

REGLAMENTO DE OPERACIONES HIDROCARBURIFERAS

Acuerdo Ministerial 1

Registro Oficial Edición Especial 254 de 02-feb.-2018

Estado: Vigente

MINISTERIO DE HIDROCARBUROS

ACUERDO No. MH-MH-2018-001-AM

REGLAMENTO DE OPERACIONES HIDROCARBURIFERAS

ACUERDO No. MH-MH-2018-0001-AM

SR. ING. HUGO PATRICIO LARREA CABRERA
MINISTRO DE HIDROCARBUROS, SUBROGANTE

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 manifiesta: "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";

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 las competencias de controlar la correcta aplicación de la Ley de Hidrocarburos, sus reglamentos y

demás normativa aplicable en materia hidrocarburífera; ejercer el control técnico y auditar las actividades hidrocarburíferas, por sí misma o a través de empresas especializadas;

Que, el artículo 6-A de la Ley de Hidrocarburos reformada crea la: "Secretaría de Hidrocarburos, SH, como entidad adscrita al Ministerio Sectorial, con personalidad jurídica, patrimonio propio, autonomía administrativa, técnica, económica, financiera y operativa, que administra la gestión de los recursos naturales no renovables hidrocarburíferos y de las sustancias que lo acompañen, encargada de ejecutar las actividades de suscripción, administración y modificación de las áreas y contratos petroleros ()"; estableciendo entre sus atribuciones la administración de la información de las áreas y contratos de exploración y explotación, industrialización y transporte de hidrocarburos, asegurando su preservación, integridad y utilización;

Que, mediante Acuerdo Ministerial No. 389, publicado en el Registro Oficial No. 671 de 26 de septiembre de 2002 se expidió el Reglamento Sustitutivo del Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas;

Que, con Acuerdo Ministerial No. 328 de 16 de marzo de 2012, publicado en el Registro Oficial No. 675 con fecha 3 de abril de 2013, se dispuso: "la Secretaría de Hidrocarburos, conforme las atribuciones establecidas en la Ley de Hidrocarburos, en el Reglamento de Aplicación de la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos, en el Estatuto Orgánico de Gestión Organizacional por Procesos de la Secretaría de Hidrocarburos; y, conforme el principio de legalidad objetiva, sea el ente estatal encargado de administrar la información hidrocarburífera de la República del Ecuador";

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, a fin de emitir regulaciones efectivas que rijan las operaciones hidrocarburíferas; y,

Que, mediante Memorando No. MH-COGEJ-2017-0409-ME de 22 de diciembre de 2017, el Coordinador General Jurídico, fundamentado en normas constitucionales, legales, reglamentarias y estatutarias, emite pronunciamiento jurídico favorable al proyecto de Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas;

En ejercicio de las atribuciones que le confiere el numeral 1 del artículo 154 de la Constitución de la República del Ecuador; los artículos 6 y 9 de la Ley de Hidrocarburos; y, el artículo 17 del Estatuto del Régimen Jurídico y Administrativo de la Función Ejecutiva, acuerda expedir el siguiente.

REGLAMENTO DE OPERACIONES HIDROCARBURIFERAS

CAPITULO I

OBJETO, AMBITO DE APLICACION Y GENERALIDADES

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

Las Operaciones Hidrocarburíferas comprenden las actividades que se ejecutan 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 hidrocarburífero.

Art. 2.- Ambito de aplicación.- El presente Reglamento se aplicará a todas las Operaciones Hidrocarburíferas, en las diferentes fases de la industria hidrocarburífera, 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 Ministro Sectorial, a la Secretaría de Hidrocarburos y a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, se considerarán como declaraciones juradas, 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 a la Secretaría de Hidrocarburos y a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero en los plazos y formatos establecidos en este Reglamento, la información de las actividades desarrolladas en las diferentes fases de la industria hidrocarburífera, 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 los servidores y servidoras del Ministerio de Hidrocarburos, Secretaría de Hidrocarburos, Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero; y, las demás instituciones del Estado en coordinación con el Ministerio del Ramo durante la ejecución de sus funciones y competencias, para que puedan cumplir oportunamente con sus labores en el lugar en el que se estén ejecutando las Operaciones Hidrocarburíferas, conforme lo establecido en el marco normativo y contractual vigente, en igualdad de condiciones respecto de las facilidades y 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 técnica en 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 deberán incluir a servidores del sector hidrocarburífero estatal con el objetivo de propender a la transferencia de conocimientos en las áreas relacionadas a las Operaciones Hidrocarburíferas. Los Sujetos de Control capacitarán a los servidores públicos de la industria hidrocarburífera, conforme la normativa legal aplicable y los contratos hidrocarburíferos suscritos, en los casos que aplique, para la implementación de nuevas tecnologías y métodos de la operación hidrocarburífera.

Art. 8.- Pagos por derechos y servicios de regulación, control y administración.- Los Sujetos de Control están obligados al pago por los derechos y servicios que presta la Secretaría de Hidrocarburos y la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero de conformidad con la normativa vigente.

Art. 9.- Protección Ambiental, Gestión Social y Comunitaria.- Los Sujetos de Control deberán cumplir con los principios constitucionales en materia ambiental y las disposiciones jurídicas sobre materia de seguridad industrial, participación social y demás disposiciones legales, reglamentarias y contractuales vigentes.

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

Art. 11.- Pólizas de Seguros.- Los Sujetos de Control deben contar con pólizas de seguros, 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 hasta las 06:00 de la mañana de cada día a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, ARCH.

Los días de operación en las actividades de refinación e industrialización, transporte y almacenamiento para la comercialización de derivados de petróleo, 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 de Regulación y Control Hidrocarburífero ARCH hasta las 08:00 de la mañana de cada día.

La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, considerando las operaciones hidrocarburíferas, podrá realizar un control aleatorio de las existencias de hidrocarburos.

Art. 13.- Calibración y verificación de equipos e instrumentos.- Los Sujetos de Control deberán garantizar que los equipos e instrumentos de medición en los centros de fiscalización y entrega, transferencia de custodia y/o fiscalización de derivados de hidrocarburos, Biocombustibles y sus mezclas, se encuentren calibrados, verificados y cuenten con los certificados respectivos, de conformidad con la normativa vigente.

Art. 14.- Sistemas de Gestión Integral.- Los Sujetos de Control, deben realizar las operaciones hidrocarburíferas observando las disposiciones y regulaciones que la Ley, contratos y demás normativa vigente señalen sobre los sistemas de gestión integral de calidad, seguridad, salud ocupacional y ambiente, eficiencia energética, responsabilidad social y medidas de control vigentes en el Ecuador. Si estas faltaran, deberán aplicar los procedimientos y las mejores prácticas de la industria hidrocarburífera internacional.

Art. 15.- Normas y estándares.- Los Sujetos de Control deben aplicar las normas, estándares, procedimientos y mejores prácticas de la industria hidrocarburífera nacional e internacional.

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 hidrocarburíferas a su cargo.

Art. 17.- Pruebas Técnicas.- Los Sujetos de Control deberán: realizar las respectivas pruebas de 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 hidrocarburífera nacional e internacional, incorporando recomendaciones de diseño y del fabricante.

El aumento o disminución de la infraestructura para las Operaciones Hidrocarburíferas, requerirá la realización de pruebas técnicas o mantenimiento posteriores.

Los registros de las pruebas técnicas: pre comisionado, comisionado y puesta en marcha, informes, actas y demás documentos formarán parte del protocolo de calidad de la infraestructura.

La verificación de la realización y superación de pruebas técnicas deberán ser ejecutadas por un organismo de inspección, previamente calificado por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera, de acuerdo con la normativa vigente.

Las pruebas técnicas que se realicen a la infraestructura deberán ser con la presencia de funcionarios de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

Art. 18.- Control de operaciones.- El control de las Operaciones Hidrocarburíferas se efectuará en

cualquier momento y sin restricción alguna, cuando la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero lo considere necesario, mediante el análisis y evaluación de la información que deben proporcionar los Sujetos de Control, inspecciones o auditorías técnicas en campo y en las instalaciones de los Sujetos de Control.

Art. 19.- Programación anual y plurianual de oferta y demanda de derivados.- Delegados del Ministerio Sectorial, Secretaría de Hidrocarburos, Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, empresas públicas EP PETROECUADOR y PETROAMAZONAS EP deberán conformar una Comisión Interinstitucional con el fin de elaborar la programación anual y plurianual de 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 Sectorial deberá coordinar esta Comisión Interinstitucional.

Art. 20.- 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 hidrocarburíferos en cuanto fuere aplicable.

Art. 21.- Del cambio de operador.- Las contratistas, podrán realizar Operaciones Hidrocarburíferas en forma directa o mediante la contratación de empresas operadoras a las cuales contractualmente se les encarga realizar una o más de las actividades comprendidas como Operaciones Hidrocarburíferas.

Con la recomendación del Comité de Licitaciones Hidrocarburíferas y autorización del Ministro Sectorial, se procederá a la suscripción del respectivo contrato modificatorio, esto sin perjuicio de las obligaciones ambientales que existan para el efecto y que las contratistas realizarán de manera paralela.

Art. 22.- Responsabilidad Contractual.- La contratación de empresas operadoras no restringe, no limita y no transfiere la responsabilidad contractual de las contratistas ante el Estado, seguirán siendo responsables de la ejecución del contrato respectivo y del cumplimiento de las obligaciones contractuales adquiridas.

CAPITULO II DE LA EXPLORACION

Sección I Conceptos y Período

Art. 23.- 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 del contratista y autorización de la Secretaría de Hidrocarburos y de acuerdo a lo establecido en la Ley de Hidrocarburos y las estipulaciones contractuales.

Art. 24.- 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 de la Secretaría de Hidrocarburos.

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. 25.- Actividades exploratorias.- Son consideradas actividades de exploración las siguientes:

a) Estudios geológico-petroleros, orientados a definir la existencia y evolución de los sistemas petroleros en las cuencas sedimentarias

a) Estudios Geofísicos, en sus diferentes fases (Adquisición, Procesamiento, Reprocesamiento, Interpretación y Reinterpretación) y tipos, (Magnetometría, Gravimetría, Aero gravimetría, Sísmica 2D, y 3D, terrestre y marina).

b) Estudios de Sensores Remotos (fotos aéreas, imágenes satelitales, radar aéreo, etc.).

c) Estudios Geoquímicos de superficie en sus diferentes fases y tipos.

d) Perforación de pozos exploratorios.

e) Y toda actividad que tenga como objetivo obtener información de los elementos y procesos de los sistemas petrolíferos, así como de los plays, prospectos y pre-prospectos (leads) hidrocarburíferos.

Sección II

Especificaciones Técnicas de las Actividades de Exploración

Art. 26.- Exploración sísmica y profundidad de pozos exploratorios.- Los Sujetos de Control deberán realizar la exploración sísmica 2D o 3D, de ser el caso, hasta el pre-Cretácico.

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 la Secretaría de Hidrocarburos y el contratista, deberán perforar el pre-Cretácico, hasta alcanzar los horizontes de interés previamente definidos.

Al término del proyecto de exploración sísmica 2D o 3D, el Sujeto de Control deberá entregar los datos e información de campo, adquisición, procesamiento, reprocesamiento, interpretación, reinterpretación sísmica e informes finales en formato digital y físico a la Secretaría de Hidrocarburos y a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero de acuerdo al Manual de Entrega de información del Banco de Información Petrolera.

Art. 27.- Registros de análisis de velocidad (VSP) o Check Shot en pozos exploratorios y de avanzada.- Los Sujetos de Control deberán obtener los registros de análisis de velocidad (VSP), Check Shot u otros relacionados en Pozos Exploratorios, y de ser necesario, en los Pozos de Avanzada. Al término de los proyectos de exploración sísmica de pozos, los Sujetos de Control deberán entregar los datos e información de campo, adquisición, procesamiento, interpretación, reinterpretación e informes finales a la Secretaría de Hidrocarburos a través del Banco de Información Petrolera y la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

En caso de no ser pertinente realizar el análisis de velocidad (VSP) en un pozo, los Sujetos de Control notificarán motivadamente a la Secretaría de Hidrocarburos.

Art. 28.- Núcleos de corona, núcleos laterales de pared y muestras secas y húmedas de ripios.-

a) Núcleos de corona y laterales:

Los Sujetos de Control deben obtener núcleos de corona de las zonas de interés geológico, y/o en los reservorios candidatos a inyección o reinyección de fluidos en los pozos exploratorios, de avanzada o de desarrollo, de conformidad con las necesidades técnicas de información.

La toma de núcleos de corona debe asegurar, en lo posible, la recuperación del intervalo total de la zona de interés.

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 deberán tomar núcleos laterales en el mismo pozo.

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 en los pozos de desarrollo y de avanzada, desde el inicio de las zonas de interés hasta la profundidad total del pozo.

c) Muestras húmedas de ripios

Los Sujetos de Control deben tomar muestras húmedas de ripios a la par de las muestras secas, para fines litológicos, bioestratigráficos y para análisis de geoquímica orgánica.

Art. 29.- Recepción y verificación de núcleos de corona, núcleos de corona laterales y muestras secas de ripios.- Una vez obtenidos los núcleos de corona, núcleos de corona laterales y muestras secas y húmedas de ripios, dentro de un plazo de seis (6) meses serán entregados por el Sujeto de Control a la Litoteca designada por la Secretaría de Hidrocarburos, para su preservación y custodia, en el mismo acto se contará con la verificación de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero. Los núcleos o muestras deberán contar con un informe que contenga lo más relevante de cada uno de ellos.

Sección III

Procedimiento para aprobación de Actividades de Exploración

Art. 30.- Inicio de la etapa de exploración.- Los Sujetos de Control, previo a su inicio, deberán presentar para aprobación de la Secretaría de Hidrocarburos, con copia a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 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 notificará por escrito, con la justificación respectiva a la Secretaría de Hidrocarburos con copia a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, la misma que deberá ser aprobada por la Secretaría de Hidrocarburos previo a la suspensión o reinicio de actividades.

Art. 31.- Notificación y entrega de información sísmica.- Los Sujetos de Control remitirán a la Secretaría de Hidrocarburos y a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, en un período de hasta un (1) año, contado a partir de la finalización del período de adquisición de la información sísmica en sus diferentes fases, la información de adquisición sísmica 2D y 3D, así como los resultados finales en formato digital.

Art. 32.- Plan Exploratorio Mínimo.- Los contratos de exploración 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. 33.- Aprobación de Actividades de Explotación Anticipada.- El Sujeto de Control remitirá a la Secretaría de Hidrocarburos, el Plan de Explotación Anticipada que comprenderá el conjunto de actividades e inversiones estimadas, que se compromete a realizar para poner en producción las reservas de hidrocarburos en el Período de Exploración. Plan que será aprobado mediante resolución por parte de la Secretaría de Hidrocarburos, de conformidad a lo establecido en el capítulo de Planes de Desarrollo.

Art. 34.- Notificación de actividades adicionales de exploración.- Los Sujetos de Control deben notificar obligatoriamente a la Secretaría de Hidrocarburos y a la Agencia de Regulación y Control

Hidrocarburífero, 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. 35.- Finalización del período de exploración.- Este período finalizará:

1. Al vencimiento del plazo señalado para el período de exploración, siempre que se hayan cumplido todas las actividades previstas para este período y/o mediante reforma debidamente justificada y aprobada por la Secretaría de Hidrocarburos.
2. Antes del plazo señalado para el período de exploración, o a solicitud del Sujeto del Control, siempre que se hayan cumplido todas las actividades previstas para este período, y;
3. Con la presentación del Plan de Desarrollo para la etapa de explotación.

