4.1.2. Durante el período de exploración el contratista debe presentar al INE, para su información, sus programas de trabajo

anuales para las porciones del área del contrato que no hayan sido declaradas como áreas de explotación o seleccionadas como áreas de retención.

6.4.1.3. El primer programa debe ser presentado dentro de los treinta (30) días posteriores a la fecha efectiva del contrato y los posteriores programas, dentro de los sesenta (60) días previos a la finalización de cada año calendario.

#### 6.4.2 Medidas de Seguridad para el Almacenamiento de Explosivos

6.4.2.1 Los explosivos deben almacenarse según las disposiciones señaladas en la norma NFPA 495. “ Explosive Materials Code”. (Código de Materiales Explosivos)

6.4.2.2 Los sitios de almacenamiento de explosivos construidos en superficie deben cumplir los siguientes requisitos:

- a) Estar contruidos a prueba de balas.
- b) Las paredes, techos y pisos forrados con madera.
- c) Las puertas deben estar provistas de candados y llaves de seguridad.
- d) La estructura debe estar eléctricamente polarizada.
- e) El interior debe estar adecuadamente ventilado, seco y limpio.
- f) Estar protegido por un sistema de protección contra descargas atmosféricas (pararrayos).

6.4.2.3 Se prohíbe guardar explosivos fuera de los polvorines o sitios de almacenamiento de explosivos, así como el almacenamiento de fulminantes en sitios donde existan explosivos.

6.4.2.4 Los fulminantes deben almacenarse a una distancia mínima de cien metros (100 m) de los sitios de almacenaje de explosivos.

6.4.2.5 La apertura y remoción de los explosivos y fulminantes de su empaque original se realizará fuera de los depósitos.

6.4.2.6 Las cajas conteniendo explosivos no deben colocarse en contacto con las paredes. Deben apilarse hasta una altura máxima de dos metros (2 m).

6.4.2.7 Los sitios de almacenamiento de explosivos deben ser revisados semanalmente por el contratista. Deben estar provistos de rotulación preventiva, avisos o letreros de seguridad que los identifiquen claramente.

6.4.2.8 Se deben disponer extintores con capacidad y clasificación adecuada de acuerdo a la norma NFPA 10 “Portable Fire Extinguishers” (Extintores Portátiles contra Incendios).

6.4.2.9 La zona circundante de los sitios de almacenamiento de explosivos deben mantenerse despejada de monte y maleza para minimizar peligros de incendio.

6.4.2.10 Se prohíbe la presencia de productos inflamables a distancias mínimas de doscientos metros (200 m) de los sitios de almacenaje de explosivos.

6.4.2.11 Los depósitos de explosivos deben estar resguardados las veinticuatro horas (24 h ) del día por personal de seguridad.

6.4.2.12 Se debe construir un cerco perimetral con enmallado metálico debidamente señalizado como medida de prevención alrededor de los sitios de almacenaje de explosivos. La distancia mínima debe ser de veinte metros (20 m) de los depósitos, excepto en los casos en que los estudios de seguridad locales determinen requerimientos mayores, los cuales deben ser aprobados por INE.

6.4.2.13 Los sitios de almacenaje de explosivos deben estar a cargo de personal experimentado en almacenaje, transporte y manejo de explosivos.

6.4.2.14 Los explosivos deben ser entregados a la presentación del formulario debidamente llenado y firmado por el personal autorizado y se registrar la firma de toda persona al entrar y salir de los sitios de almacenamiento de explosivos. Se debe llevar un inventario de explosivos y solamente está el ingreso a personas autorizadas.

6.4.2.15 El contratista es el encargado de tramitar los permisos para el transporte de los explosivos ante las autoridades correspondientes.

6.4.2.16 Se prohíbe transportar o manipular explosivos bajo la influencia de drogas o alcohol.

6.4.2.17 Los vehículos deben estar en condiciones mecánicas óptimas. Igualmente las luces y señales luminosas deberán funcionar correctamente. Para dar cumplimiento a estos requisitos, los vehículos deben ser inspeccionados diariamente por los conductores.

6.4.2.18 Las partes del vehículo en contacto con los explosivos deben estar cubiertas con materiales adecuados a fin que no se produzcan chispas.

6.4.2.19 Cuando se requiera cargar combustible al vehículo, se debe realizar una inspección para garantizar que el mismo no contiene ningún tipo de explosivos.

6.4.2.20 Los vehículos que transportan explosivos deben contar con la debida señalización preventiva con la finalidad de advertir a los demás conductores del tipo de material que se transporta.

6.4.2.21 Se prohíbe fumar dentro de los vehículos que transportan explosivos.

6.4.2.22 Cada vehículo usado para transportar explosivos debe estar equipado como mínimo con dos (2) extintores cuya capacidad y producto contenido debe estar en dependencia del tipo y volumen de material a transportar, carga vigente y total y, en correctas condiciones de funcionamiento.

6.4.2.23 Los vehículos que transporten explosivos deben evitar transitar por áreas de congestión poblacional y en lo posible no se debe transportar explosivos durante la noche.

6.4.2.24 Los explosivos y fulminantes deben transportarse en diferentes vehículos.

6.4.2.25 Los vehículos que transportan explosivos no deben estacionarse en áreas ocupadas por los campamentos.

6.4.2.26 No se debe hacer uso de la radio cuando se transportan explosivos.

6.4.2.27 En todo el territorio nacional, personal de seguridad debe acompañar los envíos de explosivos desde su origen hasta su destino final.

6.4.2.28 Una guía de remisión que especifique las cantidades de explosivos a transportar debe estar firmada en ambos extremos del traslado por el personal de seguridad.

6.4.2.29 Reglas similares a las enunciadas para transporte terrestre, se debe usar, dentro de lo aplicable, para casos de transporte acuático y aéreo, cumpliendo con los requisitos establecidos por el MTI (Ministerio de Transporte e Infraestructura) y demás instituciones correspondientes.

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

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

6.4.2.32 Las operaciones con explosivos deben ser conducidas por personal experimentado, entrenado y competente, los que entienden los peligros que involucra su manejo.

6.4.2.33 El personal que maneja explosivos debe:

- Haber demostrado tener los conocimientos necesarios.
- Ser capaz de tomar decisiones correctas y seguras en toda situación.

- Estar en condiciones óptimas de salud y no ser adicto a ningún tóxico, narcótico, tabaco o cualquier tipo de drogas, para lo cual deberá cumplir con los requisitos establecidos para este fin por las autoridades correspondientes.

- Tener conocimiento de las normas nacionales o en caso de no existir éstas, de códigos empleados internacionalmente.

#### 6.4.3 Organización de la Seguridad

6.4.3.1 El contratista es responsable de la ejecución del trabajo en concordancia con las normas de seguridad nacionales y normas de seguridad internacionalmente aceptados en la industria petrolera y siguiendo las buenas prácticas de trabajo.

6.4.3.2 El contratista debe contar con asesor(es) de seguridad en las operaciones de campo. Las responsabilidades del asesor deben incluir y no limitarse a: mantenimiento, monitoreo, implementación de guías de seguridad y procedimientos en el grupo sísmico.

