

ANEXO AL DECRETO SUPREMO N° 25148

REGLAMENTO DE INYECCION DE GAS

TITULO I

DISPOSICIONES GENERALES

CAPITULO I

AMBITO DE APLICACION

Artículo 1.- El presente reglamento establece las reglas y procedimientos para la inyección de gas natural de un reservorio productor a un reservorio receptor, en el mismo departamento, para alcanzar los siguientes objetivos:

- a) Conservar gas natural que de otra manera hubiera sido quemado.
- b) Recuperación mejorada de hidrocarburos líquidos a través del mantenimiento de la presión del reservorio.
- c) Mejorar la capacidad de entrega del gas natural boliviano durante períodos de alta demanda.

Este reglamento se aplica a las siguientes categorías de inyección:

- a) Cuando el reservorio productor y el reservorio receptor están en el mismo campo.
- b) Cuando el reservorio productor y el reservorio receptor están en diferentes campos.

CAPITULO II

DEFINICIONES

Artículo 2.- Para la aplicación del presente reglamento, se establecen, además de las contenidas en el artículo 8 de la Ley No. 1689, las siguientes definiciones:

CALIDAD: Cuando el gas natural inyectado está adecuado para el transporte, la calidad de dicho gas se determina por su poder calorífico expresado en MMBTUs y cuando el gas natural inyectado no está adecuado para el transporte, la calidad se determina en base a la composición del gas, tal como está contemplada en el artículo 10 del Reglamento para la Liquidación de Regalías y Participaciones.

CAMPO PRODUCTOR: Es el campo del cual procede el gas natural para inyección en otro campo y que cuenta con la aprobación respectiva.

CAMPO RECEPTOR: Es el campo donde se inyecta gas natural procedente de un campo productor y que cuenta con la aprobación respectiva.

GAS NATURAL NUEVO LIBRE DE PENALIZACION: Es el total del gas natural nuevo producido por el Titular en Bolivia que está libre de penalización por sustitución injustificada de hidrocarburos existentes, de acuerdo al Reglamento de Hidrocarburos Nuevos y Existentes.

PARTICIPACION DEL TGN: La Regalía Nacional Complementaria a que hace referencia el artículo 51 de la Ley No.1689 y la Participación Nacional a que hacen referencia los artículos 72 y 77 de la misma Ley.

PRECIOS DEL MES ACTUAL: Son los precios publicados durante el mes de cálculo para valorizar la producción correspondiente al mes anterior al de cálculo, para fines de liquidación de regalías y participaciones.

PRESION ORIGINAL DE DESCUBRIMIENTO: Es la presión medida en un reservorio antes de que haya tenido lugar una producción ó inyección significativa de fluidos.

PRUEBA DE CAIDA DE PRESION (FALLOFF): Es la prueba de caída de presión tal como está definida en el libro: "Advances in Well Test Analysis"; autor: Robert Earlougher, Jr.; publicado por la Society of Petroleum Engineers of AIME; volumen 5 de la serie de monogramas.

REGALIAS: Son las Regalías Departamentales (11%) y la Regalía Nacional Compensatoria (1%) a que hacen referencia los incisos 1 y 2 del artículo 50 de la Ley No.1689.

RESERVORIO PRODUCTOR: Es el reservorio del cuál procede el gas natural para inyección.

RESERVORIO RECEPTOR: Es el reservorio donde se inyecta gas natural procedente de uno o más reservorios productores. Para propósitos de reciclaje, un reservorio productor puede ser también un reservorio receptor.

TITULAR: La persona individual o colectiva, nacional o extranjera que tiene suscrito un contrato de riesgo compartido conforme a la Ley No.1689.

VOLUMEN EXTERNO DE GAS NATURAL: Es el volumen de gas natural que proviene de uno o más reservorios productores diferentes al reservorio al cual se va a inyectar dicho gas.

V.M.E.H.: Es el Viceministerio de Energía e Hidrocarburos.