Art. 36.- Volúmenes no comerciales.- En caso de no haberse descubierto, durante el período de exploración, volúmenes de hidrocarburos comercialmente explotables, el Sujeto de Control deberá obtener la autorización de la Secretaría de Hidrocarburos para dar por terminado el contrato, y se realizará el procedimiento de reversión del área al Estado, de acuerdo con la Ley de Hidrocarburos, el respectivo contrato y al capítulo de Reversiones y devolución de áreas de este instrumento jurídico.

CAPITULO III PERFORACION

Sección I

Actividades de Perforación y Procedimiento de Aprobación

Art. 37.- Actividades de perforación.- Constituyen la perforación de pozos (en tierra o costa afuera): exploratorios, de avanzada, de desarrollo, re-entradas, inyectores, re-inyectores, de relleno, multilaterales; así como programas alternos (profundizaciones, cambio del diseño geométrico del pozo, sidetrack y otros), que forman parte o no del Programa de Actividades y Presupuesto anual de Inversiones, Costos y Gastos.

Art. 38.- Procedimiento para aprobación de perforación de pozos.- Previo a la perforación de un pozo, los Sujetos de Control presentarán a la Secretaría de Hidrocarburos la solicitud de perforación al menos quince (15) días 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 (incluido el análisis de anticollisión), con copia a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

La Secretaría de Hidrocarburos validará y aprobará la solicitud del Sujeto de Control, previo informe del área técnica y mediante resolución expedida dentro del plazo de quince (15) días contados a partir de la recepción de la solicitud.

En caso de fuerza mayor o caso fortuito declarada por la Secretaría de Hidrocarburos, en los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos vigentes, la aprobación de perforación podrá prorrogarse durante el tiempo en que dure el evento originador.

La Secretaría de Hidrocarburos notificará la resolución de aprobación a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, a fin de que proceda con el control y fiscalización conforme su competencia.

Art. 39.- Desviación de pozos (Side track y Re-entry).- Para pozos que por motivos operacionales no llegaren a la profundidad del objetivo principal, pozos que luego de las evaluaciones petrofísicas de los yacimientos no presentan interés hidrocarburífero, pozos productores que por razones operacionales no puedan ser rehabilitados a la producción o presenten altos cortes de agua y cuya

sección superior puede ser utilizada a futuro para realizar un pozo Re-entry para alcanzar el objetivo principal ubicado a una distancia superior al radio de drenaje, se colocará un tapón de cemento sobre las zonas de interés, de acuerdo a la necesidad técnica requerida por el Sujeto de Control, propendiendo a la integridad de la tubería. En este caso la nomenclatura del nuevo pozo, llevará el mismo nombre añadidas las siglas RE.

En todos los casos los Re-entry estarán ubicados a una distancia igual o mayor al radio de drenaje del pozo original y a una distancia que no interfiera con la producción de los pozos vecinos.

Para aquellos pozos que utilicen la sección superior del pozo principal, que tenga el mismo objetivo y se encuentra dentro de radio de drenaje original, serán tratados como Side track, y no necesitan de un programa de abandono temporal. En este caso la nomenclatura del nuevo pozo, llevará el mismo nombre añadidas las siglas ST.

Sección II

Características técnicas de la perforación de pozos

Art. 40.- 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 de la autorización de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

Art. 41.- 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 y batimétricos del área 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 a la Secretaría de Hidrocarburos con copia a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

Art. 42.- Registros eléctricos de pozos.- Los Sujetos de Control correrán registros eléctricos de las zonas de interés hidrocarburífero, en todos los pozos perforados. Así como en áreas donde se requiera definir y delimitar estructuralmente las zonas y/o yacimientos.

Cuando no sea factible correr dichos registros eléctricos en hueco abierto por problemas operacionales, se deben tomar registros eléctricos a hueco entubado. Una vez concluido el registro de cada pozo, se deberá entregar, en hasta treinta (30) días a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero y a la Secretaría de Hidrocarburos a través del Banco de Información Petrolera.

Art. 43.- Problemas operacionales durante la perforación.- Al presentarse problemas operacionales durante la perforación, los Sujetos de Control informarán y presentarán programas alternos a la Secretaría de Hidrocarburos para su aprobación respectiva, con copia a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, en caso de ser necesario realizarán una presentación técnica.

Los Sujetos de Control, dentro del término de tres (3) días siguientes al evento, informarán por cualquier medio escrito o correo electrónico a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, indicando las causas del hecho y los pasos dados para resolver los mismos y, en el término de hasta diez (10) días después de haber finalizado las operaciones remediales, presentará el informe final a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

Si durante las operaciones de perforación se presentaren problemas operacionales en el hueco superficial (desde el conductor hasta la zapata guía del revestidor superficial), dando lugar al taponamiento y abandono definitivo del mismo, se presentará una nueva solicitud y programa de perforación con toda la información técnica y económica de respaldo para aprobación de la

Secretaría de Hidrocarburos con copia a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, como un pozo de reemplazo.

Art. 44.- 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 a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, en un tiempo máximo de una (1) hora luego de haberse verificado el evento.

En el término de diez (10) días después que el pozo haya sido controlado, los Sujetos de Control presentarán a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, el informe respectivo detallando todos los problemas ocurridos y las acciones ejecutadas.

Art. 45.- Informe final del pozo.- Los Sujetos de Control, dentro del término de noventa (90) días desde la finalización de los trabajos de perforación, deben presentar el informe final de perforación del pozo en un (1) ejemplar en forma física y digital a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero; y, en digital a la Secretaría de Hidrocarburos, 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, 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 (Registro de evaluación de formaciones MD/TVD, registros de parámetros de perforación, registro compuesto, interpretación y evaluación geológica final).

Art. 46.- Procedimiento para taponamiento y abandono definitivo de pozos.- Si como resultado de la perforación o pruebas de producción se determina que el comportamiento del pozo de petróleo o Gas Natural no es comercial, que no se pudiere terminar un pozo 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, re-inyectores 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 de la Secretaría de Hidrocarburos, con el siguiente procedimiento y requisitos:

1. 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 probadas remanentes referidas a la fecha del abandono. Colocar tapones de cemento que garanticen el aislamiento de las formaciones cañoneadas y expuestas a la invasión de fluidos.
2. Si el pozo a abandonarse tiene problemas del revestimiento y/o algún tipo de pescado que cubra parcialmente los intervalos perforados de un yacimiento en particular, se deberá colocar un tapón de cemento sobre los intervalos perforados.
3. Para abandonar un pozo reinyector de aguas de desecho o inyector para mantenimiento de presión, se deberán colocar tapones de cemento que cubran los intervalos de las formaciones

receptoras. Las operadoras están obligadas a presentar las respectivas solicitudes de abandono para aquellos pozos inyectoras que dejen de cumplir esta función.

4. 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 Orteguaza, para garantizar el aislamiento de flujos de agua hacia la superficie.

5. En superficie se colocará una plancha de hormigón que cubra el respectivo contrapozo o cellar a aquellos pozos ubicados en una plataforma común. En el contrapozo o cellar 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.

6. En caso de existir en el pozo un pescado, 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.

7. Establecido el abandono definitivo y en caso de que el Sujeto de Control requiera la reactivación del pozo y su posterior completación, deberá presentar a la Secretaría de Hidrocarburos con copia a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero los justificativos técnicos para la aprobación.

8. Presentar el informe del trabajo ejecutado en el formulario correspondiente, adjuntando el diagrama final del pozo a la Secretaría de Hidrocarburos con copia a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

Art. 47.- Procedimiento para taponamiento y abandono temporal de pozos.- Previo al taponamiento y abandono temporal de pozos, los Sujetos de Control deberán solicitar en el formato correspondiente, la autorización de la Secretaría de Hidrocarburos, con el siguiente procedimiento:

1. Cumplir con las mismas formalidades indicadas para el taponamiento y abandono definitivo de pozos. Para aquellos pozos que no cuenten con un programa de desarrollo del campo u otros motivos justificados, se colocará dos tapones recuperables o perforables de 100 pies sobre la zona de interés hidrocarburífera y un tapón de cemento de 100 pies en boca de pozo con el nombre del pozo y sus coordenadas en superficie.

2. Presentar el informe del trabajo ejecutado en el formulario correspondiente, adjuntando el diagrama final del pozo a la Secretaría de Hidrocarburos a través del Banco de Información Petrolera y a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

CAPITULO IV DE LA EXPLOTACION (PRODUCCION)

Sección I Conceptos y Período

Art. 48.- Período de explotación.- El período de explotación del petróleo crudo, en todo tipo de contrato, podrá durar hasta veinte (20) años prorrogables por la Secretaría de Hidrocarburos, 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.

La Secretaría de Hidrocarburos deberá remitir a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, la copia de la autorización del inicio del período de explotación, así como las prórrogas de dicho período en el caso de existir.

Art. 49.- Actividades de explotación.- Constituyen actividades de explotación, la 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; construcción y operación de facilidades de producción; uso y quema de gas.

Art. 50.- Procedimiento para notificación y aprobación de actividades de explotación.-

1. Procedimientos de notificación:

Los Sujetos de Control, previo al inicio de las siguientes actividades, deberán notificar a la Secretaría de Hidrocarburos, en los formularios correspondientes, adjuntando el programa de operaciones, justificativos técnicos correspondientes y el comprobante de pago establecido en la resolución expedida para el caso que se encuentre vigente. Para lo antes expuesto la Secretaría de Hidrocarburos acusará recibo de esta notificación con copia a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero:

1. Todas las completaciones y pruebas iniciales e intervención de pozos que no afecten a las propiedades petrofísicas del yacimiento.
2. Cambios de equipos de levantamiento artificial al mismo sistema de igual capacidad.
3. Trabajos en pozos que requieran cambios o reparaciones de equipos de bombeo electro sumergible (que sean de igual sistema y capacidad).
4. Trabajos mecánicos en pozos que impliquen limpieza de bombas electro sumergibles, tuberías de producción y de punzados de la cara de la formación.
5. Trabajos con cable, que no afecten al yacimiento.
6. Trabajos en pozos que requieran cambio o reparación de equipos de bombeo hidráulico, mecánico o neumático (gas lift).
7. Ampliaciones, mejoramientos y/o modificaciones de facilidades existentes que consten en el presupuesto aprobado de actividades, inversiones, costos y gastos.

2. Procedimientos de aprobación por resolución:

Los Sujetos de Control previo al inicio de las siguientes actividades, deberán solicitar la aprobación a la Secretaría de Hidrocarburos, en los formularios que se proveerá a través de la página Web, adjuntando el programa de operaciones, justificativos técnicos y/o económicos correspondientes y el comprobante de pago establecido en la resolución expedida para el caso que se encuentre vigente, con copia a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

Explotación conjunta de dos o más yacimientos.

1. Utilización de gas asociado que se obtenga en la explotación de yacimientos petrolíferos para su uso en operaciones de explotación, su transporte y quema.
2. Utilización de gas asociado para inyección o re-inyección a yacimientos.
3. Utilización de petróleo crudo que se obtenga en la explotación de yacimientos petrolíferos para operaciones del bloque.
4. Explotación por separado de dos o más yacimientos (completaciones duales u otras).
5. Aprobación de trabajos en pozos que requieran cualquier cambio de sistema de levantamiento artificial,
6. Ejecución de programas alternos de pruebas y completaciones de pozos y reacondicionamientos que impliquen un cambio o estimulación de un yacimiento productor.
7. Construcción de facilidades de producción, ampliación, mejoramiento y/o modificación de facilidades existentes que no consten en el presupuesto aprobado.
8. Otros trabajos que afecten al reservorio.
9. Ejecución de pruebas de producción.
10. Fijación de tasa de producción permitida y actualización, pruebas multitasa, reclasificación.

Art. 51.- Delimitación topográfica y geodésica de áreas asignadas y adjudicadas.- Los Sujetos de Control están obligados a entregar dentro de los cinco (5) 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 a la Secretaría de Hidrocarburos 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 Banco de Información Petrolera.

Art. 52.- Pruebas de producción.- Una vez concluida la perforación de un pozo, el Sujeto de Control podrá evaluarlo y producirlo a diferentes tasas de producción por un término no mayor a treinta (30) días, luego de lo cual solicitará a la Secretaría de Hidrocarburos la fijación de la tasa de producción.

Se llevarán registros de presión, de la producción de petróleo, agua, gas, y de los parámetros y trabajos de evaluación y producción, que deberán estar disponibles en cualquier momento, para la Secretaría de Hidrocarburos y la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

La Secretaría de Hidrocarburos 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; una vez cumplido este plazo se deberá presentar a la Secretaría de Hidrocarburos el Plan de Desarrollo para su aprobación. Las pruebas de producción para la fase de exploración podrán durar hasta seis (6) meses.

La Secretaría de Hidrocarburos 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.

La Secretaría de Hidrocarburos 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 y/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 la Secretaría de Hidrocarburos autorizará la producción de los pozos hasta el agotamiento de hidrocarburos o de energía del yacimiento, y/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.

El informe final de operaciones de completación y pruebas de pozo, deberá ser proporcionado a la Secretaría de Hidrocarburos, con copia a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, en un plazo de un (1) mes de terminado el trabajo.

Art. 53.- Informe de pruebas de producción.- Los Sujetos de Control deben presentar a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, en el formulario establecido y cargado en su página web, un informe sobre los resultados de las pruebas iniciales de producción del pozo dentro del término de quince (15) días, contados a partir de la finalización de las pruebas.

Art. 54.- Análisis PVT.- Los Sujetos de Control deben obtener al menos una muestra de gas, condensado o petróleo en cada reservorio por campo; y, los resultados obtenidos serán notificados a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

En cada muestra de gas, condensado o petróleo, obtenida de un pozo se debe indicar la profundidad a la cual fueron tomadas. El material recolectado debe ser utilizado para determinar sus propiedades y el informe obtenido debe presentarse a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero y a la Secretaría de Hidrocarburos a través del Banco de Información Petrolera, en el período máximo de un (1) año.

Art. 55.- Completación de pozos.- 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, los Sujetos de Control notificarán a la Secretaría de Hidrocarburos con copia a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, el Programa de Pruebas Iniciales y Completación de pozos; y de ser el caso, sus programas alternos, alcances y/u otra modificación.

El programa de completación y pruebas iniciales comprende las actividades a realizarse en un pozo, con la finalidad de evaluar el potencial del yacimiento o yacimientos de interés y completarlo con el sistema de producción más adecuado.

La evaluación inicial de los pozos se debe realizar con un sistema que garantice la producción del pozo.

Art. 56.- Completación múltiple.- En caso de existir más de un (1) Yacimiento productivo y que sea conveniente explotarlo simultáneamente, se deberá instalar completación múltiple y equiparse de manera que se garantice la producción separada e independiente de cada uno de los Yacimientos.

Los Sujetos de Control deberán equipar adecuadamente los pozos que serán completados como productores, inyectores o re-inyectores, de acuerdo con las mejores prácticas de ingeniería utilizadas en la industria hidrocarburífera, para:

1. Controlar eficientemente la producción, re-inyección o inyección de fluidos;
2. Impedir el escape de fluidos para evitar pérdidas, daños y contaminación; y,
3. Evitar la comunicación de fluidos entre zonas y/o yacimientos.

