

Resolución Nro. ARCERNNR-024/2021

**EL DIRECTORIO DE LA AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ENERGIA Y RECURSOS
NATURALES NO RENOVABLES
ARCERNNR**

Considerando:

Que, los artículos 1, 317 y 408 de la Constitución de la República del Ecuador, establecen que los recursos naturales no renovables y en general los productos del subsuelo, yacimientos minerales y de hidrocarburos son de propiedad inalienable, imprescriptible e inembargable del Estado;

Que, el numeral 11 del artículo 261 de la Constitución de la República del Ecuador establece que el Estado central tendrá competencias exclusivas sobre: *"los recursos energéticos, minerales, hidrocarburos, hídrico, biodiversidad y recursos forestales"*;

Que, el artículo 313 de la Constitución manda: *"El Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos, de conformidad con los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia ()"*;

Que, el artículo 315 de la norma constitucional determina: *"El Estado constituirá empresas públicas para la gestión de sectores estratégicos, la prestación de servicios públicos, el aprovechamiento sustentable de recursos naturales o de bienes públicos y el desarrollo de otras actividades económicas. Las empresas públicas estarán bajo la regulación y el control específico de los organismos pertinentes, de acuerdo con la Ley; funcionarán como sociedades de derecho público, con personalidad jurídica, autonomía financiera, económica, administrativa y de gestión, con altos parámetros de calidad y criterios empresariales, económicos, sociales y ambientales (...)"*;

Que, el artículo 9 de la Ley de Hidrocarburos señala: *"El Ministro Sectorial es el funcionario encargado de formular la política de hidrocarburos aprobados por el Presidente de la República, así como de la aplicación de la presente Ley. Está facultado para organizar en su Ministerio los Departamentos Técnicos y Administrativos que fueren necesarios y proveerlos de los elementos adecuados para desempeñar sus funciones. - La industria petrolera es una actividad altamente especializada, por lo que será normada por la Agencia de Regulación y Control. Esta normatividad comprenderá lo concerniente a la prospección, exploración, explotación, refinación, industrialización, almacenamiento, transporte y comercialización de los hidrocarburos y de sus derivados, en el ámbito de su competencia."*;

Que, el artículo 11 de la Ley de Hidrocarburos dispone: *"Créase la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, ARCH como organismo técnico-administrativo encargado de*

regular, controlar y fiscalizar las actividades técnicas y operacionales en las diferentes fases de la industria hidrocarburífera, que realicen las empresas públicas o privadas, nacionales, extranjeras, empresas mixtas, consorcios, asociaciones, u otras formas contractuales y demás personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras que ejecuten actividades hidrocarburíferas en el Ecuador ()"; entre otras atribuciones, otorgando a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero ARCH consta: "a. Regular, controlar y fiscalizar las operaciones de exploración, explotación, industrialización, refinación, transporte, y comercialización de hidrocarburos; b. Controlar la correcta aplicación de la presente Ley, sus reglamentos y demás normativa aplicable en materia hidrocarburífera; c. Ejercer el control técnico de las actividades hidrocarburíferas";

Que, el Art. 21 del Reglamento a las Reformas a la Ley de Hidrocarburos del 2010, constantes en el Decreto Ejecutivo No. 546, Publicado en el Registro Oficial No. 330 de 29 de noviembre de 2010, se señala: *"Atribuciones del Directorio.- El Directorio de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero tendrá las siguientes atribuciones:1. Dictar las normas relacionadas con la prospección, exploración, explotación, refinación, industrialización, almacenamiento, transporte y comercialización de los hidrocarburos y de sus derivados, en el ámbito de su competencia...";*

Que, mediante Acuerdo Ministerial No. 01, publicado en el Registro Oficial No. 254 de 02 de febrero de 2018, se expidió el Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas;

Que, mediante Decreto Ejecutivo 1036 de 06 de mayo de 2020, se dispone la fusión entre la Agencia de Regulación y Control Minero, la Agencia de Regulación y Control de Electricidad y la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos en una sola entidad denominada *"Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables";*

Que, el artículo 2 del decreto Ibídem establece que: *"Una vez concluido el proceso de fusión, todas las atribuciones, funciones programas, proyectos, representaciones y delegaciones constantes en leyes, decretos, reglamentos y demás normativa vigente que le correspondían a la Agencia de Regulación y Control Minero, a la Agencia de Regulación y Control de Electricidad y a la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos, serán asumidas por la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables.";*

Que, el literal a del artículo 4 del Reglamento para el Funcionamiento del Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, expedido mediante Resolución Nro. ARCERNR -006/2021, del 08 de marzo del 2021 establece como atribución del Directorio:

a) Expedir las regulaciones para el control técnico de las actividades del sector realizadas por los agentes que operan en el sector eléctrico, hidrocarburífero y minero;

Que, en virtud de la dinámica del sector de hidrocarburos, se ha evidenciado la necesidad de actualizar la normativa vigente de conformidad con las mejores prácticas de la Industria Hidrocarburífera, con el objeto de que todas las actividades desarrolladas en las diferentes fases de la industria, respondan a los principios de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, eficiencia, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad y calidad;

Que, con memorando Nro. ARCERNNR-DTAMH-2021-0665-ME, se adjunta el Informe Nro. CTRCH.2021.0001, mediante el cual las diferentes Direcciones de la Coordinación Técnica de Regulación y Control Hidrocarburífero, emiten el informe técnico sobre la factibilidad del proyecto de Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas;

Que, mediante memorando No. ARCERNNR-DRNH-2021-0147-ME del 05 de julio del 2021, el Director de Regulación y Normativa Hidrocarburífera, emite su informe técnico que viabiliza la expedición del Proyecto de ROH;

Que, mediante Memorando Nro. ARCERNNR-CGJ-2021-0394-ME, la Coordinación General Jurídica de la ARCERNNR, fundamentado en normas constitucionales, legales, reglamentarias y estatutarias, emite pronunciamiento jurídico favorable al proyecto de Reglamento de Operaciones de Hidrocarburos;

Que, a través de Memorando Nro. ARCERNNR-CTRCH-2021-0130-ME, del 05 de julio de 2021, mediante el cual la Coordinación Técnica de Regulación y Control de Hidrocarburos (CTRCH), una vez obtenido el criterio jurídico favorable, remite a la máxima Autoridad de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables (ARCERNNR), el "Proyecto de Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas", con la finalidad de que el mismo sea puesto en consideración del Directorio Institucional, para la correspondiente aprobación;

Que, con Oficio Nro. ARCERNNR-ARCERNNR-2021-0401-OF de 05 de julio de 2021, el Director Ejecutivo de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, recomendó a los miembros del Directorio de la Agencia, expedir el Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas, sobre la base de los informes Técnicos Nro. CTRCH.2021.0001, Nro. ARCERNNR-DRNH-2021-0147-ME, Nro. ARCERNNR-CGJ-2021-0394-ME, Nro. ARCERNNR-CTRCH-2021-0130-ME y Jurídico, emitido con Memorando Nro. ARCERNNR-CGJ-2021-0394-ME de 05 de julio de 2021, respectivamente;

Que, con Oficio Nro. ARCERNNR-ARCERNNR-2021-402-OF de 05 de julio de 2021, el señor

Director Ejecutivo de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, en su calidad de Secretario del Directorio de la ARCERNNR, por disposición del Presidente del referido cuerpo colegiado, convocó a los miembros del Directorio, a Sesión Extraordinaria, modalidad Electrónica, el día martes 06 de julio de 2021, de conformidad con lo dispuesto en el literal c) del artículo 5, así como lo señalado en el literal c) del artículo 7, numeral 10.2 del artículo 10 y numeral 3 del artículo 11 del Reglamento para el Funcionamiento del Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, expedido mediante Resolución No. ARCERNNR-006/2021, a fin de tratar el siguiente Orden del Día:

“PUNTO UNO: Conocimiento y aprobación de la expedición del Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas, conforme las facultades otorgadas en el inciso segundo del artículo 9 y artículo 11 de la Ley de Hidrocarburos (...)”

En ejercicio de las atribuciones que le confiere los artículos 9 y 11 de la Ley de Hidrocarburos; Art. 21 del Reglamento a las Reformas a la Ley de Hidrocarburos del 2010; y, el literal a del artículo 4 del Reglamento para el Funcionamiento del Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Energía,

RESUELVE:

Expedir el Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas:

CAPITULO I

OBJETO, ÁMBITO DE APLICACIÓN Y GENERALIDADES

Art. 1.- Objeto. - El presente Reglamento tiene por objeto regular, administrar, controlar y fiscalizar las Operaciones de Hidrocarburos en las diferentes fases de la industria hidrocarburífera.

Art. 2.- Ámbito de aplicación.- El presente Reglamento se aplicará a todas las Operaciones de Hidrocarburos en las diferentes fases de la industria hidrocarburífera como son: exploración, explotación, transporte, almacenamiento, industrialización, refinación, comercialización de hidrocarburos, biocombustibles y sus mezclas, y demás actividades técnicas, operacionales y económicas relacionadas con la industria del sector de hidrocarburos, ejecutadas por personas naturales o jurídicas, públicas o privadas, nacionales o extranjeras, empresas mixtas, consorcios, asociaciones, u otras formas contractuales reconocidas en el Ecuador, a las cuales para efectos del presente Reglamento se les denominará Sujetos de Control.

Art. 3.- Declaración Jurada y Firma de Responsabilidad. - Las comunicaciones, informes,

estudios, balances, inventarios y demás documentos que los Sujetos de Control presenten al Ministerio del Ramo y a la Agencia de Regulación y Control, se considerarán como declaraciones juradas, con la finalidad de garantizar la veracidad y exactitud de su contenido, llevarán las firmas de sus representantes legales o de las personas autorizadas para hacerlo y de los profesionales responsables de su elaboración. Adicionalmente, se sujetarán a lo dispuesto en las leyes pertinentes.

Art. 4.- Entrega de información. - Los Sujetos de Control tienen la obligación de proporcionar al Ministerio del Ramo y a la Agencia de Regulación y Control, en los plazos y formatos establecidos, la información de las actividades desarrolladas en las diferentes fases de la industria de hidrocarburos, con la veracidad, calidad y frecuencia señalada en la Ley, Reglamentos y contratos suscritos.

Art. 5.- Facilidades.- Los Sujetos de Control tienen la obligación de proporcionar todas las facilidades requeridas por el Ministerio del Ramo y la Agencia de Regulación y Control; y, las demás instituciones del Estado en coordinación con el Ministerio del Ramo, para que puedan cumplir oportunamente con sus labores en el lugar en el que se estén ejecutando las Operaciones de Hidrocarburos, conforme a lo establecido en el marco normativo y contractual vigente, en igualdad de condiciones respecto de las facilidades y cumplimiento obligatorio de las políticas de seguridad industrial con las que cuenta el personal de cada Sujeto de Control.

Art. 6.- Idioma. - Los Sujetos de Control deben proporcionar toda la información dispuesta por la Ley, Reglamentos y Contratos en idioma castellano; sin embargo, aquella información estrictamente técnica podrá ser presentada en idioma inglés, acompañada de su traducción al idioma oficial el castellano.

Art. 7.- Capacitación. - Con el fin de cumplir con los objetivos de sus programas de capacitación técnica, tecnológica y especializada, los Sujetos de Control deben incluir en dichas capacitaciones a los servidores del Ministerio del Ramo, de la Agencia de Regulación y Control, y demás entidades y empresas del sector público, con el objetivo de transferir conocimientos en las áreas relacionadas a las Operaciones de Hidrocarburos. Los Sujetos de Control capacitarán a los servidores públicos de la industria de hidrocarburos arriba descritos, conforme la normativa legal aplicable y los contratos de hidrocarburos suscritos, en los casos que aplique, para la implementación de nuevas tecnologías y métodos de la operación de hidrocarburos.

Art. 8.- Pagos por derechos y servicios de regulación, control y administración. - Los Sujetos de Control están obligados al pago por los servicios de regulación, administración, control y fiscalización que presta el Ministerio del Ramo y la Agencia de Regulación y Control de conformidad con la normativa vigente.

Art. 9.- Protección Ambiental, Gestión Social y Comunitaria. - Los Sujetos de Control

deben cumplir con las normas constitucionales y legales en materia ambiental, principios ambientales, disposiciones jurídicas sobre seguridad industrial, participación ciudadana y demás disposiciones legales, reglamentarias y contractuales aplicables.

Art. 10.- Planes de Contingencia. - Los Sujetos de Control deben contar con planes de contingencia y respuesta inmediata aprobados por órganos competentes; y, equipos adecuados en buenas condiciones operacionales.

Art. 11.- Pólizas de Seguros. - Los Sujetos de Control deben contar con pólizas de seguros vigentes, expedidas por una compañía de seguros establecida legalmente en el país y calificada por la Superintendencia de Compañías, Valores y Seguros, sin perjuicio de los seguros adicionales que pudieran tener, cumpliendo la normativa establecida para el efecto.

Art. 12.- Fiscalización para el control de existencias de hidrocarburos. - Los días de operación de las fases de transporte y almacenamiento, y la determinación de la producción de Campo, de petróleo y Gas Natural, inician a las 04:00 de la mañana y terminan a las 04:00 de la mañana del siguiente día, de forma ininterrumpida. Los reportes del control de existencias de los hidrocarburos y su fiscalización deben remitirse a la Agencia de Regulación y Control, hasta las 06:00 de la mañana de cada día.

Los días de operación en las actividades de refinación e industrialización, transporte y almacenamiento para la comercialización de hidrocarburos, sus derivados, biocombustibles y sus mezclas; y, gas natural se inician a las 06:00 de la mañana y terminan a las 06:00 de la mañana del siguiente día, de forma ininterrumpida. Los reportes diarios del control de existencias de los hidrocarburos y su fiscalización deben remitirse a la Agencia hasta las 08:00 de la mañana de cada día. La Agencia de Regulación y Control, considerando las Operaciones de Hidrocarburos, podrá realizar un control aleatorio de las existencias de hidrocarburos.

Art. 13.- Calibración o verificación de equipos e instrumentos. - Los Sujetos de Control son responsables de que los equipos e instrumentos de medición utilizados en las actividades hidrocarburíferas se encuentren calibrados, o verificados y cuenten con los certificados emitidos por un Organismo Evaluador de la Conformidad calificado por la Agencia de Regulación y Control.

La calibración de los equipos de medición debe efectuarse, antes de su uso, cuando han recibido mantenimiento correctivo, cuando se determinen desviaciones (fuera de rango según la carta de control), cuando lo determine la Norma específica, en función de las especificaciones dadas por el fabricante de los equipos, a costo de los Sujetos de Control.

La periodicidad de las verificaciones, debe ser realizada conforme a las especificaciones

de los equipos dadas por los fabricantes en concordancia con la normativa vigente. Los responsables de guardar los registros de verificación y calibración son los Sujetos de Control.

Art. 14.- Equipos Redundantes. - Los Sujetos de Control deben realizar la instalación de un medidor redundante que permita garantizar la medición en casos de trabajos de mantenimiento y/o daños en el medidor principal, de acuerdo a la normativa vigente.

Art. 15.- Cumplimiento de normas. - Los Sujetos de Control, deben realizar las Operaciones de Hidrocarburos cumpliendo las disposiciones y regulaciones que la Ley, reglamentos, contratos, normas, estándares, procedimientos y mejores prácticas de la industria de hidrocarburos nacional e internacional determinen.

Art. 16.- De las aprobaciones y autorizaciones. - Los Sujetos de Control, deben obtener todas las aprobaciones, autorizaciones y permisos que se requieran para la operación en las diferentes fases de las Actividades de Hidrocarburos a su cargo, contenidos en la Ley, este Reglamento, Contratos y demás normas.

Art. 17.- Pre comisionado, Comisionado y Puesta en Marcha.- Los Sujetos de Control deben realizar, bajo su responsabilidad, el pre comisionado, comisionado y Puesta en Marcha de todos los sistemas instalados; verificar la capacidad operativa en condiciones de producción previstas en el diseño; garantizar la calidad, aptitud técnica y seguridad de todos los sistemas, equipos, instalaciones y elementos que se utilicen, de conformidad con las normas, estándares, procedimientos y mejores prácticas aplicadas en la industria de hidrocarburos nacional e internacional, incorporando recomendaciones de diseño y del fabricante.

Art. 18.- Pruebas Técnicas. - Se requerirá la realización de pruebas técnicas, para la construcción, mantenimiento o modificación de infraestructura, previo al inicio de operaciones. Los registros de las pruebas técnicas, pre comisionado, comisionado y Puesta en Marcha, informes, actas y demás documentos formarán parte del Dossier de Calidad de la infraestructura.

La verificación y ejecución de pruebas técnicas relacionadas con la capacidad o integridad de un sistema y ensayos, deben ser realizadas por un Organismo Evaluador de la Conformidad, previamente calificado por la ARC, de acuerdo con la normativa vigente

Art. 19.- Actividades de los Organismos Evaluadores de la Conformidad OEC.- Las actividades desarrollados por los OEC, serán de su exclusiva responsabilidad y serán controladas y fiscalizadas por la ARC de manera aleatoria y sin previo aviso, para verificar que éstas se lleven a cabo de conformidad con el marco legal y reglamentario vigente; con apego estricto a la normativa técnica, con plena independencia de tal manera que se

salvagarde la imparcialidad y objetividad de los análisis, calibraciones e inspecciones.

Art. 20.- Control de Operaciones. - La Agencia de Regulación y Control-ARC efectuará el control de las actividades de Hidrocarburos en cualquier momento, sin previa notificación y sin restricción alguna, cuando lo considere necesario, de forma documental, mediante inspecciones o auditorías técnicas en Campo y en las instalaciones de los Sujetos de Control.

Art. 21.- Programación anual y plurianual de hidrocarburos y oferta y demanda de Derivados. – Los Delegados del Ministerio del Ramo, la Agencia de Regulación y Control, las empresas públicas, y la Empresa Pública de Hidrocarburos, conformarán el Comité Nacional de Programación con el fin de elaborar la programación anual y plurianual de hidrocarburos, oferta y demanda de Derivados, que deberá incluir la programación de la producción de Derivados, operación de las unidades, capacidad de procesamiento y rendimientos de las refinerías, tomando en cuenta los mantenimientos programados de las unidades de procesos, demanda nacional de Derivados, importaciones y exportaciones.

El Ministerio del Ramo deberá coordinar el Comité Nacional de Programación.

Art. 22.- Estimación de reservas y recursos de hidrocarburos.- Con el objeto de que el Ministerio del Ramo establezca las cifras estimadas oficiales de Reservas Probadas, Probables, Posibles y los Recursos Contingentes y Prospectivos con corte al treinta y uno (31) de diciembre de cada año, los Sujetos de Control presentarán, hasta el treinta y uno (31) de enero del siguiente año, el informe y el cálculo actualizado de las Reservas y Recursos estimados de Hidrocarburos existentes en sus áreas asignadas.

Los informes y cálculos de Reservas y Recursos de Hidrocarburos estimados que serán entregados, deberán estar acorde al instructivo y los formatos establecidos por el Ministerio del Ramo.

Para la aplicación del presente artículo, los estudios que certifiquen la estimación de Reservas y Recursos de Hidrocarburos deben ser efectuados por los Sujetos de Control a través de compañías independientes o de acuerdo a lo establecido en el instructivo emitido por el Ministerio del Ramo.

Los Sujetos de Control deben remitir a la Agencia de Regulación y Control, el informe final de Reservas y Recursos de Hidrocarburos estimados, en el término de quince (15) días, una vez que el Ministerio del Ramo haya notificado su conformidad.

Art. 23.- Cambio de operador. Para el cambio de operador en un contrato de Exploración y Explotación de hidrocarburos, se requerirá la autorización previa del Ministerio del

Ramo, y se deberá observar lo dispuesto en la normativa aplicable, sobre las obligaciones ambientales.

Art. 24.- Cesión o transferencia de derechos de un contrato de Exploración y Explotación de hidrocarburos.- Para la cesión o transferencia de los derechos de un contrato de Exploración y Explotación de hidrocarburos, previamente el Contratista debe obtener la autorización del Ministro del Ramo, luego de lo cual se procederá a la suscripción del respectivo contrato modificatorio, en estricto cumplimiento de lo dispuesto en la Ley, sin perjuicio de las obligaciones que la normativa prevea para el efecto.

Art. 25.- Responsabilidad Contractual. - Las contratistas, podrán realizar Operaciones de Hidrocarburos en forma directa o mediante la contratación de empresas prestadoras de servicios a las cuales se les encarga realizar una o más de las actividades comprendidas como Operaciones de Hidrocarburos.

La contratación de empresas prestadoras de servicio no restringe, no limita y no transfiere la responsabilidad contractual de las contratistas ante el Estado, las contratistas seguirán siendo responsables de la ejecución del contrato respectivo y del cumplimiento de las obligaciones contractuales adquiridas.

Art. 26.- Definiciones. - Las definiciones de los términos técnicos, operativos y económicos, utilizados en este Reglamento están indicadas en el Anexo A. Para las definiciones que no consten en el Anexo A, se deberá revisar la normativa específica y los contratos de hidrocarburos en cuanto fuere aplicable.

Art. 27 .-Responsabilidad y riesgo de la inversión: Las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras de derecho privado que realicen Operaciones en las diferentes fases de la industria hidrocarburífera ejercerán sus actividades, asumiendo la responsabilidad y riesgo de su inversión, sin comprometer recursos públicos, esto es sin que el Estado o sus órganos y entidades tengan que realizar inversiones en el capital o financiar o garantizar créditos requeridos para tales efectos y estarán sujetas al régimen tributario común.

CAPITULO II

DE LA EXPLORACIÓN

Sección I

Conceptos y Período

Art. 28.- Período de Exploración de petróleo crudo para todo tipo de contrato relativo a la Exploración y Explotación de petróleo crudo. - El período para la Exploración de petróleo crudo durará hasta cuatro (4) años, prorrogable hasta dos (2) años más, previa justificación de la Contratista y autorización del Ministerio del Ramo y de acuerdo a lo establecido en la Ley de Hidrocarburos y las estipulaciones contractuales.

Art. 29.- Período de Exploración para todo tipo de contrato relativo a la Exploración y Explotación de Gas Natural. - El período para la Exploración de Gas Natural podrá durar hasta cuatro (4) años, prorrogable hasta por dos (2) años más, previa justificación de la Contratista y autorización del Ministerio del Ramo.

