

LA GACETA

DIARIO OFICIAL

Teléfonos: 2283791 / 2227344

Tiraje: 600 Ejemplares
28 Páginas

Valor C\$ 35.00
Córdoba

Hecho el Depósito Legal No. Mag-0053, 2003

AÑO CVII

Managua, Miércoles 31 de Diciembre de 2003

No.248

SUMARIO

Pág.

PRESIDENCIA DE LA REPUBLICA DE NICARAGUA

Acuerdo Presidencial No. 441-2003.....	6419
Acuerdo Presidencial No. 452-2003.....	6420
Acuerdo Presidencial No. 455-2003.....	6420
Acuerdo Presidencial No. 456-2003.....	6420

MINISTERIO DE GOBERNACION

Estatutos Asociación Nicaragüense de Procesadores de Arroz (PROARROZ).....	6421
---	------

MINISTERIO DE FOMENTO INDUSTRIA Y COMERCIO

Continuación de Norma Técnica Obligatoria Nicaragüense NTON 14 003-03.....	6424
Marcas de Fábrica, Comercio y Servicio.....	6445

UNIVERSIDADES

Títulos Profesionales.....	6445
----------------------------	------

SECCION JUDICIAL

Cancelación y Reposición de Título Valor.....	6446
Declaratoria de Herederos.....	6446

PRESIDENCIA DE LA REPUBLICA DE NICARAGUA

ACUERDO PRESIDENCIAL No. 441-2003

El Presidente de la República de Nicaragua,

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

ACUERDA

Arto. 1 Se autoriza al Procurador General de la República para que comparezca ante la Notaría del Estado, a suscribir **Escritura Pública de Aceptación de Donación** a favor del Estado de la República de Nicaragua; de un bien inmueble ubicado en un área Comunal de la Urbanización denominada Urbanización Modelo Zona Uno o bien Open No. 1, al este del Colegio Salomón Moreno del Municipio de Managua, Departamento de Managua, donación efectuada por el Señor HERTY LEWITES RODRÍGUEZ, en nombre y representación del Municipio de Managua, en su calidad de Alcalde, mediante Escritura Pública Número ciento noventa (No. 190) de "DESMEMBRACIÓN Y DONACIÓN UNILATERAL DE TERRENO", suscrita a las nueve y treinta minutos de la mañana del día ocho de octubre del año dos mil tres, ante los oficios notariales de FANNY GARCIA MORALES; donación que fue autorizada por la Secretaría del Consejo Municipal de la Alcaldía de Managua, contenido en el Acta Número cincuenta y nueve (59) del día veintinueve de septiembre del año dos mil tres, Sesión Ordinaria Número treinta y tres (33). El bien inmueble matriz tiene un área total de trece mil doscientos sesenta y nueve metros cuadrados con catorce centésimas de metro cuadrado (13,269.14 m²), inscrito bajo el No. 65,685, Tomo: 1,095, Folios: 65, 66, 67, 68, 69, 72, 73, 74, 76, 77, 78, 79, 82, 83, 84, 87, 88 y 89, Asiento 1°, Columna de Inscripciones, Sección de Derechos Reales, Libro de Propiedades del Registro Público de la Propiedad Inmueble y Mercantil del Departamento de Managua, comprendido dentro de los siguientes linderos: **NORTE:** Callejón B central calle No. 2, de por medio al Bloque "M", **SUR:** Calle Miralago o No. 1 de por medio, al Bloque "K", **ESTE y OESTE:** Resto del Bloque "L". El bien inmueble donado, fue desmembrado de la propiedad antes descrita y tiene un área de seis mil novecientos sesenta y seis metros cuadrados con cuatrocientos setenta y una milésimas de

metro cuadrado (6,966.471 m²), con los siguientes **DERROTEROS: ESTACIONES, RUMBOS Y DISTANCIAS:** EST. 1a-2a RUMBO N 68° 54' 28" W DIST. 47.342 m; EST. 2a-2b RUMBO S 22° 19' 52" W DIST. 31.609 m; EST. 2b-3a RUMBO S 69° 10' 46" E DIST. 39.421 m; EST. 3a-3b RUMBO S 20° 44' 37" W DIST. 18.637 m; EST. 3b-4a RUMBO S 69° 38' 27" E DIST. 12.978 m; EST. 4a-4b RUMBO S 20° 18' 15" W DIST. 17.170 m; EST. 4b-5a RUMBO S 73° 09' 18" E DIST. 53.323 m; EST. 5a-6a RUMBO N 21° 27' 04" E DIST. 91.959 m; EST. 6a-7a RUMBO N 71° 53' 47" W DIST. 58.545 m; EST. 7a-1a RUMBO S 21° 06' 41" W DIST. 25.801 m; con los siguientes linderos especiales: **NORTE:** Calle de tierra de por medio, Reparto Salomón Moreno y Centro de Salud, **SUR:** Calle de por medio, y minifundios, **ESTE:** Tercera avenida de por medio, minifundios y **OESTE:** Treinta y seis avenida.

Arto. 2 Se asigna en Administración y se autoriza al Procurador General de la República a suscribir la Escritura Pública respectiva, a favor del Ministerio de Educación, Cultura y Deportes (MECD), para uso del **Centro Escolar Esperanza Portocarrero**, ubicado un área Comunal de la Urbanización denominada Urbanización Modelo Zona Uno o bien Open No. 1, al este del Colegio Salomón Moreno del Municipio de Managua, Departamento de Managua, en cumplimiento con lo dispuesto en los artículos 58 y 65 Cn.

Arto. 3 El Procurador General de la República deberá tener a la vista los respectivos documentos justificativos y requeridos para la Aceptación de la Donación y la asignación en Administración, a que se refieren los artículos 1 y 2 del presente Acuerdo.

Arto. 4 Sirvan la Certificación de este Acuerdo y el de la toma de posesión del Procurador General de la República, como suficientes documentos para acreditar su representación.

Arto. 5 El presente Acuerdo surte sus efectos a partir de esta fecha. Publíquese en La Gaceta, Diario Oficial.

Dado en la ciudad de Managua, Casa Presidencial, el día cinco de diciembre del año dos mil tres. **Enrique Bolaños Geyer**, Presidente de la República de Nicaragua.

ACUERDO PRESIDENCIAL No. 452-2003

El Presidente de la República de Nicaragua

En uso de las facultades que le confiere la Constitución Política

ACUERDA

Arto. 1 Cancelar los nombramientos **del Señor Mario Blandón Lanzas**, como Embajador Extraordinario y Plenipotenciario de la República de Nicaragua, en calidad de concurrente ante el Estado de Kuwait y ante el Gobierno del Estado de Qatar.

Arto. 2 El presente Acuerdo surte sus efectos a partir de esta fecha. Publíquese en La Gaceta, Diario Oficial.

Dado en la ciudad de Managua, Casa Presidencial, el dieciocho de diciembre del año dos mil tres. **ENRIQUE BOLAÑOS GEYER**, Presidente de la República de Nicaragua.

ACUERDO PRESIDENCIAL No. 455-2003

El Presidente de la República de Nicaragua

En uso de las facultades que le confiere la Constitución Política

ACUERDA

Arto. 1 Nombrar al Licenciado **Manuel Salvador Abaunza**, Embajador Extraordinario y Plenipotenciario de la República de Nicaragua, ante el Ilustrado Gobierno de la República Bolivariana de Venezuela.

Arto. 2 El presente Acuerdo surte sus efectos a partir de esta fecha. Publíquese en La Gaceta, Diario Oficial.

Dado en la ciudad de Managua, Casa Presidencial, el veintidós de diciembre del año dos mil tres. **ENRIQUE BOLAÑOS GEYER**, Presidente de la República de Nicaragua.

ACUERDO PRESIDENCIAL No. 456-2003

El Presidente de la República de Nicaragua

CONSIDERANDO

UNICO

Conforme comunicación del Ministerio de Relaciones Exteriores, de referencia Actas y Acuerdos, 17 de diciembre del 2003.

En uso de las facultades que le confiere la Constitución Política

ACUERDA

Arto. 1 Cancelar el nombramiento de la Señora **Maritza Sevilla de Boyd**, como Agregada Cultural de la Embajada de la República de Nicaragua en la República de Panamá.

Arto. 2 El presente Acuerdo surte sus efectos a partir de esta fecha. Publíquese en La Gaceta, Diario Oficial.

Dado en la ciudad de Managua, Casa Presidencial, el veintidós de diciembre del año dos mil tres. **ENRIQUE BOLAÑOS GEYER**, Presidente de la República de Nicaragua.

MINISTERIO DE GOBERNACION

**ESTATUTOS ASOCIACION NICARAGÜENSE DE
PROCESADORES DE ARROZ (PROARROZ)**

Reg. No. 13968 – M. 657929 – Valor C\$ 1,080.00

CERTIFICADO DE INSCRIPCION

La Suscrita Directora del Departamento de Registro y Control de Asociaciones del Ministerio de Gobernación de la República de Nicaragua: **CERTIFICA:** Que bajo el número perpetuo dos mil quinientos treinta y cuatro (2534), del folio cuatro mil novecientos diecinueve, al folio cuatro mil novecientos treinta y tres, Tomo IV, Libro Séptimo de Registro de Asociaciones que este Departamento lleva a su cargo se inscribió la entidad nacional denominada: **“ASOCIACION NICARAGÜENSE DE PROCESADORES DE ARROZ” (PROARROZ)**. Conforme autorización de Resolución del día tres de Junio del año dos mil tres. Dado en la ciudad de Managua, el cuatro de Junio del año dos mil tres. Deberán publicar en La Gaceta, los Estatutos en escritura número setenta y uno (71), protocolizada por el Notario Lic. Eduardo Molina, con fecha doce de Abril del año dos mil dos. Lic. Brenda Mayorga S. de Brenes, Directora del Departamento de Registro y Control de Asociaciones.

CLÁUSULA DÉCIMA PRIMERA: (ESTATUTOS): Por Unanimidad de votos de los Presentes, quedan aprobados los Estatutos de PROARROZ de la siguiente manera: ESTATUTOS: TITULO I: GENERALIDADES: ARTICULO 1º. La Asociación es una Entidad Civil, de Nacionalidad Nicaragüense, apolítica, ajena a todo fin de carácter lucrativo, formada por Procesadores de Arroz, constituida para promover, intensificar, mejoras y proteger los intereses de los asociados en armonía con los intereses generales de la Nación. **ARTICULO 2º.** El nombre de la Asociación es **“ASOCIACIÓN NICARAGÜENSE DE PROCESADORES DE ARROZ”**, que podrá abreviarse por medio de sus siglas así: **PROARROZ**. En los presentes estatutos, la entidad será llamada simplemente la Asociación. **ARTICULO 3º.** El domicilio de la Asociación es la ciudad de Managua, y su campo de acción se extiende a todo el territorio de la República, pudiendo establecer capítulos, oficinas, establecimientos en todo el territorio nacional, y fuera del país. **ARTICULO 4º.** Se crea la Asociación por tiempo indefinido. **ARTICULO 5º.** La Asociación como Persona Jurídica, es capaz de adquirir derechos y contraer obligaciones a través de sus representantes debidamente autorizados **TITULO II: OBJETIVOS: ARTICULO 6º. PROARROZ,** tiene los objetivos que se estipularon en la cláusula de la Escritura de Constitución. **TITULO III: ARTICULO 7º.** La Asociación está compuesta de capítulos zonales con la participación de socios activos, pasivos y honorarios. Son asociados activos las personas que la constituyen así como todas las demás personas, individuales o jurídicas, que sean Procesadores de Arroz, solicitan su ingreso, satisfagan los requisitos reglamentarios y sean admitidos por la Junta Directiva. Los asociados activos, sean fundadores o no,

gozarán de iguales Derechos. Se entiende por asociados pasivos, aquellos industriales que por motivos de fuerza mayor dejasen de procesar arroz, y gozarán de esta calidad especial de asociado por un período de hasta dos años estos asociados tendrán todos los derechos y deberes de los otros asociados a excepción del voto, previa cuota mínima determinada por la Junta Directiva. **ARTICULO 8º.** Para los efectos de estos estatutos se definen como Procesadores de Arroz, la personas naturales o jurídicas, que se dediquen al procesamiento del arroz. **ARTICULO 9º.** Todo industrial del arroz que desea ingresar a la asociación en calidad de asociado activo, lo deberá solicitar por escrito llenando los requisitos que determine la Junta Directiva. **ARTICULO 10º.** Son derechos de los asociados activos: a) Asistir a las asambleas generales con voz y voto. b) Representar y hacerse representar en las asambleas generales. c) Elegir y ser electo para los cargos de la asociación. d) Gozar de los beneficios que la asociación otorgue, así como hacer uso de los servicios que esta preste a sus asociados en las condiciones establecidas. e) Formular toda clase de proposiciones y peticiones tanto a la asamblea general como la Junta Directiva. f) Exigir el cumplimiento de estos estatutos y de las demás disposiciones que integran el ordenamiento de la asociación. g) Solicitar de la asociación la intervención como amigable componedora. h) Todos los demás que se deriven de los anteriores, de la naturaleza de su calidad de asociado o de las normas que integran el régimen de la asociación. **ARTICULO 11º.** Son obligaciones de los asociados activos: a) Asistir a las asambleas generales o hacerse representar en ellas. b) Desempeñar los cargos y comisiones que se les encarguen cuando no estuvieran legítimamente impedidos. c) Procurar porque se mantenga la cordialidad y buen entendimiento entre los asociados y entre estos y los órganos de la entidad. d) Contribuir al sostenimiento de la asociación y a la formación de su patrimonio, pagando puntualmente las cuotas ordinarias y extraordinarias y el valor de los servicios especiales. e) Hacer ver a los órganos de la asociación las irregularidades que notarán, así como sugerir a los mismos, ideas, métodos o procedimientos que contribuyan al interés común. f) Velar por el buen nombre e intereses de la asociación, cumplir y hacer que se cumpla con los presentes estatutos y las demás normas que integran al ordenamiento de la asociación, así como difundir los propósitos que determinan su organización y funcionamiento. g) Someter ante los órganos de la Asociación, los problemas de carácter general que se relacionen con la exportación e importación de arroz. h) Suministrar en tiempo oportuno y en forma fidedigna los datos que le solicite la asociación siempre que estos no afecten el sigilo de sus operaciones. i) Todas las demás que se derivan de las anteriores de la naturaleza de su calidad de asociado o de las normas que integran el régimen de la asociación. **ARTICULO 12º.** Se pierde la calidad de asociados: a) Por renuncia b) Por resolución de la Junta Directiva, si el asociado incurre en mora en el pago de cuotas ordinarias y extraordinarias o en el pago de servicios especiales. c) Por mora del asociado, en sus pagos ordinarios y extraordinarios siendo prestados siempre que conste que se le ha requerido de pago reiteradamente, por lo menos tres (3) veces y por expulsión acordada por la Asamblea General, tomada en vista de la violación de los presentes estatutos, reglamentos y disposiciones dictados por los órganos de la asociación o de actos o maniobras que tiendan al detrimento de la asociación. En los casos a que se refieran los apartados b) y c) la resolución se tomará previa audiencia al interesado. La pérdida de la calidad de

asociado no lo exima de la obligación de pagar las cuotas ordinarias y extraordinarias así como el valor de los servicios especiales que aparecieron a su cargo: **TITULO IV: PATRIMONIO Y RECURSOS: ARTICULO 13°.** Integran el patrimonio de la asociación, todos los bienes inmuebles, derechos y acciones adquiridos por ella, a cualquier título. **ARTICULO 14°.** Los recursos de la asociación estarán constituidos por : a) Las cuotas ordinarias y extraordinarias que están obligados a pagar los asociados activos. b) Las donaciones que se hagan a la entidad. c) Los productos y beneficios de los Bienes de la entidad y los ingresos por servicios prestados. d) Las subvenciones que se obtengan y los demás bienes e ingresos que se adquieran, por cualquier título y pasen a formar parte de los activos de la asociación, **ARTICULO 15°.** Las cuotas ordinarias y extraordinarias serán propuestas por la Junta Directiva y aprobadas por la Asamblea General de la Asociación. Estas cuotas serán de igual monto para todos los asociados y se pagarán así: a) Cuota de ingreso: A la admisión. b) Cuota de Mantenimiento: Pago fijo anual. La Junta Directiva determinará cuales servicios de carácter ordinario y extraordinario deberán ser remunerados por los asociados, estableciendo las tarifas correspondientes: **TITULO V: ORGANIZACIÓN: CAPITULO I: ASAMBLEA GENERAL: ARTICULO 16°.** La Asamblea General constituye el órgano supremo de la asociación y se integra por la reunión de los asociados legalmente convocados para tal efecto, bajo el principio de que cada asociado tendrá derecho a un voto. Sus resoluciones tomadas en forma legal, obligan a los demás órganos de la asociación y a todos los miembros de la misma. Para que el asociado pueda ser integrante de la Asamblea General deberá encontrarse al día con el pago de toda clase de cuotas o servicios. **ARTICULO 17°.** Los asociados podrán hacerse representar a la Asamblea de otro asociado, de cualquier otra persona natural debidamente acreditada como representante legal por la compañía o persona natural asociada, representación que podrá conferirse por carta poder, con tres días de anticipación. En ningún caso una persona podrá ejercitar más de una representación adicional y en consecuencia, no podrá ejercitar más de dos (2) votos, incluyendo el propio. El documento que acredita la representación deberá ser presentado al Secretario de la Junta Directiva y quedará en archivos el documento. **ARTICULO 18°.** La Asamblea General es de dos clases: a) Ordinaria y b) Extraordinaria. La ordinaria es la que se realizará periódicamente conforme la Junta Directiva lo determine reuniéndose dos veces al año y la extraordinaria, que se lleva a cabo en virtud de convocatoria especial con el objeto de conocer y resolver exclusivamente los asuntos para los que ha sido convocada. La convocatoria para esta última la hará la Junta Directiva, por 1) Resolución propia. 2) Por resolución de la Asamblea General. 3) A solicitud de un número de asociados de por lo menos un tercio de los asociados activos. **ARTICULO 19°.** Para que pueda instalarse la Asamblea General y tomar resoluciones válidas se requiere: a) Haber sido convocada por lo menos con diez (10) días de anticipación. b) Contar con la asistencia entre presentes y representados, de por lo menos la mitad del número total de asociados más uno. En caso de que la Asamblea General no se reúna en la forma señalada para tal efecto, por