Los Sujetos de Control, durante el período de evaluación deberán tomar una prueba de presión para cada zona y/o Yacimiento, a fin de determinar su potencial y ajustar el diseño del levantamiento artificial adecuado.

Se permitirá la explotación conjunta de dos (2) o más Yacimientos, en determinadas circunstancias técnica y/o económicamente justificadas, como impedimentos mecánicos o de naturaleza geológica previa a la aprobación de la Secretaría de Hidrocarburos.

Art. 57.- Equipo de Completación.- Los Sujetos de Control equiparán adecuadamente los pozos a ser terminados como productivos, de inyección o re-inyección, de acuerdo con las mejores prácticas de ingeniería utilizadas en la industria hidrocarburífera, para cumplir lo siguiente:

1. Controlar eficientemente la producción, inyección y re-inyección de fluidos;
2. Impedir el escape y el desperdicio de hidrocarburos para evitar pérdidas, daños y contaminación;
3. Evitar la comunicación de fluidos de un (1) yacimiento a otro; y,
4. Tomar registros de temperatura y presión, independientes en las diferentes zonas y/o Yacimientos, efectuar trabajos de reacondicionamiento y controlar la producción, inyección o re-inyección individual de cada una de las zonas y/o Yacimientos, evaluar la producción del pozo y tomar una prueba de presión con cierre de fondo, cuando sea técnicamente necesario, para cada zona y/o Yacimiento, a fin de determinar su potencial y ajustar el diseño del levantamiento artificial adecuado.

Una vez aprobado y realizado el trabajo, los Sujetos de Control deben solicitar a la Secretaría de Hidrocarburos, la fijación o actualización de la tasa permitida de producción por pozo para cada zona y/o Yacimiento.

Art. 58.- Caracterización de Yacimientos.- Los Sujetos de Control presentarán para aprobación de la Secretaría de Hidrocarburos la caracterización de los yacimientos por campo, sobre la base de la información técnica obtenida de geofísica, geología, petrofísica, mecanismos de producción, características de los fluidos, presiones y otros parámetros técnicos relacionados, que permitan

determinar e identificar claramente las diferentes estratificaciones, cuerpos o divisiones existentes en cada uno de los 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 presentarán para aprobación de la Secretaría de Hidrocarburos la caracterización del o los yacimientos correspondientes, observando lo descrito en este artículo.

Los Sujetos de Control deberán actualizar la caracterización de yacimientos cuando la Secretaría de Hidrocarburos o la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero lo soliciten.

Art. 59.- Cambio de zona.- Los Sujetos de Control, previo a la realización de trabajos que impliquen un cambio de zona y/o Yacimiento productor a otro, deben contar con la aprobación por parte de la Secretaría de Hidrocarburos.

Una vez efectuado el cambio de zona y/o Yacimiento productor a otro, los Sujetos de Control deben solicitar a la Secretaría de Hidrocarburos la fijación de tasa de producción permitida.

Art. 60.- 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 hidrocarburífera; y, de acuerdo con las características de la zona y/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 re-inyector 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: (i) una (1) prueba de restauración de presión que verifique la existencia de daño en la formación; y, (ii) un (1) 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. 61.- Estimación de reservas de hidrocarburos.- Con el objeto de que la Secretaría de Hidrocarburos establezca los estimados de cifras oficiales de reservas y recursos con corte al treinta y uno (31) de diciembre de cada año, los Sujetos de Control deberán presentar, hasta el treinta y uno (31) de enero del siguiente año, el informe y el cálculo actualizado de los estimados de Reservas y Recursos de Hidrocarburos existentes en su área de operación.

Los informes y cálculos de los estimados de Reservas y Recursos de Hidrocarburos que serán entregados, deberán estar acorde al instructivo y los formatos establecidos por la Secretaría de Hidrocarburos.

Para la aplicación del presente artículo, los estudios para la estimación de Reservas y Recursos de Hidrocarburos deben ser efectuados por los Sujetos de Control y/o a través de compañías externas independientes, de acuerdo al instructivo emitido por la Secretaría de Hidrocarburos.

Art. 62.- Estudio y comportamiento de Yacimientos.- Los Sujetos de Control presentarán a la Secretaría de Hidrocarburos, el estudio anual respecto al comportamiento actual y futuro del Yacimiento. El cual deberá contener como mínimo los siguientes datos: Análisis de rocas y fluidos, registro de presión y producción, interpretación de registros eléctricos, mapas estructurales, isobáricos e isópacos, naturaleza del mecanismo o mecanismos de producción del Yacimiento, estudio del efecto de las tasas de producción de fluidos sobre la recuperación final, Reservas de

Hidrocarburos, curvas de declinación de producción y otros datos similares.

Este estudio debe actualizarse anualmente y ser presentado a la Secretaría de Hidrocarburos y a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, hasta el treinta y uno (31) de enero del siguiente año, conteniendo los sustentos técnicos disponibles, incluyendo un estudio integral del reservorio para la revisión de las Reservas de Hidrocarburos anuales, que incluyan las actividades anuales y quinquenales.

Art. 63.- 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 la Secretaría de Hidrocarburos y deben controlar las presiones, la relación gas-petróleo y el corte de agua, a fin de que se obtenga técnica y económicamente la máxima recuperación final de hidrocarburos.

Art. 64.- Corrección de anomalías en pozos.- Cuando se presenten pozos con anomalías en su perforación, operación o comportamiento, que puedan dañar el Yacimiento, los Sujetos de Control deberán proponer para aprobación de la Secretaría de Hidrocarburos las correcciones que estimen aconsejables. Si se comprobare que las anomalías no corregidas llegaron a dañar el Yacimiento, la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero realizará la imposición de las sanciones previstas en la Ley de Hidrocarburos.

Art. 65.- Tasa de producción.- La Secretaría de Hidrocarburos mediante resolución motivada, fijará o actualizará la tasa de producción a condiciones estándar por Yacimiento y por Pozo, sobre la base de la información técnica mínima requerida por la Secretaría de Hidrocarburos y que deberá ser presentada por los Sujetos de Control, para la aplicación de los parámetros que al respecto fije la Secretaría de Hidrocarburos, de conformidad a los formularios establecidos.

Las tasas de producción, serán fijadas a todos los pozos productores, una vez finalizado el período de evaluación aprobado por la Secretaría de Hidrocarburos, independientemente de su potencial de producción y fase en que se encuentre.

Los Sujetos de Control deben solicitar la actualización de las tasas de producción de yacimientos productores cuando se lo considere pertinente, en base a un análisis técnico de acuerdo al potencial de producción del pozo.

Los Sujetos de Control no podrán producir sin contar con la respectiva tasa de producción, exceptuando los pozos de los Bloques 1 y 2.

Sección II

Operaciones De Explotación (Producción)

Art. 66.- Presiones de Yacimientos.- Los Sujetos de Control deben obtener datos de presión de los reservorios de los pozos a producir utilizando un equipo con cierre de fondo u otro método que permita su determinación; el informe debe ser entregado a la Secretaría de Hidrocarburos con copia a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, dentro del plazo de un (1) mes después de concluidas dichas pruebas.

La Secretaría de Hidrocarburos, podrá solicitar que se tomen medidas de presión de fondo y/o del reservorio en los pozos, en forma fundamentada y motivada, cuando considere necesario.

Art. 67.- 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 inyectores o re-inyectores, o viceversa, u otros tipos, presentando todos los justificativos técnicos de respaldo para su aprobación por parte de la Secretaría de Hidrocarburos.

Art. 68.- 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:

1. El estudio de las características geológicas de la formación receptora.
2. El asegurar el confinamiento geológico de la zona receptora.
3. 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.
4. El asegurar mecánicamente la protección de los acuíferos superficiales y/o yacimientos.
5. El análisis de no impacto a pozos cercanos, ni fallas.
6. La estimación de la capacidad de recepción del pozo, de acuerdo con las características geológicas de la formación.
7. Las características del fluido a reinyectarse.
8. La evaluación de riegos y métodos de mitigación.
9. 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. 69.- 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 se debe considerar que previo a realizar las pruebas de inyectividad, tanto en los pozos nuevos perforados con este fin, como en aquellos que han sido reclasificados a inyectoros, deben realizarse pruebas de compatibilidad entre el agua y/o gas a inyectarse con el fluido y el Yacimiento receptor.

Previo a la implementación del proyecto de recuperación secundaria de un Yacimiento, los Sujetos de Control presentarán para aprobación de la Secretaría de Hidrocarburos el estudio técnico-económico del proyecto, el cual contendrá por lo menos lo siguiente:

1. Estudios geológicos, enfocados principalmente al reservorio objetivo del proyecto
2. Estudios en muestras de núcleos (si se dispone de núcleos)
3. Análisis de compatibilidad entre fluidos.
4. Mecanismos de producción del yacimiento.
5. Comportamiento de producción y presión por yacimiento y por pozo.
6. Estimación del tiempo de llegada del frente de inyección a los pozos productores del campo, utilizando de preferencia simulación matemática u otras prácticas y método(s) a emplearse para definir en el campo dicha llegada.
7. Facilidades de superficie a implementarse (equipos e infraestructura necesaria con sus respectivas especificaciones).
8. Cronograma de actividades.
9. 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.
10. Modelo económico donde se demuestre la rentabilidad del proyecto.

Una vez ejecutado el proyecto de recuperación secundaria, los Sujetos de Control presentarán un informe técnico referente al desarrollo y resultados del proyecto, a la Secretaría de Hidrocarburos, con copia a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

En el caso de proyectos pilotos de recuperación secundaria, y previo a su ejecución, los Sujetos de Control solicitarán la aprobación a la Secretaría de Hidrocarburos, y notificarán a la Agencia de

Regulación y Control Hidrocarburífero el inicio del proyecto, una vez aprobado, adjuntando la información técnica de respaldo.

Art. 70.- Recuperación mejorada.- 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.

Previo a la implementación de recuperación mejorada de un Yacimiento, los Sujetos de Control presentarán para aprobación de la Secretaría de Hidrocarburos el estudio técnico-económico del proyecto, el cual contendrá por lo menos lo siguiente:

1. Estudios geológicos.
2. Estudios en muestras de núcleos (si se dispone de núcleos)
3. Análisis de compatibilidad entre fluidos.
4. Análisis físico-químico de los fluidos a inyectarse al yacimiento.
5. Descripción de los químicos y/o agentes que intervendrán en la recuperación mejorada.
6. Mecanismos de producción del yacimiento.
7. Comportamiento de producción y presión por yacimiento y pozo, de ser el caso
8. Determinación del tiempo de llegada del frente de inyección a los pozos productores del campo, utilizando de preferencia simulación matemática u otras prácticas.
9. Facilidades de superficie a implementarse (equipos e infraestructura necesaria con sus respectivas especificaciones).
10. Cronograma de actividades.
11. Predicción de producción de los pozos que se encuentren afectados por la recuperación mejorada, así como su estimado de reservas antes y después del proyecto.
12. Modelos económicos donde se demuestre la rentabilidad del proyecto.

Una vez ejecutado el proyecto de recuperación mejorada, los Sujetos de Control presentarán un informe técnico referente al desarrollo y resultados del proyecto, a la Secretaría de Hidrocarburos, con copia a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

En el caso de proyectos pilotos de recuperación mejorada, y previo a su ejecución, los Sujetos de Control solicitarán la aprobación a la Secretaría de Hidrocarburos y notificarán a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero el inicio del proyecto, una vez aprobado, adjuntando la información técnica de respaldo.

Art. 71.- Uso y destino de petróleo, gas asociado, Gas Natural, CO₂ o sustancias asociadas.- La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, fiscalizará y controlará que los Sujetos de Control realicen con criterios de eficiencia la producción, utilización y destino del petróleo, gas asociado, Gas Natural, CO₂ o sustancias asociadas.

El petróleo, gas asociado y Gas Natural que se obtengan de la explotación de las zonas y/o yacimientos, pertenecen al Estado, y podrán ser utilizados con criterios de eficiencia por los Sujetos de Control en las cantidades que sean necesarias, según aprobación de la Secretaría de Hidrocarburos.

De considerarlo pertinente, en zonas y/o yacimientos de elevada relación gas-petróleo (incluido condensado de gas), la Secretaría de Hidrocarburos, autorizará la recirculación del mismo, previo estudio técnico-económico requerido al Sujeto de Control.

Los Sujetos de Control, de ser el caso, deben entregar a las empresas públicas del sector hidrocarburífero sin costo el gas proveniente de las zonas y/o yacimientos hidrocarburíferos no utilizado para operaciones de explotación y transporte, o para inyección a zonas y/o yacimientos, para fines industriales, de generación de energía eléctrica, comercialización o de cualquier otra índole. La empresa pública beneficiaria pagará solamente los gastos de adecuación que para dicha entrega realizaren los Sujetos de Control.

Los excedentes de gas que no utilicen los Sujetos de Control, o que no pudieran ser reinyectados en los respectivos yacimientos y/o zonas, serán usados en proyectos para generación de energía u otros tendientes a reducir el consumo de petróleo, derivados de petróleo, gas asociado o natural usado.

Art. 72.- Aprobación de la Secretaría de Hidrocarburos.- El uso y/o quema de petróleo, gas asociado, Gas Natural, CO₂ o sustancias asociadas, serán aprobados por la Secretaría de Hidrocarburos tomando como base el estudio técnico presentado.

En el caso de que las necesidades de consumo superen los límites aprobados, cualquier incremento debe ser puesto en consideración de la Secretaría de Hidrocarburos y controlado por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

Art. 73.- De la quema y desperdicio de gas asociado y Gas Natural.- Los Sujetos de Control deben reducir al máximo el desperdicio, emisión o quema de gas asociado y Gas Natural a la atmósfera, proveniente de la explotación de hidrocarburos.

Los Sujetos de Control deben realizar el análisis cromatográfico de gases y notificar los resultados hasta el treinta y uno (31) de marzo de cada año a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

El volumen de gas asociado y Gas Natural que por razones técnicamente justificadas deba quemarse, deberá ser aprobado por la Secretaría de Hidrocarburos, y la resolución puesta en conocimiento de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

Los Sujetos de Control deben realizar la medición de gas para determinar la cantidad consumida en el proceso y quemada en la tea.

Art. 74.- Reacondicionamiento de pozos.- Los Sujetos de Control presentarán en forma física y digital, el sumario del reacondicionamiento de pozos realizado y los resultados obtenidos a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, y con copia a la Secretaría de Hidrocarburos en formato digital, incluyendo la información en archivos planos u otros formatos y el diagrama final del pozo, en el plazo de un (1) mes, una vez finalizadas las actividades.

Art. 75.- Equipos de perforación y reacondicionamiento de pozos.- Los Sujetos de Control deben contar con la certificación de los equipos, calibraciones, mantenimientos (preventivos y predictivos) registros y otros, en cumplimiento de la normativa vigente.

Art. 76.- Explotación Unificada de Yacimientos Comunes.- A solicitud de los Sujetos de Control serán considerados Yacimientos Comunes y, por lo tanto sujetos al régimen de explotación unificada, los Yacimientos calificados como tales por la Secretaría de Hidrocarburos, sobre bases técnicas que indiquen que existe continuidad del o de los reservorios de interés entre dos o más áreas asignadas; dicha solicitud deberá ser ingresada dentro del plazo de sesenta (60) días de terminado el pozo que confirme la existencia de los Yacimientos Comunes.