Posterior al Período de Exploración y antes de iniciar el Período de Explotación los Sujetos de Control, tendrán derecho a un período de desarrollo del mercado y de construcción de la infraestructura necesarios para el efecto, cuya duración será de cinco (5) años prorrogables hasta por dos (2) años más, de acuerdo a los intereses del Estado, a fin de que por sí solos o mediante asociación con terceros, comercialicen el Gas Natural descubierto.

Art. 30.- Actividades exploratorias. - Son consideradas actividades de Exploración de hidrocarburos orientadas a definir su existencia, las siguientes:

- a) Estudios geológicos
- b) Estudios Geofísicos, en sus diferentes fases (Adquisición, Procesamiento, Reprocesamiento, Interpretación y Reinterpretación) y tipos, (Magnetometría, Gravimetría, Aero gravimetría, Sísmica 2D, y 3D, terrestre, marina, etc.).
- c) Estudios de Sensores Remotos (fotos aéreas, imágenes satelitales, radar aéreo, etc.).
- d) Estudios Geoquímicos.
- e) Perforación de pozos exploratorios y,
- f) Otra actividad que tenga como objetivo adquirir información de los elementos y procesos de los sistemas petrolíferos y prospectos hidrocarburíferos.

Sección II

Especificaciones Técnicas de las Actividades de Exploración

Art. 31.- Los Sujetos de Control deberán realizar la Exploración sísmica 2D o 3D, de ser el caso, hasta el pre-Cretácico para el Oriente y hasta el Cretácico Superior en el Litoral.

Los pozos exploratorios deberán atravesar el Cretácico y alcanzar el pre-Cretácico; y, en caso de ser de interés del Estado ecuatoriano y para contratos de Exploración y Explotación de hidrocarburos suscritos previo acuerdo entre el Ministerio del Ramo y la Contratista, deberán perforar el pre-Cretácico, hasta alcanzar los horizontes de interés

previamente definidos.

Los Sujetos de Control notificarán motivadamente al Ministerio del Ramo, cuando las condiciones técnicas y operativas no permitan la perforación de uno o varios pozos exploratorios hasta el área de pre – Cretácico y Cretácico Superior en el Litoral.

Para el caso del Litoral, los pozos exploratorios deberán atravesar el Cretácico Superior y en el caso de ser de interés del Estado ecuatoriano y para contratos de Exploración y Explotación de hidrocarburos suscritos previo acuerdo entre el Ministerio del Ramo y la Contratista, deberán perforar el Cretácico Superior, hasta alcanzar los horizontes de interés previamente definidos.

Los Sujetos de Control deberán remitir diariamente vía correo electrónico, la información del avance de la adquisición sísmica (trocha, topografía, perforación, registro y restauración), en el formato determinado en la página web de la Agencia de Regulación y Control-ARC.

Al finalizar cada una de las fases (adquisición, procesamiento, reprocesamiento, interpretación, reinterpretación) de la sísmica 2D o 3D terrestre o marina, los Sujetos de Control deberán entregar en un término de hasta noventa (90) días, en formato físico o digital, los datos e informes finales, al Ministerio del Ramo y a la ARC.

Art. 32.- Registros de análisis de velocidad (VSP) o Check Shot en pozos exploratorios y de avanzada. - Los Sujetos de Control deben obtener los registros de análisis de velocidad (VSP), Check Shot en pozos exploratorios y de ser requerido por el Ministerio del Ramo en los pozos de avanzada.

Los Sujetos de Control deben entregar en formato físico o digital los datos, análisis e interpretación de los mismos en el transcurso de 90 días al Ministerio del Ramo y a la Agencia de Regulación y Control-ARC.

Art. 33.- Núcleos de corona, núcleos laterales de pared y muestras secas de ripios. -

a) Núcleos de corona y laterales:

En los pozos exploratorios, los Sujetos de Control deben tomar los núcleos de corona en las zonas de interés para producir hidrocarburos y, dependiendo de la extensión del Campo, en pozos de avanzada.

La toma de núcleos de corona debe asegurar, en lo posible, la recuperación del intervalo total de la zona de interés. Los núcleos obtenidos deben ser sometidos a análisis y estudios respectivos.

En el caso de que la toma de núcleos de corona no se la pueda realizar debido a que las condiciones operativas y estado del pozo no permitan, los Sujetos de Control deben tomar núcleos laterales, justificando motivadamente ante el Ministerio del Ramo.

Una vez obtenidos los núcleos de corona y núcleos laterales, dentro de un plazo de seis (6) meses de acuerdo al procedimiento establecido para el efecto, serán entregados por el Sujeto de Control a la Litoteca designada por el Ministerio del Ramo, para su preservación y custodia, en el mismo acto se contará con la presencia de los funcionarios de la Agencia de Regulación y Control-ARC para su respectiva verificación.

Los resultados de los estudios realizados en los núcleos de corona y laterales deberán ser entregados en formato físico o digital al Ministerio del Ramo con copia a la Agencia de Regulación y Control-ARC.

b) Muestras secas de ripios.

Los Sujetos de Control deben tomar las muestras secas de ripios desde la superficie hasta la profundidad final en los pozos exploratorios y de avanzada; y en los pozos de desarrollo desde el inicio de las zonas de interés hasta la profundidad final del pozo.

La muestra seca de perforación, dentro de un plazo de doce (12) meses de acuerdo al procedimiento establecido para el efecto, serán entregados por el Sujeto de Control a la Litoteca designada por el Ministerio del Ramo, para su preservación y custodia, en el mismo acto se contará con la presencia de los funcionarios de la Agencia de Regulación y Control-ARC para su respectiva verificación.

Sección III

Procedimiento para aprobación de Actividades de Exploración

Art. 34.- Inicio de la etapa de Exploración. - Los Sujetos de Control, previo a su inicio, deben presentar para aprobación del Ministerio del Ramo, con copia a la Agencia de Regulación y Control-ARC, las actividades exploratorias, de acuerdo al Plan Exploratorio Mínimo Comprometido o Programa de Actividades y Presupuesto de Inversiones, Costos y Gastos aprobado y sus reformas, adjuntando la información técnica.

En caso de suspensión o reinicio de las actividades exploratorias, se debe notificar por escrito, con la justificación respectiva al Ministerio del Ramo con copia a la Agencia de Regulación y Control-ARC, la que debe ser aprobada por el Ministerio del Ramo previo a la suspensión o reinicio de actividades.

Art. 35.- Plan Exploratorio Mínimo. - Los contratos de Exploración y Explotación deberán contener el Plan Exploratorio Mínimo a ejecutarse de conformidad a lo comprometido en el contrato, cumpliendo con lo dispuesto en el artículo 25 de la Ley de Hidrocarburos.

Art. 36.- Aprobación de Actividades de Explotación Anticipada. - El Sujeto de Control durante la etapa de Exploración, podrá remitir al Ministerio del Ramo, el Plan de Desarrollo, justificando la ejecución del Plan Exploratorio Mínimo, Plan que será aprobado mediante resolución por parte del Ministerio del Ramo, de conformidad a lo establecido en el capítulo de Planes de Desarrollo.

Art. 37.- Notificación de actividades adicionales de Exploración.- Los Sujetos de Control deben notificar obligatoriamente al Ministerio del Ramo y a la Agencia de Regulación y Control-ARC, el inicio, suspensión y reinicio de las actividades exploratorias, que no se encuentren contenidas en el Plan Exploratorio Mínimo Comprometido o en el Programa de Actividades y Presupuesto de Inversiones, Costos y Gastos aprobado y sus reformas; para lo cual se seguirá el procedimiento de conformidad a lo establecido en el capítulo de Planes de Desarrollo.

Art. 38.- Finalización del Período de Exploración. - Este período finalizará:

- a) Al vencimiento del plazo señalado para el Período de Exploración.
- b) A solicitud del Sujeto del Control, siempre que se hayan cumplido todas las actividades previstas para este período, y;
- c) Con la presentación del Plan de Desarrollo para la etapa de Explotación.

Art. 39.- Volúmenes no comerciales. - En caso de no haberse descubierto, durante el Período de Exploración, volúmenes de hidrocarburos comercialmente explotables se procederá a realizar el procedimiento de reversión y/o devolución del área al Estado, de acuerdo con la Ley de Hidrocarburos, y a lo establecido en los contratos.

Sección IV

Plan De Desarrollo

Art. 40.- Procedimiento para aprobación del Plan de Desarrollo. - Los Sujetos de Control dentro de los plazos que fijen los contratos o dentro de tres (3) meses antes de la terminación del Período de Exploración, deben presentar por escrito al Ministerio del Ramo, la solicitud de aprobación del Plan de Desarrollo para cada uno de los Campos por desarrollar.

En el caso de Explotación de Gas Natural, el Plan de Desarrollo deberá ser presentado al Ministerio del Ramo tres (3) meses antes del vencimiento del periodo del desarrollo de

mercado y de construcción de infraestructura.

El Ministerio del Ramo mediante resolución aprobará o negará el Plan de Desarrollo propuesto por el Sujeto de Control en el término de 45 días contados a partir de la recepción del último documento que complete la información requerida para iniciar el proceso, y será notificada a la Agencia de Regulación y Control-ARC.

El Plan de Desarrollo podrá ser negado en caso de que la información presentada tenga inconsistencias, esté incompleta o no tenga el sustento técnico - económico respectivo. En estos casos, los Sujetos de Control podrán solicitar nuevamente la aprobación del Plan de Desarrollo dentro del plazo de tres (3) meses, una vez que las causas que determinaron la negativa hayan sido superadas satisfactoriamente.

Todo Campo en fase de Explotación debe contar con un Plan de Desarrollo aprobado y actualizado.

Art. 41.- Contenido del Plan de Desarrollo. - El Sujeto de Control debe presentar para aprobación del Ministerio del Ramo en físico o digital el Plan de Desarrollo, justificando su comercialidad y adjuntando el pago respectivo y la siguiente información mínima:

1. ASPECTOS TÉCNICOS

1.1. GEOLOGÍA Y GEOFÍSICA:

1. Estudios geológicos y geofísicos del Campo en general y de los reservorios de interés en particular.
2. Evaluación e Interpretación petrofísica de registros eléctricos.
3. Mapas y cortes estructurales – estratigráficos
4. Mapas planimétricos, isobáricos e isópacos, de isoporosidades, isosalinidades y porcentaje de agua de los Yacimientos.
5. Mapa y coordenadas UTM y geográficos preliminares de pozos a perforarse (objetivos primarios y secundarios)
6. Cálculo del POES (formato en Excel editable);

1.2. YACIMIENTOS:

1. Estudio de Yacimientos.
2. Determinación de presiones de reservorio.
3. Informes y análisis de Núcleos.
4. Informe y análisis PVT de los fluidos contenidos en los Yacimientos relacionados.
5. Estimación del factor de recobro.
6. Estimación de Reservas y Recursos existentes en el Campo.

7. Perfil de producción de fluidos (petróleo, agua y gas) por Yacimiento, pozo y Campo.
8. Caracterización de Yacimientos.
9. Cronograma estimado de actividades CAPEX.
10. Modelos dinámicos con el caso que contenga la estrategia de producción del Campo (de ser el caso).
11. Informe con el proyecto de Recuperación Secundaria y/o terciaria a implementarse (en los casos que aplique).

1.3. PERFORACIÓN:

1. Pozos: exploratorios, de avanzada y de desarrollo (Cronograma tentativo de pozos a perforarse).

1.4. PRODUCCIÓN:

1. Programa de Completación de pozos (diagrama propuesto).
2. Sistema(s) de levantamiento.
3. Aplicaciones de nuevas tecnologías.
4. Sistema de medición de producción de Campo.
5. Facilidades de producción (ingeniería conceptual o básica).
6. Análisis funcional de operatividad de facilidades de transporte y obras conexas (ingeniería conceptual o básica).
7. Ubicación del centro de fiscalización y entrega de producción.

1.5. ESTUDIOS AMBIENTALES, SALUD OCUPACIONAL Y SEGURIDAD INDUSTRIAL:

1. Inversiones y programas de preservación del ambiente y demás requisitos previstos en la Ley aplicable.

1.6. CRONOGRAMA:

1. Cronograma de actividades para todo el Período de Explotación.

2. ASPECTOS ECONÓMICOS:

1. Modelo económico financiero (formato en Excel editable).
2. Parámetros económicos y financieros utilizados en el análisis.
3. Inversiones anuales.
4. Costos variables y fijos anuales.
5. Beneficios para el Estado y la Contratista.
6. Determinación de rentabilidad.

7. Análisis de sensibilidad.

El Ministerio del Ramo podrá solicitar información adicional necesaria para el análisis y aprobación del Plan de Desarrollo.

Art. 42.- Planes de Desarrollo para la Explotación Anticipada o Adicional.- Para la Explotación de Yacimientos, resultantes de Exploración o Exploración adicional, el Sujeto de Control deberá presentar para la aprobación del Ministerio del Ramo los correspondientes Planes de Desarrollo, en los casos de poner en producción las nuevas reservas descubiertas, resultado de la implementación de nuevas técnicas para la recuperación adicional de las reservas existentes, o en otros casos, seguirá el mismo procedimiento previsto en el artículo 39 de este Reglamento.

Art. 43.- Reformas al Plan de Desarrollo. - Los Sujetos de Control deben presentar para aprobación del Ministerio del Ramo, reformas al Plan de Desarrollo y Planes de Desarrollo Adicionales, observando el mismo procedimiento establecido en el artículo 39 de este Reglamento.

Art. 44.- Devolución de áreas. - Los Sujetos de Control devolverán aquellas áreas, conforme lo estable la Ley de Hidrocarburos y la normativa ambiental.

CAPITULO III

PERFORACIÓN

Sección I

Actividades de Perforación y Procedimiento de Aprobación

Art. 45.- Actividades de Perforación. - Constituyen la perforación de pozos (en tierra o costa afuera): exploratorios, de avanzada, de desarrollo, reentradas, inyectoras, reinyectoras, de relleno, multilaterales, entre otros; así como programas alternos (profundizaciones, cambio del diseño geométrico del pozo, Sidetrack y otros).

Art. 46.- Procedimiento de aprobación para realizar Actividades de Perforación de pozos.- Previo a la perforación de un pozo, los Sujetos de Control deben presentar al Ministerio del Ramo la solicitud de perforación al menos quince (15) días calendario antes de iniciar las operaciones, en los formatos correspondientes, adjuntando el programa de operaciones de perforación, el pago de tasa respectiva de conformidad a la resolución vigente y anexos, con copia a la Agencia de Regulación y Control-ARC.

El Ministerio del Ramo analizará y de ser el caso aprobará la solicitud del Sujeto de Control, previo informe del área técnica y mediante resolución expedida dentro del término de quince (15) días contados a partir de la recepción de la solicitud, aprobación que tendrá vigencia de un (1) año.

El nombre y la clasificación de los pozos a perforarse, estará sujeto a las disposiciones que contengan el instructivo y los formatos establecidos por el Ministerio del Ramo.

Sin perjuicio de los procesos administrativos sancionatorios, los Sujetos de Control que hayan perforado pozos sin aprobación del Ministerio del Ramo, deben presentar una solicitud, a fin de regularizar su actividad con los respectivos justificativos.

Los Sujetos de Control deben remitir el reporte diario de perforación a la ARC, conforme el formato y disposiciones emitidas para el efecto.

Sección II

Características Técnicas de la Perforación de Pozos

Art. 47.- Pozos de distancias menores de doscientos metros (200 m). - La perforación de pozos cuyo objetivo se encuentre a distancias menores de doscientos metros (200 m) de toda vertical bajada del límite del Bloque o del Área del Contrato, requerirá la autorización previa de la Agencia de Regulación y Control.

Art. 48.- Estudios para perforaciones costa afuera. - En el caso de perforaciones costa afuera para el posicionamiento de las plataformas de perforación que tengan que ser asentadas en el fondo marino, los Sujetos de Control, deberán efectuar estudios geológicos, geofísicos y geotécnicos del suelo, así como estudios meteorológicos, batimétricos y otros del área de interés, a fin de garantizar la estabilidad de las plataformas.

Una vez terminados los estudios toda la información geológica, geofísica, geotécnica y otras, se deberá entregar al Ministerio del Ramo con copia a la Agencia de Regulación y Control-ARC.

Art. 49.- Registros eléctricos de pozos. - Los Sujetos de Control deben correr registros eléctricos en las zonas de interés, en todos los pozos perforados.

Cuando no sea factible correr dichos registros eléctricos en hueco abierto por problemas operacionales, se debe tomar registros eléctricos a hueco entubado.

Una vez concluido el registro de cada pozo, los Sujetos de Control deben entregar estos registros (incluida la interpretación) en un término de treinta (30) días laborables al

Ministerio del Ramo y a la Agencia de Regulación y Control-ARC.

Art. 50.- Programas Alternos de Perforación de Pozos. - Todo cambio al Programa de Perforación de Pozos aprobado, o al presentarse problemas operacionales durante la perforación, los Sujetos de Control informarán y presentarán programas alternos al Ministerio del Ramo para su aprobación respectiva, con copia a la Agencia de Regulación y Control-ARC, incluido fines de semana.

En caso de cambio de coordenadas de superficie, previamente aprobadas, el Sujeto de Control debe presentar una nueva solicitud ante el Ministerio del Ramo para la autorización correspondiente.

Art. 51.- Pozo fuera de control (Blow out). - Si un pozo queda fuera de control, los Sujetos de Control deberán tomar todas las medidas emergentes y notificar por cualquier medio escrito o correo electrónico al Ministerio del Ramo y a la Agencia de Regulación y Control-ARC, en un tiempo máximo de una (1) hora luego de haberse verificado el evento.

En diez (10) días después que el pozo haya sido controlado, los Sujetos de Control presentarán al Ministerio del Ramo y a la ARC, el informe respectivo detallando todos los problemas ocurridos y las acciones ejecutadas.

Art. 52.- Informe final del pozo. - Los Sujetos de Control, dentro del plazo de sesenta (60) días calendario desde la finalización de los trabajos de perforación, deben presentar el informe final geológico y de perforación del pozo en un (1) ejemplar en forma digital a la Agencia de Regulación y Control-ARC y al Ministerio del Ramo, en los formatos establecidos para el efecto, y conforme al Manual de Estándares de Entrega de Información Técnica.

El Informe final de perforación deberá contener como mínimo la siguiente información: historia de la perforación, registros efectuados (medidas de desviación, brocas, hidráulica, revestidores, cementación, control de sólidos, análisis de tiempo, fluidos de perforación, listado de registros eléctricos, entre otros), estado mecánico del pozo, problemas presentados, resultados obtenidos, detalle de costos reales incurridos en las operaciones de perforación, resumen de geología y recomendaciones.

El informe final de geología deberá contener como mínimo la siguiente información: información general (mapa de ubicación, estado mecánico, curva de tiempo, sumario del pozo, servicios prestados, compañías de servicios), información de geología (tabla de topes formacionales, descripción litológica por formaciones, columna estratigráfica), sumario de ingeniería (actividad diaria, gráfico de distribución de tiempos, gráficos de BHAs, tabla de manifestaciones de hidrocarburos, tabla de manifestaciones de gases, tabla de propiedades de lodo, tabla de surveys, tabla de brocas, cementación), muestreo

litológico (recolección de muestras, listado de muestras recuperadas, descripción litológica por intervalos), anexos (registros de evaluación de formaciones Mt D/TVD, registros de parámetros de perforación, registro compuesto, interpretación y evaluación geológica final).

Art. 53.- Procedimiento para taponamiento y abandono definitivo de pozos.- Si como resultado de la perforación, análisis de registros eléctricos o pruebas de producción se determina que el comportamiento del pozo de petróleo o Gas Natural no es comercial, que no se pudiere terminar por problemas o fallas operacionales o por no ser productivo (seco), y si los mismos no van a ser utilizados en el futuro como pozos de re-entrada, reinyectores o inyectores, se debe proceder al taponamiento y abandono definitivo del pozo.

Previo al taponamiento y abandono definitivo de pozos, los Sujetos de Control deberán solicitar, en el formulario correspondiente, la autorización del Ministerio del Ramo, con el siguiente procedimiento y requisitos:

- a) Adjuntar el estudio técnico respectivo que justifique el abandono del pozo. En pozos con historial de producción deberá incluir la información técnica individualizada para cada Yacimiento, especialmente indicando las Reservas 3P a la fecha del abandono.
- b) Si el pozo a abandonarse tiene problemas del revestimiento o algún tipo de pescad o que cubra parcialmente los intervalos perforados de un Yacimiento en particular, se deberá colocar un tapón de cemento sobre los intervalos perforados.
Los Sujetos de Control e s t á n obligadas a presentar las respectivas solicitudes de abandono para aquellos pozos inyectores que dejen de cumplir esta función.
- c) Los tapones de cemento deben garantizar el aislamiento de las formaciones cañoneadas y expuestas a la invasión de fluidos.
- d) En todos los casos, se colocará en la boca del pozo un tapón de cemento de acuerdo a las necesidades técnicas del Sujeto de Control, sobre los acuíferos de las formaciones Tiyuyacu y Orteguzaza, para garantizar el aislamiento de flujos de agua hacia la superficie.
- e) En superficie se colocará una plancha de hormigón que cubra el respectivo contrapozo o sellar a aquellos pozos ubicados en una plataforma común. En el contrapozo o sellar correspondiente se colocará una placa visible donde se indique el nombre del pozo y la fecha de abandono del mismo. Si el pozo a abandonarse está ubicado en una plataforma individual se deberá colocar un marco de seguridad de protección y una placa donde conste: el nombre del Campo, el nombre del pozo, las coordenadas geográficas y la fecha de abandono del mismo.
- f) En caso de existir en el pozo un pescad o, como una herramienta con fuentes radioactivas, se colocará un tapón de cemento de aproximadamente 500 pies y una placa de color rojo, que incluya la información del pozo y la profundidad a la que

quedó la herramienta radioactiva.

- g) Establecido el abandono definitivo y en caso de que el Sujeto de Control requiera la reactivación del pozo y su posterior Completación, deberá presentar al Ministerio del Ramo con copia a la Agencia de Regulación y Control-ARC los justificativos técnicos para la aprobación.
- h) Presentar en un término de treinta (30) días al Ministerio del Ramo con copia a la ARC el informe de trabajo ejecutado en el formulario correspondiente, adjuntando el diagrama final y el registro fotográfico de abandono del pozo.