Y.P.F.B.: Es Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

TITULO II

RESPONSABILIDADES Y COMPETENCIA

CAPITULO I

VICEMINISTERIO DE ENERGIA E HIDROCARBUROS

Artículo 3.- Para fines de este reglamento, el V.M.E.H. es el responsable de administrar los intereses del Estado en los esquemas de inyección de gas natural. Para cumplir tal objetivo, el V.M.E.H. tiene las siguientes funciones y responsabilidades:

- a) Aprobar las solicitudes de inyección de gas natural, tomando en cuenta la recomendación técnica elaborada por Y.P.F.B.
- b) Controlar anualmente el esquema de inyección aprobado, en base al informe que presente el Titular, de acuerdo al artículo 15 de este reglamento y la recomendación técnica de YPFB.
- c) Asegurar la correcta aplicación de este reglamento y, para este propósito, realizar por si mismo o a través de terceros las auditorías técnicas y financieras necesarias.
- d) Contabilizar los créditos y débitos de los esquemas de inyección y asegurar la cancelación de los débitos.
- e) Remitir a conocimiento del Ministerio de Hacienda y de las Prefecturas correspondientes, hasta el 5to día hábil de cada mes, la información relativa a la inyección de gas natural correspondiente al penúltimo mes y permitir a estas instituciones el acceso a toda la información de respaldo.

CAPITULO II

YACIMIENTOS PETROLÍFEROS FISCALES BOLIVIANOS

Artículo 4.- Para fines de este reglamento, las obligaciones y responsabilidades de Y.P.F.B son:

- a) Emitir la recomendación técnica al V.M.E.H. respecto a las solicitudes de inyección de gas natural y respecto al informe anual presentado por el Titular de acuerdo al artículo 15 de este reglamento.

- b)** Aprobar los puntos de medición para medir el volumen y la calidad del gas natural a ser inyectado.
- c)** Hasta el día veinte (20) de cada mes, certificar al V.M.E.H. el informe de cada Titular sobre los volúmenes y la calidad del gas natural inyectado en el mes anterior, por cada campo y por cada reservorio, productor e inyector.

CAPITULO III

MINISTERIO DE HACIENDA Y DEPARTAMENTOS PRODUCTORES

Artículo 5.- Para fines de este reglamento, el Ministerio de Hacienda tiene el derecho de efectuar, a su costo, las labores de fiscalización y las auditorías necesarias para confirmar la exactitud de la información relacionada con los esquemas de inyección de gas natural.

Artículo 6.- Para fines de este reglamento, las Prefecturas de los departamentos productores también tienen el derecho de efectuar, a su costo, auditorías, o adjuntarse a las que realice el Ministerio de Hacienda.

Las Prefecturas de los departamentos productores tienen el derecho de participar, juntamente con Y.P.F.B., en la verificación de la medición del gas natural inyectado.

CAPITULO IV

DE LOS TITULARES

Artículo 7.- Las responsabilidades del Titular del campo productor bajo este reglamento son las siguientes:

- a)** Asegurar la ejecución, de la parte que le corresponde, del esquema de inyección de gas natural de conformidad con la aprobación del V.M.E.H..
- b)** Hasta el 25 de cada mes, proporcionar al V.M.E.H., como parte de su declaración de regalías y participaciones, el cálculo por cada reservorio y por cada campo de los créditos correspondientes a la inyección de gas natural del mes anterior, basado en la certificación de Y.P.F.B. señalada en el artículo 4-c.

Artículo 8.- Las responsabilidades del Titular del campo receptor bajo este reglamento son las siguientes:

- a)** Asegurar la ejecución, de la parte que le corresponde, del esquema de inyección de gas natural de conformidad con la aprobación del V.M.E.H.
- b)** Hasta el 10 de cada mes, proporcionar a Y.P.F.B., como parte de su informe mensual de producción, los volúmenes y calidad del gas natural inyectado en cada

campo y en cada reservorio receptor, señalando los volúmenes y calidad que corresponden a cada reservorio productor. Asimismo, adjuntar un gráfico de la variación de la presión de operación en cabeza de pozo con relación al tiempo, para cada pozo inyector.

- c) Hasta el 25 de cada mes, para cada reservorio receptor, proporcionar al V.M.E.H., como parte de su declaración de regalías y participaciones:
 - 1) Las adiciones y sustracciones a la tabla de débitos que correspondan al mes anterior, y;
 - 2) El estado de cuenta de los débitos hasta fines del mes anterior.
- d) Valorizar y pagar los débitos de acuerdo al procedimiento señalado en este reglamento.
- e) Presentar el informe anual al que hace referencia el artículo 15 de este reglamento.
- f) En los casos en que el derecho a créditos esté basado en el inciso a) ó en el inciso c) del artículo 28 de este reglamento, el Titular deberá obtener la aprobación escrita del V.M.E.H., antes de realizar la transferencia, de conformidad al artículo 19 de la Ley No. 1689, de cualquiera de sus derechos como Titular sobre áreas de contrato con reservas probadas de gas natural nuevo.