Para tal efecto, la Secretaría de Hidrocarburos tiene el plazo de sesenta (60) días para emitir la calificación de los Yacimientos Comunes, desde la presentación de la solicitud de calificación.

La explotación de Yacimientos Comunes entre dos o más áreas de los bloques asignados, hará que sea obligatorio para los Sujetos de Control, dentro del plazo de noventa (90) días, el celebrar 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 serán aprobados por la Secretaría de Hidrocarburos, dentro del plazo de sesenta (60) días.

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, los Sujetos de Control presentarán el Plan de Desarrollo en el que constarán los términos técnicos-económicos que demuestren la comercialidad de la explotación. El mismo que será aprobado por la Secretaría de Hidrocarburos, dentro del plazo de noventa (90) días.

El Sujeto de Control podría actuar como operador del Campo Unificado, si en el Área del Contrato hubiere una parte significativa de reservas recuperables del Yacimiento Común; y sí, la Operadora contare con los recursos económicos, técnicos y de infraestructura además de utilizar el concepto de economía de escala, mayor participación para el Estado, menor tarifa de operación u otras.

Si las partes involucradas no pudiesen acordar un Convenio Operacional de Explotación Unificada, el Ministerio Sectorial de oficio establecerá los parámetros básicos de Explotación Unificada, señalando los puntos mínimos que previamente debe contemplar el Convenio Operacional 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 siguientes; dicho Convenio provisional deberá ser aprobado por el Ministerio Sectorial y, tendrá una vigencia máxima de noventa (90) días, al final del cual las partes deberán haber suscrito el acuerdo definitivo, el que igualmente deberá ser aprobado por el Ministerio Sectorial. A partir de lo cual el Sujeto de Control deberá presentar el Plan de Desarrollo correspondiente para aprobación de la Secretaría de Hidrocarburos en los plazos y términos técnicos-económicos establecidos en este artículo.

Sección III

Facilidades de Producción

Art. 77.- Medición de la producción.- Los Sujetos de Control deben medir diariamente la producción de campo, definiendo también la calidad.

Los Sujetos de Control deben reportar diariamente a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, los datos de la medición de la producción de cada campo y sus correspondientes pozos. Así como, los demás parámetros establecidos en los formatos publicados en la página web, y ser cargados o enlazados a través de la base de datos administrada por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, detallando los resultados individuales para petróleo, agua y gas.

Los Sujetos de Control medirán y obtendrán los resultados de la producción mensual del área de contrato por Yacimiento, Pozo y campo que debe registrarse en el Reporte Mensual, los cuales se presentarán a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, en el término de los ocho (8) primeros días del siguiente mes. El reporte mensual debe ser entregado en físico y digital.

Art. 78.- Verificación y calibración.- Los equipos de medición dinámica de producción de campo (ACT), que se encuentren instalados antes de los centros de fiscalización y entrega, deben ser verificados por los Sujetos de Control en presencia de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, como mínimo una vez al mes, o cuando ésta lo requiera, y certificados por un Organismo de Inspección para realizar dicha actividad. Para medidores que han recibido mantenimiento correctivo, necesariamente deben ser inspeccionados (probados previo a su uso).

La calibración de los equipos de medición de producción de campo debe efectuarse antes de su uso, a solicitud de los Sujetos de Control o Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 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 ser realizadas conforme a las prácticas de la industria petrolera internacional, cuyo costo será asumido por los Sujetos de Control.

Art. 79.- Pruebas de presión.- Antes del inicio de operaciones de las líneas de flujo y/o de proceso, los Sujetos de Control deben realizar la prueba de presión aplicando para el efecto las normas técnicas nacionales y/o internacionales, adjuntando la información técnica correspondiente.

Las pruebas de presión deben ser realizadas por un Organismo de Inspección en presencia de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

Art. 80.- Incertidumbre de los medidores antes de los Centros de Fiscalización y Entrega.- Los Sujetos de Control deben calcular y reportar trimestralmente a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, la incertidumbre de los medidores ubicados antes de los Centros de Fiscalización y Entrega. La incertidumbre debe ser calculada con el método GUM, con un nivel de confianza igual o mayor al 95% y un $k=2$.

Los Sujetos de Control deben realizar las mediciones de la producción de campo, cumpliendo con las mejores prácticas de ingeniería para obtener precisión y exactitud en la medición de los hidrocarburos. La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, controlará los medidores de la producción de campo.

Art. 81.- 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 y las mejores prácticas de la industria.

CAPITULO V PLAN DE DESARROLLO

Art. 82.- Procedimiento para aprobación del Plan de Desarrollo.- Los Sujetos de Control, según fuere el caso, 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, la solicitud de aprobación a la Secretaría de Hidrocarburos del Plan de Desarrollo para cada uno de los campos que vaya a desarrollar.

En el caso de explotación de gas, el Plan de Desarrollo deberá ser presentado a la Secretaría de Hidrocarburos tres (3) meses antes del vencimiento del período de investigación, construcción de infraestructura y desarrollo de mercado.

La Secretaría de Hidrocarburos aprobará o negará el Plan de Desarrollo propuesto por el Sujeto de Control dentro de tres meses contados a partir de la recepción del requerimiento, mediante resolución, que será notificada a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, ARCH, para la fiscalización y control de conformidad a sus competencias.

El Plan de Desarrollo podrá ser negado en caso de que la información presentada 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 siempre que las causas que determinaron la negativa hayan sido superadas satisfactoriamente.

Art. 83.- Contenido del Plan de Desarrollo.- El Plan de Desarrollo se presentará a la Secretaría de Hidrocarburos en físico y digital, el Sujeto de Control demostrará la comercialidad del Plan; el mismo contendrá el pago de la tasa respectiva y la siguiente información mínima:

1. ASPECTOS TECNICOS

1.1. GEOLOGIA Y GEOFISICA:

1. Estudios geológicos y geofísicos del campo en general y de los reservorios de interés en particular.
2. Interpretación de registros eléctricos.

3. Mapas y cortes estructurales - estratigráficos y mapas planimétricos, isobáricos e isópacos, de isoporosidades, iso-salinidades y porcentaje de agua de los yacimientos.
4. Coordenadas UTM y geográficas preliminares de pozos a perforarse (objetivos primarios y secundarios)
5. 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/o Recursos existentes en el campo.
7. Perfil de producción por yacimiento, pozo y campo.
8. Caracterización de yacimientos.
9. Cronograma estimado de actividades.
10. Modelos dinámicos con la estrategia de producción del campo (de ser el caso).
11. Detalles e informe de la implementación de Recuperación secundaria y/o mejorada (en los casos que aplique).

1.3. PERFORACION:

1. Pozos: exploratorio, de avanzada que limiten el yacimiento y de desarrollo (Cronograma tentativo de pozos a perforarse).

1.4. PRODUCCION:

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 ECONOMICOS:

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.

La Secretaría de Hidrocarburos podrá solicitar información adicional necesaria para el análisis y aprobación del Plan de Desarrollo.

Art. 84.- 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 de la Secretaría de Hidrocarburos 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 82 de este Reglamento.

Art. 85.- Reformas al Plan de Desarrollo.- Los Sujetos de Control deberán presentar para aprobación de la Secretaría de Hidrocarburos, cuando lo requieran, reformas al Plan de Desarrollo, Planes de Desarrollo Adicionales y Planes de Explotación Anticipada, observando el mismo procedimiento establecido en el artículo 82 de este Reglamento.

CAPITULO VI INFORMACION HIDROCARBURIFERA

Sección I

De los Informes, Programas, Planes Quinquenales y Presupuestos

Art. 86.- Custodia y administración de información técnica y económica.- La Secretaría de Hidrocarburos y la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, de acuerdo a sus competencias legales, custodiarán y administrarán la información técnica y económica generada en la actividad hidrocarburífera por los Sujetos de Control; y asegurarán su preservación, integridad y utilización, de acuerdo a los estándares aceptados por la industria hidrocarburífera.

Art. 87.- Entrega de Informes (Reportes, Registros o Resultados).- Los Sujetos de Control deben remitir en los formularios establecidos, en físico y/o digital a la Secretaría de Hidrocarburos y a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero la siguiente información:

- a) El reporte final de perforación, informe final geológico de pozo, informes de recuperación secundaria y/o mejorada, en el plazo máximo de tres (3) meses, una vez concluidos los trabajos.
- b) Todos los registros eléctricos, de cementación, de análisis (VSP) o Check Shot, de temperatura, de presión, reporte final de los resultados de los trabajos, incluyendo información técnica, archivos planos u otros formatos y el diagrama final del pozo, en el plazo máximo de un (1) mes, una vez concluidos los trabajos.
- c) 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, CO2 o sustancias asociadas, inyección o reinyección de agua de formación, plan de contingencias; programas: ambientales, salud ocupacional y seguridad industrial; 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. 88.- 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 a la Secretaría de Hidrocarburos y a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

Art. 89.- Bitácoras.- Los Sujetos de Control deben llevar un registro diario, continuo y exacto de

todas las pruebas de pozos en campo, las mismas que estarán disponibles para su control y fiscalización cuando la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero lo considere necesario.

Art. 90.- 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 de la Secretaría de Hidrocarburos, debe contener al menos la siguiente información:

Para la Exploración:

- a) Descripción de las actividades de prospección y exploración 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, las 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 de la Secretaría de Hidrocarburos, el Programa Quinquenal actualizado de las actividades a desarrollarse, incluyendo su presupuesto.
- f) Información específica requerida en este Reglamento.

La Secretaría de Hidrocarburos 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 de la Secretaría de Hidrocarburos, de acuerdo al detalle establecido en este artículo.

Art. 91.- Programa quinquenal actualizado.- En el Período de Explotación, los Sujetos de Control; deben remitir a la Secretaría de Hidrocarburos, 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. 92.- Informes económicos.- Los Sujetos de Control deben entregar a la Secretaría de Hidrocarburos y a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 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 hidrocarburífera.

Art. 93.- Informes mensuales.- Los Sujetos de Control deben suministrar en físico y digital,

mensualmente a la Secretaría de Hidrocarburos y a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, el informe de labores y su ejecución presupuestaria conforme al programa de actividades y presupuestos aprobados por la Secretaría de Hidrocarburos.

Art. 94.- Informe anual de operaciones y ejecución presupuestaria.- Los Sujetos de Control deben presentar a la Secretaría de Hidrocarburos con copia a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 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 la Secretaría de Hidrocarburos.

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

Art. 95.- Programa de actividades y presupuesto de inversiones.- La Secretaría de Hidrocarburos y Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, en el ámbito de sus competencias, 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. 96.- Presupuestos, planes de desarrollo y planes quinquenales.- Los Sujetos de Control están obligados a presentar a la Secretaría de Hidrocarburos 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. 97.- Disponibilidad de la información primaria.- Los Sujetos de Control son custodios y responsables de toda la información que hayan generado y obtenido a través de sus operadoras, consorcios o subcontratistas, la que estará a disposición del Ministerio Sectorial, Secretaría de Hidrocarburos y Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

La información primaria comprende, pero no se limita a:

1. Libretas de campo (geológicas y geofísicas), fotografías aéreas, radar lateral, imágenes satelitales, registros de pozos, rips de perforación, testigos de corona, testigos laterales, y muestras de crudo;
2. Cintas magnéticas de campo, con datos de navegación, datos sísmicos 2D y 3D, 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.

Art. 98.- Informes de Integridad.- Los Sujetos de Control deben presentar a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero ARCH, hasta el treinta y uno (31) de enero de cada año:

1. 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 conexa.

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.

Sección II

Del Banco de Información Petrolera del Ecuador BIPE

Art. 99.- Del Banco de Información Petrolera del Ecuador.- La Secretaría de Hidrocarburos, a través del Banco de Información Petrolera del Ecuador, organiza y administra la información técnica, conforme las atribuciones establecidas en la Ley de Hidrocarburos, para las diferentes fases de la

industria hidrocarburífera, que generan las empresas públicas o privadas, nacionales o extranjeras, empresas mixtas, consorcios y/o asociaciones; constituyéndose, por tanto, en el único repositorio oficial de información técnica del sector de hidrocarburos.

Art. 100.- Titularidad de la información.- En consideración que la información que generan las empresas que realizan actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, tengan o no contrato con el Estado, es de propiedad única del Estado ecuatoriano, éste es quien tendrá la titularidad de la información a través de la Secretaría de Hidrocarburos, la misma que será la responsable de establecer términos, condiciones de uso, licenciamiento, certificación, comercialización y preservación de la misma. Se excluye de lo anterior, toda aquella información de propiedad intelectual protegida y registrada.

Las empresas públicas o privadas, nacionales, extranjeras, empresas mixtas, consorcios y/o asociaciones, no podrán ceder, entregar, intercambiar o comercializar a terceros la información a la que se refiere el párrafo anterior que generen o dispongan.

Art. 101.- Atribuciones del Banco de Información Petrolera del Ecuador.- El Banco tendrá los siguientes objetivos específicos:

1. Administrar, almacenar y custodiar la información técnica de las áreas y contratos de exploración y explotación, industrialización y transporte, refinación y almacenamiento de hidrocarburos, que es generada por parte de las empresas públicas, privadas y mixtas, nacionales o extranjeras, consorcios, asociaciones, u otras formas contractuales y demás personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras que ejecuten actividades hidrocarburíferas en el Ecuador; implementando metodologías de preservación de información, conforme a los estándares internacionales de la industria;
2. Administrar la información a su cargo;
3. Globalizar el uso de la información hacia diferentes plataformas de interpretación, a través de parámetros y formatos estándares de la industria.
4. Disponer y entregar la información, mediante la implementación de tecnologías y metodologías modernas;
5. Permitir el acceso remoto a la información mediante la utilización de herramientas tecnológicas de última generación, en administración de datos y comunicaciones; y,
6. Entregar la información que permita apoyar a los procesos de inversión petrolera.

Art. 102.- De la administración de la información.- La Secretaría de Hidrocarburos a través del Banco de Información Petrolera del Ecuador, prestará servicios de entrega de información técnica disponible, a las personas interesadas y servirá de base para llevar adelante proyectos de investigación, operación e inversión, para el hallazgo de nuevas reservas de hidrocarburos y la optimización del recobro en los campos en producción.

La Secretaría de Hidrocarburos para la operación del Banco de Información Petrolera del Ecuador podrá actuar directamente o mediante la contratación de empresas especializadas.

Art. 103.- Certificado de cumplimiento de entrega de información.- Una vez terminadas las actividades de la fase de exploración, la Secretaría de Hidrocarburos a través del Banco de Información Petrolera del Ecuador emitirá un certificado de cumplimiento de entrega de información, el mismo que será un requisito previo para que la Secretaría de Hidrocarburos autorice iniciar el periodo de explotación, de conformidad la Ley de Hidrocarburos.

En caso de no desarrollar la fase de explotación, las empresas públicas o privadas, nacionales o extranjeras, empresas mixtas, consorcios y/o asociaciones, relacionadas con las actividades de exploración, deberán entregar la información generada en la fase de exploración.

Art. 104.- 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 la Secretaría de Hidrocarburos y publicado en su página web. Dicho Manual será actualizado periódicamente conforme al desarrollo de la industria y la tecnología.

Art. 105.- Confidencialidad de la información.- La Secretaría de Hidrocarburos, mantendrá confidencialidad de la información relacionada con las actividades de exploración y explotación generada y entregada por las empresas públicas o privadas, nacionales o extranjeras, empresas mixtas, consorcios y/o asociaciones, en territorio ecuatoriano, para lo cual se establecen los períodos de confidencialidad en el Manual de Estándares de Entrega de Información Técnica; salvo lo determinado en acuerdos y/o convenios específicos.