6.4.3.3 El contratista debe organizar con el personal designado, reuniones de seguridad previas al inicio del trabajo, prestando especial atención, pero sin limitarse a los siguientes puntos:

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

6.4.3.4 El contratista debe implementar un sistema de informes para accidentes e incidentes. Mantendrá un informe (conocido como bitácora) mensual respecto al rendimiento en seguridad, donde se incluya las estadísticas de accidentes e incidentes. Es responsable de mantener y promover la seguridad, ejecutar prácticas de emergencia y organizar reuniones de seguridad, conforme lo establecido en :

- Código del Trabajo.
- Norma Ministerial sobre Señalización de Higiene y Seguridad del Trabajo, Ministerio del Trabajo (MITRAB).
- Norma Ministerial sobre las Disposiciones Básicas de Higiene y Seguridad de los Lugares de Trabajo, Ministerio del Trabajo (MITRAB).
- Norma Ministerial sobre las Disposiciones Mínimas de Higiene y Seguridad de los Equipos de Trabajo, Ministerio del Trabajo (MITRAB).
- Norma Ministerial sobre las Disposiciones Mínimas de Higiene y Seguridad de los Equipos de Protección Personal, Ministerio del Trabajo (MITRAB).

- NFPA 170 “Standard for Fire Safety Symbols”.
- NFPA 72 “National Alarm Code”.
- ANSI Z 535.5 “Accident Prevention Tags (for Temporary Hazards)”.
- Otras regulaciones vigentes aplicables a seguridad.

6.4.3. 5 El contratista debe implementar un sistema para reconocer, corregir y reportar actos inseguros.

6.4.3. 6 El contratista está obligado a dar a todo el personal respectivo y al de los subcontratistas, el entrenamiento adecuado en:

- a) Seguridad
- b) Manejo de vehículos.
- c) Primeros Auxilios.
- d) Prácticas contra incendio.
- e) Técnicas de supervivencia.
- f) Manejo de botes.

6.4.3. 7 El contratista debe garantizar que ningún empleado o visitante ingrese al área de operaciones si previamente no ha recibido una charla básica de seguridad e informes sobre la naturaleza del trabajo.

6.4.3. 8 El contratista debe identificar posibles situaciones de emergencia, para las cuales propondrá un Plan de Contingencias. El Plan de Contingencias debe ser actualizado anualmente y enviado al INE para su aprobación.

El Plan de Contingencias entre otras cosas debe contener:

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

6.4.3. 9 El contratista debe implementar normas y procedimientos para usos en agua y otras operaciones relacionadas, como cruces de ríos. Estos procedimientos incluyen, pero no se limitan a:

- a) Proveer embarcaciones a motor, salvavidas y equipos de emergencia, incluido comunicaciones, luces de navegación y sistema de apagado para motores fuera de borda.
- b) Deben emitirse cartillas de instrucción con los procedimientos de seguridad.

6.4.3. 10 Cualquier puente construido sobre un río, medio de transporte fluvial (barcaza) o construcción que cruce un río debe ser aprobado por la autoridad competente.

6.4.3. 11 El contratista debe aplicar sus normas y procedimientos para las operaciones con aeronaves, como avionetas y helicópteros. Incluirá tipos, logística, programa de vuelos, reportes de carga y monitoreo de operaciones.

6.4.3. 12 Se prohíbe el consumo de alcohol, narcóticos y cualquier otra sustancia tóxica dentro de los campamentos y lugares de trabajo. El contratista debe garantizar que la mencionada política sea ampliamente difundida y comprendida por el personal involucrado, antes de la iniciación de los trabajos. Deben establecerse programas de pruebas periódicas a sus empleados en estos aspectos.

6.4.3. 13 El contratista debe garantizar tanto como sea razonablemente práctico, que todos los trabajadores contratados se encuentren en buen estado de salud. Todo el personal encargado del manejo y preparación de alimentos será examinado por un médico cada mes y cuya certificación es necesaria para seguir trabajando en esa actividad.

6.4.3. 14 El contratista debe mantener estándares de bienestar e higiene laboral en conexión al desarrollo del trabajo.

Como mínimo los siguientes estándares se adoptan donde sea aplicable:

- a) Los dormitorios deben ser acondicionados de tal forma que provean protección contra el viento, lluvia, temperaturas altas y bajas y protegido contra insectos y roedores.
- b) Los comedores deben tener un área cubierta con piso adecuado para la limpieza y con capacidad para por lo menos la mitad del personal operativo.
- c) Se debe otorgar las condiciones alimenticias adecuadas que garanticen la salud de los trabajadores. Se debe de dar atención adecuada a la higiene en el almacenamiento, preparación y servicio de los alimentos.
- d) El contratista debe proveer adecuadamente de agua potable en los campamentos y lugares de trabajo.
- e) El contratista debe proveer los servicios higiénicos adecuados en los campamentos base.
- f) La disposición de desechos en los campamentos base debe ser diaria, contemplando las disposiciones de las normas sobre la protección del medio ambiente relacionadas con el subsector de hidrocarburos.

6.4.3. 15 El contratista debe contar con el personal médico, doctores y paramédicos, que estén disponible en el área de trabajo, en forma permanente en campamentos centrales (médico) y en campamentos eventuales (enfermeras). Asimismo, debe proporcionar las facilidades médicas y de primeros auxilios (farmacias y botiquines) que estén disponibles en el área de trabajo.

6.4.3. 16 El contratista debe proveer al personal la ropa adecuada para el trabajo y los equipos de protección personal, tal como lo establece la Norma Ministerial Sobre las Disposiciones Mínimas de Higiene y Seguridad de los Equipos de Protección Personal. De forma complementaria se toman en cuenta los requerimientos de protección que describe el Manual de Seguridad de la IAGC “International Association of Geophysical Contractors” (Asociación Internacional de Contratistas Geofísicos) u OSHA “Occupational Health and Safety Administration” (Salud Ocupacional y Administración de Seguridad) en tanto sea aplicable en relación a la actividad.

6.4.3. 17 En el manipuleo de químicos incluyendo ácido para baterías, se debe instalar por lo menos una estación de emergencia para lavado de los ojos.

6.4.3. 18 El uso de cinturones de seguridad en los vehículos y aeronaves es obligatorio, así como de salvavidas en las embarcaciones para transporte acuático, como a las regulaciones al respecto.

6.4.3. 19 Todos los conductores de vehículos deben tener sus licencias de conducir válidas y apropiadas para la categoría de vehículo, conforme a Ley de Tránsito nacional. Todos los vehículos se deben mantener en buen estado y con el equipo adecuado de seguridad (primeros auxilios, extintores).

6.4.3. 20 De acuerdo a las zonas por donde los vehículos deben transitar, se deben fijar los límites de velocidad, cuyas señales deben ser desplegadas en lugares que sean visibles por todos los vehículos.

6.4.3. 21 Cada brigada de campo (unidad operativa) de registro, topografía, perforación, trocha/camino y exploración deben tener comunicación con el campamento base o con cualquier otro centro de control operativo.

#### 6.4.4 Medio Ambiente y Permiso Ambiental

6.4.4. 1 El contratista debe obtener, previo a la iniciación de los trabajos, el correspondiente permiso ambiental otorgado por el MARENA de acuerdo a los procedimientos establecidos por la Ley No. 217 “Ley General del Medio Ambiente y los Recursos Naturales”, Decreto No. 9-96 Reglamento de la Ley General del Medio Ambiente y los Recursos Naturales, Decreto No. 45-94 “Reglamento de Permiso y Evaluación de Impacto Ambiental”.

6.4.4. 2 Para los puntos de disparo se deben observar las Normas sobre la protección del medio ambiente establecidas en el Artículo 50 de la Ley No. 286, “Ley Especial de Exploración y Explotación de Hidrocarburos.”

6.4.4. 3 Se deben evitar las áreas de terrenos inestables o donde se sepa de la existencia de cavidades subterráneas.

6.4.4. 4 No se debe hacer uso de tractores de oruga o equipo de movimiento de tierra para las operaciones, excepto para el

mantenimiento de caminos existentes o en el caso de usar vibradores.