falta de un quórum este deberá comprobarse dos (2) Horas después de la hora señalada y no habiendo un quórum legal la sesión se llevará a cabo siete (7) días después en la fecha que se señale en la convocatoria, con los asociados que asistan. **ARTICULO 20°.** La convocatoria de Asamblea General se hará por medio de notas circulares dirigidas a los asociados, así como un aviso en un diario local escrito. La convocatoria deberá indicar. a) La clase de asamblea de que se trate. b) El lugar. c) Día. d) Hora en que ha de efectuarse, y en el caso de las extraordinarias además los puntos específicos a tratarse. **ARTICULO 21°.** Una vez instalada la Asamblea General en la forma prevista en estos estatutos, el retiro hasta 50% de cualquier número de asistentes no afectará la validez de las resoluciones que en ella se toman. **ARTICULO 22°.** Las resoluciones de la Asamblea General se tomará por mayoría de dos tercios del número de asociados presentes y representados al momento de efectuarse la votación, salvo los casos que de acuerdo con estos estatutos sea precisa una mayoría específica. **ARTICULO 23°.** De toda Asamblea General se levantará acta, que será asentada en el Libro respectivo e irá firmada por quienes hayan fungido como Presidente y Secretario de la misma. **ARTICULO 24°.** Son atribuciones de la Asamblea General Ordinaria: a) Elegir para sus respectivos cargos a los miembros de la Junta Directiva así como una remoción. b) Discutir y aprobar o desaprobar el informe anual que de las actividades deberá presentar la Junta Directiva, así como el estado de situación financieras. c) Aprobación del balance general y actividades presentadas por la Directiva saliente. d) Tratar cualquier asunto que exceda de la competencia de la Junta Directiva y otorgar a esta las autorizaciones necesarias. e) Tratar y tomar medidas de la política de procesamiento del arroz en general y sobre el mejoramiento de la misma. f) Toda resolución sobre cuestiones no previstas que puedan afectar el destino o política general de la asociación y todas las demás que por su importancia o trascendencia, sean sometidas a su conocimiento. **ARTICULO 25°.** Son atribuciones de la Asamblea General Extraordinaria: a) Acordar la reforma a los presentes estatutos. b) Acordar la disolución de la asociación y la forma de liquidación de su patrimonio. c) Autorizar la enajenación o gravamen de los bienes raíces, propiedad de la asociación. d) Resolver cualquier otro asunto para el cual hubiera sido específicamente convocada. Para tomar resoluciones acerca de los puntos a que se refieran los literales a) b) y c) de este artículo se necesita el voto de por lo menos el setenta y cinco (75%) del número total de asociados. **JUNTA DIRECTIVA: ARTICULO 26°.** La Junta Directiva es el órgano de administración de la asociación, que actúa por delegación de la Asamblea General, por consiguiente, está investida de las más amplias facultades para velar por los intereses y buen funcionamiento de la entidad. La Junta Directiva estará compuesta por: **PRESIDENTE, PRIMER VICE-PRESIDENTE, SEGUNDO VICE-PRESIDENTE, SECRETARIO, TESORERO, PRIMERO DIRECTOR VOCAL, SEGUNDO DIRECTOR VOCAL, TERCERO DIRECTOR VOCAL, Y CUARTO DIRECTOR VOCAL,** electos por la Asamblea de Asociados. Las vacantes que hubiesen que llenar en la directiva por la renuncia, ausencia, incapacidad física o cualquier otro motivo de uno más de sus integrantes, serán llenados por decisión de la Asamblea. Los miembros de la Junta Directiva deberán asistir a las sesiones, tanto de la propia directiva como de la Asamblea General y durarán dos años en el

ejercicio de sus cargos. Los miembros salientes podrán ser reelectos como miembros a la nueva Junta Directiva pero no en el mismo cargo. La nueva Junta Directiva tomará posesión de su cargo automáticamente. **ARTICULO 27°.** La Junta Directiva se reunirá en las oportunidades que la propia directiva determine o cuando sea convocada por el Presidente o dos de sus miembros propietario. Para las resoluciones en caso de empate, el Presidente tendrá doble voto. **ARTICULO 28°.** La inasistencia injustificada de cualquier Director a tres (3) sesiones consecutivas será considerada como renuncia de su cargo y la Junta Directiva llamará, en su sustitución al miembro correspondiente según su jerarquía, como propietario para terminar el período del director sustituido. **ARTICULO 29°.**

Son atribuciones de la Junta Directiva: a) Dirigir y administrar la política general de la asociación y en ese sentido, tomar todas las disposiciones necesarias para la buena marcha, desarrollo e incremento de las actividades. b) Nombrar y remover de la asociación al personal, cuyo nombramiento fue acordado. c) Elaborar el plan de trabajo y aprobar el presupuesto anual. d) Autorizar al Presidente para que pueda conferir mandatos sean generales, especiales o en su caso de revocarlos. e) Los reglamentos de la asociación. f) Presentar cada año a la asamblea general ordinaria, informe de actividades y un balance financiero. g) Disponer sobre la convocatoria de la Asamblea General y elaborar la agenda de los asuntos a tratar en la misma. h) Cumplir y hacer cumplir los estatutos, reglamentos, resoluciones y acuerdos que hubiesen sido aprobados por la Asamblea General. i) Recaudar e invertir los ingresos de la asociación. j) Disponer sobre la celebración y ejecución de contratos y concesiones de cualquier género, así como de la compra, enajenación, reposición y reparación de los bienes, muebles de la entidad. k) Disponer sobre el libramiento, aceptación, endoso y aval de chequeras y letras de cambio u otro documentos de crédito o efectos mercantiles. l) Fijar los sueldos y cualquier otro tipo de remuneración que corresponde al personal de la asociación. m) Fijar las atribuciones que corresponden al personal administrativo. n) Examinar las solicitudes de ingreso y resolver lo pertinente. ñ) Nombrar delegados o representantes ante organismos, entidades o dependencias públicas o privadas cuando así sea conveniente a los intereses de la asociación. o) Dictaminar o aprobar los dictámenes que se le solicite sobre asuntos relativos a la industrialización del arroz. p) Recibir las cuentas e informes periódicos del administrador o administradores. **ARTICULO 30°.** El Presidente de la Junta Directiva también lo es de la Asociación y como tal, es el representante legal de la entidad.

Son atribuciones del PRESIDENTE: a) Convocar, presidir y dirigir las sesiones de la Junta Directiva. b) Presidir y dirigir la asistencia de los demás miembros de la directiva, las sesiones de la Asamblea General. c) Supervisar el personal administrativo y dictar normas para el buen desempeño de sus funciones, d) Rendir informes periódicos a la Junta Directiva, acerca del ejercicio de sus funciones. e) Representar a la asociación con Poder generalísimo, sin que pueda vender ni gravar los bienes de la asociación sin autorización de la Junta Directiva. f) Con autorización de la Junta Directiva, conferir mandatos generales y especiales. g) Suscribir las actas de la Asamblea General y de la Junta Directiva. h) Todas las demás que le fijen estos

estatutos, la Asamblea General, la Junta Directiva o los reglamentos de la asociación. **ARTICULO 31°.** **PRIMER VICE-PRESIDENTE** en defecto del Presidente, hará sus veces y en caso de que su ausencia fuera definitiva, su gestión durará hasta la terminación del período del Presidente sustituido, en éste caso el Segundo Vicepresidente pasará a ocupar el cargo de Primer Vice-Presidente. También el Segundo Vice-Presidente, sustituirá al Presidente en ausencia de este y del Primer Vice-Presidente. **ARTICULO 32°.** **Son atribuciones del SECRETARIO:** a) Redactar las actas de la Asamblea General y de la Junta Directiva, asentarlas en los Libros respectivos y autorizados con su firma. b) Llevar las correspondencias y certificar los acuerdos y resoluciones de la Asamblea. c) Formular el proyecto de memoria anual y preparar los informes que se le soliciten. d) Tener a su cuidado los archivos de la entidad. e) Citar a sesión a los miembros de la Junta Directiva, y enviar las notas circulares y avisos de convocatoria o Asamblea General. f) Todas las demás que le fijen los presentes Estatutos, la Asamblea General, Junta Directiva y los reglamentos de la asociación. **ARTICULO 33°.** **Son atribuciones del TESORERO:** a) Manejar los fondos de la asociación. b) Recaudar los ingresos por los medios más eficaces. c) Conjuntamente con el Presidente o con la persona que designe la Junta Directiva, autorizar el pago de los gastos y hacer las erogaciones respectivas. d) Velar porque la contabilidad sea llevada en debida forma y al día. e) Velar por la guarda y cuidado de los Libros y comprobantes de contabilidad. f) Llevar el libro de registro de asociado, así como el control de los demás miembros de la entidad. g) Presentar a la Junta Directiva el proyecto de presupuesto general y el informe financiero anual, por lo menos con un (1) mes de anticipación a la fecha en que debe celebrarse la Asamblea General Ordinaria, que debe conocer de los mismos. h) Informar mensualmente a la Junta Directiva sobre el movimiento de fondos de la entidad. i) Preparar y presentar el estado de situación y el estado de resultados que deben ser sometidos a la Asamblea General Ordinaria. Todas las demás que le fijen los presentes estatutos, la Asamblea General, la Junta Directiva y los Reglamentos de la asociación. **ARTICULO 34°.** **Los Directores Vocales tendrán las funciones de sustituir en su orden las faltas temporales de los otros directores; y tendrán las funciones que le designe la Asamblea General y la Junta Directiva.** **CAPITULO II:** **ARTICULO 34°.** La Junta Directiva, podrá nombrar un Secretario Ejecutivo y varios Gerentes, asignándoles las atribuciones que a cada uno corresponde. **CAPITULO III:** **ARTICULO 35°.** **(EL FISCAL):** La Asamblea General, en Sesión Ordinaria podrá designar un FISCAL para la supervisión y control de todas las actividades de la Asociación, su administración y pleno cumplimiento de lo estipulado en la Escritura de Constitución y Estatutos; podrá participar en las sesiones de la Junta Directiva y Asamblea General de Asociados, podrá revisar las cuentas y contabilidad de la asociación; informará alertiva y correctivamente a la Junta Directiva y a la Asamblea General de Asociados, a su propia iniciativa y obligatoriamente cada seis meses, y durará en sus funciones dos años. **CAPITULO IV:** **ARTICULO 36°.** La Junta Directiva ó en su defecto, los reglamentos de la asociación dispondrá de la creación de comités, comisiones y otros organismos necesarios o convenientes para la mejor realización de los fines de la asociación. **TITULO V:** **ARTICULO 37°.** Son causas para disolver la asociación. 1) Por disposición de la Ley.

2) Resolución de la Asamblea General, tomada en debida forma. 3) Obligatoriamente cuando sus asociados se reduzcan a número de que sus aportes son menores que los gastos administrativos. **ARTICULO 38º.** Acordada la disolución de la entidad, la Junta Directiva, quedará constituida en Junta Liquidadora, a efecto del pasivo existente, en su caso y el remanente líquido que quede lo transferirá a la Cruz Roja Nicaragüense. **DISPOSICIÓN ESPECIAL:** Se delega al Dr. EDUARDO MOLINA, para que en representación de la Asociación, solicite, gestione y obtenga de la Asamblea Nacional la Personalidad Jurídica de la Asociación, así como su inscripción en el Registro de Asociaciones. Así se expresan los comparecientes, bien instruidos por el Suscrito Notario Público acerca del alcance, valor y trascendencias legales de este acto, su objeto, de las cláusulas generales que aseguran su validez, de las especiales que contiene y de las que envuelven renunciaciones y estipulaciones implícitas y explícitas, así como de la necesidad de obtener la Personalidad Jurídica y su Registro en el Componente de Registro y Control de Asociaciones del Ministerio de Gobernación, y leída que fue por mí íntegramente esta Escritura a los comparecientes, la encuentran conforme, la aprueban, y ratifican sin hacerle modificación ni alteración alguna, y firman junto conmigo que doy fe de todo lo relacionado. –Enmedado 71-vale entrelíneas y uno vale (f) Mario J Hanón T. (f) Roberto Vargas M (f) Aníbal Cruz Lacayo (f) Carlos Guzmán B. (f) Róger Zamora H (f) Samuel M Amador (f) Eduardo Enríquez Lacayo (f) MF Porro M (f) AJ Hanon L (f) SM Mansell F (f) Eduardo Molina P. - Pasó ante mí del frente del folio número ochenta y cinco al reverso del folio número ciento cuatro (85/104) de mi protocolo número veintidós que llevo durante el corriente año. A solicitud del señor Mario José Hanón Talavera, Presidente de la Asociación Nicaragüense de Procesadores de Arroz (PROARROZ), libro este Segundo Testimonio en nueve folios útiles, los que rubrico, firmo y sello en la ciudad de Managua, a las nueve y treinta minutos de la mañana del veinte y tres de Abril del año dos mil tres. Dr. Eduardo Molina Palacios, Abogado y Notario.

**MINISTERIO DE FOMENTO
INDUSTRIA Y COMERCIO**

**CONTINUACION DE NORMA TECNICA
OBLIGATORIA NICARAGÜENSE**

Reg. No. 13976 – M. 630505 – Valor C\$ 7,695.00

6.6 Producción

6.6.1 Producción en General

6.6.1.1 Durante la etapa de desarrollo, el contratista debe evaluar el comportamiento productivo del campo, en forma tal que se obtenga su Recuperación Máxima Eficiente (MER) de los pozos e informar al INE.

6.6.1.2 El espaciamiento entre los pozos debe ser uniforme en tamaño y forma para el caso de un reservorio homogéneo, de

modo que su desarrollo de resultados económicos eficientes; utilizando la tecnología de perforación apropiada ya sea vertical u horizontal.

6.6.1.3 El espaciamiento entre los pozos no debe ser menor que el área máxima que pueda ser eficientemente drenada por un pozo. Si el orden establecido para el espaciamiento de los pozos durante la etapa de desarrollo no producen la Recuperación Máxima Eficiente (MER), o existiera impedimento físico para su perforación, se debe contemplar un menor espaciamiento de acuerdo a la evaluación correspondiente.

6.6.1.4 En la edificación de un campamento, el contratista está obligado a construir con prioridad las instalaciones habitacionales que corresponden a los trabajadores.

6.6.1.5 Las instalaciones permanentes que componen los campamentos deben cumplir con las reglamentaciones vigentes, debiéndose ubicar, organizar y espaciar de tal manera que exista una permanente relación funcional entre ellas, considerando sus características y su interrelación, y estar provistas de:

- a) Dormitorios, comedores, baños y cocinas adecuados.
- b) Equipos, muebles, utensilios y manejo.
- c) Puesto médico con equipo sanitario y quirúrgico.
- d) Equipo de radio con personal entrenado.
- e) Almacenes apropiados para la conservación de alimentos.
- f) Extintores adecuados y ubicados estratégicamente de acuerdo al riesgo.
- g) Sitios de almacenamiento techados para combustibles.
- h) Cuerpo de protección física (CPF) y de seguridad
- i) Vías de acceso y equipo de transporte.
- j) Puestos de aguas potable para abastecimiento.

6.6.1.6 Las instalaciones de producción deben estar mantenidas en buen estado.

6.6.1.7 Al finalizar las operaciones de explotación deben aplicarse lo referente al Abandono y restauración contemplado en el Permiso Ambiental, el programa de abandono aprobado en acuerdo del Contrato y las normas sobre la protección del medio ambiente relacionadas con el subsector de hidrocarburos.