Art. 54.- Procedimiento para taponamiento y abandono temporal de pozos. - Previo al taponamiento y abandono temporal de pozos, los Sujetos de Control deben solicitar en el formato correspondiente, la autorización del Ministerio del Ramo, con el siguiente procedimiento:

- a) Cumplir con las mismas formalidades indicadas para el taponamiento y abandono definitivo de pozos. Para aquellos pozos que no cuenten con un programa operativo inmediato u otros motivos justificados, se colocará dos tapones recuperables o perforables sobre la zona de interés de hidrocarburos y un tapón de cemento de 100 pies en boca de pozo con el nombre del pozo y sus coordenadas en superficie.
- b) El Sujeto de Control debe presentar el informe del trabajo ejecutado en el formulario correspondiente, adjuntando el diagrama final del pozo al Ministerio del Ramo y a la Agencia de Regulación y Control-ARC.

CAPITULO IV

DE LA EXPLOTACION (PRODUCCION)

Sección I

Conceptos y Período

Art. 55.- Período de Explotación. - El Período de Explotación del petróleo, en todo tipo de contrato, podrá durar hasta veinte (20) años prorrogables por el Ministerio del Ramo, de acuerdo a lo que se establezca en el Plan de Desarrollo del área y siempre que convenga a los intereses del Estado, de conformidad con la Ley de Hidrocarburos.

El Ministerio del Ramo deberá remitir a la Agencia de Regulación y Control-ARC, la copia de la autorización del inicio del Período de Explotación, así como las prórrogas de dicho período en el caso de existir.

Art. 56.- Actividades de Explotación.- Constituyen actividades de Explotación, la

Sesión de Directorio Extraordinaria Electrónica de 06 de julio de 2021
Página 20 de 82

perforación Completación y Pruebas Iniciales; Reacondicionamiento de Pozos (con torre o sin torre) que afecte o no al Yacimiento; cambio de arena productora; producción conjunta de Yacimientos; instalación de sistemas de Levantamiento Artificial, tratamiento y reinyección de fluidos y rípios, actividades de Recuperación Secundaria y terciaria ; construcción, operación y mantenimiento de facilidades de producción; uso y quema de gas.

Art. 57.- Procedimiento para notificación y aprobación de actividades de Explotación. -

a) NOTIFICACIONES:

Los Sujetos de Control, previo al inicio de las siguientes actividades, deben notificar al Ministerio del Ramo con copia a la Agencia de Regulación y Control-ARC, en los formularios correspondientes, adjuntando el programa de operaciones, justificativos técnicos correspondientes y los comprobantes de pago establecidos:

1. Completaciones y Pruebas Iniciales para todo tipo de pozo.
2. Trabajos en todo tipo de pozos que requieran cambios a equipos de Levantamiento Artificial, reparaciones o limpiezas de los mismos.
3. Trabajos en pozos que impliquen limpieza de punzados de la formación.
4. Construcción, ampliación, mejoramiento o modificaciones de facilidades existentes que consten en el presupuesto aprobado de actividades, inversiones, costos y gastos.
5. Programas alternos en las Pruebas Iniciales y los reacondicionamientos que no afecten al reservorio.
6. Suspensión y Reinicio de operaciones.
7. Cierres temporales o definitivos de pozos debidamente justificados.

b) APROBACIÓN POR RESOLUCIÓN

Los Sujetos de Control previo al inicio de las siguientes actividades, deben contar con la aprobación del Ministerio del Ramo, en los formularios que se proveerá a través de la página Web, adjuntando el programa de operaciones, justificativos técnicos y análisis económicos correspondientes para actividades CAPEX y los comprobantes de pago establecidos, con copia a la Agencia de Regulación y Control-ARC.

1. Utilización del Gas Asociado para uso en operaciones de Explotación, generación de energía eléctrica, producción, transporte y/o quema.
2. Utilización de petróleo para uso en las operaciones de Explotación, generación de energía eléctrica, producción y transporte.
3. Explotación por separado de dos o más Yacimientos (completaciones duales u otras).

4. Trabajos en pozos que requieran cualquier cambio de sistema de Levantamiento Artificial de mayor capacidad.
5. Trabajos que impliquen: repunzados, cambio de zona, estimulación matricial, fracturamiento de un Yacimiento productor, receptor u otros trabajos que afecten al reservorio.
6. Programas alternos de cambio de zona.
7. Construcción de facilidades de producción, ampliación, mejoramiento o modificación de facilidades existentes que no consten en el presupuesto aprobado.
8. Explotación Conjunta de dos o más Yacimientos

Las aprobaciones otorgadas tendrán vigencia de un año a partir de la fecha de su suscripción.

Art. 58.- Delimitación topográfica y geodésica de áreas asignadas y adjudicadas. - Los Sujetos de Control están obligados a entregar dentro de los dos (2) primeros años del Período de Explotación un levantamiento topográfico y geodésico del área asignada siguiendo todas las normas técnicas establecidas tanto por el Instituto Geográfico Militar, como por el Instituto Oceanográfico de la Armada, y a su vez, aprobadas por dichas instituciones. El archivo cartográfico deberá ser entregado al Ministerio del Ramo en formato digital en un sistema de información geográfica, conjuntamente con los documentos de aprobación de las instituciones anteriormente nombradas para su respectiva aprobación, de tal manera que las áreas mantengan concordancia con el espacio asignado y licencia ambiental otorgada para la operación.

Esta información deberá ser proporcionada de acuerdo a los formatos establecidos en el Manual de Estándares de Entrega de Información del Ministerio del Ramo.

Art. 59.- Completación y Pruebas Iniciales de pozos (CPI). - Sobre la base de la interpretación de los registros eléctricos corridos y demás información obtenida durante la perforación y antes de iniciar las actividades de producción o inyección, los Sujetos de Control deben notificar al Ministerio del Ramo con copia a la Agencia de Regulación y Control-ARC.

Art. 60- Análisis PVT. - Los Sujetos de Control deben obtener al menos una muestra de hidrocarburos en cada reservorio por Campo; y, el informe de los resultados obtenidos deberá presentarse al Ministerio del Ramo y a la Agencia de Regulación y Control-ARC, en el período máximo de seis (6) meses de obtenida la muestra de hidrocarburos.

Art. 61.- Pruebas de producción. - Una vez concluida la perforación y Completación de un pozo, el Sujeto de Control debe evaluar y producir a diferentes tasas de producción por un tiempo no mayor a treinta (30) días, luego de lo cual dentro de un término de cinco (5)

días debe solicitar al Ministerio del Ramo la fijación de la tasa de producción.

Dentro del período de evaluación del pozo, se deben tomar registros de presión con cierre de fondo u otros métodos que permitan su cuantificación, producción de fluidos, y de los parámetros y trabajos de evaluación y producción, que deben estar disponibles en cualquier momento, para el Ministerio del Ramo y la Agencia de Regulación y Control-ARC.

El Ministerio del Ramo podrá aprobar la Prolongación del Tiempo de Evaluación en los pozos exploratorios o de avanzada, previa justificación técnica, por un período de tres (3) meses prorrogables hasta (3) meses más; una vez cumplido este plazo se debe presentar al Ministerio del Ramo el Plan de Desarrollo para su aprobación.

El Ministerio del Ramo podrá autorizar hasta por tres (3) meses la prolongación del tiempo de evaluación, en los pozos perforados en la fase de Explotación previa solicitud técnicamente justificada.

El Ministerio del Ramo previa solicitud motivada, autorizará hasta por seis (6) meses la evaluación de los pozos que resulten de las inversiones de Exploración Adicional realizadas en el Período de Explotación, siempre que previamente no se haya solicitado la declaratoria de comercialidad o Plan de Desarrollo, como consecuencia de que el proyecto resulte económicamente rentable.

En caso de que no sea procedente la declaratoria de comercialidad, se aplicará lo señalado en los reglamentos de contabilidad correspondientes, normativa legal y contractual vigente. En estos casos el Ministerio del Ramo podrá autorizar la producción de los pozos hasta el agotamiento de hidrocarburos o de energía del Yacimiento o finalización del contrato, previa solicitud motivada.

En caso de fuerza mayor o caso fortuito debidamente justificado por el peticionario y calificado de conformidad con la normativa aplicable, la vigencia de la autorización de pruebas de producción podrá prorrogarse durante el tiempo que dure el evento.

Los Sujetos de Control deben presentar al Ministerio del Ramo y a la ARC, un informe final de operaciones de Completación y pruebas de pozo, en quince (15) días calendario luego de terminado el trabajo, en el formulario establecido y cargado en su página web.

Art. 62.- Completación Múltiple. - En caso de existir más de un (1) Yacimiento productivo y que sea conveniente explotarlo simultáneamente, se deberá instalar Completación múltiple que garantice el control de la producción y sus parámetros asociados a la operación de manera independiente de cada uno de los Yacimientos.

Los Sujetos de Control deberán equipar adecuadamente los pozos que serán completados

como productores, inyectores o reinyectores, de acuerdo con las mejores prácticas de ingeniería utilizadas en la industria de hidrocarburos, para:

- a) Controlar eficientemente la producción, reinyección o inyección de fluidos;
- b) Impedir el escape de fluidos para evitar pérdidas, daños y contaminación; y,
- c) Evitar la comunicación de fluidos entre zonas o Yacimientos.

Los Sujetos de Control, durante el período de evaluación deben tomar una Prueba de Restauración de Presión para cada zona o Yacimiento.

Art. 63.- Producción Conjunta. - En caso de existir más de un (1) Yacimiento productivo, los Sujetos de Control, previo a la Explotación Conjunta de dos (2) o más Yacimientos, remitirán para aprobación por parte del Ministerio del Ramo los justificativos técnicos que permitan cumplir lo siguiente:

1. Evitar o minimizar el flujo cruzado entre los Yacimientos, con la finalidad de maximizar la producción de los Yacimientos.
2. Cuantificar o estimar la producción individual de cada yacimiento, cuya metodología debe ser puesta en conocimiento de la Agencia de Regulación y Control-ARC.
3. Contar con la información que permita estimar las reservas y condiciones individuales de los Yacimientos, durante su etapa de producción. Se debe proveer el respectivo registro de seguimiento de manera mensual.

El Sujeto de Control, ante una intervención de pozo, programada o imprevista, para la explotación conjunta de dos (2) o más Yacimientos deberá demostrar el aporte de fluidos de cada Yacimiento; y, sobre la base de los resultados deben optimizar las completaciones y la producción. Esta información será remitida al Ministerio del Ramo y a la ARC.

Art. 64.- Equipo de Completación. - Los Sujetos de Control deben equipar los pozos a ser terminados como productivos, de inyección o reinyección, de acuerdo con las mejores prácticas de ingeniería utilizadas en la industria de hidrocarburos, a fin de cumplir con lo siguiente:

- a) Optimizar la producción, inyección y reinyección de fluidos;
- b) Evitar pérdidas, daños y contaminación;
- c) Evitar la comunicación de fluidos de un (1) Yacimiento a otro; y,
- d) Tomar registros de temperatura y presión en las diferentes zonas o Yacimientos, efectuar trabajos de reacondicionamiento y controlar la producción, inyección o reinyección individual de cada una de las zonas o Yacimientos, evaluar la producción del pozo y tomar una prueba de presión con cierre de fondo, y otras

operaciones necesarias.

Art. 65.- Caracterización de Yacimientos. - El Ministerio del Ramo aprobará la caracterización de los Yacimientos por Campo, sobre la base de la información técnica remitida por los Sujetos de Control obtenida de geofísica, geología, petrofísica, mecanismos de producción, características de los fluidos, presiones y otros parámetros técnicos relacionados, que permitan determinar e identificar claramente los diferentes Yacimientos del Campo.

En caso de nuevos estudios o información que determine la separación o unificación de estratos o cuerpos dentro de un Yacimiento del Campo, los Sujetos de Control deben presentar para aprobación del Ministerio del Ramo la caracterización del o los Yacimientos correspondientes, observando lo descrito en este artículo.

Los Sujetos de Control deben actualizar la caracterización de Yacimientos cuando el Ministerio del Ramo o la Agencia de Regulación y Control-ARC lo soliciten.

Los Sujetos de Control deben considerar la caracterización aprobada por el Ministerio del Ramo, para todos los estudios de perforación, geofísica, geología, Yacimientos, producción, operaciones y otros relacionados.

Las tasas de producción aprobadas deben guardar concordancia con la caracterización vigente del Campo.

Art. 66.- Cambio de zona. - Una vez aprobado y ejecutado el trabajo de reacondicionamiento que implique cambio de zona y sobre la base de los resultados de la evaluación del Yacimiento, los Sujetos de Control deben solicitar en un término de cinco (5) días al Ministerio del Ramo con copia a la Agencia de Regulación y Control-ARC la aprobación del cambio de zona, y solicitar la Tasa de Producción Permitida, conforme al Artículo 71.

Art. 67.- Daño a formaciones. - Para evitar daños a formaciones en zonas productivas, los Sujetos de Control deben realizar las operaciones de perforación, Completación, reacondicionamientos y Estimulación, utilizando las mejores prácticas de la industria de hidrocarburos; y, de acuerdo con las características de la zona o Yacimiento, considerando principalmente las presiones de fractura de los Yacimientos y su composición mineralógica y petrofísica.

Previo a la realización de cualquier trabajo de estimulación matricial, de inyección de químicos, sea a un pozo productor, inyector o reinjector y se tenga evidencia anterior de incompatibilidad entre los fluidos de perforación, Completación o reacondicionamiento con el reservorio de interés; los Sujetos de Control deben realizar:

- a) Pruebas de restauración de presión que verifique la existencia de daño en la formación.
- b) Análisis de laboratorio utilizando muestras de núcleos del Yacimiento a intervenir, que compruebe que no se va a producir daño en el mismo, cuando se disponga de las muestras de núcleos.

Adicionalmente, se debe contar con un (1) análisis de compatibilidad con los fluidos del Yacimiento a ser intervenido, para verificar que no habrá problemas de compatibilidad con el fluido inyectado usado en la intervención.

Art. 68.- Conservación.- La Explotación de los hidrocarburos se debe realizar de tal forma que se evite el uso excesivo e impropio de la energía natural del Yacimiento, para lo cual los Sujetos de Control deben explotarlo cumpliendo las tasas aprobadas por el Ministerio del Ramo, aplicando prácticas, tecnologías y equipos de demostrada eficiencia; y controlar las presiones, la Relación Gas-Petróleo y el corte de agua, etc., a fin de obtener técnica y económicamente la máxima recuperación final de hidrocarburos.

Art. 69.- Anormalidades operativas- Cuando se presenten pozos con anormalidades en su perforación, operación o comportamiento, que puedan dañar el Yacimiento, los Sujetos de Control deberán proponer para aprobación del Ministerio del Ramo las correcciones que estimen aconsejables.

Cuando se comprobare que los Sujetos de Control realizaron una mala práctica operativa, utilizaron equipos y tecnología inadecuados o no tomaron las acciones oportunas, la Agencia de Regulación y Control-ARC realizará el proceso administrativo previsto en la normativa aplicable.

Art. 70.- Tasa de producción. - Una vez finalizada la etapa de evaluación de las Pruebas Iniciales o del cambio de zona, los Sujetos de Control en un término de cinco (5) días, con todo el respaldo técnico deben solicitar la fijación o actualización de la tasa de producción a Condiciones Estándar, por Yacimiento y pozo, al Ministerio del Ramo, quien emitirá la resolución de fijación o actualización.

Los Sujetos de Control deben solicitar la actualización de las tasas de producción de Yacimientos productores cuando exista una intervención a los mismos o se reactive una zona cerrada.

Todos los pozos de producción de los Sujetos de Control deben contar con la respectiva tasa de producción aprobada, exceptuando los pozos de los Bloques 1 y 2, y pozos con producción Marginal o Intermittente debidamente aprobados por el Ministerio del Ramo.

El Ministerio del Ramo analizará la solicitud del Sujeto de Control y fijará o actualizará la tasa de producción un término de quince (15) días contados a partir de la recepción de la solicitud que cumpla con los requisitos establecidos en los formularios correspondientes.

Las tasas de producción aprobadas deben guardar concordancia con la caracterización vigente del Campo.

Sección II

Operaciones De Explotación (Producción)

Art. 71.- Presiones de Yacimientos. - Los Sujetos de Control deben obtener datos de presión de todos los Yacimientos probados de todos los pozos. En los pozos que se encuentran en producción se deberá tomarse presiones de los reservorios una vez al año, para el efecto se recomienda realizarlo cuando se ejecuten trabajos de reacondicionamiento.

El registro de presiones se realizará utilizando un equipo con cierre de fondo u otro método que permita su determinación. El informe de registro y su interpretación debe ser entregado al Ministerio del Ramo con copia a la Agencia de Regulación y Control-ARC, dentro del plazo de un (1) mes después de concluidas dichas pruebas.

El Ministerio del Ramo, podrá solicitar que se tomen medidas de presión con cierre de fondo del reservorio en los pozos, en forma fundamentada y motivada.

Art. 72.- Reclasificación o conversión de pozos. - Los Sujetos de Control dependiendo de las necesidades o requerimientos técnicos podrán solicitar la reclasificación o conversión de pozos, de productores a inyectoros o reinyectores, o viceversa, u otros tipos.

Para la aprobación por parte del Ministerio del Ramo, los Sujetos de Control deben presentar todos los justificativos técnicos de respaldo. La aprobación se emitirá en un término de 30 días.

Art. 73.- Reinyección de agua de formación, agua y desechos, recortes (ripios de perforación) en pozos. - Los Sujetos de Control podrán reinyectar agua de formación, agua y desechos, recortes (ripios de perforación) en pozos perforados para este fin, así como en aquellos que han sido reclasificados como reinyectores.

Para la reinyección de agua de formación, agua y desechos, recortes (ripios de perforación) en la formación seleccionada, se debe realizar lo siguiente:

- a) El estudio de las características geológicas de la formación receptora.
- b) El asegurar el confinamiento geológico de la zona receptora.

- c) La definición de las características técnicas de los pozos de reinyección en los cuales se demuestre admisión y no haya presencia de hidrocarburos comercialmente explotables.
- d) El asegurar mecánicamente la protección de los acuíferos superficiales o Yacimientos.
- e) El análisis de no impacto a pozos cercanos, ni fallas.
- f) La estimación de la capacidad de recepción del pozo, de acuerdo con las características geológicas de la formación.
- g) Las características del fluido a reinyectarse.
- h) La evaluación de riegos y métodos de mitigación.
- i) Las pruebas de admisión en el pozo receptor.

Además, se deben cumplir con las demás disposiciones legales y reglamentarias, relacionadas con el control y protección ambiental.

Art. 74.- Recuperación Secundaria. - Los Sujetos de Control podrán realizar los trabajos necesarios a fin de aumentar el factor de recobro en aquellos Yacimientos en los que técnica y económicamente sea posible.

Para los proyectos de Recuperación Secundaria previo a su ejecución, el Sujeto de Control debe solicitar la aprobación del Proyecto Piloto al Ministerio del Ramo y notificar a la Agencia de Regulación y Control-ARC el inicio del mismo, adjuntando la información técnica de respaldo.

Los Sujetos de Control deberán realizar las pruebas de inyectividad, así como las pruebas de compatibilidad entre el agua o gas a inyectarse con el fluido y el Yacimiento receptor, tanto en los pozos nuevos perforados con este fin, como en aquellos que han sido reclasificados a inyectores.

Se considerará un proyecto como piloto, cuando no existan proyectos anteriores realizados en la misma zona del Campo y cuando no exista afectación probada a los pozos que forman parte del arreglo propuesto. El proyecto piloto tendrá una duración de máximo 2 años contabilizados desde su aprobación.

Para la implementación del proyecto piloto de Recuperación Secundaria por Campo y Yacimiento, los Sujetos de Control deben presentar para aprobación del Ministerio del Ramo el estudio técnico-económico del proyecto, que demuestre la factibilidad del mismo, incremento de reservas, producción, mejora o mantenimiento en la presión de Yacimiento.

El estudio técnico-económico contendrá por lo menos lo siguiente:

- a) Estudios geológicos sedimentológicos y estratigráficos (de ser posible, incluir

- estudios de muestras de núcleos).
- b) Análisis de compatibilidad entre fluidos.
 - c) Análisis físico-químico de los fluidos a inyectarse al Yacimiento.
 - d) Mecanismos de producción del Yacimiento.
 - e) Comportamiento de producción y presión por Yacimiento y por pozo histórico y estimado con la inyección de agua.
 - f) Modelo dinámico de simulación matemática.
 - g) Facilidades de superficie a implementarse (equipos e infraestructura necesaria con sus respectivas especificaciones).
 - h) Cronograma de actividades.
 - i) Predicción de producción de los pozos que se encuentren afectados por la Recuperación Secundaria, así como su estimado de reservas antes y después del proyecto.
 - j) Modelo económico donde se demuestre la Rentabilidad del proyecto.

Una vez aprobado el proyecto piloto de Recuperación Secundaria, los Sujetos de Control presentarán informe técnico trimestral, referente al desarrollo y resultados del mismo, al Ministerio del Ramo con copia a la ARC.

Para la implementación de proyectos definitivos de Recuperación Secundaria por Campo y Yacimiento, los Sujetos de Control solicitarán la aprobación al Ministerio del Ramo y notificarán a la ARC el cambio de proyecto de piloto a definitivo, adjuntando la información técnica de respaldo y/o afectación probada a los pozos que forman parte del arreglo propuesto.

El Sujeto de Control deberá remitir el informe semestral y anual del avance del proyecto definitivo.

Art. 75.- Recuperación Terciaria. - Los Sujetos de Control, podrán realizar los trabajos de Recuperación Terciaria, a fin de aumentar el factor de recobro en aquellos Yacimientos en los que técnica y económicamente sea posible.

Previo a la implementación de este tipo de proyectos de un Yacimiento, los Sujetos de Control presentarán para aprobación del Ministerio del Ramo el estudio técnico-económico del proyecto, que demuestre la factibilidad y éxito del mismo, mediante el incremento de reservas y producción, el cual contendrá lo siguiente:

- a) Estudios geológicos sedimentológicos y estratigráficos (de ser posible, incluir estudios de núcleos).
- b) Análisis de compatibilidad entre fluidos.
- c) Análisis físico-químico de los fluidos a inyectarse al Yacimiento.
- d) Descripción de los químicos y/o agentes que intervendrán en la Recuperación

terciaria.

- e) Mecanismos de producción del Yacimiento.
- f) Comportamiento de producción y presión por Yacimiento y pozo, de ser el caso.
- g) Modelo dinámico de simulación matemática.
- h) Facilidades de superficie a implementarse (equipos e infraestructura necesaria con sus respectivas especificaciones).
- i) Cronograma de actividades.
- j) Predicción de producción de los pozos que se encuentren afectados por la Recuperación terciaria, así como su estimado de reservas antes y después del proyecto.
- k) Modelos económicos donde se demuestre la Rentabilidad del proyecto.