Artículo 9.- Cuando el Titular esté conformado por más de una persona jurídica, deberá designarse por escrito ante Y.P.F.B. a una de ellas como operador del contrato, tal cual se establece en el Reglamento para la Liquidación de Regalías y Participaciones, quien asumirá todas las responsabilidades establecidas para el Titular en este reglamento, en representación del Titular.

TITULO III

PROCESO DE APROBACION Y CONTROL

CAPITULO I

PROCESO DE APROBACION

Artículo 10.- Cuando se quiera inyectar gas natural en el mismo campo, el Titular del campo debe enviar al V.M.E.H., con copia a Y.P.F.B., una solicitud para inyección de gas natural producido de uno o mas reservorios para inyectar en uno o mas reservorios del mismo campo, la misma que debe contener la siguiente información:

- a) El objetivo técnico para la inyección.

- b) La información especificada en los artículos 225 y 227 del Reglamento de Normas Técnicas y de Seguridad para las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo 24689 de 2 de julio de 1997.
- c) El tiempo de duración propuesto del esquema de inyección, el cual no podrá exceder de 10 años.
- d) En el caso de inyección de gas natural de un reservorio a otro:
 - 1) El Volumen Externo de Gas Natural a ser inyectado en cada reservorio receptor.
 - 2) Cálculos de Ingeniería de Reservorios que demuestren que la presión esperada de cada reservorio receptor, como resultado de la inyección del Volumen Externo de Gas Natural, no excederá el valor de la presión original de descubrimiento del mismo reservorio.

Artículo 11.- Cuando se quiera inyectar gas natural de un campo a otro, el Titular del reservorio receptor y el Titular del reservorio productor deben en forma conjunta enviar al V.M.E.H., con copia a Y.P.F.B, una solicitud para inyección de gas natural que debe contener la siguiente información:

- a) El objetivo técnico para la inyección.
- b) La información especificada en los artículos 225 y 227 del Reglamento de Normas Técnicas y de Seguridad para las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos.
- c) El tiempo de duración propuesto del esquema de inyección, el cual no podrá exceder de 10 años.
- d) El Volumen Externo de Gas Natural a ser inyectado en cada reservorio receptor.
- e) Cálculos de Ingeniería de Reservorios que demuestren que la presión esperada de cada reservorio receptor, como resultado de la inyección del Volumen Externo de Gas Natural, no excederá el valor de la presión original de descubrimiento del mismo reservorio.
- f) En los casos en que exista, directa o indirectamente, cualquier interés propietario entre el Titular del campo productor y el Titular del campo receptor, una copia de las condiciones financieras entre las partes, respecto al esquema de inyección.
- g) Cuando se inyecte gas natural existente de un Titular a otro que contemple el derecho a un crédito de más del 18%, la elección entre los incisos a), b) y c) del artículo 28 de este reglamento que garantice el pago de los débitos.
- h) Si se selecciona la opción contemplada en el inciso a) del artículo 28 de este reglamento, una lista de las reservas totales probadas de gas natural nuevo del Titular, por campo, y un

compromiso firmado por el máximo ejecutivo del Titular presente en el país, de que el Titular no transferirá, sin previa autorización del V.M.E.H., cualquiera de sus derechos como Titular de estas áreas de contrato durante la vigencia de las obligaciones correspondientes a la tabla de débitos.

- i) Si se selecciona la opción contemplada en el inciso c) del artículo 28 de este reglamento, además de la información señalada en el inciso anterior, el Volumen Externo de Gas Natural existente que se quiere inyectar con derecho a un crédito de 18% mas la participación del TGN, respaldado por el inciso a) del artículo 28.