6.6.2 Equipos de Producción

6.6.2.1 Los cabezales deben tener elementos reductores de presión para adecuar la presión del pozo a la del resto de las instalaciones de explotación.

6.6.2.2 Todo pozo fluvial ubicado costadentro, debe tener una válvula de seguridad bajo los treinta metros (30 m) de superficie que cierre en forma automática en el caso que haya descontrol en el cabezal del pozo.

6.6.2.3 Toda inyección debe hacerse normalmente a través de la tubería de producción, excepto en los casos de inyección de gas natural o agua pura. En estos casos una empaquetadura (“packer”)

debe asentarse sobre la Formación receptora; el espacio entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento debe llenarse con fluido anticorrosivo. Circunstancias excepcionales a esta norma podrán justificarse técnicamente y deben ser aprobadas por el INE.

6.6.2.4 Los equipos de producción, que utilizan gas para elevar los fluidos a la superficie “gas lift” deben tener la capacidad necesaria para producir el máximo volumen de fluido de los pozos, sin causar daño a las otras instalaciones, al reservorio o al propio pozo.

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

6.6.2.6 En la medida de lo posible se debe utilizar la electrificación en las operaciones de los pozos e instalaciones de producción permanente. Se debe tender al uso de motores eléctricos en lugar de los de combustión interna, salvo que las condiciones no lo permitan.

6.6.2.7 El contratista debe cumplir las medidas de seguridad adoptadas para los pozos de producción de acuerdo a las normas de seguridad API (Instituto Norteamericano de Petróleo), y/o NFPA (Asociación Nacional para la Protección contra Incendios), o las que las superen.

6.6.2.8 En las actividades de producción, se deben emplear las Prácticas Recomendadas por el API (Instituto Norteamericano de Petróleo) y las siguientes especificaciones que sean aplicables, u otras que las superen:

*API SPEC 1B	Specification for
API RP 2A-NSD, SPEC 2B,	Ver Art. N.º, RP-2A-LRFD,
API SPEC 2C, RP 2D,	Oil Field
API SPEC 2F, SPEC 2H,	“V” - Belting.
API RP 2L, RP 2M,	(Especificaciones
API SPEC 2W/2Y, RP 2X,	para fajas
API SPEC 4E/4F, RP 4G,	En “V”).
API SPEC 8A/8B/8C.	

* Nota: Todas estas normas y especificaciones se refieren a especificaciones para fajas en V (Specification for Oil field “V” Belting).

API RP 2FP1 Recommended Practice for Design, Analysis, and maintenance of mooring for floating production systems. (Prácticas recomendadas para diseño, análisis y mantenimiento de amarre a sistemas de producción flotantes).

API RP 2G Production Facilities on Offshore Structures. (Prácticas recomendadas para instalaciones de Producción con plataformas costafuera).

Ver Art. No Specification

API RP 5A5, SPEC 5B,

API RP 5B1, RP 5C1, for Line Pipe.

BULL 5C2/5C3,

API RP 5C5, SPEC (Especificaciones

API 5CT/5CTM, RP 15A4

API SPEC 15AR, SPEC 5L para tuberías de flujo).

API RP 5L1 Recommended Practice for Railroad Transportation of Line Pipe. (Prácticas recomendadas para el transporte por ferrocarril de tuberías de flujo).

API RP 5L Recommended Practice for Internal Coating of Line Pipe for Non-Corrosive Gas Transmission Service. (Prácticas recomendadas para tuberías de flujo con recubrimiento interno para servicio de transporte de gas no corrosivo).

API RP 5L Recommended Practice for Conducting Drop Weight Tear Tests on Line. (Prácticas recomendadas para pruebas de conductividad en tuberías de flujo).

API RP 5L5 Marine Transportation of Line Pipe. (Prácticas recomendadas para transporte marítimo de tuberías de flujo).

API RP 5L6 Recommended Practice for transportation of Line Pipe Barges & Marine Vessels. (Prácticas recomendadas para transporte fluvial y marino de tuberías de flujo).

API RP 5L7 Recommended Practice for Unprimed Internal Fusion Bonded Epoxy Coating of Line Pipe. (Prácticas recomendadas para incrementar la fusión interna en las tuberías de flujo con revestimiento Epóxico).

API RP 5L8 Recommended Practice for Field Inspection of New Line Pipe. (Prácticas recomendadas para inspección en el campo de nuevas tuberías de flujo en el Campo).

API RP 5LC/5LD Specification for CRA Line Pipe. (Prácticas recomendadas para tuberías de flujo CRA).

API RP 5LW Transportation of Line Pipe on Barges and Marine Vessel (Práctica recomendada para transporte fluvial y marino de ductos).

API SPEC 6HS Specification for End Closures, Connectors & Swivels, 2nd Edition, 1998. (Especificaciones de Tapones, conectores y uniones giratorias. Segunda Edición, 1998).

API RP 11AR Recommended Practice for care and use of subsurface Pumps. (Prácticas recomendadas para el uso y cuidado de bombas de subsuelo).

API SPEC 11AX Specification for Subsurface Suck Rod Pumps & Fitting. (Especificaciones de bombas de subsuelo y conexiones).

API SPEC 11B Specification for Sucker rods, couplings and sub-coupling. (Especificaciones de varillas de bombeo y conexiones).

API RP 11BR Recommended Practice for care & Handling of suck Rods. (Prácticas recomendadas para el cuidado y manejo de varillas de bombeo.)

API SPEC 11C Specification for Reinforced Plastic Sucker Rods. (Especificaciones de varillas de bombeo de fibra).

API SPEC 11E Specification for Pumping units. (Especificaciones para unidad de bombeo mecánica).

API RP 11ER Recommended Practice for Guarding of Pumping Units. (Prácticas recomendadas para defensas de unidades de bombeo mecánico).

API RP 11G Recommended Practice for installation & Lubrication of Pumping Units. (Prácticas recomendadas para instalación y lubricación de unidades de bombeo mecánico).

API RP 11L Recommended Practice for Design Calculations for Sucker Rod Pumping Systems. (Prácticas recomendadas para diseños y cálculos de unidades de bombeo mecánico convencionales).

BULL 11L3 Sucker Rod Pumping System Design Book. (Boletín de diseño de unidades de bombeo mecánico).

BULL11L4 Curves for Selecting Beam Pumping Units. (Curvas para selección de unidades de bombeo mecánico).

BULL11L5 Bulletin on Electric Motor Performance Data Request Form. (Comportamiento de motores eléctricos).

APIRP 11S Recommended Practice for the Operation Maintenance & Troubleshooting of Electric Submersible pump Installation. (Prácticas recomendadas para operación, mantenimiento y detección de fallas en instalaciones BES).

APIRP 11S1 Recommended Practice for Electrical Submersible Pump Teardown. (Prácticas recomendadas para el informe de ensamblaje de BES).

APIRP 11S2 Recommended Practice for Electrical Submersible Pump Testing. (Prácticas recomendadas para pruebas de bombas eléctricas sumergibles (BES)).

APIRP 11S3 Recommended Practice for Electrical Submersible Pump Installation. (Prácticas recomendadas para instalaciones de bombas eléctricas sumergibles (BES)).

APIRP 11S4 Recommended Practice for Sizing & Selection of Electric submersible Pump Installations. (Prácticas recomendadas para selección de instalaciones de bombas eléctricas sumergibles (BES)).

APIRP 11S5 Recommended Practice for Application of electric submersible cable Systems. (Prácticas recomendadas para sistemas de cables sumergidos).

APISPEC 11V1 Specification for Gas Lift Valves, Orifices, Reverse Flow Valves & Dummy Valves. (Especificaciones para válvulas y orificios de Gas Lift).

APIRP 11V5 Recommended Practice for Operation, Maintenance & Trouble-Shooting of Gas Lift Installations. (Prácticas recomendadas para operaciones y mantenimiento en instalaciones de Gas Lift).

APIRP 11V6 Recommended Practice for Design of continuous Flow Gas Lift Installations Using Injection Pressure Operated Valves. (Prácticas recomendadas para diseñar Gas Lift continuo).

APIRP 11V7 Recommended Practice for Repair, testing and Setting gas Lift Valves. (Prácticas recomendadas para reparación y prueba de válvulas de Gas Lift).

APISPEC 15HR Specification for High Pressure Fiberglass Line Pipe Recommended Practice. (Especificaciones para Tubería de flujo de fibra de vidrio para alta presión).

APIRP 15LA Specification for Resin Line Pipe. (Prácticas recomendadas para el cuidado de tuberías de flujo para transportar resina).

APISPEC 15LE Specification for Polyethylene Line Pipe (PE). (Especificaciones para tuberías de flujo para transportar polietileno).

APISPEC 15LP Specification for Thermoplastic Line Pipe. (Especificaciones para tuberías de flujo termoplástico (PVC y CPVC)).

APISPEC 15LR Specification for Low Pressure Fiberglass Line Pipe. (Especificaciones para tuberías de flujo de fibra de vidrio para baja presión).

APIRP 17B Recommended Practices for flexible Pipe. (Prácticas recomendadas para Tubería flexible).

6.6.2.9 Las baterías de producción deben estar diseñadas para soportar las características de la mezcla de fluidos que ingresen

ya sean previamente tratados o no, y los volúmenes producidos de gas y líquido, en forma separada.

6.6.2.10 El sistema de separación de una batería debe estar dotado de un sistema de medición que permita conocer tanto el volumen total como el individual de gas y fluido de los pozos allí conectados.

6.6.2.11 Las presiones de los separadores deben ser adecuadas a los fluidos que ingresen; tendrán elementos de control que eviten su inundación por líquidos, presión sorpresiva, y alta temperatura. Su válvula de seguridad debe estar calibrada a la presión de diseño, con disco de ruptura calibrado entre 1 1/4 a 1 1/2 veces la presión de diseño.

6.6.2.12 Las válvulas de seguridad deben tener escapes individuales apuntando a lugares que no ofrecen peligro. Los discos de ruptura deben tener descarga vertical y no tener restricción alguna.

6.6.2.13 Los equipos y en especial los tanques de las baterías de producción, deben ser de material adecuado a las características corrosivas de los fluidos. Los tanques deben tener la protección anticorrosiva necesaria, deben estar interconectados con una tubería igualadora y tener un drenaje común hacia una poza de recuperación o de quema, la que debe estar ubicada a no menos de cincuenta metros (50 m) de distancia. Además, deben tener compuertas para su limpieza y facilidades para la medición.

6.6.2.14 Los equipos de la batería de producción deben cumplir, además de las normas técnicas nacionales e internacionales aplicables al diseño, construcción, montaje, instalación y operación, con los estándares y recomendaciones siguientes:

API SPEC 12B Bolted Tanks for storage of Production Liquids. (Especificaciones de tanques empernados para almacenar líquidos de producción).

API SPEC 12D Field and Shop Welded tanks for storage of Production Liquids

API SPEC 12F (Especificaciones para tanques soldados para almacenar líquidos de producción)

API SPEC 12GDUSpecification for Glycol – Type Dehydration Units. (Especificaciones de unidades deshidratadoras de glycol).

API SPEC 12J Specification for oil & Gas separator. (Especificaciones para separadores de petróleo y gas).

API SPEC 12K Specification for Indirect-Type Oil Field Heaters. (Especificaciones de calentadores indirectos de Petróleo).

API SPEC 12L Specification for Vertical & Horizontal Emulsion Treaters. (Especificaciones para tratamiento de emulsión vertical y horizontal).

APIRP 12N Recommended Practice for Operations, Maintenance & Testing of Firebox Flame Arrester. (Prácticas recomendadas para operación, mantenimiento y prueba de quemadores parallamas).

API SPEC 12P Fiberglass Reinforced Plastic Tanks. (Especificaciones para tanques plásticos reforzado de fibra de vidrio).

APIRP 12R1 Setting, Maintenance, Inspection, operation, and Repair of Tanks in production Service. (Prácticas recomendadas

para inspección, instalación, mantenimiento y operación de tanques en servicio de Producción).

APIRP 14E Recommended Practice for Design, Installation of Offshore Production platforms. Piping Systems. (Prácticas recomendadas para diseños de sistemas de tuberías para instalación de plataformas de producción en costa fuera).

APIRP 14F Recommended Practice for Design and Installation of Electrical Systems for Offshore Production Platforms. (Prácticas recomendada para diseño e instalación de sistemas eléctricos para plataformas de producción en costafuera).

APIRP 520 Sizing, Selection & Installation of Pressure Relieving Devices in refineries. (Dimensiones, selección e instalación de sistemas de liberación de presión en refinerías).

APIRP 521 Guide for Pressure Relieving & Depressuring Systems. (Guía para sistemas de liberación y disminución de presión).

STD-650 Welded Steel Tanks for Oil Storage. (Tanques de acero soldados para almacenamiento de Petróleo).

STD 2000 Venting Atmospheric and Low Pressure Storage Tanks. (Tanques de almacenamiento con ventilación atmosférica y de baja presión).

6.6.2.15 Las baterías de producción deben estar ubicadas a una distancia no menor a cincuenta metros (50 m) de las carreteras públicas.

6.6.2.16 Las baterías de producción deben tener un mínimo de dos tanques nivelados, separados a una distancia mínima de un metro (1m), con capacidad mínima para un día de producción normal. Pueden tener incorporados controles de nivel para su vaciado automático.

6.6.2.17 Si se utilizan tanques para almacenamiento de petróleo, para su diseño, construcción, montaje, instalación y operación, el contratista debe cumplir con lo establecido en la Ley No. 277 Ley de Suministro de Hidrocarburos y su Reglamento, Decreto No. 38-98 así también, con las normas técnicas y de seguridad nacionales vigentes que le sean aplicables.

6.6.2.18 Toda batería de producción debe tener un quemador de gas con las siguientes características básicas:

- a) Estar ubicado a no menos de cincuenta metros (50 m) de distancia de cualquier instalación en tierra y de quince metros (15 m) de instalaciones en plataformas marítimas, lacustres o fluviales.
- b) Ser de altura y dimensiones suficientes para quemar el posible volumen a manejarse.
- c) Tener defensas que eviten que el viento apague las llamas.
- d) Tener un sistema de encendido automático.

6.6.2.19 Las instalaciones de producción deben estar protegidas por malla de alambre y puerta con candado, si están ubicadas en zonas rurales. Si las baterías de producción (sistemas de producción) están más alejadas, deben tener malla de alambre y entrada de protección al ganado y fauna existente.

6.6.2.20 Las instalaciones eléctricas deben ser conforme al

Código de Instalaciones Eléctricas de Nicaragua (CIEN) y a la última versión de la Norma NFPA-70 o equivalentes. La clasificación de áreas deben realizarse según el API RP-500 o equivalentes. Las instalaciones relativas a la electricidad estática y conexiones a tierra deben cumplir con el CIEN y la última versión de la Norma NFPA-77 o equivalente.

6.6.2.21 Las medidas de seguridad que debe adoptar el contratista en las baterías de producción y estaciones de bombeo se adecuarán conforme a las normas técnicas y de seguridad nacional vigentes y, a las especificaciones y recomendaciones internacionales aplicables.

6.6.2.22 Las medidas de seguridad que debe adoptar el contratista en las plantas de procesamiento de gas natural se adecuarán a las especificaciones y recomendaciones que emite el API "American Petroleum Institute" (Instituto Norteamericano de Petróleo) y/o NFPA "National Fire Protection Association" (Asociación Nacional para la Protección contra Incendios), en su edición más reciente o las que las superen.

6.6.3 Operaciones de Producción

6.6.3.1 No se deben operar los pozos con la válvula de la tubería de revestimiento abierta al aire. El gas debe ser recolectado, usado o enviado a las baterías de producción.

6.6.3.2 No se permite fumar a una distancia menor de cincuenta metros (50 m) del pozo, separadores, tanques y otras posibles fuentes de gas combustible no protegidas. Está prohibido el uso de fuego abierto a menos de cincuenta metros (50 m) de un pozo.

6.6.3.3 El condensado y gasolina natural recuperados en algún proceso de compresión o recuperación de líquidos debe ser incorporado al sistema de petróleo, si no es utilizado o comercializado.

6.6.3.4 En caso de no haber obtenido todavía la aprobación para quemar el gas, referida en el Artículo 43 de la Ley 286, el contratista podrá hacerlo en los casos de evaluación de pozos y de emergencia comprobada, sujeto a informar al INE de este hecho en el tiempo más corto posible. En este caso se producirá la quema tomando en cuenta las condiciones y parámetros de la emisión tal como lo estipulan las normas sobre la protección del medio ambiente relacionadas con el subsector de hidrocarburos.

6.6.3.5 Adicionalmente al cumplimiento de las normas técnicas nacionales, las siguientes medidas deben aplicarse a los tanques que acumulen petróleo liviano en baterías de producción:

- a) Los fluidos deben ser introducidos y acumulados a la temperatura mínima posible.
- b) Debe preferirse usar tanques de baja capacidad, los más altos y con el menor diámetro posible.
- c) Las tuberías de ingreso deben diseñarse evitando que el fluido salpique; pueden ser sumergidas y estar ranuradas para ayudar a la salida del gas.
- d) Deben tener un medidor visual en el exterior.

e) Deben tener una línea común de recolección de vapores para recuperar líquidos ligeros o de uso directo como combustible.