Una vez aprobado el proyecto piloto de Recuperación terciaria, los Sujetos de Control presentarán semestralmente un informe técnico, referente al desarrollo y resultados del mismo, al Ministerio del Ramo con copia a la Agencia de Regulación y Control-ARC.

Para la implementación de proyectos definitivos de Recuperación terciaria por Campo y Yacimiento, los Sujetos de Control solicitarán la aprobación al Ministerio del Ramo y notificarán a la ARC el cambio de proyecto de piloto a definitivo, adjuntando la información técnica de respaldo y/o afectación probada a los pozos que forman parte del arreglo propuesto.

El Sujeto de Control deberá remitir el informe semestral y anual del avance del proyecto definitivo.

Art. 76.- Uso de Hidrocarburos. - Los Hidrocarburos que se obtengan de la Explotación de los Yacimientos, pertenecen al Estado, y podrán ser utilizados por los Sujetos de Control en las cantidades que sean necesarias, previa aprobación del Ministerio del Ramo, y controladas y fiscalizadas por la Agencia de Regulación y Control-ARC.

Los Sujetos de Control, de ser el caso, deben entregar sin costo a las empresas públicas del sector de hidrocarburos el gas proveniente de los Yacimientos de hidrocarburos no utilizado para sus operaciones.

La empresa pública beneficiaria únicamente pagará los gastos de adecuación de las facilidades necesarias para dicha entrega.

En el caso de que las necesidades de consumo de petróleo superen los límites aprobados, cualquier incremento debe ser aprobado por el Ministerio del Ramo y controlado por la ARC.

La producción de hidrocarburos utilizados, exceptuando Gas Asociado, debe ser

contabilizada por los Sujetos de Control, para lo cual llevarán el registro de consumo de generación eléctrica y otros usos, que debe ser reportado mensualmente al Ministerio del Ramo y a la ARC.

Art. 77.- Uso y quema de Gas Asociado y Gas Natural. - El Sujeto de Control debe presentar la solicitud para aprobación del uso y quema de gas al Ministerio del Ramo hasta el 31 de marzo de cada año, con copia a la Agencia de Regulación y Control-ARC, adjuntando los justificativos técnicos respectivos, incluyendo el análisis cromatográfico de gases actualizado.

La producción de Gas Asociado debe ser contabilizada por los Sujetos de Control para lo cual llevarán el registro de consumo de generación eléctrica, quema y otros usos, que debe ser reportado mensualmente al Ministerio del Ramo y a la ARC.

Art. 78.- Informe de Reacondicionamiento de Pozos. - Los Sujetos de Control deben presentar en forma digital, el sumario del Reacondicionamiento de Pozos realizado y los resultados obtenidos a la Agencia de Regulación y Control-ARC con copia al Ministerio del Ramo en formato digital, incluyendo la información en archivos planos u otros formatos y el diagrama final del pozo, en treinta (30) días calendario, una vez finalizadas las actividades.

Art. 79.- Equipos de perforación y Reacondicionamiento de Pozos. - Los equipos utilizados por los Sujetos de Control deben contar con la certificación anual de los propietarios de los equipos, calibraciones, mantenimientos, registros y otros, en cumplimiento de la normativa vigente.

Art. 80.- Explotación Unificada de Yacimientos Comunes. - En el caso de existir un pozo cuyo Yacimiento pudiera ser compartido entre dos o más Sujetos de Control, se debe iniciar un trámite de calificación bajo la sospecha de Explotación Unificada. Este proceso podrá iniciar con la motivación de una de las partes, para lo cual los Sujetos de Control deben presentar la solicitud al Ministerio del Ramo, para la calificación de Yacimientos Comunes, adjuntando la información técnica correspondiente, dentro del plazo de sesenta (60) días calendario de terminado el o los pozos que confirme su existencia.

El Ministerio del Ramo, fundamentado en los justificativos técnicos presentados por los Sujetos de Control que demuestren que existe continuidad de los Yacimientos de interés entre dos o más áreas asignadas, calificará dentro del plazo de sesenta (60) días calendario como Yacimientos Comunes, los que estarán sujetos al régimen de Explotación Unificada.

Si uno de los Sujetos de Control no presentare la información técnica correspondiente, se autorizará la explotación del o los pozos al Sujeto de Control, bajo las condiciones de su

área de explotación, hasta que todos los Sujetos de Control presenten la información técnica requerida, y se pueda demostrar la existencia de continuidad de Yacimientos, para calificarlo como Yacimiento Común.

La Explotación de Yacimientos Comunes entre dos o más áreas de los Bloques asignados, hará obligatorio para los Sujetos de Control que dentro del plazo de noventa (90) días calendario después de la calificación de Yacimiento Común, celebren el respectivo Convenio Operacional de Explotación Unificada con el objeto de lograr mayor eficiencia y economía en la Explotación de los Yacimientos Comunes. Tales convenios deben ser aprobados por el Ministerio del Ramo, dentro del plazo de sesenta (60) días calendario contados a partir de la fecha de presentación del mencionado convenio.

A partir de la fecha en que se apruebe el Convenio Operacional de Explotación Unificada de los Yacimientos Comunes, dentro del plazo de noventa (90) días calendario, los Sujetos de Control presentarán el Plan de Desarrollo en el que constarán los términos técnico-económicos que demuestren la viabilidad y comercialidad de la Explotación, el que será aprobado por el Ministerio del Ramo, dentro del plazo de noventa (90) días calendario.

El Sujeto de Control podría actuar como Operadora del Yacimiento común, si:

1. En el área asignada del Contrato hubiere un mayor volumen reservas 3P del Yacimiento Común, al momento de la declaración del Yacimiento Común; y sí,
2. La Operadora contare con los recursos económicos, técnicos y de infraestructura además de aplicar el concepto de economía de escala, mayor participación para el Estado, menor tarifa de operación u otras, dependiendo del caso.

Si las partes involucradas no pudiesen acordar un Convenio Operacional de Explotación Unificada, el Ministerio del Ramo establecerá los parámetros básicos de Explotación Unificada.

Cuando los Sujetos de Control involucrados no llegaren a un acuerdo definitivo sobre el Convenio Operacional de Explotación Unificada, podrá celebrarse un Convenio Operacional provisional dentro de los treinta (30) días calendario siguientes de haber notificado al Ministerio del Ramo; dicho Convenio provisional deberá ser aprobado por el Ministerio del Ramo y tendrá una vigencia máxima de noventa (90) días calendario, al final del cual las partes, deberán haber suscrito el acuerdo definitivo, el que debe ser aprobado por el Ministerio del Ramo.

A partir de la aprobación del acuerdo definitivo, el Sujeto de Control (Operadora del Yacimiento Común) debe presentar el Plan de Desarrollo correspondiente y consensuado

entre las partes para aprobación del Ministerio del Ramo en los plazos y términos técnico-económicos establecidos en este Reglamento.

Sección III

Facilidades de Producción

Art. 81.- Medición de la producción. - Los Sujetos de Control deben medir y reportar diariamente la producción de Campo, la calidad, y demás parámetros establecidos en los formatos publicados en la página web, y ser cargados o enlazados a la base de datos de la Agencia de Regulación y Control-ARC.

Los Sujetos de Control deben consolidar los resultados de la producción mensual del área de contrato por Yacimiento, Pozo y Campo que debe registrarse en el Reporte Mensual, los cuales deben presentar a la ARC, en los ocho (8) primeros días calendario del siguiente mes, en formato digital.

Art. 82.- Pruebas de presión de equipos y facilidades de producción. - Antes del inicio de operaciones de Líneas de Flujo, equipos y facilidades de producción, se debe realizar la prueba de presión certificada por un Organismo Evaluador de la Conformidad, calificado por la Agencia de Regulación y Control-ARC para realizar esa actividad, aplicando para el efecto las normas técnicas nacionales y/o internacionales, adjuntando la información técnica correspondiente.

Art. 83.- Integridad de las facilidades de producción. - Los Sujetos de Control deben mantener la integridad de los equipos de superficie o facilidades de producción, acorde a las recomendaciones del fabricante, normas internacionales relacionadas y las mejores prácticas de la industria.

Art. 84.- Inicio de operación. - Los Sujetos de Control previo al inicio de la construcción, ampliación y/o modificación de las facilidades de producción en superficie deberán notificar a la Agencia de Regulación y Control-ARC, para lo cual deberán remitir el formulario respectivo adjuntando la información técnica de respaldo.

Art. 85.- Planes de administración de integridad y confiabilidad de las facilidades de producción.- los Sujetos de Control que tengan a su cargo la construcción, operación y mantenimiento de líneas de recolección, Líneas de Flujo, dentro del territorio ecuatoriano; deben desarrollar e implementar un plan de Manejo de la integridad acorde a las recomendaciones del fabricante, regulaciones emitidas por la Agencia de Regulación y Control-ARC y las mejores prácticas de la industria, que permita minimizar eventos no deseados (fallas, derrames, incendios, etc.), optimizar recursos, minimizar fallas humanas u operacionales.

Art. 86.- Gestión y mantenimiento del Derecho de Vía. - Los Sujetos de Control que tengan a su cargo la operación y mantenimiento de Líneas de Flujo, son los encargados de gestionar, cuidar, precautelar y mantener el estado óptimo del Derecho de Vía, de conformidad a lo establecido en la normativa vigente.

Art. 87. Plan e Informes de Integridad. - Los Sujetos de Control deben presentar a la Agencia de Regulación y Control-ARC, hasta el treinta y uno (31) de enero de cada año:

1. Plan e informe anual de confiabilidad de equipos rotativos y estáticos críticos, en el cual conste: mantenimiento (preventivo, predictivo, correctivo), control de corrosión, análisis de vibraciones, termografía, frecuencias de falla, comprobación de conexión a tierra y calidad de energía eléctrica.
2. Informe anual de integridad de Líneas de Flujo e infraestructura conexas.

Los Sujetos de Control deben garantizar el buen estado y funcionamiento de los equipos y facilidades de producción en cumplimiento de la normativa técnica aplicable.

CAPITULO V

DEL TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO

Sección I Generalidades

Art. 88.- Responsabilidad. - El transporte, almacenamiento, movimiento y transferencia de custodia de hidrocarburos, Biocombustibles y sus mezclas, aguas de formación, son responsabilidad de los Sujetos de Control.

Art. 89.- Manejo de la información. - Los Sujetos de Control deben tener actualizados los manuales, planes y programas de los sistemas de transporte y almacenamiento, tanques de almacenamiento, Centros de Fiscalización y Entrega de hidrocarburos, Biocombustibles y sus mezclas, Aguas de Formación, que operan en el país.

Art. 90.- Construcción, modificación, reparación o reubicación, de Facilidades de Transporte y Almacenamiento. - Antes de iniciar la construcción, modificación, reparación o reubicación de las Facilidades de Transporte y Almacenamiento, los Sujetos de Control deben notificar los proyectos a la Agencia de Regulación y Control-ARC, por lo menos con quince (15) días hábiles de anticipación, además deben remitir informes periódicos del avance de la ejecución de los trabajos.

Para los terminales y depósitos de almacenamiento de Derivados de petróleo que serán utilizados para la Comercialización, el Sujeto de Control debe notificar oficialmente al

menos con quince (15) días hábiles de anticipación a la ARC, respecto a la ejecución de proyectos de construcción, ampliación y/o mejora.

Art. 91.- Control de corrosión. - Los Sujetos de Control que tengan a su cargo la operación y mantenimiento de tanques de almacenamiento, ductos, Líneas de Flujo, deberán implementar sistemas de control de corrosión adecuados y realizar inspecciones de manera periódica, conforme las mejores prácticas de la industria o el requerimiento de la Agencia de Regulación y Control. El informe de resultados debe ser remitido anualmente a la ARC.

Art. 92.- Pruebas de presión. - Antes de entrar en operación, todo Tanque de Almacenamiento de una capacidad de diseño igual o mayor a noventa (90) barriles, Ducto, Líneas de Flujo deben ser sometidos a pruebas de presión, de conformidad con la normativa técnica correspondiente. Las pruebas de presión deben ser realizadas por un Organismo Evaluador de la Conformidad calificado por la Agencia de Regulación y Control-ARC para realizar esa actividad, según la normativa vigente.

En caso de reparación mayor, es decir cuando las condiciones de los tanques de almacenamiento, sean diferentes a las de diseño inicial, las pruebas de presión deben ser realizadas por un Organismo Evaluador de la Conformidad calificados por la ARC para realizar esa actividad, según la normativa vigente.

En caso de ductos para, reemplazo de tramos o construcción de variantes, de igual manera las pruebas de presión deben ser realizadas por un Organismo Evaluador de la Conformidad calificados por la ARC para realizar esa actividad, según la normativa vigente.

Sección II

Del Almacenamiento

Art. 93.- Operación de tanques de almacenamiento. - Para el inicio o reinicio (en caso de reparación o alteración mayor) de operación de tanques de almacenamiento, de una capacidad de diseño igual o mayor a noventa (90) barriles, se debe solicitar como mínimo con quince (15) días calendario de anticipación a la Agencia de Regulación y Control-ARC, la autorización de operación de tanques de almacenamiento, cumpliendo todos los requisitos dispuestos para el efecto.

Para el caso de una reparación menor de tanques de almacenamiento, se deberá notificar a la Agencia de Regulación y Control-ARC el reinicio de operación del mismo.

Art. 94.- Calibración de tanques de almacenamiento de hidrocarburos y validación de las tablas de calibración. - Previo a la operación de los tanques de almacenamiento, de una capacidad de diseño igual o mayor a noventa (90) barriles; se deberá solicitar con al menos quince (15) días calendario de anticipación, la autorización de uso de tablas de calibración cumpliendo los requisitos establecidos por la Agencia de Regulación y Control-ARC.

La validación del uso de las tablas de calibración debe ser solicitada con 15 días calendario de antelación a que culmine los 5 años de la vigencia de aprobación del uso de las tablas de calibración.

La calibración, verificación y las pruebas respectivas, deben ser realizadas por un Organismo Evaluador de la Conformidad calificado por la ARC para realizar esa actividad, según la normativa vigente.

Art. 95.- Requisitos operativos de tanques de almacenamiento. - Todo tanque para almacenamiento debe tener un medio de contención, construido bajo normativa legal y técnica aplicable, exceptuando los tanques de almacenamiento a presión.

Para aquellos tanques que estén en operación y que no tengan un medio de contención, construido de conformidad a la normativa legal y técnica aplicable pueden continuar su operación siempre y cuando presenten a la Agencia de Regulación y Control, el plan específico de contingencia y contención.

Los tanques de almacenamiento deben tener: sistema contra incendios, sistema de control de corrosión, conexiones de descarga a tierra, datos de identificación (capacidad, producto almacenado, código de identificación, logotipo de la empresa operadora actualizado) y demás características establecidas en las normas de construcción y seguridad; las líneas de entrada, salida de los tanques y accesorios deben estar debidamente soportados.

Los Sujetos de Control deben notificar con cinco (5) días calendario de anticipación a la ARC cuando un Tanque de Almacenamiento portátil o provisional sea cambiado de sitio, justificando el cambio y solicitar a la Agencia la inspección operativa previo al reinicio de operaciones.

Sección III

Del Transporte por Ductos

Art. 96.- Características de los hidrocarburos para el transporte por ductos. - Los hidrocarburos no podrán ser entregados, recibidos o transportados por Ductos, cuando no cumplan con las características de calidad establecidas en los Reglamentos

vigentes y las estipuladas en los contratos.

Art. 97.- Construcción y operación de Ductos. - La construcción y operación de Ductos, se efectuará conforme lo establece la Ley de Hidrocarburos, el contrato respectivo y normas técnicas aplicables para cada tipo de proyecto.

Para el control y fiscalización de la construcción e inicio de operación de Ductos, los Sujetos de Control deben notificar con mínimo quince (15) días calendario de anticipación a la Agencia de Regulación y Control-ARC el inicio de construcción, en los formatos establecidos; y cumpliendo los requisitos dispuestos en la Ley de Hidrocarburos.

La operación inicial y el reinicio (por alteración) de operación de un Ducto requerirá un permiso de operación otorgado por la ARC previo informe técnico elaborado por dicha Agencia, de conformidad con la Ley de Hidrocarburos.

Art. 98.- Paralización de ductos. - El Sujeto de Control notificará con veinte y cuatro (24) horas de anticipación a la Agencia de Regulación y Control-ARC, la paralización de operación de Ductos, cuando se trate de trabajos que demanden de una planificación previa, adjuntando la documentación que justifique esta acción y el reinicio de operación.

Cuando la paralización sea consecuencia de un hecho no planificado, el Sujeto de Control notificará en el máximo de cuatro (4) horas después de paralizada la operación del Ducto por correo electrónico lo sucedido y las acciones a ejecutarse conforme las buenas prácticas aplicables a la materia.

Art. 99.- Planes de Manejo de Integridad.- Los Sujetos de Control que tengan a su cargo la construcción, operación o mantenimiento de Ductos que transportan hidrocarburos, Biocombustibles y sus mezclas, dentro del territorio ecuatoriano; deben desarrollar, implementar y ejecutar un plan de manejo de la integridad que permita minimizar la ocurrencia de eventos no deseados (fallas, derrames, incendios, etc.), optimizar recursos, minimizar fallas humanas u operacionales, mejorando la seguridad de los ductos y evitando afectaciones a la sociedad y al ambiente. El plan deberá ser remitido anualmente a la Agencia de Regulación y Control-ARC hasta el 31 de enero de cada año.

Art. 100.- Gestión y mantenimiento del Derecho de Vía. - Los Sujetos de Control que tengan a su cargo la operación y mantenimiento de Ductos, son los encargados de gestionar, cuidar, precautelar y mantener el estado óptimo del Derecho de Vía, de conformidad a lo establecido en la normativa vigente y contrato

Previo a realizar trabajos no relacionados con la actividad de hidrocarburos del Sujeto de Control a cargo de cada Ducto dentro del Derecho de Vía, la persona o entidad

interesada que realice esos trabajos deberá contar con la autorización otorgada por la Agencia de Regulación y Control-ARC, previo informe técnico emitido por el Sujeto de Control.

Sección IV

Del transporte de Hidrocarburos o hidrocarburos con sus Mezclas con Biocombustibles por medio de vehículos

Art. 101.- Autorización de operación. - Los operadores de auto tanques, buque tanques (de bandera nacional), barcazas y demás vehículos que transporten hidrocarburos, Biocombustibles y sus mezclas, agua de formación y Slop, deben obtener la autorización de operación emitida por la Agencia de Regulación y Control-ARC, antes de iniciar sus operaciones.

Para el caso de buque tanques de bandera internacional, que realicen operaciones de importaciones y/o exportaciones de hidrocarburos, e hidrocarburos y sus mezclas con Biocombustibles, la empresa autorizada para dichas operaciones pondrá en conocimiento de la Agencia de Regulación y Control ARC, la información referente a:

- 1.- Nombre del buque tanque
- 2.- Matrícula
- 3.- Puerto o Buque de Origen
- 4.- Puerto o Buque de destino
- 5.- Ventana de Carga y Descarga
- 6.- Nombre del organismo Inspector
- 7.- Fechas de Inspección de Carga y descarga
- 8.- Volumen nominado

Art. 102.- Condiciones de los medios de transporte. - Los operadores de vehículos que transporten hidrocarburos, Biocombustibles y sus mezclas, agua de formación y Slop; deben realizar un control permanente sobre las condiciones físicas, mecánicas, operativas y de seguridad de los tanques, compartimentos, y demás elementos, accesorios y conexiones en cumplimiento de la normativa vigente.

Art. 103.- Restricciones de Ingreso. - Los terminales terrestres y marítimos, depósitos de almacenamiento, depósitos del segmento industrial, estaciones de producción de hidrocarburos y demás facilidades de la industria de hidrocarburos, permitirán el ingreso exclusivamente a los vehículos que transporten hidrocarburos, Biocombustibles y sus mezclas, agua de formación y Slop; que posean la autorización de operación vigente otorgados por la Agencia de Regulación y Control-ARC.

Sección V

Del movimiento de Hidrocarburos o hidrocarburos con sus Mezclas con Biocombustibles

Art. 104.- Aprobación de puntos de fiscalización. - Los Sujetos de Control, previo a iniciar o reiniciar la operación de un Centro de Fiscalización y Entrega, deben solicitar a la Agencia de Regulación y Control-ARC su autorización de operación para la fiscalización de Hidrocarburos o hidrocarburos con sus Mezclas con Biocombustibles. Este procedimiento se cumplirá también en el caso de modificaciones, reparaciones mayores y sustituciones necesarias a realizarse en los sistemas de medición existentes para garantizar su funcionamiento adecuado.

Art. 105.- Fiscalización de los Hidrocarburos. - Los volúmenes de los Hidrocarburos recibidos en los centros de recolección, estaciones, terminales, depósitos de almacenamiento, oleoductos, gasoductos, poliductos y demás infraestructura de hidrocarburos, deben ser medidos y cuantificados. Los resultados de estas actividades se registrarán y presentarán diariamente a la Agencia de Regulación y Control-ARC, en los formatos establecidos para el efecto, que se encuentran disponibles en la página web de la ARC.

La información diaria de producción fiscalizada de Petróleo y Gas Natural debe consolidarse en el "Reporte Mensual de Producción Fiscalizada", el mismo que debe ser suscrito por la entidad que entrega, recibe y la Agencia de Regulación y Control-ARC, dentro de un plazo de los tres (3) primeros días del siguiente mes.

Art. 106.- Determinación de la calidad de los Hidrocarburos. - La determinación de la calidad de hidrocarburos, Biocombustibles y sus mezclas en el centro de fiscalización y entrega, debe ser realizada diariamente por un Laboratorio de Ensayos, calificado por la Agencia de Regulación y Control-ARC, conforme la normativa técnica vigente.

Art. 107.- Integridad de la medición de la fiscalización de Hidrocarburos o hidrocarburos con sus Mezclas con Biocombustibles. - El control de la medición y fiscalización de los Hidrocarburos o hidrocarburos con sus Mezclas con Biocombustibles, se realizará por medio de la instalación de precintos o sellos de seguridad en las unidades de medición y el levantamiento de las actas de inspección, control de sellos, actividad ejecutada por la Agencia de Regulación y Control-ARC.

Los Sujetos de Control son los responsables de precautelar la integridad de los precintos y sellos colocados por la ARC. La manipulación no autorizada será sancionada según la normativa legal vigente.