Artículo 12.- El V.M.E.H., en el término de 60 días calendario a partir de la recepción de la solicitud, deberá comunicar su decisión sobre la solicitud de inyección de gas natural. Inmediatamente de recibida la solicitud, el V.M.E.H. requerirá a Y.P.F.B. un informe técnico sobre el esquema de inyección solicitado, el mismo que deberá ser emitido en un plazo máximo de 45 días calendario después de la fecha del requerimiento cursado por el V.M.E.H.. De no existir una respuesta por parte del V.M.E.H. dentro los 60 días calendario de la recepción de la solicitud, se considerará aprobada la solicitud para inyección de gas natural. En caso de requerirse información adicional por parte de cualquiera de las dos instituciones, los plazos de 60 y 45 días calendario, respectivamente, correrán inmediatamente después de recibida la información adicional.

Cualquier enmienda a un esquema de inyección aprobado, deberá ser solicitada y procesada de la misma manera que la solicitud original.

Artículo 13.- Las disposiciones del Título VII, Capítulo V, "Del Control De Reservorios", del Reglamento de Normas Técnicas y de Seguridad para las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, referidas a la inyección de gas natural, deben aplicarse sujetas a las instancias de aprobación del V.M.E.H especificadas en el presente reglamento.

CAPITULO II

PROCESO DE CONTROL CUANDO SE INYECTA GAS

NATURAL DE UN RESERVORIO A OTRO

Artículo 14.- La presión de operación en cabeza para cualquier pozo, para inyección de gas natural, no deberá exceder la presión calculada de la siguiente manera:

Presión máxima de operación para inyección en lb/pulgada² absoluta (PSIA) = Presión de descubrimiento del reservorio receptor en PSIA, corregido al tope del intervalo de terminación en el pozo de inyección + 0.1* profundidad vertical por debajo del nivel del terreno, en pies, al tope del intervalo de terminación en el pozo de inyección + 200.0.

Artículo 15.- El Titular del reservorio receptor proporcionará a Y.P.F.B., con copia al V.M.E.H., un informe anual del comportamiento del reservorio receptor dentro de los 30 días posteriores al aniversario de la iniciación del esquema de inyección. El informe deberá contener la siguiente información:

- a) Tablas y gráficos de los caudales de inyección y de la presión de inyección en cabeza de pozo versus tiempo, para cada pozo inyector.
- b) Pruebas anuales de caída de presión (falloff) para cada pozo inyector.
- c) Volumen externo acumulado del gas natural inyectado.
- d) Distribución de presión dentro del reservorio receptor, incluyendo comentarios acerca de zonas de alta presión y las medidas correctivas tomadas para aliviar estos problemas.
- e) Efecto de la inyección de gas natural sobre la recuperación de hidrocarburos del reservorio receptor, a la fecha, así como cualquier modificación en el esquema de inyección recomendable para optimizar la recuperación.

Artículo 16.- Si el Titular del reservorio receptor no entrega el informe anual en el plazo establecido, o este informe no está completo, Y.P.F.B. deberá notificar al Titular esta deficiencia. El Titular en 15 días calendario deberá cumplir con este requisito. Si esto no ocurre, el V.M.E.H. tiene el derecho de suspender la aprobación del esquema de inyección.

Artículo 17.- Y.P.F.B. revisará el informe anual y en un plazo de 30 días calendario después de la fecha de recepción de dicho informe, comunicará al Titular en forma escrita:

- a) Si no está cumpliendo con el esquema de inyección aprobado, y/o;
- b) Si se identifican problemas técnicos que impidan la continuación del esquema de inyección.

El Titular deberá responder a Y.P.F.B. en 15 días hábiles, a partir de la fecha de recepción de la notificación de Y.P.F.B., sobre las observaciones realizadas y, en 30 días calendario, a partir de la misma fecha, deberá rectificar los problemas identificados a satisfacción de Y.P.F.B.. Si esto no ocurre, Y.P.F.B. informará al V.M.E.H. que el Titular no cumple con los requisitos para continuar con el esquema de inyección.

En base a este informe, el V.M.E.H. informará al Titular que la aprobación del esquema de inyección ha caducado.

CAPITULO III

PUNTO DE MEDICION

Artículo 18.- El volumen y calidad del gas natural inyectado será medido y determinado en cada reservorio receptor en el punto de medición aprobado por Y.P.F.B. Este punto de medición debe estar ubicado de tal manera que asegure la medición del volumen de gas natural efectivamente inyectado.

Artículo 19.- Para la determinación del volumen y calidad del gas natural inyectado sujeto a créditos y débitos, se aplicará el procedimiento establecido en el artículo 10 del Reglamento para la Liquidación de Regalías y Participaciones.