6.6.3.6 Debe existir un programa de mantenimiento, inspección y calibración de todos los instrumentos de la batería de producción, como medidores, registradores, válvulas de control y de seguridad, así como un programa de limpieza de los separadores y tanques.

6.6.3.7 El contratista debe llevar un registro de la producción de cada fluido en cada pozo, indicando los servicios y eventos que se le hagan durante toda su vida productiva.

6.6.3.8 Los pozos deben probarse en las baterías de producción con la mayor frecuencia posible, de acuerdo a su importancia en el sistema. La prueba debe durar lo necesario para ser representativa de las características productivas del pozo. La norma mínima es de tres (3) mediciones por pozo, por mes.

6.6.3.9 En forma similar a los pozos, el contratista debe llevar un registro por cada batería de producción y de la producción total del área del contrato.

6.6.3.10 El contratista debe llevar un registro de la producción de hidrocarburos fiscalizados y de la producción de campo, con el fin de que su relación tienda a "1". Las desviaciones deben ser explicadas en el informe mensual de producción.

6.6.3.11 El contratista debe adoptar las acciones mínimas siguientes:

- a) Mantener los medidores en buen estado operativo, incluyendo su calibración periódica, conforme a las regulaciones internacionales al respecto.
- b) Proteger adecuadamente los medidores de la interferencia de personas no autorizadas y del ambiente.
- c) Instalar válvulas en el "by-pass", cuando existan estas en los medidores para sellar en forma efectiva el paso de los fluidos.
- d) Cuando se abra el "by-pass", deben registrarse estos caudales en la boleta de medición.
- e) Debe proveer una forma de medida o registro de temperatura para incorporarlo al sistema de medición.
- f) Debe tener la forma de dar un estimado razonable de los volúmenes de gas no medidos por deterioro accidental de sus medidores.

6.6.3.12 La instalación de medidores de orificio debe cumplir con el Artículo 272 del Manual de Mediciones Estándares de Petróleo API (API-MPSM) y el Reporte 3 de AGA "American Gas Association" (Asociación Norteamericana del Gas). Para los cálculos de volúmenes acumulados de gas natural, deberá tener registrador digital o por lo menos un integrado gráfico.

6.6.3.13 Si en las operaciones de explotación de hidrocarburos se requiere de grandes cantidades de agua para proyectos de recuperación secundaria o mejorada, el contratista debe adoptar los siguientes criterios:

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

b) Puede utilizar agua dulce del subsuelo o fuentes superficiales sólo cuando se cuente con la autorización del INE, la cual debe también estar soportada por la resolución emitida por INAA .

6.6.3.14 Un proyecto de recuperación secundaria realizado por el contratista debe tener un sistema de inyección con las características siguientes:

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

6.6.3.15 En la intervención de un pozo para reparación, servicio, rehabilitación o reacondicionamiento, se debe planear el trabajo basado en el problema encontrado, condiciones que se quieren cambiar y comportamiento de los pozos vecinos y su influencia en el trabajo proyectado.

6.6.3.16 Cuando un contratista necesite efectuar trabajos de rehabilitación o reacondicionamiento de pozos ubicados dentro o sobre instalaciones de producción, debe obtener la aprobación del INE para poder ejecutar dichas operaciones. El INE debe expedir su resolución dentro de los próximos quince (15) días de la recepción de la solicitud.

La información que suministre el contratista para justificar la operación debe contener como mínimo la contenida en los incisos (a) hasta (f) del numeral 6.5.2.9.

6.6.3.17 El contratista debe obtener la aprobación del INE para poder efectuar el servicio de pozos que estén ubicados dentro o sobre instalaciones de producción. Con este fin, solicitará al INE, (cuando lo crea conveniente), la aprobación de un plan operativo de servicio de pozos por cada instalación, el cual, una vez aprobado, será aplicable a todos los pozos que estén ubicados en la misma instalación. El INE debe expedir su resolución dentro de los quince (15) días siguientes a la recepción de la solicitud. Esta solicitud debe contener como mínimo la misma información que señala el numeral 6.5.2.9.

El contratista debe revalidar la autorización para cada instalación en que se incrementa sus condiciones operativas o en la que el mismo crea necesario.

6.6.3.18 El contratista es responsable del trabajo que ejecute la unidad de servicio de pozos, la cual debe estar en buenas

condiciones operativas, tener capacidad y equipamiento suficiente para el trabajo programado y contar con personal capacitado y experimentado, provisto de los implementos de seguridad que requiera la operación.

6.6.3.19 Las normas de seguridad a adoptarse para los trabajos con unidades de servicio y reacondicionamiento de pozos deben ser las normas API (Instituto Norteamericano de Petróleo) y/o NFPA (Asociación Nacional para la Protección contra Incendios), o que las superen. Previo a la iniciación de las operaciones se debe elaborar un programa de seguridad para el trabajo.

6.6.3.20 Las operaciones de pistoneo no deben ser efectuadas de noche y en todo caso, se realizarán usando lubricador con empaquetadura hidráulica "oil saver" (economizador de petróleo).

6.6.3.21 Son de aplicación para el equipamiento de la unidad de servicio de pozos, numerales 6.5.2.12 al 6.5.2.17 además del 6.5.3.3.

6.6.3.22 El contratista debe asegurarse, además, que se efectúen las siguientes medidas de seguridad operativa:

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

6.6.3.23 El contratista debe mantener una bitácora sobre todos los trabajos efectuados al pozo, incluyendo el movimiento y armado de la unidad de servicio, los reemplazos de equipos, las horas trabajadas y el estado final del equipo con las profundidades de asentamiento de los taponos, packers (empaquetadura), bombas, número de elementos en las diferentes sargas de tubería de producción, varillas, etc., así como también las horas de parada, espera, mantenimiento y los accidentes si los hubiera.

6.6.3.24 Basado en la bitácora indicada en el artículo anterior, el contratista debe mantener, para cada pozo, un registro de los servicios y reacondicionamiento efectuados en cada uno. En este registro, se mostrará la instalación y situación actualizada del pozo y debe llevarse durante toda su vida productiva, hasta su abandono.

6.6.3.25 Se considera pérdida sujeta a un informe específico cuando las siguientes cantidades se desperdicien por derrame

o fuga desde instalaciones donde normalmente esto no debe ocurrir:

- a) Para Petróleo: 5 barriles.
- b) Para Gas Natural: 30 000 pies cúbicos.

6.6.3.26 El contratista tiene la obligación de presentar al INE el Plan de Contingencias, actualizado anualmente, para derrames de petróleo y emergencias indicadas en las normas sobre la protección del medio ambiente relacionadas con el subsector de hidrocarburos y en el Reglamento.

6.6.3.27 Se debe emplear las prácticas recomendadas por el API y las especificaciones siguientes que sean de aplicación o las que las superen:

- | | |
|--|--|
| API SPEC4R/4F, RP4 | Recommended Practice |
| API SPEC 8A, 8B, 8C. | |
| API SPEC6A, 6 AR, 6D | for inspection of New Casing, |
| 6 FA, 6 FC, 6 FB | |
| API RP 14H/14D. | Pipe of Production and Drill Pipe |
| APISPEC14A/17D, | |
| API RP 14B/14C RP545 | (Prácticas recomendadas |
| API SPEC 5B, RP 5B1/5C1, | |
| BULL 5C2/5C3, RP 5C5, | para inspección de Tubería de |
| API SPEC5CT, RP 15A4, SPEC 15AR. | Revestimiento nueva, |
| Tubería de Producción y | |
| API RP7A1, SPEC 9A, | Tubería de Perforar). |
| API RP 54. RP11AR | Specification for |
| API SPEC 11AX, SPEC 11B, Lease Automatic | |
| API RP 11BR, SPEC 11C, Custody Transfer (LACT) Equipment. | |
| API RP 11S1, RP 11S2 | (Especificaciones para equipo de |
| | transferencia |
| API RP 11S3, RP 11V5. SPEC 11N automática (LACT)). | |
| API SPEC 11P Specification for Packaged High Speed Separable | |
| Engine-Driven Reciprocating Gas Compressors. (Especificaciones | para compresores compactos de gas). |
| API RP 11PGT Packaged Combustión Gas Turbines. (Prácticas | recomendadas para turbinas de combustión de gas). |
| API RP 17A Recommended Practice for Design and Operation | of Subsea Production Systems. (Prácticas recomendadas para |
| | diseño y operaciones de producción submarinas). |
| API RP 38 Biological Analys of Subsurface Injection Waters. | (Análisis biológico de agua de inyección). |
| API RP 39 Evaluation of Hydraulic Fracturing fluids- Standard | procedure. (Procedimiento estándar para evaluar fluidos de |
| | fracturamiento hidráulico). |
| API RP 41 Procedure for presenting Performance Data on | Hydraulic Fracturing Equipment. (Procedimiento para informar el |
| | comportamiento del equipo de Fracturamiento Hidráulico). |
| API RP 42 Practices recommended for tests of active agents' of | surface laboratory for Stimulation of Wells. (Prácticas |
| | recomendadas para pruebas de laboratorio de agentes activos de |
| | superficie para Estimulación de Pozos). |
| API RP 44 Recommended Practice for sampling Petroleum | Reservoir Fluids. (Prácticas recomendadas para muestrear fluidos |
| | del Reservorio). |

API RP 45 Recommended Practice for Analysis of Oil Field Water. (Prácticas recomendadas para análisis de aguas de Formación).

API RP 56 Recommended Practice for Testing Sand used in Hydraulic Fracturing Operations (Prácticas recomendadas para probar arena para Fracturamiento Hidráulico).

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

API RP 58 Recommended Practices for Testing Sand used in Gravel Packing Operations. (Prácticas recomendadas para uso de arena en empaques de grava).

API RP 60 Recommended Practice for Testing High Strength Proppants Used in Hydraulic Fracturing Operations. (Prácticas recomendadas para probar materiales, empaquetaduras de alta resistencia al Fracturamiento Hidráulico).

API RP 61 Recommended Practice Evaluation Short Term Proppant Pack Conductivity. (Prácticas recomendadas para evaluar la conductividad de elementos empaquetantes).

API RP 63 Recommended Practice for Evaluation of Polymers Used in Enhanced Oil Recovery Operations. (Prácticas recomendadas para evaluación de polímeros usados en Recuperación Mejorada).

MPMS «Manual of Petroleum Standards Measurement « (Manual de Mediciones Estándares para Petróleo)

AGA “American Gas Association” (Reporte N° 3, Medición de Gas).

6.6.3.28 El contratista debe usar pozas diseñadas de acuerdo a lo que establece el Instituto Norteamericano de Petróleo (API), sistemas de tratamiento intermedio, avanzado o sistemas similares para separar el petróleo del agua producidos y disponer el agua de producción de manera que no contamine el agua dulce de superficie o del subsuelo; preferentemente por el método de reinyección o en superficie, empleando el sistema aprobado en el Permiso Ambiental. Las reglas para el diseño y uso de pozas se encuentran contenidas en las siguientes publicaciones del Instituto Norteamericano de Petróleo (API), o las que puedan reemplazarlas:

PUBL 420 Monographs of Refinery Environmental Control Management of Water Discharges the Chemistry and Chemical of Coagulation and Flocculation. (Manejo del agua de descarga: Química de coagulación y floculación (Reemplaza al Manual de disposición de agua de Refinería. “Manual of Disposal of Refinery Waste”)).

PUBL 421 Monographs of Refinery Environmental Control Management of Water Discharges (Manejo de descargas de agua: diseño y operación de los Separadores agua-Petróleo).

6.6.4 Medición de los Hidrocarburos Fiscalizados

6.6.4.1 La medición de los hidrocarburos provenientes del área del contrato debe efectuarse diariamente en el o los puntos de fiscalización de la producción establecidos de acuerdo con el contrato, mediante aforo o medición automática. Los

hidrocarburos fiscalizados se registrarán diariamente en las boletas de medición respectivas.

6.6.4.2 Cuando se utilicen sistemas de medición automática, el contratista debe instalar dos medidores, uno para el sistema operativo y el otro, para reemplazo; éstos deben estar equipados con impresor de boletas de medición que proporcionará por escrito un registro diario de volumen de los hidrocarburos fiscalizados.

6.6.4.3 Los equipos de medición deben ser probados una vez por semana como mínimo y comprobados periódicamente a solicitud del INE o del contratista, debiendo elaborarse el reporte respectivo.

6.6.4.4 La calibración de los equipos de aforo y medición automática debe efectuarse cada vez que sea necesario y a solicitud del INE o del contratista.

6.6.4.5 Con la finalidad de verificar las características físico-químicas de los petróleos fiscalizados, el porcentaje de agua y sedimentos, establecidas en los puntos de fiscalización de la producción, periódicamente y según se requiera, pero con una frecuencia no menor de una vez por mes, las partes deben recoger simultáneamente tres muestras testigo de los hidrocarburos líquidos fiscalizados. Dichas muestras testigo deben estar selladas y almacenadas durante noventa (90) días a partir del día de su recolección. En caso de diferencia de criterios, se conservarán las muestras pertinentes hasta que el desacuerdo sea solucionado. En caso de desacuerdo acerca del resultado del análisis efectuado a una muestra testigo, el asunto debe someterse al experto que las partes acuerden según su respectivo contrato, cuyo fallo es obligatorio para las partes.

6.6.4.6 Los puntos de fiscalización para el gas natural deben incluir equipos modernos para efectuar:

- Medición continua de flujo de gas de acuerdo a las especificaciones del AGA (Asociación Norteamericana del Gas).

- Medición continua de la gravedad específica, composición y contenido de gas.

6.6.4.7 Hasta que los equipos de medición continua de la composición de la gravedad específica estén instalados, el contratista deberá efectuar análisis cromatográficos una vez por semana. Asimismo debe contar con integrador gráfico para cálculos de volúmenes de gas natural.

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

6.6.4.9 Los representantes autorizados de las Partes deben hacer el cambio y firmar las cartas de medición y/o tarjetas impresas, para certificar la autenticidad de dichas cartas.

6.6.4.10 El primer día hábil de cada tres (3) meses, las partes deben calibrar los equipos de medición en presencia de sus representantes y, si es necesario, deben tomar acción a fin de reajustar el equipo.

6.6.4.11 Si realizada alguna prueba, algún equipo de medición mostrara una inexactitud de 2% o más, los registros deben ser corregidos proporcionalmente a dicha inexactitud, por un período que sea aceptado de mutuo acuerdo. En caso que dicho período no sea aceptado de mutuo acuerdo, entonces la corrección se toma por la mitad del tiempo transcurrido desde la última fecha de calibración.

6.6.4.12 Si por alguna razón el equipo de medición estuviera fuera de servicio y/o imposibilitado de ser reparado, de manera que la cantidad de gas natural que se entrega no pueda ser estimada o computada de las lecturas que se tenga hasta ese momento, el volumen de gas natural entregado durante ese período se estima y acepta por las partes, teniendo como base la mejor información disponible y usando uno de los siguientes métodos, según sea factible:

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

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

6.6.4.13 El contratista debe adoptar las acciones necesarias para preservar la integridad, confiabilidad y seguridad de los equipos de fiscalización. Asimismo el INE se reserva el derecho de exigir la instalación de accesorios específicos para garantizar la inviolabilidad de los equipos de medición.

6.6.4.14 El procedimiento para aforo, muestreo, medición, fiscalización y control de calidad de hidrocarburos, debe regirse por las normas API (Instituto Norteamericano de Petróleo), ASTM American Society for Testing of Materials (Sociedad Norteamérica para Ensayos de Materiales) y AGA (Asociación Norteamericana del Gas) correspondientes.

6.6.4.15 Se utiliza el MPMS (Manual of Petroleum Measurement Standards) Manual de Mediciones Estándares para Petróleo del API en su versión mas actualizada para las siguientes actividades:

Chapter 2.2B/2.7/2. 8A Calibration of tanks (Calibración de tanques).

APISPEC 2550/2551/2552 Standard Method for Measurement and Calibration of Horizontal, Spheres and Spheroids Tanks. (Medición y calibración de tanques cilíndricos, horizontales y esféricos).

Chapter 3.1B Standard Practice for Level Measurement of Liquid Hydrocarbons In Stationary Tanks by Automatic Tank Gauging. (Medición automática de tanques).

STD 2555 Method for Liquid Calibration of Tanks. (Calibración

de tanques para líquidos).

STD 2545 Method of Gauging Petroleum and Petroleum Products. (Método para muestrear tanques de hidrocarburos líquidos).

Chapter 4.2 Conventional Pipe Provers. (Probadores convencionales por tubería).

Chapter 4.3 Small Volume Provers. (Probadores de pequeño volumen).

Chapter 4.4 Tanks Provers. (Tanques probadores).

Chapter 4.5 Master-Meter Provers. (Probadores medidores maestros).

