



REGISTRO OFICIAL

ÓRGANO DEL GOBIERNO DEL ECUADOR

Administración del Sr. Ec. Rafael Correa Delgado
Presidente Constitucional de la República

EDICIÓN ESPECIAL

Año I - Nº 43

**Quito, viernes 23 de
agosto de 2013**

Valor: US\$ 1.25 + IVA



**ING. HUGO ENRIQUE DEL POZO
BARREZUETA
DIRECTOR**

Quito: Avenida 12 de Octubre
N 16-90 y Pasaje Nicolás Jiménez

Dirección: Telf. 2901 - 629
Oficinas centrales y ventas:
Telf. 2234 - 540

Distribución (Almacén):
Mañosca Nº 201 y Av. 10 de Agosto
Telf. 2430 - 110

Sucursal Guayaquil:
Malecón Nº 1606 y Av. 10 de Agosto
Telf. 2527 - 107

Suscripción anual: US\$ 400 + IVA
para la ciudad de Quito
US\$ 450 + IVA para el resto del país
Impreso en Editora Nacional

52 páginas

www.registroficial.gob.ec

**Al servicio del país
desde el 1º de julio de 1895**

AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL HIDROCARBURÍFERO

RESOLUCIONES:

005-001-DIRECTORIO-ARCH-2013 Expídense las disposiciones que norman el ejercicio de la jurisdicción coactiva de la ARCH	3
005-002-DIRECTORIO-ARCH-2013 Expídense el Reglamento para el Funcionamiento del Directorio de la ARCH	8
005-003-DIRECTORIO-ARCH-2013 Expídense el Instructivo para la calificación y registro de organismos de inspección y laboratorios de ensayo y/o de calibración para el sector hidrocarbúfero.....	11
005-004- DIRECTORIO-ARCH-2013 Expídense la Norma para el manejo y control del Biodiesel (B100) y la Mezcla Diesel Premium - Biodiesel (Diesel Premium).....	37
005-005-DIRECTORIO-ARCH-2013 Expídense el Instructivo para la entrega de información en el sistema de trazabilidad comercial en la comercialización de gas licuado de petróleo, gas natural licuado y combustibles líquidos derivados de hidrocarburos.....	44

No. 005-001-DIRECTORIO-ARCH-2013

**EL DIRECTORIO DE LA AGENCIA DE
REGULACIÓN Y CONTROL
HIDROCARBURÍFERO**

Considerando:

Que el primer inciso del artículo 313 de la Constitución de la República del Ecuador, otorga al Estado 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 segundo inciso del artículo 9 de la Ley de Hidrocarburos determina que la industria petrolera es una actividad altamente especializada, por lo que será normada por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburiífero en el ámbito de su competencia;

Que el artículo 5 de la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario Interno publicada en el Suplemento del Registro Oficial No. 244 de 27 de julio de 2010, que reforma el artículo 11 de la Ley de Hidrocarburos, crea la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburiífero como una institución de derecho público adscrita al Ministerio Sectorial con personalidad jurídica, autonomía administrativa – técnica, económica, financiera y patrimonio propio, encargada de regular, controlar y fiscalizar las actividades técnicas y operacionales en las diferentes fases de la industria hidrocarburiífera. Cuyo literal i) señala que es atribución de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburiífero ejercer la jurisdicción coactiva en todos los casos de su competencia;

Que el literal h) del artículo ibidem atribuye a la ARCH la competencia de fijar y recaudar los valores correspondientes por los servicios de administración y control;

Que el octavo inciso del artículo 78 de la Ley de Hidrocarburos, reformado por la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario Interno, dispone que para el cobro de las multas previstas en la Ley, se otorga jurisdicción coactiva a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburiífero;

Que el literal l) del artículo 34 del Estatuto Orgánico de Gestión Organizacional por Procesos de la ARCH, contenido en el Acuerdo Ministerial No. 264 publicado en la Edición Especial del Registro Oficial No. 153 de 03 de junio del 2011 señala como atribución de la Dirección Jurídica, Trámites de Infracciones y Coactivas de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburiífero ejercer la jurisdicción coactiva de la ARCH en el ámbito de su competencia;

Que la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburiífero, es el organismo público de control y regulación que tiene la facultad de expedir normas de carácter general en el sector hidrocarburiífero, por ser de su competencia;

Que es necesario normar el ejercicio de la jurisdicción coactiva para el cobro de multas impuestas dentro de procesos administrativos y/o por los valores pendientes de pago por concepto de servicios de administración y control se adeudan a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburiífero;

EN EJERCICIO de la facultad que le confiere el literal i) del artículo 11 de la Ley de Hidrocarburos, en concordancia con el numeral 1) del artículo 21 de su norma adjetiva, y el literal b) del artículo 14 del Estatuto Orgánico de Gestión Organizacional por Procesos de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburiífero

Resuelve

Expedir las Disposiciones que norman el ejercicio de la jurisdicción coactiva de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburiífero – ARCH

Artículo 1.- De la jurisdicción coactiva.- Alcance.- La jurisdicción coactiva se aplicará con arreglo a lo dispuesto en la Sección Trigésima del Código de Procedimiento Civil, los literales h) e i) del artículo 11 y el octavo inciso del artículo 78 de la Ley de Hidrocarburos.

Tiene por objeto hacer efectivo el pago de los valores que por concepto de multas dentro de procesos administrativos imponga el Director Ejecutivo de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburiífero, los Directores de las Agencias Regionales de Control Hidrocarburiífero o sus delegados; y/o los valores correspondientes a los pagos por servicios de regulación, control y administración se adeudan a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburiífero. Serán susceptibles, además de cobro vía coactiva, los valores generados por la aplicación de sanciones pecuniarias y multas previstas en la Ley de Hidrocarburos y/o sus Reglamentos interpuestas dentro de procesos iniciados por la ex Dirección Nacional de Hidrocarburos y actual Agencia de Regulación y Control Hidrocarburiífero, así como los valores que por concepto de servicios de regulación, control y administración se encuentren pendientes de pago previos a la expedición de la presente Resolución.

El Director Ejecutivo de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburiífero o el servidor delegado ejercerá la Jurisdicción Coactiva y actuará como Juez o Jueza Especial de Coactivas.

En las Agencias Regionales de Control Hidrocarburiífero, el Director o Directora Regional, en el ámbito de la competencia territorial, actuará como servidor o servidora recaudador, de conformidad a lo dispuesto en el Estatuto Orgánico de Gestión Organizacional por Procesos de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburiífero.

El Director Ejecutivo de la ARCH o su delegado o delegada y los Directores Regionales fundamentarán su actuación en la orden de cobro.

Para el caso de valores pendientes de pago por concepto de multas dentro de procesos administrativos, el Director Ejecutivo de la ARCH o su delegado o delegada y los

Directores Regionales fundamentarán su actuación en la orden de cobro y en la resolución administrativa. El servidor o servidora encargado de la sustanciación del procedimiento administrativo colocará la correspondiente razón de ejecutoria, al pie del respectivo documento.

La acción coactiva se fundamentará en el título de crédito de la obligación legalmente emitida, la que deberá ser pura, líquida, determinada y de plazo vencido. El trámite coactivo empieza con la notificación del Título de Crédito y concluye una vez satisfecha la obligación o de acuerdo con las normas del Código de Procedimiento Civil.

Artículo 2.- Titular de la acción coactiva.- Para los efectos de la aplicación de esta Resolución, el Director Ejecutivo de la ARCH o su delegado o delegada se constituye en Juez o Jueza Especial de Coactivas y actuará como servidor o servidora ejecutor. En las Agencias Regionales de Control Hidrocarburífero actuará como funcionario recaudador el Director Regional.

El Director Ejecutivo de la ARCH podrá delegar el ejercicio de la acción coactiva, de conformidad con lo que disponen los artículos 35 de la Ley de Modernización del Estado, Privatizaciones y Prestación de Servicios Públicos por Parte de Iniciativa Privada y 55 del Estatuto del Régimen Jurídico y Administrativo de la Función Ejecutiva.

Artículo 3.- De la orden de cobro.- Emisión.- Fenecido el término de quince días al que se refiere el último inciso del artículo 14 del Reglamento a la Ley 2007-85 Reformativa a la Ley de Hidrocarburos y al Código Penal, si la resolución de multa no ha sido cancelada por el administrado o administrada, o si ha fenecido el plazo para el pago de los valores correspondientes a los servicios de regulación, control y administración, el Director Ejecutivo de la ARCH o su delegado o delegada y los Directores de las Agencias Regionales dictarán la correspondiente orden de cobro concediéndole al administrado o administrada el término de tres (3) días para que cancele los valores pendientes de pago, bajo prevenciones legales.

La orden de cobro constituye la disposición o el pedido impartido por el servidor o servidora competente, constante en la respectiva resolución, providencia, auto u oficio, de que proceda a la emisión de un título de crédito, con el objeto de recaudar determinada obligación.

Artículo 4.- De los títulos de crédito.- Emisión.- Concluido el término al que se refiere el primer inciso del artículo anterior, si él o la sujeto de control no cumple con el pago de los valores pendientes emitidos por el Director Ejecutivo de la ARCH o su delegado o delegada, o los Directores de las Agencia Regionales de Control Hidrocarburífero, remitirán la resolución de multa, de ser el caso, y la orden de cobro al Director Administrativo Financiero de la ARCH para que emita el título de crédito correspondiente, a fin de que se inicie el procedimiento coactivo; este título de crédito llevará implícito para el servidor o servidora recaudador, la facultad de proceder al ejercicio de la coactiva.

El Director Administrativo Financiero, emitirá los títulos de crédito, a favor de la Agencia de Regulación y Control

Hidrocarburífero, de las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras que habiendo sido notificadas con la orden de cobro no la cancelaren dentro del término fijado para el efecto.

En todo caso, si las órdenes de cobro que han sido notificadas fueran impugnadas, el título de crédito se emitirá dentro de los cinco (5) días posteriores en que la persona natural o jurídica, nacional o extranjera sea notificada con la ratificación de la obligación, siempre que esta no haya sido cancelada.

Si la obligación no es una cantidad líquida se procederá conforme lo disponen los artículos 949 y 950 del Código de Procedimiento Civil.

Emitido el título de crédito en la forma señalada, este será suscrito por el Director Ejecutivo de la ARCH quién, luego de fenecido el término de ocho (8) días para el pago, contados a partir del día siguiente al de la notificación, lo remitirá al Juzgado Especial de Coactivas a fin de que se inicie inmediatamente el proceso coactivo.

Sin perjuicio de la emisión de los títulos de crédito a que se refiere este artículo, la jurisdicción coactiva se ejercerá aparejando cualquiera de los documentos a los que se refiere el artículo 945 del Código de Procedimiento Civil.

Artículo 5.- Contenido del Título de Crédito.- El título de crédito contendrá:

- a. Denominación de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero como organismo emisor del título y de la Dirección Administrativa Financiera que lo expide;
- b. Número del título de crédito;
- c. Nombres y apellidos de la persona natural o representante legal de la persona jurídica, en cuyo caso además se consignará la razón social, que los identifique como deudores y su dirección, de ser conocida;
- d. Detalle de la obligación, líquida, determinada y de plazo vencido, con expresión de su antecedente;
- e. Valor expresado en número y letras de la obligación exigible;
- f. La fecha desde la cual se cobrará los intereses, comisiones, multas, si estos se causaren;
- g. Determinación del número de la cuenta bancaria en la que se depositará el valor de la obligación;
- h. Lugar y fecha de su emisión; e,
- i. Firma del servidor o servidora recaudador (Director Administrativo Financiero de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero)

Artículo 6.- Notificación del título de crédito.- La notificación de los títulos de crédito se podrá practicar:

- a. **En persona.-** La notificación en persona se hará entregando el título de crédito o una copia certificada, al deudor o deudora, en su domicilio o lugar de trabajo, o en el domicilio del representante legal, tratándose de personas jurídicas. Si la persona notificada se negare a firmar, lo hará por el servidor notificador, dejando constancia de este particular.
- b. **Por boleta.-** Cuando no pudiera efectuarse la notificación en persona, por ausencia del interesado o interesada en su domicilio o por otra causa, se practicará la diligencia mediante una (1) boleta, que será dejada en ese lugar, cerciorándose el servidor o servidora notificador que, efectivamente es el domicilio de la persona notificada.
- c. **Por la prensa.-** Cuando la notificación deba hacerse a los herederos o herederas o a personas cuya individualidad o residencia sean difícil de establecer, la notificación del título de crédito se efectuará por la prensa, por una (1) sola vez, en uno de los periódicos de amplia circulación del lugar de donde se presume resida el administrado, de no haberlo se hará en un periódico de la capital de la provincia, así mismo de amplia circulación; y, si tampoco allí lo hubiere, en uno de amplia circulación nacional. La notificación por la prensa será individual o colectiva.
- d. **Por casilla judicial.-** Si el deudor o deudora hubiere señalado domicilio judicial dentro del proceso administrativo del cual derivó la resolución de multa y posterior título de crédito, éste podrá ser notificado en el casillero judicial señalado.
- e. **Por correo o por correo electrónico.-** La notificación del título de crédito se entenderá realizada por estos medios, en la fecha de la constancia de la recepción del aviso del correo o del documento equivalente del correo electrónico.

Las notificaciones de los títulos de crédito a los que se refieren los literales a) y b) del presente artículo, la efectuarán los servidores o servidoras notificadores de la Dirección Jurídica, Trámites de Infracciones y Coactivas o servidores o servidoras de la respectiva Agencia Regional de Control Hidrocarburífero.

Si luego de emitido el título de crédito se estableciere que el domicilio del deudor o deudora se encuentra en otra jurisdicción territorial, el servidor o servidora que lo emitió remitirá al titular de la acción coactiva que ejerce jurisdicción en esa sección territorial, a fin de que proceda con su notificación. A cuyo efecto preparará un expediente administrativo que contendrá el título de crédito y la correspondiente razón de notificación o citación. Practicada esta diligencia remitirá las razones correspondientes al servidor o servidora que emitió el título para la continuación del trámite.

Artículo 7.- Del procedimiento previo.- Recibidos los títulos de crédito por el Secretario o Secretaria del Juzgado Especial de Coactivas, verificará que cumplan con los requisitos señalados en el artículo anterior. De faltar uno de ellos, devolverá a la unidad que los emitió, a fin de que

complete la información y los datos requeridos en el término de tres (3) días.

Examinados y verificados los requisitos para la emisión del título de crédito, el secretario o secretaria del Juzgado lo registrará en su libro de inventario de causas por orden cronológico y los entregará al Juez o Jueza Especial de Coactivas.

Artículo 8.- De la emisión del auto de pago.- Fenecido el término al que se refiere el quinto inciso del artículo 4 de esta Resolución, el Juez o Jueza Especial de Coactivas dictará auto de pago ordenando que el deudor o deudora, su fiador o fiadora o sus herederos o herederas, o sus garantes, según el caso, dentro del término de tres (3) días contados desde el día siguiente al de la citación con el auto de pago, paguen la obligación o dimitan bienes suficientes para cubrirla, bajo prevenciones que de no hacerlo se procederá al embargo de bienes equivalentes al capital, intereses, multa, costas de recaudación y otros recargos accesorios. Durante la sustanciación del proceso, las providencias deberán estar suscritas por el Juez o Jueza y el Secretario o Secretaria.

Artículo 9.- Inicio del proceso.- De la citación con el auto de pago.- La citación con el auto de pago se efectuará observando lo dispuesto en los artículos 73 y siguientes del Código de Procedimiento Civil, una vez que haya sido practicada la diligencia de citación el actuario sentará la razón correspondiente.

Si al ser notificado con el título de crédito, el deudor o deudora hubiere señalado domicilio judicial, la citación con el auto de pago podrá efectuarse a través de casillero judicial.

En todo caso, el auto de pago se expedirá siempre que la deuda sea pura, determinada, líquida y de plazo vencido.

Artículo 10.- Solemnidades sustanciales.- Son solemnidades sustanciales del procedimiento coactivo:

- a. Competencia del Juez o Jueza Especial de Coactivas o de su Delegado o Delegada;
- b. Legitimidad de personería del coactivado o coactivada;
- c. El título de crédito y la orden de cobro;
- d. Que la obligación sea pura, determinada, líquida y de plazo vencido; y,
- e. Citación al coactivado o coactivada con el auto de pago.

Artículo 11.- De las providencias preventivas.- El Juez o Jueza Especial de Coactivas o su delegado o delegada, en cualquier estado del procedimiento coactivo podrá dictar las medidas precautelatorias que consideren necesarias en salvaguarda de los intereses de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera observando, para tal efecto, lo dispuesto en la Sección Vigésimo Séptima del Código de Procedimiento Civil, inherente a las providencias preventivas.

Artículo 12.- De la aceptación o rechazo de los bienes dimitidos.- El Juez o Jueza Especial de Coactivas o su delegado, está facultado en el caso de dimisión de bienes, a calificar la procedencia o rechazo de los mismos, conforme lo dispone el artículo 439 del Código de Procedimiento Civil.

Artículo 13.- Facilidades de Pago.- El deudor o deudora notificado con el título de crédito, podrá solicitar al Juez o Jueza Especial de Coactivas, la concesión de facilidades de pago.

La petición tendiente a conseguir facilidades de pago será motivada, podrá estar patrocinada por un abogado o abogada y contendrá los siguientes requisitos:

1. Nombres y apellidos completos del deudor o deudora o coactivado o coactivada, o su denominación o razón social, según corresponda, con indicación del número de la cédula de ciudadanía o del registro único de contribuyentes, según se trate de persona natural o jurídica.
2. Dirección domiciliaria del deudor o deudora, con indicación de calles, número, urbanización, barrio o ciudadela y, ciudad.
3. Singularización del título de crédito respecto del cual se solicita la concesión de facilidades de pago y su fecha de emisión.
4. Razones por las cuales el o la solicitante se encuentre impedido de realizar el pago de contado.
5. Comprobante de depósito por el 20% del valor de la obligación constante en el título de crédito, que deberá estar consignado a nombre de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.
6. Casillero judicial, en caso de haberlo señalado, en el que recibirá las notificaciones que le correspondan.

El pedido de facilidades de pago lo podrá formular también el coactivado o coactivada a quién se le haya citado con el auto de pago.

En el caso que sea aceptada la solicitud de facilidades de pago, ésta debe ser autorizada mediante auto, el mismo que no será susceptible de impugnación ni recurso alguno, tanto en la vía administrativa como en la vía judicial.

El pago del saldo se hará en cuotas mensuales iguales, de acuerdo a lo que determine el titular de la acción coactiva. El cálculo de dichas cuotas incluirá los intereses calculados hasta los vencimientos de aquellas, sin perjuicio de que deban ser reliquidadas en caso que el deudor o deudora no cumpla con los pagos en las fechas de vencimiento.

El no pago de una o más cuotas dentro del plazo concedido, implica terminación ipso facto de la concesión de facilidades de pago, en cuyo caso, la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero retomará el proceso coactivo y exigirá la cancelación de la totalidad de la obligación.

Artículo 14.- Del embargo.- Auto de embargo.- El Juez o Jueza Especial de Coactivas o su delegado o delegada podrán, atendiendo el estado del procedimiento, dictar el auto de embargo, designando al Depositario de entre los servidores o servidoras de la Dirección Jurídica, Trámites de Infracciones y Coactivas de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero; en las Agencias Regionales se designará de entre los funcionarios que prestan sus servicios en la respectiva Agencia Regional mediante el acto administrativo correspondiente.

Sin embargo de lo dispuesto en el inciso anterior, el Juez o Jueza Especial de Coactivas, en todo caso, contará con la colaboración de la Policía Nacional, de conformidad con lo que establece el artículo 440 del Código de Procedimiento Civil.

El Depositario es el servidor o servidora encargado de custodiar y conservar los bienes objeto del embargo, de lo cual, es quién suscribirá el acta de embargo, en la que se hará constar de manera detallada y minuciosa las características individuales de los bienes aprehendidos.

En el caso de embargo de bienes inmuebles se observará lo dispuesto en los artículos 445 y 446 del Código de Procedimiento Civil y se perfeccionará con la inscripción en el Registro de la Propiedad del respectivo cantón o cantones al que pertenecieren los inmuebles, dejando constancia de todo lo actuado en el procedimiento.

Si el inmueble embargado produce rentas de cualquier naturaleza, se hará constar en el acta correspondiente su valor y periodicidad, estando obligado el Depositario a proceder con el cobro de modo oportuno, otorgando los recibos e ingresando inmediatamente los valores como abonos parciales imputables a la deuda principal y, de esto presentará un informe trimestral al Juez o Jueza Especial de Coactivas o su delegado o delegada o cuando este lo estime conveniente. El Depositario está obligado a presentar cuentas acompañando los justificativos de las recaudaciones y depósitos realizados. Previo a dictarse la providencia de cancelación del embargo del bien inmueble, el Depositario rendirá cuentas de su gestión, informe que se trasladará al coactivado o coactivada para los fines de Ley.

Si lo embargado fuese dinero, el Juez o Jueza ordenará que las sumas aprehendidas sean acreditadas en la cuenta bancaria a la que se refiere el literal g) del artículo 5 de la presente Resolución, imputando el pago a la deuda, al tenor de lo dispuesto en el artículo 443 del Código de Procedimiento Civil.

Si el embargo fuese practicado sobre bienes que forman parte de una instalación fija o ante la imposibilidad de ser transportado, previa autorización del Juez o Jueza Especial de Coactivas, se podrá dejar el bien en custodia del propietario, advirtiéndole de la responsabilidad civil o penal a la que se refiere, de todo lo cual se suscribirá el acta correspondiente.

Artículo 15.- Suspensión del embargo.- La diligencia de embargo se podrá suspender únicamente con la autorización del Juez o Jueza Especial de Coactivas o su

delegado o delegada, cuando el coactivado o coactivada abone la totalidad de la obligación.

El deudor o deudora podrá liberar los bienes embargados cancelando la deuda, intereses y costas, en cualquier estado del juicio, hasta antes del remate de los mismos.

Todo pago que efectúen los coactivados ingresará obligatoriamente por la Dirección de Gestión Financiera de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

Artículo 16.- Efectos de la solicitud de facilidades de pago.- Presentada la solicitud de concesión de facilidades de pago, se suspenderá el procedimiento coactivo de cobro, hasta que se expida la resolución motivada del servidor o servidora ejecutor, concediendo o no tales facilidades o hasta que el coactivado o coactivada se encuentre inmerso en el caso previsto en el inciso final del artículo anterior.