TITULO IV

INYECCION DE GAS NATURAL EN EL MISMO CAMPO

CAPITULO I

NORMAS

Artículo 20.- Tanto el reservorio productor como el reservorio receptor pueden tener hidrocarburos existentes ó hidrocarburos nuevos ó hidrocarburos existentes y nuevos.

Artículo 21.- Se considera que un reservorio con solamente hidrocarburos nuevos tiene una curva de declinación con caudal de producción del hidrocarburo principal igual a cero (0).

Artículo 22.- Cuando el V.M.E.H. aprueba la inyección de gas natural de uno ó más reservorios productores a uno ó más reservorios receptores en el mismo campo, se suman las curvas de declinación del reservorio o reservorios productor (es) con las curvas de declinación del reservorio o reservorios receptor (es). Después de haber sumado las curvas de declinación de dos o más reservorios, el Titular no podrá posteriormente separar las curvas, de acuerdo al artículo 28 del Reglamento de Hidrocarburos Nuevos y Existentes.

Artículo 23.- Mensualmente, hasta el 10 de cada mes, adicionalmente a la información requerida por el artículo 236-B del Reglamento de Normas Técnicas y de Seguridad para las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, el Titular del campo proporcionará a Y.P.F.B. un informe conteniendo el volumen del gas natural existente y/o nuevo inyectado en cada reservorio receptor, así como el reservorio productor al que debe asignarse cada porción del gas natural inyectado. La proporción entre el gas natural existente y el gas natural nuevo inyectado será la misma que la proporción entre el gas natural existente y el gas natural nuevo producido.

Artículo 24.- Se calculará el volumen neto de gas natural existente producido de la siguiente manera:

Volumen total gas natural existente producido - $0.9 \times$ volumen de gas natural existente inyectado

Este volumen neto de gas natural será utilizado para calcular la "Recuperación Total del Gas", especificada en el anexo II del Reglamento de Hidrocarburos Nuevos y Existentes, de los reservorios cuyas curvas de declinación fueron sumadas.

Artículo 25.- Cuando parte o la totalidad de los hidrocarburos de los reservorios productores y/o de los reservorios receptores son existentes, el Reglamento de Hidrocarburos Nuevos y Existentes seguirá vigente hasta que los hidrocarburos existentes hayan sido recuperados.

TITULO V

INYECCIÓN DE GAS NATURAL DE UN CAMPO A OTRO

CAPITULO I

NORMAS

Artículo 26.- El esquema de inyección se aplica únicamente en el caso en que el campo productor y el campo receptor se encuentren completamente en el mismo Departamento.

Artículo 27.- Todo el gas natural inyectado de un campo a otro debe ser considerado como hidrocarburo original del reservorio receptor. El gas natural inyectado será considerado como hidrocarburo nuevo sujeto al pago de los débitos calculados sobre los volúmenes, calidad y porcentajes registrados en las tablas descritas en el artículo 33 siguiente. Asimismo, el artículo 25 de este reglamento se aplica a la inyección de gas natural de un campo a otro campo.

Artículo 28.- Para la inyección de gas natural de un Titular a otro Titular, el Titular del campo productor no tendrá derecho a un crédito de más de 18%, a menos que el Titular del campo receptor cumpla con uno de los siguientes criterios:

- a) Tener reservas probadas de gas natural nuevo calculadas al momento de la aprobación del esquema de inyección, iguales o mayores a cinco (5) veces el Volumen Externo de Gas Natural existente aprobado para inyección.
- b) Garantizar el pago de los débitos en un plazo máximo de cuatro (4) años, a través de la presentación al V.M.E.H. de boletas bancarias de garantía ejecutables en Bolivia, a favor del TGN. El Titular podrá presentar las boletas de garantía con el tiempo de validez que el considere conveniente, sin embargo estas deberán ser renovadas 10 días antes de su vencimiento, en el caso de que no se hayan pagado los débitos. Si las boletas de garantía no son renovadas a tiempo, estas serán ejecutadas y utilizadas para pagar los débitos correspondientes.

- c) Una combinación de a) y b) en caso de que el Titular del campo receptor no tenga las reservas probadas necesarias de acuerdo al inciso a) de este artículo. En este caso, el Titular deberá especificar el Volumen Externo de Gas Natural existente que será inyectado en base al inciso a) y para el volumen restante, antes de su inyección, deberá proceder de acuerdo al inciso b) de este artículo.