Sección VI

De los equipos de medición

Art. 108.- Sistemas de medición automática para la fiscalización de Hidrocarburos. - Con el objeto de permitir el registro de los resultados en forma remota y continua, los Sujetos de Control deben tener sistemas de medición automática con medidores redundantes para efectos de transferencia de custodia. Medidores que deben estar equipados con un sistema de medición que permita tener un respaldo de los volúmenes medidos (boletas de medición u otros).

El acceso a los algoritmos y parámetros de cálculo debe estar restringido y protegido para uso exclusivo de la Agencia de Regulación y Control-ARC, mediante códigos de acceso los que tendrán una vigencia máxima de un (1) año, y la introducción de constantes y rangos a los equipos se realizará cuando se calibren los mismos en presencia de la ARC.

Cualquier modificación o alteración de la base de datos, algoritmos de cálculo, ajuste de factores de cálculo o cambios de parámetros en el sistema, se incluye por mantenimientos al sistema o solicitudes al Sujeto de Control, se debe realizar previa notificación a la ARC para lo cual las partes firmarán el acta que avale lo efectuado en Campo.

El Sujeto de Control debe mantener el registro histórico en el Software del sistema, el valor anterior, el valor actual, fecha, hora y código de acceso usado para realizar dicho cambio, el cual estará a disponibilidad de la ARC.

Los medidores dinámicos instalados en los sistemas de medición, deben cumplir con la repetitividad, reproducibilidad y exactitud, determinada en las Normas OIML y el resto de normas internacionales aplicables.

CAPITULO VI

REFINACIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS

Sección I

De las Actividades de Refinación e Industrialización

Art. 109.- Actividades de refinación e Industrialización de Hidrocarburos. - Las actividades de refinación e Industrialización de Hidrocarburos (incluye plantas petroquímicas), serán ejercidas por los Sujetos de Control que cuenten con la autorización respectiva cumpliendo los requisitos específicos previstos en la normativa

correspondiente.

Art. 110.- Carga a Centros de Refinación e Industrialización. - Los Hidrocarburos se explotarán con el objeto primordial de que sean procesados a nivel nacional, por los centros de refinación e industrialización, en los volúmenes y calidad requeridos.

Art. 111.- Autorización para ejercer las actividades de refinación e industrialización. - Las empresas públicas, privadas y de economía mixta, interesadas en realizar las actividades de refinación e Industrialización de Hidrocarburos, deben obtener autorización del organismo competente de acuerdo a la normativa legal y reglamentaria vigente.

Art. 112.- Permiso de construcción. - Los Sujetos de Control autorizados a ejercer las actividades de refinación o industrialización, deben solicitar a la Agencia de Regulación y Control-ARC el permiso de construcción del proyecto, conforme lo establece la normativa respectiva.

Art. 113.- Fiscalización del proyecto. - Los Sujetos de Control, autorizados para la ejecución del proyecto de refinación o industrialización, deben contratar una empresa especializada, con experiencia en la ejecución y fiscalización de proyectos en el área afín.

Para efecto del control del proyecto, el Sujeto de Control se someterá a las inspecciones técnicas que efectuarán tanto la Fiscalizadora como la Agencia de Regulación y Control-ARC. Durante el período de construcción de las instalaciones la ARC realizará el control técnico y seguimiento a la ejecución del proyecto.

Art. 114.- Permiso de uso y funcionamiento. - Previo al inicio de las actividades de refinación o industrialización, el Sujeto de Control debe solicitar a la Agencia de Regulación y Control-ARC la autorización correspondiente para el uso y funcionamiento de las instalaciones, adjuntando el Dossier de Calidad y demás requisitos establecidos en la normativa técnica y legal.

El Dossier de Calidad debe contar con las firmas de responsabilidad de: Sujeto de Control, constructora y Empresa Fiscalizadora.

Art. 115.- Ampliación, rehabilitación y reubicación. - En cualquier momento de sus operaciones, el Sujeto de Control podrá ampliar, rehabilitar o reubicar las instalaciones de refinación o Industrialización de Hidrocarburos, para lo cual, en cada caso, requerirá del permiso otorgado por Agencia de Regulación y Control, previo al cumplimiento de los requisitos técnico-legales establecidos.

Art. 116.- Información. - La información relativa a los centros de refinación e Industrialización de Hidrocarburos, en cuanto a proyectos de inversión, operación,

mantenimientos programados y emergentes, que superen el 5% respecto al periodo inmediato anterior, movimiento interno de productos, producción, calidad de Derivados y demás información, debe ser remitida al Ministerio del Ramo y a la Agencia de Regulación y Control-ARC en los medios, términos, frecuencia y formatos que establezca la normativa correspondiente.

Art. 117.- Calidad de Derivados. - Para la producción y preparación de Derivados los Sujetos de Control que realicen actividades de refinación e industrialización deben sujetarse a los requisitos establecidos en las Normas Técnicas Ecuatorianas vigentes para los Derivados de hidrocarburos y sus mezclas con Biocombustibles. Cuando se trate de Derivados que no dispongan de normativa de calidad nacional, se deben ajustar a especificaciones establecidas en los contratos de compra venta correspondientes o a las especificaciones determinadas en el diseño de los equipos en los que van a ser utilizados dichos Derivados.

Art. 118.- Informe de resultados de calidad. - Los Derivados previos a su comercialización deben disponer del informe de resultados de calidad de un Organismo Evaluador de la Conformidad calificado en la Agencia de Regulación y Control-ARC, que demuestre el cumplimiento de los requisitos establecidos en las Normas Técnicas Ecuatorianas vigentes, el mismo que será entregado a la ARC o a quien lo requiera.

Art. 119.- Programas de mantenimiento y producción de Derivados. - Los Sujetos de Control que realicen actividades de refinación e industrialización deben remitir a la Agencia de Regulación y Control-ARC, los primeros quince (15) días calendario de cada año, los programas de mantenimiento de las unidades de proceso y tanques, así como la producción anual de Derivados para ejecutarse en dicho período, y los primeros diez (10) días calendario de cada mes, los reportes del balance de carga/producción en masa y volumen.

Art. 120.- Contabilidad de la Producción. - Los Sujetos de Control deben contar con un sistema que permita obtener reportes con base de la información generada por medidores másicos, los mismos que deben ser verificados como mínimo una vez al año, o cuando la Agencia de Regulación y Control-ARC, lo disponga.

Las calibraciones de los equipos de medición deben efectuarse antes del uso, cada vez que sea necesario a solicitud del Sujeto de Control o de la ARC, en función de las especificaciones dadas por el fabricante de los equipos, y las normas bajo las cuales fueron fabricados.

Las verificaciones y calibraciones deben realizarse por un Organismo Evaluador de la Conformidad calificado por la ARC conforme a la normativa vigente, cuyo costo deberá ser asumido por los Sujetos de Control.

Sección II

Elaboración y Comercialización de Lubricantes

Art. 121.- Autorización. - Las personas interesadas en realizar actividades de procesamiento, elaboración y comercialización de grasas y aceites lubricantes deben obtener autorización del Ministerio del Ramo, de conformidad de lo establecido a la normativa vigente.

Art. 122.- Construcción, ampliación, rehabilitación o reubicación. - Los Sujetos de Control interesados en construir, ampliar, rehabilitar o reubicar plantas de procesamiento de lubricantes usados (reciclaje) y/o plantas elaboradoras de grasas y aceites lubricantes, deben solicitar la autorización al Ministerio del Ramo, para lo cual deben cumplir con la normativa vigente.

Art. 123.- Operación. - Previo al inicio de la operación de las instalaciones para el procesamiento y/o elaboración de grasas y aceites lubricantes, el interesado debe solicitar la autorización a la Agencia de Regulación y Control-ARC conforme a la normativa legal vigente.

Art. 124.- Renovación, reforma, o extinción para la Elaboración de Lubricantes. - Los Sujetos de Control interesados en renovar, reformar o extinguir la autorización, deben presentar la solicitud ante el Ministerio del Ramo cumpliendo los requisitos establecidos en la normativa vigente.

CAPITULO VII

COMERCIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS Y SUS MEZCLAS CON BIOCOMBUSTIBLES

Art. 125.- Actividades de comercialización: Las actividades de comercialización comprende: la importación, exportación, abastecimiento, y distribución de hidrocarburos, y sus mezclas con Biocombustibles, ejercidas por Sujeto de control.

Sección I

Comercialización Interna de Hidrocarburos, y sus Mezclas con Biocombustibles (Excepto Lubricantes)

Art. 126.- Actividades de comercialización interna. - Las actividades de Comercialización Interna comprende el abastecimiento, y distribución de hidrocarburos, y sus mezclas con Biocombustibles.

Art. 127.- Abastecimiento. - Las abastecedoras deben suministrar los hidrocarburos, y sus mezclas con Biocombustibles, a las Comercializadoras y éstas exclusivamente a su red de distribución o consumidores finales.

Art. 128.- Responsabilidad de las Comercializadoras. - Las Comercializadoras autorizadas, bajo su responsabilidad, están obligadas a controlar que sus actividades de comercialización se efectúen cumpliendo normas técnicas aplicables a la materia. Las Comercializadoras, además, son responsables de cumplir y hacer cumplir a toda la cadena de comercialización, bajo su responsabilidad y representación, las regulaciones técnicas y de seguridad en el manejo de los combustibles y demás disposiciones legales y reglamentarias aplicables, que garanticen la calidad y cantidad del combustible.

Art. 129.- Autorización de Factibilidad. - El interesado en realizar actividades de Comercialización Interna debe solicitar a la Agencia de Regulación y Control, la autorización de factibilidad para el emplazamiento de una nueva infraestructura de comercialización, adjuntando los requisitos y ajustándose al procedimiento establecido en la normativa vigente.

Art. 130.- Autorizaciones para cuantías domésticas. - La Agencia de Regulación y Control-ARC, podrá otorgar las autorizaciones para la compra y transporte de hidrocarburos, y sus mezclas con biocombustibles en cuantías domésticas conforme lo establecido en la normativa vigente.

Art. 131.- Catastro Industrial. - Los consumidores finales del segmento industrial (incluyendo los productos especiales), deben registrarse en el catastro conforme lo establecido en la normativa vigente.

Art. 132.- Catastro de Instalaciones Centralizadas de GLP. - Las instalaciones centralizadas de GLP, deben registrarse en el catastro conforme lo establecido en la normativa vigente.

Sección II

Comercio internacional de Hidrocarburos o hidrocarburos con sus Mezclas con Biocombustibles

Art. 133.- Actividades de comercio internacional - Las actividades de comercio internacional comprenden la importación, exportación, de Hidrocarburos o Hidrocarburos con sus mezclas con Biocombustibles.

Art. 134.- Fiscalización. - La Agencia de Regulación y Control-ARC, fiscalizará las operaciones de carga, descarga (exportaciones e importaciones), alijos y bunquereos de Hidrocarburos o Hidrocarburos con sus mezclas con Biocombustibles.

Para el efecto, quienes realicen estas operaciones, entregarán a la ARC, la siguiente información:

- a) Programa de embarques de importaciones y exportaciones hasta el día veinte y cinco (25) del mes anterior al de carga y descarga.
- b) Nominaciones e instrucciones de carga o descarga, y sus modificaciones previas (justificadas) a la ejecución de la actividad.
- c) Documentos de importación y exportación de Embarque o desembarque, certificados de cantidad y calidad y/o informe final de resultados de los ensayos practicados, tanto en los productos importados como exportados, durante el operativo.

Art. 135.- Cupos de exportación de petróleo. - El Ministerio del Ramo, fijará los cupos de exportación de petróleo a las empresas públicas y privadas sobre la base de los estimados de levantes establecidos de acuerdo al marco legal vigente y cláusulas contractuales correspondientes, los cuales deberán ser remitidos a la Agencia de Regulación y Control-ARC.

El Ministerio del Ramo será el encargado de la distribución de los volúmenes exportados los cuales serán oficializados a las Entidades correspondientes. Sobre esta base Empresa Pública de Hidrocarburos emitirá la factura definitiva con las cuentas distribuidas por el Ministerio del Ramo

Art. 136.- Programas importaciones y exportaciones. - Los Sujetos de Control que ejecuten las actividades de importación y Exportación de Hidrocarburos o hidrocarburos y sus mezclas con Biocombustibles, sobre la base de la información oficializada por el Ministerio del Ramo, remitirán a la Agencia de Regulación y Control y a los terminales, hasta el día veinte y cinco (25) del mes anterior al de carga, el programa de embarques del mes siguiente.

El programa de embarques debe incluir ventanas de carga/descarga, medio de transporte, productos, cantidad estimada, terminal del operativo, y la compañía compradora y/o vendedora,

Art. 137.- Adjudicaciones y contratos de compra venta. - La información relativa a las adjudicaciones y contratos de compra venta de Hidrocarburos o Hidrocarburos con sus mezclas con Biocombustibles, incluyendo los términos contractuales, debe ser remitida por el Sujeto de Control a la Agencia de Regulación y Control-ARC.

Art. 138.- Arribo de Buque Tanque fuera de ventana. - Si el buque tanque asignado arriba fuera de la Ventana de Carga programada, los operadores de los terminales de exportación e importación deberán notificar a la Agencia de Regulación y Control-ARC y a

la compañía compradora dicho acontecimiento y procederán a aplicar las cláusulas establecidas en los términos contractuales.

Art. 139.- Asignación de las fechas del Embarque. - Para efectos del pago de tarifa en los Contratos de Prestación de Servicios para Exploración y Explotación de Hidrocarburos, si el buque tanque llegare antes o dentro de su Ventana de Carga y terminare su carga posteriormente, el Embarque se imputará a la Ventana de Carga para la que fue nominada.

Art. 140.- Designación del Organismo Evaluador de la Conformidad. - Los Sujetos de Control designarán en conjunto con el comprador o vendedor, antes de cada importación o exportación, los servicios de un Organismo Evaluador de la Conformidad, que realizará la inspección para determinar la cantidad y calidad.

Para el caso de la importación, la inspección que realice el Organismo Evaluador de la Conformidad, calificado por la Agencia de Regulación y Control-ARC, para la determinación de la calidad del producto deberá efectuarse en el medio de transporte y la cantidad en los tanques en tierra en el puerto de descarga.

Para el caso de la exportación, la inspección que realice el Organismo Evaluador de la Conformidad calificado por la ARC, para la determinación de la calidad y cantidad, se realizará en los tanques en tierra, en el puerto de carga.

Para las importaciones a cargo de los Sujetos de Control, personas naturales o jurídicas particulares, se registrarán bajo la normativa que emita la ARC.

Se excluye de este requerimiento la importación de grasas, aceites lubricantes, aceite agrícola (spray oil), solventes y asfaltos.

Al finalizar las operaciones de importación o Exportación de Hidrocarburos, el Organismo Evaluador de la Conformidad dentro del plazo de cinco (5) días calendario, debe remitir a las partes contratantes y a la Agencia de Regulación y Control, el reporte final de la cantidad y calidad del producto y de ser el caso emitir la Carta Protesta y el informe técnico con los sustentos respectivos cuando se aplique el factor de experiencia del buque.

Art. 141.- Control de Calidad. - La determinación de la calidad de los hidrocarburos exportados o importados será realizada por un Organismo Evaluador de la Conformidad calificado en la Agencia de Regulación y Control-ARC de acuerdo a la normativa vigente, cuyos resultados deben cumplir con los valores especificados en normativa técnica o en los términos contractuales.

Dichos ensayos deben ser realizados en presencia de un delegado del Sujeto de Control,

de la ARC, del Organismo Evaluador de la Conformidad nominado y representante del terminal de importación o exportación.

Una copia de los informes finales de los resultados debe ser entregada a la ARC y se adjuntarán a los documentos que respaldan la importación/exportación del producto.

En el caso de que el producto no cumpla con las especificaciones técnicas del contrato, el Sujeto de Control debe notificar a la ARC las acciones a seguir, en el caso de recibir el producto debe aplicarse la penalización correspondiente o actuar según lo establecido en los términos contractuales vigentes.

Toda Importación de Hidrocarburos debe contar con un reporte de análisis de calidad del país de origen, el cuál debe ser entregado a la ARC, por lo menos con dos días de anticipación al desembarque.

Para el caso de aceites y grasas lubricantes, y de aceites agrícolas, será válida la entrega del certificado del país de origen, y estarán sujetos al control regular y aleatorio que realice la ARC, sobre la base de muestras obtenidas en el sitio. En cualquier caso, de requerir un laboratorio independiente el Sujeto de Control asumirá los costos.

Todos los productos importados o exportados estarán sujetos al control regular y aleatorio que realice la ARC, sobre la base de muestras obtenidas en el sitio. En cualquier caso, de requerir un laboratorio independiente el Sujeto de Control asumirá los costos.

Art. 142.- Retesteo de la Muestra Testigo. - En el caso de que las partes acuerden un Retesteo a la Muestra Testigo, el Sujeto de Control debe informar y solicitar a la Agencia de Regulación y Control-ARC el respectivo permiso para el traslado y custodia de la muestra al laboratorio designado.

El Retesteo se ejecutará con la presencia de un delegado del Sujeto de Control, de la ARC, del Organismo Evaluador de la conformidad y los costos serán cubiertos por la empresa solicitante.

Art. 143.- Determinación de la cantidad. - La determinación del volumen o cantidad de los Hidrocarburos o Hidrocarburos con sus mezclas con Biocombustibles a ser importados o exportados, se debe realizar conforme a las normas aplicables nacionales e internacionales en los terminales de importación o exportación, lo cual está a cargo del Organismo Evaluador de la Conformidad nominado, y fiscalizado por la Agencia de Regulación y Control-ARC.

Art. 144.- Aplicación del factor de experiencia. - En caso de existir discrepancia volumétrica para conciliar los volúmenes de carga o descarga, se deberá determinar el porcentaje de diferencia tierra-buque o buque-tierra, aplicando el factor de experiencia

del buque conforme a las disposiciones contractuales y normativa vigente, procedimientos pertinentes, y buenas prácticas de la industria.

Si la diferencia definitiva del volumen obtenido está dentro del margen de tolerancia permisible de acuerdo con las normas técnicas nacionales e internacionales vigentes, los resultados en tierra serán válidos, caso contrario el Organismo Evaluador de la Conformidad deberá presentar un informe técnico sustentado, así mismo el terminal debe presentar un informe técnico operativo respecto de las novedades presentadas.

El acta de conciliación volumétrica, suscrita por representantes de los Sujetos de Control que realizan la importación/exportación, el representante del terminal y el OEC, determinará la pertinencia de la aplicación del factor de experiencia del buque, y deberá ser remitida a la -ARC, en el término de dos (2) días siguientes a su suscripción.

La aplicación del factor de experiencia, deberá ser concluido en un plazo no mayor a quince (15) días (incluida la notificación del acta de conciliación a la Agencia de Regulación y Control-ARC), contados a partir de la fecha de haberse identificado la discrepancia volumétrica.

La ARC controlará y fiscalizará todo el proceso de aplicación del factor de experiencia.

Art. 145.- Penalizaciones y Demorajes. - Los Sujetos de Control deben comunicar a la Agencia de Regulación y Control-ARC las penalizaciones aplicadas por incumplimiento contractual a la cantidad, calidad, Arribo Fuera de Ventana y por Demorajes, en la importación y Exportación de Hidrocarburos o Hidrocarburos con sus mezclas con Biocombustibles, según lo establecido en los términos contractuales.

Art. 146.- Documentos de importación y exportación de Embarque. - Durante y a la finalización de los operativos y determinación de la cantidad y calidad del producto a importar o exportar, el Sujeto de Control revisará que el Embarque cuente con los documentos requeridos en el mercado internacional de Hidrocarburos o Hidrocarburos con sus mezclas con Biocombustibles.

El Sujeto de Control remitirá a la Agencia de Regulación y Control-ARC la documentación oficial emitida por cada importación y exportación. Así también para el caso de la Empresa Pública de Hidrocarburos las facturas con el detalle respectivo de los precios y valores utilizados según lo señalado en las adjudicaciones respectivas.

Art. 147.- Certificados de origen. - Los Sujetos de Control que se dediquen a la Exportación de Hidrocarburos deben solicitar a la Agencia de Regulación y Control-ARC, el Certificado de Origen del producto a exportar, el mismo que se emitirá conforme a los acuerdos comerciales vigentes.

Art. 148.- Logística de importaciones y exportaciones.- Los Sujetos de Control que tengan a su cargo o utilicen los terminales de importación/exportación deben notificar a la Agencia de Regulación y Control-ARC diariamente cuando se realicen los operativos y la logística de las importaciones y exportaciones de hidrocarburos la siguiente información: fecha estimada de arribo del buque, lugar y fecha de arribo del buque, fechas y horas de inicios de carga y descarga, volúmenes cargados o descargados, fechas y horas de zarpe, y los demás requeridos por la ARC.

CAPITULO VIII

AUDITORIA DE HIDROCARBUROS Y CONTROL DE ACTIVOS DEL SECTOR HIDROCARBURÍFERO

Sección I

AUDITORIA DE HIDROCARBUROS

Art. 149.- Información. - Los Sujetos de Control deben entregar al Ministerio del Ramo y a la Agencia de Regulación y Control-ARC, cuando oficialmente se lo requiera, datos económicos relativos a los proyectos y a cualquier aspecto de la Exploración, Explotación, transporte, almacenamiento, industrialización, refinación, comercialización, costos y gastos de tales operaciones y demás actividades económicas relacionadas con la Industria de hidrocarburos.

Art. 150.- Contabilidad General.- Los Sujetos de Control a excepción de: las Empresas Públicas del sector, Centros de Acopio y Distribuidores de Gas Licuado de Petróleo (GLP) y Comercializadoras de Combustibles Líquidos Derivados de los Hidrocarburos (CLDH); deberán presentar a la Agencia de Regulación y Control-ARC, hasta el treinta (30) de abril de cada año, los Estados Financieros del ejercicio fiscal inmediato anterior, auditados por firmas independientes, con los anexos respectivos de Inversiones, Ingresos, Costos, Gastos (incluido el mapeo de cada uno de los rubros y los mayores contables), Declaración de Impuesto a la renta e Informe de auditores Independientes.

Cuando la ARC lo requiera, los Centros de Acopio y Distribuidores de Gas Licuado de Petróleo (GLP) y Comercializadoras de Combustibles Líquidos Derivados de los Hidrocarburos (CLDH), deberán presentar a la ARC los Estados Financieros, con los anexos respectivos de Inversiones, Ingresos, Costos, Gastos (incluido el mapeo de cada uno de los rubros y los mayores contables); Declaración de Impuesto a la renta; e Informe de auditores Independientes (si fuera el caso).