6.4.4. 5 Cuando sea necesario, el despeje de vegetación para las líneas sísmicas se debe mantener en un máximo de tres metros (3 m). de ancho. Se debe evitar el corte de árboles donde sea posible, ajustando la configuración del punto de disparo.

6.4.4. 6 Se debe efectuar reconocimiento previo al marcado de cada línea sísmica para seleccionar la ruta que provoque el menor impacto dentro del corredor de flexibilidad en la ubicación de la línea sísmica.

6.4.4. 7 En los lugares donde se necesite cruzar un río, sus cauces y bancos de arena, deben ser regularmente inspeccionados y los cruces mantenidos para prevenir desestabilizaciones. No se debe dragar ni profundizará ninguna vía, río o acceso acuático.

6.4.4. 8 Se deben fijar límites de velocidad a todas las embarcaciones para garantizar una operación segura y para evitar la erosión del banco de arena de los ríos.

6.4.4. 9 El ganado debe ser desplazado de los lugares donde se planea detonar cargas sísmicas para mantenerlos a una distancia mínima de trescientos metros (300 m) de la línea sísmica. En caso que esto no sea posible por razones de espacio u otras circunstancias, se debe requerir supervisión especial del ganado.

6.4.4. 10 Asimismo se debe evitar realizar disparos con explosivos y ejecución de líneas sísmicas en lugares poblados a fin de evitar daños en la infraestructura y pérdidas de vidas humanas.

6.4.4. 11 Debe prepararse un plan específico para cada sitio en el caso en que el uso de los cañones de Aire sea autorizado en el permiso ambiental.

6.4.4. 12 Se deben tomar todas las precauciones para asegurarse que el arreglo de Cañones de Aire sea el adecuado para prevenir cualquier daño a las especies acuáticas.

6.4.4. 13 No deben usarse ningún tipo de explosivos en el mar, ríos, lagos y lagunas.

6.4.4. 14 Evitar los lugares arqueológicos es la regla observada en la operación sísmica para prevenir el impacto. Las normas adoptadas para los sitios arqueológicos serán las mismas usadas en la industria Geofísica para el caso de edificios habitados.

6.4.4. 15 Los organismos competentes deben informar al contratista de los sitios declarados arqueológico existentes en la región, y seguir los procedimiento correspondientes en tales casos. El contratista debe reportar inmediatamente al INE el descubrimiento de nuevos sitios arqueológicos.

6.4.4. 16 Adicionalmente a las medidas anteriores, si se descubre un sitio arqueológico, todos los sitios donde se hará sísmicas deben ser examinadas in situ por arqueólogos para revisar cualquier signo de otras áreas sensitivas.

6.4.4. 17 Después del levantamiento sísmico, todos los alambres, estacas, marcadores, excepto marcas permanentes como hitos o mojones, deben ser removidos de todas las líneas sísmicas y junto con cualquier desecho, se debe disponer de ellos de acuerdo con las normas de manejo de desechos.

Si se ha afectado de alguna manera el drenaje natural, se debe reinstaurar a su estado anterior.

Las cercas que hayan sido removidas, con notificación a los dueños, deben ser colocadas nuevamente después de la operación, y los daños ocasionados a las mismas o a la propiedad serán reparados tan pronto como sea posible.

6.4.4. 18 Las áreas de suelo que hayan sido compactadas deben ser aradas en profundidad, para ayudar a la infiltración y promover la vegetación natural.

6.4.4. 19 Donde sea necesario las rutas deben ser cerradas con barreras físicas para detener la explotación de áreas previamente inaccesibles.

## 6.5 Perforación

### 6.5.1 Perforación y Desarrollo de Pozos

6.5.1.1 Las técnicas, normas y especificaciones que se utilizan en la perforación de pozos, tanto en la exploración como en el desarrollo de un área son similares, diferenciándose solamente en la mayor exigencia en lo concerniente a la seguridad de la operación exploratoria, debido al desconocimiento del subsuelo. Una vez conocida el área, dichas normas se deben adaptar, con la debida justificación, a las condiciones reales que se vayan encontrando.

### 6.5.2 Instalación y Equipo de Perforación

6.5.2.1 El contratista debe obtener toda la información relacionada con la ubicación del futuro pozo, condiciones y habitantes de la zona, clima y topografía cercana y resistencia de suelos que le permita la correcta instalación del equipo de perforación así como también la planificación de sus operaciones.

6.5.2.2 El contratista debe investigar y confirmar la posible existencia de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> en la zona para desarrollar el Plan de Contingencias correspondiente que se indica en el numeral 6.5.2.24. de la presente Norma.

6.5.2.3 A solicitud del contratista, el INE debe proporcionar toda la información disponible sobre los pozos previamente perforados en el Área de Contrato. Los gastos en que se incurra deben estar a cargo del contratista.

6.5.2.4 La selección de ubicación, la construcción, el acceso y la plataforma donde se instale el equipo de perforación seguirán las Normas vigentes sobre la protección del medio ambiente relacionadas con el subsector de hidrocarburos.

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

6.5.2.6 El contratista debe asegurar que la empresa que ejecute la perforación debe seguir las normas indicadas en los artículos pertinentes de las normas sobre la protección del medio ambiente relacionadas con el subsector de hidrocarburos.

6.5.2.7 La ubicación de pozos petrolíferos deben cumplir con las siguientes distancias mínimas:

- a 40 metros con respecto a tuberías de flujo de hidrocarburos.
- a 40 metros del derecho de vía (estructuras viables, caminos, carreteras).
- a 100 metros de cualquier construcción o instalación, excepto en plataformas costafuera, donde el pozo esta siendo perforado.
- a 100 metros del lindero del Área del Contrato, excepto en la situación de perforación de pozos que se extienden a áreas libres o de otros contratistas, en tal caso se aplicarán las disposiciones contractuales relativas a unificación.

6.5.2.8 Cuando a criterio del contratista fuera inevitable la perforación de pozos dentro o sobre instalaciones de producción, el contratista debe obtener la aprobación del INE para poder ejecutar dichas operaciones. El INE debe expedir su resolución dentro de los quince (15) días laborales siguientes a la recepción de la solicitud. Transcurrido el plazo sin respuesta, se entenderá que la solicitud ha sido aceptada.

6.5.2.9 En su solicitud, el contratista debe proporcionar, 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) Plan contra incendios, de evacuación, avisos y de ayuda en caso de emergencia
- f) Lista de los teléfonos y del personal supervisor involucrado, de transporte y de asistencia médica en caso de emergencia.

6.5.2. 10 En perforación dirigida y horizontal, el fondo del pozo no debe estar a menos de cien (100) metros del lindero del área del contrato, salvo en la situación mencionada en el numeral 6.5.2.7 en relación a la unificación. La desviación de un pozo dirigido se debe hacer a intervalos de por lo menos 150 metros, y el Contratista debe determinar el punto de intersección del pozo con la zona productiva más alta del reservorio.

6.5.2. 11 El equipo de perforación debe contar con los medios necesarios para poder estar comunicado con su campamento base en forma permanente.

6.5.2. 12 El sistema de iluminación, incluyendo cables eléctricos e interruptores, deben ser del tipo a prueba de explosión, siguiendo el Código de Instalaciones eléctricas de Nicaragua (CIEN) y las normas API RP 500 "Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations." (Práctica recomendada para la Clasificación de Ubicaciones para las Instalaciones Eléctricas). y NFPA 70 "National Electrical Code" (Código Eléctrico Nacional).

6.5.2. 13 Los escapes de los motores para perforación deben tener dispositivos de enfriamiento por agua.

6.5.2. 14 El equipo de perforación debe contar con unidades de primeros auxilios y de evacuación en el lugar de la perforación. En caso de no ser posible, el equipo debe contar con personal especializado que permita la atención de los afectados hasta que llegue la unidad de evacuación.