Chapter 4.6 Pulse Interpolation. (Interpelación de pulsos).

Chapter 4.7 Field – Standard Test Measures. (Estándares para pruebas de mediciones de campo).

Chapter 5.1 General Consideration for Measurement by Meters. (Consideraciones generales para problemas con medidores).

Chapter 5.2 Measurement of Liquid Hydrocarbons by Displacement Meters. (Medición de hidrocarburos líquidos por medidores de desplazamiento positivo).

Chapter 5.3 Measurement of Liquid Hydrocarbons by Turbine Meters. (Medición de hidrocarburos líquidos por turbinas).

Chapter 5.4 Accessory Equipment for Liquid Meters. (Equipo necesario para medidores de líquidos).

Chapter 5.5 Fidelity and Security of Flow Measurement Pulse-Data Transmission Systems. (Fidelidad y seguridad en los sistemas de transmisión de información de los pulsos de medición de flujo).

Chapter 6.1. Lease Automatic Custody Transfer (LACT) Systems. (Sistema LACT).

Chapter 6.5 Metering Systems for Loading and Unloading Marine Bulk Carries. (Sistema de medición para carga y descarga de barcos cargueros).

Chapter 6.6 Pipeline Metering Systems. (Sistemas de medición en líneas de flujo).

Chapter 6.7 Metering Viscous Hydrocarbons. (Medición de hidrocarburos viscosos).

Chapter 7.1 Temperature Determination. (Medición estática de temperatura en tanques).

Chapter 7.2. Temperature Determination (Determinación dinámica de temperatura).

Chapter 7.3 Static Temperature Determination Using Portable Electronic Thermometers. (Determinación estática de temperatura usando termómetros electrónicos portátiles).

Chapter 8.1 Standard Practice for Manual sampling of Petroleum and Petroleum Products. (Manual de muestreo de hidrocarburos líquidos y derivados).

Chapter 9.1 Hydrometer Test Method for Density, Relative Density (Specific Gravity). (Método Hidrométrico para determinar la gravedad específica y la densidad relativa, API).

Chapter 9.2 Pressure Hydrometer Test Method for density or relative density. (Método de Presión Hidrométrica para determinar la densidad o densidad relativa)..

Chapter 10.1 Determination of Sediment in Crude Oil and Fuel Oil by the Extraction Method. (Determinación de sedimentos en el crudo de petróleo y el combustible del Petróleo por el método de extracción).

Chapter 10.2 Determination of Water in Crude Oil by Distillation Method. (Determinación de agua en el crudo de Petróleo por el método de destilación).

Chapter 10.3 y 10.4 Determination of Water and Sediment in Crude Oil by the Centrifuge Method. (Determinación de agua y sedimentos en aceite crudo por el método centrífugo).

Chapter 10.7 Standard Test Method for Sediment in Crude Oil by Membrane Filtration. (Método estándar para el análisis de sedimentos en el aceite crudo por el método de filtración)

Chapter 10.8 Standard Test Method for Sediment in Crude Oil by Membrane Filtration. (Método estándar para probar sedimentos por filtración).

Chapter 12.2 Calculation of petroleum Quantities Using Dynamic Measurement Methods and Volumetric Correction Factors. (Cálculos de volúmenes de petróleo usando el método de mediciones dinámicas y el factor de corrección volumétrica).

Chapter 13.1 Statistical Concepts and Procedures in Measurement. (Conceptos y procedimientos estadísticos en medición).

Chapter 14.6 Continuous Density Measurement. (Medida continua de densidad).

Chapter 14.7 Mass Measurement of Natural Gas Liquids. (Mediciones de masa de líquidos del gas natural).

BULL 2516/ Evaporite Loss from Low- Pressure Tanks
PUBL 2517/2519 (Formas de pérdida de evaporación en y
Chapter 19 tanques de baja presión).

6.6.4.16 En los casos que el dispositivo de medición utilizado para la fiscalización en boca del pozo pertenezca y/o sea operada por otra persona que no es del titular (contratista) del campo, debe considerarse los siguientes:

- Que el dueño y/u operador de tal dispositivo de medición sea considerado como un sub-contratista del titular;
- El titular debe asegurarse que las especificaciones y la operación del dispositivo de medición cumplan a plenitud con los requerimientos de este reglamento; y
- Para los propósitos de la aplicación de las regalías y participaciones y, para todos los propósitos fiscales, el titular detenta la completa responsabilidad por la exactitud de las mediciones y por el pago de cualquier interés y/o penalidades resultantes de los errores en tales mediciones; por lo tanto no tendrá derecho a reclamar o aducir en su defensa que tales errores se deben a las acciones en un equipo perteneciente a otra persona.

6.6.5 Control de Reservorios

6.6.5.1 Para efectos del presente capítulo, se toman en cuenta los siguientes conceptos y definiciones:

- “Caudal Básico de Producción” para un Pozo, es el caudal promedio de las pruebas de Producción del Pozo calculado en función a los tres (3) meses anteriores al mes en consideración.
- “Factor de Penalización relación gas-petróleo” significa un factor de penalización aplicado al “Caudal Básico de Producción” de un pozo y calculado de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\text{Cuando } GOR_p > 2 * GOR_s^* \\ P_g = (2 * GOR_s) / GOR_p$$

Donde: P_g : es el factor de Penalización de la relación gas-petróleo.
 GOR_s : es la relación Gas-Petróleo original producida al tiempo de descubrimiento.

GOR_p : es la relación Gas-Petróleo actual del Pozo.

Las unidades de la Relación gas-petróleo son pies cúbicos por barril en condiciones estándar.

c) Pie cúbico de gas natural: es el volumen de un pie cúbico ocupado por el gas natural en condiciones estándar.

d) “Factor de Penalización de la Relación agua-petróleo”: significa un factor de penalización aplicado al “Caudal Básico de Producción” de un pozo, calculado de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\text{Cuando } WOR > 2: P_w = 2 / \{1 + (0.5 * WOR)\}$$

P_w es el Factor de Penalización de la relación agua- petróleo.
 WOR es la relación agua-Petróleo en Bbl/Bbl.

e) Caudal máximo de producción (CMP), para un pozo de petróleo es de cincuenta (50) barriles por día o el caudal básico de producción multiplicado por el factor de penalización de la relación gas-petróleo y/o factor de penalización de la relación agua-petróleo, el que sea mayor.

f) Rendimiento de condensado, significa barriles de condensado por millón de pies cúbicos de gas natural (bbls/mmpps) a condiciones estándares de temperatura y presión.

6.6.5.2 Cualquier solicitud presentada a INE para la aprobación de producción de cualquier mezcla de hidrocarburos en forma conjunta de dos o más reservorios debe cumplirse con lo requerido en el caso de una producción conjunta (PSC) establecido en el Decreto No 43-98, Reglamento de Ley de Exploración y Explotación de Hidrocarburos. Además debe contener lo siguiente:

- Mapas y correlaciones mostrando los límites, estructura, extensión de espesores e interfase de fluidos del reservorio.
- Información y descripción mostrando las características geológicas del reservorio, reservas de hidrocarburos, mecanismos de producción de cada reservorio, datos de producción e inyección históricos, capacidad de producción y presiones del reservorio.
- Un comentario acerca del impacto de la producción compartida en la recuperación de reservas de cada reservorio.
- Una evaluación económica de la producción de reservorios individuales que permita establecer la rentabilidad de la producción.

6.6.5.3 Si el factor de penalización de la relación gas-petróleo y/o el factor de penalización de la relación agua-petróleo es menor que uno, el volumen de producción mensual de un pozo de petróleo no debe exceder el caudal máximo de producción (CMP) multiplicado por el número de días calendario en ese mes.

6.6.5.4 El volumen de gas y/o agua devuelto al reservorio del cual proviene, o con la aprobación del INE inyectado a cualquier otro

reservorio, debe ser reducido de los volúmenes de gas y/o agua usados para calcular los factores de penalización aplicados en la relación gas-petróleo o la relación agua-petróleo.

6.6.5.5 Si un pozo gasífero produce arena y/o agua como resultado de un excesivo caudal de producción o intrusión de agua, el INE después de consultar con el contratista, puede restringir el volumen mensual de producción a la mitad del caudal básico de producción multiplicado por el número de días calendario del mes, tomando en cuenta que el caudal restringido no sea menor que un millón de pies cúbicos/día.

6.6.5.6 Si la producción de hidrocarburos es restringida bajo el numeral 6.6.5.4 de esta Norma el contratista puede evitar la penalización si demuestra, al menos, una de las siguientes condiciones:

- a) Que el pozo es económico para producir bajo las condiciones de penalización.
- b) Que la recuperación del pozo no debe ser adversamente afectada
- c) Que es más práctico para efectos de simplicidad administrativa y operacional del pozo.

6.6.5.7 Si las reservas probadas remanentes de un reservorio productor de gas natural se encuentran por encima de 80 BCF y el rendimiento de condensado promedio se encuentra por encima de 40 bbls/MMPC de gas, el titular debe presentar un estudio a INE para los fines señalados en el numeral 6.6.5.10 de esta Norma.

6.6.5.8 Cuando las reservas probadas de un reservorio de gas natural nuevo excedan los 80 BCF y el rendimiento se encuentre por encima de los 40 bbls/MMPC el titular debe presentar un estudio a INE de acuerdo con el numeral 6.6.5.10 de la presente Norma, antes de que el reservorio se encuentre en producción regular.

6.6.5.9 Para los reservorios productores de petróleo o que se encuentren en el primer año de producción como un reservorio nuevo, el titular debe realizar un estudio de factibilidad de recuperación mejorada para cada reservorio de petróleo con reservas probadas remanentes, conforme el numeral 6.6.5.10.

6.6.5.10 El contratista debe solicitar la aprobación del INE para realizar una operación de recuperación mejorada o reciclaje de gas. La solicitud debe incluir la siguiente información:

- e) Mapas mostrando:
 - Ubicaciones de los pozos actualmente terminados ubicaciones propuestas para los pozos inyectoros y pozos productores adicionales,
 - Mapas estructurales, isópacos e isobáricos;
- f) Una tabulación de la producción histórica de cada pozo.
- g) Detalles de los fluidos a ser inyectados, caudales de inyección esperados y presiones esperadas en cabezales de pozo.
- h) Hidrocarburos originales in situ del reservorio y lo que se estima recuperar bajo los actuales mecanismos de producción

y bajo las operaciones propuestas.

- i) Futuros caudales de producción bajo los mecanismos de depleción existentes y propuestos.
- j) Detalles de los cálculos de la recuperación pronosticada incluyendo resultados de las pruebas especiales de reservorio o programas piloto.
- k) Los resultados económicos esperados de los proyectos propuestos versus la depleción natural.

6.6.5.11 Después de efectuar una revisión de los estudios de factibilidad de reciclaje de gas o recuperación mejoradas y después de una consulta con el titular, INE puede requerir el compromiso del titular para implementar una de las dos opciones, ya sea de reciclaje de gas o recuperación mejorada, procediendo a efectuar la solicitud correspondiente de acuerdo al numeral 6.6.5.10.

6.6.5.12 Cuando el titular no cumpla su compromiso de efectuar la solicitud conforme al numeral 6.6.5.8 dentro de los 120 días de recibida la notificación de INE; o si dentro de 360 días de aprobada la solicitud no comienza la implementación del proyecto, INE puede ordenar el cierre de los pozos productores del reservorio. Si una demora de la implementación del proyecto no afecta a la recuperación final del reservorio, la aplicación de la penalidad queda sin efecto. Si el Titular no está de acuerdo con cualquiera de las decisiones de INE sobre el particular, puede recurrir a los procedimientos especificados en su contrato para resolver divergencias.

6.6.5.13 El contratista debe obtener previa aprobación del INE para la inyección, almacenaje o disponibilidad de fluidos dentro del reservorio.

6.6.5.14 La solicitud para almacenamiento de gas natural debe contener la siguiente información:

- a) Mapas que muestren las áreas a ser incluidas en el proyecto, tales como la ubicación, condición de cada pozo en el área, diámetro y longitud de la línea de recolección y presiones en las líneas de recolección e inyección.
- b) Un diagrama mostrando las facilidades para medir el gas natural producido e inyectado.
- c) Una tabulación del análisis del gas natural recolectado en cada reservorio productor de los cuales se obtendrá el gas natural que será inyectado.
- d) Cálculos de reservorios, ilustrando que el almacenaje de gas natural no tendrá pérdidas significativas.

6.6.5.15 La solicitud para la disposición de fluidos producidos en el reservorio debe contener la siguiente información:

- b) Mapas mostrando:
 - Ubicación del pozo propuesto como inyector y ubicación de los pozos adyacentes.
 - Estructura e isópacos del reservorio dentro del cual los fluidos son inyectados.
- c) Correlaciones geológicas mostrando el tope y la base de la formación e interfase de los fluidos.

d) Detalles de terminación del pozo propuesto para el almacenaje, mostrando profundidad del “packer” e intervalo punzonado.

e) Una tabulación de los parámetros del reservorio que incluyan permeabilidades, caudales de inyección, historiales de presión y producción.

f) Resultados de los cálculos de perfiles de producción que se espera alcanzar, pronosticando los movimientos de las interfases e índices de movimiento.

6.7 Información

6.7.1 El contratista está obligado a proporcionar toda la información que obtenga en sus operaciones al INE, quien es el responsable de su distribución a los organismos estatales competentes.

6.7.1.1 La información que sea requerida por el INE para alimentar el banco de datos sobre las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, debe ser entregada por el contratista en los formularios cuyos modelos serán provistos por el INE.

6.7.2 Informes de Exploración

6.7.2.1 El contratista debe remitir al INE, el plan de exploración a más tardar treinta (30) días antes de la iniciación de los estudios, que debe incluir, sin que se limite a ello, lo siguiente:

1. Cronograma de trabajo.
2. Área donde se llevarán a cabo las actividades de exploración

Para el caso de estudios sísmicos se toman en cuenta los puntos contenidos en el inciso 3 al 7.

En caso de que algunos parámetros no estén definidos, deber ser presentados después de realizadas las pruebas experimentales.

3. Geometría y parámetros de registros

- (i) Multiplicidad.
- (ii) Muestreo
- (iii) Tiempo de escucha o registro
- (iv) Número mínimo de canales
- (v) Filtros
- (vi) Tipo de detectores
- (vii) Número de geófonos, hidrófonos por estación.
- (viii) Espaciamiento entre receptores
- (ix) Especificaciones del arreglo de detectores
- (x) Especificaciones del tendido
- (xi) Espaciamiento de la fuente

4. Fuente de Energía

4.1 Terrestre

- a) Definir arreglo de la fuente
- b) Número de perforaciones

c) Profundidad

d) Carga

4.1.1 Explosivos

- a. Tipos de explosivos y fulminantes
- b. Almacenamiento
- c. Transporte

4.1.2 Equipo de perforación

- a. Tipos de equipo
- b. Número de unidades

4.1.3 Vibradores

- a. Tipos de vibradores

4.1.4 Equipo de vibrador

- a. Tipo
- b. Número de unidades

4.2 Fuente en aguas profundas o someras (de ser aplicable).

4.2.1 Arreglo de cañones de aire

- a. Fuente: externa o interna
- b. Profundidad de operación
- c. Número de cañones
- d. Volumen total
- e. Presión de aire
- f. Presión del compresor
- g. Capacidad de disparos por minuto
- h. Profundidad mínima de operación

4.2.2 Barcaza de Disparo

- a. Marca y tipo
- b. Dimensiones
- c. Calado mínimo
- d. Otros detalles

5 Receptores

5.1 Trabajo marino

- a. Marca y tipo
- b. Número de hidrófonos por estación
- c. Frecuencia natural
- d. Sensitividad

5.2 Trabajo Terrestre

- a. Marca y tipo
- b. Resistencia de la bobina
- c. Frecuencia de resonancia
- d. Resistencia damping
- e. Factor damping
- f. Longitud del cable entre geófonos
- g. Modo de conexión
- h. Número total de ristas
- i. Número de geófonos por ristra.

6. Especificaciones Marinas (de ser aplicable)

6.1 Registros

a. Fuente (profundidad del arreglo, filtros, frecuencia de disparo)

6.2 Posicionamiento

a. Equipo de navegación

7. Instrumentos de registros

a) Marca y tipo del equipo de registro propuesto.

b) Número de canales disponibles

c) Número de canales auxiliares

d) Formatos de cinta

e) Densidad de cinta

f) Número de registro de cinta

g) Muestreo

h) Longitud del registro

i) Polaridad

j) Especificaciones de la cámara

k) Instrumento de facilidades para monitoreo

8. Copiado en cintas

a. Facilidades y tipo de equipo

9. Procedimientos en estudios de gravimetría-magnetometría

a. Topografía

b. Valores referenciales

c. Densidad de observaciones

d. Formatos

e. Reportes

10. Especificaciones topográficas, posicionamiento y formato.

a) Requerimientos para la topografía

b) Especificaciones de formato

c) Especificaciones de posicionamiento para control geodésico.

d) Especificaciones de posicionamiento sísmico para aguas someras.

e) Especificaciones técnicas para calibración y

f) Operación de giro de compases

6.7.2.2 Si se realizan algunos de los trabajos indicados en los incisos a) al d) del numeral 6.4.1.1, el Contratista debe presentar al INE los siguientes informes:

1. Informes trimestrales y anuales durante el período de Exploración.

2. Evaluación técnica del potencial de hidrocarburos del área del contrato donde se ha realizado trabajos de exploración, dentro de los ciento ochenta (180) días siguientes a la terminación del período de exploración.