En los casos en que se aplique la opción descrita en el inciso a) ó la opción descrita en el inciso c) y el Titular del campo receptor transfiera parcialmente sus derechos como Titular de áreas de contrato con reservas probadas de gas natural nuevo, este Titular deberá sustituir la garantía exigida en el inciso a) con las garantías establecidas en el inciso b), si es que la transferencia afecta la garantía establecida en a).

En los casos en que se aplique la opción descrita en el inciso a) ó la opción descrita en el inciso c) y el Titular del campo receptor transfiera totalmente sus derechos como Titular de áreas de contrato con reservas probadas de gas natural nuevo, este Titular deberá pagar los débitos pendientes o, alternativamente, el Titular que adquiera estos derechos deberá garantizar los débitos pendientes de acuerdo a los incisos a), b) y c) del presente artículo. En caso de no cumplir con esta responsabilidad estará sujeto a la resolución de su contrato.

CAPITULO II

DEL TITULAR DEL CAMPO PRODUCTOR

Artículo 29.- El Titular del campo productor paga regalías y participaciones en base al volumen, calidad y clasificación (existente o nuevo) en boca de pozo del gas natural fiscalizado y recibe un crédito sobre los volúmenes y la calidad del gas inyectado en el campo receptor calculado de acuerdo a este capítulo II. De este gas natural fiscalizado, la porción equivalente al volumen y calidad del gas natural inyectado no está sujeta a los créditos estipulados en los artículos 26 y 27 del Reglamento para la Liquidación de Regalías y Participaciones Hidrocarburíferas.

Artículo 30.- Si el Titular del campo productor no tiene mercado para la venta de gas natural nuevo libre de penalización:

- a) Si el gas natural inyectado es hidrocarburo nuevo recibirá un crédito por el 18% sobre el volumen y calidad del gas natural inyectado.
- b) Si el gas natural inyectado fue fiscalizado como hidrocarburo existente en el campo productor, recibirá un crédito por el 18% + la participación del TGN correspondiente, sobre el volumen y la calidad del gas natural inyectado.

Artículo 31.- Cuando el gas natural inyectado fue fiscalizado como hidrocarburo existente en uno o más campos productores y el Titular de dichos campos tiene mercado para gas natural nuevo libre de penalización, parte o la totalidad del gas natural inyectado recibirá

crédito por 18%. El volumen de cada reservorio productor que recibirá este crédito será determinado de la siguiente manera:

- a) Calcular la diferencia entre el volumen entregado en boca de pozo y el volumen inyectado.
- b) Cuando el caudal de gas natural del reservorio productor entregado en boca de pozo es mayor o igual al caudal de la curva de declinación para este reservorio, se calculará la diferencia entre la curva de declinación de este reservorio y el volumen calculado en el punto a). En el caso de que sea menor, se calculará la diferencia entre el volumen entregado en boca de pozo y el volumen calculado en el punto a).
- c) Cuando el Titular tiene mas de un reservorio productor con hidrocarburos existentes y entrega parte o la totalidad de la producción de dichos reservorios para inyección, repetir el procedimiento descrito en a) y en b) para cada uno de estos reservorios.
- d) Calcular la diferencia entre el volumen total de gas natural nuevo entregado por el Titular en boca de pozo y el volumen de gas natural sujeto a penalización.
- e) Cuando el Titular tiene mas de un reservorio productor con hidrocarburos existentes y entrega parte o la totalidad de la producción de dichos reservorios para inyección, calcular la porción del volumen de gas natural nuevo calculado en el inciso d), para cada uno de los reservorios, que será utilizada para la determinación del crédito por inyección. Este procedimiento de cálculo deberá ser efectuado de la siguiente manera:

El volumen calculado en el inciso b) para un reservorio * volumen de gas natural nuevo del inciso d)/ la suma de los volúmenes calculados en el inciso b) para todos los reservorios pertenecientes al Titular que produce hidrocarburos existentes, en parte o en su totalidad para inyección.

El procedimiento de prorrateo descrito en el párrafo anterior debe ser repetido para cada reservorio con hidrocarburos existentes que entrega parte o la totalidad de su producción para inyección y pertenecen al mismo Titular.