6.5.2. 15 Está prohibido fumar dentro de un radio de cincuenta metros (50 m) del pozo, debiendo contar para ello con la respectiva señalización preventiva, la cual debe poseer las dimensiones y ubicación adecuada para ser claramente visibles. Se permite fumar solamente en ambientes cerrados diseñados para tal fin, los que deben estar identificados con claridad.

6.5.2. 16 No se permite el uso de fuego abierto dentro de un radio de cincuenta metros (50 m) del pozo.

6.5.2. 17 Se deben emplear las siguientes prácticas recomendadas por API (Instituto Norteamericano de Petróleo) y las especificaciones técnicas que sean de aplicación o las que las superen en equipo y actividades de perforación:

API RP 2A Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms Working Stress Design. (Prácticas recomendadas para planificación, diseño y construcción de plataformas fijas en costafuera, que trabajan con diseño de esfuerzo).

APISPEC 2B Fabrication of Structural Steel Pipe. (Especificaciones para fabricación de ductos de acero estructural).

APISPEC 2C Specification for Offshore Cranes. (Especificaciones para grúas costafuera).

API RP 2D Recommended Practice for Operation and Maintenance of Offshore Cranes. (Prácticas recomendadas para operación y mantenimiento de grúas costafuera).

APISPEC 2F Specification for Mooring Cranes. (Especificaciones para cadenas de amarre).

APISPEC 2H Specification for Carbon Manganese Steel Plate for Offshore Platform Tubular Joints. (Especificaciones para placas de acero hechas de carbón manganeso para plataformas en costafuera unidas tubularmente).

API RP 2I Recommended Practice In Service Inspection of Mooring Hardware for Floating Structures. (Prácticas recomendadas de amarres para unidades flotantes de perforación).

API RP 2K Recommended Practice for Care and Use of Marine Drilling Units. (Prácticas recomendadas para el uso y cuidado

de compensadores ("Raisers") de perforación marinos).

API RP 2L Recommended Practice for Planning, Designing & Construction heliports for Fixed Offshore Platform. (Prácticas recomendadas para diseño y construcción de helipuertos en plataformas fijas costafuera).

API RP 2M Recommended Practice for Qualification testing of Steel Anchor Designs for Floating Structures. (Prácticas recomendadas para pruebas de diseño de anclas de acero para estructuras flotantes).

API RP 2P Recommended Platform for Analysis of spread Mooring Systems for Floating Drilling Units. (Prácticas recomendadas para el análisis del sistema de amarre en unidades de perforación flotantes).

API RP 2Q Recommended Practice for Design and operation of Marine Drilling Riser Systems. (Prácticas recomendadas para el diseño y construcción de compensadores en perforaciones marinas).

API RP 2R Recommended Practice for design, rating and testing of marine Drilling Riser Couplings. (Prácticas recomendadas para el diseño, rango y prueba de acoplamiento de compensadores de perforación marinos).

API RP 2T Recommended Practice for Planning, designing and construction tension leg Platforms. (Prácticas recomendadas para el diseño y construcción de plataformas de tipo tensión).

APISPEC 2W Specification for Steel Plates for Offshore Structures Produced by Thermo-Mechanical Control Processing (TMCP). (Especificaciones de acero para estructuras costafuera por Proceso de Control Termo-Mecánico).

APISPEC 2Y Specification for Steel Plates, Quenched and Tempered, for Offshore Structures. (Especificaciones de acero templado para estructuras costafuera).

API RP 2X Recommended Practice for Ultrasonic Examination of Offshore Structures. (Prácticas recomendadas para examen ultrasónico de estructuras costafuera).

APISPEC 4E Drilling and well Servicing Structures. (Especificaciones de estructuras para perforación de Servicio de Pozos).

APISPEC 4F Specification for Drilling and well servicing Structures. (Especificaciones de estructuras para perforación de Servicio de Pozos).

API RP 4G Maintenance and Use of Drilling and Well Servicing Structures. (Prácticas recomendadas para usos y mantenimiento de estructuras de perforación y Servicio de Pozos).

APISPEC 8ASpecification for Drilling and Production Hoisting Equipment.

API SPEC 8B (Especificaciones y procedimientos recomendados para inspección y

API SPEC 8C mantenimiento de equipos de izaje de perforación y Producción).

API RP 500 Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations. (Prácticas recomendadas para clasificar lugares para instalaciones eléctricas en plataformas petroleras)..

6.5.2. 18 El conjunto de válvulas de seguridad (BOP) debe tener la capacidad adecuada en función del riesgo, la exposición y grado de protección necesarios para controlar la presión del pozo y proteger el medio ambiente. Sus bridas no pueden ser de menor

rango que las especificadas por el API SPEC 6A "Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment" (Especificaciones para reparar Cabezales y árboles de Producción).. (Especificaciones para reparar Cabezales y árboles de Producción (árbol de Navidad)) o la especificación que la reemplace o supere y deben corresponder a las del cabezal del pozo.

6.5.2.19 El conjunto de BOP mínimo para un pozo, salvo en áreas de comprobada depleción, debe estar compuesto por:

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

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

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

6.5.2.22 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 y el anular simultáneamente.
- c) Poder cerrar totalmente un BOP anular de hasta 350 mm. de diámetro de hueco dentro de 60 segundos y mayor de 350 mm. dentro de 90 segundos.
- d) Recobrar la caída de presión de trabajo dentro de 5 minutos.
- e) Tener presión de nitrógeno mínima de 80 Kg/cm<sup>2</sup> si sólo acciona BOP de compuertas y de 140 Kg/cm<sup>2</sup> si acciona un BOP anular.
- f) Tener manómetros en cada contenedor de nitrógeno.
- g) Ser operado por dos medios automáticos y uno manual.

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

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

- a) Indicadores de nivel de tanques y retorno de lodo que sirvan para determinar el volumen del fluido de perforación. El indicador de nivel de tanques debe tener alarma automática para el perforador.
- b) Indicador y registro de presión de la bomba.
- c) Registro del peso del lodo de retorno.
- d) Registro de la temperatura de entrada y salida del lodo.
- e) Unidad de detección de gas en el lodo con alarma automática.

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

g) Alarma y detector de H<sub>2</sub>S.

h) Alarma y detector de SO<sub>2</sub>

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

6.5.2.26 Las medidas que deben existir como precaución a la existencia de H<sub>2</sub>S y SO<sub>2</sub> deberán consistir en un Plan de Contingencias que incluirá, como mínimo:

- a) Conocimiento del personal de los equipos, primeros auxilios, alarmas, ventilación y peligros de H<sub>2</sub>S y SO<sub>2</sub>.
- b) Procedimientos para el manejo de equipos de seguridad, simulación y entrenamiento del personal. Identificación de posiciones y responsabilidades del personal para iniciarse cuando las concentraciones de H<sub>2</sub>S en la atmósfera lleguen a 10, 20 y 50 partes por millón.
- c) Lugares seguros de concentración y escapes.
- d) Entidades a ser notificadas y servicios médicos disponibles.

6.5.2.27 Todos los Güinches (gancho ó grúa) deben tener defensas y estar marcados con su capacidad permitida.

6.5.2.28 El sistema de reacondicionamiento de lodos debe estar conformado por lo menos por: zaranda, desgasificador, desarenador y desilter.

### 6.5.3 Perforación del Pozo

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

6.5.3.2 La supervisión de las operaciones de perforación debe ser realizada en forma constante y permanente por personal experimentado en todos los niveles, siguiendo un programa de turnos establecidos.

6.5.3.3 Todo el personal debe contar con instalaciones para descanso, alimentación y aseo, en caso de que la ubicación exija que se pernocte en el equipo.