Artículo 17.- Designación de peritos.- Una vez practicado el embargo, el Juez o Jueza Especial de Coactivas dispondrá el avalúo de los bienes y en la misma providencia, designará un Perito calificado por el Consejo de la Judicatura. Dentro del término que conceda el Juez o Jueza, el o la Perito presentará su informe y con el contenido de éste, correrá traslado al coactivado o coactivada quien deberá pronunciarse en el término de tres (3) días, sujetándose a lo dispuesto en los artículos 260, 261 y 262 del Código de Procedimiento Civil.

Artículo 18.- Procedimiento de embargo, avalúo y remate de los bienes.- El procedimiento para el embargo, avalúo y remate de bienes, será el establecido en los artículos 439 y siguientes del Código de Procedimiento Civil.

Artículo 19.- Excepciones al proceso coactivo.- De proponer excepciones, el deudor o deudora, su fiador o fiadora, sus herederos o herederas o sus garantes, se tramitarán conforme lo dispuesto en los artículos 968 y siguientes del Código de Procedimiento Civil.

Agotado el trámite coactivo y de no haberse cancelado la obligación que ha sido causa principal del procedimiento, junto con los intereses, costas y gastos procesales, el actuaria o actuaria informará al Juez o Jueza o su delegado o delegada y remitirá el expediente a la Dirección Jurídica, Trámites de Infracciones y Coactivas, a fin de que se dé inicio al juicio de insolvencia ante el Juez o Jueza competente.

Artículo 20.- Pago de costas y gastos procesales.- Las costas y gastos que demande la recaudación derivados del procedimiento coactivo, incluidos el pago de honorarios profesionales, de peritos, certificaciones y demás que se ocasionaren, correrán por cuenta del coactivado o coactivada. Liquidación que se realizará previo el pago de la obligación.

Todo procedimiento de ejecución coactiva, lleva implícita la obligación del pago de las costas de recaudación en las que entre otras se incluirá los gastos de estibaje, peritaje, movilización, bodegaje y publicaciones por la prensa de haberlos.

Las costas de recaudación generadas en el procedimiento coactivo, ingresarán conjuntamente con la deuda e intereses a la cuenta especial a cargo de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

Artículo 21.- Auditorias.- El Director Ejecutivo de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, podrá en cualquier momento solicitar al Contralor General de Estado disponga se practiquen exámenes especiales para comprobar el manejo del Juzgado de Coactivas.

DISPOSICIONES GENERALES

PRIMERA.- El Juez Especial de Coactivas contará con profesionales del Derecho, seleccionados del personal dependiente de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, principalmente.

SEGUNDA.- El Juzgado de Coactivas estará integrado por:

1. Juez o Jueza de Coactivas;
2. Secretario o Secretaria del Juzgado quién será doctor o doctora en jurisprudencia o abogado o abogada;
3. Depositario; y,
4. Un auxiliar o ayudante de secretaría.

Las funciones que le competen a cada uno de los servidores y servidoras del Juzgados de Coactivas, estarán en la estructura orgánica del Estatuto Orgánico de Gestión Organizacional por Procesos de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

TERCERA.- En lo que se refiere al arreglo de los procesos coactivos se estará a lo dispuesto en el Reglamento de Arreglo de Procesos y Actuaciones Judiciales publicado en el Registro Oficial No. 20 de 19 de junio de 1981, en lo que fuere aplicable.

CUARTA.- El Juzgado Especial de Coactivas está en la obligación de llevar bajo la responsabilidad del Secretario y Juez Especial de Coactivas, los siguientes libros:

1. De despacho diario;
2. De conocimiento de expedientes;
3. De conocimiento de documentos;
4. De inventario de causas por orden cronológico;
5. De registro de coactivados, en orden alfabético;
6. Copiador de autos de pago; y,
7. Copiador de autos definitivos.

Los libros de los numerales 5 y 6 podrán ser suplidos, archivando las correspondientes copias certificadas.

DISPOSICIÓN TRANSITORIA.- El Juzgado de Coactivas, deberá contar con un sistema automático de control de juicios, para lo cual la Dirección de Tecnologías

de la Información y Comunicaciones de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero dará todo el apoyo necesario.

DISPOSICIÓN FINAL.- De la ejecución y aplicación de la presente Resolución que entrará en vigencia a partir de su expedición sin perjuicio de su publicación en el Registro Oficial, encárguese al Director Ejecutivo de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

DISPOSICIÓN DEROGATORIA.- Se deroga toda norma de igual o menor jerarquía que se oponga a la presente Resolución.

COMUNIQUESE Y PUBLÍQUESE.

DADO, en Quito D.M. a, 11 de julio de 2013.

f.) Pedro Merizalde Pavón, Presidente del Directorio, Ministro de Recursos Naturales No Renovables.

f.) José Luis Cortázar Lascano, Secretario del Directorio, Director Ejecutivo de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

No. 005-002-DIRECTORIO-ARCH-2013

EL DIRECTORIO DE LA AGENCIA DE CONTROL Y REGULACIÓN HIDROCARBURÍFERO,

Considerando:

Que el número 3 del artículo 225 de la Constitución de la República del Ecuador, preceptúa que, el sector público comprende, a *“los organismos y entidades creados por la Constitución o la ley para el ejercicio de la potestad estatal, para la prestación de servicios públicos o para desarrollar actividades económicas asumidas por el Estado”*;

Que el artículo 11 de la Ley de Hidrocarburos crea la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH), estableciéndose que: *“tendrá un Directorio que se conformará y funcionará según lo dispuesto en el Reglamento (...)”*;

Que el número 6 del artículo 21 del Reglamento de Aplicación de la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos, expedido mediante Decreto Ejecutivo No. 546, publicado en el Registro Oficial No. 330 de 29 de noviembre de 2010, establece que, al Directorio de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH), le compete aprobar el Reglamento de Funcionamiento del Directorio;

Que la letra g) del artículo 14 del Estatuto Orgánico de Gestión Organizacional por Procesos de la Agencia de

Regulación y Control Hidrocarburífero, expedido mediante Acuerdo Ministerial No. 264, publicado en el Registro Oficial Edición Especial No. 153 de 3 de junio de 2011, establece como facultad del Directorio el *“aprobar y modificar el Reglamento de Funcionamiento del Directorio”*; y,

EN EJERCICIO de la facultad que le confieren los artículos 9, de la Ley de Hidrocarburos; y, el número 6 del artículo 21 del Reglamento de Aplicación de la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos,

Resuelve:

Expedir el Reglamento para el Funcionamiento del Directorio de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH)

TÍTULO I

DE LA CONFORMACIÓN, FUNCIONES Y ATRIBUCIONES DEL DIRECTORIO

CAPÍTULO I DE LA ORGANIZACIÓN

Art. 1.- Conformación.- El Directorio de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH) estará integrado por los siguientes miembros:

1. El Ministro Sectorial, o su delegado permanente, quien lo presidirá.
2. El Ministro Coordinador de los Sectores Estratégicos, o su delegado permanente.
3. Un miembro designado por el Presidente de la República.

Los delegados permanentes y el designado por el Presidente de la República, deberán acreditar título académico de tercer nivel, con conocimiento y experiencia en el área hidrocarburífera.

El Director Ejecutivo de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH), actuará con voz pero sin voto, además ejercerá las funciones de Secretario permanente del Directorio.

CAPÍTULO II

DE LAS ATRIBUCIONES DEL DIRECTORIO

Art. 2.- Atribuciones del Directorio.- Al Directorio de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH), además de las atribuciones establecidas en la Ley de Hidrocarburos, Reglamentos, y el Estatuto Orgánico de Gestión Organizacional por Procesos de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH), le corresponde:

- a) Regular el control técnico y las actividades del sector realizadas por los agentes que operan en el sector hidrocarburífero.
- b) Dictar las normas relacionadas con la prospección, exploración, explotación, refinación, industrialización, almacenamiento, transporte y comercialización de los hidrocarburos y de sus derivados, en el ámbito de su competencia;
- c) Fijar los valores correspondientes a las tasas por los servicios de fiscalización y control;
- d) Nombrar al Director Ejecutivo de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero de una terna propuesta por el Presidente del Directorio, y sustituirlo;
- e) Establecer las políticas y objetivos de la Agencia, en concordancia con la política nacional en materia de regulación y control hidrocarburífero y evaluar su cumplimiento;
- f) Aprobar los planes estratégicos y operativos anuales, objetivos de gestión, presupuesto anual, cambios en la estructura organizacional y responsabilidad social, de conformidad con el Plan Nacional de Desarrollo y evaluar su ejecución, sobre la base de las propuestas presentadas por el Director;
- g) Aprobar y modificar el Reglamento de Funcionamiento del Directorio;
- h) Conocer y resolver sobre el informe de gestión institucional y financiera del Director de la Agencia, cortado al 31 de diciembre de cada año;
- i) Formular las políticas y directrices para la gestión institucional;
- j) Articular propuestas de política salarial en pro de la estabilidad y el desarrollo del talento humano de la Agencia, que garanticen la continuidad de la gestión institucional y el cumplimiento del Plan Estratégico de la ARCH;
- k) Conocer los informes sobre los convenios de cooperación interinstitucional suscritos y emitir directrices para el cumplimiento de los objetivos planteados;
- l) Conocer los planes o acciones para una adecuada administración de riesgos derivados de las operaciones hidrocarburíferas de circunstancias emergentes o desviaciones que se presenten en los mercados;
- m) Solicitar reformas del marco legal y/o reglamentario para precautelar los intereses del Estado, los

consumidores y las medidas para mantener la calidad del servicio público por parte de los actores del mercado;

- n) Presentar informes de la gestión institucional al Presidente de la República trimestralmente, previo conocimiento del Ministerio Sectorial;
- o) Delegar al Director las funciones que considere pertinentes para garantizar la agilidad institucional; y,
- p) Las demás que estén consideradas en el marco reglamentario y en la normativa del sector hidrocarburífero.

CAPÍTULO III

DE LAS ATRIBUCIONES DEL PRESIDENTE

Art. 3.- Atribuciones del Presidente.- A más de lo que establece la Ley y el Estatuto Orgánico de Gestión Organizacional por Procesos de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH), le compete:

- a) Presidir y ejercer la representación del Directorio;
- b) Elaborar el Orden del Día a ser tratado en las sesiones a convocarse considerando en el, los temas planteados por los demás miembros del Directorio;
- c) Convocar a través del Secretario, a sesión ordinaria o extraordinaria a los miembros del Directorio;
- d) Instalar, dirigir, suspender y clausurar las sesiones ordinarias y extraordinarias de conformidad con este Reglamento;
- e) Disponer a Secretaría se verifique el quórum de las sesiones;
- f) Dirigir los debates y proclamar resultados de acuerdo a la votación de los miembros del Directorio;
- g) Dirimir con su voto las decisiones que correspondan;
- h) Suscribir con el Secretario las actas y resoluciones aprobadas y disponer que se conozcan las resoluciones del Directorio;
- i) Cumplir y hacer cumplir las resoluciones del Directorio;
- j) Suscribir los documentos oficiales del Directorio; y,
- k) Las demás que el Directorio le designe.

CAPÍTULO IV**DE LAS FUNCIONES DEL SECRETARIO**

Art. 4.- Del Secretario.- El Director Ejecutivo de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH), actuará como Secretario del Directorio.

Para el cabal ejercicio de esta función y deberes, podrá contar con la colaboración de un Prosecretario, quien será designado de entre los servidores de la referida Agencia por el Director de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH).

Son funciones del Secretario del Directorio:

- a) Notificar a los miembros del Directorio, respecto de la convocatoria a las sesiones a efectuarse;
- b) Concurrir a las sesiones, constatar el quórum y dar lectura al Orden del Día;
- c) Redactar y suscribir las actas de las sesiones, de conformidad con lo tratado en cada una de ellas;
- d) Poner a consideración de los miembros del Directorio las actas redactadas para su aprobación;
- e) Suscribir conjuntamente con el Presidente las actas y resoluciones aprobadas y notificarlas de ser del caso;
- f) Ejecutar las disposiciones del Presidente y de los demás miembros del Directorio;
- g) Comunicar y disponer el cumplimiento de las resoluciones del Directorio;
- h) Otorgar las copias certificadas que le fueren peticionadas, salvo de aquellos documentos calificados legalmente como reservados;
- i) Recibir y dar fe de presentación de comunicaciones, peticiones, escritos y cualquier otra solicitud y requerimiento que le sea dirigido al Directorio;
- j) Llevar la correspondencia y el archivo del Directorio;
- k) Llevar el registro-índice de los asuntos que se presenten al Directorio, el archivo cronológico, codificación y numeración correspondiente de las actas y resoluciones que se expidieren, y de sus requerimientos;
- l) Efectuar el seguimiento de las resoluciones emitidas por el Directorio e informar sobre su cumplimiento;

m) Verificar que los miembros del Directorio cuenten con los informes y proyectos de resoluciones en medio físico o digitalizado, cuando menos con cuarenta y ocho (48) horas de anticipación a la realización de la sesión;

n) Administrar y custodiar el archivo físico y digital, el sistema de administración documentaria y las grabaciones de las sesiones del Directorio; y,

o) Las demás que le sean atribuidas por el Directorio.

TÍTULO II**DEL FUNCIONAMIENTO DEL DIRECTORIO****CAPÍTULO V****DE LAS SESIONES**

Art. 5.- Sesiones.- El Directorio tendrá su sede en la ciudad de Quito, sesionará cuando sea convocado por su Secretario o a solicitud de dos (2) de sus miembros, su instalación y desarrollo se realizará en su sede o en cualquier lugar del país, en forma presencial y/o sesiones virtuales (utilizando sistemas de teleconferencia, videoconferencia, etc.)

Las sesiones podrán ser ordinarias o extraordinarias.

Podrán asistir a las sesiones del Directorio, las personas expresamente invitadas para el efecto, quienes podrán participar en las discusiones, sin derecho a voto.

Art. 6.- Funcionamiento.- El Directorio sesionará ordinariamente una vez cada trimestre y de forma extraordinaria cuando las circunstancias lo exijan. En todos los casos, la convocatoria previa la efectuará el Secretario.

En la sesión ordinaria la convocatoria por cualquier medio aceptable, y se efectuará con al menos cuarenta y ocho (48) horas de anticipación a la fecha prevista y se acompañará el Orden del Día y los documentos que vayan a ser objeto de conocimiento y tratamiento.

La sesión extraordinaria será convocada por el Secretario a pedido del Presidente, o de dos de los miembros, con al menos veinte y cuatro (24) horas de anticipación acompañando el Orden del Día en el que consten los puntos a tratarse y los documentos pertinentes, si los hubiere.

Art. 7.- Del Quórum.- El Directorio sesionará con la asistencia de por lo menos dos (2) de sus miembros, uno de los cuales deberá ser el Presidente, pues en caso de empate, tendrá voto dirimente.

Art. 8.- Orden del día.- El Orden del Día será aprobado por el Directorio al inicio de la sesión, pudiendo en el caso de sesiones ordinarias cualquiera de sus miembros solicitar la inclusión de algún tema necesario en el

punto “Varios” para tratar en la misma sesión, para lo cual se contará con el sustento correspondiente. El Orden del Día aprobado no podrá ser modificado con posterioridad.

Art. 9.- Comisión general.- Con autorización del Directorio, se recibirá en Comisión General a las personas, autoridades o representantes de entidades que lo soliciten y harán uso de la palabra las personas autorizadas; luego se reinstalará la sesión para adoptar la resolución pertinente.

CAPÍTULO VI

DE LAS ACTAS Y RESOLUCIONES

Art. 10.- Actas.- Lo tratado y resuelto en la sesión, constará en el acta; el Secretario tomará nota de las deliberaciones en las sesiones, mismas que serán grabadas y sus transcripciones y/o resúmenes, permanecerán en la Secretaría del Directorio.

Las actas serán numeradas en orden secuencial y deberán contener:

- a) Lugar, fecha hora de inicio y terminación de la sesión, tipo de sesión y listado de personas que concurrieron;
- b) Constatación de quórum, detalle del Orden del Día; y, breve relación de los temas tratados con un resumen de las opiniones vertidas y tomadas de las correspondientes grabaciones;
- c) Resoluciones adoptadas con indicación de la forma en que votó cada uno de los miembros; y,
- d) Las firmas del Presidente y del Secretario.

Cada acta será aprobada en la sesión inmediata posterior del Directorio; salvo que por acuerdo de los miembros sea redactado y aprobado en la misma sesión.

De las sesiones virtuales, el Presidente y el Secretario levantarán y suscribirán un acta, haciendo constar los votos emitidos y las resoluciones adoptadas, adjuntando a la misma las grabaciones de las teleconferencia o videoconferencia correspondientes.

Art. 11.- Resoluciones.- Las resoluciones del Directorio son obligatorias y de ejecución inmediata, sin perjuicio de la aprobación del acta correspondiente y tendrán plena vigencia desde el momento en que sean aprobadas y notificadas, de ser el caso. Su texto será redactado y aprobado dentro de la misma sesión, para su trámite de ejecución. Posteriormente dicho texto se incluirá en el acta respectiva.

Las resoluciones serán adoptadas al menos con dos votos favorables previamente se analizará la documentación que sustenta el tema a tratarse,

debiendo los miembros del Directorio efectuar la respectiva deliberación a efecto de que sus decisiones se emitan en forma documentada y motivada.

El voto es obligatorio para todos los miembros del Directorio presentes en la sesión, el mismo que será expresado afirmativamente o negativamente. No habrá abstenciones.

Art. 12.- Reconsideración.- A pedido del Presidente o uno de sus miembros, las resoluciones adoptadas por el Directorio podrán ser reconsideradas máximo en la siguiente sesión, motivando su ponencia. Debatida la reconsideración, la resolución objetada deberá ser revocada o rectificada, siempre que no hubiesen sido ejecutadas. No se podrá plantear una nueva reconsideración de esta última resolución.

Disposición Final.- El presente Reglamento entrará en vigencia a partir de la presente fecha, sin perjuicio de su publicación en el Registro Oficial.

COMUNÍQUESE Y PUBLÍQUESE.-

DADO, en San Francisco de Quito, D.M., a 11 de julio de 2013.

f.) Pedro Merizalde Pavón, Ministro de Recursos Naturales No Renovables, Presidente del Directorio de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

f.) José Luis Cortázar Lascano, Director Ejecutivo de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, ARCH, Secretario del Directorio de la ARCH.

No. 005-003-DIRECTORIO-ARCH-2013

EL DIRECTORIO DE LA AGENCIA DE CONTROL Y REGULACIÓN HIDROCARBURÍFERO,

Considerando:

Que el artículo 313 de la Constitución de la República del Ecuador, publicada en el Registro Oficial No. 449 de 20 de octubre de 2008, establece que, los recursos naturales no renovables se consideran sectores estratégicos, respecto de los cuales *“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. Los sectores estratégicos de decisión y control exclusivo del Estado, son aquellos que por su trascendencia y magnitud tienen decisiva influencia económica, social, política o ambiental, y deberán orientarse al pleno desarrollo de los derechos y al interés social (...)”;

Que el artículo 52, ibídem establece: *“Las personas tienen derecho a disponer de bienes y servicios de óptima calidad (...)*”.

Que el número 25 del artículo 66 de la Carta Suprema, expresa: *“El derecho a acceder a bienes y servicios públicos y privados de calidad, con eficiencia, eficacia y buen trato (...)*”.

Que el artículo 11 de la Ley de Hidrocarburos, reformada, crea 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 el segundo párrafo del artículo 9 de la Ley ibídem, dispone que, *“La industria petrolera una actividad altamente especializada, por lo que será normada por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero. Esta normativa comprenderá lo concerniente a la prospección, exploración, explotación, refinación, industrialización, almacenamiento, transporte y comercialización de los hidrocarburos y de sus derivados, en el ámbito de su competencia”*;

Que la letra f) del artículo 31 de la Ley de Hidrocarburos, dispone que, PETROECUADOR y los contratistas o asociados, en exploración y explotación de hidrocarburos, en refinación, en transporte y comercialización, están obligados a sujetarse a las normas de calidad y a las especificaciones de los productos señaladas por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero;

Que el artículo 25 de la Ley del Sistema Ecuatoriano de la Calidad, publicada en el Suplemento del Registro Oficial No. 26 de 22 de febrero de 2007, dispone que, *“Las instituciones públicas que, para el cumplimiento de sus funciones, requieran en el exterior, servicios de laboratorios de ensayo y de calibración, organismos de inspección y certificación, están obligadas a utilizar los organismos de evaluación de la conformidad acreditados o reconocidos por acuerdos de reconocimiento mutuo entre el OAE y las entidades internacionales equivalentes”*;

Que el artículo 26 de la Ley ibídem, reformado por la Disposición Reformatoria novena del Código Orgánico de la Producción, Comercio e Inversiones, publicado en el Suplemento del Registro Oficial No. 351 de 29 de diciembre de 2010, dispone que, *“Los organismos de evaluación de la conformidad de observancia obligatoria que operen en el país, deberán estar acreditados ante el Organismo de Acreditación Ecuatoriano – OAE o ser designados por el Ministerio de Industrias y Productividad, según corresponda, y en concordancia con los lineamientos internacionales sobre acreditación (...)”*;

Que el artículo 8 del Reglamento Sustitutivo del Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas, establece que, en las operaciones hidrocarburíferas, se debe observar las disposiciones y regulaciones de la ley y reglamentos vigentes en el Ecuador y a falta de ellas, aplicar procedimientos y prácticas comunes en la industria petrolera internacional;

Que para garantizar la confiabilidad de los resultados de inspección, analíticos y calibración, se requiere de organismos de inspección y laboratorios hidrocarburíferos que cumplan con los requerimientos de un sistema de gestión de calidad;

Que mediante Acuerdo Ministerial No. 127, publicado en el Registro Oficial No. 054 de 26 de octubre de 1998, se expidió el Reglamento para la calificación de las compañías inspectoras independientes que actúan en el área hidrocarburífera, en la que se establecen los requisitos para la calificación de compañías inspectoras;

Que es necesario normar la calificación y registro de organismos de inspección y de laboratorios de ensayo y/o de calibración que actúen en el sector hidrocarburífero; y,

EN EJERCICIO de la facultad que le confieren los artículos 9, de la Ley de Hidrocarburos; y, el número 1 del artículo 21 del Reglamento de Aplicación de la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos,

Resuelve:

Expedir el siguiente Instructivo para calificación y registro de organismos de inspección y laboratorios de ensayo y/o de calibración para el sector hidrocarburífero.