- f) Para un reservorio, si el volumen del punto b) es mayor que el volumen calculado en e), el volumen inyectado igual al volumen del gas natural calculado en e) recibirá crédito del 18% y el saldo del volumen inyectado recibirá crédito como hidrocarburo existente.
- g) Para un reservorio, si el volumen calculado en el punto b) es igual o menor al volumen de gas natural calculado en e) el volumen inyectado igual al volumen calculado en b) recibirá crédito del 18%; si existiese un volumen remanente de gas natural inyectado, éste recibirá crédito como hidrocarburo existente.

Repetir los procedimientos de los incisos f) y g) para cada uno de los reservorios con hidrocarburos existentes que entrega gas natural en parte o en su totalidad para inyección y pertenecen al mismo Titular.

Artículo 32.- Bajo ningún concepto los créditos mensuales reconocidos al Titular del campo productor pueden exceder el pago de regalías y participaciones del gas natural fiscalizado en boca de pozo para dicho campo. Asimismo, el volumen inyectado mensual no deberá ser mayor al volumen de gas natural fiscalizado en boca de pozo.

CAPITULO III

DEL TITULAR DEL CAMPO RECEPTOR

Artículo 33.- Cuando el gas natural inyectado tiene derecho a un crédito de 18% más la participación del TGN, el Titular del campo receptor elaborará una tabla de débitos por cada reservorio productor que entrega gas natural para inyección. Esta tabla debe registrar el 90% del volumen y calidad del gas natural, sujeto al mencionado crédito, inyectado mensualmente en el reservorio receptor. Asimismo, los porcentajes de participación del TGN aplicables al reservorio productor. Para el gas natural nuevo inyectado y/o para el gas natural existente que tiene derecho a un crédito de sólo 18%, la tabla de débitos no se aplica.

Artículo 34.- Cuando exista mercado, el orden de prioridad para la producción total del Titular del campo receptor es la siguiente: 1ro, deberá producir el gas natural existente original procedente de todas sus áreas de contrato de acuerdo al Reglamento de Hidrocarburos Nuevos y Existentes; 2do, está obligado a cancelar los débitos mensuales de las tablas cuando hay mercado para gas natural nuevo libre de penalización y 3ro, el saldo de la producción podrá ser clasificada como hidrocarburo nuevo.

Artículo 35.- El Titular del campo receptor asume la obligación de pagar regalías, la participación de Y.P.F.B. y la participación del TGN, según sea el caso, sobre el gas natural inyectado. Las regalías y la participación a favor de Y.P.F.B. serán calculadas sobre el volumen y calidad del gas natural fiscalizado en boca de pozo del campo receptor. Respecto a la participación del TGN, en cualquier mes que el Titular del campo receptor produzca para la venta gas natural nuevo libre de penalización de cualquiera de sus campos, deberá pagar además de las regalías y la participación en favor de YPFB, la participación del TGN calculada de la siguiente manera:

- a)** Calcular el valor total de los volúmenes y calidad del gas natural de todas las tablas (definidas en el artículo 33) correspondientes al primer mes pendiente, de acuerdo a los precios del mes actual.
- b)** Valorizar el débito total correspondiente al TGN del primer mes pendiente de las tablas de débitos utilizando el volumen y calidad del gas natural inyectado, los precios del mes actual y los porcentajes de la participación del TGN señalados en cada tabla de débito.

- c) Dividir b) entre a) y calcular el porcentaje promedio ponderado de participación.
- d) Calcular la diferencia entre el volumen total de gas natural nuevo entregado en boca de pozo y el volumen de gas natural sujeto a penalización. Asimismo, determinar la calidad ponderada del gas natural nuevo entregado.
- e) Valorizar la participación del TGN sobre el volumen y calidad calculados en d) utilizando los precios actuales y el porcentaje promedio ponderado de participación calculado en c).
- f) Si el valor en e) es mayor o igual que el valor en b), el Titular deberá pagar el valor calculado en b) como participación del TGN y el débito correspondiente al primer mes pendiente de las tablas de débitos será ajustado a cero (0).
- g) Si el valor en b) es mayor que el valor en e), el Titular pagará el valor calculado en e) como participación del TGN. En cada tabla, el débito remanente en volumen del primer mes pendiente de la tabla de débitos se calculará multiplicando el correspondiente débito en volumen de la tabla por el siguiente factor:

$$1 - \{ \text{valor calculado en (e)} / \text{valor calculado en (b)} \}$$

Estos débitos remanentes resultantes del cálculo para el primer mes pendiente de las tablas se añadirán a los débitos de las tablas del mes siguiente.