Art. 106.- Políticas de acceso de información.- La Secretaría de Hidrocarburos emitirá las políticas de uso, acceso, distribución, permisos, privilegios, licenciamiento, publicación y comercialización de datos e información técnica hidrocarburífera entregada por los Sujetos de Control.

Art. 107.- Procedimientos de entrega de información histórica.- La Secretaría de Hidrocarburos a través del Banco de Información Petrolera del Ecuador, generará el procedimiento de entrega de información técnica referida en esta sección, producida con anterioridad a la expedición de este Reglamento por las empresas públicas o privadas, nacionales, extranjeras, empresas mixtas, consorcios y/o asociaciones, que realizan trabajos de exploración, explotación de petróleo y gas; y que se encuentra bajo su custodia; así como la información de la fase de exploración y explotación que disponga la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

Art. 108.- Manual de Entrega/Recepción de información técnica.- La Secretaría de Hidrocarburos a través del Banco de Información Petrolera del Ecuador, según sus competencias, actualizará el Manual de Estándares de Entrega de Información Técnica de las áreas y contratos de exploración y explotación, industrialización, refinación, transporte y almacenamiento de hidrocarburos, que contendrá el alcance, los formatos, medios, plazos y procedimientos.

Sección III

Información en Tiempo Real

Art. 109.- Entrega de Información en tiempo real.- Los Sujetos de Control deben entregar en tiempo real, la información que determine la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, de las Operaciones Hidrocarburíferas a su cargo, conforme la normativa vigente.

La información que debe ser entregada por los Sujetos de Control será determinada en base a un estudio de factibilidad técnica realizado por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, en coordinación con el Sujeto de Control que permita realizar el monitoreo y control de las operaciones.

Es responsabilidad de los Sujetos de Control garantizar la continuidad y la congruencia de la información entregada a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, en tiempo real y con las mediciones de campo.

Los Sujetos de Control deberán entregar la información, utilizando aplicaciones y protocolos de comunicación que sean compatibles con aquellos empleados por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, que garanticen la continuidad de la entrega de la información.

Para el desarrollo de proyectos que incluyan el uso, instalación, mejoramiento, cambio o actualización de instrumentación, equipos o sistemas de información, automatización y control de procesos, los Sujetos de Control deberán contemplar todos los aspectos necesarios que permitan la entrega de información en tiempo real al sistema SCADA de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, en concordancia con la normativa vigente.

Es responsabilidad de los Sujetos de Control garantizar la continuidad del envío de información en tiempo real, antes, durante y después de los trabajos de mantenimiento, migraciones, y demás acciones programadas a ejecutarse sobre la infraestructura de hardware, software y comunicaciones

instaladas, para la entrega de información a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

Es obligación de los Sujetos de Control notificar de manera inmediata a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, la ocurrencia de cualquier evento que pueda afectar la entrega normal de información en tiempo real, siendo responsabilidad del Sujeto de Control garantizar la reposición automática de la información que no se reciba durante ese tiempo, utilizando el mismo medio y forma de transmisión de información.

Art. 110.- Canal de comunicación para la entrega de Información en tiempo real.- Los Sujetos de Control serán responsables de proporcionar el canal para la transmisión de la información en tiempo real (enlace de datos) hasta el servidor asignado al Sujeto de Control, para la entrega de información, garantizando la disponibilidad mínima establecida en la normativa vigente.

Es obligación de los Sujetos de Control garantizar la seguridad de su información, impidiendo cualquier acceso no autorizado a sus sistemas; así como, también garantizar la seguridad y consistencia de la misma a través de todo el medio de transmisión, desde la fuente hasta el punto de entrega definido por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

Art. 111.- Disponibilidad de información de operación.- Durante el desarrollo de sus operaciones y en cada una de las fases de la cadena hidrocarburífera UPSTREAM -MIDSTREAM - DOWNSTREAM, los Sujetos de Control (de acuerdo a las operaciones a su cargo) deben disponer para el acceso de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero 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 Agencia.

Art. 112.- Instrumentación, equipos y sistemas de información, automatización y control de procesos.- Los valores mostrados por los sistemas de información, automatización y control de procesos deben corresponder a los valores de la instrumentación y equipos instalados, y éstos a su vez deben reflejar el valor real de las magnitudes físicas medidas.

Art. 113.- Control de la Información.- La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero podrá realizar las actividades técnicas de verificación, contrastación y auditoría de la instrumentación, equipos y sistemas de información, automatización y control de procesos, a nivel de detalle y cuando lo estime necesario, a fin de comprobar la veracidad de la información entregada en tiempo real.

Los Sujetos de Control deben presentar hasta el treinta y uno (31) de marzo de cada año un informe que incluya los niveles de cumplimiento, de trazabilidad de la información, de funcionamiento de los sistemas hardware y software de información, control, automatización y comunicación vinculados con la entrega de información a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, el listado de señales que se encuentren enviando (incluyendo descripción, instrumento y equipo asociado, unidades de ingeniería, tipo de dato y rangos máximos y mínimos de operación).

CAPITULO VII

DEL TRANSPORTE, ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS, BIOCOMBUSTIBLES Y SUS MEZCLAS

Sección I

Generalidades

Art. 114.- Responsabilidad.- El transporte, almacenamiento, movimiento y transferencia de custodia de hidrocarburos, Biocombustibles y sus mezclas, son responsabilidad de los Sujetos de Control.

Art. 115.- Manejo de la información.- Los Sujetos de Control deben tener actualizados y vigentes los manuales de operación y mantenimiento de los sistemas de transporte y almacenamiento (ductos principales, secundarios, tanques de almacenamiento, centros de fiscalización y entrega) de hidrocarburos, Biocombustibles y sus mezclas, que operan en el país.

Art. 116.- Construcción, ampliación, reparación mayor o re-ubicación, de facilidades de transporte y almacenamiento.- Antes de iniciar la construcción, ampliación, reparación mayor o reubicación de las facilidades de transporte y almacenamiento, los Sujetos de Control deben notificar los proyectos a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, de forma escrita con su firma de responsabilidad, además deben enviar informes mensuales de los trabajos en ejecución.

Los trabajos de construcción, ampliación, reparación mayor o reubicación deben ser inspeccionados y avalados por personal especializado del Sujeto de Control, para realizar esa actividad, el cual también firmará el Protocolo de Calidad como respaldo y responsabilidad.

Para los terminales y depósitos de almacenamiento de derivados de petróleo que serán utilizados para el abastecimiento y posterior comercialización, el interesado debe notificar anticipadamente a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, la ejecución de proyectos de construcción, ampliación y/o mejora; quien otorgará la autorización de operación respectiva.

Art. 117.- Controles anuales.- Los Sujetos de Control que tengan a su cargo tanques de almacenamiento de una capacidad máxima de diseño igual o mayor a noventa (90) barriles, recipientes a presión, ductos principales, ductos secundarios, centros de fiscalización y entrega, terminales y depósitos de almacenamiento, auto tanques, barcazas y buque tanques (de bandera ecuatoriana), vehículos que transportan GLP en cilindros, 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 y registro, para lo cual la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, emitirá el certificado de control anual correspondiente.

Art. 118.- Control de corrosión.- Los Sujetos de Control que tengan a su cargo la operación y mantenimiento de tanques de almacenamiento, recipientes a presión, ductos principales y secundarios, deberán implementar sistemas de control de corrosión adecuados y realizar inspecciones de manera periódica, conforme las mejores prácticas de la industria. El informe de resultados debe ser remitido anualmente a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

Art. 119.- Pruebas de presión.- Todo tanque de almacenamiento de una capacidad máxima de diseño igual o mayor a noventa (90) barriles, recipiente a presión, ducto principal o secundario nuevo, antes de entrar en operación, debe ser sometido a pruebas de presión, de conformidad con la normativa técnica correspondiente. Toda prueba de presión debe ser realizada por un Organismo de Inspección, de conformidad a la normativa legal y resolución vigente.

En caso de reparación mayor, reemplazo de tramos o variantes, es decir cuando las condiciones de los tanques de almacenamiento, recipientes a presión, ductos principales o secundarios sean diferentes a las de diseño inicial, las pruebas de presión podrán ser realizadas por los Sujetos de Control con la participación de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, en cumplimiento de lo establecido en las normas técnicas aplicables.

Sección II Del Almacenamiento

Art. 120.- Construcción de tanques de Almacenamiento y recipientes a presión.- Previo al inicio de la construcción de tanques de almacenamiento y recipientes a presión los Sujetos de Control deben obtener de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, la aceptación de la ejecución del proyecto; para lo cual deberán realizar la solicitud en el formato establecido para el efecto y cumpliendo todos los requisitos dispuestos, que se encuentran a disposición en la página web de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

Art. 121.- Operación de tanques de almacenamiento y recipientes a presión.- Para el inicio de operación de tanques de almacenamiento de una capacidad máxima de diseño igual o mayor a

noventa (90) barriles y recipientes a presión, que formen parte de las obligaciones de los Sujetos de Control, se debe solicitar como mínimo con quince (15) días calendario de anticipación a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, la aprobación de operación de tanques de almacenamiento de petróleo, agua de formación, petróleo en proceso de deshidratación y separación, derivados de petróleo, GNL, GLP, propano y butano, condensado de Gas Natural, y mezclas de hidrocarburos con Biocombustibles, en los formatos establecidos y cumpliendo todos los requisitos dispuestos para el efecto, que se encuentran a disposición en la página web de dicha Agencia.

Art. 122.- Calibración, recalibración de tanques de almacenamiento y recipientes a presión de hidrocarburos y recálculo de tablas de calibración.- Previa a la operación de los tanques de almacenamiento de una capacidad máxima de diseño igual o mayor a noventa (90) barriles y recipientes a presión que formen parte de las obligaciones de los Sujetos de Control; 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 Hidrocarburífero.

La calibración, recalibración, pruebas de redondez, verticalidad, asentamiento, determinación del espesor y diámetro del primer anillo de los tanques de almacenamiento, así como el recálculo de las tablas de calibración, deberán ser realizadas por un Organismo de Inspección, calificado y autorizado por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero de conformidad con la normativa técnica reconocida internacionalmente.

Art. 123.- Obligaciones operativas de tanques de almacenamiento y recipientes a presión.- Todo tanque para almacenamiento (se incluyen también tanques herméticos refrigerados) de petróleo, agua de formación, petróleo en proceso de deshidratación y separación, derivados de petróleo, GNL, GLP, propano y butano, condensado de Gas Natural, y mezclas de hidrocarburos con Biocombustibles, debe tener cubeto de contención, construido bajo normas técnicas, tendrá una capacidad mínima del 110% de la capacidad máxima de operación de todos los tanques que contenga el cubeto de conformidad a la normativa legal y técnica aplicable.

Todo recipiente a presión debe tener un sistema para contención de derrames.

Todo tanque de almacenamiento (se incluyen también tanques herméticos refrigerados), deberá contar con cubeto de contención 100% impermeabilizado. Sólo en situaciones debidamente justificadas y aceptadas por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero; los tanques de almacenamiento existentes, cuyos cubetos no están impermeabilizados, podrán continuar sus operaciones, para lo cual deberán disponer de un plan específico de contingencia de derrames.

Los tanques de almacenamiento y recipientes a presión tendrán: 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) y demás características establecidas en la norma de construcción del tanque; las líneas de entrada y salida a los tanques, deberán estar pintadas o señalizadas, debidamente soportadas y sismo resistentes.

El cubeto deberá disponer de un sistema de drenaje tanto para aguas lluvias como para hidrocarburos, vías de acceso peatonal e iluminación.

Los Sujetos de Control deberán notificar anticipadamente a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero cuando un tanque de almacenamiento portátil y/o provisional sea cambiado de sitio, justificando el cambio y notificando el reinicio de operaciones. Los tanques de almacenamientos portátiles o provisionales dispondrán al menos de sistemas conexos portátiles o provisionales.

Art. 124.- Tanques de almacenamiento, cilindricos, verticales, atmosféricos empernados.- El uso de los tanques de almacenamiento, cilindricos verticales atmosféricos empernados de una capacidad máxima de diseño igual o mayor a noventa (90) barriles, serán autorizados por un período de hasta

cinco (5) años, por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, previa justificación técnica-operativa realizada en base al cumplimiento de la normativa vigente.

Sólo en situaciones debidamente justificadas y aceptadas por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, los tanques de almacenamiento empernados existentes podrán continuar su operación, mientras mantengan vigente su certificado de Control Anual.

Sección III Del Transporte por Ductos

Art. 125.- Características del petróleo y Gas Natural para el transporte por ductos.- El petróleo y Gas Natural no podrán ser entregados, recibidos y/o transportados por Ductos Principales y Secundarios, cuando no cumplan con las características de calidad establecidas en los Reglamentos vigentes y las estipuladas en los contratos.

Art. 126.- Construcción y operación de Ductos Principales y Secundarios.- La construcción y operación de Ductos Principales y Secundarios que consten como obligación contractual de los Sujetos de Control, se efectuará conforme a las estipulaciones que para el caso establezca la Ley de Hidrocarburos, el contrato respectivo y normas técnicas internacionalmente aceptadas y usadas para cada tipo de proyecto.

Para el control y fiscalización de la construcción e inicio de operación de Ductos (incluye oleoductos, poliductos y gasoductos) Principales y Secundarios; los Sujetos de Control deben notificar por medio escrito, a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero el inicio de construcción, adjuntando la autorización y el cronograma de ejecución; y posteriormente solicitar el permiso de operación, en los formatos establecidos, que se encuentran disponibles en la página web de dicha Agencia; y cumpliendo los requisitos dispuestos en la Ley de Hidrocarburos.

La operación inicial de un Ducto (Principal o Secundario) requerirá un permiso de operación otorgado por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero previo informe técnico de eficiencia y seguridad elaborado por dicha Agencia, en base a la información proporcionada por el Sujeto de Control, de conformidad con la Ley de Hidrocarburos.

El Sujeto de Control notificará con veinte y cuatro (24) horas de anticipación a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, la paralización de operación de Ductos Principales o Secundarios, 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 dentro 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. 127.- Planes de Manejo de Integridad.- Los Sujetos de Control que tengan a su cargo la construcción, operación o mantenimiento de Ductos Principales o Secundarios 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 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 a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

Art. 128.- Gestión y mantenimiento del Derecho de Vía.- Los Sujetos de Control que tengan a su cargo la operación y mantenimiento de ductos principales o secundarios, 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.

Previo a realizar trabajos no relacionados con la actividad hidrocarburífera del Sujeto de Control a

cargo de cada Ducto dentro del Derecho de Vía, quien realice esos trabajos deberá contar con la autorización otorgada por el Ministerio Sectorial o su delegado, previo informe técnico de factibilidad, realizado por los Sujetos de Control en coordinación con la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, para lo cual se deben realizar las obras de protección necesarias que aseguren la integridad de la infraestructura hidrocarburífera.

Sección IV

Del transporte de Hidrocarburos, Biocombustibles y sus mezclas por medio de auto tanques, buque tanques (de bandera ecuatoriana), incluyendo vehículos que transportan GLP en cilindros.

Art. 129.- Autorización de operación y registro.- Los operadores de auto tanques y buque tanques (de bandera ecuatoriana) que transporten hidrocarburos, Biocombustibles y sus mezclas, agua de formación y slop; así como los vehículos que transportan GLP en cilindros, deben obtener la autorización de operación y registro emitida por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, antes de iniciar sus operaciones.