Capítulo I

Del Ámbito de aplicación y objeto

Art. 1.- Ámbito.- El presente Instructivo es aplicable a personas jurídicas nacionales o extranjeras, públicas o privadas o mixtas, universidades o escuelas politécnicas que realizan actividades de inspección, pruebas de laboratorio de ensayo y/o de calibración en la industria hidrocarburífera, con acreditación otorgada por el Organismo de Acreditación Ecuatoriano (OAE), 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), o por algún otro organismo con el que el Organismo de Acreditación Ecuatoriano tenga un Acuerdo de Reconocimiento Mutuo.

Art. 2.- Objeto.- El presente Instructivo tiene por objeto expedir los requisitos y procedimiento para calificar y registrar en la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero a las personas jurídicas nacionales o extranjeras, públicas o privadas o mixtas, universidades o escuelas politécnicas, como organismos de inspección y de los laboratorios de ensayo y/o de calibración para el desarrollo de sus actividades en el sector hidrocarburífero.

Todo trabajo de inspección, ejecución de ensayos de laboratorio y calibración de instrumentos en el ámbito hidrocarburífero se realizará únicamente por medio de organismos de inspección y laboratorios que se encuentren calificados y registrados en la ARCH.

Capítulo II

De los requisitos para la calificación

Art. 3.- Requisitos para la calificación.- Las personas jurídicas nacionales o extranjeras, públicas o privadas, universidades o escuelas politécnicas, y los laboratorios de ensayo y/o de calibración, interesados en calificarse y registrarse en la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero cumplirán los siguientes requisitos:

a) Solicitud, suscrita por el Representante Legal del organismo, entidad o institución, dirigida al Director de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH), señalando el campo de actividad para el cual el organismo de inspección o laboratorio solicita su calificación y registro, detallando además la siguiente información:

1. Razón social del organismo de inspección o laboratorio hidrocarburífero.
2. Escritura pública de constitución de la compañía, en original o copia certificada, debidamente inscrita en el Registro Mercantil, del respectivo cantón, cuyo objeto social le permita realizar las actividades de inspección y/o pruebas de laboratorio, ensayo y/o calibración para el ámbito hidrocarburífero, según corresponda; y, para el caso de universidades o escuelas politécnicas y empresas públicas el original o copia certificada del Acto mediante el cual fue creado, en cuyo objeto se especifique la facultad de realizar inspecciones o pruebas de laboratorio, ensayo y/o calibración en el ámbito hidrocarburífero.
3. Para el caso de empresas privadas, el certificado de cumplimiento de obligaciones y existencia legal emitido por la Superintendencia de Compañías,
4. Copia del Registro Único de Contribuyentes (RUC).
5. Dirección de: instalaciones del laboratorio, oficina principal de los organismos de inspección y lugares donde realizan los trabajos de inspección o mantienen sus instalaciones para brindar los servicios.
6. Dirección para notificaciones.
7. Teléfono y fax.
8. Dirección electrónica (email).
9. Nombramiento del representante legal y principales personeros, debidamente inscritos en el Registro Mercantil, acompañados de declaraciones

juramentadas que señalen que no podrán ser socios, directores, gerentes, representantes, abogados, accionistas, mandatarios, contratistas, asesores o empleados de las compañías o empresas públicas o privadas que requieran de los servicios de inspección, o quienes fueren parientes dentro del cuarto grado de consanguinidad o segundo de afinidad de cualquier representante o ejecutivo de dichas empresas.

10. Alcance: Especificar los trabajos de inspección y/o ensayos a realizar, y la magnitud e instrumento a calibrar, lo cual debe estar de acuerdo al alcance otorgado por el Organismo de Acreditación Ecuatoriano.
 11. Procedimientos técnicos para la ejecución de las actividades para las cuales solicita la calificación.
 12. El certificado vigente de membresía a instituciones y/o asociaciones tales como American Petroleum Institute (API), American Society for Testing and Materials (ASTM) o de donde provengan las normas que están siendo utilizadas para sus trabajos.
- b) Estructura organizacional y del personal:
1. Organigrama de la estructura organizacional.
 2. Nómina del personal técnico y directivos responsables. El organismo deberá estar conformado con al menos dos miembros que actúen como personal técnico para la ejecución de las actividades.
 3. Nómina del personal técnico con breve descripción de su formación académica y experiencia laboral, cualquier cambio del personal deberá ser notificado al OAE y a la ARCH a fin de que en las inspecciones se puedan revisar los perfiles profesionales de todo el personal.
 4. Copias de título y/o certificados de experiencia, los mismos que acreditarán la ejecución de trabajos de inspección y laboratorio.
 5. Fotografía en archivo digital, Copia de cédula y papeleta de votación actualizada.
 6. Contratos de trabajo del personal en el que se verifique la relación laboral con el organismo de inspección o laboratorio.
- c) Copia del Certificado de Acreditación y listado de personal emitido por el OAE, o del Organismo acreditador correspondiente.
- d) Manual de competencias o descriptivo del cargo según el sistema de Gestión de Calidad implementado.

- e) Comprobante del pago de los derechos correspondientes.

Art. 4.- Forma de los documentos.- Todos los documentos, que se presenten para solicitar la calificación y registro o la recalificación, deberán ser originales o copias debidamente certificadas por notario público y, deben ser presentadas en el orden establecido en el artículo 3.

Capítulo III

Del análisis y evaluación

Art. 5.- Análisis y evaluación.- La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, de forma previa a dictar la resolución de calificación evaluará la solicitud y documentación presentada dentro del término de treinta y cinco (35) días desde la fecha su presentación.

El análisis y evaluación de la documentación será efectuado por la Dirección de Regulación y Normativa de la ARCH, la cual, de necesitarlo requerirá a las Direcciones y/o Coordinaciones pertinentes los informes técnicos sobre el cumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 3 de este Instructivo, en base a lo cual, entregará su informe al Director Ejecutivo de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, dentro del término de veinticinco y cinco (25) días, a contarse desde la fecha de recepción de la solicitud.

En el caso que, la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, formule observaciones sobre los documentos presentados, pondrá en conocimiento de la solicitante para que haga aclaraciones o presente la documentación adicional que considere del caso, dentro del término de diez (10) días. En caso de no absolverse las observaciones dentro del término señalado se declarará desistida su solicitud.

Con las aclaraciones o información adicional, la Dirección de Regulación y Normativa de la ARCH, emitirá su informe en un término no mayor de diez (10) días a contarse desde la fecha de la recepción de esa información adicional.

El informe se referirá al cumplimiento de los requisitos fijados en esta norma.

Capítulo IV

De la calificación y registro

Art. 6.- Calificación y registro: Con el informe de la Dirección de Regulación y Normativa de la ARCH, el Director Ejecutivo de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, mediante resolución debidamente motivada, calificará a las personas jurídicas nacionales o extranjeras, públicas, privadas o mixtas, universidades o escuelas politécnicas como organismo de inspección, y a los laboratorios de ensayo y/o calibración, para el ejercicio de las actividades peticionadas, que guardará conformidad con el certificado de acreditación emitido por el Organismo de Acreditación Ecuatoriano, OAE.

La calificación se expedirá por el plazo de dos (2) años, sin ninguna exclusividad, y podrá ser renovada por igual período al que fue concedido inicialmente a pedido expreso, y su vigencia estará sujeta a los resultados de las inspecciones técnicas que la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero realice por efectos de control.

La resolución de calificación contendrá básicamente: denominación o razón social del organismo de inspección y laboratorios de ensayo y/o calibración, tipo de organismo, la determinación de las actividades para las que ha sido autorizada a operar, el número de control respectivo, la fecha de expedición, y el tiempo de la vigencia de calificación.

Extendida la calificación se incluirán sus datos en el pertinente registro.

La calificación no podrá ser objeto de cesión ni de transferencia por parte del organismo de inspección y laboratorios de ensayo y/o calibración.

Capítulo V

De la Renovación, reforma y extinción

Art. 7.- Renovación de la calificación.- Para la renovación de la calificación se observará el procedimiento siguiente:

a. El titular del organismo de inspección y laboratorios de ensayo y/o calibración, deberá presentar su solicitud en el término de sesenta (60) días de anticipación a su fecha de vencimiento, adjuntando la documentación referida en las letras a) (números 1, 5, 9, 11), b), d) y e) del artículo 3 de esta norma; y,

b. La solicitud de renovación podrá ser negada si se han incumplido con las obligaciones establecidas en la calificación otorgada para la cual se inició el proceso de renovación, en los casos que no haya mantenido las condiciones legales, económicas o técnicas que dieron origen a su otorgamiento.

Art. 8.- Reforma de la calificación.- La resolución de calificación podrá ser reformada por el Director Ejecutivo de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, por las siguientes causas:

a. Por ampliación de las actividades calificada a pedido expreso del organismo de inspección y laboratorios de ensayo y/o calibración, previo el cumplimiento de los requisitos específicos para la nueva actividad, adjuntando la documentación referida en las letras a) (números 5), 9), 10), b), c), d) y e) del artículo 3 de esta norma; o,

b. Por las demás razones establecidas en esta norma.

Art. 9.- Extinción de la calificación.- La resolución de calificación se extinguirá por una de las siguientes causas:

a. Por incumplimiento del pago de los valores por servicios de regulación y control;

- b. El transcurso del tiempo para el que se otorgó, sin concesión de prórroga;
- c. Por solicitud del representante legal;
- d. Por cesión o transferencia de la calificación;
- e. La falta de cumplimiento de los requisitos de la calificación; o,
- f. Por las demás causas establecidas en esta norma.

Art. 10.- Impugnaciones.- Los interesados podrán impugnar los actos administrativos de calificación, renovación, reforma o extinción mediante la interposición de los recursos a que se refiere el Estatuto del Régimen Jurídico y Administrativo de la Función Ejecutiva.

Capítulo VI

Del personal técnico

Art. 11.- Emisión de credenciales.- Para cada uno de los inspectores y personal de laboratorio de los organismos de inspección y laboratorios de ensayo y/o calibración, calificados y registrados, se extenderá una "Credencial de Operación" emitida por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera.

El organismo de inspección y/o laboratorio hidrocarburífero, para incorporar nuevo personal, deberá solicitar a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, la emisión de las credenciales de operación autorizadas, presentando la documentación conforme los requisitos establecidos en las letras b), c) d) y e) del artículo 3 de esta norma.

Las credenciales tendrán validez por el tiempo para el cual el organismo de inspección y/o laboratorio cuente con la calificación, y será de responsabilidad de los organismos de inspección y laboratorios de ensayo y/o calibración su buen uso y su custodia.

En el caso de robo o pérdida de la credencial, el organismo de inspección y laboratorios de ensayo y/o calibración, deberá presentar la correspondiente denuncia ante la autoridad competente. Hecho que se pondrá en conocimiento de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

Capítulo VII

De la subcontratación

Art. 12.- Subcontratación.- Los organismos de control y los laboratorios de ensayo y/o de calibración, calificados y registrados en la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero pueden subcontratar servicios que requieran para la consecución de su trabajo sujetándose a lo establecido en las normas de acreditación acogidas por el OAE, y de lo cual se informará a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero para el control y seguimiento respectivo, con antelación a la ejecución de los trabajos,

señalando la razón por la cual se incurrió en la subcontratación.

Capítulo VIII

De las obligaciones de los organismos de inspección y laboratorios

Art. 13.- Obligaciones.- Los organismos de inspección y laboratorios de ensayo y/o calibración, calificados y registrados, en la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH), están obligados a:

- a) Aplicar los métodos de análisis y normativa contemplados en el alcance de la acreditación;
- b) Incluir en los reportes de análisis, certificado de calibración, informes y/o certificados de inspección de forma correcta y clara los resultados y cualquier otra información de utilidad para el interesado, para minimizar la posibilidad de mala interpretación o mal uso indicando al menos lo siguiente:
 1. Un título (por ejemplo: "Informe de Ensayos" o "Reporte Final de Resultados", "Informe de Inspección", "Certificado de calibración").
 2. Nombre y dirección del laboratorio u organismo de inspección.
 3. Identificación única del informe, el cual deberá referenciarse en todos sus anexos. Deberá incluirse de ser necesario un índice de contenido y numeración de sus páginas.
 4. Fecha de elaboración del informe, y toma de la muestra, la ejecución del ensayo, calibración o inspección.
 5. Nombre y dirección del cliente.
 6. Declaración sobre la incertidumbre estimada del resultado, según el caso.
 7. En el caso de los organismos de inspección, deben incluir todos los resultados de los exámenes y determinación de la conformidad a partir de dichos resultados, así como, toda la información necesaria para comprenderlos e interpretarlos.
 8. Identificación de equipos utilizados para la actividad de inspección, señalando la fecha de calibración de los mismos.
 9. Para el caso de laboratorios: Descripción, identificación y condición de las muestras analizadas.
 10. Fecha de recepción de las muestras, código de entrada asignado por el laboratorio y fecha de realización del (de los) análisis.

11. Resultados analíticos con unidades de medida.
12. De ser el caso identificación del método de ensayo utilizado en cada determinación analítica, referencia del tipo o procedimiento de muestreo o documento normativo empleado para la ejecución de sus actividades.
13. Cuando el laboratorio realizare el muestreo debe colocar en el informe la fecha y el lugar del muestreo, incluyendo cuando el caso lo requiera diagramas, dibujos o fotografías.
14. Firma y cargo de la persona o personas que realizan y aprueban los resultados de los análisis, certificado de calibración, informes y/o certificados de inspección, las cuales deben contar con la credencial de operación debidamente autorizada por la ARCH.

c) Conservar, durante cinco (5) años, copia de los reportes de resultados, que podrán ser requeridos durante las inspecciones que la ARCH realice;

d) Llevar un libro de registro anual en el que conste como mínimo:

1. Para los laboratorios:
 - 1.1. Código de entrada de la muestra;
 - 1.2. Producto o tipo de muestra a analizar;
 - 1.3. Origen de la muestra;
 - 1.4. Fecha de toma de muestra;
 - 1.5. Fecha y hora de entrada al laboratorio; y,
 - 1.6. Fecha de expedición y número de identificación del reporte de resultados.
2. Para los organismos de inspección:
 - 2.1. Tipo de inspección efectuada.
 - 2.2. Lugar y fechas utilizadas para la inspección realizada.
 - 2.3. Identificación del cliente.
 - 2.4. Fecha de expedición y número de identificación del informe de inspección.

e) Facilitar las inspecciones que se realicen, permitiendo el acceso del personal técnico de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH) al local y a la documentación técnica que le sea requerida y realizando las actividades que se le soliciten;

f) Llevar a cabo sus actividades con plena independencia, pero con apego a la normatividad vigente aplicable, de tal forma que se salvaguarde la imparcialidad y objetividad de los análisis e inspecciones;

g) Comunicar a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, en un término no superior a treinta (30) días, cualquier modificación de los requisitos que sirvieron de base para su calificación y registro.

h) Comunicar y justificar los casos fortuitos o fuerza mayor que en (10) diez días les impidan realizar sus actividades.

i) Los organismos calificados deberán contar con al menos dos personas como personal técnico competente para el desarrollo de sus actividades.

Capítulo IX

Del control

Art. 14.- Control: El ejercicio de las actividades de los organismos de inspección y laboratorios de ensayo y/o calibración, será controlado por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, de conformidad con la Ley, las normas aplicables y el presente instrumento.

El control que ejerce la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero es un servicio que el Estado presta a la colectividad para asegurar el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias y verificar que sus derechos no sean vulnerados.

El Control de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero comprende a los requisitos de calificación y registro y, control del cumplimiento de la normativa técnica, económica y legal.

El incumplimiento a las disposiciones de esta norma serán sancionados conforme lo establecido en el Reglamento a la Ley 2007-85, reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y al Código Penal.

Art. 15.- Inspección y fiscalización: La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, inspeccionará y fiscalizará a los Organismos de Inspección y Laboratorios Hidrocarburíferos para comprobar el cumplimiento de las condiciones y procedimientos establecidos en este Instructivo.

El personal técnico de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, tendrá acceso a la documentación, registro, personal, instalaciones, etc., a fin de verificar el cumplimiento de las condiciones generales y específicas de su calificación y registro, así como, podrá supervisar la ejecución de ensayos, muestreos, inspecciones, etc., y solicitar la realización de actividades de comprobación (ensayos, toma de muestras, etc.) dentro del ámbito de actuación del laboratorio u organismo de inspección.

Art. 16.- Verificación: Los actos de control, inspección y fiscalización a las instalaciones y documentación de los organismos de inspección y laboratorios de ensayo y/o calibración, podrán ser realizados en cualquier momento, sin aviso previo.

Los Organismos de Inspección y Laboratorios Hidrocarburíferos descritos en esta norma, están obligados a prestar todas las facilidades para el control que realice la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

Art. 17.- Remediación: Si como resultado de los actos de control, se llegare a establecer que las condiciones mínimas que dieron origen a la resolución de calificación, han variado o se han alterado, la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, hará conocer de este particular a los organismos de inspección y/o laboratorios hidrocarburíferos otorgándole un tiempo improrrogable de quince (15) días hábiles a fin de que justifique y remedie su incumplimiento, para ello, en la notificación se señalará el incumplimiento en que ha incurrido y, le advertirá que de no justificarlo y remediarlo en el tiempo señalado, se procederá a la suspensión temporal de quince (15) días de las actividades calificadas a realizar.

Art. 18.- Incumplimientos: A los organismos de inspección y/o laboratorios hidrocarburíferos que, utilicen personal técnico que no consta en el listado enviado a la ARCH, o que no se ha notificado su cambio a la ARCH; utilicen personal técnico calificado para otras compañías inspectoras independientes, o no dispongan de personal técnico en sus actividades, se les aplicará lo establecido en el artículo 17 de esta norma, así también de comprobar que el organismo registrado en la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero ha incurrido en las infracciones determinadas en la Ley del Sistema Ecuatoriano de la Calidad, se comunicará el Ministerio de Industrias y Productividad, a fin de que se apliquen las sanciones establecidas en el artículo 53 de la citada norma.

Art. 19.- Reincidencia: La reincidencia en el incumplimiento de las disposiciones de esta norma, será causal de extinción de la resolución de calificación y registro otorgada.

La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, podrá en todo caso adoptar como medida preventiva la suspensión conforme lo establecido en el número 2 del artículo 139 del Estatuto del Régimen Jurídico y Administrativo de la Función Ejecutiva.

Art. 20.- Denuncias: La ciudadanía podrá denunciar en la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero u otros organismos de control relacionados con el sector, de acuerdo a su competencia, cualquier infracción cometida en las actividades ejecutadas por los organismos de

inspección y/o laboratorios que actúan en el ámbito hidrocarburífero.

DISPOSICIONES GENERALES

PRIMERA.- Los casos no previstos surgidos por la aplicación de esta norma, serán resueltos por el Director Ejecutivo de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, de conformidad con la normativa aplicable y las disposiciones del Estatuto del Régimen Jurídico y Administrativo de la Función Ejecutiva.

SEGUNDA.- Los organismos de inspección y/o laboratorios que actúan en el ámbito hidrocarburífero, pagarán los derechos de control y regulación que fije el Directorio de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero dentro de la fecha establecida para el efecto.

TERCERA.- Los alcances de acreditación para los organismos de inspección que actúan en el ámbito hidrocarburífero con los documentos normativos a aplicar, son los que constan en el Anexo "A".

A partir de la publicación de la presente norma, los perfiles que deben cumplir los inspectores técnicos para trabajar en el ámbito hidrocarburífero deberán ajustarse a los requerimientos establecidos en el documento Anexo "B".

El Director Ejecutivo de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, podrá motivadamente reformar los alcances y los perfiles conforme las necesidades técnicas que se presenten.

CUARTA.- Los organismos de inspección, solicitarán a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, la emisión de credenciales para su personal técnico en entrenamiento, que deben cumplir los requisitos de los números 3, 4, 5 y 6 de la letra b) y e) del artículo 3 de esta norma.

QUINTA.- Las compañías nacionales que realizan trabajos de Control de Pérdidas de Hidrocarburos "Loss Control" en los embarques de importaciones y exportaciones de hidrocarburos, en el territorio ecuatoriano, deberán cumplir con todas las obligaciones y requisitos de la presente norma aplicada a los organismos de inspección de hidrocarburos y su personal.

El personal que ingrese a las instalaciones de refinerías, terminales petroleros, buques que transportan hidrocarburos líquidos y gaseosos, a realizar trabajos de inspección de hidrocarburos, incluido el Control de Pérdidas (Loss Control), deberá tener obligatoriamente la credencial como Inspector de Hidrocarburos emitida por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

En el caso de organismos de inspección internacionales, que efectúen trabajos de Control de Pérdidas de Hidrocarburos (Loss Control), deberán contar con la autorización de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, para lo cual la Gerencia de Comercio Internacional de la EP PETROECUADOR deberá solicitar al Director Ejecutivo de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, con al menos siete (7) días hábiles previos a cada embarque, la autorización respectiva para la empresa y su personal que actuará como "Loss Control" específicamente en dicho embarque, adjuntando los siguientes requisitos: Hoja de vida de la persona con la información de respaldo debidamente certificada, documento de identificación, nominación dada por la empresa vendedora/compradora, nombre del buque, ventana y producto a cargar y/o descargar.

SEXTA.- Los organismos de inspección y laboratorios hidrocarburíferos y/o calibración de los cuales haya operado la extinción de su resolución de calificación por cualquiera de las causales establecidas en el artículo 9, devolverán en diez (10) días a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero las credenciales de operación autorizadas, contados desde la fecha de notificación de la resolución. De no cumplir con este requerimiento la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, negará cualquier petición de calificación que presenten dichos organismos.

SÉPTIMA. Los organismos calificados deberán contar con al menos dos personas como personal técnico competente para el desarrollo de sus actividades.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

PRIMERA.- Las personas jurídicas que antes de la expedición de esta norma hubieren presentado la solicitud para obtener la calificación como organismos de inspección o Laboratorios de ensayo y/o calibración en el ámbito hidrocarburífero, deberán adecuar su solicitud a las disposiciones de este instrumento.