Artículo 36.- En el caso de que el Titular del campo receptor haya tenido que presentar boletas bancarias de garantía para asegurar el pago de los débitos contraídos, en cualquier mes que este Titular tuviera débitos pendientes de pago por un período de cuatro (4) años, deberá pagar en efectivo dichos débitos a partir del mes siguiente, (primer mes del 5to año).

Si no se realiza el pago, la boleta de garantía correspondiente será ejecutada y utilizada para pagar los débitos respectivos.

CAPITULO IV

PROCEDIMIENTO PARA EXTENSION DE CREDITOS

PARA EL TITULAR DEL CAMPO PRODUCTOR

Artículo 37.- Para efectos del presente reglamento, el Titular del campo receptor deberá incluir en sus informes mensuales de producción entregados a Y.P.F.B. hasta el día 10 del mes siguiente, los volúmenes y calidad del gas natural inyectado así como el reservorio al que debe asignarse cada porción del gas natural inyectado. Asimismo, adjuntar un gráfico de la variación de la presión de operación en cabeza de pozo con relación al tiempo, para cada pozo receptor.

Artículo 38.- Previa verificación, dentro de los primeros veinte (20) días de cada mes, Y.P.F.B certificará ante el V.M.E.H. los volúmenes y calidad del gas natural inyectado medido en el punto de medición de cada campo receptor durante el mes anterior y su clasificación como hidrocarburo nuevo o existente en boca de pozo del campo productor. Además, esta certificación deberá incluir:

- a) Volúmenes y calidad ponderada del gas natural nuevo entregado al mercado por el Titular, libres de penalización.
- b) La distribución del gas natural inyectado clasificado como existente en boca de pozo del campo productor entre:

volúmenes y calidad con derecho a un crédito de 18% más la participación del TGN.

volúmenes y calidad con derecho a crédito de 18%.

Toda la información certificada relativa a inyección de gas natural, deberá ser enviada por Y.P.F.B. tanto a los titulares de los campos productores como a los titulares de los campos receptores dentro de los primeros veinte (20) días de cada mes.

Artículo 39.- Si por las lecturas en los medidores de los volúmenes de gas natural inyectado, YPFB llegara a determinar que dentro del transcurso de un tiempo se han efectuado lecturas equivocadas, una vez detectado y corregido este error, los ajustes correspondientes a los nuevos volúmenes corregidos serán efectuados el primer día hábil del mes siguiente.

Artículo 40.- Utilizando los volúmenes y calidad del gas natural sujetos a crédito de 18% más la participación del TGN y los volúmenes y calidad del gas natural sujetos a crédito de sólo 18%, certificados por Y.P.F.B., el Titular deberá valorizar los créditos correspondientes a cada reservorio y a cada campo productor utilizando los precios del mes actual.

Artículo 41.- Los montos calculados en el artículo anterior son acreditables por el Titular del campo productor contra las regalías y participaciones correspondientes a la producción del mes anterior de este campo. Para este propósito, este crédito deberá estar incluido en la declaración jurada señalada en el artículo 22 del Reglamento para la Liquidación de Regalías y Participaciones Hidrocarburíferas.

CAPITULO V

PROCEDIMIENTO PARA ESTABLECER Y CANCELAR LOS

DEBITOS DEL TITULAR DEL CAMPO RECEPTOR

Artículo 42.- Utilizando la información proporcionada por Y.P.F.B, hasta el 25 de cada mes, el Titular del campo receptor deberá enviar al VMEH como parte de la declaración jurada señalada en el artículo 22 del Reglamento para la Liquidación de Regalías y Participaciones información referente a:

- a) Sus débitos relacionados al gas natural existente inyectado en el mes anterior.
- b) El cálculo del monto de los débitos sujetos a cancelación en este mes. Este monto deberá ser añadido al saldo de su declaración de Regalías y Participaciones de este mes.
- c) El balance pendiente de la tabla de débitos. Esta declaración de balance pendiente deberá estar firmada por el máximo ejecutivo del Titular presente en el país.