Art. 151.- Ejecución de auditorías y/o exámenes especiales. - La Agencia de Regulación y Control-ARC efectuará auditorías y/o exámenes especiales a las actividades hidrocarburíferas, para lo cual se utilizará como marco de referencia la normativa legal

vigente aplicable al sector Hidrocarburífero.

Las auditorías efectuadas a las empresas del sector que mantienen contratos con el Estado para la ejecución de Actividades de Hidrocarburos, se sujetarán a los reglamentos y normas de contabilidad establecidos en los contratos.

Art. 152.- Procedimiento de Auditoría. - Los Sujetos de Control que no dispongan de reglamentos o normas de contabilidad, emitidos por la Agencia de Regulación y Control-ARC para la ejecución de las auditorías, se sujetarán a los siguientes procedimientos:

1. Notificación. - La ARC podrá realizar la revisión retroactiva de datos y registros, para lo cual notificará por escrito a los Sujetos de Control sobre la auditoría o examen especial a realizarse previo al inicio del mismo, de manera que los Sujetos de Control preparen la documentación e información que será analizada por los auditores designados.
2. Informe Provisional. - Concluido el análisis, los auditores en un plazo máximo de tres (3) meses calendario pondrán a consideración de los Sujetos de Control el informe provisional, producto de la auditoría o examen especial practicado, el que contendrá: detalle de ajustes, reclasificaciones, comentarios y recomendaciones.
3. Revisión del Informe Provisional. - A partir de la fecha de presentación del informe provisional, en un término de once (11) días, se efectuará la revisión del mismo en forma conjunta.

Luego de la revisión conjunta del Informe Provisional, los Sujetos de Control, remitirán en un término de (5) días, los comentarios o justificativos que crean pertinentes a las observaciones contenidas en el informe provisional.

1. Acta de revisión del Informe Provisional. - Los Auditores en un término de once (11) días remitirán el acta de revisión del informe provisional incluidos los comentarios entregados por los Sujetos de Control y las conclusiones de auditoría. Los Sujetos de Control remitirán las actas suscritas en un término de cinco (5) días, caso contrario se entenderá como aceptado el contenido de la misma.
2. Informe de Auditoría. - La ARC emitirá el informe final de auditoría o examen especial, en un plazo máximo de un (1) mes, posterior a la suscripción del acta de revisión del informe provisional.
3. Comentarios. - Los Sujetos de Control, de considerar pertinente, en un plazo máximo de un (1) mes, presentarán a la máxima autoridad de la ARC sus comentarios, respecto al informe final de auditoría o examen especial.

4. Contestación a los Comentarios. - La ARC en un plazo máximo de un (1) mes, a partir de la recepción de los comentarios de los Sujetos de Control emitirá su respuesta.
5. Objeciones y Pronunciamientos. - Los Sujetos de Control en un plazo máximo de un (1) mes, presentarán ante el Ministerio del Ramo, sus objeciones a la respuesta emitida por la ARC respecto del informe final de auditoría o examen especial. El Ministerio del Ramo debe pronunciarse sobre el pedido de los Sujetos de Control.

Las Empresas Públicas están exentas de este control, de conformidad con lo que establece la Ley Orgánica de Empresas Públicas.

Sección II

CONTROL DE ACTIVOS DEL SECTOR HIDROCARBURÍFERO

Art. 153.- Detalle de bienes, equipos e instalaciones amortizables y propiedad, planta y equipos depreciables (activo fijo).- Los Sujetos de Control que mantienen contratos con el estado para la Exploración, Explotación y transporte de hidrocarburos, deben presentar a la Agencia de Regulación y Control-ARC hasta el treinta (30) de abril de cada año, en formato digital (hoja electrónica), el detalle de bienes, equipos e instalaciones amortizables y propiedad, planta y equipo, depreciables (activo fijo), detalle que incluirá bienes cuyo valor sea mayor a mil dólares (USD 1.000) por ítem. El total de los detalles, propiedad, planta y equipo depreciable (activo fijo) y bienes, equipos e instalaciones amortizables debe estar conciliado con sus balances y declaración del impuesto a la renta.

Además, deberán entregar el detalle de bienes de control, mismo que deben cumplir con las siguientes características:

- a) Bienes no consumibles de propiedad de la compañía, que tengan una vida útil superior a un año y serán utilizados en actividades de la misma. Estos bienes no serán sujetos de depreciación ni revalorización, su costo de adquisición será inferior a USD 1000 y se realizará de acuerdo a la funcionalidad y al criterio técnico o política de la compañía.
- b) Bienes y equipos que salieron de la operación por reemplazo, de acuerdo a la funcionalidad y al criterio técnico de la compañía, en cuyo caso la Contratista deberá actualizar en el detalle de bienes, equipos e instalaciones amortizables las características del bien y/o equipo adquirido cuyo costo fue registrado al OPEX.

En el detalle de bienes, equipos e instalaciones amortizables se deben presentar todas las

adquisiciones tangibles, obras civiles, e infraestructura construida, así como los Costos Intangibles asociados que forman parte de las inversiones.

Los bienes y equipos deberán detallar cada uno de los componentes que lo conforman, registrando según corresponda la siguiente información: código del proyecto (AFE- Aprobación de fondos para proyecto), descripción ampliada, código de la compañía, marca, modelo, serie, fecha de adquisición, fecha de activación, valor histórico, ubicación y estado del bien. En el caso de perforación de pozos se debe registrar el equipo interno (subsuelo) y equipo de superficie.

Para el caso de obras civiles, se presentarán los costos de infraestructura y Costos Intangibles asociados que forman parte de las inversiones, mismas que deberán contener al menos la siguiente información: código del proyecto (AFE- Aprobación de fondos para proyecto), descripción ampliada, unidad de medida, fecha de culminación, valor histórico, ubicación.

El detalle de equipos depreciables (activo fijo) debe especificar al menos la siguiente información: código del proyecto (AFE- Aprobación de fondos para proyecto) o cuenta contable, descripción ampliada, valor histórico, depreciación acumulada, valor residual, código del bien, marca, modelo, serie, fecha de adquisición y ubicación.

Art. 154.- Detalle de bienes equipos e instalaciones amortizables y propiedad, planta y equipo depreciables. - Los Sujetos de Control que mantienen contratos con el Estado para la Exploración, Explotación de hidrocarburos deben presentar a la Agencia de Regulación y Control-ARC hasta el treinta (30) de abril de cada año, en formato digital el anexo de bienes, entregados por las empresas públicas de hidrocarburos o por el Ministerio del Ramo, según corresponda y aplique.

Art. 155- Inventario de materiales (existencias en bodega).- Los Sujetos de Control que mantienen contratos con el Estado para la Exploración y Explotación y transporte de hidrocarburos, deberán remitir a la Agencia de Regulación y Control-ARC hasta el treinta (30) de abril de cada año en formato digital el Inventario de existencias de bodega (equipos, materiales y repuestos), que contendrá la siguiente información: clase, subclase, código, descripción, unidad de medida, cantidad, valor unitario, valor total, ubicación. El total del inventario de materiales debe estar conciliado con sus balances y declaración de impuesto a la renta.

Art. 156.- Autorización para enajenar, gravar y retirar activos, bienes e instalaciones. - Los Sujetos de Control que mantienen contratos con el Estado para la Exploración, Explotación y transporte de hidrocarburos, no podrán enajenar gravar y retirar, parte alguna de los bienes sin autorización de la Agencia de Regulación y Control-ARC conforme lo que determina la Ley de Hidrocarburos, normas y procedimientos expedidos para el

efecto, y cláusulas contractuales.

CAPITULO IX

REVERSIÓN

Art. 157.- Aprobación de Planes de Mantenimiento y Stock en bodega. –Con el propósito de garantizar la continuidad normal de las operaciones y la eficiencia del servicio y su estándar, los Sujetos de Control, hasta el último día de la vigencia de los contratos establecidos en los artículos 2 y 3 de la Ley de Hidrocarburos, por cumplimiento de plazos o por cualquier otro motivo, deben ejecutar el mantenimiento de los diferentes equipos, maquinarias e instalaciones bajo su custodia.

Un año antes de la finalización del contrato de Exploración y Explotación, refinación, industrialización, transporte, almacenamiento y comercialización, los Sujetos de Control, a través de un Consultor Experto o Compañías independientes con experiencia en el sector de Hidrocarburos deben presentar a la Agencia de Regulación y Control el informe de los programas, planes y cronogramas de mantenimiento de equipos y maquinaria e instalaciones; así como, los programas de cantidad mínima de repuestos (stock), incluyendo certificaciones técnicas y la evaluación de la conformidad que garantice 2 años la operación de la infraestructura otorgada después de finalizado el contrato.

Para el efecto la Agencia de Regulación y Control creará una comisión interinstitucional conformada al menos por la Empresa Estatal de Hidrocarburos y la Agencia Regulación y Control que coordine, elabore y presente el informe técnico para aprobación del Ministerio del Ramo.

Art. 158.- Arrendamiento o Leasing. - Conforme la Ley de Hidrocarburos, al menos con dos (2) años de anticipación a la terminación de los contratos, los Sujetos de Control, y la Empresa Estatal de Hidrocarburos, deberán establecer de manera coordinada un mecanismo respecto al traspaso de los bienes, equipos y maquinaria que se encuentren en arrendamiento o leasing, con el propósito de garantizar la continuidad normal de las operaciones.

Art. 159.- Estado Operativo de la Infraestructura Entregada. – Por lo menos con un plazo no mayor a 1 año y no menor a 6 meses de anticipación a la terminación del contrato, las Compañías Operadoras a través de un Consultor Experto o Compañías independientes con experiencia en el sector de Hidrocarburos, deben presentar al Ministerio del Ramo un informe con el estado actual de los equipos e infraestructura que permita continuar la operación en condiciones normales.

Art. 160.- Terminación de Contratos. - Las Compañías operadoras por lo menos con un plazo de 6 meses de anticipación a la terminación del contrato, por vencimiento del plazo,

deberán entregar en formato digital al Ministerio del Ramo, la siguiente información según sea el caso:

- a) La información primaria y planos de las áreas asignadas;
- b) Los listados de las maquinarias, instalaciones, equipos y demás bienes adquiridos para los fines del contrato;
- c) Las especificaciones de los equipos; manuales de operación y diagramas "Como está construido" ("As Built);
- d) Las copias de todos los contratos que estén vigentes con terceros;
- e) Los reportes de mantenimiento, registros de inscripción y evaluación de equipos, correspondientes al último año.
- f) El inventario de repuestos y materiales para la operación de plantas, equipos y pozos;
- g) Los libros actualizados de contabilidad;
- h) El cronograma de entrega de todas las instalaciones, equipos y demás bienes adquiridos para fines del contrato; y,
- i) demás información requerida por el Ministerio del Ramo.

Una vez recibida la información se conformará una comisión integrada por el Ministerio del Ramo, la Empresa Estatal de Hidrocarburos, el Sujeto de Control y la Agencia de Regulación y Control; además de otras instituciones que designe el Ministerio del Ramo de ser el caso; para la entrega recepción de bienes a los que se refiere el artículo 29 de la Ley de Hidrocarburos, de acuerdo con las disposiciones legales y reglamentarias.

Esta comisión estará presidida por funcionarios del Ministerio del Ramo y deberán suscribir la respectiva acta entrega recepción.

Al término del contrato por otras causas, entre ellas las establecidas en la Ley de Hidrocarburos, los Sujetos de Control entregarán la información arriba señalada, en un tiempo no mayor a sesenta (60) días calendario desde la fecha de notificación.

Art. 161.- Certificado de entrega de información.- Terminado el contrato respectivo, o en la devolución de áreas, el Ministerio del Ramo verificará el detalle de la información que ha sido entregada por el Sujeto de Control durante la vigencia del contrato, y solicitará a los mismos completar la información primaria que deberá ser entregada en la Litoteca-Cintoteca del Centro de Investigaciones Quito, relativa a la operación, mantenimiento y control de los equipos e instalaciones; así como la información técnica restante, de ser el caso; para lo cual el Ministerio del Ramo determinará el lugar de entrega y emitirá un certificado final de cumplimiento de entrega de información, requisito para la reversión del Bloque o devolución del área.

CAPITULO X

DEL CONTROL Y SANCIONES

Art. 162.- Control. - Las Operaciones de Hidrocarburos serán controladas por la Agencia de Regulación y Control-ARC para asegurar el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y contractuales y podrá realizarse en cualquier momento sin aviso previo al Sujeto de Control.

El control que realiza la Agencia de Regulación y Control-ARC a las Operaciones Hidrocarburíferas será:

a) Control regular y aleatorio para verificar:

1. Las condiciones técnicas y de seguridad de la infraestructura.
2. Las condiciones de operación de la infraestructura.
3. La veracidad de la información entregada por el Sujeto de Control.

b) Control de los plazos de fuerza mayor, caso fortuito o situación de emergencia de los contratos suscritos por el Estado:

1. Actas de inicio y finalización de las situaciones de fuerza mayor, caso fortuito o situación de emergencia, a fin de determinar los plazos de terminación de los respectivos contratos suscritos por el Estado.
2. Actas de suspensión y reinicio de las operaciones.

c) Control anual para verificar que:

1. Los requisitos solicitados para las distintas fases de las Operaciones de Hidrocarburos, según corresponda, estén vigentes.
2. Las condiciones técnicas y de seguridad de la infraestructura, se mantengan de acuerdo con la autorización y registro otorgados inicialmente.
3. El Sujeto de Control no tenga obligaciones económicas exigibles pendientes, respecto a los pagos por los servicios que presta la ARC.

Los Sujetos de Control que tengan a su cargo operaciones hidrocarburíferas, deberán cumplir con la normativa establecida, y mantener su infraestructura en óptimo estado de funcionamiento, cumpliendo los requisitos que determinaron la emisión de la autorización de operación.

La Agencia de Regulación y Control-ARC, emitirá el certificado de control anual correspondiente, según la normativa expedida para el efecto a:

- a).- Sistemas de transporte y almacenamiento que tengan a su cargo tanques de una capacidad de diseño igual o mayor a noventa (90) barriles (exceptuando plantas de envasado y centros de distribución de todos los segmentos)
- b).- Ductos principales, ductos secundarios, Centros de Fiscalización y Entrega, terminales y depósitos de almacenamiento.
- c).- Auto tanques, barcazas y buque tanques (de bandera ecuatoriana), vehículos que transportan GLP en cilindros y al granel.
- d).- Centros de Comercialización de Hidrocarburos, hidrocarburos y sus mezclas con Biocombustibles, GLP y Gas Natural, Plantas de envasado.

Art. 163.- Resultados del Control. - Si como resultado del control anual realizado por la Agencia de Regulación y Control-ARC, se llegare a establecer que las condiciones mínimas que determinaron la emisión de la autorización de operación y registro, han variado o se han alterado, disminuyendo las características de calificaciones y autorizaciones, la Agencia de Regulación y Control-ARC, otorgará un plazo acorde a cada caso para que el Sujeto de Control, solvete las observaciones realizadas, de conformidad con la normativa específica vigente.

Art. 164.- Sanciones. - La inobservancia o incumplimiento de los preceptos establecidos en el presente Reglamento y demás normativa que rigen las Actividades de Hidrocarburos, darán lugar al inicio del procedimiento administrativo que corresponda; así como, a la imposición de las sanciones de conformidad con la normativa legal vigente.

CAPÍTULO XI

INFORMACIÓN HIDROCARBURÍFERA

Sección I

De los Informes, Programas, Planes Quinquenales y Presupuestos

Art. 165.- Custodia y administración de información técnica y económica. - El Ministerio del Ramo y la Agencia de Regulación y Control-ARC, de acuerdo a sus competencias legales, custodiarán y administrarán la información técnica y económica generada en la actividad de hidrocarburos por los Sujetos de Control; y asegurarán su preservación, integridad y utilización, de acuerdo a los estándares aceptados por la industria de hidrocarburos.

Art. 166.- Entrega de Informes (Reportes, Registros o Resultados). - Los Sujetos de Control deben remitir en los formularios establecidos, en físico o digital al Ministerio del Ramo y a la Agencia de Regulación y Control-ARC la siguiente información:

En el transcurso del primer mes de cada año, el informe anual de operaciones con la ejecución presupuestaria, correspondiente al año fiscal inmediato anterior. Este informe debe contener las actividades realizadas en Exploración y Explotación: geología, geofísica, geoquímica, Yacimientos, perforación, producción, facilidades de producción, transporte, generación, uso y quema de Gas Asociado o Gas Natural, inyección o reinyección de agua de formación, plan de contingencias; plan de rehabilitación de áreas afectadas, plan de abandono y entrega de áreas, personal, detalle de los activos y demás pormenores de las actividades realizadas durante el período, señalando los resultados obtenidos respecto al plan anual aprobado.

Art. 167.- Informe aerofotogramétrico. - Los Sujetos de Control, según sea el caso, deben presentar dentro de los tres (3) primeros años del Período de Exploración, el mosaico aerofotogramétrico de la zona terrestre contratada, utilizando la escala y las especificaciones que determinare el Instituto Geográfico Militar. El levantamiento aerofotogramétrico, si no estuviere hecho, se realizará por intermedio o bajo el control del Instituto Geográfico Militar y los negativos serán de propiedad del Estado, mismos que deben ser entregados al Ministerio del Ramo y a la Agencia de Regulación y Control-ARC.

Art. 168.- Bitácoras. - Los Sujetos de Control deben llevar un registro diario, continuo y exacto de todas las pruebas de pozos en Campo, las mismas que deberán ser registradas de acuerdo a lo dispuesto por la ARC y estarán disponibles para su control y fiscalización cuando la Agencia de Regulación y Control-ARC lo considere necesario.

Art. 169.- Programa Anual de Actividades y Presupuesto de Inversiones, Costos y Gastos y sus reformas. - El Programa de actividades y presupuesto de inversiones, costos y gastos, que presentará el Sujeto de Control para la aprobación del Ministerio del Ramo, debe contener al menos la siguiente información:

Para la Exploración:

- a) Descripción de las actividades de prospección y Explotación a realizarse.
- b) Estudios geológicos y geofísicos a realizarse, en el Área del Contrato o áreas asignadas.
- c) Mapas estructurales, planimétricos, topográficos y batimétricos del área a explorar, indicando los lotes y límites del área con señalamiento en coordenadas geográficas.
- d) Información sobre los pozos exploratorios a ser perforados y los cronogramas de

- perforación
- e) Información sobre las medidas de protección ambiental.
 - f) Cronograma de ejecución de las actividades a desarrollarse en el año.
 - g) Determinación de inversión a efectuarse en el año.
 - h) Análisis de probabilidad de éxito.
 - i) Riesgo asociado.
 - j) Resultados esperados.

Para la Explotación:

- a) Determinación de las actividades de Explotación a realizarse.
- b) Proyección de producción por Yacimiento, pozo y Campo, cronogramas de: perforación, reacondicionamiento capex y opex, facilidades de producción a ejecutarse y los programas de protección ambiental.
- c) Cronograma de ejecución de las actividades a desarrollarse en el año.
- d) Determinación de inversión a efectuarse en el año.
- e) Junto con el Programa de Actividades y Presupuesto de Inversiones, Costos y Gastos, se deberá presentar, para la aprobación del Ministerio del Ramo, el Programa Quinquenal actualizado de las actividades a desarrollarse, incluyendo su presupuesto.
- f) Información específica requerida en este Reglamento.

El Ministerio del Ramo aprobará o negará el Programa de Actividades y Presupuesto de Inversiones, Costos y Gastos.

Los Sujetos de Control podrán presentar las reformas al Programa de Actividades y Presupuesto de Inversiones, Costos y Gastos hasta el treinta (30) de octubre de cada año, salvo casos debidamente justificados, para la aprobación del Ministerio del Ramo, de acuerdo al detalle establecido en este artículo.

Art. 170.- Programa quinquenal actualizado.- En el Período de Explotación, los Sujetos de Control; deben remitir al Ministerio del Ramo, hasta el primero (1) de diciembre de cada año para su respectiva aprobación, el programa quinquenal actualizado de todas las actividades a desarrollar, adjuntando su presupuesto desglosado por años, adicionalmente, debe incluir aspectos relacionados con reservas, proyección de producción de petróleo, Gas Asociado, Gas Natural, agua de formación y generación eléctrica.

Art. 171.- Informes económicos. - Los Sujetos de Control deben entregar al Ministerio del Ramo y a la Agencia de Regulación y Control-ARC, cuando así lo requieran, datos económicos relativos a los proyectos y a cualquier aspecto de la Exploración, Explotación, transporte, almacenamiento, industrialización, refinación, comercialización, costos de

tales operaciones y demás actividades económicas relacionadas con la industria de hidrocarburos.

Art. 172.- Informes mensuales. - Los Sujetos de Control a excepción de los que realizan actividades relativas a lubricantes, deben suministrar en formato digital, mensualmente al Ministerio del Ramo el informe de labores y su ejecución presupuestaria y a la Agencia de Regulación y Control-ARC el informe de labores, conforme al programa de actividades y presupuestos aprobados por el Ministerio del Ramo.

Art. 173.- Informe Anual de Operaciones y ejecución presupuestaria. - Los Sujetos de Control, a excepción de los que realizan actividades relativas a lubricantes, deben presentar al Ministerio del Ramo con copia a la Agencia de Regulación y Control-ARC, dentro del primer mes de cada año, el Informe Anual de Operaciones con su ejecución presupuestaria preliminar, correspondiente al año fiscal inmediato anterior, conforme al Programa de Actividades y Presupuesto de Inversiones Costos y Gastos aprobados por el Ministerio del Ramo.

La ejecución presupuestaria definitiva será presentada hasta el treinta (30) de abril de cada año.

Art. 174.- Programa de Actividades y Presupuesto de Inversiones. - El Ministerio del Ramo y la Agencia de Regulación y Control-ARC, en el ámbito de sus competencias y en los casos aplicables verificarán el cumplimiento de los programas de actividades y presupuestos, planes de desarrollo aprobados, los mismos que guardarán relación con las actividades e inversiones comprometidas

Art. 175.- Presupuestos, planes de desarrollo y planes quinquenales. - Los Sujetos de Control, a excepción de los que realizan actividades relativas a lubricantes, están obligados a presentar al Ministerio del Ramo para su aprobación los programas de actividades y presupuestos de inversión y sus reformas, con los detalles respectivos de las actividades a realizarse y de los costos y gastos.