SEGUNDA.- Los organismos de inspección que actúan en el ámbito hidrocarburífero, en alcances contemplados en esta norma, que son adicionales a los que constan en el Acuerdo Ministerial No. 127, tienen 6 meses a partir de la expedición de ésta norma, para regularizar su situación y obtener la respectiva calificación en la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, así también para los laboratorios que actúan en el ámbito hidrocarburífero.

TERCERA.- Los laboratorios de ensayo y/o calibración, que actúan en el ámbito hidrocarburífero, deberán adecuar y regularizar su situación legal y obtener la respectiva calificación en la Agencia de

Regulación y Control Hidrocarburífero, de acuerdo con las disposiciones de esta norma, dentro de seis (6) meses a partir de la expedición de ésta Resolución.

CUARTA.- La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, tomará muestras y realizará pruebas en sus laboratorios de forma aleatoria, dichos resultados serán comparados con los informes presentados por los laboratorios, y de encontrarse diferencias en los resultados de los análisis, se aplicarán sanciones administrativas y penales correspondientes.

QUINTA.- Las compañías inspectoras independientes que actualmente están calificadas en la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, según disposición emitida por el Director Ejecutivo de la ARCH mediante Oficio No. 11-ARCH-DRN-2011 de 01 de noviembre de 2011 y ratificada con Oficio No. 38-ARCH-DRN-2012 de 27 de marzo de 2012, deberán presentar el certificado de acreditación otorgada por el Organismo de Acreditación Ecuatoriana, de lo contrario, cumplido el tiempo otorgado, se procederá a la extinción de la resolución y a la exclusión de la compañía del registro de las compañías inspectoras independientes, salvo los casos de fuerza mayor.

Los organismos de inspección que han iniciado el proceso de acreditación previo a la emisión del presente instructivo, y que ya han sido evaluados por el OAE, para la calificación de su personal técnico se registrará con lo establecido en los procedimientos administrativos que para el efecto expida el Director Ejecutivo de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

DISPOSICIÓN FINAL.- Déjese sin efecto el Acuerdo Ministerial No. 127 publicado en el Registro Oficial No. 054 de 26 de octubre de 1998 y, cualquier otra norma legal de igual o inferior jerarquía que se opongan a éste.

El presente instructivo entrará en vigencia a partir de su publicación en el Registro Oficial.

COMUNÍQUESE Y PUBLÍQUESE.-

DADO, en la ciudad de San Francisco de Quito, DM, a 11 de julio de 2013.

f.) Pedro Merizalde Pavón, Ministro Recursos Naturales No Renovables, Presidente del Directorio de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

f.) José Luis Cortázar Lascano, Director Ejecutivo de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, Secretario del Directorio de la ARCH.

ANEXO A: ALCANCE DE ACREDITACIÓN PROPUESTO PARA ORGANISMOS DE INSPECCIÓN CAMPO HIDROCARBURIFERO

Item	Alcance	Método	Elemento a ser Inspeccionado	Documento normativo utilizado
1	Inspección volumétrica (Calibración) de tanques y recipientes	Inspección volumétrica Líquida de Tanques	Carrotanques, Tanques cilindricos Verticales, Tanques cilindricos horizontales, cisternas.	American Petroleum Institute (API) - Manual de Estándares de Medición de Petróleo (MPMS) Standard 2555 Liquid Calibration of tanks
				Standard 2554 Measurement and calibration of tank cars.
				Capítulo 7. Temperature determination
				Capítulo 4.5 Master Meter Provers,
				Capítulo 4.4 Tank Provers
		Inspección volumétrica Geométrica de Tanques Horizontales	Tanques horizontales, carrotanques, cisternas	American Petroleum Institute (API) - Manual de Estándares de Medición de Petróleo (MPMS) Capítulo 2.2.E Calibration of Horizontal Cylindrical Tanks - Part 1 - Manual Method.
				Capítulo 2.2.F Calibration of Horizontal Cylindrical Tanks - Part 2 Internal Electro Optical distance Ranging Method
				Standard 2551 Measurement and Calibration of Horizontal Tanks (ISO 12917-1), CALIBRATION OF HORIZONTAL CYLINDRICAL TANKS, PART 1, MANUAL METHOD. (CORRECCIÓN DE INCRUSTACIONES, tablas de calibres)
		Inspección volumétrica geométrica de esferas y esferoides	Esferas y esferoides	American Petroleum Institute (API) - Manual de Estándares de Medición de Petróleo (MPMS) Standard 2552 Measurement and calibration of spheres and spheroids
		Inspección volumétrica geométrica Manual de tanques cilindricos verticales	Tanques cilindricos verticales	American Petroleum Institute (API) - Manual de Estándares de Medición de Petróleo (MPMS) Capítulo 2.2. A Measurement and Calibration of Upright Cylindrical Tanks by the manual tank Strapping Method,
				Standard 2550 (Method for Measurement and Calibration of Upright Cylindrical Tanks)
				Standard 2551 (CORRECCIÓN DE INCRUSTACIONES, tablas de calibres)
		Inspección volumétrica geométrica de tanques cilindricos verticales el método de distancia interna electrooptica	Tanques cilindricos verticales	American Petroleum Institute (API) - Manual de Estándares de Medición de Petróleo (MPMS) Capítulo 2.2. D Calibration of Upright Cylindrical Tanks Using the Internal Electro-optical Distance-ranging Method

		Inspección volumétrica geométrica de tanques cilindricos verticales por el método de distancia electro óptica medición externa	Tanques cilindricos verticales	ISO 7507-5 Petroleum and Liquid Petroleum products-calibration of vertical cylindrical tanks-external electro-optical distance-ranging method.
		Inspección volumétrica geométrica de tanques cilindricos verticales usando Método de triangulación óptica	Tanques cilindricos verticales	American Petroleum Institute (API) - Manual de Estándares de Medición de Petróleo (MPMS) Capítulo 2.2. C Calibration of Upright Cylindrical Tanks Using the Optical-triangulación Method
		Inspección volumétrica geométrica de tanques en buque tanques y barcas transatlánticas	tanques en buque tanques	American Petroleum Institute (API) - Manual de Estándares de Medición de Petróleo (MPMS) Capítulo 2.8 A Calibration of Tanks on Ships and Oceangoing Barges
		Inspección volumétrica geométrica por línea de referencia óptica de tanques cilindricos verticales	Tanques cilindricos verticales	American Petroleum Institute (API) - Manual de Estándares de Medición de Petróleo (MPMS) Capítulo 2.2. B Calibration of Upright Cylindrical Tanks Using the Optical Reference Line Method
		Inspección volumétrica geométrica de tanques de Barcazas	tanques de barcazas	American Petroleum Institute (API) - Manual de Estándares de Medición de Petróleo (MPMS) Capítulo 2.7 Calibration of Barge Tanks

Item	Alcance	Método	Elemento a ser Inspeccionado	Documento normativo utilizado
2	Inspección Técnica	Inspección Técnica de tuberías	Tuberías	API 570 Inspección, reparación, alteración y reclasificación de Sistemas de tuberías en servicio
				ANSI/ASME B31.4: Sistemas de transporte por tubería para hidrocarburos y otros líquidos;
				ANSI/ASME B31.8: Sistemas de transporte por tubería para transporte y distribución de gas.
				API 5L ESPECIFICACIONES PARA TUBERIAS
		Inspección Técnica de recipientes a presión	Recipientes a presión a presión	API 572 Capítulo 9.2, 9.3, 9.4 (Section 9; Frequency and time of inspection)
				API 581 Inspección basada en riesgos,
				ASME SECCION VII DIVISION 1.
		Inspección de horizontalidad, verticalidad, redondez,	Tanques cilindricos verticales de almacenamiento sobre el suelo, soldados	API 653 Inspección, reparación, Modificación y Reconstrucción de estanques. Capítulo 4, 6, 10, Apéndice B.

		asentamiento	atornillados, norefrigerados, a presión atmosférica.	Requisitos API 650 Welded Steel Storage Tanks
		Inspección Técnica de tanques de almacenamiento	Autotanques, tanques verticales, tanques horizontales, ductos de transporte de hidrocarburos	Norma ASME, Sección V , (Nondestructive Examination) Artículo 23 SE-797, referente a Práctica Normalizada para la Medición de Espesores por el Método Ultrasónico Manual de Contacto.
				API 653 Inspección, reparación, Modificación y Reconstrucción de estanques. Capítulo 4, 6, 10, Apéndice B.
				Código ASME Sección VIII , (Diseño y Análisis estructural de recipientes a presión) División 1 y 2
				API 651 , (Cathodic protection of aboveground petroleum storage tanks)
				API 575 (Inspection of aboveground storage tanks)
				ASME CODE, Section V , artículo 9, artículo 28, Subsección A
				NACE 51011; NACE RP-06-75 , (Corrosion control of offshore steel pipelines)
				NACE RP-01-69 (Control of extremal corrosion on underground metallic piping systems)
				NORMAS ANSI, UL
		Líquidos Penetrantes	Cordones y soldaduras	ASTM E 165-94 Standard Test Method for Liquid Penetrant Examination
				API 510 de Inspección, reparación y modificación de recipientes de presión y cañerías.
				ASTM E E 1208 92 Standard definition of terms related to liquid penetrant inspection
				ASTM E E 1209 92 Standard Test Method for fluorescent liquid penetrant using Lipophilic Post-Emulsification Process
				ASME (1992) SECTION V ARTICLE 6 Liquid Penetrant Examination
		Partículas Magnéticas	Cordones y soldaduras	ASTM E-1444 Práctica estándar para exanimación por partículas magnéticas.

				ASTM E-709 Guía Estándar para exanimación por partículas magnéticas.
		Prueba hidrostática con agua para ductos y pruebas neumáticas	Tuberías	ASME B31.3 Código para Sistemas de ductos a Presión.(Procesos).
				ASME B31.4 Diseño, construcción, inspección, ensayos, operación y mantenimiento de tuberías de de transporte de hidrocarburos (Transporte) .
				ASTM E 1003 "Standard test method for hydrostatic leak testing"
				ASTM E 432 Standard Guide for Selection of a Leak Testing Method
		Integridad de equipos	Equipo estático y rotativo	NACE SP0-169-07
				ASME B31.4. Liquid Petroleum Transportation Piping Systems
				ASME B31.3. TUBERÍAS DE PROCESO DE REFINERÍAS Y PLANTAS QUÍMICAS
				API RP 651. (Cathodic protection of aboveground petroleum storage tanks)
				API-653. Inspección, reparación, Modificación y Reconstrucción de estanques.
				API RP 652. lining of aboveground petroleum storage tank bottoms
				AWS A5.1-2004. Certificación de electrodo de soldadura
				ASNT-SNT-TC-1A-2006. Qualification of Nondestructive
				API 650, Welded Steel Tanks for Oil Storage
		Prueba hidrostática y neumáticas para tanques	Tanques y recipientes cerrados	ASME-SECTION VII I-11 Part. AT - Article T-3 (Hydrostatic Test Based on Vesel Design Pressure)
				ASME-SECTION VIII División 2 – 1998, Article T-4 (Pneumatic test AT-AT-350 hydrostatic testing procedure)
				ASTM E 1003 "Standard test method for hydrostatic leak testing"
		Inspección de válvulas de alivio	Válvulas de alivio	Norma ASME – SECTION VIII –Division 2, ARTICLE R-1 GENERAL REQUERIMENTS AR-120 PRESURE RELIEF VALVES
				API 576 Inspection of presure Relieving Devices
		Prueba de estanquidad	Tanques no sometidos a presión	Norma API 1615, INSTALACIÓN DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE PETRÓLEO. referente a Pruebas de Estanquidad en tanques de almacenamiento.
		Infraestructura	Estaciones de servicio	INEN 2251 Manejo, almacenamiento, transporte y expendio en los centros de distribución de combustibles líquidos.
				INEN 2316: Estaciones de servicio para suministro de GLP

Item	Alcance	Método	Elemento a ser Inspeccionado	Documento normativo utilizado
3	Inspección de Equipos Izaje y Sostenimiento de cargas	Inspecciones de seguridad grúas móviles y locomotoras	Grúas Móviles Locomotoras, gatos ganchos y eslingas.	Norma ASME B 30-5 , Mobile and Locomotive Cranes Norma ASME B 30-9 Slings Norma ASME B30-10 Hooks
		Inspecciones de tractores de pluma Lateral.	tractores de pluma Lateral.	Norma ASME B 30-9 Slings Norma ASME B30-10 Hooks Norma ASME B 30-14 Side Boom Tractors
		Inspecciones de seguridad de Puentes Grúa.	Puentes Grúa.	Norma ASME B 30-17 , (Overhead and gantry cranes) Top running Bridge, single girder, underhung Hoist) Norma ASME B 30-2 , Overhead and gantry cranes (Top running Bridge, single or multiple girder, top running trolley Hoist) Puentes Grúa. Norma ASME B 30-9 Slings ASME B30-10 Hooks ASME B30-16 Overhead hoist CMAA Specification N° 47 Specification for top running and under running single girder electric overhead traveling cranes utilizing under running trolley hoist
		Inspecciones de Cables de Acero.	Cables de Acero.	ISO TC 10 , API 9A (Especificación para cable de acero) API 9B (Aplicación, cuidado y El uso de cable de acero para el servicio del campo petrolífero)
		Inspección de Accesorios de izaje	Eslingas de cadena de acero, slings de cable de acero, eslingas de malla metálica, eslingas de fibra natural o sintética, grilletes, cáncamos forjados, cáncamos giratorios, tecles de cadena, tecles de plancha, eslabones y argollas giratoriasganchos	ASME B 30.9 Eslingas. ASME B 30.10 Ganchos. ASME B30.21 Manually Lever Operated Hoist ASME B30.26 Rigging Hardware
		Inspección de grúas de boom articulado	ARTICULATING BOOM CRANES	ASME B30.22 Articulating Boom Cranes Norma ASME B 30.9 , Eslingas. Norma ASME B 30.10 , Ganchos
		Inspección de camiones petroleros (machos).	Camiones machos	ASME B30.7 BASE MOUNTED DRUM HOIST Norma ASME B 30.9 , Eslingas. Norma ASME B 30.10 , Ganchos.
		Inspección de sistemas de elevación personal	Sistemas de elevación personal	ASME B30.23 Safety PERSONAL LIFTING SYSTEM
		Inspección de Montacargas	Montacargas, carretillas elevadoras todo terreno, camiones de alta y baja elevación.	ANSI B56.6 (Safety Standard for Rough Terrain Forklift Trucks) ANSI B56.1 , (Safety Standard for Low Lift and High Lift Trucks) Norma IRAM 8401 , (Vehículos industriales. Autoelevadores frontales. Contrabalanceado.) Montacargas.

4	Inspección de medidores dinámicos de hidrocarburos (Verificación de cantidad medida)	Inspección de medidores de Desplazamiento positivo, turbinas, coriolis, por el método pipe prover	Medidores de desplazamiento positivo, turbinas y coriolis	<i>American Petroleum Institute (API) - Manual de Estándares de Medición de Petróleo (MPMS)</i>
				<i>Capítulo 4.2 Pipe Prover</i>
				<i>Capítulo 4.3 Small Volumen Provers</i>
				<i>Capítulo 4.6 Pulse Interpolation</i>
				<i>Capítulo 4.8 Operation of Proving Systems</i>
				<i>Capítulo 5.1 General Considerations for Measurement by Meters</i>
				<i>Capítulo 5.2 Measurement of Liquid Hydrocarbons by Displacement Meters</i>
				<i>Capítulo 5.3 Measurement of Liquid Hydrocarbons by Turbines</i>
				<i>Capítulo 5.6 Measurement of Liquid Hydrocarbons by Coriolis Meter</i>
				<i>Capítulo 7: Temperature Determination</i>
				<i>Capítulo 9.1 Standard Test Method for Density, Relative density (Specific Gravity), or API Gravity of Crude Petroleum And Liquid Petroleum Products by Hydrometer Method</i>
				<i>Capítulo 11.1 Temperature and Pressure Volume Correction Factors for Generalized Crude Oils, Refined Products, and Lubricating Oils</i>
				<i>Capítulo 11.2 Volume Correction Factors For Meter Proving and Hydrocarbon Compressibility Factors</i>
				<i>Capítulo 12.2 Calculation of Liquid Petroleum Quantities measured by turbine or displacement meters</i>
				<i>Capítulo 13.2 Statistical Methods of Evaluating Meter Proving Data</i>
				<i>Capítulo API 9.3 Standard Test for Method Density, Relative density, and API Gravity of Crude Petroleum And Liquid Petroleum Products by Thermofydrometer Method</i>
				<i>Capítulo 4.7 Field Standard Test MEasures</i>
				<i>Capítulo 21.2 Electronic Liquid Volume Measurement Using Positive Displacement and Turbine Meters</i>
				<i>Capítulo 22.1 General Guidelines for Developing Testing Protocols for Devices Used in the Measurement of Hydrocarbon Fluids</i>
		Inspección de medidores de Desplazamiento positivo y turbinas por el método master meter	Medidores de desplazamiento positivo y turbinas	<i>American Petroleum Institute (API) - Manual de Estándares de Medición de Petróleo (MPMS)</i>
				<i>Capítulo 4.5 Master Meter Prover</i>
				<i>Capítulo 4.6 Pulse Interpolation</i>
				<i>Capítulo 4.8 Operation of Proving Systems</i>
				<i>Capítulo 5.1 General Considerations for Measurement by Meters</i>

				<i>Capítulo 5.2 Measurement of Liquid Hydrocarbons by Displacement Meters</i>
				<i>Capítulo 5.3 Measurement of Liquid Hydrocarbons by Turbines</i>
				<i>Capítulo 5.6 Measurement of Liquid Hydrocarbons by Coriolis Meter Capítulo 7</i>
				<i>Capítulo 7 Temperature determination</i>
				<i>Capítulo 9.1 Standard Test Method for Density, Relative density (Specific Gravity), or API Gravity of Crude Petroleum And Liquid Petroleum Products by Hydrometer Method</i>
				<i>Capítulo 11.1 Temperature and Pressure Volume Correction Factors for Generalized Crude Oils, Refined Products, and Lubricating Oils</i>
				<i>Capítulo 11.2 Volume Correction Factors For Meter Proving and Hydrocarbon Compressibility Factors</i>
				<i>Capítulo 12.2 Calculation of Liquid Petroleum Quantities measured by turbine or displacement meters</i>
				<i>Capítulo 13.2 Statistical Methods of Evaluating Meter Proving Data</i>
				<i>Capítulo 4.7 Field Standard Test Measures</i>
				<i>Organismos Internacional de Metrología Legal (OIML) R 117-1 Dynamic measuring systems for liquids other than water</i>
				<i>Capítulo 21.2 Electronic Liquid Volume Measurement Using Positive Displacement and Turbine Meters</i>
				<i>Capítulo 22.1 General Guidelines for Developing Testing Protocols for Devices Used in the Measurement of Hydrocarbon Fluids</i>
	Inspección de medidores de Desplazamiento positivo y turbinas por el método tank prover	Medidores de desplazamiento positivo y turbinas (Surtidores y dispensadores de combustible)		<i>American Petroleum Institute (API) - Manual de Estándares de Medición de Petróleo (MPMS)</i>
				<i>Capítulo 4.4 Tank Provers</i>
				<i>Capítulo 4.8 Operation of Proving Systems</i>
				<i>Capítulo 5.1 General Considerations for Measurement by Meters</i>
				<i>Capítulo 5.2 Measurement of Liquid Hydrocarbons by Displacement Meters</i>
				<i>Capítulo 5.3 Measurement of Liquid Hydrocarbons by Turbines</i>
				<i>Capítulo 5.6 Measurement of Liquid Hydrocarbons by Coriolis Meter</i>
				<i>Capítulo 6.7 Metering Viscous Hydrocarbons</i>
				<i>Capítulo 7 Temperature determination</i>
				<i>Capítulo 9.1 Standard Test Method for Density, Relative density (Specific Gravity), or API Gravity of Crude Petroleum And Liquid Petroleum Products by Hydrometer Method</i>
				<i>Capítulo 11.1 Temperature and Pressure Volume Correction Factors for Generalized Crude Oils, Refined Products, and Lubricating Oils</i>

				Capítulo 11.2 Volume Correction Factors For Meter Proving and Hydrocarbon Compressibility Factors Capítulo 12.2 Calculation of Liquid Petroleum Quantities measured by turbine or displacement meters Capítulo 13.2 Statistical Methods of Evaluating Meter Proving Data Capítulo 21.2 Electronic Liquid Volume Measurement Using Positive Displacement and Turbine Meters Capítulo 22.1 General Guidelines for Developing Testing Protocols for Devices Used in the Measurement of Hydrocarbon Fluids
		Inspección de surtidores para derivados líquidos de petróleo	Surtidores de combustible	INEN 1781 Surtidores para derivados líquidos de petróleo. Requisitos.

Item	Alcance	Método	Elemento a ser Inspeccionado	Documento normativo utilizado
5	Inspección de medidores estáticos de hidrocarburos (Verificación de cantidad medida)	Comparación de la medición automática de nivel con el aforo manual del tanque	Medidores automáticos de nivel	American Petroleum Institute (API) - Manual de Estándares de Medición de Petróleo (MPMS Capítulo 3.1 A) Procedimiento estándar para la medición manual de petróleo y productos de petróleo. (Capítulo 3.1B) Práctica Estándar para la medición de nivel de hidrocarburos líquidos en tanques estacionarios por medio de medición automática en tanque
6	Inspección de calidad y cantidad de hidrocarburos en la transferencia de custodia	- hidrocarburos líquidos	Hidrocarburos contenidos en Tanques, líneas de tierra, líneas submarinas y buquetanques. (Refinerías, Terminales, depósitos)	A) DOCUMENTOS NORMATIVOS PARA LA CANTIDAD INEN 2350: Medición de hidrocarburos transportados a bordo de buque tanques. API MPMS Manual de Estándares de Medición de Petróleo Capítulo 3: Medición de Tanques Sección 1A. Procedimiento estándar para la medición manual de petróleo y productos de petróleo Sección 1B. Práctica estándar para la medición del nivel de líquido de hidrocarburos líquidos en tanques estacionarios por medición de tanques automáticos Capítulo 7: Determinación de Temperatura Capítulo 8. 8.1 Práctica Estándar para muestreo manual del petróleo y productos del petróleo. Sección 1 Manual de muestreo del petróleo (ANSI/ASTM D 4057); Sección 3. Práctica estándar de mezclado y manejo de muestras líquidas de petróleo y productos de petróleo (ASTM 5854) Capítulo 8. 8.2 Práctica Estándar para muestreo automático del petróleo y productos del petróleo.