Art. 130.- Condiciones de los medios de transporte.- Los operadores de auto tanques y buque tanques (de bandera ecuatoriana), que transporten hidrocarburos, Biocombustibles y sus mezclas, agua de formación y slop; así como los vehículos que transportan GLP en cilindros, deben realizar un control permanente sobre las condiciones físicas, mecánicas, operativas y de seguridad de los tanques, compartimentos, y demás elementos, accesorios y conexiones; y, se actualizarán en cumplimiento de la normativa vigente.

Art. 131.- 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 hidrocarburífera, permitirán el ingreso exclusivamente a los auto tanques y buque tanques (de bandera ecuatoriana), que transporten hidrocarburos, Biocombustibles y sus mezclas, agua de formación y slop; así como los vehículos que transportan GLP en cilindros, que posean el registro y autorización de operación vigente otorgados por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

Sección V

Del movimiento de Hidrocarburos, Biocombustibles y sus mezclas

Art. 132.- Sistemas de medición para transferencia de custodia.- Los Sujetos de Control deben disponer y operar sistemas de medición para transferencia de custodia de los hidrocarburos, Biocombustibles y sus mezclas, de conformidad con la normativa técnica aplicable.

Art. 133.- Aprobación de sistemas de medición para transferencia de custodia.- Los Sujetos de Control, deben solicitar a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero la autorización de operación de los Centros de Fiscalización y Entrega de petróleo crudo y Gas Natural; y sistemas de medición para la transferencia de Hidrocarburos. 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. 134.- Fiscalización de los Hidrocarburos.- Los volúmenes de los Hidrocarburos recibidos en los centros de recolección, estaciones, terminales, depósitos de almacenamiento y demás infraestructura hidrocarburífera, deben ser medidos y cuantificados. Los resultados de estas actividades se registrarán y presentarán diariamente a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, en los formatos establecidos para el efecto, que se encuentran disponibles en la página web de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

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 entregó, la que recibió y la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, dentro de los tres (3) primeros días del siguiente mes.

Art. 135.- Determinación de la calidad de los Hidrocarburos.- La determinación de la calidad de la producción fiscalizada de petróleo y Gas Natural en el centro de fiscalización y entrega, debe ser realizada diariamente por un laboratorio calificado y autorizado por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, conforme la normativa técnica vigente.

La calidad de los derivados del petróleo entregados para comercialización desde terminales y depósitos de almacenamiento, debe cumplir los requisitos establecidos en la normativa técnica ecuatoriana vigente o las condiciones contractuales estipuladas.

Art. 136.- Integridad de la medición de la fiscalización de Hidrocarburos, Biocombustibles y sus mezclas.- El control de la medición y fiscalización de los hidrocarburos, Biocombustibles y sus mezclas, se garantizará por medio de la instalación de precintos o sellos de seguridad y el levantamiento de las actas de inspección, control de sellos, actividad ejecutada exclusivamente por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

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

Sección V

De los equipos de medición

Art. 137.- Sistemas de medición automática para la fiscalización de Hidrocarburos.- En los sistemas de medición automática con el objeto de permitir el registro de los resultados en forma remota y continua, los Sujetos de Control tendrán sistemas de medición automática con medidores redundantes para efectos de transferencia de custodia. Medidores que deberán estar equipados con cabezal mecánico u otra tecnología 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 mediante códigos de acceso, los mismos que tendrán una vigencia máxima de un (1) año, y la introducción de constantes y rangos a la computadora de flujo o volumen se realizará en la inicialización de ésta, o al reinicio bajo el comando de operador autorizado en presencia de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

Se debe notificar a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, el listado del personal autorizado con su respectivo código de acceso. Para el caso de la medición de petróleo y Gas Natural, la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, debe tener códigos de acceso para monitoreo de datos de factores del medidor, BS&W y grado API para el recalcado de batch diario.

Cualquier modificación o alteración de la base de datos, algoritmos de cálculo, ajuste de factores de cálculo o cambios de parámetros en el sistema, entre otros, se debe realizar previa notificación a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero 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 Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

Art. 138.- Inspección, prueba y calibración de los sistemas de medición para transferencia de custodia de Hidrocarburos.- La verificación de los equipos de medición automática debe efectuarse, antes de su uso o cuando la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero lo determine necesario, en función de las especificaciones dadas por el fabricante de los equipos, las normas bajo las cuales fueron fabricados y normas, estándares, procedimientos y mejores prácticas de la industria hidrocarburífera nacional e internacional a costo de los Sujetos de Control.

Los medidores de flujo ubicados en los centros de fiscalización y entrega de petróleo y Gas Natural deben ser inspeccionados (probados) con la frecuencia determinada en el reglamento respectivo. Todas las inspecciones (pruebas) deben ser certificadas por un Organismo de Inspección, calificado y autorizado por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero para realizar esa actividad. Para medidores nuevos o que han recibido mantenimiento correctivo, necesariamente deben ser inspeccionados (probados) previo a su uso.

Para los sistemas de medición de los derivados de petróleo, en los terminales y depósitos de almacenamiento, la verificación de los medidores se realizará mensualmente, por los técnicos de las empresas que tengan la custodia de los derivados en presencia de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

Las pruebas para determinar el factor de corrección de un medidor de flujo, se realizarán en presencia de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, y el acta de inspección será suscrita por el Organismo de Inspección y el Sujeto de Control.

En caso de determinarse desviaciones (fuera de rango) en los instrumentos utilizados en el proceso de determinación de cantidad y calidad de hidrocarburos en los Centros de Fiscalización y Entrega o sistemas de transferencia de custodia de derivados, estos deben ser calibrados por un laboratorio acreditado, calificado o designado para el efecto, y la periodicidad será determinada con base en los registros de verificación de calibración de cada instrumento. Los responsables de llevar los registros de verificación y calibración son los Sujetos de Control y los Organismos de Inspección o Laboratorios de ensayo y/o de calibración.

La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, podrá determinar que los equipos de los sistemas de medición utilizados por los Sujetos de Control, para la fiscalización de los hidrocarburos, sean probados en períodos diferentes de los estipulados en los incisos anteriores de este artículo, en base a un informe técnico que sustente el motivo de este pedido.

En los medidores dinámicos de los sistemas de transferencia de custodia de petróleo crudo, la repetibilidad máxima permisible será de +/- 0.02 %.

En los sistemas de medición dinámica para transferencia de custodia de derivados de hidrocarburos la repetibilidad máxima permisible en corridas consecutivas deberá cumplir lo establecido en la normativa técnica vigente.

CAPITULO VIII

REFINACION E INDUSTRIALIZACION DE HIDROCARBUROS

Sección I

De las actividades de refinación e industrialización

Art. 139.- 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. 140.- 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. 141.- Autorización para ejercer las actividades de refinación e industrialización.- Las empresas privadas, públicas y de economía mixta, interesadas en realizar las actividades de refinación e industrialización de hidrocarburos, presentarán una solicitud ante el organismo competente de acuerdo a la normativa vigente.

Art. 142.- Permiso de construcción.- Los Sujetos de Control autorizados a ejercer las actividades de refinación y/o industrialización, deben solicitar a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero el permiso de construcción del proyecto, conforme lo establezca la respectiva normativa.

Art. 143.- Fiscalización del proyecto.- Los Sujetos de Control, autorizados para la ejecución del proyecto de refinación y/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, la empresa se someterá a las inspecciones técnicas que efectuarán tanto la fiscalizadora como el personal de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero. Durante el período de construcción de las instalaciones la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero realizará el control técnico y seguimiento a la ejecución del proyecto.

Art. 144.- Permiso de uso y funcionamiento.- Previo al inicio de las actividades de refinación y/o industrialización, el Sujeto de Control debe solicitar a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero la autorización correspondiente para el uso y funcionamiento de las instalaciones, adjuntando el protocolo de calidad y demás requisitos establecidos para el efecto.

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

Art. 145.- Ampliación, rehabilitación y reubicación.- En cualquier momento de sus operaciones, el Sujeto de Control podrá ampliar, rehabilitar y/o reubicar las instalaciones de refinación y/o industrialización de hidrocarburos, para lo cual, en cada caso, requerirá del permiso correspondiente de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, previo al cumplimiento de los requisitos técnico-legales establecidos.

Art. 146.- Información.- La información relativa a los centros de refinación e industrialización de hidrocarburos, en cuanto a proyectos de inversión, operación, mantenimientos programados y emergentes, bajas de carga mayores al 5% respecto al periodo inmediato anterior, movimiento interno de productos, producción, calidad de derivados y demás información, debe ser remitida a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero en los medios, términos, frecuencia y formatos que establezca la normativa correspondiente.

Art. 147.- Calidad de Derivados.- Para la producción de derivados los Sujetos de Control que realicen actividades de refinación e industrialización deberán 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 deberán 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. 148.- Informe de resultados de calidad.- Los derivados previos a su comercialización deben disponer del informe de resultados de calidad que demuestre el cumplimiento de los requisitos establecidos en las Normas Técnicas Ecuatorianas vigentes, el mismo que será entregado al representante de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero o a quien lo requiera.

Art. 149.- Producción de derivados.- Los Sujetos de Control que realicen actividades de refinación e industrialización deben remitir, los primeros quince (15) días de cada año, el programa de producción anual para ejecutarse en dicho período, y los primeros diez (10) días de cada mes, los reportes del balance de producción en masa y volumen.

Art. 150.- Contabilidad de la Producción.- Los Sujetos de Control deberán disponer de un sistema que permita obtener reportes en 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 Hidrocarburífero, lo requiera.

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 Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 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 organismos acreditados conforme a la normativa vigente, cuyo costo deberá ser asumido por los Sujetos de Control.

Sección II

Elaboración de lubricantes

Art. 151.- Autorización.- Las personas interesadas en realizar actividades de elaboración y/o procesamiento de lubricantes, en plantas industriales de su propiedad, y las personas que, para la elaboración de producto de su marca, tengan contratos o convenios con empresas propietarias de plantas industriales legalmente instaladas en el territorio ecuatoriano, deben obtener autorización del Ministerio Sectorial, como elaboradoras de lubricantes.

Art. 152.- 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 lubricantes, deben solicitar la autorización al Ministerio Sectorial, para lo cual deben cumplir con la normativa vigente.

Art. 153.- Operación.- Previo al inicio de la operación de la planta de procesamiento y/o planta elaboradora de lubricantes, la persona natural o jurídica debe contar con la autorización de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero conforme al marco legal vigente.

Art. 154.- 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 Sectorial cumpliendo los requisitos establecidos en la normativa vigente.

CAPITULO IX

COMERCIALIZACION DE HIDROCARBUROS

Sección I

Comercialización interna de Hidrocarburos, Biocombustibles y sus mezclas

Art. 155.- Actividades de comercialización interna.- Las actividades de comercialización interna, pueden ser ejercidas por personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, públicas, privadas o mixtas, individualmente o en su conjunto, para cuyo efecto cumplirán con los requisitos específicos previstos en los reglamentos y normativa vigente.

Art. 156.- Abastecimiento.- Las comercializadoras calificadas, autorizadas y registradas para el ejercicio de las actividades de comercialización interna, deben abastecerse a través de EP PETROECUADOR o de quien haga sus veces autorizada por el Ministerio Sectorial; y estas a su vez, proveerán únicamente a su red de distribución autorizada.

Las comercializadoras calificadas, autorizadas por el Ministerio Sectorial que abastezcan a consumidores finales, deben adquirir los hidrocarburos, Biocombustibles y sus mezclas, exclusivamente de la abastecedora a la que se encuentra vinculado contractualmente.

Para estos propósitos se suscribirán, en cada caso, los contratos de suministro o de distribución.

En el caso de grasas y aceites lubricantes, los Sujetos de Control se abastecerán de proveedores o elaboradores autorizados por el Ministerio Sectorial para cuyo efecto deben contar con los contratos correspondientes.

Art. 157.- 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.

Art. 158.- Obligaciones Generales.- Todas las personas que realicen alguna o varias de las actividades de comercialización interna, además del cumplimiento de las normas que les apliquen, deberán:

1. Encontrarse debidamente calificadas, registradas y autorizadas por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero;
2. Prestar el correspondiente servicio en forma continua;
3. Llevar registros contables que reflejen en forma confiable y fidedigna sus operaciones, de acuerdo con las normas expedidas por las autoridades competentes;
4. Ingresar información diaria de las transacciones de la comercialización interna, en los sistemas informáticos de seguimiento y control que la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, establezca; o, de acuerdo con los tiempos establecidos en las normas correspondientes;
5. Cumplir con las reglamentaciones, normas técnicas, de seguridad y ambiente para la prestación del servicio de comercialización interna, manejo de los productos y estándares de diseño y construcción de las instalaciones;
6. Controlar bajo su responsabilidad que la calidad y cantidad de los productos que se expendan, cumplan con las regulaciones vigentes y que la atención al consumidor final sea adecuada, y oportuna;
7. Aplicar el régimen de precios establecido por el Presidente de la República, u otra autoridad competente;
8. Utilizar sistemas de medición confiables para la entrega del producto a sus consumidores finales;
9. Mantener debidamente calibrados los equipos e instrumentos utilizados en las actividades de comercialización interna, conforme los reglamentos y normativa correspondiente;
10. Proporcionar la información básica, comercial y cumplir con las responsabilidades y obligaciones del Sujeto de Control, a las que se refiere la Ley de Defensa del Consumidor;
11. Obtener bajo su responsabilidad, las demás autorizaciones, permisos o licencias que requieran para operar.

Art. 159.- Autorización de Factibilidad.- Las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, públicas, privadas o mixtas, individualmente o en conjunto, deben solicitar a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera, la autorización de factibilidad para el emplazamiento de un nuevo proyecto para realizar actividades de comercialización interna, adjuntando los requisitos establecidos en la reglamentación vigente o aquellos que dicten las autoridades competentes del sector.

Art. 160.- Requisitos y procedimientos.- Los requisitos y procedimientos que deben cumplir las personas interesadas y autorizadas a ejecutar actividades de comercialización interna, constarán en los reglamentos dictados para el efecto.

Art. 161.- Prohibición de nuevas autorizaciones y registros.- Se prohíbe la autorización y registro de nuevas instalaciones para la comercialización interna, donde la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero determine previo informe motivado, que la infraestructura existente es suficiente para atender la demanda del mercado.

Art. 162.- Autorizaciones para cuantías domésticas.- La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, proveerá y facilitará las autorizaciones para comercializar cuantías domésticas de consumo local, y que están destinadas a actividades agropecuarias, pequeña industria y artesanales de acuerdo a las regulaciones expedidas para el efecto.

Art. 163.- Catastro Industrial.- Los consumidores finales del segmento industrial (incluyendo los productos especiales), deben registrarse en el catastro a cargo de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

Art. 164.- Catastro de Instalaciones Centralizadas de GLP.- Las instalaciones centralizadas de GLP, deben registrarse en el catastro a cargo de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

Art. 165.- Autorización de abastecimiento de Hidrocarburos.- Para la realización de pruebas de comisionado y puesta en marcha, los Sujetos de Control, así como los consumidores al granel, según el caso, podrán solicitar a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, la autorización para el abastecimiento de los hidrocarburos para la comercialización interna, justificando la cantidad requerida.