Art. 176.- Disponibilidad de la información. - Los Sujetos de Control son custodios y responsables de la adquisición, ingreso, procesamiento, visualización y calidad de toda la información que hayan generado y obtenido a través de sus operadoras, consorcios o Subcontratistas, la que estará a disposición del Ministerio del Ramo y a la Agencia de Regulación y Control-ARC.

La información comprende, pero no se limita a:

1. Libretas de Campo (geológicas y geofísicas), fotografías aéreas, radar lateral, imágenes satelitales, registros de pozos, rípios de perforación, testigos de corona,

- testigos laterales y muestras de petróleo;
2. Cintas magnéticas de Campo e información en formato digital relacionada con: datos de navegación, datos sísmicos 2D y 3D (de Campo y procesada), registros de pozos, datos gravimétricos y magnetométricos, reportes del observador y de Campo;
 3. Estudios de suelos, diseños y planos de instalaciones;
 4. Selección de rutas o carreteras y transporte por tuberías;
 5. Ingeniería conceptual, básica de detalle y especificaciones técnicas de equipos.
 6. Balance diario y mensual de producción por Campo y pozo
 7. Estimados de producción por Campo
 8. Producción fiscalizada
 9. Estudios e Informes de reservas
 10. Modelos económicos
 11. Información en Tiempo Real
 12. Información geográfica
 13. Demás Información adquirida y procesada generada en todas las etapas de la cadena de valor de hidrocarburos.

Sección II

Del Gobierno y Gestión de Información de Hidrocarburos

Art. 177.- El Ministerio del Ramo, a través de su Unidad de Gestión de Información de Hidrocarburos, organiza y administra la información técnica, conforme las atribuciones establecidas en la Ley para las diferentes Fases de la Industria de Hidrocarburos, que generan los Sujetos de Control, constituyéndose, por tanto, en el repositorio oficial de información del sector de hidrocarburos.

El modelo de “Gobierno y Gestión de la Información Técnica de Hidrocarburos”, en sus

diferentes medios y tipos: plataformas documentales, transaccionales (IT) e industriales (OT), las políticas, procedimientos y demás instrumentos de gestión al respecto, serán entregados por el Ministerio del Ramo a la Agencia de Regulación y Control-ARC y demás Sujetos de Control, a través de la Unidad de Gestión de Información de Hidrocarburos.

Art. 178.- Titularidad de la información. - Es de propiedad única del Estado ecuatoriano, la información que adquieren y generan las empresas que realizan actividades dentro de las diferentes Fases de la Industria de Hidrocarburos, que tengan o no contrato con el Estado.

El Estado ecuatoriano tiene la titularidad de la información a través del Ministerio del Ramo, y será responsable de establecer términos, condiciones de uso, licenciamiento, certificación, comercialización y preservación de la misma, excluyéndose de lo anterior, toda aquella información de propiedad intelectual protegida y registrada.

El Ministerio del Ramo, previa autorización, podrá entregar Licencias para Administración de Información Técnica a empresas públicas o privadas, nacionales, extranjeras, empresas mixtas, consorcios y/o asociaciones, con excepción de aquellas empresas que tengan suscritos contratos hidrocarburíferos con el Estado Ecuatoriano, de conformidad con lo establecido en este Reglamento, en el procedimiento y en los demás instrumentos que el Ministerio del Ramo promulgue para este efecto.

Art. 179.- Atribuciones de la Unidad de Gestión de Información de Hidrocarburos. -

1. Implementar el Modelo de “Gobierno y Gestión de la Información Técnica Hidrocarburífera”
2. Administrar, almacenar, disponer, entregar y custodiar la información generada por los Sujetos de Control en las diferentes fases de la industria de hidrocarburos, implementando metodologías de preservación de información, conforme a estándares internacionales;
3. Integrar el uso de la información hacia diferentes plataformas de interpretación, a través de parámetros y formatos estándares de la industria y de gestión de información;
4. Permitir el acceso a la información mediante la utilización de herramientas tecnológicas;y,
5. Entregar la información que permita apoyar a los procesos de la industria de hidrocarburos.

Art. 180.- De la administración de la información. - El Ministerio del Ramo a través de su Unidad de Gestión de Información de Hidrocarburos, prestará servicios de entrega de información, a las personas interesadas, la misma que servirá de base para llevar adelante proyectos de investigación, operación e inversión en las diferentes fases de la industria de

hidrocarburos.

El Ministerio del Ramo a través de su Unidad de Gestión de Información de Hidrocarburos, podrá actuar directamente o mediante la contratación de empresas especializadas.

Art. 181.- Certificado de cumplimiento de entrega de información. - Una vez terminadas las actividades de la fase de Exploración, el Ministerio del Ramo a través de su Unidad de Gestión de Información de Hidrocarburos, emitirá un certificado de cumplimiento de entrega de información a los Sujetos de Control, el mismo que será un requisito previo para que el Ministerio del Ramo autorice iniciar el periodo de Explotación, de conformidad con la Ley de Hidrocarburos.

Los Sujetos de Control, en el caso de no desarrollar la fase de Explotación, deberán entregar la información generada en la fase de Exploración.

Art. 182.- Entrega de información. - La información relativa a este capítulo, será entregada conforme los formatos, medios, plazos y procedimientos definidos en el Manual de Estándares de Entrega de Información, expedido por el Ministerio del Ramo a través de su Unidad de Gestión de Información de Hidrocarburos y publicado en su página web. Dicho Manual será actualizado periódicamente conforme al desarrollo de la industria y la tecnología.

Art. 183.- Confidencialidad de la información.- El Ministerio de Ramo a través de su Unidad de Gestión de Información de Hidrocarburos, mantendrá confidencialidad de la información relacionada con las actividades de las diferentes fases de la industria de hidrocarburos generada y entregada por los Sujetos de Control en el territorio ecuatoriano, para lo cual se establecen los períodos de confidencialidad en el Manual de Estándares de Entrega de Información; salvo lo determinado en acuerdos, licencias y/o convenios específicos.

Considerando que la información que se genera en las diferentes fases de la Industria de Hidrocarburos pertenece a un Sector Estratégico, precepto consagrado en la Constitución de la República del Ecuador, el Ministerio del Ramo, a través de su Oficial de Seguridad de la Información, implementará el Esquema Gubernamental de Seguridad de la Información que se encuentre vigente (EGSI).

Art. 184.- Políticas de acceso de información. - El Ministerio del Ramo a través de su Unidad de Gestión de Información de Hidrocarburos, emitirá las políticas de uso, acceso, distribución, permisos, privilegios, licenciamiento, publicación y comercialización de datos e información de hidrocarburos entregada por los Sujetos de Control.

Art. 185.- Procedimientos de entrega de información histórica.- El Ministerio del Ramo a través de su Unidad de Gestión de Información de Hidrocarburos, generará el procedimiento de entrega de información referida en esta sección, producida con anterioridad a la expedición de este Reglamento por los Sujetos de Control, que realizan trabajos dentro de las diferentes fases de la industria de hidrocarburos y que se encuentra bajo su custodia; así como la información que disponga la Agencia de Regulación y Control-ARC.

Art. 186.- Manual de Entrega/Recepción de información técnica. - El Ministerio del Ramo a través de su Unidad de Gestión de Información de Hidrocarburos, según sus competencias, actualizará el Manual de Estándares de Entrega/Recepción de Información de las diferentes fases de la industria de hidrocarburos, que contendrá el alcance, los formatos, medios, plazos y procedimientos.

Sección III

Información en Tiempo Real

Art. 187.- Entrega de Información y datos en Tiempo Real. - Los Sujetos de Control deben entregar la información y datos en Tiempo Real de sus Operaciones Hidrocarburíferas que determine la Agencia de Regulación y Control-ARC, conforme lo establece la normativa vigente.

Los Sujetos de Control deben adquirir e implementar las plataformas Informática (IT) e Industrial (OT) así como las aplicaciones, licencias y protocolos de comunicación, que sean necesarios para la entrega de información y datos en Tiempo Real y que permitan la reposición automática de información histórica. Las aplicaciones, licencias y protocolos de comunicación deben ser compatibles con aquellos empleados por la plataforma SCADA de la ARC.

Los Sujetos de Control deben garantizar la continuidad y calidad de la información y datos en Tiempo Real entregada a la ARC durante la ejecución de proyectos de ampliación, actualización o mantenimiento, eventos programados y no programados de las plataformas Informáticas (IT) e Industrial (OT).

Los Sujetos de Control deben notificar de manera inmediata a la ARC, la ocurrencia de cualquier evento en las operaciones hidrocarburíferas o en las plataformas Informática (IT) e Industrial (OT) que pueda afectar la entrega normal de información y datos en Tiempo Real, siendo responsabilidad la reposición automática de datos que no se reciba durante ese tiempo, utilizando el mismo medio y forma de transmisión cumpliendo la normativa vigente.

Art. 188.- Canal de comunicación para la entrega de Información y datos en Tiempo Real. - Los Sujetos de Control deben proporcionar el Enlace dedicado de telecomunicaciones que garantice la información y datos en Tiempo Real hasta el punto de entrega definido por la Agencia de Regulación y Control-ARC, garantizando la disponibilidad mínima establecida en la normativa vigente.

Los Sujetos de Control deben garantizar la seguridad de su información y datos en Tiempo Real, impidiendo cualquier acceso no autorizado a sus plataformas Informáticas (IT) e Industrial (OT); así como, también garantizar la seguridad, confiabilidad y consistencia de la misma a través de todo el medio de transmisión, desde la fuente hasta el punto de entrega definido por la ARC.

Art. 189.- Disponibilidad de información de operación.- Durante el desarrollo de sus operaciones y en cada una de las diferentes fases de la industria de hidrocarburos, los Sujetos de Control (de acuerdo a las operaciones a su cargo) deben disponer para el acceso de la Agencia de Regulación y Control-ARC, la siguiente información operativa actualizada y vigente: manuales de operación, planos de implantación (AS-BUILT), diagramas de tubería e instrumentación (P&ID), diagramas de procesos, y demás información requerida por la ARC.

Art. 190.- Plataformas Informática (IT) e Industrial (OT). - Los valores mostrados por plataformas Informáticas (IT) e Industrial (OT) de los Sujetos de Control, deben corresponder a los valores de la instrumentación y equipos instalados en Campo y éstos a su vez deben reflejar el valor real de las magnitudes físicas medidas.

Art. 191.- Control de la Información y datos en Tiempo Real. - La Agencia de Regulación y Control-ARC podrá realizar el control mediante verificaciones y/o evaluaciones de las plataformas Informática (IT) e Industrial (OT) de los Sujetos de Control a nivel de detalle y cuando lo estime necesario, a fin de comprobar la veracidad de la información y datos en Tiempo Real entregados.

Los Sujetos de Control deben presentar hasta el 15 de enero de cada año un informe que incluya:

- a) Listado actualizado de las variables entregadas a la plataforma SCADA de la ARC, según el Formulario establecido para el efecto.
- b) Listado actualizado de los instrumentos y equipos instalados en Campo relacionados a la entrega de información y datos en Tiempo Real a la ARC, según el Formulario establecido para el efecto.
- c) Diagrama actualizado de las plataformas Informática (IT) e Industrial (OT) relacionado con la entrega de información y datos en Tiempo Real a la ARC.
- d) Lista actualizada de datos (nombre, email, telf.) de los técnicos de las áreas IT/OT y operaciones hidrocarburíferas responsables de la entrega de información y datos en

Tiempo Real a la ARC.

DISPOSICIONES GENERALES

PRIMERA: Para el cálculo de la amortización de inversiones en la etapa de explotación, los Sujetos de Control considerarán las reservas probadas P1, de conformidad con la normativa internacional vigente, denominada Petroleum Resources Management System (PRMS).

SEGUNDA: Todas las definiciones y normativa técnica de menor jerarquía deben ajustarse al presente Instrumento; y, en caso de existir contraposición de normas, prevalecerá lo dispuesto en este Reglamento.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS:

PRIMERA: Los tanques de almacenamiento empernados, que se encuentren en funcionamiento, podrán continuar su operación, mientras mantengan vigente su certificado de control anual y certificaciones técnicas, conforme lo determine la Agencia.

SEGUNDA: En el plazo de dos (2) años contados a partir de la fecha de vigencia de este Reglamento, los Sujetos de Control deben contar con un Plan de Desarrollo aprobado y actualizado.

DISPOSICIONES FINALES:

PRIMERA: Los procesos que hayan iniciado bajo la vigencia del Reglamento de Operaciones Hidrocarburífera expedido mediante Acuerdo Ministerial No. MH-MH-2018-001-AM, publicado en el Registro Oficial Edición Especial No. 254 de 02 de febrero de 2018, culminarán bajo el cumplimiento de dichas disposiciones.

SEGUNDA: El presente Reglamento entrará en vigencia sin perjuicio de su publicación en el Registro Oficial, y previo a que el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables derogue el Acuerdo Ministerial No. MH-MH-2018-001-AM, publicado en el Registro Oficial Edición Especial No. 254 de 02 de febrero de 2018, para cuyo efecto se deberá oficiar al referido Ministerio.

De su aplicación se encargará el Ministro de Energía y Recursos Naturales No Renovables y el Director Ejecutivo de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables.

Dado en la ciudad de San Francisco de Quito, Distrito Metropolitano, a los 06 días del mes de julio del año dos mil veinte y uno, mediante Resolución Nro. ARCERNNR-024/2021 del Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables.

CERTIFICO, que el presente Reglamento fue aprobado por el Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables - ARCERNNR, mediante Resolución Nro. ARCERNNR-024/2021, en sesión de 06 de julio de 2021,
Quito, 07 de julio de 2021.

Dr. Jaime Cepeda
SECRETARIO DIRECTORIO
AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES NO
RENOVABLES

ANEXO A

DEFINICIÓN DE TÉRMINOS

A

Abastecedora: Es la persona natural o jurídica nacional o extranjera, pública, privada o de economía mixta, debidamente autorizada por el Ministerio del Ramo para ejercer las actividades de abastecimiento de hidrocarburos, Biocombustibles y sus mezclas.

Actividades de Hidrocarburos: Conjunto de trabajos o acciones organizadas que se desarrollan dentro de las Operaciones de Hidrocarburos.

Actividades de Perforación: Constituyen la perforación de pozos exploratorios, avanzada, desarrollo, reentradas, inyectoras, reinyectoras, de relleno, multilaterales, programas alternos (profundizaciones, cambio del diseño geométrico del pozo, Sidetrack, perforación costa afuera; y otros).

Almacenamiento: es la actividad que consiste en depositar o resguardar hidrocarburos y petrolíferos en espacios destinados para ello, que pueden ubicarse en la superficie, el mar o el subsuelo. Las instalaciones que se utilizan para tal efecto pueden ser de varios tipos: terminales, tanques (atmosféricos, a presión), tanques subterráneos, tanques submarinos. Incluso, los buques-tanques; para el efecto de la presente norma, se considerarán solamente los recipientes que se encuentren registrados por sujetos de control de la industria hidrocarburífera; y no clientes finales de la cadena de comercialización

Afluente: Parte anexa a un oleoducto, Poliducto o Gasoducto conformado de tuberías equipos e instalaciones, utilizados para evacuar su producción cumpliendo con las características de calidad determinadas en la normativa respectiva (en especificaciones) hacia un ducto.

Aforo: Es el proceso mediante el cual se mide la altura de un hidrocarburo líquido en un recipiente.

Agua de formación (agua de producción): Agua presente naturalmente en los poros de la roca, que acompaña a la producción de hidrocarburos.

Alije (ship to ship): Es una operación que consiste en transferir la carga total o parcial de un buque a otro buque.

Ampliación de instalaciones de refinación y/o industrialización: Incremento de la capacidad de diseño inicialmente instalada en cualquiera de las unidades de proceso de la infraestructura de refinación y/o industrialización o la instalación de nuevas unidades de proceso.

Anormalidades: Características que difieren de los parámetros o actividades normales que se producen en los Yacimientos durante las Operaciones de Hidrocarburos.

Área del Contrato: Es la superficie y su proyección vertical en el subsuelo en la cual la Contratista, conforme a la Ley de Hidrocarburos, está autorizada en virtud del contrato para efectuar actividades de Exploración y Explotación de hidrocarburos.

Arribo Fuera de Ventana: Tiempo en el cual el buque realiza su arribo posterior al tiempo programado en la ventana.

B

Biocombustibles: Combustibles de origen biológico obtenidos a partir de biomasa, los cuales son utilizados puros o en mezcla con combustibles fósiles.

Bloque: Extensión de tierra limitada en longitud y latitud, que el Estado otorga para la Exploración y Explotación de hidrocarburos, a través de empresas públicas, privadas o mixtas, nacionales o extranjeras.

Bunquereo: Es una operación que consiste en traspasar la carga de hidrocarburos de un buque a otro para su propio consumo.

C

Cabecera: Punto de partida de un Poliducto donde existen las facilidades para el bombeo del fluido. Calibración: Es el proceso de comparar los valores obtenidos por un instrumento de medición con la medida correspondiente de un patrón de referencia, determinando su desviación y corrigiendo los equipos del sistema.

Campo: Es un área formada por uno o varios Yacimientos, con una forma adecuada para el entrapamiento de hidrocarburos y que se encuentra cubierta por una roca impermeable o una roca que actúa como sello.

Campo Unificado: Es un área que contiene uno o varios Yacimientos Comunes, en dos o más Bloques.

Carta Protesta: Documento emitido por cualquiera de las partes que participan en el operativo de carga o descarga en los terminales marítimos, en caso de que exista alguna

discrepancia vinculada al operativo realizado.

Certificado de Origen: Documento físico o electrónico que certifica el origen de las mercancías a ser exportadas, a fin de que sea presentado en la Aduana de destino, basado en los formularios definidos en los acuerdos comerciales suscritos por el Ecuador o aquellos formatos determinados por los países que conceden preferencias arancelarias.

Centros de Fiscalización y Entrega: Sitios aprobados o determinados por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, en los que se mide y determina la cantidad y calidad del petróleo y el Gas Natural, con el propósito de establecer los volúmenes oficiales transportados por ductos, consumos, entregas, transferencia de custodia, entre otros.

Check Shot: Forma simple y básica de un registro de perfil sísmico vertical como velocidad intervállica, velocidad promedio de los horizontes que funcionan como marcadores geológicos.

Comercialización Internacional de Hidrocarburos: Actividades que consisten en la importación y Exportación de Hidrocarburos.

Comercialización Interna: Actividades de distribución y venta al público de Gas Natural, Derivados, Biocombustibles y sus mezclas, a nivel Nacional.

Comercializadora(s): persona natural, jurídica, autorizada por el Ministerio del Ramo, para ejercer las actividades de comercialización.

Completación: Conjunto de trabajos y operaciones que tienen por objeto dotar al pozo de todos los aditamentos definitivos requeridos para la producción, reinyección o inyección de fluidos.

Condensado de Gas Natural: Mezcla de hidrocarburos que permanece líquida a Condiciones Estándar.

Condiciones Estándar: Condiciones de presión y temperatura de referencia para los hidrocarburos. Para temperatura es de 15,5 grados Celsius equivalente a 60 grados Fahrenheit y para la presión 1 atm, equivalente a 14,73 psi.

Conocimiento de Embarque (Bill of Landing E/L): Documento suscrito por el capitán del buque, su agente o su representante en el puerto de Embarque, en el cual se detallan las características del producto transportado, tales como cantidad, calidad; y constituye el título de propiedad del mismo.

Contratista(s): Empresa que suscribe contratos con el Estado ecuatoriano.

Convenio Operacional de Explotación Unificada: Acuerdo técnico, económico y legal celebrado entre las partes para el desarrollo del Campo Unificado.

Costos Intangibles: Son todos aquellos que no tienen una existencia física en los trabajos incurridos en las actividades de inversión de las Operaciones de Hidrocarburos.

Costos Tangibles: Son los costos de los equipos y facilidades de producción incurridos en las actividades de inversión de las Operaciones de Hidrocarburos, es decir, corresponden a los costos de los activos físicos.

Cupo de Exportación: Volúmenes de hidrocarburos fijados y ajustados por el Ministerio del Ramo para que las empresas públicas y privadas puedan exportar con base en sus Estimados de Levantes.

D

Demorajes: Exceso de tiempo de permanencia de un buque en el puerto, durante el operativo de carga o descarga, debiendo considerarse las características técnicas del mismo, que tiene como consecuencia, una penalización.

Depósito de Almacenamiento: Instalaciones autorizadas y registradas en la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, en las cuales se realiza actividades de recepción, a través de autotanques u otro medio de transporte terrestre, fluvial o marítimo, almacenamiento y despacho al granel de Derivados de petróleo.

Derecho de Vía (DdV): Franja de terreno (servidumbre legal de paso) en que los ductos y Líneas de Flujo, son construidos y operados por los Sujetos de Control que asegura el acceso, su operación y mantenimiento.

Derivados: Hidrocarburos obtenidos a partir de un proceso de refinación e industrialización del petróleo, Gas Natural u otras fuentes de hidrocarburos.

Dossier de Calidad: Conjunto de: actas u órdenes de trabajo, procedimientos, informes y registros que certifican el cumplimiento de estándares de control de la calidad de: pruebas, trabajos ejecutados, ensayos destructivos y no destructivos e inspecciones; a lo largo de la ejecución de un proyecto el cual deberá estar debidamente firmado por los responsables del control y ejecución de los diferentes procesos del proyecto.

Ducto: Es un sistema de transporte conformado de tuberías equipos e instalaciones que permite trasladar hidrocarburos de un lugar a otro con las características de calidad determinadas en la normativa respectiva (en especificaciones) y, dependiendo del fluido

transportado puede ser denominado oleoducto, Gasoducto, Poliducto, etc. Se exceptúa las características de calidad en las líneas de captación (gasoductos) y líneas de transporte de Condensado de Gas Natural (poliductos)

E

Elaboración de Lubricantes: Proceso de mezcla (blending), a fin de obtener un aceite o una grasa lubricante.

Embarque: Entrada de buque tanques y barcazas al terminal marítimo o puerto fluvial, para la carga o descarga de petróleo y Derivados.

Emergencia Operativa: Evento no previsto que impide la normal operación de un ducto.

Enlace: Medio de conexión entre dos lugares con el propósito de transmitir y recibir datos e información.

Equipo de Perforación: Conjunto de equipos interfuncionales que tienen por objeto llevar a cabo perforación de pozos petroleros.