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

- a) Informe del perforador, que debe incluir toda la información de lo ocurrido en el día: el equipamiento de la sarta, químicos usados, condiciones de operación, personal en trabajo, distribución detallada del tiempo de cada operación rutinaria, especial y accidental, prueba de los BOP, así como los accidentes de trabajo, si los hubiera.
- b) Registro de las condiciones de perforación durante cada veinticuatro (24) horas en forma constante y automática. Como

mínimo deben registrarse durante cada unidad de medida perforada el peso de la sarta sobre la broca, velocidad y presión de bomba, velocidad y torque de la mesa rotatoria.

c) Informe litológico, preparado diariamente a base del análisis geológico de las muestras de canaleta, en forma continúa durante la perforación y su avance en función de profundidad y tiempo.

d) Informe de las condiciones del fluido de perforación con las condiciones de entrada y salida del lodo y consumo de materiales y químicos, 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 marcha y fluidos consumidos.

f) Se debe anotar el porcentaje de recuperación, calidad de la roca, grado de fracturamiento, pérdida de lodo de perforación y grado de alteración de la roca.

6.5.3.5 Se deben emplear las siguientes escalas en la presentación de la información que se indica:

a) Para los perfiles de pozos

- 1:200
- 1:500
- 1:1000

b) Para la columna litológica

- 1:500
- 1:1000
- 1:2500
- 1:5000
- 1:10000

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

6.5.3.7 Debe existir un registro de las inspecciones diarias, que incluya el informe mecánico de guardia, registrando el cumplimiento de los trabajos realizados, inspecciones, funcionamientos deficientes, horas de marcha y fluidos consumidos, así como el registro de las inspecciones semanales y mensuales de los equipos involucrados.

6.5.3.8 En el uso de cables deben cumplirse adicionalmente las recomendaciones mínimas de seguridad API, o aquellas que las superen.

6.5.3.9 Los BOP deben calibrarse a su presión de trabajo y probarse por lo menos una vez por semana. Pruebas adicionales de funcionamiento deben hacerse después de la cementación, cuando se vaya a efectuar una prueba de formación y por lo menos una vez diariamente, debiendo quedar registrados los resultados en el informe señalado en el inciso (a) del numeral 6.5.3.4 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.

6.5.3.10 Debe existir un programa de entrenamiento para el personal que incluya simulacros semanales en el control de reventones. Todos los simulacros, incluyendo el indicado en el numeral 6.5.2.24, si es aplicable, deben quedar registrados en el informe diario del perforador (señalado en el inciso (a) del numeral 6.5.3), al igual que cualquier actividad relacionada con el programa de seguridad.

6.5.3.11 Todo BOP debe ser totalmente revisado y reparado en taller o fábrica cada cuatro (4) años, por lo menos.

6.5.3.12 Cuando se atraviesen zonas sospechosamente peligrosas de contener gases tóxicos se deben aplicar las medidas contenidas en el numeral 6.5.2.24, debiendo colocar detectores de H<sub>2</sub>S cerca del pozo y en todo momento una válvula de cuadrante ("kelly valve") al alcance de la cuadrilla.

6.5.3.13 Los dispositivos de seguridad y control de temperatura deben siempre estar conectados.

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

6.5.3.15 Deben tenerse suficientes reservas de material para poder reemplazar el 60% del lodo del sistema, así como para aumentar su peso en 30% en cualquier momento, como mínimo.

6.5.3.16 Los elevadores de la torre de perforación deben inspeccionarse visualmente antes de cada uso y ser calibrados cada semestre.

6.5.3.17 El contratista debe cumplir también con las normas de seguridad ocupacional y administración de la salud de OSHA o que las sustituyan, en lo referente al uso de implementos de protección personal y en el manejo de equipos y herramientas.

6.5.3.18 En las actividades de perforación exploratorias y de producción se deben emplear las prácticas recomendadas por el API, incluyendo las siguientes especificaciones que sean aplicables, o las que las superen:

API SPEC IB Oil-Field V Belting. (Especificaciones para fajas en "V").

API RP 3 Recommended Practice for care and use of cable drilling and

API SPEC 3 fishing tools. (Prácticas Recomendadas y especificaciones para uso y cuidado del cable de perforación y herramientas de pesca).

API SPEC 5D Specification for Drill Pipe with weld-on toll joints. (Especificaciones para la tubería de perforación).

API SPEC 7 Specification for Rotary Drilling Equipment. (Especificaciones para equipos de perforación).

API RP 7A1 Recommended Practice for Testing of thread Compound for Rotary

Shouldered Connections. (Prácticas recomendadas para pruebas de lubricantes para roscas).

API SPEC 7B-11C Specification for Internal Combustion

### Reciprocating Ending

API SPEC7C-11F for Oils Field. (Especificaciones y prácticas recomendadas para instalación, mantenimiento y operación de motores de combustión interna).

API SPEC 7F Specification for Oil-Field Chain and sprockets. (Especificaciones para transmisión por cadena y ruedas dentadas).

API RP 7G Drill Stem Design and Operating Limits. (Prácticas recomendadas para el diseño de vigas de soporte de la máquina perforadora y límites de operación).

API SPEC 7J Drill/Pipe Casing Protectors (DP/CP). (Especificaciones para protectores de la Tubería de perforación).

API SPEC 9A Specification for Wire Rope. (Especificaciones para cables de acero).

API RP 9B Recommended Practice on Application, Care and Use of Wire for Oilfield Service. (Prácticas recomendadas para cuidado y uso de cables de acero).

API SPEC 13A Specification and Test Drilling fluid material. (Especificaciones de materiales para fluidos de perforación).

API RP 13 B-1 Standard Procedure for Field Testing Water and Oil-Based Drilling Fluids. (Prácticas RP 13 B2 recomendadas para probar fluidos de

API RP 13 B-2 perforación base de agua y aceite).

API RP 13E Recommended Practice for Shale Shaker Screen Cloth Designation. (Prácticas recomendadas para el uso de mallas de Zaranda).

API RP 13G Recommended Practice Standard Procedure for Drilling Mud Report Form. (Prácticas recomendadas para el informe de fluidos de perforación).

API RP 13I Recommended Practice for Standard Procedure for laboratory Testing of drilling fluids. (Prácticas recomendadas para pruebas de laboratorio de fluidos de perforación).

API RP 13J Recommended Practice for Testing of Heavy Brines. (Prácticas Recomendadas para pruebas de Salmuera Pesada).

API RP 13K Chemical Analysis of Barite. (Prácticas recomendadas para análisis químicos de Baritina).

API SPEC 16C Specification for Choke and Kill Systems. (Especificaciones para sistemas para Ahogar los Pozos y Estranguladores).

API SPEC 16E y 16D Specification for Control Systems for drilling Well Control Equipment. (Especificaciones para sistemas de control en la perforación de Pozos).

API RP 49 Drilling and Well Servicing Operations Involving Hydrogen Sulfide H<sub>2</sub>S. (Prácticas recomendadas para seguridad en la perforación de Pozos con H<sub>2</sub>S).

API RP 53 Recommended Practice for Blowout Prevention Equipment Systems Drilling Wells. (Prácticas recomendadas para el uso de sistemas BOP).

API RP 54 Recommended practice for Occupational Safety for Oil and Gas Well Drilling and Servicing Operations. (Prácticas recomendadas de seguridad industrial en la perforación de Pozos).

API RP62 Recommended Practice/Guidelines for Evaluation of Mobile Offshore Unit (MODU). (Prácticas recomendadas y guía de evaluación, sistemas contra incendio y unidades de perforación móviles costa fuera).