Sección II

Comercio internacional de Hidrocarburos, Derivados, Biocombustibles y sus mezclas

Art. 166.- Actividades de importación y/o exportación de Hidrocarburos, Biocombustibles y sus mezclas.- Serán realizadas por cualquier persona natural o jurídica domiciliada o establecida en el país sujetándose a los requisitos técnicos, normas de calidad y control que fije la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

Art. 167.- Fiscalización.- La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, fiscalizará las operaciones de carga, descarga (exportaciones e importaciones), alijos y bunquereos de hidrocarburos, Biocombustibles y sus mezclas.

Para el efecto, quienes realicen estas operaciones, entregarán a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, la siguiente información:

1. Programa de embarques hasta el día veinte y cinco (25) del mes anterior al de carga.
2. Nominaciones e instrucciones de carga o descarga, y sus modificaciones previas (justificadas) a la ejecución de la actividad.
3. Documentos 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. 168.- Cupos de exportación.- La Secretaría de Hidrocarburos, fijará los cupos de exportación de hidrocarburos a las empresas públicas y privadas sobre la base de los estimados de levantes establecidos con base al marco legal vigente y cláusulas contractuales correspondientes.

La Secretaría de Hidrocarburos será la encargada de la distribución de los volúmenes exportados.

Art. 169.- Programa de embarques.- Los Sujetos de Control que ejecuten las actividades de exportación de petróleo crudo, sobre la base de la información oficializada por la Secretaría de Hidrocarburos, remitirán a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero y a los terminales, el programa de embarques del mes siguiente.

En el caso de las importaciones y exportaciones de los derivados, el programa de embarques será remitido por el Sujeto de Control que realice dicha actividad.

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; y, debe ser remitido a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, hasta el día veinte y cinco (25) del mes anterior al de carga.

Art. 170.- Adjudicaciones y contratos de compra venta.- La información relativa a la adjudicaciones y

contratos de compra venta de Hidrocarburos, Biocombustibles y sus mezclas efectuada, incluyendo los términos contractuales, debe ser remitida por EP Petroecuador a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

Art. 171.- Arribo de Buque Tanque.- 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 Hidrocarburífero y a la compañía compradora dicho acontecimiento y procederán a aplicar las cláusulas establecidas en los términos contractuales.

Art. 172.- Asignación de las fechas del embarque.- Para efectos del pago de tarifa en los contratos suscritos con la Secretaría 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. 173.- Designación del Organismo de Inspección.- Los Sujetos de Control designarán en conjunto con el comprador o vendedor, antes de cada embarque, los servicios de un Organismo de Inspección calificado y autorizado por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero que realizará la inspección para determinar la cantidad y calidad del producto a ser importado o exportado en los tanques en tierra y en el medio de transporte asignado.

Se excluye de este requerimiento la importación de lubricantes y aceite agrícola (spray oit).

Por otra parte, podrán también participar en los operativos de carga y descarga, organismos que actúan como inspector de control de pérdidas (loss control), autorizados por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero si la empresa vendedora o compradora lo requiere, el cual podrá únicamente participar como veedor del proceso.

Al finalizar las operaciones de importación o exportación de hidrocarburos, el Organismo de Inspección dentro del plazo de cinco (5) días, debe remitir a las partes contratantes y a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero el reporte final de la cantidad y calidad del producto y de ser el caso emitir la carta protesto y el informe técnico con los sustentos respectivos cuando se aplique el factor de experiencia del buque. Adicionalmente, la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero podrá requerir a los organismos que actúen como inspector de control de pérdidas (loss control) el reporte del operativo de carga/descarga, y el reporte final emitido.

Art. 174.- Control de Calidad.- La determinación de la calidad de los Hidrocarburos exportados o importados será realizada por un Laboratorio de ensayos calificado y autorizado por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero cuyos resultados deben cumplir con los valores especificados en los términos contractuales.

Dichos ensayos deben ser realizados en presencia de un delegado del Sujeto de Control, de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, del Organismo de Inspección nominado y representante del terminal de importación o exportación.

Una copia de los informes finales de los resultados debe ser entregada a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero 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 Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero las acciones a seguir y 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 Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

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 Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 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. 175.- 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 Hidrocarburífero 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 Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, del Organismo de Inspección y los costos serán cubiertos por la empresa solicitante.

Art. 176.- Determinación de la cantidad.- La determinación del volumen o cantidad de los Hidrocarburos y Biocombustibles y sus mezclas 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 de Inspección nominado, y fiscalizado por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

Art. 177.- 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.

Si la diferencia definitiva del volumen obtenido está dentro del margen de tolerancia permisible de acuerdo a las normas técnicas nacionales e internacionales vigentes, los resultados en tierra serán válidos, caso contrario el organismo de inspección deberá presentar un informe técnico sustentado, asimismo 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 Organismo de Inspección, determinará la pertinencia de la aplicación del factor de experiencia del buque, y deberá ser remitida a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, dentro de las cuarenta y ocho (48) horas siguientes a su suscripción.

La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero controlará y fiscalizará todo el proceso de aplicación del factor de experiencia.

Art. 178.- Penalizaciones y demorajes.- Los Sujetos de Control deben comunicar a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero las penalizaciones aplicadas por incumplimiento contractual a la cantidad, calidad, Arribo Fuera de Ventana y por demorajes, en la importación y exportación de Hidrocarburos.

El Sujeto de Control remitirá a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero los cálculos de penalización incluyendo los parámetros que se utilizaron para su determinación, los costos para el ajuste de la calidad y las facturas emitidas por penalizaciones a cada importación de Hidrocarburos que no cumplan con las especificaciones de cantidad, calidad y Arribo Fuera de Ventana. Así también, deberán informar a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, sobre penalizaciones aplicadas por demorajes, según lo establecido en los términos contractuales.

Art. 179.- Documentos 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, Biocombustibles y sus mezclas.

Art. 180.- Certificados de origen.- Los Sujetos de Control que se dediquen a la exportación de hidrocarburos deben solicitar a la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos, el Certificado de Origen del producto a exportar, el mismo que se emitirá conforme a los acuerdos comerciales vigentes.

Art. 181.- 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 Hidrocarburífero diariamente cuando se realicen los operativos y la logística de las importaciones y exportaciones de hidrocarburos: la 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 otras requeridas por dicha Agencia.

CAPITULO X AUDITORIA Y CONTROL ECONOMICO

Art. 182.- Información.- Los Sujetos de Control deben entregar a la Secretaría de Hidrocarburos y a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 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 Hidrocarburífera.

Sección I Auditoría

Art. 183.- Contabilidad General.- Los Sujetos de Control a excepción de las empresas públicas del sector, deberán presentar a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero 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.

Art. 184.- Ejecución de auditorías y/o exámenes especiales.- La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero 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 hidrocarburíferas, se sujetarán a los reglamentos y normas de contabilidad establecidos en los contratos.

Art. 185.- Procedimiento de Auditoría.- Los Sujetos de Control que no dispongan de reglamentos o normas de contabilidad que forman parte de sus contratos, emitidos por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero para la ejecución de las auditorías, se sujetarán a los siguientes procedimientos:

1. Notificación.- La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero 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 plazo máximo de quince (15) días calendario, 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 cinco (5) días calendario, los comentarios o justificativos que crean pertinentes a las observaciones contenidas en el informe provisional.

1. Acta del Informe Provisional.- Los Auditores en un plazo máximo de quince (15) días calendario emitirán 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 el término de cinco (5) días calendario, caso contrario se entenderá como aceptada la misma.
2. Informe de Auditoría.- La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero emitirá el informe final de auditoría o examen especial, en un plazo máximo de un (1) mes calendario, posterior a la suscripción del acta del informe provisional.
3. Comentarios.- Los Sujetos de Control, de considerar pertinente, dentro de un (1) mes calendario, presentarán a la máxima autoridad de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero sus comentarios, respecto al informe final de auditoría o examen especial.
4. Contestación a los Comentarios.- La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero tendrá el plazo de un (1) mes calendario a partir de la recepción de los comentarios de los Sujetos de Control para emitir su respuesta.
5. Objeciones y Pronunciamientos.- Los Sujetos de Control en un (1) mes calendario, presentarán ante el Ministerio del Ramo, sus objeciones a la respuesta emitida por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero 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.

Sección II CONTROL ECONOMICO

Art. 186.- Detalle de bienes, equipos e instalaciones amortizables y propiedad, planta y equipos depreciables (activo fijo).- Los Sujetos de Control a excepción de las Empresas Públicas, deben presentar a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero 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, al treinta y uno (31) de diciembre del año calendario inmediato anterior; así como, el detalle de bienes de control (bienes menores al valor establecido). 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.

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 individualmente cada uno de los componentes y accesorios principales que los conforman, registrando según corresponda la siguiente información: código del proyecto (AFE), descripción ampliada, especificaciones, código de la compañía, marca, modelo, serie, fecha de adquisición, valor histórico, proveedor, cuenta contable, 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), 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), descripción ampliada, depreciación acumulada, código del bien, marca, modelo, serie, fecha de adquisición, valor histórico, valor residual, proveedor, ubicación y estado del bien.

Art. 187.- Detalle de bienes equipos e instalaciones amortizables y propiedad, planta y equipo depreciables.- Los Sujetos de Control deben presentar a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero 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 la Secretaría de Hidrocarburos, según corresponda y aplique.

Art. 188.- Inventario de materiales (existencias en bodega).- Los Sujetos de Control a excepción de las Empresas Públicas, deberán remitir a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero 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. 189.- Autorización para enajenar, gravar y retirar activos, bienes e instalaciones.- Los Sujetos de Control a excepción de las Empresa Públicas, no podrán enajenar gravar y retirar, parte alguna de los bienes sin autorización de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero conforme lo que determina la Ley de Hidrocarburos, normas y procedimientos expedidos para el efecto, y cláusulas contractuales.

CAPITULO XI

REVERSION Y DEVOLUCION DE AREAS

Art. 190.- Aprobación de Planes de Mantenimiento.- Mínimo dos (2) año antes de la finalización del contrato de exploración y explotación, refinación, industrialización, transporte, almacenamiento y comercialización, los Sujetos de Control, están obligados a presentar para aprobación de la Secretaría de Hidrocarburos con copia a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, los programas, planes y cronogramas de mantenimiento de equipos y maquinaria para el año siguiente a la conclusión del contrato.

Art. 191.- Existencia en bodega.- Con el propósito de garantizar la continuidad normal de las operaciones y la eficiencia del servicio, los Sujetos de Control, a la finalización de los contratos establecidos en los artículos 2 y 3 de la Ley de Hidrocarburos, por cumplimiento de plazos o por cualquier otro motivo, están obligados a mantener en bodega una cantidad de repuestos (stock) no inferior a la que corresponde a las normas específicas de los diferentes equipos y maquinarias y a efectuar el mantenimiento, en forma sistemática de todas las obras de infraestructura equipos e instalaciones requeridos en la industria hidrocarburífera, con la finalidad de asegurar la eficiencia del servicio y su operatividad. Sin perjuicio de lo anterior, durante los dos últimos años los Sujetos de Control están obligados a presentar a la Secretaría de Hidrocarburos con copia a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, los programas de stock mínimos de repuestos, para su aprobación.

Art. 192.- 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 Secretaría 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.

Para los contratos de hidrocarburos, que sean suscritos con posterioridad a la expedición del presente instrumento, y dentro de los cuales se celebren contratos de arrendamiento mercantil o leasing, al menos con dos (2) años de anticipación a la terminación de los contratos de hidrocarburos, los Sujetos de Control deberán ejercer la opción de compra, previamente aprobada por la Secretaría de Hidrocarburos.

Art. 193.- Terminación de Contratos: Las Compañías operadoras por lo menos ciento ochenta días (180) antes de la terminación del contrato, por vencimiento del plazo, entregarán a la Secretaría de Hidrocarburos, la siguiente información según sea el caso:

1. La información primaria y planos de las áreas asignadas;
2. La información relativa al cumplimiento de la normativa ambiental;
3. Los listados de las maquinarias, instalaciones, equipos y demás bienes adquiridos para los fines del contrato;
4. Las especificaciones de los equipos; manuales de operación y diagramas "Como está construido" ("As Built");
5. Las copias de todos los contratos que estén vigentes con terceros;
6. Los reportes de mantenimiento, registros de inscripción y evaluación de equipos, correspondientes a los últimos cinco años: así como, el programa de mantenimiento del año siguiente a la fecha de traspaso;
7. El inventario de repuestos y materiales para la operación de plantas, equipo y pozos;
8. Los libros actualizados de contabilidad;
9. El cronograma de entrega de todas las instalaciones, equipos y demás bienes adquiridos para fines del contrato;
10. Y demás información requerida por la Secretaría de Hidrocarburos.

Ciento ochenta días (180) antes de la terminación del período de vigencia del contrato se conformará una comisión integrada por la Secretaría de Hidrocarburos, la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero; otra institución que designe el Ministerio Sectorial de ser el caso; y, el Sujeto de Control, 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 de la Secretaría de Hidrocarburos y deberán suscribir la respectiva acta entrega recepción.

Al término del contrato por otras causas entre ellas las del artículo 74 de la Ley de Hidrocarburos, los Sujetos de Control entregarán la información arriba señalada, en un plazo no mayor a sesenta (60) días desde la fecha de notificación. Para la entrega recepción de los bienes respectivos, se conformará una comisión interinstitucional de la forma señalada.

Art. 194.- Certificado de entrega de información.- Terminado el contrato respectivo, o en la devolución de áreas, la Secretaría de Hidrocarburos 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 la Secretaría de Hidrocarburos 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 XII DEL CONTROL Y SANCIONES

Art. 195.- Control.- Las Operaciones Hidrocarburíferas serán controladas por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero para asegurar el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias y podrá realizarse en cualquier momento sin aviso previo al Sujeto de Control.

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

1. Control anual para verificar que:
 1. Los requisitos solicitados para las distintas fases de las operaciones hidrocarburíferas, según

corresponda, estén vigentes.

2. Las condiciones técnicas y de seguridad de la infraestructura, se mantengan de acuerdo a la autorización y registro otorgados inicialmente.

3. El Sujeto de Control no tenga obligaciones económicas exigibles pendientes, respecto a los pagos por los derechos de servicios de regulación, control y administración que presta la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

2. 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.

Art. 196.- Resultados del Control.- Si como resultado del control realizado por la ARCH, 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 y calificaciones presentadas en la correspondiente solicitud, la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero otorgará un plazo para que el Sujeto de Control solvante las observaciones realizadas, de conformidad con la normativa específica vigente.

Los Sujetos de Control deberán cumplir con la normativa establecida y los requisitos que dieron lugar a la autorización de operación y registro, para lo cual la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero emitirá el certificado de control anual correspondiente.

Art. 197.- Sanciones.- La inobservancia o incumplimiento de los preceptos establecidos en el presente Reglamento y demás normativa que rigen las actividades hidrocarburíferas, darán lugar al inicio del procedimiento administrativo que corresponda, así como, a la imposición de las sanciones de conformidad con la normativa legal vigente.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

PRIMERA: Los Sujetos de Control dentro del plazo de un (1) año contado a partir de la fecha de vigencia de este Reglamento, deberán adecuar sus sistemas de medición e instalaciones para el procesamiento de gas asociado de la fase de exploración y explotación de hidrocarburos y planes de integridad de ductos, conforme a lo establecido en este Reglamento.