				Capítulo 8. 8.3 Estándar de prácticas para mezcla y manipulación de muestras líquidas de petróleo y derivados. Prácticas Estándar para muestreo manual del petróleo y productos del petróleo.
				Capítulo 11.1: Datos de propiedades físicas (factores de corrección de volumen)
				Capítulo 12: Cálculo de Cantidades de Petróleo - Sección 1. Cálculo de cantidades estáticas de petróleo. Parte 1. Tanques cilíndricos verticales y buques
				Capítulo 15: Guía para el Uso del Sistema Internacional de Unidades (SI) en la Industria del Petróleo
				Capítulo 17: Mediciones Marinas - Sección 1. Guía para la Inspección de Cargas Marinas. Sección 2. Medición de cargas a bordo de tanques de buques. Sección 3. Guía para la identificación de agua libre asociada con los movimientos de las cargas marinas de petróleo. Sección 4. Método para la cuantificación de pequeños volúmenes en buques marinos (OBQ/ROB). Sección 5. Guía para el análisis de carga y reconciliación de cantidades de cargas. Sección 6. Guía para la determinación del llenado de tuberías de tierra. Sección 8. Guía para la inspección de la pre-carga de tanques de carga de buques marinos. Sección 9. Factor de experiencia en buques. Sección 11. Medición y muestreo de cargas en tanques de buque usando equipos para sistemas cerrados API. Manual de Estándares de Medición de Petróleo
				ANSI/ASTM D4177 Práctica estándar para el muestreo automático del petróleo y sus derivados
				ASTM D5854 Práctica estándar para la mezcla y manipulación de muestras líquidas de Petróleo y Productos de Petróleo
				NTE INEN 2336. Productos derivados del petróleo procedimiento para la inspección de la calidad de los derivados del petróleo.
				NTE INEN 930 Petróleo crudo y sus derivados. Muestreo
				B) DOCUMENTOS NORMATIVOS PARA LA CALIDAD
				API MPMS Manual de Estándares de Medición de Petróleo
				Capítulo 9: Determinación de Densidad. Sección 1. Método Estándar para determinación de densidad, densidad relativa (gravedad específica) o gravedad API de petróleo crudo y productos líquidos de petróleo por el método de hidrómetro 1298)
				Capítulo 10: Sedimento y agua
				Capítulo 10.1: Método Estandar de prueba para sediment en crudo oil y fuel oils por el método de extracción.

			Capítulo 10.2: Método Estandar de prueba para agua en crudo oil por destilación. RTE INEN 028 Reglamento Técnico Ecuatoriano NTE INEN 2253:2000 Revisión 0: Derivados del Petróleo, Naftas Industriales. Requisitos NTE INEN 2258:2004 Revisión 0: Productos Derivados de Petróleo, Gasolina para Aviación. Requisitos NTE INEN 935:2012 Revisión 08: Gasolina Requisitos NTE INEN 2223:03 Revisión 1: Productos derivados del petróleo. Combustible para motores de dos tiempos. Requisitos NTE INEN 2069:96 Revisión 1: Productos derivados del petróleo. Jet Fuel Jp4. Requisitos NTE INEN 2070:96 Revisión 1: Productos derivados del petróleo. Jet A-1. Requisitos NTE INEN 1489:2012 Revisión 7: Productos derivados del petróleo. Diesel. Requisitos NTE INEN 1983:02 Revisión 1: Productos derivados del petróleo. Fuel Oil. Requisitos NTE INEN 2208:99 Revisión 0: Productos derivados del petróleo. Fuel oil naviero. Requisitos ASTM D1298 - 12b Método de prueba estándar para densidad, densidad relativa o gravedad API en petróleo crudo y productos líquidos de petróleo por el método del hidrómetro ASTM D473 - 07 Método para sedimentos en crudos y Combustóleo (fuel oil) por el método de extracción. ASTM D3230 - 10 Método de prueba estándar para Sales en crudo (método Electrométrico). ASTM D4006 - 11 Método de prueba estándar para agua en petróleo crudo por destilación. ASTM D4294 - 10 Método de prueba estándar para azufre en petróleo y productos derivados del petróleo por energía dispersiva espectrometría de fluorescencia de rayos X.
		Hidrocarburos gaseosos	Hidrocarburos contenidos en Tanques, líneas de tierra, líneas submarinas y buquetanques. (Refinerías, Terminales, depósitos) A) DOCUMENTOS NORMATIVOS PARA LA CANTIDAD API. Manual de Estándares de Medición de Petróleo Capítulo 3: Section 3-Standard Practice for Level Measurement of Liquid Hydrocarbons in Stationary Pressurized Storage Tanks by Automatic Tank Gauging, Section 5 Standard Practice for Level Measurement of Light Hydrocarbon Liquids Onboard Marine Vessels by Automatic Tank Gauging

				Capítulo 7: Determinación de Temperatura Capítulo 14: Medición de líquidos de Gas Natural. Sección 1. Recolección y manejo de muestras de gas natural para transferencia de custodia. Sección 8. Medida de gas licuado de petróleo. IP-251/76 Petroleum Measurement Manual: Static Measurement of Refrigerated - Hydrocarbon Liquids Capítulo 17: Mediciones Marinas, Sección 10. Mediciones en cargas refrigeradas y/o presurizadas a bordo en embarcaciones de cargas de gas. Parte 2. Gas licuado y químico Sección 11. Medición y muestreo de cargas en tanques de buque usando equipos para sistemas cerrados B) DOCUMENTOS NORMATIVOS PARA LA CALIDAD RTE INEN 028. Reglamento Técnico Ecuatoriano NTE INEN 2489:2009 Gas NATural. Requisitos NTE INEN 675:82 Gas Licuado de Petróleo. Requisitos
--	--	--	--	---

Item	Alcance	Método	Elemento a ser Inspeccionado	Documento normativo utilizado
7	Inspección de equipos y materiales utilizados en exploración, perforación y desarrollo	Inspección de Operaciones de equipos de perforación de pozos petroleros	Pozos petroleros	API RP 52: Land Drilling Practices for Protection of the Environment
				API RP 54 Occupational Safety for Oil and Gas Well Drilling and Servicing Operations
				API RP 53 Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Operations
				API RP 59 Recommended Practice for Well Control Operations
		Inspección de Equipos y materiales de pozos petroleros	Componentes del Equipo de perforación y materiales empleados en la perforación	Normas API: Series 4: Derricks and mast
				Normas API: Series 5: Tubular Goods
				Normas API: Series 6: Valves and Wellhead Equipment
				Normas API: Series 7: Drilling equipment
				Normas API: Series 8: Hoisting tools
				Normas API: Series 10: Oil Well Cements
				Normas API: Series 10: Oil Well Cements
				Normas API: Series 13: Drilling Fluid Materials
				Normas API: Series 16: Drilling Well Control Systems
				Normas API: Series 64: Diverter Systems equipment and operations.
				API 500: Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Clasified as Class 1, Divisio 1 y División 2.

				<i>API 505: Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class I, Zone 0, Zone 1 and Zone 2.</i>
				<i>API E&P Spec 6A,(Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment) (Especificación para cabeza de pozo y árbol de navidad Equipo) 7-1</i>
				<i>ISO 10424-1,(Petróleo y gas natural - equipo de perforación de Rotary)</i>
				<i>Spec 10A,(Especificación para Cemento y Materiales para la cementación de pozos)</i>
				<i>ISO 10426-1,(Petróleo y gas natural - Cementos y materiales para la cementación de pozos)</i>
				<i>Spec 7B-11c, (Esta especificación cubre los motores de combustión interna alternativos para el servicio del campo petrolífero, incluidos los métodos de prueba y calificación para la aplicación de los derechos específicos de campos petroleros.)</i>
				<i>Spec 13 A (Especificaciones para materiales fluidos de perforación)</i>
				<i>ISO 13500(Petróleo y gas natural - materiales fluidos de perforación - Especificaciones y ensayos</i>
				<i>Spec 16A(Especificación para recorrer a través de un equipo)</i>
				<i>ISO 13533,(Petróleo y gas natural - Perforación y equipo de producción - a través de Drill-equipos)</i>
				<i>RP 31a;(Formulario para la Presentación Hardcopy de perforación de pozos Datos de registro)</i>
				<i>ASME B30 Normas de seguridad para instalaciones de cables, grúas, torres de perforación, Elevadores, ganchos, eslingas y Jotas,</i>
				<i>API 9A Specification for Wire Rope.</i>
				<i>API 9B: Application, Care and Use of Wire Rope for Oil Field Service.</i>
				<i>ANSI B1.1 Unified Inch Screw Threads; ANSI B16.10 Face-to-Face and End-to-End Dimensions of Valves</i>
				<i>ANSI B40.1 Gauges-Pressure Indicating Dial Type -- Elastic Element;</i>
				<i>ANSI/IEEE Std.141 Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants;</i>
				<i>ANSI/IEEE Std.142 Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems ;</i>
				<i>ANSI B95.1 Terminology For Pressure Relief Devices,</i>
				<i>ANSI/IEEE Std.446 Recommended Practice for Emergency and Standby Power Systems for Industrial and Commercial Applications;</i>
				<i>ASME B31.3. Process Piping</i>

				<i>ASME B 16.9</i> Factory-Made Wrought Steel Buttwelding Fittings <i>ASME B 16.11</i> Forged Steel Fittings, Socket-Welding and Threaded <i>ASME B 16.20</i> Metallic Gaskets for Pipe Flanges-Ring-Joint, Spiral-Would, and Jacketed <i>ASME B 16.34</i> Valves - Flanged, Threaded, and Welding End <i>ASME B 16.5</i> Pipe Flanges and Flanged Fitting <i>ASME CODE</i> Sección VIII <i>ASME CODE</i> Sección V <i>ASME CODE</i> Sección IX; A 694; PTC 1; PTC 10; PTC 22. <i>ASME B30</i> Standards Committee Safety Standards for Cableways, Cranes, Derricks, Hoists, Hooks, Jacks, and Slings <i>Spec 14 A-ISO 10432</i> Petroleum and natural gas industries - Downhole equipment - Subsurface safety valve equipment <i>RP 14B-ISO 10417</i> Petroleum and natural gas industries - Subsurface safety valve systems - Design, installation, operation and redress <i>RP 14C</i> Recommended practice for analysis, design, installation, and testing of basic surface safety systems on offshore production platforms <i>RP 14E</i> Recommended practice for design and installation of offshore production platform piping systems. <i>API 9A</i> Specification for Wire Rop <i>API 9B</i> Application, Care and use of Wire Rope for Oil Fiel Service.
8	Inspecciones con el propósito de verificar la seguridad de instalaciones de hidrocarburos	Inspecciones con el propósito de verificar la seguridad de instalaciones de hidrocarburos	Instalaciones de hidrocarburos	DIN EN 12285, FABRICACION DE TANQUES. ASTM A-53 TUBERIAS. ANSI/ASME B 31,4, Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids NORMA UL 58 Standard for steel undergroubd tank for fammable and combustibile liquids. NORMAS DE PETROECUADOR : SH-006 Distancias minimas de seguridad que deben ser contempladas en instalaciones petroleras . SH-008 Señales de seguridad SH-009 Identificacion de tanques y tuberias SHI 013 Disposiciones de seguridad industrial para transporte, carga y descarga de combustibles en autotanques. SH-018 Sistema de agua contra incendios para las instalaciones petroleras SH-019 Sistemas de espumas contra incendio NSH-020 Sistemas especiales de proteccion contra incendios SH-023 Sistema de drenaje SH-027 Niveles de iluminacion para la industria hidrocarburifera

				Decreto Ejecutivo 2024 Reglamento para autorización de actividades de comercialización de combustibles líquidos derivados del petróleo ,
				<i>Decreto Ejecutivo 2282</i>
				AM 116 Reglamento técnico de comercialización de gas licuado
				AM 053 Disposiciones para la comercialización de gas licuado de petróleo a través de instalaciones centralizadas,
				<i>Decreto Ejecutivo 257</i>
				INEN 1536 Requisitos de seguridad en plantas de almacenamiento y envasado de gas licuado de petróleo (GLP).
				NFPA 30 Código de Líquidos inflamables y combustibles.
				NFPA30A CÓDIGO PARA INSTALACIONES DISPENSADORAS DE COMBUSTIBLE PARA MOTOR Y TALLERES DE REPARACIÓN.
				NFPA 58 Código del gas licuado de petróleo
				NFPA 59 Utility LP-Gas Plant Code
				API 2015 , Safe Entry and Cleaning of Petroleum Storage Tanks
				API 2016 , Guidelines and Procedures for Entering and Cleaning Petroleum Storage Tanks
				INEN 2260 Instalaciones GLP centralizadas.
				INEN 440 Colores de identificación de tuberías
				INEN 439 Colores, senales y símbolos de seguridad,
				INEN 2266 , TRANSPORTE, ALMACENAMIENTO Y MANEJO DE PRODUCTOS QUÍMICOS PELIGROSOS.
				NTE INEN 2592:2011 Instalación, operación y mantenimiento de plantas de carga y descarga de gas natural comprimido al granel. Requisitos
				NTE INEN-EN 13645:2011 Instalaciones y equipamiento para gas natural licuado. Diseño de instalaciones terrestres con capacidad de almacenamiento entre 5 t A 200 t.
				NTE INEN-EN 1473:2011 Instalaciones y equipos para gas natural licuado. Diseño de las instalaciones terrestres
				NTE INEN-EN 60210:2011 Plantas satélites de gas natural licuado (GNL)
				NTE INEN 2540:2010 Prevención de incendios. Revisión periódica de cilindros de acero sin costura para gas natural comprimido
				NTE INEN 2541:2010 Prevención de incendios. Sistemas para transporte de módulos contenedores para gas natural comprimido. Requisitos
				NTE INEN 2590:2011 Transporte de gas natural licuado. Requisitos e inspección
				NTE INEN 2593:2011 Equipos de compresión para estaciones de carga de gas natural comprimido. Requisitos

				<i>NTE INEN 2493:09 Gasoductos. Transporte de gas natural por medio de ductos. Requisitos</i>
				<i>NFA 10 EXTINTORES PORTATILES</i>
				<i>INEN 2266 TRANSPORTE, ALMACENAMIENTO Y MANEJO DE PRODUCTOS QUÍMICOS PELIGROSOS.</i>
				<i>INEN 2288 Productos químicos industriales peligrosos. Etiquetado de precaución.</i>
				<i>INEN 439 Colores, senales y símbolos de seguridad,</i>
				<i>UL 58.- Standards for Safety for steel underground tanks for flammable and combustible liquids.</i>
				<i>UL 142: Standards for Safety for steel aboveground tanks for flammable and combustible liquids.</i>
				<i>API 12 F: Specification for shop welded tanks for storage of production liquids.</i>
				<i>API 12 D: Specification for shop welded tanks for storage of production liquids.</i>
				<i>UL 1746: External corrosion protection systems for steel underground storage tanks.</i>

**ANEXO B:
PERFILES DE LOS INSPECTORES**

PERFIL INSPECTOR:	
INSPECCIÓN VOLUMÉTRICA (CALIBRACIÓN) DE TANQUES Y RECIPIENTES	
EDUCACIÓN	- Título Tercer Nivel reconocido por la SENESCYT en las siguientes especialidades: • Ingeniería Mecánica/Mecatrónica • Ingeniería Civil • Ingeniería en Petróleos • Ingeniería Química • Ingeniería Eléctrica/Electrónico • Ingeniería Industrial • Ingenierías Técnicas afines a la actividad Hidrocarburífera - Contar con cursos de capacitación aprobados, mínimo 48 horas y dictados por personal competente en el tema. - En caso de contar con una tecnología en dichas ramas la experiencia mínima deberá ser de 2 años en inspecciones relacionadas con la actividad. - En caso de ser bachilleres o Ingenieros en carreras distintas a las mencionadas la experiencia en inspecciones relacionadas a la actividad será de 10 años.
ENTRENAMIENTO	Como tiempo mínimo de entrenamiento para la realización de las inspecciones, deberá hacerse 5 inspecciones supervisadas, por cada método.
CONOCIMIENTOS TÉCNICOS	Conocimientos de metrología, reglamentos y normativas que apliquen para la ejecución de esta actividad, validación, hojas de cálculo, manejo y calibración de equipos, reglamentos técnicos, criterios y normativas técnicas específicas del sector.
EXPERIENCIA	Mínimo 1 año ejecutando actividades en el sector Hidrocarburífero en caso de tener Título de Tercer Nivel en las carreras antes mencionadas.

PERFIL INSPECTOR:	
INSPECCIÓN TÉCNICA	
EDUCACIÓN	- Título Tercer Nivel reconocido por la SENESCYT en las siguientes especialidades: • Ingeniería Mecánica. • Ingeniería en Petróleos • Ingeniería Química o Químico • Ingenierías Técnicas afines a la actividad Hidrocarburífera Y contar con la certificación para realizar ensayos no destructivos Nivel I o II emitido por un nivel III reconocido (registro) - En caso de contar con una tecnología en dichas ramas la experiencia mínima deberá ser de 2 años en inspecciones relacionadas con la actividad. - En caso de ser bachilleres o Ingenieros en carreras distintas a las mencionadas la experiencia en inspecciones relacionadas a la actividad será de 10 años.
ENTRENAMIENTO	Como tiempo mínimo de entrenamiento para la realización de las inspecciones, deberá hacerse 8 inspecciones supervisadas por cada técnica utilizada.
CONOCIMIENTOS TÉCNICOS	Conocimientos de reglamentos y normativas que aplique para la ejecución de esta actividad, manejo, reglamentos técnicos, criterios y normativas técnicas específicas del sector
EXPERIENCIA	Mínimo 1 año ejecutando actividades en el sector Hidrocarburífero en caso de tener Título de Tercer Nivel en las carreras antes mencionadas.

PERFIL INSPECTOR:	
INSPECCIÓN DE EQUIPOS IZAJE Y SOSTENIMIENTO DE CARGAS	
EDUCACIÓN	- Título Tercer Nivel reconocido por la SENESCYT en las siguientes especialidades: • Ingeniería Mecánica. • Ingeniería Electrónica o Eléctrica • Ingeniería Industrial • Ingeniería Electromecánica • Ingeniería Química o Químico • Ingenierías Técnicas afines a la actividad Hidrocarburífera Contar con cursos de capacitación aprobados, mínimo 48 horas y dictados por personal competente en el tema. - En caso de contar con una tecnología en dichas ramas la experiencia mínima deberá ser de 2 años en inspecciones relacionadas con la actividad. - En caso de ser bachilleres o Ingenieros en carreras distintas a las mencionadas la experiencia en inspecciones relacionadas a la actividad será de 10 años.
ENTRENAMIENTO	Como tiempo mínimo de entrenamiento para la realización de las inspecciones, deberá hacerse 5 inspecciones supervisadas, por cada elemento a inspeccionar.
CONOCIMIENTOS TÉCNICOS	Conocimientos de reglamentos y normativas que aplique para la ejecución de esta actividad, manejo y calibración de equipos, reglamentos técnicos, criterios y normativas técnicas específicas del sector
EXPERIENCIA	Mínimo 1 año ejecutando actividades en el sector Hidrocarburífero en caso de tener Título de Tercer Nivel en las carreras antes mencionadas.

PERFIL INSPECTOR:	
INSPECCIÓN DE MEDIDORES DINÁMICOS DE HIDROCARBUROS (VERIFICACIÓN DE CANTIDAD MEDIDA)	
EDUCACIÓN	- Título Tercer Nivel reconocido por la SENESCYT en las siguientes especialidades: • Ingeniería Mecánica. • Ingeniería Electrónica o Eléctrica • Ingeniería en Petróleos • Ingeniería Química o Químico • Ingenierías Técnicas afines a la actividad Hidrocarburífera Contar con cursos de capacitación aprobados, mínimo 48 horas y dictados por personal competente en el tema.
ENTRENAMIENTO	- En caso de contar con una tecnología en dichas ramas la experiencia mínima deberá ser de 2 años en inspecciones relacionadas con la actividad. - En caso de ser bachilleres o Ingenieros en carreras distintas a las mencionadas la experiencia en inspecciones relacionadas a la actividad será de 10 años. Como tiempo mínimo de entrenamiento para la realización de las inspecciones, deberá hacerse 10 inspecciones supervisadas, por método.
CONOCIMIENTOS TÉCNICOS	Conocimientos de metrología en volumen, reglamentos y normativas que aplique para la ejecución de esta actividad, manejo y calibración de equipos, reglamentos técnicos, criterios y normativas técnicas específicas del sector
EXPERIENCIA	Mínimo 1 año ejecutando actividades en el sector Hidrocarburífero en caso de tener Título de Tercer Nivel en las carreras antes mencionadas.

PERFIL INSPECTOR:	
INSPECCIÓN DE MEDIDORES ESTÁTICOS, DE HIDROCARBUROS (VERIFICACIÓN CANTIDAD MEDIDA)	
EDUCACIÓN	- Título Tercer Nivel reconocido por la SENESCYT en las siguientes especialidades: • Ingeniería Mecánica/Mecatrónica. • Ingeniería Civil • Ingeniería en Petróleos • Ingeniería Química • Ingeniería Eléctrica/Electrónico • Ingeniería Industrial • Ingenierías Técnicas afines a la actividad Hidrocarburífera Contar con cursos de capacitación aprobados, mínimo 48 horas y dictados por personal competente en el tema.
ENTRENAMIENTO	- En caso de contar con una tecnología en dichas ramas la experiencia mínima deberá ser de 2 años en inspecciones relacionadas con la actividad. - En caso de ser bachilleres o Ingenieros en carreras distintas a las mencionadas la experiencia en inspecciones relacionadas a la actividad será de 10 años. Como tiempo mínimo de entrenamiento para la realización de las inspecciones, deberá hacerse 5 inspecciones supervisadas.
CONOCIMIENTOS TÉCNICOS	Conocimientos de metrología de volumen reglamentos y normativas que aplique para la ejecución de esta actividad, manejo y calibración de equipos, reglamentos técnicos, criterios y normativas técnicas específicas del sector
EXPERIENCIA	Mínimo 1 año ejecutando actividades en el sector Hidrocarburífero en caso de tener Título de Tercer Nivel en las carreras antes mencionadas.