Nota: Cuando se usen equipos que no existen en el API, se debe seguir estrictamente las indicaciones de uso, mantenimiento y operación de sus fabricantes.

6.5.3.19 Los contratistas deben manejar los desechos y desperdicios provenientes de sus operaciones en el mar, ríos o lagos, siguiendo las estipulaciones contempladas en las normas sobre la protección del medio ambiente relacionadas con el subsector de hidrocarburos.

6.5.3.20 El contratista debe contar con un sistema para recolectar las aguas residuales, los productos químicos y los combustibles derramados en la plataforma.

### 6.5.4 Completación del Pozo

6.5.4.1 La completación del pozo se debe efectuar ajustando el plan original de trabajo con lo encontrado durante la perforación.

6.5.4.2 Los cabezales de los pozos deben tener las siguientes especificaciones:

- Estar diseñados para una presión de trabajo superior a la máxima presión anticipada en superficie.
- Estar diseñados para una resistencia de pandeo igual o mayor al de la tubería exterior superior a la cual está unida.
- Tener conexiones con resistencia mecánica y rango de presión comparable a las correspondientes bridas de acuerdo con las normas API o la tubería a la cual será conectada.
- Tener resistencia a la compresión adecuada para soportar el peso de las tuberías a ser colgadas.
- 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.

6.5.4.3 Los pozos de alta presión o de gas deben completarse con el árbol de producción API con doble válvula maestra. La válvula inferior se debe mantener abierta y la superior debe ser la operativa.

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

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

6.5.4.6 Se deben tomar medidas especiales en la operación y mantenimiento de los equipos de superficie y subsuelo cuando haya presencia de CO<sub>2</sub> o H<sub>2</sub>S y en las instalaciones costa afuera debido al ambiente especialmente corrosivo existente a nivel del mar.

6.5.4.7 Para la completación de pozos se deben emplear las prácticas recomendadas por el API y especificaciones siguientes que sean aplicables, o las que las superen:

API SPEC 6A Specification for Wellhead and Christmas Tree

Equipment. (Especificaciones de Cabezales y válvulas de Pozos).

API SPEC 6AR Repair and Remanufacture of wellhead and Christmas Tree Equipment. (Especificaciones para reparar Cabezales y árboles de Producción (árbol de Navidad)).

APISPEC 6DSpecification for pipeline Valves. (Especificaciones para válvulas para línea de flujo).

API SPEC 6FA Specification for fire test for valves, end Connections and valve

API SPEC 6FB with selective backseats. (Especificaciones de pruebas de fuego

API SPEC 6FC para válvulas y conectores).

API SPEC 14D Specification for wellhead Surface Safety Valves and Underwater Safety

APIRP14H Valves for Offshore Service. (Prácticas recomendadas y especificaciones para instalación, mantenimiento y reparación de válvulas de seguridad bajo agua y Cabezales costafuera).

API SPEC 14A Specification for Subsurface Safety Valve Equipment. (Especificaciones para válvulas de seguridad en el fondo del Pozo).

APIRP14B Recommended Practice for Design, Installation, repair and Operation of Subsurface Safety Valve Systems. (Prácticas recomendadas para diseño, instalación, reparación y operación de los sistemas de seguridad básicos de superficie para plataformas costa fuera).

APIRP14C Recommended Practice for Analysis, Design, Installation and Testing of Basic Surface Safety Systems for Offshore Production Platforms. (Prácticas recomendadas para análisis, diseño, instalación y pruebas de seguridad básicas de superficie para plataformas costafuera).

API SPEC 17D Specification for Design and operation of sub sea Production Systems. (Especificaciones para Cabezales submarinos).

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

6.5.4.9 En caso que el pozo atraviese algún acuífero dulce que pudiese ser utilizado en el futuro como fuente de agua, la tubería de revestimiento de superficie debe instalarse cubriendo por lo menos veinte y cinco metros (25 m) bajo el acuífero.

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

6.5.4.11 Los factores mínimos de seguridad que se usen en el cálculo de las tuberías de revestimiento deben ser:

al colapso	1.125
a la tensión (conexión)	2.00
a la tensión (cuerpo)	1.25

a la presión interna 1.00

6.5.4.12 No se permite el uso de tubería de revestimiento usada, a no ser que se obtenga certificación de inspección y prueba de una compañía independiente especializada.

6.5.4.13 El diseño, características, uso y cuidado en el manejo, transporte e inspección de la tubería de revestimiento, producción ("Tubing") y línea de flujo están claramente especificados y sus prácticas recomendadas por el API. Para otros tipos de tubería deben sujetarse a las especificaciones mínimas de los fabricantes.

6.5.4.14 En estas actividades se debe emplear las prácticas recomendadas por el API y especificaciones siguientes que sean aplicables, o que las superen:

APIRP 5A5 Field Inspection of New Casing, Tubing, and Plain End Drill Pipe. (Prácticas recomendadas para inspeccionar Tuberías de Revestimiento, de Producción y líneas de flujo nuevas).

APISPEC 5B Specification for threading, gauging and Thread inspection of Casing, tubing. (Especificaciones para enroscado, medición e inspección de roscas de Tuberías de Revestimiento de Producción y líneas de flujo).

APIRP 5B1 Threading, Gauging and Thread Inspection of Casing, Tubing, and Line Pipe Threads. (Prácticas recomendadas para medición e inspección de roscas de Tuberías de Revestimiento de Producción y líneas de flujo).

APIRP 5C1 Care and Use of Casing and Tubing. (Prácticas recomendadas para cuidado de Tuberías de Revestimiento y de Producción).

BULL 5C2 Bulletin Performance Properties of casing, Tubing, and Drill Pipe. (Boletín sobre comportamiento de Tuberías de Revestimiento de Producción y de perforación).

BULL 5C3 Formulate and calculation for Casing, tubing, drill pipe and line pipe properties. (Boletín sobre cálculos para propiedades de Tuberías de Revestimiento de Producción, de perforación y líneas de flujo).

BULL 5C4 Bulletin on Round Thread Casing Joint Pressure and Bending. (Boletín sobre esfuerzo combinado de las uniones de Tuberías de Revestimiento con presión interna y pandeo).

APIRP 5C5 Evaluation Procedures for Casing and Tubing Connections. (Prácticas recomendadas para evaluar conexiones de Tuberías de Revestimiento y Producción).

API SPEC 5CT Specification for Casing and Tubing. (Especificaciones para tuberías

API SPEC 5CTM de Revestimiento y Producción )

API 7J Drill Pipe/Casing Protectors (Especificaciones para protectores de Tuberías de Revestimiento y de perforación).

APIRP 15A4 Care & Use of Reinforced Thermosetting Resin Casing. (Prácticas recomendadas para el uso y cuidado de Tuberías de Revestimiento reforzada con resina térmica).

API SPEC 15AR Specification for Reinforced Thermosetting Resin Casing and Tubing. (Especificaciones para Tuberías de Revestimiento reforzada con resina termo resistente y de Producción)

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

6.5.4.16 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 el Revestimiento de la Formación.
- c) Proteger la Formación productiva.
- d) Minimizar el peligro de reventones en zonas de alta presión.
- e) Sellar zonas de pérdidas de circulación y zonas profundas, en previsión a una perforación más profunda.

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

- a) Reparar la cementación primaria.
- b) Reducir las altas relaciones gas-petróleo o agua-petróleo.
- c) Reparar el revestimiento.
- d) Abandonar o aislar zonas.

6.5.4.18 La cementación debe ser planeada, debiendo efectuarse pruebas previas de compatibilidad con el agua a usarse y realizarse de acuerdo a las condiciones operativas del pozo.