3. Los informes sobre estudios de gravimetría y magnetometría deben incluir, sin que se limite a ello, lo siguiente:

a) Mapas de vuelo en escalas 1:50 000 y 1:250 000, u otras acordadas entre las partes.

b) Cintas de registros magnéticos aéreos.

c) Registros del campo magnético de la tierra durante la prueba.

d) Especificaciones de los equipos utilizados en los estudios de gravimetría y magnetometría.

e) Interpretación de los elementos a), b) y c), junto con los mapas que muestren la intensidad del magnetismo y gravedad, la profundidad del basamento, mapas estructurales, tanto en transparencias como en papel a escalas 1:50.000 y 1:250,000 u otras acordadas entre las partes.

Los informes de los párrafos a), b), c) y d) deben ser enviados al INE, dentro de los treinta (30) días siguientes a su terminación y el informe del párrafo e), dentro de los noventa (90) días siguientes a su preparación.

4. Los informes sobre geología de superficie, si se llegara a realizar, se enviarán al INE, dentro de los ciento ochenta (180) días siguientes a su terminación incluyendo, si se llegan a ejecutar, los siguientes trabajos:

a) Interpretación de imágenes de satélite o de radar incluyendo copia de las imágenes o informes de interpretación fotogeológica.

b) Mapas geológicos a escalas 1:50 000 y 1:250 000, u otras acordadas entre las Partes y mapas mostrando la ubicación del conjunto de muestras a escala 1:50,000 u otra acordada entre las partes, tanto en transparencias como en papel.

c) Análisis de las probables Rocas Reservorio de Hidrocarburos, especificando los tipos de roca, petrología, permeabilidad y porosidad.

d) Análisis de la Roca madre de Hidrocarburos, consistentes en el contenido total de carbón orgánico, tipos de kerógeno y maduración.

e) Análisis paleontológicos, estratigráficos y del ambiente deposicional.

f) Entrega de muestras de rocas.

5. Informes sobre los datos sísmicos e interpretación, incluyendo, sin limitaciones, los siguientes estudios sísmicos:

a) Diagramas esquemáticos de la fuente y de la receptividad.

b) Especificaciones del equipo usado en los estudios sísmicos.

c) Mapas mostrando las marcas permanentes usadas en el estudio, a escala 1:50 000 u otra acordada entre las partes.

d) Mapas mostrando los puntos de disparo y puntos de vibradores sísmicos en escalas de 1:50 000 y 1:250 000 además de otras acordadas entre las partes, en transparencias y papel.

e) Cintas magnéticas de campo con su respectiva información, cintas procesadas finales y reprocesadas si han sido utilizadas para reinterpretación y para la ubicación de pozo.

f) Secciones sísmicas registradas en transparencia y papel a escala vertical de cinco (5) pulgadas igual a un segundo. El mismo requisito debe regir para las líneas reprocesadas.

g) Velocidad R.M.S (“Root Mean Square Velocity”) y análisis de los intervalos de velocidad de los puntos de disparo en cada línea.

h) Interpretación sísmica de cada línea que sea interpretada.

i) Contornos de los mapas estructurales basados en las interpretaciones de los párrafos g) y h)

Los informes de los párrafos a) al g) deben ser presentados dentro de los ciento veinte (120) días posteriores a la terminación del programa sísmico. Los informes de los párrafos h) e i) deben ser

presentados dentro de los treinta (30) días posteriores a la terminación de cada interpretación.

6.El Contratista debe entregar al INE un informe final de operaciones al concluir los Estudios Sísmicos, el cual debe incluir, sin que se limite a ello, lo siguiente:

- a)Topografía - navegación
- b)Apertura (trocha)
- c)Perforación
- d)Registro
- e)Procesamiento
- f)Salud, seguridad y medio ambiente
- g)Transporte y comunicación.

6.7.3 Informes de Perforación

6.7.3.1 La información técnica, relacionada con las actividades de perforación, que el contratista debe entregar al INE en forma rutinaria, debe ser:

A. Programa de perforación del pozo exploratorio, previo a la perforación de cada pozo exploratorio.

- Identificación, ubicación y coordenadas del pozo y altura del terreno o nivel de agua.
- Identificación y descripción del equipo de perforación.
- Organización del personal involucrado en la perforación, cubriendo su plan operativo.
- Especialidad y características del personal.
- Resumen de problemas que pudieran encontrarse en la perforación, y las precauciones que se tomaran.
- Posibilidades de hallazgo de gas superficial.
- Programa de geología.
- Programa de recolección de muestras y de su distribución.
- Programa de toma de testigos, si es aplicable.
- Programa de perfilaje por zonas.
- Prognosis de presiones esperadas y de su control por medio del peso del lodo, basado en información sísmica o de pozos vecinos.
- Detección y manejo de presiones anormales en el pozo.
- Tiempo estimado de las operaciones.
- Descripción general de los equipos y procedimientos a ser usados en la perforación de los diferentes intervalos.
- Programa de pruebas de los BOP.
- Programa de lodos.
- Programa de las tuberías de revestimiento con suficiente resistencia a la presión interna, colapso, tensión y pandeo.
- Programa de cementación.
- Programas de prueba de las tuberías de revestimiento y sus sellos.
- Descripción de las pruebas de formación después de asentar las tuberías de revestimiento, demostrando su capacidad suficiente para la perforación del siguiente tramo.
- Plan mostrando los márgenes de seguridad de los BOP en las diferentes secciones del pozo.
- Procedimiento para ahogar el pozo incluyendo el uso de los BOP.

- Programa de perforación en relación con el uso de los BOP.
- Descripción de cualquier equipo de seguridad de importancia.

B. Informe diario, a las 8:00 a.m. horas del día siguiente, conteniendo cuando menos los detalles siguientes:

- Nombre del pozo.
- Fecha y hora de dicha operación.
- Nombre del equipo de perforación.
- Días de operación.
- Profundidad del pozo.
- Diámetro del pozo.
- Tipo y tamaño de broca.
- Desviación del pozo.
- Orientación del pozo, si es dirigido u horizontal.
- Tipo, peso y especificación del lodo de perforación.
- Problemas y operaciones durante las veinte y cuatro (24) horas anteriores, incluyendo información sobre seguridad y accidentes.
- Litología dentro de las veinte y cuatro (24) horas anteriores.
- Descubrimiento de hidrocarburos.
- Tipo, tamaño, peso y profundidad de las tuberías de revestimiento y producción.
- Cementación.
- Presiones aplicadas en la prueba de BOP (Blow out Preventer), tuberías de revestimiento y otros equipos relacionados.
- Perfilaje del pozo, incluyendo la profundidad y tipo del perfil.
- Intervalos en los que efectuaron cortes de testigos.
- Pruebas de fluidos y de su profundidad.
- Abandono de pozos.
- Retiro del equipo de perforación.
- Condiciones del clima.

C. Un conjunto completo de perfiles a escala 1:1000, introducidos dentro de registros ("logs") continuos, tanto en transparencia como en papel, los que se deben enviarse al INE dentro de los veinte (20) días de terminadas las operaciones de perfilaje, además de los perfiles recibidos del contratista a escalas usuales en curso. Igualmente las cintas digitalizadas de cada uno de los registros en el formato L.I.S y formatos compatibles con Autocad y GES.

D. Toda la información obtenida en la exploración debe presentarse al INE en forma digitalizada.

E. Informe de la completación del pozo, que se debe presentar al INE dentro de los sesenta (60) días siguientes al retiro del equipo de perforación del pozo. El informe debe contener cuando menos lo siguiente:

- .Descripción completa de los resultados del pozo.
- .Detalles de la geología y litología.

El perfil de completación del pozo a escala 1:1000, incluyendo cuando menos lo siguiente:

- a)Curvas del perfil.
- b)Intervalos y frecuencia de recortes de perforación y descripción litológica.

- c) Topes de las formaciones (contactos)
- d) Muestras y pruebas.
- e) Tuberías de revestimiento, producción y tapones.
- f) Marcas paleontológicas y palinológicas.
- g) Ambiente del depósito.
- h) Cualquier otra información de perfiles que el contratista haya obtenido por cuenta propia a escala 1:1000, que contribuya a la mejor interpretación de los resultados del pozo.

-Informe de análisis de testigos (petrológico-geoquímico, geofísico).

-Informe de pruebas de pozos.

-Análisis de muestras de petróleo y agua.

-Análisis de pruebas de presión y temperatura de fondo.

F. Si durante la evaluación de un pozo, este produjo o fue capaz de producir hidrocarburos, el contratista debe incluir en el Informe de completación, la siguiente información:

- a) El tipo y volumen de fluido producido por el pozo.
- b) Las presiones y temperaturas de los separadores o tratadores, si éstos fueron usados.
- c) El tiempo de los diferentes fluidos producidos, presiones en la cabeza y estranguladores usados.
- d) Los volúmenes y destino final de la producción.
- e) Si hubo alguna inyección al pozo, la información contendrá además:

·Las cantidades, presiones y tipos de fluidos inyectados al pozo.

·La fuente de donde esos fluidos fueron obtenidos.

·El tratamiento a los que los fluidos estuvieron sujetos.

·El tiempo de inyección de cada sustancia.

G. En el caso de abandono de un pozo cuya completación no fuera exitosa, el contratista debe presentar al INE dentro de los sesenta (60) días posteriores a su abandono un informe, donde debe incluir como mínimo lo siguiente:

- a. La explicación de las razones del abandono temporal o permanente.
- b. Plan de organización para el abandono estableciendo las responsabilidades, autoridades, funciones y trabajos específicos.
- c. Información del personal involucrado y sus responsabilidades: nombres, direcciones, así como de las razones de su presencia, incluyendo los subcontratistas.
- d. Información general del pozo, mostrando el estado del pozo antes del abandono con los trabajos previos.
- e. Descripción del plan de abandono y seguridad del pozo con los procedimientos, equipos y cementaciones específicas.
- f. Información del pozo después del abandono temporal o permanente; equipo que permanecerá instalado, indicando los intervalos cementados, tapones, corte de tuberías de revestimiento, perforaciones o lo que sea pertinente.
- g. El costo del pozo.

H. A los noventa (90) días posteriores al abandono del pozo

cuya perforación no fuera exitosa, el contratista debe presentar la información complementaria en la que incluye:

- a) Identificación con resumen informativo de los datos del pozo y actividades posteriores al abandono de la ubicación.
- b) Interpretación final de la geológica y geofísica a la que haya contribuido el pozo.
- c) Copia de los registros o perfiles y descripción litológica del pozo, así como de todas las interpretaciones que hayan surgido de las pruebas efectuadas durante la completación y evaluación del pozo.

I. Enviar a su propio costo al INE dentro de los noventa (90) días posteriores de la fecha de finalización de la perforación del pozo una porción lavada y seca de cada muestra de recorte tomada durante la perforación, contenida en vidrio transparente o en plástico, almacenados y ordenados en función de la profundidad del recorte correspondiente en recipientes aprobados y ordenados en función de la profundidad del Pozo.

J. Debe poner todos los testigos o parte de ellos después de removerlos de:

- a) Porciones pequeñas con un diámetro total para ser usados en el análisis de testigos, y
- b) Tapones de diámetro pequeño para análisis de testigo rutinario, en cajones aprobados para el uso de testigos y etiquetados con el número y nombre del Pozo y la identificación del tope y base del testigo y el intervalo de profundidad donde se obtuvo el testigo.

K. Dentro de los noventa (90) días de finalizada la fecha en que se instruye la movilización del equipo de perforación del pozo, a no ser que el INE lo haga, almacenar por un período largo los testigos y enviar, a su propio costo, todos los cajones de testigos del pozo al INE.

L. Proporcionar al INE dentro del mes de completación del análisis de la muestra del testigo, si esta fuese tomada, dos copias del análisis del reporte, el cual debe incluir mediciones de la Porosidad, Permeabilidad y cualquier otra medición petrofísica efectuada.

6.7.4 Informes de Producción

6.7.4.1 La información técnica que el contratista debe entregar al INE en forma rutinaria, relacionada con las actividades de producción son:

A. Un informe diario, a las 12:00 m. horas del día siguiente, conteniendo como mínimo lo siguiente por cada campo:

- a) Volumen de Hidrocarburos producidos.
- b) Volumen de Hidrocarburos medidos en el Punto de Fiscalización.
- c) Volumen de Hidrocarburos utilizados en sus operaciones hasta el Punto de Fiscalización.
- d) Volúmenes de Hidrocarburos reinyectados o almacenados.
- e) Volúmenes de Hidrocarburos quemados.
- f) Gravedad, y demás características de los Hidrocarburos manejados

g) Pruebas de Pozos

- (i) Volúmenes y características de los fluidos.
- (ii) Presión de tubería de producción y de revestimiento
- (iii) Tamaño del estrangulador
- (iv) Duración de cada prueba

B. Informe mensual, entregado en los primeros diez (10) días de cada mes, conteniendo la información siguiente por cada campo y por cada reservorio:

- a) La cantidad y calidad del petróleo y gas natural producidos y de los entregados en el punto de fiscalización en el mes calendario, así como la cantidad acumulada desde la fecha del inicio de la extracción comercial hasta el fin de mes calendario.
- b) La cantidad y calidad de gas natural reinyectado o quemado y/o almacenado en el mes calendario así como la cantidad acumulada en estas operaciones desde la fecha de inicio de la extracción comercial hasta fin del mes calendario pertinente.
- c) La cantidad y calidad de cada clase de hidrocarburos utilizados durante el mes calendario en las operaciones de perforación, producción y bombeo hasta el punto de fiscalización de la producción, así como la cantidad acumulada desde la fecha de inicio de la extracción comercial hasta el fin del mes calendario pertinente.
- d) Las razones de cada una de las variaciones significativas (+ 5%) en relación al mes calendario anterior en la cantidad y calidad de los hidrocarburos producidos.
- e) La siguiente información en relación a pruebas de pozos o terminaciones durante el mes, fecha, nombre del pozo y terminaciones, reservorio productor, tamaño del estrangulador, presión fluyente, presión y temperatura del separador, caudal de cada fluido producido (petróleo, condensado, gas natural y agua) y duración de prueba.

C. Pronóstico de producción anual para cada reservorio productivo dentro del primer año posterior al inicio de extracción comercial. En cada año sucesivo, el contratista presentará al INE el pronóstico de producción para el próximo año y su estimado para los próximos diez (10) años.

D. Informe de servicio de pozos, señalando métodos y técnicas cumplidas y materiales utilizables y/o reemplazados para ese propósito, dentro de los quince (15) días después de la terminación de los servicios.

E. Informe de reacondicionamiento, rehabilitación y estimulación, dando razones y detalles de la operación, dentro de los treinta (30) días siguientes a la terminación de los trabajos.

F. Informe de pruebas de presión de fondo ("bottom hole pressure"), dentro de los treinta (30) días siguientes a la terminación de la prueba, incluyendo el potencial máximo productivo y las pruebas de restitución de presión, cuando estas se efectúen.

Los informes indicados en A y B deben ser provistos por el contratista en el formato y métodos de registro indicados por el INE.

6.7.4.2 Informes anuales de reservas al treinta y uno (31) de diciembre:

A. El contratista debe entregar la siguiente información básica relacionada con sus reservas en el área donde tenga actividades de exploración; en el mes de enero de cada año:

- a) Mapas estructurales y de arena neta actualizadas por estructura.
- b) Información de fluidos y parámetros de Roca Reservorio.
- c) Inventario de ubicaciones posibles.
- d) Estimados de reservas correspondientes.

B. El contratista debe entregar la siguiente información básica relacionada con sus reservas en el área donde tenga actividades de explotación, en el mes de enero de cada año para todos los campos en actual explotación y por horizonte productivo:

- Mapas estructurales y de arena neta de petróleo y gas natural.
- Propiedades petrolíferas de la roca reservorio y parámetros de fluidos.
- Inventario de ubicaciones para perforar.
- Estudio de ingeniería de reservorio.- producción, si existiera.
- Pronóstico de inyección de agua y/o gas (proyectos de Recuperación Mejorada).
- Estimado de Reservas Probadas y Desarrolladas de Petróleo y/o Gas Natural.
- Estimado de Reservas Probables y Posibles de Petróleo y/o Gas Natural.
- Reservas desarrolladas incrementales resultantes de la perforación de desarrollo durante el año anterior.
- Estimado de reservas descubiertas por la perforación exploratoria, si existieran actividades.
- Pronóstico de Producción de las Reservas Probadas y Desarrolladas de Petróleo y Gas Natural por horizonte productivo.
- Inventario de Reacondicionamientos.
- Razones de las diferencias entre las cifras de reservas estimadas al 31 de diciembre del año anterior y las reportadas el año presente.
- Reservas a incorporar para los proyectos de inyección de agua y/o gas.