PERFIL INSPECTOR: INSPECCIÓN DE CALIDAD Y CANTIDAD DE HIDROCARBUROS EN LA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA	
EDUCACIÓN	- Título Tercer Nivel reconocido por la SENESCYT en las siguientes especialidades: • Ingeniería en Mecánica • Ingeniería en Petróleos • Ingeniería Química o Químico • Ingeniería Industrial • Ingenierías Técnicas afines a la actividad Hidrocarburífera Contar con cursos de capacitación aprobados, mínimo 48 horas y dictados por personal competente en el tema. - En caso de contar con una tecnología en dichas ramas la experiencia mínima deberá ser de 2 años en inspecciones relacionadas con la actividad. - En caso de ser bachilleres o Ingenieros en carreras distintas a las mencionadas la experiencia en inspecciones relacionadas a la actividad será de 10 años.
ENTRENAMIENTO	Como tiempo mínimo de entrenamiento para la realización de las inspecciones, deberá hacerse 10 inspecciones supervisadas.
CONOCIMIENTOS TÉCNICOS	Conocimientos de reglamentos y normativas que aplique para la ejecución de esta actividad, validación, hojas de cálculo, manejo y calibración de equipos, reglamentos técnicos, criterios y normativas técnicas específicas del sector.
EXPERIENCIA	Mínimo 1 año ejecutando actividades en el sector Hidrocarburífero en caso de tener Título de Tercer Nivel en las carreras antes mencionadas.

PERFIL INSPECTOR: INSPECCIONES DE EQUIPOS Y MATERIALES DE EXPLORACIÓN, PERFORACIÓN Y DESARROLLO	
EDUCACIÓN	- Título Tercer Nivel reconocido por la SENESCYT en las siguientes especialidades: • Ingeniería Mecánica. • Ingeniería Electrónica o Eléctrica • Ingeniería Civil. • Ingeniería en Petróleos • Ingeniería Química o Químico • Ingeniería Industrial • Ingenierías Técnicas afines a la actividad Hidrocarburífera Contar con un certificado de Inspector de equipos y materiales de exploración, perforación y desarrollo capacitados por un Organismo Internacional Competente (ejemplo: API, ASME, NACE) - En caso de contar con una tecnología en dichas ramas la experiencia mínima deberá ser de 2 años en inspecciones relacionadas con la actividad. - En caso de ser bachilleres o Ingenieros en carreras distintas a las mencionadas la experiencia en inspecciones relacionadas a la actividad será de 10 años.
ENTRENAMIENTO	Como tiempo mínimo de entrenamiento para la realización de las inspecciones, deberá hacerse 10 inspecciones supervisadas por método.
CONOCIMIENTOS TÉCNICOS	Conocimientos de reglamentos y normativas que aplique para la ejecución de esta actividad, manejo y calibración de equipos, reglamentos técnicos, criterios y normativas técnicas específicas del sector.
EXPERIENCIA	Mínimo 1 año ejecutando actividades en el sector Hidrocarburífero en caso de tener Título de Tercer Nivel en las carreras antes mencionadas.

PERFIL INSPECTOR: INSPECCIÓN CON EL PROPOSITO DE VERIFICAR LA SEGURIDAD DE INSTALACIONES DE HIDROCARBUROS	
EDUCACIÓN	- Título Tercer Nivel reconocido por la SENESCYT en las siguientes especialidades: • Ingeniería Mecánica. • Ingeniería Electrónica o Eléctrica • Ingeniería Ambiental • Ingeniería en Petróleos • Ingeniería Industrial • Ingeniero Química o Químico • Ingenierías Técnicas afines a la actividad Hidrocarburífera Contar con cursos de capacitación aprobados, mínimo 48 horas y dictados por personal competente en el tema. En caso de requerir alguna actividad especializada, debe contar con la certificación que avale la competencia para la ejecución de esta actividad - En caso de contar con una tecnología en dichas ramas la experiencia mínima deberá ser de 2 años en inspecciones relacionadas con la actividad. - En caso de ser bachilleres o Ingenieros en carreras distintas a las mencionadas la experiencia en inspecciones relacionadas a la actividad será de 10 años.
ENTRENAMIENTO	Como tiempo mínimo de entrenamiento para la realización de las inspecciones, deberá hacerse 5 inspecciones supervisadas.
CONOCIMIENTOS TÉCNICOS EXPERIENCIA	Conocimientos de reglamentos y normativas que aplique para la ejecución de esta actividad, manejo y calibración de equipos, reglamentos técnicos, criterios y normativas técnicas específicas del sector. Mínimo 1 año ejecutando actividades en el sector Hidrocarburífero en caso de tener Título de Tercer Nivel en las carreras antes mencionadas.

No. 005-004-DIRECTORIO-ARCH-2013

EL DIRECTORIO DE LA AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL HIDROCARBURÍFERO,

Que la Sección segunda, Ambiente Sano de la Constitución de la República del Ecuador, publicada en el Registro Oficial No. 449 de 20 de octubre de 2008, reconoce el derecho a vivir en un ambiente sano y ecológicamente equilibrado, promoviendo el uso de tecnologías ambientalmente limpias y energías alternativas, en concordancia con los artículos 413 que expresa: “El Estado promoverá la eficiencia energética, el desarrollo y uso de prácticas y tecnologías ambientalmente limpias y sanas, así como de energías renovables, diversificadas, de bajo impacto y que no pongan en riesgo la soberanía alimentaria, el equilibrio ecológico de los ecosistemas ni el derecho al agua”; y, 414 que manifiesta “El Estado adoptará medidas adecuadas y transversales para la mitigación del cambio climático, mediante la limitación de las emisiones de gases de efecto invernadero, de la deforestación y de la contaminación atmosférica; tomará medidas para la conservación de los bosques y lavecetación, y protegerá a la población en riesgo”;

Que el artículo 313 de la Carta Magna, establece que, los recursos naturales no renovables se consideran sectores estratégicos, respecto de los cuales “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. Los sectores estratégicos de decisión y control exclusivo del Estado, son aquellos que por su trascendencia y magnitud tienen decisiva influencia económica, social, política o ambiental, y deberán orientarse al pleno desarrollo de los derechos y al interés social”;

Que el artículo 11 de la Ley de Hidrocarburos, reformada, crea 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 tiene como atribución regular, controlar y fiscalizar las operaciones de exploración, explotación, industrialización, refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos;

Que el párrafo segundo del artículo 9 de la Ley ibídem, dispone: “(...) La industria petrolera una actividad altamente especializada, por lo que será normada por la

Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero. Esta normatividad comprenderá lo concerniente a la prospección, exploración, explotación, refinación, industrialización, almacenamiento, transporte y comercialización de los hidrocarburos y de sus derivados, en el ámbito de su competencia”;

Que el artículo 68 de la Ley de Hidrocarburos dispone: “El almacenamiento, distribución y venta al público en el país, o una de estas actividades, de los derivados de hidrocarburos serán realizados por PETROECUADOR o por personas naturales o empresas nacionales o extranjeras de reconocida competencia en esta materia y legalmente establecidas en el país, para lo cual podrán adquirir tales derivados ya sea en plantas refinadoras establecidas en el país o importarlos. En todo caso, tales personas y empresas deberán sujetarse a los requisitos técnicos, normas de calidad, protección ambiental y control que fije la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, con el fin de garantizar un óptimo y permanente servicio al consumidor (...)”;

Que el artículo innumerado 1 agregado por el artículo 5 a continuación del artículo 78 de la Ley de hidrocarburos por la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y al Código Penal, dispone: “Para efectos de la aplicación de esta Ley, son sujetos de control quienes realicen actividades de abastecimiento, envasado, comercialización, distribución, almacenamiento, transporte, industrialización e importación de combustibles líquidos derivados de hidrocarburos, incluido el gas licuado de petróleo y los biocombustibles”;

Que el artículo 67 del Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador, establece que, en la producción de combustible, la calidad podrá ser mejorada mediante la incorporación de aditivos en refinería y/o terminales; y, se preferirá y fomentará la producción y uso de aditivos oxigenados, tal como el etanol anhidro, a partir de materia prima renovable;

Que mediante Acuerdo Ministerial No. 135, publicado en el Registro Oficial No. 123 de 4 de febrero del 2010, se expide el Reglamento para la autorización de actividades de comercialización de mezclas de combustibles líquidos derivados de los hidrocarburos con biocombustibles;

Que el Decreto Ejecutivo No. 1303, publicado en el Suplemento del Registro Oficial No. 799 de 28 de septiembre de 2012, declara de interés nacional el desarrollo de biocombustibles en el país; el combustible Diesel Premium que se utilice en el país debe contener Biodiesel de origen vegetal de producción nacional; y,

dispone que la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, expida la normativa correspondiente; Que es necesario normar la calidad del biodiesel y la mezcla con diesel Premium, el transporte, almacenamiento, recepción y mezcla, distribución y comercialización en toda la cadena productiva; y,

EN EJERCICIO de la facultad que le confieren los artículos 9 de la Ley de Hidrocarburos, 21 (número 1) del Reglamento de Aplicación de la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos, expedido mediante Decreto Ejecutivo No. 546, publicado en el Registro Oficial No. 330 de 29 de noviembre del 2010, y 14 (letra b.) del Estatuto Orgánico de Gestión Organizacional por Procesos de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero,

Resuelve:

Expedir la Norma para el Manejo y Control del Biodiesel (B100) y la Mezcla Diesel Premium - Biodiesel (Diesel Premium).

Capítulo I

Del Objeto y Definiciones

Art. 1.- Objeto.- La presente norma establece los requisitos técnicos y operacionales para la mezcla del Diesel Premium-Biodiesel (Diesel Premium), su almacenamiento, transporte, distribución y comercialización, así como también del Biodiesel puro (B100), conforme a las normas y especificaciones de calidad vigentes.

Art.2.- Definiciones.-

Aceite Vegetal.- Es aquel obtenido a partir de plantas oleaginosas mediante procesos de presión u otros procedimientos, crudo o refinado, el cual puede ser usado como combustible cuando sea compatible con el tipo de motor y las exigencias correspondientes en materia de emisiones.

Grasa Animal.- Es aquella obtenida de tejidos adiposos de animales mediante procesos térmicos, extracción u otros.

Biodiesel.- Es un combustible compuesto de mezclas de ésteres monoalquídicos de ácidos grasos de cadenas de carbonos medias y largas, derivados de aceites vegetales o grasas animales

Biodiesel BX: Denominación de la mezcla entre Diesel y Biodiesel, la “X” determina la concentración porcentual de biodiesel en la mezcla, como por ejemplo B10 significa que la mezcla tiene 10 % de biodiesel.

Biodiesel B100: Se denomina al biodiesel puro, sin porcentaje de Diesel del petróleo en la mezcla.

Diesel Premium oxigenado con Biodiesel: Es la mezcla del diesel premium con un biodiesel en determinada proporción, cumpliendo características técnicas.

Diesel Premium.- Es un combustible constituido por una mezcla de hidrocarburos (C12 – C25) derivado del petróleo de bajo contenido de azufre, obtenido de varios procesos de las refinerías.

Punto de Nube (Enturbiamiento).- Es la temperatura a la cual comienza aparecer los primeros cristales en forma de nube en el líquido cuando es enfriado a ciertas condiciones de temperatura.

Capítulo II

Del Almacenamiento y Transporte del Biodiesel B100.

Art. 3.- Almacenamiento Terrestre de Biodiesel B100.- Los tanques de almacenamiento de Biodiesel B100 deberán cumplir con las siguientes especificaciones técnicas:

- a. Los tanques deben ser de material acero al carbono de techo fijo, cilíndrico verticales y con recubrimiento interno compatible a las características físico químicas del producto a ser almacenado.
- b. Los nuevos tanques deben diseñarse para que el fondo tenga una inclinación de 3 grados frente al nivel 0 o tener fondo cónico invertido, para facilitar un óptimo drenaje. Con el fin de evitar derrames se recomienda el uso de conexiones antiderrames, y se debe usar en estos casos cubetos móviles para contención de derrames en maniobras de carga y descarga.

Para cada instalación, la capacidad total de almacenamiento, así como el tamaño y el número de tanques, dependerá del volumen y frecuencia de la recepción de los productos, de las frecuencias de rotación y del número de productos o mezclas diferentes que se manipulen, etc.

Para mantener el tanque libre de humedad, los sujetos de control deben instalar filtros desecantes con filtración de aire de una micra en los respiraderos que eviten el ingreso de humedad, de bacterias, hongos, algas, causantes de la degradación del biodiesel y partículas no mayores de una micra.

Para el control de contaminación en el almacenamiento de Biodiesel, los sujetos de control deben realizar lo siguiente:

- a. Drenar y limpiar como mínimo cada seis meses el fondo del tanque para garantizar que no haya acumulación de sedimentos y de agua libre. Esta periodicidad la debe ajustar cada operador en el sitio de almacenamiento o planta, de acuerdo a las cantidades de agua encontradas en la operación, buscando asegurar mantener los fondos de los tanques libres de agua y sedimentos.
- b. Todo depósito de combustible oxigenado (Biodiesel BX) debe tener succión flotante para evitar el arrastre

de sedimentos y conexiones anti derrame para carga y descarga.

- c. Todo tanque de almacenamiento de combustible oxigenado (Biodiesel BX) debe contar con filtración micrónica y coalescente-separadora para carga y descarga (recepción y despacho) especificada para esta aplicación.
- d. Se debe utilizar biocidas que estén especificados para el uso en Biodiesel (Biodiesel BX), que permitan eliminar o prevenir el crecimiento bacteriano de hongos, reacciones orgánicas y que además contengan inhibidores de la corrosión.

Art. 4.- Transporte y Almacenamiento en buque-tanques.- Para el almacenamiento de Biodiesel B100, se deberá:

- a. Los tanques deben estar contruidos con materiales que no alteren la calidad del producto, tales como acero inoxidable, y utilizar revestimientos compatibles y que no reaccionen con el biodiesel B100.

Los tanques de los buques antes de cargar el producto, deberán ser inspeccionados, y en caso de que se comprobare daños en el sistema de carga u otros deberán ser reparados.

Los buque tanque deberán someterse a un proceso de lavado previo a cada embarque con Biodiesel B100, el sujeto de control debe certificar que las cisternas estén limpias, secos y libres de materiales extraños (sedimentos y agua) para que pueda transportar el producto, y en caso de que en las instalaciones se encontrare residuos como productos alimenticios, aceites, gasolina, lubricantes, entre otros, no será objeto de carga, de cuyo particular el sujeto de control comunicará a la entidad de control y comprador del producto.

Para evitar el ingreso de humedad y contaminantes sólidos en el biodiesel transportado y almacenado en buquetanques, estos deben disponer de filtros desecantes de aire de una micra en los respiraderos o tener dispositivos para rociar y cubrir su superficie interior con gas inerte de una pureza $\geq 95\%$.

Art. 5.- Transporte Terrestre Biodiesel B100.- Para el transporte por vía terrestre de Biodiesel B100:

- a. Los autotanques deben estar contruidos con materiales de aluminio o acero inoxidable, a fin de que no altere la calidad del producto, y que tengan un mecanismo de cargue por el fondo (Bottom loading).
- b. Los autotanques tendrán un sistema de calentamiento y aislamiento adecuado.
- c. Las cisternas o autotanques deben estar limpios, secos y libres de materiales extraños (sedimentos y agua) para que puedan transportar el producto, para lo cual, el productor del Biodiesel verificará que no exista algún tipo de residual proveniente de alguna carga anterior y emitirá el correspondiente Certificado de Limpieza.

- d. Las mangueras y los sellos deben estar limpios y ser compatibles con Biodiesel B100.
- e. Para evitar el ingreso de humedad y contaminantes sólidos en el biodiesel de los autotanks, estos deben disponer de filtros desecantes de aire de una micra en los respiraderos o tener dispositivos para rociar y cubrir su superficie interior con gas inerte de una pureza $\geq 95\%$.

Art. 6.- Materiales.- En relación al uso y compatibilidad de materiales, los sujetos de control deberán observar lo siguiente:

- a. Para la construcción de instalaciones de almacenamiento que se utilice en el transporte fluvial y terrestre del Biodiesel B100 que estén en contacto con el producto, tales como tuberías, dispositivos de cierre hermético, válvulas, serpentines de calefacción, purgadores, bombas, medidores de temperatura o equipos y accesorios de muestreo; no deberá utilizarse material de

cobre ni sus aleaciones, latón, bronce, plomo, estaño o zinc (superficie galvanizadas) en la construcción.

Los metales galvanizados y recubrimientos metálicos no son compatibles con el B100 en ningún nivel de mezcla.

- b. El B100 dada su alta capacidad de solvente puede permear algunos plásticos comunes (polietileno, polipropileno) si mantiene contacto con ellos por tiempo prolongado, por lo tanto estos materiales no se deben usar para su almacenamiento.
- c. El Biodiesel B100 no es compatible con algunos tipos de materiales y puede llegar a degradarlos; por ello, los sujetos de control cuando utilicen empaques o elastómeros en las instalaciones deben tener en cuenta la compatibilidad de materiales descritos en la tabla siguiente.

Tabla 1- Compatibilidad de Elastómeros con Biodiésel

Material	Compatibilidad
Buna-N (Nitrilica – NBR)	No Recomendado
Butadieno	No Recomendado
Butil	Efecto leve
Chemraz, (elastómero)	Satisfactorio
Etileno - Propileno (EPDM)	Efecto Moderado
Fluorocarbon	Satisfactorio
Fluorosilicón	Efecto leve, incremento de hinchamiento
Fluorosilicona	Efecto leve
Hifluor	Satisfactorio
HYPALON o CSM o Polietileno Clorosulfonato	No Recomendado
Caucho Natural	No Recomendado
Neopreno	No Recomendado
Neopreno/Cloropreno	No Recomendado
Nitrilo	No Recomendado
Nitrilo, aceto-nitril	Efecto leve con B20; inflamación y afectación de la resistencia a la rotura.
Nitrilo hidrogenado	No Recomendado
Nitrilo curado con peróxido	Efecto leve con B20; inflamación y afectación de la resistencia a la rotura.
NORDEL (EPDM-caucho hidrocarburo)	Efecto moderado a severo
Nylon	Satisfactorio
Perfluoroelastomero	Satisfactorio
Polipropileno	Efecto moderado; inflamación y reducción de la dureza
Poliuretano (PUR)	Efecto leve; inflamación
Estireno-butadieno, SBR (del inglés Styrene-Butadiene Rubber)	No Recomendado
Teflón	Satisfactorio
(fluoroelastómeros) VITON	Satisfactorio. El tipo de curado afecta la compatibilidad con biodiésel oxidado. Véase tipos específicos de viton debajo.
Viton A 401 C	Satisfactorio con metil éster fresco; no recomendado con mezclas B20 y mayores ya oxidadas.
Viton F 605 C	Satisfactorio con metil éster fresco; no recomendado con mezclas B20 y mayores ya oxidadas.
Viton GLB-S	Satisfactorio con metil éster fresco; no recomendado con mezclas B20 y mayores ya oxidadas.
Viton GF-S	Satisfactorio con metil éster fresco; no recomendado con mezclas B20 y mayores ya oxidadas.
Wi-Flex	Efecto moderado a severo

Fuente: Biodiesel handling and using guide- National Biodiesel Board-2008.

- d. Todos los tubos flexibles utilizados para conectar tuberías durante la carga y descarga deben ser de materiales compatibles para este producto y ser de una longitud tal que resulten fáciles de limpiar.
- e. Las juntas deben ser de acero inoxidable u otros materiales compatibles.
- f. Los compuestos de caucho de nitrilo (Buna-N, Perbunan, o NBR), caucho, polipropileno, polivinilo, y materiales de Tygon son vulnerables al B100, por lo que no deben ser utilizados.
- g. Los materiales como el teflón, vitón, plásticos fluorados, y de nylon son compatibles con el B100.

Art. 7.- Condiciones de temperatura.- No se podrá almacenar o transportar Biodiesel B100 en regiones del país donde la temperatura es inferior a su punto de nube. Para lo cual se deberá preparar pre mezclas de B40 o B50, y para el transporte se requerirá de aislamiento térmico para mantener líquido al producto.

Luego se preparará la mezcla definitiva para su comercialización de acuerdo al porcentaje que establezca la Agencia de Regulación y Control Hidrocarbúrico.

La pre mezcla de diesel premium con biodiesel es necesaria para reducir la posibilidad de tener puntos de solidificación a bajas temperaturas.

Capítulo III

De las Operaciones en el manejo del Biodiesel B100

Art. 8.- Condiciones ambientales de carga y descarga del Biodiesel.- El punto de Nube (Punto de enturbiamiento) fluctúa dependiendo de la composición, tipo y selección de la materia prima y el método utilizado para el proceso de obtención del biodiesel B100.

En los casos que el biodiesel B100 se transporte a regiones en donde la temperatura ambiente sea inferior al punto de nube del producto, y luego se lo almacene, los autotankers deben tener aislamiento térmico o un método que permita calentar el producto para que el producto permanezca líquido. Se debe asumir un margen de seguridad de 6 °C sobre la temperatura del punto de nube para mantener el producto líquido.

Además, se recomienda realizar pruebas hidrostáticas periódicas a los serpentines de calentamiento que tengan instalados los autotankers.

Al igual que con el diesel del petróleo, el B100 debe ser transportado de forma que no produzca contaminación, para lo cual los sujetos de control deben cumplir con los procedimientos determinados para el transporte en autotankers y buque-tanques establecidos en el Reglamento de Operación y Seguridad del Transporte Terrestre de Combustibles (Excepto el GLP) en autotankers y Reglamento Ambiental de Operaciones Hidrocarbúricas

Art. 9.- Muestreo.- El sistema de muestreo para este tipo de productos está basado en la norma ISO 5555:2001, considerando las normas de seguridad establecidas en la MSDS (Material Safety Data Sheet) y las características de almacenamiento del Biodiesel B100.

Art. 10.- Despacho de Biodiesel B100.- El productor de Biodiesel debe garantizar que su producto cumple con los requisitos de la norma Técnica Ecuatoriana INEN 2482 "Biodiesel Requisitos", vigente. En ella se encuentran los requisitos de calidad que el Biodiesel (B100) debe cumplir.

Antes de iniciar el despacho y para cada envío del producto B100, el productor debe entregar al transportador un "Informe de resultados" de la calidad del producto, adjuntando la respectiva Guía de Remisión. Los resultados de los análisis de laboratorio reportados en el "Informe de resultados" deben ser emitidos por un laboratorio acreditado y entregado al comprador y al ente de control.