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

6.5.4.20 El tope de cemento de la tubería de revestimiento intermedio o de producción debe quedar a no menos de doscientos metros (200 m) sobre la zona más superficial aislable o sobre la zapata de la tubería de revestimiento anterior.

6.5.4.21 Si una tubería corta de revestimiento (liner) va ser cementado, debe cementarse en su longitud total.

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

6.5.4.23 En la cementación de tuberías de revestimiento se deben emplear las prácticas API recomendadas (RP) y las especificaciones (SPEC) siguientes que sean aplicables o que las superen:

API SPEC 10 Specification for Material and Testing for Well Cements. (Especificaciones para materiales y pruebas de Cementación para pozos).

API SPEC 10A Well Cements. (Especificaciones de cementación para pozos).

API SPEC 10D Specification for Bow-Spring Casing Centralizers. (Especificaciones de centralizadores).

API RP 10E Application Cement Lining Steel Tubular Goods, HDL. (Prácticas recomendadas para la aplicación de recubrimiento interno de cemento y tuberías).

API RP10F Recommended Practice for Performance testing of Cementing Float Equipment. (Prácticas recomendadas para probar equipo flotador de Cementación).

API RP 57 Recommended Practice for Offshore Well Completion, Servicing, Workover, and Plug and Abandonment Operations. (Prácticas recomendadas para operaciones de Completación, Servicio, Reacondicionamiento, Taponeo y Abandono en Pozos costafuera).

6.5.4.24 Las pruebas de las Formaciones bajo la zapata de la tubería de revestimiento intermedio deben ser efectuadas siguiendo el programa del pozo.

6.5.4.25 Los quemadores de hidrocarburos deben encenderse solamente por control remoto.

6.5.4.26 En las operaciones de estimulación, perfilaje y punzonamiento de pozos deben aplicarse las normas de seguridad API "American Petroleum Institute" (Intituto Norteamericano de Petróleo) y/o NFPA "National Fire Protection Association" (Asociación Nacional para la protección contra Incendios) relacionadas con el caso o las que las superen. Asimismo deben elaborarse planes de contingencia conforme al numeral 6.4.3.8.

6.5.4.27 Durante la noche, no deben iniciarse pruebas de producción en pozos exploratorios, Tampoco deben efectuarse operaciones de estimulación (fracturamiento hidráulico, acidificación, etc). que involucren equipos extras, fuera de lo normal o en áreas restringidas.

6.5.4.28 Durante las operaciones de punzonamiento, debe mantenerse las radios.

6.5.4.29 El transporte, almacenamiento y manejo de material radioactivo, deben ser realizados de acuerdo con las estipulaciones legales vigentes.

6.5.5 Abandono de un pozo

6.5.5.1 El abandono de un pozo debe ser aprobado previamente por el INE.

6.5.5.2 El pozo debe abandonarse con tapones de cemento o mecánicos, aislando aquellas partes en que no se haya puesto revestimiento o donde pudiera existir gas o fluidos.

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

6.5.5.4 Donde exista hueco abierto bajo el revestimiento más profundo, se debe colocar un tapón de cemento que se extienda cincuenta metros (50 m) encima y debajo de la zapata. 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 metros (20 m) de cemento sobre el tapón.

6.5.5.5 Las zonas punzonadas deben ser en lo posible cementadas a presión y aisladas con taponés mecánicos. Si no es posible la cementación, se deberá colocar un tapón de cemento cubriendo cincuenta metros (50 m) encima y debajo de la zona baleada, o bajo el tapón más cercano si la distancia es menor de cincuenta metros (50 m).

6.5.5.6 Una tubería de revestimiento "liner" se debe abandonar con un tapón de cemento que cubra cincuenta metros (50 m) encima y debajo de su punto de suspensión.

6.5.5.7 En caso de que el tope del tapón de cemento no llegue a cubrir cien metros (100 m) detrás de la tubería de revestimiento sobre la zona productiva en hueco abierto, la tubería de revestimiento debe ser punzonada cien metros (100 m) encima de la zapata y cementada a presión con una columna que cubra cien metros (100 m) adicionales en el espacio anular.

6.5.5.8 En caso de abandono permanente, se debe colocar un último tapón de doscientos metros (200 m) hasta la superficie o por lo menos con el tope a cincuenta metros (50 m) del cabezal del pozo. En caso de abandono temporal debe instalarse un tapón mecánico a doscientos o trescientos metros (200 ó 300 m) del cabezal del pozo, en lugar del tapón de cemento.

6.5.5.9 Todos los espacios entre taponés, hasta la superficie, deben quedar llenos de fluido de perforación de características no corrosivas.

6.5.5.10 Si el pozo a ser abandonado se encontrara en la situación descrita en el numeral 6.5.4.9 de esta Norma, el contratista debe elevar una solicitud al INE para el abandono. El INE en el lapso de treinta (30) días dará respuesta acerca del abandono o habilitación del pozo como productor de agua potable para consumo humano. En caso que el pozo sea habilitado para producir agua dulce, el contratista no tendrá responsabilidad alguna para su mantenimiento o abandono en el futuro.

6.5.5.11 El cabezal del pozo debe quedar marcado con el número de pozo. En caso de recuperación del cabezal de un pozo exploratorio, se debe obtener la autorización correspondiente del INE y la tubería de revestimiento debe ser cortada mecánicamente. Si el pozo estuviese en tierra, en lugar del cabezal, deberá quedar una varilla de acero de dos metros (2 m) de altura sobre el nivel de la superficie, con el número de pozo, soldada a la plancha que tapa el pozo. El antepozo debe ser rellenado.

6.5.5.12 Las pozas y sumideros deben taparse al término de la perforación para asegurar la protección del suelo y del agua freática y superficial. Las técnicas a utilizar se deben seleccionar 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 garantizar la no degradación del suelo, del agua freática y superficial.

6.5.5.13 En caso que el abandono del pozo signifique abandono del área, se deben aplicar las normas vigentes pertinentes al medio ambiente relacionadas con el subsector de hidrocarburos.

#### 6.5.6 Testigos, Presiones y Pruebas

6.5.6.1 Cuando el INE estime que un reservorio no ha sido adecuadamente muestreado por testigos y después de consultar con el contratista, el INE puede directamente hacer que se tome un testigo del reservorio.

6.5.6.2 A no ser que el INE decida otra cosa, el contratista puede remover y retener de cualquier testigo recuperado, una muestra longitudinal no más gruesa de veinticinco milímetros (25 mm) o la mitad del espesor del testigo.

6.5.6.3 Cualquier prueba de entrega en el campo ("deliverability") u otras pruebas de pozos de gas natural o petróleo debe ser conducidas usando como guía los procedimientos descritos en la última edición del "SPEC Monograph N° 5. Advances In Well Analysis" (Monografía No.5 Desarrollo en el análisis de pozos).

6.5.6.4 Cuando el caudal básico de producción de un pozo productor de petróleo o gas natural en tierra, sea mayor o igual a cincuenta (50) barriles por día o un millón de pies cúbicos respectivamente, o bien cuando el caudal básico de producción costafuera sea mayor o igual a quinientos (500) barriles por día o de diez millones de pies cúbicos, el contratista debe efectuar lo siguiente cada dos años:

- a) Para un pozo productor de gas natural, determinar el potencial máximo productivo ("absolute open flow") del pozo.
- b) Para un pozo productor de petróleo, efectuar pruebas de restitución de presión ("buildup") para determinar el índice de productividad del reservorio.
- c) Cuando se den ambos casos se debe determinar la presión estabilizada, la presión del reservorio y la temperatura de cada formación productora en el pozo.