Estimado de Levantes: Volumen de petróleo estimado por el Ministerio del Ramo y los Sujetos de Control que tienen derecho a exportar.

Estimulación: Tratamiento a la formación de interés de un pozo, con el objetivo de mejorar su productividad o inyectividad.

Estructura Geológica: Constituye los accidentes tectónicos, originados por movimientos epirogénicos, orogénicos y volcánicos, en las cuales es posible encontrar acumulaciones de hidrocarburos.

Evaluación de Yacimientos: Estudios realizados para determinar la capacidad de producción de hidrocarburos o de algún parámetro petrofísico de las rocas o fluidos de los Yacimientos, así como, para delimitar la geometría del Yacimiento o Yacimientos.

Existencias: Cantidad de hidrocarburos almacenados en cada una de las facilidades de las diferentes fases de la industria de hidrocarburos.

Exportación de Hidrocarburos: Es la salida de hidrocarburos del territorio aduanero nacional con destino a otro país.

Exploración: Es la planificación, ejecución y evaluación de todo tipo de estudios geológicos, geofísicos, geoquímicos y otros, así como, la perforación de pozos exploratorios y actividades relacionadas, necesarias para el descubrimiento y ubicación

de hidrocarburos en el subsuelo.

Exploración Adicional: Es la actividad de Exploración realizada para el descubrimiento de hidrocarburos adicionales al programa exploratorio mínimo.

Explotación: Desarrollo y producción de petróleo y/o Gas Natural en todo tipo de Yacimiento.

Explotación anticipada. - Son las actividades de desarrollo y producción que puede efectuar el Sujeto Control, dentro del Período de Exploración, previa autorización del Ministerio del Ramo.

Explotación Conjunta: Es la Explotación de hidrocarburos, a partir de la mezcla de fluidos de dos o más Yacimientos, obtenida de un único conducto.

Explotación Unificada: Es la Explotación de hidrocarburos de un Yacimiento calificado como común a dos o más Bloques.

F

Facilidades de Producción: Instalaciones que comprenden recipientes, tanques, bombas, generadores, plantas y demás equipos de superficie para las actividades de separación, tratamiento, flujo de fluidos en el Campo.

Facilidades de Transporte y Almacenamiento: Son las instalaciones, estaciones y plantas que comprenden: recipientes, tanques, bombas, generadores y demás equipos utilizados en el transporte y almacenamiento de los hidrocarburos por ductos principales o secundarios.

Factor de Experiencia del Buque Tanque (VEF, Verifcate Experience Factor): Valor obtenido de la compilación histórica de las mediciones del volumen total calculado del buque, ajustado por la cantidad a bordo o su remanente, comparada con las mediciones en tierra.

Fiscalizadora: Es la persona natural o jurídica, pública o privada, nacional o extranjera, de reconocida experiencia en el ámbito de acción pertinente, para realizar la acción de examinar una actividad para comprobar el cumplimiento de la legislación y normativa vigentes, durante el desarrollo de un proyecto

Formación: Es una unidad litoestratigráfica con límites definidos y características litológicas propias.

G

Gas Asociado: Es un hidrocarburo en estado gaseoso que se presenta en los Yacimientos junto al petróleo. Puede estar en el Yacimiento como una capa libre, o mezclado con el petróleo en determinadas condiciones de temperatura y presión.

Gas Natural: Mezcla de hidrocarburos livianos que se encuentran en estado gaseoso en condiciones normales de temperatura y presión en los Yacimientos. Compuesto en su mayor parte por metano.

Gasoducto: Sistema de transporte de hidrocarburos en estado líquido o gaseoso que transporta gas desde un terminal, facilidades de producción, captación o punto de abastecimiento hacia instalaciones de refinación o industrialización, generación eléctrica, distribución, etc.

Gasolina natural: Líquido de Gas Natural con una presión de vapor intermedia entre condensando y Gas Licuado de Petróleo. Esta mezcla de hidrocarburos líquidos se recupera a presión y temperaturas normales y es mucho más volátil e inestable que la gasolina comercial.

H

Hardware: Equipamiento físico utilizado para procesar, almacenar o transmitir programas o datos computacionales.

Hidrocarburos: Petróleo, sus Derivados y Gas Natural.

I

Importación de hidrocarburos: Es el ingreso de hidrocarburos de procedencia extranjera al territorio aduanero nacional.

Industrialización de Hidrocarburos: Comprende los procesos de separación, destilación, purificación, conversión, mezcla y transformación de los productos refinados, o tratamiento físico del gas, realizados con el propósito de añadir valor a dichas sustancias mediante la obtención de productos petroquímicos u otros Derivados de hidrocarburos o productos limpios factibles de ser comercializados.

Informe Anual de Operaciones: Es el informe que debe ser presentado el primer mes de cada año, en el cual se detalla las operaciones realizadas en el año inmediato anterior.

Inspector de Control de Pérdidas (Loss Control): Inspector autorizado por la Agencia de

Regulación y Control-ARC, que es nominado por la compañía compradora o vendedora que actúa únicamente como veedor del proceso, para el control de las diferencias volumétricas en la carga o descarga de los hidrocarburos.

Intermitente: pozos que requieren cierres periódicos para recuperación de presión y aumento de nivel dinámico para su producción.

L

Levantamiento Artificial: Técnicas y sistemas utilizados para llevar a superficie los fluidos que se encuentran en el pozo, cuando su energía no es suficiente para conducirlos naturalmente (flujo natural) o cuando se pretenda incrementar los volúmenes de producción.

Líneas de Flujo: Tubería que transporta petróleo, gas, agua, y sus mezclas, que conecta el pozo con las facilidades de producción o entre facilidades de producción.

Línea de Transferencia: Sistema de transporte de hidrocarburos de la misma Responsabilidad Operativa, integrado por tuberías y otros equipos e instalaciones de transporte y almacenamiento necesarios para evacuar el petróleo que cumpla las características de calidad determinadas en la norma respectiva (en especificaciones), entre estaciones de producción y/o bombeo

M

Marginal: Producción igual o menor al 1% de la producción de Campo, Arena o Bloque.

Ministerio del Ramo / Ministerio: Es el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables o aquel que lo sustituya.

MDT (Probador Modular de la Dinámica de la Formación): herramienta que se utiliza para obtener muestras de fluidos.

Mezcla: Producto formado por dos o más componentes unidos, pero no combinados químicamente.

MTU: Es un conjunto portátil de superficie para sistema de Levantamiento Artificial de bombeo hidráulico, compuesto de: motor – bomba y módulo separador.

Muestra Testigo: Volumen de hidrocarburos similar al que fue enviado para el análisis de laboratorio, con el fin de ser utilizada en caso de controversia.

N

Nominación de Carga - Descarga: Documento del detalle de la mercancía que va a ser cargada o descargada, notificando el puerto, tipo de producto, inspector nominado, volumen, destino, términos y condiciones, detallando comprador y vendedor de la carga.

O

Oleoducto Principal: Sistema de Transporte de Hidrocarburos, integrado por tuberías y otros equipos e instalaciones de transporte y almacenamiento, necesarios para evacuar el petróleo crudo desde los Centros de Fiscalización y Entrega, hasta los terminales de exportación, refinación o Industrialización de Hidrocarburos, o de interconexión entre oleoductos principales.

Oleoductos Secundarios: Sistema de Transporte de Hidrocarburos, integrado por tuberías y otros equipos e instalaciones de transporte y almacenamiento, necesarios para evacuar el petróleo que cumpla con las características de calidad determinadas en la normativa respectiva (en especificaciones), desde los tanques de almacenamiento de las facilidades de producción, hasta centros de recolección, puntos de transferencia de custodia o para conectarse a ductos principales.

Los Oleoductos Secundarios comprenden la tubería principal más todos sus afluentes que transporten petróleo crudo.

Operaciones de Hidrocarburos: Conjunto de actividades que se ejecutan en las fases de Exploración, Explotación, transporte, refinación, industrialización, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos, Biocombustibles y mezclas de hidrocarburos con Biocombustibles.

Organismo Evaluador de la Conformidad (OEC): Empresas que han demostrado competencia técnica y se encuentran calificadas en la Agencia de Regulación y Control-ARC, para realizar actividades de inspección, calibración y ensayos en el sector hidrocarburífero, de acuerdo al marco legal vigente.

P

Período de Exploración: Lapso de tiempo que inicia con la fecha de inscripción del Contrato en el Registro de Hidrocarburos y termina con la declaratoria de comercialidad y aprobación del Plan de Desarrollo.

Período de Explotación: Lapso de tiempo que inicia con la declaratoria de comercialidad de los Yacimientos de hidrocarburos y aprobación del Plan de Desarrollo y finaliza con la

terminación del Contrato. Comprende el desarrollo y la producción.

Petróleo (crudo): Mezcla de hidrocarburos que existe en fase líquida en los Yacimientos, generalmente se encuentran en formaciones porosas bajo tierra.

Plan de Desarrollo: Conjunto de actividades e inversiones estimadas, que las empresas públicas y contratistas se comprometen a realizar para desarrollar los Yacimientos de hidrocarburos comercialmente explotables, descubiertos en el Período de Exploración.

Plan de Desarrollo Adicional: Plan de Desarrollo, producto de la Exploración Adicional realizada en el periodo de Explotación.

Plan de Explotación Anticipada: Plan de Desarrollo, presentado por la Contratista, previo a concluir el Período de Exploración, en el cual se ha identificado la presencia de hidrocarburos.

Plan Exploratorio Mínimo: Es el conjunto de actividades comprometidas que las empresas públicas y las contratistas se obligan a realizar durante el Período de Exploración y sus correspondientes inversiones estimadas.

Plataforma IT: Es el conjunto de Hardware (servidores de bases de datos, aplicaciones, entre otros) sobre el cual se ejecutan los servicios y aplicaciones informáticas.

Plataforma OT: Es el conjunto de tecnologías que se utilizan en el control de los procesos industriales.

Poliducto: Sistema de Transporte conformado por tuberías equipos e instalaciones que permite trasladar Derivados de petróleo.

Pozo: Agujero perforado con el objeto de conducir los fluidos de un Yacimiento a la superficie o viceversa.

Pozo Abandonado: Es aquel que se decide no utilizarlo para ningún fin, el cual debe ser taponado técnicamente.

Pozo Cerrado: Es aquel que tiene una válvula cerrada para detener la producción, en espera de un trabajo que la reactive.

Pozo de Avanzada: Es aquel que se perfora en un Campo hidrocarburífero con el propósito de delimitar el contorno de una estructura.

Pozo de Desarrollo: Es aquel que se perfora en un Campo hidrocarburífero con el propósito de desarrollarlo.

Pozo de Relleno: Es aquel que se perfora en un Campo entre dos o más pozos de desarrollo para recuperar los hidrocarburos remanentes.

Pozo Direccional: Es aquel que tiene una desviación mayor a 5 grados y menor de 80 grados de la vertical, de manera que el hoyo penetra en la formación de interés en coordenadas diferentes al punto de partida en superficie.

Pozo Exploratorio: Es aquel que se perfora con el objeto de buscar o comprobar la existencia de hidrocarburos en un área no probada como productora, en trampas estructurales, estratigráficas o mixtas, detectadas por estudios geológicos o geofísicos.

Pozo Horizontal: Es aquel dirigido con un ángulo de desviación comprendido entre 80 y 90 grados de la vertical, se caracteriza por tener una sección horizontal en la formación de interés, la misma que buza con el estrato y tiene un punto de entrada o aterrizaje y un punto de finalización.

Pozo Inyector: Es aquel a través del cual se inyecta un fluido en procesos de Recuperación Secundaria o mejorada de hidrocarburos.

Pozo Reinyector: Es el que permite reinyectar agua de formación, agua con desechos y recortes (ripios de perforación) a un Yacimiento no productor.

Pozo Seco: Es aquel en el cual no se halla ningún tipo de hidrocarburo.

Pozo Vertical: Es aquel que penetra verticalmente en la formación de interés.

Prospecto: Trampa estructural o estratigráfica suficientemente definida como para ser perforada.

Producción Diaria de Campo: Es el volumen de fluidos producidos (gas, petróleo y agua), que han sido separados en las estaciones de producción, corregidos a Condiciones Estándar de presión y temperatura.

Producción Diaria Fiscalizada Bruta: Es el volumen de hidrocarburos corregidos a Condiciones Estándar, producidos en el Bloque o Campo y, fiscalizado por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero en el Centro de Fiscalización y Entrega.

Producción Diaria Fiscalizada Neta: Es el volumen de hidrocarburos corregidos a Condiciones Estándar, restado el volumen de sedimentos, agua y condensados, producidos en el Bloque o Campo; y, fiscalizado por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero en el Centro de Fiscalización y Entrega.

Programa Alternativo: Cualquier cambio que se realice a las actividades aprobadas inicialmente en la perforación, Completación, reacondicionamiento y operación; el cual difiere de las actividades y objetivos establecidos en el programa inicial previamente notificado o aprobado.

Programa de Actividades y Presupuesto de Inversiones, Costos y Gastos: Es el conjunto de actividades, de inversiones, costos y gastos estimados, que la Contratista deberá presentar hasta el primero de diciembre de cada año o en la fecha fijada en el respectivo contrato; y que se propone realizar en el año siguiente.

Programa de Pruebas Iniciales y Completación: Conjunto de actividades a desarrollarse posterior a la perforación de pozos, con el fin de que el pozo se encuentre en condiciones técnicas y económicas para iniciar su operación.

Prolongación del tiempo de evaluación: Extensión del periodo de evaluación para pozos nuevos en la fase de Exploración y nuevas arenas en la fase de Explotación.

Prueba (Inspección o Verificación) de los sistemas de medición: Es el proceso de comparar los valores obtenidos por un instrumento de medición con la medida correspondiente de un patrón de referencia, para poder determinar su desviación.

Pruebas de Precomisionado: Pruebas técnicas que se realizan en la fase del proceso de construcción de la infraestructura, constituidas por las tareas de ajuste no operativo y comprobaciones sin energizar los equipos y sistemas, ni utilizar fluidos de proceso; orientadas a garantizar la integridad de la instalación, previa a la entrega para dar paso al Comisionado y Puesta en Marcha.

Pruebas de Comisionado: Son las pruebas asociadas a verificar las instalaciones en la fase de pruebas de funcionamiento, de manera tal de alcanzar la condición de Listo para Puesta en Marcha. Estas pruebas requieren que los equipos y sistemas estén energizados y con el producto que va a operar.

Prueba de Presión de Pozo: Prueba que registra las variaciones de presión de un Yacimiento en el tiempo.

Prueba de Integridad de Pozos: Es la evaluación de la cementación, las tuberías de revestimiento, las tuberías de inyección o re inyección y los tapones de un pozo, para verificar que el sistema garantiza que los fluidos no estén invadiendo a formaciones no previstas.

Prueba de Restauración de Presión: Prueba de presión que utiliza un equipo con cierre de fondo para un pozo, permitiendo que la presión se restaure y obteniendo parámetros fundamentales para evaluar el potencial del Yacimiento de interés.

Pruebas Iniciales: Operación que se efectúa en un pozo, a fin de cuantificar las tasas de petróleo, agua y gas producidos por un Yacimiento y las respectivas presión y temperatura de fondo.

Puesta en Marcha (Start Up): Conjunto de actividades con el fin de realizar el primer arranque de la instalación, el ajuste operativo y las pruebas necesarias para garantizar el inicio de la operación segura y obtener los resultados planificados, a la salida de la instalación, la misma que incluye la prueba de rendimiento (Performance Test) en donde se verifica la capacidad de la infraestructura y las condiciones de operación y producción previstas en el diseño.

R

Radio de Drenaje: Es el espacio alrededor del pozo en el que está fluyendo el petróleo y/o la distancia entre el centro del pozo hasta el límite del reservorio, que va aumentando conforme se incrementa la producción del mismo. El Radio de Drenaje final variará en función de la heterogeneidad de los Yacimientos y se lo puede estimar con simulación matemática.

Reacondicionamiento de Pozos (Workover): Trabajos efectuados en un pozo, posteriores a su Completación, con el fin de mejorar su productividad, integridad o inyectividad; tales como: el abandono o aislamiento de zonas, el cañoneo o recañoneo de nuevas o viejas zonas productivas, estimulaciones, fracturamientos, reparaciones del revestimiento, cementaciones o conversiones del sistema de Completación del pozo, etc.; así como, la instalación, retiro, cambio o reparación de los equipos o sistemas de Levantamiento Artificial o cualquier modificación en la Completación del pozo.

Recuperación Mejorada o Terciaria: Etapa de producción de hidrocarburos, donde se utilizan técnicas sofisticadas de desplazamiento físico para mejorar la recuperación de hidrocarburos; y que, alteran las propiedades originales de roca y/o fluidos. Las técnicas empleadas durante la Recuperación Mejorada pueden iniciarse en cualquier momento durante la vida productiva de un Yacimiento.

Recuperación Primaria: Etapa de producción de los hidrocarburos donde el flujo va desde el Yacimiento hasta el pozo, mediante la energía natural del reservorio.

Recuperación Secundaria: Etapa de producción de los hidrocarburos donde el flujo, desde el Yacimiento hasta el pozo, es ayudado por la inyección de agua y/o gas como complemento a la energía natural del reservorio.

Recursos: Son aquellas cantidades de petróleo estimadas, a partir de una fecha dada, a ser potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, pero el/los proyecto(s)

aplicados aún no se consideren suficientemente maduros para el desarrollo comercial.

Re-entry (Reentrada): Perforación de un pozo nuevo usando parte de un Pozo Abandonado y fuera del Radio de Drenaje del pozo original.

Refinación de Hidrocarburos: Proceso o la serie de procesos físico-químicos, mediante los cuales el petróleo y/o el Gas Natural se transforman en Derivados, ya sea como productos terminados o como materia prima para la obtención de nuevos productos.

Rehabilitación de Unidades Proceso: Contempla los trabajos para volver operativa u optimizar una Unidad de Proceso, a la capacidad de diseño.

Relación Gas - Petróleo (GOR): Relación entre el volumen de gas y de petróleo producidos, medidos a Condiciones Estándar (Pie cúbico de gas / barril de petróleo).

Rentabilidad: Relación existente entre los beneficios que proporcionan una determinada operación, y la inversión que se ha hecho a la misma.

Reservas de Hidrocarburos: Son los volúmenes de petróleo, condensado y Gas Natural, las cuales deben ser descubiertas, recuperables y comerciales.

Reservas Probadas: Son aquellas cantidades de petróleo que con el análisis de datos de geociencias y de ingeniería, pueden estimarse con certeza razonable a ser recuperables comercialmente desde una fecha dada en adelante, de reservorios conocidos. Debe tener una probabilidad de 90% que las cantidades realmente recuperadas iguallen o excedan la estimación.

Reservas Probables: Son aquellas reservas adicionales cuyo análisis de datos de geociencias e ingeniería indican que son menos probables de ser recuperadas que las Reservas Probadas, pero más certeras de recuperar que las Reservas Posibles.

Reservas Posibles: Reservas adicionales cuyo análisis de datos de geociencias e ingeniería sugieren que son menos posibles de ser recuperadas que las Reservas Probables.

Retesteo: Consiste en la realización de un nuevo análisis de calidad de la Muestra Testigo en caso de que el producto salga fuera de especificaciones técnicas

S

SCADA: Acrónimo de Supervisión, Control y Adquisición de Datos. Es la combinación de Hardware y Software usado para enviar comandos y adquirir datos para el propósito de monitoreo y control.

Sidetrack: Desvío del pozo original para evadir pescados (sección de la sarta de perforación u otras herramientas, atrapadas en el interior del pozo), daños mecánicos en el agujero o para cambiar la dirección por razones geológicas u otra, y que finalice dentro del Radio de Drenaje del pozo original.

Software: Conjunto de programas y rutinas que le permiten a un sistema informático realizar determinadas tareas.

Subcontratista: Persona natural o jurídica, que ejecute para el Sujeto de Control alguna parte de las actividades o le provee bienes o servicios para el cumplimiento de las Actividades de Hidrocarburos.

Sujetos de Control: Son las personas naturales o jurídicas, públicas o privadas, nacionales o extranjeras, empresas mixtas, consorcios, asociaciones u otras formas contractuales, que ejecuten Actividades de Hidrocarburos, de conformidad con la normativa vigente.

T

Tanque de Almacenamiento: Recipiente atmosférico y de presión, diseñado para el almacenamiento de hidrocarburos, hidrocarburos y sus mezclas con Biocombustibles, agua de formación y slop, temporal o prolongado y/o procesamiento de fluidos.

Tasa de Producción Permitida: Volumen óptimo de petróleo producido por unidad de tiempo, asignado a cada uno de los Yacimientos productores en el pozo.

Tiempo Real: Período actual durante el cual ocurre un suceso o evento y es considerado válido o inmediato según el observador.

Terminal de Almacenamiento: Instalaciones autorizadas y registradas en la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, conectadas al menos a un Poliducto, en las cuales se realiza actividades de recepción, almacenamiento y despacho al granel de Derivados del petróleo o Derivados de petróleo y sus mezclas con Biocombustibles.

Tramo: Ducto formado por la unión de dos tuberías.

U

Unidad ACT: (Automatic Custody Transfer) Equipo básico utilizado para medir y registrar automáticamente la transferencia de custodia de volúmenes de hidrocarburos.

Unidad LACT: (Leasing Automatic Custody Transfer) Unidad automática completa de medición de hidrocarburos para transferencia de custodia, ubicada en los Centros de Fiscalización y Entrega para medición de volúmenes de hidrocarburos.

Unidad de proceso: Conjunto de equipos, instrumentos e instalaciones donde se efectúan una serie de operaciones físicas y químicas destinadas a separar, purificar o cambiar la estructura molecular de los hidrocarburos en productos intermedios y finales.

V

Ventana de Carga (Laycan): Es el período de hasta tres (3) días consecutivos (previamente acordado entre las Partes), durante el cual el buque debe arribar al terminal, tiempo en el cual el buque debe emitir el aviso de alistamiento (NOR).

Variante: Es una tubería que permite trasladar un fluido o material de un lugar a otro y, dependiendo pudiendo ser oleoducto, Poliducto o Gasoducto cuya ruta tiene un derecho de vía diferente al de su trazado original.

Y

Yacimiento (Reservorio): Es todo cuerpo de roca en el cual se ha acumulado petróleo, Gas Natural o ambos.

Yacimientos Comunes: Son Yacimientos calificados como tales por el Ministerio del Ramo, sobre bases técnicas que indiquen que existe continuidad de la o las arenas de interés a dos o más áreas asignadas.