Capítulo IV

De los Terminales y Refinerías

Art. 11.- Construcción y adecuación de instalaciones.- La adecuación de la infraestructura existente y/o construcción de nueva para la recepción y almacenamiento del Biodiesel B100, sistemas de mezclado en línea y despacho de la mezcla, equipos de medición, instrumentación de control en refinerías y terminales de EP Petroecuador o quien haga sus veces, deberán ceñirse a los códigos, estándares y normas nacionales e internacionales ó de la industria del petróleo (API, ANSI, ASTM, NFPA, ASME, ISA, y otras afines), a fin de garantizar la calidad y seguridad de las instalaciones y condiciones óptimas de la operación y manejo del biodiesel y la mezcla respectiva.

Art. 12.- Recepción del Biodiesel en las instalaciones de mezcla.- EP Petroecuador o quien haga sus veces, previo a la recepción del Biodiesel B100, solicitará a las empresas proveedoras el respectivo "informe de resultados" de calidad, el cual deberá cumplir con los requisitos establecido en la Norma INEN 2482 "Biodiesel Requisitos", vigente.

EP Petroecuador (comprador), en el punto de recepción del producto B100, debe, sin perjuicio de ejecutar todos los análisis señalados en la norma INEN 2482: "Biodiesel Requisitos", vigente, realizar los análisis básicos (Tabla 2) en los laboratorios de refinerías y terminales para los fines de comprobación de la calidad, para lo cual en presencia de una inspectora independiente y ente de control debe tomar las muestras necesarias de los autotankers antes de recibir el producto.

Tabla 2.- Análisis Básicos del Biodiesel B100

Parámetro	Unidad	Especificación
Densidad a 15 °C	Kg/m ³	860 – 900
Contenido de Agua	mg/kg	500 máximo
Punto de Nube*	°C	5 máximo
Contaminación Total	mg/kg	15 máximo

* Se realizará este ensayo en lugares de temperatura igual o inferior a 14 °C.

En caso de incumplimiento de los requisitos de calidad establecidos en los parámetros básicos mencionados en la tabla anterior, no se debe aceptar el producto y se deberá informar por escrito al proveedor del producto y a la entidad de control correspondiente, a fin de que se disponga el análisis de la contramuestra en un laboratorio acreditado.

EP PETROECUADOR debe instalar equipos contadores de partículas en puntos críticos en terminales y refinerías para obtener reportes en tiempo real de las partículas totales del B100 y la mezcla bajo la norma ISO 4406-99 establecidas por la Word Wide Fuel Charter.

Art. 13.- Almacenamiento del Biodiesel, Diesel Premium y la Mezcla Diesel Premium-Biodiesel.- Los sistemas de almacenamiento del Biodiesel, Diesel Premium y la Mezcla, según el caso, en las plantas productoras de Biodiesel y en las instalaciones de mezcla (refinerías y terminales) deben contar con un programa de control del contenido de agua y sedimentos presentes en el fondo de los tanques. Esta operación constituye una de las más importantes prácticas de aseguramiento de la no afectación de la calidad de los tres productos durante el almacenamiento.

Se deben verificar las condiciones del tanque en el cual se va a realizar el almacenamiento de los productos: Biodiesel B100, diesel premium y la mezcla diesel premium - biodiesel enfatizando la eliminación de agua y sedimentos conforme a las normas establecidas; en cada operación se debe registrar la fecha del drenaje, la medición de agua antes y después del drenado y la cantidad de agua retirada, para lo cual se debe mantener una bitácora con esta información; esta periodicidad la debe ajustar cada planta de acuerdo a las cantidades de agua encontradas en la operación mensual.

La disposición y aprovechamiento de los productos contaminados remanentes de las prácticas de drenaje deben ser debidamente tratados en los respectivos sistemas de separadores "API" de los sujetos de control.

Una de las fuentes potenciales de presencia de agua libre en el fondo del tanque se origina de la condensación del vapor de agua presente en la atmósfera, por lo tanto, en caso de presentarse elevado contenido de agua por condensación atmosférica, se debe instalar filtros desecantes con filtración micrónica de aire de una micra en los respiraderos del tanque. Manejar en lo posible una alta rotación del inventario y evitar el almacenamiento de producto por períodos superiores a 3 meses.

Art. 14.- Sistema de Mezcla de Biodiesel - Diesel Premium.- El contenido de Biodiesel en el Diesel Premium debe cumplir con lo establecido en la norma INEN 1489 "Diesel. Requisitos", vigente. Para el efecto se debe utilizar sistemas/procedimientos que permitan monitorear y medir los volúmenes de los productos base que se están mezclando, tales como, sistemas de mezcla automáticos, balance o control de inventarios.

Se debe utilizar un equipo mezclador automático en línea para garantizar la exactitud de los porcentajes de los

componentes de la mezcla y la homogeneidad del producto. El mezclador de Diesel Premium – Biodiesel, en las instalaciones de la mezcla, deberá contemplar, dentro de la infraestructura mínima de almacenamiento y despacho de la mezcla los equipos y procedimientos que permitan disponer de producto dentro de especificaciones. En terminales se debe instalar sistemas de filtración micrónica y coalescente (≤ 10 micras) a las dos corrientes diesel premium y biodiesel antes de la mezcla de los citados productos para preparar el diesel premium oxigenado con biodiesel acorde a la norma INEN 1489.

Art. 15.- Despacho de la mezcla Diesel Premium-Biodiesel.- Para el despacho de la mezcla diesel Premium – Biodiesel (Diesel Premium), los componentes de la mezcla debe estar dentro del rango establecido en la norma INEN 1489: "Diesel. Requisitos", vigente, conforme lo establezca la Agencia de Regulación y Control Hidrocarbúrfico. En caso de que se detecte que el contenido indicado de biodiesel en la mezcla no se cumple, el sujeto de control deberá realizar los ajustes necesarios para corregir la desviación.

Se deben evitar, la operación de recibo y entrega simultánea de producto en un mismo tanque.

EP Petroecuador, o quien haga sus veces, en los laboratorios de control de calidad de refinerías y terminales realizará los análisis de la mezcla Diesel Premium-Biodiesel (Diesel Premium) y emitirá el respectivo "informe de resultados" el cual deberá cumplir con las especificaciones de calidad establecidas en la NTE INEN 1489 "Diesel. Requisitos", vigente.

Una vez recibido a satisfacción el producto, la comercializadora será responsable de sellar los compartimientos de los autotankers que transporten la mezcla de Diesel Premium- Biodiesel (Diesel Premium), a fin de eliminar riesgos de adulteración y deterioro del producto; a partir de éste momento, la calidad del producto es de responsabilidad de la comercializadora.

Art. 16.- Transporte de Mezcla Diesel Premium - Biodiesel.- Para el transporte de la mezcla Diesel Premium-Biodiesel (Diesel Premium), se deben tener los mismos cuidados que se tienen para el transporte de combustibles derivados del petróleo. Se debe cumplir con los requisitos establecidos en el Reglamento de Operación y Seguridad del Transporte Terrestre de Combustibles (Excepto el GLP) en autotankers y Reglamento Ambiental de Operaciones Hidrocarbúrficas.

Los autotankers deben estar completamente limpios y herméticos, para evitar la contaminación con agua. Los sujetos de control deberán inspeccionar el interior de los tanques previo a la carga garantizando que estén libres de agua y sedimentos.

Capítulo V

De los Centros de Distribución

Art. 17.- Recepción de la mezcla Diesel Premium-Biodiesel.- Antes de descargar la mezcla diesel premium-biodiesel desde los autotankers a los tanques de

almacenamiento en los centros de distribución, así como al nuevo producto almacenado, los centros de distribución de combustibles líquidos derivados de los hidrocarburos deberán realizar las siguientes pruebas de campo, para verificar la calidad del producto que recibe y del producto almacenado, a fin garantizar al usuario final un producto de excelente calidad.

1. Apariencia
2. Densidad de la mezcla
3. Contenido de agua

La mezcla diesel premium-biodiesel debe ser manejado como cualquier combustible líquido derivado de los hidrocarburos, por lo tanto deben tomarse todas las medidas de seguridad en la descarga y recepción del mismo, para evitar: sobrellenado y derrames durante el llenado de tanques.

Antes de la primera recepción de la mezcla diesel premium-biodiesel, las comercializadoras de combustibles garantizarán que los centros de distribución de combustible líquido derivado de los hidrocarburos realicen una limpieza prolija e integral de los tanques de almacenamiento, líneas y sistemas asociados, retirar los residuos de óxido y sustancias extrañas, reemplazar los filtros del surtidor por filtros de ≤ 10 micras aprobados para biodiesel, reparar y/o cambiar las partes que no se encuentren en óptimas condiciones.

Para los trabajos a realizarse en los centros de distribución deberán considerarse las regulaciones establecidas por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

Los tanques no deben mantenerse desocupados por mucho tiempo, ya que el aire que queda dentro de los mismos puede generar procesos de oxidación, al igual que la contaminación por partículas y el aumento en los niveles de agua.

Las comercializadoras de combustibles líquidos derivados de los hidrocarburos garantizarán que el transporte de la mezcla y su manejo en las estaciones de servicio sea el adecuado, a fin de asegurar al consumidor final la venta del producto, acorde a las especificaciones de calidad de la norma INEN 1489 vigente.

Art. 18.- Almacenamiento de la mezcla Diesel Premium - Biodiesel.- Las comercializadoras deberán garantizar que los tanques de almacenamiento de los centros de distribución de combustibles líquidos derivados de los hidrocarburos reciban mantenimiento periódico con especial cuidado en drenajes, filtros y uso de biocidas. La periodicidad de evacuación de agua la debe ajustar cada centro de distribución de combustibles líquidos derivados de los hidrocarburos, de acuerdo a las cantidades de agua encontradas en la operación mensual, buscando asegurar mantener los fondos de los tanques libres de agua y sedimentos.

Los tanques deben tener completa hermeticidad no solo para la prevención de fugas, sino para evitar la contaminación del combustible. Por lo que se debe realizar pruebas de hermeticidad e hidrostáticas en los tanques y equipos asociados, de acuerdo con lo establecido por la normativa aplicable.

Art. 19.- Limpieza de tanques de almacenamiento de la mezcla Diesel Premium - Biodiesel.- Las comercializadoras de combustibles líquidos derivados de los hidrocarburos garantizarán que los tanques de almacenamiento de los centros de distribución de combustibles líquidos derivados de los hidrocarburos reciban una limpieza integral antes de la primera recepción de la mezcla de diesel-biodiesel (Diesel Premium) y se mantengan en condiciones óptimas durante su operación, con el fin de evitar la generación de lodos y sedimentos.

Art. 20.- Manejo de filtros.- Las comercializadoras de combustibles líquidos derivados de los hidrocarburos garantizarán que los centros de distribución de combustibles líquidos derivados de los hidrocarburos mantengan sistemas de filtración para el despacho de la mezcla diesel premium-biodiesel.

Los centros de distribución de combustibles líquidos derivados de los hidrocarburos deben implementar respiraderos desecantes con filtración de 1 micra en las rejillas de ventilación de los tanques que absorban la humedad del aire y eviten la contaminación por partículas; y, en los dispensadores filtros de ≤ 10 micras.

Se deben revisar periódicamente los filtros del sistema de distribución con la finalidad de que sean reemplazados una vez que hayan cumplido su vida útil.

Art. 21.- Disposición de residuos.- Todo material que entre en contacto con biodiesel o la mezcla diesel-biodiesel (absorbentes, arena, filtros, canecas, estopas, etc.) así como los sólidos, borras y en general, todos los materiales resultantes de la limpieza de los tanques, deberán ser manejados como residuos peligrosos, para tal efecto, se debe aplicar la normativa técnica vigente; en este sentido, deberá contemplarse el almacenamiento adecuado de residuos y la entrega de los mismos a gestores ambientales calificados para el transporte, tratamiento y disposición final de residuos.

Capítulo VI

DISPOSICIONES GENERALES

Primera: Contingencias y derrames.- Todas las contingencias y derrames de mezclas diesel-biodiesel deberán ser atendidos según los parámetros establecidos para cualquier combustible líquido.

En ese sentido, las refinerías, terminales y centros de distribución de combustibles líquidos derivados de los hidrocarburos deberán contar con un Plan de

Emergencias y Contingencias, este plan deberá contemplar los protocolos a seguir en caso de derrame e incendio en las diferentes operaciones asociadas con la mezcla diesel-biodiesel (llenado de tanques, suministro, etc.). No debe olvidarse el alto efecto corrosivo del biodiesel sobre el concreto, razón por la cual se deben atender con agilidad los posibles derrames del mismo sobre este material; para las nuevas instalaciones de contención y pisos deberá utilizarse concretos poliméricos resistentes al ataque corrosivo del Biodiesel (FAME).

Segunda: Control de humedad.- Se debe implementar medidas para impedir la entrada de agua y prever los medios para permitir la evacuación de la misma en todo el sistema, de igual forma, se debe implementar un programa de mantenimiento que incluya medidas preventivas como filtración micrónica y coalescente para retirar particulados y agua según niveles establecidos en ésta norma y Normas Técnicas.

Será también responsabilidad de los sujetos de control, llevar una bitácora permanente del control de contenido de agua en tanques, misma que estará a disposición del ente de control.

Tercera: Alteración de la calidad del Biodiesel y Diesel Premium (mezcla diesel premium-biodiesel).- En caso de que, en la cadena de distribución del biodiesel y la mezcla Diesel Premium-Biodiesel (Transporte, almacenamiento y comercialización) se genere sedimentos, emulsión, solidificación y pequeños grumos (haze) en el producto, las comercializadoras y los centros de distribución de combustibles líquidos derivados de los hidrocarburos y/o EP PETROECUADOR en lo que correspondan, son responsables para solucionar cualquier evento que se presente en cualquiera de los puntos de la cadena y que altere las especificaciones de calidad del producto.

En el caso que se presenten tales novedades deberán comunicar del particular, a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero y al Ministerio del Ambiente.

Cuarta: Incumplimiento de los requisitos de calidad de las NTE INEN vigentes.- En caso de que por los controles realizados por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero en cualquier punto de la cadena de distribución, se determine que el Biodiesel y/o Diesel Premium (mezcla diesel premium-biodiesel) incumple las especificaciones de calidad establecidas en las normas INEN 2482: "Biodiesel. Requisitos", y/o INEN 1489 "Diesel. Requisitos", vigentes o a cualquiera de las disposiciones comprendidas en esta norma, sin perjuicio de las acciones legales que deberá instaurarse, se dispondrá la suspensión del despacho del producto y la prohibición de su comercialización.

Quinta: Para los efectos señalados en el artículo 67 Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador, se deberán obtener de las autorizaciones que para el efecto exija el

Ministerio del Ambiente de acuerdo a su competencia en materia ambiental.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Primera.- De acuerdo a la implementación del Plan de Biodiesel, en la provincia de Manabí a partir del 30 de agosto del presente año, EP Petroecuador iniciará en el Terminal Barbasquillo la preparación y comercialización de la mezcla diesel premium- biodiesel (Diesel Premium).

Segunda.- El programa de comercialización de la mezcla diesel premium- biodiesel, se implementará inicialmente con un porcentaje de mezcla de 5% de biodiesel y 95% de diesel premium, denominado B5.

Para la instalación de los respiraderos con filtros desecantes para controlar la humedad y los sistemas de filtración micrónica y coalescente para retirar agua y sedimentos, así como los equipos contadores de partículas en sitio o en laboratorio, se otorga un plazo de tres meses para su implementación, a partir de la publicación de la presente norma.

Cuarta.- Los centros de distribución de combustibles líquidos derivados de los hidrocarburos (estaciones de servicio) que tengan tuberías de acero galvanizado, deberán realizar el cambio por tubería apta para el transporte de la mezcla diesel premium-biodiesel (diesel premium), en el plazo que para el efecto dicte la ARCH.

DISPOSICIÓN FINAL.- La presente Resolución entrará en vigencia a partir de su suscripción sin perjuicio de su publicación en el Registro Oficial.

COMUNÍQUESE Y PUBLÍQUESE.-

Dado, en Quito, Distrito Metropolitano, a 11 de julio de 2013.

f.) Pedro Merizalde Pavón, Ministro de Recursos Naturales No Renovables, Presidente del Directorio de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

f.) José Luis Cortázar Lascano, Director Ejecutivo de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, Secretario del Directorio de la ARCH.

No. 005-005 -DIRECTORIO-ARCH-2013

EL DIRECTORIO DE LA AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL HIDROCARBURÍFERO

Considerando:

Que el primer inciso del artículo 313 de la Constitución de la República del Ecuador, otorga al Estado 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 segundo inciso del artículo 9 de la Ley de Hidrocarburos determina que la industria petrolera es una actividad altamente especializada, por lo que será normada por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero en el ámbito de su competencia;

Que el artículo 5 de la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario Interno publicada en el Suplemento del Registro Oficial No. 244 de 27 de julio de 2010, que reforma el artículo 11 de la Ley de Hidrocarburos, crea la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero como una institución de derecho público adscrita al Ministerio Sectorial con personalidad jurídica, autonomía administrativa – técnica, económica, financiera y patrimonio propio, encargada de regular, controlar y fiscalizar las actividades técnicas y operacionales en las diferentes fases de la industria hidrocarburífera.

Que la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, es el organismo público de control y regulación que tiene la facultad de expedir normas de carácter general en el sector hidrocarburífero, por ser de su competencia de conformidad con el artículo 21 del Reglamento de aplicación a la Ley de Hidrocarburos;

Que es necesario normar el ejercicio de procedimiento para la entrega de información en el sistema de trazabilidad comercial para la prestación del servicio público de comercialización de gas licuado de petróleo y combustibles líquidos derivados de hidrocarburos;

EN EJERCICIO de la facultad que le confiere el artículo 9 de la Ley de Hidrocarburos; y, el artículo 21 del Reglamento de aplicación de la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos,

Resuelve:

Expedir el siguiente: “**INSTRUCTIVO PARA LA ENTREGA DE INFORMACIÓN EN EL SISTEMA DE TRAZABILIDAD COMERCIAL EN LA COMERCIALIZACIÓN DE GAS LICUADO DE PETRÓLEO, GAS NATURAL LICUADO Y COMBUSTIBLES LÍQUIDOS DERIVADOS DE HIDROCARBUROS**”

TÍTULO I

ALCANCE Y DEFINICIONES

Art. 1.- Alcance: El presente instructivo se aplicará a nivel nacional a las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, públicas, privadas o mixtas, que realicen

actividades de comercialización de gas licuado de petróleo (GLP) y combustibles líquidos derivados de hidrocarburos (CLDH).

Art. 2.- Actividades comprendidas: Para efectos de este instructivo, la comercialización de GLP y CLDH comprende el registro de las transacciones comerciales que se realizan en el despacho, recepción y venta al consumidor final.

Art. 3.- Definiciones: Para los fines del presente Instructivo se establecen las siguientes definiciones:

Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH): es el organismo técnico-administrativo, adscrita al Ministerio Sectorial, encargada de regular, controlar y fiscalizar las actividades técnicas y operacionales en las diferentes fases de la industria hidrocarburífera.

Centro de Acopio: Son instalaciones autorizadas y registradas en la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, donde se realizan actividades de comercialización del GLP en cilindros a depósitos de distribución autorizados y registrados en la ARCH; y, a consumidores finales de los segmentos de consumo industrial y comercial.

Centros de distribución de GLP vehicular: Son las instalaciones autorizadas y registradas por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, para atender al segmento automotriz, en las cuales se realizan actividades de recepción, almacenamiento y venta de GLP al consumidor en los servicios de transporte público (taxis) organizados..

Centros de distribución de CLDH: Son las instalaciones autorizadas y registradas por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, en las cuales se realizan actividades de recepción, almacenamiento y venta de CLDH al consumidor final. Entre los centros de distribución se incluyen las estaciones de servicio, los depósitos industriales, pesqueros, navieros y aéreos.

Cilindro: Son los recipientes diseñados para contener GLP, formados por la base, el cuerpo del cilindro, el porta válvula y el asa.

Combustibles Líquidos Derivados de Hidrocarburos (CLDH): Mezcla de hidrocarburos utilizados para generar energía por medio de combustión y que cumple con las normas nacionales (API) e internacionales (DIN).

Comercializadora: Es la persona natural o jurídica, nacional o extranjera, autorizada por el Ministerio Sectorial, para realizar las actividades de comercialización de GLP, GNL o CLDH. Se incluye dentro de esta

definición a la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, EP PETROECUADOR.

Consumidor Final: Son las personas naturales o jurídicas que utilizan el GLP y CLDH en la fase final de la cadena de comercialización de acuerdo al segmento de consumo.

Distribuidor de GLP: Persona natural o jurídica, nacional o extranjera, registrada en la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, propietario/operador de un depósito de distribución, que realiza actividades de venta de GLP en cilindros al consumidor final en los distintos segmentos de consumo, vinculado contractualmente a una o varias comercializadoras.

Despachos: Son todas las transacciones de entrega de producto de un prestador de servicios a otro prestador de servicios.

de GLP: Persona natural o jurídica, propietario/operador de un centro de acopio.

EP PETROECUADOR: Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador encargada de la gestión del sector estratégico de los recursos naturales no renovables, para su aprovechamiento sustentable, conforme a la Ley Orgánica de Empresas Públicas y la Ley de Hidrocarburos, para lo cual intervendrá en todas las fases de la actividad hidrocarburífera a excepción de las fases de exploración y explotación, bajo condiciones de preservación ambiental y de respeto de los derechos de los pueblos.

Gas Licuado de Petróleo (GLP): Mezcla de hidrocarburos compuestos por propano, propilenos, butano (iso-butano), y butilenos, que siendo vapores a condiciones ambientales, se presentan en estado líquido por compresión.

Ministro Sectorial: Es el funcionario encargado de formular la política de hidrocarburos aprobada por el Presidente de la República, así como de la aplicación de la Ley de Hidrocarburos.

Medios de Transporte: Son aquellos vehículos, cabezales y cisternas que permiten transportar el GLP envasado en cilindros o al granel y CLDH al granel, debidamente autorizados y registrados en la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

Planta de Abastecimiento de GLP: Es la instalación o infraestructura autorizadas y registradas en la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, en las cuales el GLP al granel es objeto de las operaciones de recepción, almacenamiento y despacho hacia las plantas de almacenamiento y envasado o instalaciones centralizadas autorizadas y registradas por la ARCH.