*Continúa en próxima edición.*

## CORTE SUPREMA DE JUSTICIA

Reg. No. 13972 –M. 949427 – Valor C\$ 510.00

### PODER JUDICIAL

#### PROGRAMA ANUAL DE ADQUISICIONES –2004

La Corte Suprema de Justicia en cumplimiento del Arto. 8 de la Ley No. 323 Ley de Contrataciones del Estado y sus Reformas y los Artos. 10 al 13 de su Reglamento General, Decreto No. 21-2000 publica su Programa de Contrataciones del año 2004.

TIPO DE BIEN, SERVICIO U OBRA	No. De Contrataciones al Año	Mes estimado de Inicio	Procedimiento Ordinario de Contratación	Monto Estimado para cada Contratación C\$	Fuente de Financiamiento Programa y/o Proyecto
1.- Utiles de Oficina	Cuatro	Enero/Abril Julio/Octubre	Licitación Restringida	1,000,000.00	Presupuesto General de la República.
2.- Productos de papel, cartón e impresos.	Cuatro	Enero/Abril Julio/Octubre	Licitación Restringida	2,200,000.00	Presupuesto General de la República.
3.-Productos Sanitarios y Utiles Domésticos.	Cuatro	Enero/Abril Julio/Octubre	Licitación Restringida	1,864,000.00	Presupuesto General de la República.
4.- Llantas y neumáticos	Dos	Febrero y Septiembre	Licitación Restringida	961,916.00	Presupuesto General de la República.
5.- Alimentos para personas.	Cuatro	Enero/Abril Julio/Octubre	Licitación por Registro	7,938,129.60	Presupuesto General de la República.
6.- Equipos de Transporte	Seis	Marzo/Septiembre	Licitación Pública	4,518,832.00	Presupuesto General de la República.
7.- Mobiliario y equipos de Oficina.	Cuatro	Febrero/Mayo Agosto/Noviembre	Licitación Restringida	501,539.00	Presupuesto General de la República.
8.- Capacitación al personal.	Cinco	Todo el año	Compras por Cotización	40,138.60	Presupuesto General de la República.
9.- Libros, Revistas y Otros	Doce	Febrero/Abril/ Mayo/Julio/Agosto Oct/Nov/Diciembre	Compras por Cotización y Licit. Restringida	212,083.33	Presupuesto General de la República.
10.- Construcciones. 10.1.- Obras Menores Mantenimiento Casas de Justicia	Ciento veinticuatro	Todo el año	Compras por Cotización	90,000.00	Presupuesto General de la República
Mantenimiento de Edificios. C S J.	Dos	Febrero/Septiembre	Licitación Restringida	1,053,611.80	Presupuesto General de la República.
10.2.- Obras mayores * Conclusión Complejo Judicial de Bluefields	Una	Febrero	Licitación Pública	9,089,542.34	Unión Europea/ Presupuesto General de la República.
* Construcción Laboratorio deBiología Molecular del IML.	Una	Febrero	Licitación Restringida	779,000.00	AECI y Presupuesto General de la República
* Diseño y elaboración de planos arquitectónicos Complejo Judicial Managua.	Uno	Mayo	Licitación Pública	4,670,000.00	BID/ Presupuesto General de la República
*Construcción dos Juzgados de Distrito de lo Penal.	Dos	Marzo	Licitación por Registro	1,480,000.00	Presupuesto General de la República.
* Placas Marmol, Letras, Bronce, Artes, etc.	Ocho	Enero/Febrero	Compras por Cotización	33,700.00	Presupuesto General de la República.
11.- Equipos de computación, redes, servidores. (Cien equipos)	Once	Enero/Febrero/Mayo Junio/Agosto/ /Noviembre.	Licitación Restringida	331,230.00	Presupuesto General de la República.

12.- Equipos Médicos y de Salud; Reactivos de Laboratorio, Productos Farmacéuticos.	Doce	Todo el año	Compras por Cotización.	120,000.00	Presupuesto General de la República.
13.- Alquiler fotocopias	Dos	I al IV Trimestre	Licitación Restringida	558,921.60	Presupuesto General de la República
14.- Mantenimiento de Equipos de Oficinas.		I al IV Trimestre	Licitación Registro	1,061,982.00	Presupuesto General de la República
15.- Mantenimiento de transporte (vehículo)	Doscientos cuarenta	I al IV Trimestre	Caja Chica	7,370.00	Presupuesto General de la República
16.- Uniforme al personal.	Dos	Febrero/Agosto	Licitación Restringida	142,488.00	Presupuesto General de la República
17.- Póliza de Seguro 17.1" Todo Riesgo de Incendio, Complejo Judiciales del País.	Una	Mayo	Licitación por Registro	US\$ 71,714.50 C\$1,112,000.00	Presupuesto General de la República
17.2 "Todo Riesgo de Incendio para las Casas de Justicia"	Una	Mayo	Licitación Restringida	US\$ 44,670.00 C\$692,385.00	Presupuesto General de la República
17.3 "Póliza de Seguro de Gastos Médicos Mayores para Magistrados de la CSJ	Una	Mayo	Licitación Restringida	US\$ 35,523.64 C\$550,621.00	Presupuesto General de la República
17.4"Póliza de Seguro Colectivo de Vida y Gastos Funerarios".	Una	Junio	Licitación Restringida	US\$22,405.97 C\$348,000.00	Presupuesto General de la República
17.5 "Póliza de Seguro de Fidelidad Comprensiva	Una	Septiembre	Licitación Restringida	US\$ 9,462.00 C\$146,655.47	Presupuesto General de la República
17.6 "Póliza de Seguro de Automóviles".	Una	Septiembre	Licitación Registro	US\$ 72,000.00 C\$1,116,000.00	Presupuesto General de la República
18.- Arriendo De locales.	Treinta y seis	I al IV Trimestre	Compras por Cotización	US\$ 1,033.84	Presupuesto General de la República

Propuesto por : \_\_\_\_\_

Lic. Róger Espinoza Martínez  
Secretario General Administrativo

Autorizado por: \_\_\_\_\_

Dr. Guillermo Vagas Sandino  
Magistrado Primer Vocal**UNIVERSIDADES****TITULO PROFESIONAL****CERTIFICACION**

Reg. No. 14090 - M. 915598, 961311 - Valor C\$ 85.00

La Dirección de Registro y Control Académico de la Universidad Católica "Redemptoris Mater", certifica que bajo el Número 10, Página 5, Tomo I del Libro de Registro de Títulos que esta Oficina lleva a su cargo, se inscribió el Título que dice: **La Universidad Católica "Redemptoris Mater" POR CUANTO:**

**GABRIEL ERNESTO RAMIREZ-CUADRA BLANDON**, ha cumplido con todos los requisitos establecidos por la Facultad de Ingeniería y Arquitectura, **POR TANTO:** Le extiende el Título de **Ingeniero en Sistemas de Información**. Para que goce de los derechos y prerrogativas que legalmente se le conceden.

Dado en la ciudad de Managua, República de Nicaragua, a los tres días del mes de noviembre de dos mil tres. Presidente Fundador/ Rector, Cardenal Miguel Obando y Bravo. Vicerrector Académico, Roberto Rivas Reyes. Secretario General, Felipe Sanchez Sanchez.

Conforme con su original con el que fue debidamente cotejado. Managua, tres del mes de noviembre de dos mil tres. Licda. Juana Francisca Real Quintana, Dirección de Registro y Control Académico.

**FINANCIERA NICARAGUENSE DE INVERSIONES**

Reg. No. 14089 - M. 691011 - Valor C\$85.00

**CONVOCATORIA****LICITACION RESTRINGIDA**

Financiera Nicaragüense de Inversiones, S.A., en cumplimiento a los artículos 64 y 91 del Reglamento General de la Ley de