6.7.5 Otros Informes

6.7.5.1 Otra información de carácter esporádico se presenta sobre:

A. Informe de derrames.

El informe referido en el numeral 6.6.3.2 debe ser presentado al INE dentro de los siete (7) días posteriores a la ocurrencia y debe contener, por lo menos, la siguiente información:

- a) Lugar, fecha y tiempo de la pérdida.
- b) Descripción de las circunstancias en que ocurrió la pérdida.
- c) Procedimiento de recuperación, si fuera petróleo.
- d) Discusión de los pasos a seguir para evitar pérdidas similares en relación con el Plan de Contingencias para derrames de petróleo y emergencias que el contratista debe presentar de acuerdo a las normas ambientales vigentes relacionadas con el subsector de hidrocarburos.

e) Programa de restauración según el Plan de Contingencias de acuerdo a las normas ambientales vigentes en el lugar del accidente.

B. La información que el contratista debe presentar al INE cuando tiene programado un proyecto de inyección, sea para agua de desecho o para recuperación secundaria de constar, en lo que sea aplicable de:

- a) Mapas mostrando la ubicación de los pozos inyectoros así como de los pozos vecinos.
- b) Estado de cada pozo adyacente al pozo inyector.
- c) La estructura del campo al cual se inyectará el fluido.
- d) Cortes estructurales mostrando el tope y base de formación así como las interfases agua-petróleo, gas-petróleo, gas-agua.
- e) La completación del pozo inyector incluyendo la profundidad de la empaquetadura, intervalos existentes y propuestos, y el fluido no corrosivo que se usaran en el anillo.
- f) Tabulación de:

1. Parámetros de reservorio, incluyendo permeabilidad horizontal y vertical, acuífero y grosor.
2. Presión del reservorio original, actual, gradiente y declinación.
3. Resultados del cálculo de balance de materiales, incluyendo los movimientos anticipados de la interfase e índices.
4. Historial productivo del campo.
5. Historial productivo del pozo inyector y del pozo que lo rodea, mostrando su relación agua-petróleo.

g) Discusión de la estratificación del campo y, según esto, el control del régimen e inyección para proteger los pozos vecinos y lograr la máxima recuperación de hidrocarburos.

C. Cuando un contratista realice un proyecto de Recuperación Mejorada, tiene la obligación de presentar al INE dentro de los sesenta (60) días anteriores a cada período de seis (6) meses la siguiente información, que puede ser gráfica, en lo que sea aplicable:

- a) El promedio diario y mensual producido por cada pozo y por todo el sistema afectado.
- b) El promedio mensual, del GOR (Gas Oil Ratio) y WOR (Water Oil Ratio) producido por cada pozo y por todo el sistema afectado.
- c) La producción acumulada de fluidos producidos por cada pozo y por el sistema.
- d) Para cada tipo de fluido inyectado, el promedio mensual por día operativo en cada pozo inyector y en el sistema.
- e) Para cada tipo de fluido inyectado, la presión en el cabezal promedio por día operativo para cada pozo inyector y en el sistema.
- f) Para cada tipo de fluido inyector, el volumen mensual acumulado en cada Pozo inyector y en el sistema.
- g) La distribución de la presión en el sistema.
- h) Para cada tipo de fluido inyector, el índice de inyectividad promedio por día operado durante cada mes, en cada pozo inyector y del sistema, siendo el índice de inyectividad la inyección diaria promedio dividida por la diferencia entre la

presión en la cara de la formación y el promedio de presión y de formación.

- i) La fecha y el tipo de cualquier tratamiento o servicio a los pozos.
- j) Cálculos de balance entre fluidos inyectados y producidos mensuales y acumulativos en la parte del campo sujeta al proyecto.
- k) Cálculos del balance entre fluidos inyectados y producidos mensuales y acumulativos en cada unidad de inyección ("pattern").
- l) Cualquier otra información interpretativa que sirva para la evaluación del progreso, eficiencia y comportamiento del sistema.

D. Investigación de las reservas de hidrocarburos, límite de los campos y evaluaciones económicas.

E. Programas de seguridad y sobre accidentes.

F. Muestras representativas de todos los cortes de fluidos extraídos de los pozos.

G. Todos los demás informes, muestras, planes, diseños, interpretaciones y demás elementos que el INE solicite al contratista cuyo costo haya sido registrado en los libros del contratista como costo.

7. REFERENCIAS

- 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).

API SPEC 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).

API SPEC 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).

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

API SPEC 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).

API SPEC 8A Specification 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)..

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).

APISPEC 7B-11C Specification for Internal Combustion Reciprocating Ending

APISPEC 7C-11F for Oils Field. (Especificaciones y prácticas recomendadas para instalación, mantenimiento y operación de motores de combustión interna).

APISPEC 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 maquina perforadora y límites de operación).

APISPEC 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 H₂S. (Prácticas recomendadas para seguridad en la perforación de Pozos con H₂S).

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 RP 62 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).

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)).

API SPEC 6DS Specification 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

API RP 14H 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).

API RP 14B 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).

API RP 14C 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).

API RP 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).

API SPEC 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).

API RP 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).

API RP 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).

API RP 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).

API RP 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 termoresistente y de Producción)

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 RP 10F 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).

SPEC Monograph N° 5. Advances In Well Analysis» (Monografía No.5 Desarrollo en el análisis de pozos).

*API SPEC 1B Specification for

Ver Art. N° RP-2A-LRFD,

API RP-2A-NSD, SPEC 2B, Oil Field

API SPEC 2C, RP 2D,

API SPEC 2F, SPEC 2H, "V" - Belting.

API RP 2L, RP 2M, Especificaciones

API SPEC 2W/2Y, RP 2X,

API SPEC 4E/4F, RP 4G, para fajas

API SPEC 8A/8B/8C. En "V".

* Nota: Todas estas normas y especificaciones se refieren a especificaciones para fajas en V (Specification for Oil field "V" Belting).

API RP 2FP1 Recommended Practice for Design, Analysis, and maintenance of mooring for floating production systems. (Prácticas recomendadas para diseño, análisis y mantenimiento de amarre a sistemas de producción flotantes).

API RP 2G Production Facilities on Offshore Structures. (Prácticas recomendadas para instalaciones de Producción con plataformas costafuera).

Ver Art. No Specification

API RP 5A5, SPEC 5B,
 API RP 5B1, RP 5C1, for Line Pipe.
 BULL 5C2/5C3,
 API RP 5C5, SPEC Especificaciones
 API 5CT/5CTM, RP 15A4
 API SPEC 15AR, SPEC 5L para tuberías de flujo.
 API RP 5L1 Recommended Practice for Railroad
 Transportation of Line Pipe. (Prácticas recomendadas para el
 transporte por ferrocarril de tuberías de flujo).
 API RP 5L2 Recommended Practice for Internal Coating of
 Line Pipe for Non-Corrosive Gas Transmission Service.
 (Prácticas recomendadas para tuberías de flujo con
 recubrimiento interno para servicio de transporte de gas no
 corrosivo).
 API RP 5L3 Recommended Practice for Conducting Drop
 Weight Tear Tests on Line. (Prácticas recomendadas para
 pruebas de conductividad en tuberías de flujo).
 API RP 5L5 Marine Transportation of Line Pipe. (Prácticas
 recomendadas para transporte marítimo de tuberías de flujo).
 API RP 5L6 Recommended Practice for transportation of Line
 Pipe Barges & Marine Vessels. (Prácticas recomendadas para
 transporte fluvial y marino de tuberías de flujo).
 API RP 5L7 Recommended Practice for Unprimed Internal
 Fusion Bonded Epoxy Coating of Line Pipe. (Prácticas
 recomendadas para incrementar la fusión interna en las tuberías
 de flujo con revestimiento Epoxico).
 API RP 5L8 Recommended Practice for Field Inspection of
 New Line Pipe. (Prácticas recomendadas para inspección en el
 campo de nuevas tuberías de flujo en el Campo).
 API RP 5LC/5LD Specification for CRA Line Pipe. (Prácticas
 recomendadas para tuberías de flujo CRA).
 API RP 5LW Transportation of Line Pipe on Barges and Marine
 Vessels (Práctica recomendada para transporte fluvial y marino
 de ductos).
 API SPEC 6H Specification for End Closures, Connectors &
 Swivels, 2nd Edition, 1998. (Especificaciones de Tapones,
 conectores y uniones giratorias. Segunda Edición, 1998).
 API RP 11AR Recommended Practice for care and use of
 subsurface Pumps. (Prácticas recomendadas para el uso y
 cuidado de bombas de subsuelo).
 API SPEC 11AX Specification for Subsurface Suck Rod
 Pumps & Fitting. (Especificaciones de bombas de subsuelo y
 conexiones).
 API SPEC 11B Specification for Sucker rods, couplings and
 sub-coupling. (Especificaciones de varillas de bombeo y
 conexiones).
 API RP 11BR Recommended Practice for care & Handling of
 suck Rods. (Prácticas recomendadas para el cuidado y manejo
 de varillas de bombeo.)
 API SPEC 11C Specification for Reinforced Plastic Sucker
 Rods. (Especificaciones de varillas de bombeo de fibra).
 API SPEC 11E Specification for Pumping units.
 (Especificaciones para unidad de bombeo mecánica).
 API RP 11ER Recommended Practice for Guarding of Pumping
 Units. (Prácticas recomendadas para defensas de unidades de
 bombeo mecánico).
 API RP 11G Recommended Practice for installation &
 Lubrication of Pumping Units. (Prácticas recomendadas para

instalación y lubricación de unidades de bombeo mecánico).
 API RP 11L Recommended Practice for Design Calculations for
 Sucker Rod Pumping Systems. (Prácticas recomendadas para
 diseños y cálculos de unidades de bombeo mecánico
 convencionales).
 BULL 11L3 Sucker Rod Pumping System Design Book. (Boletín
 de diseño de unidades de bombeo mecánico).
 BULL 11L4 Curves for Selecting Beam Pumping Units. (Curvas
 para selección de unidades de bombeo mecánico).
 BULL 11L5 Bulletin on Electric Motor Performance Data
 Request Form. (Comportamiento de motores eléctricos).
 API RP 11S Recommended Practice for the Operation
 Maintenance & Troubleshooting of Electric Submersible pump
 Installation. (Prácticas recomendadas para operación,
 mantenimiento y detección de fallas en instalaciones BES).
 API RP 11S1 Recommended Practice for Electrical Submersible
 Pump Teardown. (Prácticas recomendadas para el informe de
 ensamblaje de BES).
 API RP 11S2 Recommended Practice for Electrical Submersible
 Pump Testing. (Prácticas recomendadas para pruebas de bombas
 eléctricas sumergibles (BES)).
 API RP 11S3 Recommended Practice for Electrical Submersible
 Pump Installation. (Prácticas recomendadas para instalaciones
 de bombas eléctricas sumergibles (BES)).
 API RP 11S4 Recommended Practice for Sizing & Selection of
 Electric submersible Pump Installations. (Prácticas recomendadas
 para selección de instalaciones de bombas eléctricas sumergibles
 (BES)).
 API RP 11S5 Recommended Practice for Application of electric
 submersible cable Systems. (Prácticas recomendadas para sistemas
 de cables sumergidos).
 API SPEC 11V1 Specification for Gas Lift Valves, Orifices, Reverse
 Flow Valves & Dummy Valves. (Especificaciones para válvulas
 y orificios de Gas Lift).
 API RP 11V5 Recommended Practice for Operation, Maintenance
 & Trouble-Shooting of Gas Lift Installations. (Prácticas
 recomendadas para operaciones y mantenimiento en instalaciones
 de Gas Lift).
 API RP 11V6 Recommended Practice for Design of continuous
 Flow Gas Lift Installations Using Injection Pressure Operated
 Valves. (Prácticas recomendadas para diseñar Gas Lift continuo).
 API RP 11V7 Recommended Practice for Repair, testing and
 Setting gas Lift Valves. (Prácticas recomendadas para reparación
 y prueba de válvulas de Gas Lift).
 API SPEC 15HR Specification for High Pressure Fiberglass Line
 Pipe Recommended Practice. (Especificaciones para Tubería de
 flujo de fibra de vidrio para alta presión).
 API RP 15LA Specification for Resin Line Pipe. (Prácticas
 recomendadas para el cuidado de tuberías de flujo para transportar
 resina).
 API SPEC 15LE Specification for Polyethylene Line Pipe (PE).
 (Especificaciones para tuberías de flujo para transportar
 polietileno).
 API SPEC 15LP Specification for Thermoplastic Line Pipe.
 (Especificaciones para tuberías de flujo termoplástico (PVC y
 CPVC)).
 API SPEC 15LR Specification for Low Pressure Fiberglass Line
 Pipe. (Especificaciones para tuberías de flujo de fibra de vidrio

para baja presión).

API RP 17B Recommended Practices for flexible Pipe. (Prácticas recomendadas para Tubería flexible).

API SPEC 12B Bolted Tanks for storage of Production Liquids. (Especificaciones de tanques empernados para almacenar líquidos de producción).

API SPEC 12D Field and Shop Welded tanks for storage of Production Liquids

API SPEC 12F (Especificaciones para tanques soldados para almacenar líquidos de producción)

APISPEC 12GDU Specification for Glycol – Type Dehydration Units. (Especificaciones de unidades deshidratadoras de glycol).

API SPEC 12J Specification for oil & Gas separator. (Especificaciones para separadores de petróleo y gas).

API SPEC 12K Specification for Indirect-Type Oil Field Heaters. (Especificaciones de calentadores indirectos de Petróleo).

API SPEC 12L Specification for Vertical & Horizontal Emulsion Treaters. (Especificaciones para tratamiento de emulsión vertical y horizontal).

API RP 12N Recommended Practice for Operations, Maintenance & Testing of Firebox Flame Arrester. (Prácticas recomendadas para operación, mantenimiento y prueba de quemadores parallamas).

API SPEC 12P Fiberglass Reinforced Plastic Tanks. (Especificaciones para tanques plásticos reforzados de fibra de vidrio).

API RP 12R1 Setting, Maintenance, Inspection, operation, and Repair of Tanks in production Service. (Prácticas recomendadas para inspección, instalación, mantenimiento y operación de tanques en servicio de Producción).

API RP 14E Recommended Practice for Design, Installation of Offshore Production platforms. Piping Systems. (Prácticas recomendadas para diseños de sistemas de tuberías para instalación de plataformas de producción en costa fuera).

API RP 14F Recommended Practice for Design and Installation of Electrical Systems for Offshore Production Platforms. (Prácticas recomendada para diseño e instalación de sistemas eléctricos para plataformas de producción en costafuera).

API RP 520 Sizing, Selection & Installation of Pressure Relieving Devices in refineries. (Dimensiones, selección e instalación de sistemas de liberación de presión en refinerías).

API RP 521 Guide for Pressure Relieving & Depressuring Systems. (Guía para sistemas de liberación y disminución de presión).

STD-650 Welded Steel Tanks for Oil Storage. (Tanques de acero soldados para almacenamiento de Petróleo).

STD 2000 Venting Atmospheric and Low Pressure Storage Tanks. (Tanques de almacenamiento con ventilación atmosférica y de baja presión)

API SPEC 4R/4F, RP 4	Recommended Practice
API SPEC 8A, 8B, 8C.	
API SPEC 6A, 6 AR, 6D	for inspection of New Casing,
6 FA, 6 FC, 6 FB	
API RP 14H/14D.	Pipe of Production and Drill Pipe
API SPEC 14A/17D,	
API RP 14B/14C RP 545	Prácticas recomendadas

API SPEC 5B, RP 5B1/5C1,

BULL 5C2/5C3, RP 5C5, para inspección de Tubería de APISPEC 5CT, RP 15A4, SPEC 15AR. Revestimiento nueva, Tubería de Producción y

API RP 7A1, SPEC 9A, Tubería de Perforar.

API RP 54. RP 11AR Specification for

API SPEC 11AX, SPEC 11B, Lease Automatic

API RP 11BR, SPEC 11C, Custody Transfer (LACT) Equipment.

API RP 11S1, RP 11S2 Especificaciones para equipo de transferencia

API RP 11S3, RP 11V5. SPEC 11N automática (LACT).

API SPEC 11P Specification for Packaged High Speed Separable Engine-Driven Reciprocating Gas Compressors. (Especificaciones para compresores compactos de gas).

API RP 11PGT Packaged Combustión Gas Turbines. (Prácticas recomendadas para turbinas de combustión de gas).

API RP 17A Recommended Practice for Design and Operation of Subsea Production Systems. (Prácticas recomendadas para diseño y operaciones de producción submarinas).