Plantas de Almacenamiento y Envasado de GLP: Son las instalaciones autorizadas por el Ministro Sectorial y registradas en la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, destinadas a recibir el GLP al granel, envasarlo en cilindros, pudiendo también entregarlo al granel para su comercialización a los distintos segmentos de consumo. Estas instalaciones deben disponer de la infraestructura para el mantenimiento y destrucción de cilindros.

Prestadoras del servicio: Son las personas naturales o jurídicas nacionales o extranjeras, públicas, privadas o mixtas autorizadas y registradas por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, para ejercer cualquiera de las actividades de comercialización de GLP y CLDH.

Red de Distribución de GLP: Son los Centros de Acopio, Depósitos de Distribución y/o Centros de Distribución de GLP vehicular, y medios de transporte de propiedad o vinculados contractualmente con una o varias comercializadora para la distribución de GLP.

Red de Distribución de CLDH: Es el conjunto de centros de distribución de propiedad de una comercializadora o que están vinculados contractualmente con una comercializadora que distribuye, bajo la marca y estándares de ésta, combustibles líquidos derivados de hidrocarburos a los consumidores finales.

Registro de Control Técnico Hidrocarburífero: Catastro en el cual obran inscritas las personas naturales o jurídicas e instalaciones dedicadas a las actividades comprendidas en la comercialización de GLP, GNL y CLDH. En adelante se le denominará Registro.

Segmento de consumo de GLP: Sector en el que se utiliza el GLP: doméstico, industrial, comercial, vehicular, asistencia social, agroindustrial.

Segmento de consumo de GNL: Sector en el que se utiliza el GNL: residencial e industrial/comercial.

Segmento de consumo de CLDH: Sector en el que se utiliza el CLDH: automotriz, industrial, pesca artesanal, naviero nacional y naviero internacional.

Sistema de Trazabilidad Comercial (STC o Sistema): Sistema informático centralizado en el cual se registran e identifican las transacciones comerciales de GLP, GNL y CLDH, que se realizan desde que el producto sale de las Plantas de Abastecimiento o Terminales hasta que es entregado al Consumidor Final.

Terminal: Instalaciones de la EP PETROECUADOR en las cuales los combustibles líquidos derivados de los hidrocarburos, son objeto de las operaciones de recepción, almacenamiento y despacho vía auto tanque, para su posterior comercialización.

Transacción: Actividades de recepción y despacho entre las prestadoras de servicios.

Transacciones Comerciales: Son las actividades de despachos, recepciones o ventas realizadas, justificadas con los debidos documentos.

Ventas: Son las transacciones comerciales realizadas de un prestador de servicios al consumidor final.

TÍTULO II

CONDICIONES GENERALES

Art. 4.- Servicio Público: La comercialización de GLP y CLDH de acuerdo con el artículo 68 de la Ley de Hidrocarburos es un servicio público, que deberá ser prestado respetando los principios señalados en el artículo 314 de la Constitución de la República, sin que su prestación pueda ser suspendida conforme lo establece el artículo 326 numeral 15 ibídem.

El servicio público de comercialización de GLP y CLDH, de acuerdo con lo establecido en los artículos 3 y 68 de la Ley de Hidrocarburos, será prestado directamente por la EP PETROECUADOR o por delegación a personas naturales o jurídicas nacionales o extranjeras públicas, privadas o mixtas, legalmente establecidas en el país, debidamente autorizadas por el Ministro Sectorial, o por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, según el caso, conforme a las disposiciones contenidas en el presente Manual, y en las resoluciones que para el efecto dicte la ARCH.

Art. 5.- Regulación y Control: La prestación del servicio público de comercialización de GLP y CLDH está sujeta a las políticas de hidrocarburos que expida el Ministro Sectorial; y, al control y regulación que ejerza la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

Art. 6.- Prevención de abuso de posición dominante: De conformidad con lo que dispone la Ley de Hidrocarburos y la Ley Orgánica de Regulación y Control del Poder de Mercado, las personas prestadoras del servicio público de comercialización de GLP y CLDH tienen la obligación de asegurar que el servicio se preste sin abuso de la posición dominante que puedan tener frente a usuarios, terceros o frente a otros prestadores y abstenerse de prácticas monopólicas o restrictivas de la competencia. Se prohíben las prácticas o acciones que pretendan el desabastecimiento deliberado del mercado interno.

TÍTULO III

DE LAS OBLIGACIONES DE LAS PRESTADORAS DE SERVICIO

Art. 7.- Información: Todas las prestadoras de servicio público de comercialización de GLP y CLDH deberán

presentar a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero la información que ésta requiera respecto de lo siguiente:

- a. Reportes respecto de los volúmenes o cantidades de GLP, GNL y CLDH despachados por la EP PETROECUADOR, hacia las plantas de almacenamiento y envasado y estaciones de servicio respectivamente, así como los despachos clasificados por segmentos de consumo, entregados desde las Plantas de Abastecimiento o terminales a las Comercializadoras.
- b. Los prestadores de servicio público de almacenamiento y envasado de GLP y comercializadoras y centros de distribución de CLDH están obligados a remitir, la información de la cantidad o volumen de GLP y CLDH respectivamente, recibido, despachado y vendido por segmento de consumo, para lo cual debe conectarse en línea en tiempo real con los sistemas informáticos de la ARCH y de despacho y facturación de la EP PETROECUADOR.
- c. La EP PETROECUADOR, las comercializadoras de GLP y GNL, Plantas de Almacenamiento y Envasado, Centros de Distribución de Vehicular, Centros de Acopio y Depósitos de distribución de GLP, están obligados a remitir, la información de la cantidad o volumen adquirido al granel o en cilindros; así como los terminales de abastecimiento, comercializadoras y centros de distribución de CLDH, la información de la cantidad o volumen en los distintos segmentos de consumo.

Los sujetos de control entregaran la información mediante los mecanismos aprobados por la ARCH.

Art. 8.- Facilidades: Las personas que ejercen actividades de comercialización de GLP y CLDH descritas en este Instructivo están obligadas a prestar todas las facilidades para el control que realice la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

La inobservancia de esta disposición será causal de sanción conforme lo establecido en los reglamentos de comercialización de GLP y combustibles líquidos derivados de los hidrocarburos, en concordancia con lo establecido en el artículo 77 de la Ley Hidrocarburos.

Art. 9.- Paralización del servicio: Las actividades de comercialización de GLP, por tratarse de un servicio público, no podrán suspenderse o paralizarse, salvo caso fortuito o fuerza mayor, debidamente justificada y aceptada por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero. La trasgresión de esta disposición causará la aplicación de las sanciones económicas, administrativas, civiles y/o penales, correspondientes y

de ser el caso pondrá en conocimiento de las autoridades competentes.

Art. 10.- Obligaciones: Todas las personas que realicen alguna de las actividades encaminadas a la prestación del servicio público de comercialización de GLP y CLDH, además del cumplimiento de las normas vigentes que les apliquen, deben:

- a. Estar registrados y autorizados por el Ministro Sectorial o la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, según sea el caso;
- b. Acceder al Sistema de Trazabilidad Comercial (STC), mediante el Código numérico STC y una clave de acceso otorgados por la ARCH, los cuales deben ser utilizados para reportar cada transacción de Recepción o Despacho, o Ventas, independientemente del medio de acceso que se utilice, sea este, vía internet, celular, o interfaz de programación o cualquier otro formato autorizado por la ARCH
- c. Registrar la información de cada transacción realizada en la cadena de comercialización de GLP y CLDH, desde las plantas de abastecimiento o terminales hasta el consumidor final en el sistema de trazabilidad comercial,;
- d. Garantizar la veracidad de la información ingresada en el Sistema de Trazabilidad Comercial, siendo responsable de toda acción u omisión que tienda al entorpecimiento de las obligaciones dispuestas en el presente instructivo;
- e. Brindar asesoramiento y capacitación adecuada a su red de distribución o personal responsable del ingreso de información en el Sistema de Trazabilidad Comercial en las fases de las cadenas de comercialización de GLP y CLDH;
- f. Reportar a través de correo electrónico o por escrito a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, los inconvenientes presentados en el registro de la información en el Sistema de Trazabilidad Comercial, si los hubiera, adjuntando los justificativos correspondientes, dentro de las veinticuatro(24) horas siguientes a la presentación de dicho evento;
- g. Las transacciones comerciales registradas en el sistema de trazabilidad comercial no pueden ser modificadas. En el caso de existir errores en la información cargada, se procederá a anular la misma e ingresarla correctamente, dentro de un plazo establecido por la ARCH;
- h. Facilitar el acceso a sus instalaciones a los servidores de los organismos oficiales de control, así como suministrar la información por ellos requerida;

- i. Proporcionar la información comercial y cumplir con los derechos de los consumidores, a los que se refiere la Ley de Defensa del Consumidor y las normas que para el efecto dicte el Servicio de Rentas Internas u otra autoridad competente;
- j. Emitir las facturas de venta y guías de remisión de conformidad con la normativa tributaria vigente;
- k. Despachar GLP y CLDH exclusivamente a las prestadoras de servicio que se encuentren autorizadas y registradas por el Ministro Sectorial o la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, según sea el caso; --
- l. Facilitar, viabilizar y dar cumplimiento a los requerimientos establecidos por la ARCH, resultantes de las obligaciones citadas en el artículo innumerado anterior al artículo 94 de la Ley de Hidrocarburos vigente, relacionado con el monitoreo, control y supervisión en el abastecimiento, almacenamiento y envasado, transporte y distribución de GLP y CLDH, utilizando sistemas tecnológicos de información, bajo los lineamientos de la ARCH y en los términos que para el efecto ésta lo determine.

TÍTULO IV

PROCEDIMIENTO PARA EL INGRESO DE INFORMACION EN EL STC

Art. 11.- Ingreso al STC: Los prestadores de servicio para acceder al sistema de trazabilidad comercial deben ingresar los siguientes datos:

- a. Código STC: Es el Código numérico de 9 dígitos asignado por la ARCH a cada prestadora de servicio;
- b. Clave de Acceso: Es un código numérico de 4 dígitos, denominado "contraseña", enviado vía electrónica o personalmente por la ARCH a cada prestadora de servicio.

Art. 12.- Ingreso de información de Transacciones de Despacho o Recepción: Para registrar una transacción de despacho o recepción se deben seguir los siguientes pasos:

- a. Fecha de Transacción: Seleccionar la fecha en que se realizó físicamente la transacción que se está reportando;
- b. Tipo de Transacción: Seleccionar el tipo de movimiento que se va a registrar (Recepción o Despacho)
- c. Reportado por: Código de la Prestadora del servicio que reporta la transacción, es ingresado en forma automática por el sistema STC;

d. Contraparte: Indicar el "Código STC" de la prestadora de servicio de la contraparte que realiza la transacción comercial:

d.1. Si se está registrando una Recepción, se debe indicar el código STC del prestador de servicio que ha despachado el producto; y,

d.2. Si se está registrando un Despacho, se debe indicar el código STC del prestador de servicio destinatario del producto;

e. Transporte: Indicar el medio por el cual se ha transportado el producto:

e.1. Si el envío del producto ha sido realizado mediante un vehículo, se debe indicar:

e.1.1. Opción "Transporte";

e.1.2. Número de guía de remisión

e.1.3. Cédula de ciudadanía del conductor propietario del vehículo;

e.1.4. Placa del vehículo;

e.2. Si el envío del producto ha sido realizado mediante un ducto, se debe indicar:

e.2.1. Opción "Ducto".

e.2.2. Número de guía de remisión

Para este caso, no se requiere el ingreso de la cédula de ciudadanía del conductor y placa dado que el envío del producto no ha sido realizado mediante un vehículo;

f. Producto: Registrar el código del producto correspondiente a la transacción que se está ingresando; y,

g. Cantidad: Registrar la cantidad de producto correspondiente a la transacción que se está ingresando.

Art. 13.- Ingreso de información de Venta: Para registrar las ventas se deben seguir los siguientes pasos:

a. Para Ventas de GLP:

a.1. Para venta de GLP a Consumidor Final, sin registro del consumidor final:

a.1.1. Fecha de la Transacción: Seleccionar la fecha en que efectivamente se realizó la transacción que se está reportando.

a.1.2. Producto: Registrar el código del tipo de producto de GLP correspondiente a la venta que se está ingresando.

a.1.3. Cantidad: Registrar la cantidad de producto de GLP correspondiente a la venta diaria

a.2. Para venta de GLP a Consumidor Final, con registro del consumidor final:

a.2.1. Fecha de transacción: Seleccionar la fecha correspondiente a la venta que se está reportando.

a.2.2. Documento de identidad: Registrar el número del documento de identidad de la persona a la que se le realizó la venta.

a.2.3. Fecha de expedición del documento de identidad ecuatoriano: En caso de que la persona a la que se le realizó la venta que se está reportando es un ciudadano ecuatoriano, ingresar la fecha de expedición de dicho documento.

a.2.4. Producto: Indicar el código del tipo de producto de GLP correspondiente a la venta que se está ingresando.

a.2.5. Cantidad: Indicar la cantidad de producto de GLP correspondiente a la venta que se está reportando.

b. Para Ventas de CLDH:

b.1. Para venta de producto CLDH a Consumidor Final, sin registro del consumidor final:

b.2. Fecha de la transacción: Seleccionar la fecha correspondiente al registro de venta diaria que se está reportando.

b.3. Producto: Registrar el código del tipo de producto de CLDH correspondiente a la venta que se está ingresando.

b.4. Cantidad: Registrar la cantidad de producto de CLDH correspondiente a la venta diaria que se está reportando.

b.2. Para una venta de producto CLDH a Consumidor Final, con registro del consumidor final:

b.2.1. Fecha de transacción: Seleccionar la fecha correspondiente a la venta que se está reportando.

b.2.2. Documento de identidad: Registrar el número del documento de identidad de la persona a la que se le realizó la venta del combustible.

- b.2.3. Fecha de expedición del documento de identidad ecuatoriano: En caso de que la persona a la que se le realizó la venta que se está reportando es un ciudadano ecuatoriano, ingresar la fecha de expedición de dicho documento.
- b.2.4. Placa: Ingresar la placa del vehículo al que se le despachó el combustible.
- b.2.5. Producto: Indicar el código del tipo de producto de CLDH correspondiente a la venta que se está ingresando.
- b.2.6. Cantidad: Indicar la cantidad de producto de CLDH correspondiente a la venta que se está reportando.

Art. 14.- Rectificación de información: En el caso de que un registro de una transacción comercial haya sido ingresado incorrectamente al STC, el mismo no puede ser modificado.

El procedimiento para la corrección de la acción realizada es la siguiente:

- a. Anulación de la transacción: Ingresar al sistema, seleccionando la opción de "Registros", se debe ubicar el registro que ha sido incorrectamente ingresado, y seleccionar la opción "ANULAR". El registro anulado se mantiene igualmente en el historial de registros;
- b. Ingreso de transacción correcta: Seleccionar en el sistema la opción "Transacción", "Venta GLP" o "Venta CLDH", según corresponda, e ingresar los datos correctos..

Art. 15.- Ajustes de stock a petición de la prestadora de servicio: La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, podrá realizar ajustes de stock, frente al pedido de una prestadora de servicio, por inconvenientes o inconsistencias que pueda tener en el uso del STC.

Para ello, la prestadora de servicio, debe reportar el problema documentadamente a la ARCH y ésta, luego de realizados los controles correspondientes, realizará, de ser el caso, el ajuste de stock en los volúmenes o cantidades de GLP y CLDH que correspondan."

Art. 16.- Ajustes de stock de oficio: Si del registro de las transacciones comerciales en el despacho, recepción y venta al consumidor final que realicen las prestadoras de servicio público de comercialización de GLP y CLDH, se detectare diferencia numérica en tendencia descendente, la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero de oficio ajustará el stock a lo realmente recibido y vendido al consumidor final, en relación al mes inmediatamente anterior.

De persistir por más de tres veces consecutivas el ajuste de stock de oficio, la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, lo ajustará definitivamente al comportamiento de recepción y venta al consumidor final promedio de los tres últimos meses, y la diferencia será comunicada a la comercializadora para efectos de despacho.

Art. 17.- Consulta de Registros: La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero así como cada una de las prestadoras de servicio, podrá consultar los registros ingresados al STC. Las prestadoras de servicio sólo pueden acceder a los registros realizados por ellos mismos.

Las consultas de registros ingresados al sistema que se podrán realizar son:

- a. Registros de transacciones de recepción y despacho, o de Ventas o de ajustes de stock, ingresados en un período dado; y,
- b. Registros reportados con una determinada prestadora de servicio (contraparte): Registros realizados con una prestadora de servicio, como contraparte, en un período dado.

TÍTULO V

FALLAS EN EL SISTEMA DE TRAZABILIDAD COMERCIAL

Art. 18.- Limitaciones de las prestadoras de servicio: En los siguientes casos no se puede acceder al STC por indisponibilidades propias de los prestadores de servicio.

- a. Servicio Eléctrico;
- b. Servicio de Comunicaciones (Internet, servicio Celular);
- c. Equipamientos informáticos de propiedad del Sujeto de Control.

Art. 19.- Error en ingreso: Por error en los datos ingresados por la prestadora del servicio, el Sistema mostrará, los siguientes mensajes:

- a. Pérdida u olvido del código de acceso al STC;
- b. Pérdida u olvido de la clave de acceso al STC.

Art. 20.- Disponibilidad del sistema de trazabilidad comercial: El sistema de trazabilidad comercial no se encuentra disponible en los siguientes casos:

- a. Tareas de mantenimiento programadas de la plataforma tecnológica. En este caso el tiempo sin acceso al Sistema por parte de los prestadores de servicio para el registro de datos

y consulta de información, no será superior a 6 horas.

- b. Ocurrencia de un incidente técnico imprevisto. En este caso el tiempo sin acceso al sistema por parte de los prestadores de servicio para el registro de datos y consulta de información, no será superior a las 3 horas.
- c. Eventos impredecibles y repentinos, como ser desastres naturales, atentados, hurto, vandalismo, accidentes, incendios, alteración del orden público, entre otros, que afecten las instalaciones, equipos y/o facilidades de la infraestructura sobre la cual el Sistema se encuentra operativo. En este caso el tiempo sin acceso al sistema por parte de los Sujetos de Control para el registro de datos y consulta de información, no será superior a las 24 horas.

Art. 21.- Reclamos: Todo ciudadano tiene derecho a presentar un reclamo ante la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero por inconvenientes en el uso del Sistema.

TÍTULO VI

DEL CONTROL

Art. 22.- Mecanismo de Control: La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero verificará en cualquier momento, ingreso y calidad de la información en el STC en toda la cadena de comercialización de GLP, GNL y CLDH, considerando un plazo de setenta y dos (72) horas máximas permisibles para el registro de información de las transacciones comerciales, este plazo podrá ser ampliado o reducido por la ARCH cuando el caso sea debidamente justificado.

Art. 23.- Control: Las comercializadoras de GLP, GNL y CLDH, sin perjuicio del control a cargo de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, tienen bajo su responsabilidad el ingreso y veracidad de la información registrada en el STC de su representada y su red de distribución.

Toda prestadora de servicio será responsable de la veracidad de la información ingresada en el STC.

La suspensión será dispuesta de conformidad con lo establecido en el artículo 139 del Estatuto del Régimen Jurídico y Administrativo de la Función Ejecutiva y será adoptada como medida preventiva.

Art. 24.- Incumplimientos: El incumplimiento de las disposiciones del presente Instructivo, será sancionado por el Director Ejecutivo de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero o su delegado, de conformidad con la Ley de Hidrocarburos, el Reglamento a la Ley 2007-85 reformativa a la Ley de Hidrocarburos y al Código Penal, y demás las disposiciones legales que rigen al sector.

DISPOSICIONES GENERALES

PRIMERA: El Director de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, luego del debido proceso aceptará o rechazará cualquier impugnación o reclamo que pudiera existir en el ingreso y veracidad de información ingresada por las personas calificadas por la ARCH para el uso del Sistema de Trazabilidad Comercial. De presumirse la falsedad de la documentación, ésta será remitida a la autoridad competente.

SEGUNDA: Las prestadoras de servicios que realizan el “transporte de producto” deben garantizar en todo momento la cantidad o volumen de GLP y CLDH determinados en los planes de ruta; y, con el mantenimiento y calibración de los instrumentos de medida.

TERCERA: En el caso de suspensión, reincidencia y/o suspensión definitiva en el ingreso y veracidad de la información en el STC por parte de las prestadoras de servicios, se delega la operación a EP PETROECUADOR y la ARCH, en las instalaciones suspendidas, durante el período de suspensión.

En el caso de una suspensión definitiva, EP PETROECUADOR considerará si es pertinente operar de forma continua en dichas instalaciones.

CUARTA: Las instituciones públicas, privadas y mixtas deberán prestar las facilidades al personal técnico de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero para el desarrollo de sus actividades de control y fiscalización respecto de la verificación de la información ingresada en el STC..

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

PRIMERA: Hasta tanto se expidan las regulaciones de este instructivo se emplearán las normas vigentes a esta fecha, siempre que guarden conformidad con las normas de este instructivo.

SEGUNDA.- Los aspectos no previstos en el presente instructivo serán resueltos por el Director Ejecutivo de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero mediante Resolución que dicte para el efecto.

DISPOSICIONES FINALES

PRIMERA: Derogatoria: Se deroga toda norma de igual o menor jerarquía que se oponga al presente instructivo.

SEGUNDA.- El presente instructivo entrará en vigencia a partir de su publicación en el Registro Oficial.

Dado en San Francisco de Quito, Distrito Metropolitano el día de hoy, 11 de julio de 2013.

f.) Pedro Merizalde, Ministro de Recursos Naturales No Renovables, Presidente del Directorio de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

f.) José Luis Cortázar Lascano, Director Ejecutivo de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, ARCH, Secretario del Directorio de la ARCH.

**REGISTRO OFICIAL**
ORGANO DEL GOBIERNO DEL ECUADOR

Suscríbase



Quito
Av. 12 de Octubre N1690 y Pasaje Nicolás Jiménez
Edificio Nader 2do. Piso
Teléfonos: 2234540 - 2901629 Fax: 2542835

Almacén Editora Nacional
Mañosca 201 y 10 de Agosto
Telefax: 2430110

Guayaquil
Malecón 1606 y 10 de Agosto
Edificio M.I. Municipio de Guayaquil
Teléfono: 2527107

 

www.registroficial.gob.ec