SEGUNDA: En el plazo de un (1) año contado a partir de la fecha de vigencia de este Reglamento, el Ministerio Sectorial conformará y coordinará una comisión interinstitucional, para elaborar proyectos tendientes a recuperar las zonas afectadas u ocupadas de forma irregular, de los derechos de vía y áreas de seguridad de la infraestructura hidrocarburífera.

TERCERA: En el plazo de cuarenta y cinco (45) días contados a partir de la fecha de vigencia de este Reglamento, la Secretaría de Hidrocarburos y la Agencia de Control y Regulación Hidrocarburífero deberán publicar los formatos establecidos en este Reglamento en la página web de su Institución.

CUARTA: Para la implementación de los sistemas de contabilidad de la producción en los centros de refinación e industrialización, se concede un plazo de tres (3) años, contados a partir de la fecha de vigencia del presente Reglamento.

QUINTA: La Secretaría de Hidrocarburos será la encargada de la distribución de los volúmenes de hidrocarburos exportados, para lo cual, en el plazo de un (1) año a partir de la fecha de vigencia de este Reglamento, creará la unidad administrativa y operativa correspondiente para la ejecución de esta actividad.

SEXTA: Los Sujetos de Control dentro del plazo de seis (6) meses contados a partir de la fecha de

vigencia de este Reglamento, deberán migrar, actualizar y levantar toda su información conforme el sistema de referencia WGS-84, a fin de estandarizar la información espacial acorde la cartografía base nacional.

SEPTIMA: Los Sujetos de Control dentro del plazo de un (1) año contado a partir de la fecha de vigencia de este Reglamento, deberán implementar un sistema de contabilidad de costos a nivel de pozos, capaz de cuantificar los costos variables de producción por barril de dichos pozos.

DISPOSICIONES FINALES

PRIMERA: 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.

SEGUNDA: El presente Reglamento entrará en vigencia a partir de su publicación en el Registro Oficial, y de su aplicación se encargará el Ministro de Hidrocarburos, el Secretario de Hidrocarburos y el Director Ejecutivo de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

DISPOSICIONES DEROGATORIAS

UNICA: Deróguese el Reglamento Sustitutivo al Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas, expedido mediante Acuerdo Ministerial No. 389, publicado en Registro Oficial No. 671 de 26 de septiembre del año 2002, y todas su reformas.

ANEXO A

DEFINICION DE TERMINOS:

A

Actividades Hidrocarburíferas: Conjunto de trabajos o acciones organizadas que se desarrollan dentro de las operaciones hidrocarburíferas.

Actividades de perforación: Constituyen la perforación de pozos exploratorios, avanzada, desarrollo, re-entradas, inyectores, re-inyectores, de relleno, multilaterales, programas alternos (profundizaciones, cambio del diseño geométrico del pozo, sidetrack, perforación costa afuera; y otros).

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

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

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: 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 hidrocarburíferas.

Area 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 en una mezcla con combustibles fósiles y con los provenientes de los restos orgánicos como el Biogás.

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 consistente de uno o varios Yacimientos, todos ellos agrupados o relacionados a una misma característica estructural geológica o condiciones estratigráficas en la que se tiene una o más acumulaciones de hidrocarburos.

Campo Unificado: Es un área que contiene uno o varios Yacimientos Comunes.

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 crudo 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 interválica, velocidad promedio de los horizontes que funcionan como marcadores geológicos.

Comercio internacional de hidrocarburos: Actividad que consiste en la importación y exportación de hidrocarburos.

Comercialización Interna: Actividades de abastecimiento, almacenamiento, envasado, transporte, distribución y venta al público de Gas Natural, derivados (incluidos aceites y grasas lubricantes), Biocombustibles y sus mezclas, a nivel Nacional.

Comercializadora(s): persona natural, jurídica, autorizado por el Ministerio Sectorial, para ejercer las actividades de comercialización interna. Se incluye dentro de esta definición a la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, EP PETROECUADOR.

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.

Completación de Pozo: Configuración y conjunto de equipos diseñados para la producción del pozo.

Condensado de Gas Natural: Mezcla de hidrocarburo que permanece líquido a condiciones estándar con alguna cantidad de propano y butano disueltos en la mezcla.

Condiciones Estándar: Condiciones de presión y temperatura de referencia para los hidrocarburos. Para temperatura es de 15,5 grados centígrados 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.

Consignador: Propietario de las mercancías que entrega a otra entidad comercializadora en calidad de depósito, manteniendo la propiedad sobre ellas, hasta que sean entregadas al Consignatario.

Consignatario: Persona natural o jurídica encargado de vender las mercancías recibidas del Consignador.

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.

Cupo de Exportación: Volúmenes de hidrocarburos fijados trimestralmente y ajustados mensualmente por la Secretaría de Hidrocarburos 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.

Derecho de Vía (DdV): Franja de terreno (servidumbre legal de paso) en que las tuberías, ductos y líneas de flujo, son construidas y operadas por los Sujetos de Control que asegura el derecho de ingreso y salida de una instalación, su operación y mantenimiento. El ancho de la franja se delimita por acción legal, judicial, acuerdos o actos administrativos emitidos por autoridad competente.

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

Downstream: Comprende las fases refinación e industrialización y la comercialización de hidrocarburos, Biocombustibles y sus mezclas al consumidor final.

Ducto: Sistema de transporte de hidrocarburos constituido por tuberías e infraestructura anexa necesaria para su operación; pueden ser oleoductos, gasoductos o poliductos.

Ductos Principales: Oleoductos, gasoductos y poliductos, principales.

Ductos Secundarios: Oleoductos y gasoductos, secundarios.

E

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

Embarque: Entrada del buque tanque y/o barcaza al terminal marítimo y/o puerto fluvial para la carga y descarga de petróleo y/o derivados destinada para la exportación y/o cabotaje.

Energía Alternativa: Energía que se obtiene de fuentes naturales virtualmente inagotables, ya sea por la inmensa cantidad de energía que contienen, o porque son capaces de regenerarse por medios naturales.

Enlace de Datos: Medio de conexión entre dos lugares con el propósito de transmitir y recibir 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 crudo estimados por la Secretaría de Hidrocarburos 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 de Yacimientos: Es la forma (anticlinal, entre otros) que presentan las formaciones geológicas 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 un contenedor o recipiente en cada una de las facilidades de las diferentes fases de la industria hidrocarburífera.

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 una actividad de las operaciones hidrocarburíferas que dispone de un conjunto de estudios geológicos, geofísicos, geoquímicos y otros, así como, la perforación de pozos exploratorios y actividades necesarias relacionadas 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 de la Secretaría de Hidrocarburos.

Explotación Unificada: Es la explotación de hidrocarburos de un yacimiento calificado como común a dos o más campos.

F

Facilidades de Producción: Instalaciones, plantas, tanques 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, Verificate 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: Para efectos del presente Reglamento, 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 encuentra en los yacimientos petroleros con una composición variable

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, un poco de etano, pequeñas cantidades de propano y butano; y otros.

Gas Seco: Hidrocarburo en estado gaseoso, compuesto casi exclusivamente por metano (CH₄).

Gasoducto Principal: Sistema de transporte de hidrocarburos en estado gaseoso entre centros de: producción, importación/exportación, almacenamiento, industrialización o terminales de embarque.

Gasoducto Secundario: Sistema de transporte de hidrocarburos en estado gaseoso desde facilidades de producción hasta un gasoducto principal o desde un gasoducto principal hasta el sistema de distribución para su comercialización.

H

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

Hidrocarburos.- Para la aplicación de este Reglamento se entiende por Hidrocarburos al petróleo crudo, sus derivados y Gas Natural.

I

Importación de hidrocarburos: Es la introducción 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.

Información en Tiempo Real: Es aquella que contiene el valor y la secuencia de caracteres que denotan la hora y la fecha en la cual ocurrió un determinado evento, en un dispositivo de medida.

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, incluyendo los datos

sobre exploración, producción, reservas, transporte, refinación y otras actividades industriales, ventas internas, exportaciones, personal; señalando los resultados obtenidos en comparación con el programa de actividades y presupuesto de inversiones, costos y gastos.

Inspector de control de pérdidas (Loss Control): Inspector autorizado por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, ARCH, 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.

L

Laboratorio: Personas jurídicas nacionales o extranjeras públicas o privadas o mixtas, universidades o escuelas politécnicas que realizan ensayos y/o calibraciones en la industria hidrocarburífera, en base a una determinada norma.

Laboratorio Acreditado: Personas jurídicas nacionales o extranjeras públicas o privadas o mixtas, universidades o escuelas politécnicas, calificadas por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, ARCH, que cuentan con acreditación otorgada por el Servicio de Acreditación Ecuatoriano (SAE) o de otro organismo reconocido a nivel internacional que se encuentre dentro del Acuerdo de Reconocimiento Mutuo de Calibración y Ensayos de ILAC (International Laboratory Accreditation Cooperation), que realizan ensayos y/o calibraciones en la industria hidrocarburífera, en base a una determinada norma.

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 crudo, gas, agua y sus mezclas, que conecta el cabezal del pozo con un manifold o con las facilidades de producción; como calentadores -tratadores, separadores u otros.

M

Ministerio Sectorial / Ministerio: Es el Ministerio de Hidrocarburos o aquel que lo sustituya.

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

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

Midstream: Las operaciones del midstream incluye el transporte por ductos, buques o auto tanques, el almacenamiento y la comercialización al por mayor de hidrocarburos, Biocombustibles y sus mezclas.

Las operaciones del Midstream incluyen algunos elementos de los sectores del upstream y downstream.

MTU: Es un conjunto portátil de superficie para sistema de levantamiento artificial de bombeo hidráulico, compuesta de dos conjuntos principales: motor - bomba; conjunto modulo separador.

Muestra Testigo: Volumen de hidrocarburos que permanece bajo custodia del Sujeto de Control y a disposición de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, ARCH, 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 Hidrocarburíferas: 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 de inspección: Persona jurídica aprobada y registrada en la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, ARCH, para realizar actividades de inspección en el Sector Hidrocarburífero.

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.

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: Conjunto de actividades e inversiones estimadas que las empresas públicas y contratistas se comprometen a realizar para desarrollar los yacimientos de hidrocarburos comercialmente explotables, producto de la exploración adicional realizada en el periodo de explotación.

Plan de Explotación Anticipada: Conjunto de actividades e inversiones estimadas que las empresas públicas y contratistas se comprometen a realizar durante el periodo de exploración, para desarrollar los yacimientos de hidrocarburos comercialmente explotables, descubiertos en el período de exploración.

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.

Plazos y términos: Los plazos y términos, se estará conforme lo dispuesto en el artículo 118 del Estatuto del Régimen Jurídico y Administrativo de la Función Ejecutiva.

Play: Conjunto de prospectos con características geológico-petroleras similares.

Poliducto Principal: Sistema de Transporte de derivados de petróleo, productos petroquímicos o gas en estado líquido, integrado por tuberías y otros equipos e instalaciones de transporte y almacenamiento, que va desde una cabecera o buque tanque hasta un terminal. Un poliducto podrá tener uno o varios terminales intermedios.

Pozo: Obra de ingeniería, que consiste principalmente de un 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 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 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 (rípios de perforación) a un yacimiento no productor.

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

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

Pozo Vertical: Es aquel que penetra en un ángulo recto en la formación de interés con relación al plano horizontal.

Pre-Prospecto: Trampa potencial, aún no susceptible de ser perforada.

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

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. El BS&W no superará el porcentaje determinado en el Reglamento correspondiente.

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.

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.

Programa Alterno: 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.

Protocolo 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.

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.

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.

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 crudo y/o as (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.

Recipiente a Presión: Estructura metálica soldada, diseñada para el almacenamiento de hidrocarburos a una presión mayor a la atmosférica.

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.

Re-entry (Re entrada): 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 crudo 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).

Recursos Contingentes: 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 debido a una o más contingencias. Los Recursos Contingentes pueden incluir, por ejemplo, proyectos para cuales actualmente no existen mercados viables, o donde una recuperación comercial es dependiente de tecnología aún bajo desarrollo, o donde la evaluación de la acumulación es insuficiente para claramente evaluar la comerciabilidad. Los Recursos Contingentes se categorizan de acuerdo con el nivel de certeza asociado con las estimaciones y pueden ser sub-clasificados basados en la madurez del proyecto y/o caracterizados por su estado económico.

Las cantidades recuperables estimadas deben ser inicialmente clasificadas como Recursos Contingentes hasta que se definen los proyectos con suficiente chance de desarrollo comercial para clasificar todas o parte de las cantidades como Reservas.

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 crudo, condensado y Gas Natural que se pueden recuperar comercialmente de acumulaciones conocidas desde una fecha determinada en adelante. Las reservas deben satisfacer 4 criterios:

- Deben estar descubiertas
- Deben ser recuperables
- Deben ser comerciales
- Deben basarse en el /los proyectos de desarrollo aplicado(s)

Las reservas pueden además ser categorizadas de acuerdo con el nivel de certeza asociado con las estimaciones y pueden ser subclasificadas basadas en la madurez del proyecto y/o caracterizadas por el estado de desarrollo como:

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 y bajo condiciones económicas, métodos de operación y reglamentación gubernamental definidas. Debe tener una probabilidad de 90% que las cantidades realmente recuperadas igualen o excedan la estimación. El área del reservorio considerado como Probado incluye:

1. El área delineada por la perforación y definida por los contactos de fluido o LIP/LKO.
2. Porciones no perforadas de reservorio que pueden ser consideradas como contiguas y comercialmente productivas en base a los datos de geociencias e ingeniería, disponibles.

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. En términos probabilísticos, debería haber al menos un 50% de probabilidad de que las cantidades recuperadas reales igualarán o excederán la estimación 2P.

Se puede asignar como Reservas Probables a áreas de un reservorio adyacente a las reservas probadas en las que el control de datos o interpretaciones de los datos disponibles son menos certeros. La continuidad del reservorio interpretado puede no reunir los criterios de certeza razonable.

Reservas Posibles: Reservas adicionales cuyo análisis de datos de geociencias e ingeniería sugieren que son menos posibles de ser recuperadas que las Reservas Probables, En términos probabilísticos, debería haber al menos un 10% de probabilidad de que las cantidades recuperadas reales igualarán o excederán la estimación 3P.

Se puede asignar como Reservas Posibles a áreas de un reservorio adyacente a las reservas probables en las que el control de datos o interpretaciones de los datos disponibles son menos certeros.

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.

Servidor de historización de datos: equipo que contiene una base de almacenamiento de datos centralizada para su recepción, procesamiento y entrega.

Servidores del Sector Hidrocarburífero Estatal: Los servidores/as del Ministerio de Hidrocarburos, Secretaría de Hidrocarburos y a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, ARCH.

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 hidrocarburíferas.

Sujetos de Control: Son las empresas públicas o privadas, nacionales o 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.

T

Tanque de Almacenamiento: Recipiente diseñado para el almacenamiento de hidrocarburos, Biocombustibles, sus mezclas, agua de formación y slop, temporal o prolongado y/o procesamiento de fluidos a presiones iguales o cercanas a la atmosférica.

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

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 provenientes de instalaciones industriales anexas.

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.

Upstream: Comprende las fases de exploración, perforación y explotación en la industria hidrocarburífera.

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).

Y

Yacimiento (Reservorio): Es todo cuerpo de roca en el cual se ha acumulado petróleo, Gas Natural o ambos, y que se comporta como una unidad independiente en cuanto a mecanismos de producción.

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