API RP 38 Biological Analysis of Subsurface Injection Waters. (Análisis biológico de agua de inyección).

API RP 39 Evaluation of Hydraulic Fracturing fluids- Standard procedure. (Procedimiento estándar para evaluar fluidos de fracturamiento hidráulico).

API RP 41 Procedure for presenting Performance Data on Hydraulic Fracturing Equipment. (Procedimiento para informar el comportamiento del equipo de Fracturamiento Hidráulico).

API RP 42 Practices recommended for tests of active agents' of surface laboratory for Stimulation of Wells. (Prácticas recomendadas para pruebas de laboratorio de agentes activos de superficie para Estimulación de Pozos).

API RP 44 Recommended Practice for sampling Petroleum Reservoir Fluids. (Prácticas recomendadas para muestrear fluidos del Reservoirio).

API RP 45 Recommended Practice for Analysis of Oil Field Water. (Prácticas recomendadas para análisis de aguas de Formación).

API RP 56 Recommended Practice for Testing Sand used in Hydraulic Fracturing Operations (Prácticas recomendadas para probar arena para Fracturamiento Hidráulico).

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

API RP 58 Recommended Practices for Testing Sand used in Gravel Packing Operations. (Prácticas recomendadas para uso de arena en empaques de grava).

API RP 60 Recommended Practice for Testing High Strength Proppants Used in Hydraulic Fracturing Operations. (Prácticas recomendadas para probar materiales, empaquetaduras de alta resistencia al Fracturamiento Hidráulico).

API RP 61 Recommended Practice Evaluation Short Term Proppant Pack Conductivity. (Prácticas recomendadas para evaluar la conductividad de elementos empaquetantes).

API RP 63 Recommended Practice for Evaluation of Polymers Used in Enhanced Oil Recovery Operations. (Prácticas recomendadas para evaluación de polímeros usados en

Recuperación Mejorada).

MPMS «Manual of Petroleum Standards Measurement « .(Manual de Mediciones Estándares para Petróleo).

AGA “American Gas Association” .(Reporte N° 3, Medición de Gas).

PUBL 420 Monographs of Refinery Environmental Control Management of Water Discharges the Chemistry and Chemical of Coagulation and Flocculation. Manejo del agua de descarga: Química de coagulación y floculación (Reemplaza al Manual de disposición de agua de Refinería. “Manual of Disposal of Refinery Waste”).

PUBL 421 Monographs of Refinery Environmental Control Management of Water Discharges (Manejo de descargas de agua: diseño y operación de los Separadores agua-Petróleo).

Chapter 2.2B/2.7/2. 8ACalibration of tanks (Calibración de tanques).

APISPEC 2550/2551/2552 Standard Method for Measurement and Calibration of Horizontal, Spheres and Spheroids Tanks. (Medición y calibración de tanques cilíndricos, horizontales y esféricos).

Chapter 3.1B Standard Practice for Level Measurement of Liquid Hydrocarbons In Stationary Tanks by Automatic Tank Gauging. (Medición automática de tanques).

STD 2555 Method for Liquid Calibration of Tanks. (Calibración de tanques para líquidos).

STD 2545 Method of Gauging Petroleum and Petroleum Products. (Método para muestrear tanques de hidrocarburos líquidos).

Chapter 4.2 Conventional Pipe Provers. (Probadores convencionales por tubería).

Chapter 4.3 Small Volume Provers. (Probadores de pequeño volumen).

Chapter 4.4 Tanks Provers. (Tanques probadores).

Chapter 4.5 Master-Meter Provers. (Probadores medidores maestros).

Chapter 4.6 Pulse Interpolation. (Interpelación de pulsos).

Chapter 4.7 Field – Standard Test Measures.(Estándares para pruebas de mediciones de campo).

Chapter 5.1 General Consideration for Measurement by Meters. (Consideraciones generales para problemas con medidores).

Chapter 5.2 Measurement of Liquid Hydrocarbons by Displacement Meters. (Medición de hidrocarburos líquidos por medidores de desplazamiento positivo).

Chapter 5.3 Measurement of Liquid Hydrocarbons by Turbine Meters. (Medición de hidrocarburos líquidos por turbinas).

Chapter 5.4 Accessory Equipment for Liquid Meters. (Equipo necesario para medidores de líquidos).

Chapter 5.5 Fidelity and Security of Flow Measurement Pulse-Data Transmission Systems. (Fidelidad y seguridad en los sistemas de transmisión de información de los pulsos de medición de flujo).

Chapter 6.1. Lease Automatic Custody Transfer (LACT) Systems. (Sistema LACT).

Chapter 6.5 Metering Systems for Loading and Unloading Marine Bulk Carriers. (Sistema de medición para carga y descarga de barcos cargueros).

Chapter 6.6 Pipeline Metering Systems. (Sistemas de medición en líneas de flujo).

Chapter 6.7 Metering Viscous Hydrocarbons. (Medición de hidrocarburos viscosos).

Chapter 7.1 Temperature Determination. (Medición estática de temperatura en tanques).

Chapter 7.2. Temperature Determination (Determinación dinámica de temperatura).

Chapter 7.3 Static Temperature Determination Using Potable Electronic Thermometers. (Determinación estática de temperatura usando termómetros electrónicos portátiles).

Chapter 8.1 Standard Practice for Manual sampling of Petroleum and Petroleum Products. (Manual de muestreo de hidrocarburos líquidos y derivados).

Chapter 9.1 Hydrometer Test Method for Density, Relative Density (Specific Gravity). (Método Hidrométrico para determinar la gravedad específica y la densidad relativa, API).

Chapter 9.2 Pressure Hydrometer Test Method for density or relative density. (Método de Presión Hidrométrica para determinar la densidad o densidad relativa)..

Chapter 10.1 Determination of Sediment in Crude Oil and Fuel Oil by the Extraction Method. (Determinación de sedimentos en el crudo de petróleo y el combustible del Petróleo por el método de extracción).

Chapter 10.2 Determination of Water in Crude Oil by Distillation Method. (Determinación de agua en el crudo de Petróleo por el método de destilación).

Chapter 10.3 y 10.4 Determination of Water and Sediment in Crude Oil by the Centrifuge Method. (Determinación de agua y sedimentos en aceite crudo por el método centrífugo).

Chapter 10.7 Standard Test Method for Sediment in Crude Oil by Membrane Filtration. (Método estándar para el análisis de sedimentos en el aceite crudo por el método de filtración).

Chapter 10.8 Standard Test Method for Sediment in Crude Oil by Membrane Filtration. (Método estándar para probar sedimentos por filtración).

Chapter 12.2 Calculation of petroleum Quantities Using Dynamic Measurement Methods and Volumetric Correction Factors. (Cálculos de volúmenes de petróleo usando el método de mediciones dinámicas y el factor de corrección volumétrica).

Chapter 13.1 Statistical Concepts and Procedures in Measurement. (Conceptos y procedimientos estadísticos en medición).

Chapter 14.6 Continuous Density Measurement. (Medida continua de densidad).

Chapter 14.7 Mass Measurement of Natural Gas Liquids. (Mediciones de masa de líquidos del gas natural).

BULL 2516/ Evaporite Loss form Low- Pressure Tanks.

PUBL 2517/2519 (Formas de pérdida de evaporación en tanques de baja presión).

y Chapter 19

NFPA 30 Flammable and Combustible Liquids Code (Código para líquidos combustibles e inflamables)

NFPA 70 National Electric Code (Código Nacional Eléctrico).

NFPA 72 National Alarm Code (Código Nacional de Alarmas)

NFPA 170 Standard for Fire Safety Symbols (Símbolos estándares para seguridad contra incendios).

Ley No.277 Ley de Suministro de Hidrocarburos, publicada en La Gaceta, Diario Oficial No. 25 del 6 de febrero de 1998.

Decreto No. 38-98 Reglamento de la Ley de Suministro de Hidrocarburos, publicada en La Gaceta, Diario Oficial No.97 del 27 de Mayo de 1998.

_Norma Técnica y de Seguridad para Exploración y Explotación de Hidrocarburos de la Paz, Bolivia, Decreto Supremo No 24689, 2 de julio de 1997.

8.OBSERVANCIAS DE LA NORMA

El control y seguimiento de esta Norma está a cargo del Instituto Nicaragüense de Energía (INE), a través de la Dirección General de Hidrocarburos.

9.ENTRADA EN VIGENCIA

La presente Norma Técnica y de Seguridad para las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos entrará en vigencia con carácter obligatorio a partir de su publicación en La Gaceta, Diario Oficial.

10.SANCIONES

El incumplimiento de las disposiciones establecidas en la presente Norma será sancionado conforme lo establece la Ley 286 Ley de Exploración y Explotación de Hidrocarburos y su Reglamento, Decreto No. 43-98. ULTIMA LINEA

MARCAS DE FABRICA, COMERCIO Y SERVICIO

Reg. No. 13927 – M. 172605 – Valor C\$ 255.00

Martín Javier García Ráudez, Apoderado de NASSER SILWANY BAEZ, de Nicaragua, solicita Registro de Nombre Comercial:

EL PARAJE

PARA PROTEGER: SERVICIOS DE RESTAURANTE, TALES COMO SERVICIOS DE COMIDA A LA CARTA, PLATOS EXÓTICOS, SERVICIOS DE BUFFET A DOMICILIO, EVENTOS GASTRONÓMICOS.

Presentada: 29 de marzo del año 2001. Exp.No. 2001-001074. Managua, 8 de Agosto del año 2001. Mario Ruiz Castillo, Registrador Suplente.

3-3

Reg. No. 13928 – M. 172604 – Valor C\$ 1,275.00

Martín Javier García Ráudez, Apoderado de NASSER SILWANY BAEZ, de Nicaragua, solicita Registro de Marca de Servicios:

Clase (42)

Presentada: 29 de marzo del año 2001. Exp.No. 2001-001075. Managua, 8 de Agosto del año 2001. Mario Ruiz Castillo, Registrador Suplente.

3-3

Reg. No. 10561 - M. 0527512, 0660255- Valor C\$ 1,275.00

Dr. Eloy Guerrero Santiago, Apoderado de CORPORACION HABANOS, S.A. (HABANOS, S.A.) de Cuba, solicita Registro de Marca de Fábrica y Comercio:

Clase 21

Presentada: 24 de octubre del año dos mil uno, Exp. No. 2001-003864. Managua, 11 de diciembre del año dos mil uno. Mario Ruiz Castillo Registrador Suplente.

3-3

UNIVERSIDADES

TITULOS PROFESIONALES

Reg. No. 13867 - M. 650275 - Valor C\$ 85.00

CERTIFICACION

La Suscrita Responsable del Departamento de Registro de la U.N.A., certifica que bajo el Número 1574, Página 788, Tomo I del Libro de Registro de Títulos, que éste Departamento lleva a su cargo, se inscribió el Título que dice:

CESAR AUGUSTO CAMPOS MORAGA, ha cumplido con todos los requisitos establecidos por la Facultad de Recursos Naturales y del Ambiente. **POR TANTO:** Le extiende el Título de **Ingeniero Agrónomo en la Orientación de Suelos y Agua**, para que goce de los derechos y prerrogativas que legalmente se conceden.

Dado en la ciudad de Managua, República de Nicaragua, a los veintinueve días del mes de Agosto de mil del año dos mil tres.- Rector de la Universidad, Francisco Telémaco Talavera Siles.- Decano de la Facultad, Ester Carballo Madrigal.- Secretario General, Ronald Quiroz Ocampo.

Es conforme con su original con el que fue debidamente cotejado. Managua, veintinueve de Agosto del año dos mil tres.- Lic. Darling Delgado Jirón, Responsable de Registro.

Reg. No. 13868 - M. 650295 - Valor C\$ 85.00

CERTIFICACION

La Suscrita Responsable del Departamento de Registro de la Universidad Internacional de la Integración de América Latina - UNIVAL - (Autorizada por el Consejo Nacional de Universidades en Sesión 31-97), Certifica que al Folio No. 02, Partida 52, Tomo I, del Libro de Registro de Títulos de la Facultad de Ciencias Turísticas que este Departamento lleva a su cargo, se inscribió el Título que dice: "**La Universidad Internacional de la Integración de América Latina, UNIVAL**". **POR CUANTO:**

JUDENITH HAGRASANIS RODRIGUEZ LOPEZ, ha cumplido con todos los requisitos establecidos por la Facultad de Ciencias Turísticas, para obtener el grado de Licenciado, **POR TANTO:** en virtud de lo prescrito en las disposiciones legales y el Reglamento General de UNIVAL, le extiende el Título de **Licenciada en Turismo Internacional**, para que goce de los derechos y prerrogativas que legalmente la Ley le concede.

Dado en la ciudad de Managua, República de Nicaragua, a los 09 días del mes de Septiembre de 2003.- El Rector de la Universidad, Dr. Sergio Bonilla Delgado.- El Secretario General, Lic. Ileana J. Bonilla.

Es conforme. Managua, nueve de Septiembre de dos mil tres.- (F).- Responsable de Registro Académico, UNIVAL - NICARAGUA.

Reg. No. 13958 - M. 647528 - Valor C\$ 85.00

CERTIFICACION

La Suscrita Directora del Departamento de Admisión y Registro de la Universidad Politécnica de Nicaragua, certifica que en el Folio 112, Tomo V, Partida 336 del Libro de Registro de Títulos de Graduados que este Departamento lleva a su cargo, se inscribió el Título que dice: "**La Universidad Politécnica de Nicaragua**". **POR CUANTO:**

MATILDE HAYDEE ARTOLA AGUILAR, natural de Managua, Departamento de Managua, República de Nicaragua, ha cumplido todos los requisitos exigidos por el plan de estudios correspondiente, así como las disposiciones pertinentes establecidas por la Universidad Politécnica de Nicaragua. **POR TANTO:** Le extiende el Título de **Licenciada en Derecho**, para que goce de los derechos y prerrogativas que la Ley le concede.

Dado en la ciudad de Managua, a los diez días del mes de Noviembre del dos mil tres.- El Rector de la Universidad, Lic. Sergio Denis García.- La Secretaria General, Lidya Ruth Zamora R.N. MSN.

Es conforme. Managua, diez de Diciembre del 2003.- Lic. Laura Cantarero, Directora.

SECCION JUDICIAL

CANCELACION Y REPOSICION DE TITULO VALOR

Reg. No. 13970 . M. 635403 . Valor C\$390.00

El Juzgado Civil de Masaya, a dictado sentencia, conforme a la Ley General de Títulos Valores (Arto. 91 L.G.T.V.), dentro de la solicitud de CANCELACIÓN Y REPOSICIÓN DE TITULO VALOR, que presentara a este despacho judicial la señora Yadira Lorenza Gaitan al BANCO DE LA PRODUCCIÓN (BANPRO) Sucursal de Masaya, se decretó en su parte resolutive así: Juzgado Civil del Distrito de Masaya, veintisiete de noviembre del año dos mil tres, las once de la mañana. **POR TANTO:** El suscrito Juez de conformidad con lo expuesto y los artículos 424,436 Pr., Artos 89,90,91, Ley General de Títulos Valor, el suscrito Juez, RESUELVE: 1.) Ha lugar a la cancelación del certificado de depósito a plazo fijo número (215) preimpreso (41239) emitido por el Banco de la Producción a favor de la señora Yadira Lorenza Gaitan, el que tiene fecha de apertura el seis de septiembre del año dos mil uno, por la cantidad de seis mil quinientos treinta dólares con quince centavos dólares, con fecha de vencimiento el seis de septiembre del año dos mil dos. 2.) Publíquese la presente sentencia o parte resolutive de la misma en el Diario Oficial La Gaceta por tres veces por intervalos de siete días cada uno y una vez publicados los carteles y transcurridos sesenta días desde la última publicación siempre que no haya oposición de terceros. 3.) Autorízase al Banco de la Producción en su representante al Gerente de la sucursal de esta ciudad, a emitir nuevo certificado a favor de la señora Yadira Lorenza Gaitán, por la cantidad de seis mil quinientos treinta dólares con quince centavos (6,530,15), póngase en conocimiento de esta resolución a la parte obligada en virtud del título. Copiense y Notifíquese. (f) D. JIMÉNEZ C. Juez. Jamileth García, Sria. Dado en el Juzgado Civil de Distrito de Masaya, once días del mes de diciembre del año dos mil tres. Dr. Danilo Salomón Jiménez Cajina, Juez Civil de Distrito de Masaya. Firma, sria de actuaciones.

3-1

DECLARATORIA DE HEREDEROS

Reg. No. 13969 - M. 949426 - Valor C\$85.00

MARCOS HERMINIO MARTINEZ PEREZ, solicita declarársele heredero de las señoras ENCARNACION PEREZ MARQUEZ y ROSA EMILIA PEREZ, abuela y madre respectivamente, en bienes, derechos, acciones. Oponerse. Juzgado Civil de Distrito. Granda, diez de diciembre del dos mil tres. Roger Abelardo Perez Vega. Juez de Distrito Civil. Sammy Granera. Srio.