



DECRETO SUPREMO N° 2830

EVO MORALES AYMA

PRESIDENTE CONSTITUCIONAL DEL ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA

CONSIDERANDO:

Que los numerales 2 y 4 del Artículo 316 de la Constitución Política del Estado, determina que la función del Estado en la economía consiste en dirigir la economía y regular, conforme con los principios establecidos en la Constitución, los procesos de producción, distribución, y comercialización de bienes y servicios; y participar directamente en la economía mediante el incentivo y la producción de bienes y servicios económicos y sociales para promover la equidad económica y social, e impulsar el desarrollo, evitando el control oligopólico de la economía.

Que el Artículo 356 del Texto Constitucional, establece que las actividades de exploración, explotación, refinación, industrialización, transporte y comercialización de los recursos naturales no renovables tendrán el carácter de necesidad estatal y utilidad pública.

Que el Artículo 360 de la Constitución Política del Estado, dispone que el Estado definirá la política de hidrocarburos, promoverá su desarrollo integral, sustentable y equitativo, y garantizará la soberanía energética.

Que el Parágrafo I del Artículo 361 del Texto Constitucional, señala que Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos – YPFB es una empresa autárquica de derecho público, inembargable, con autonomía de gestión administrativa, técnica y económica, en el marco de la política estatal de hidrocarburos. YPFB, bajo tuición del Ministerio del ramo y como brazo operativo del Estado, es la única facultada para realizar las actividades de la cadena productiva de hidrocarburos y su comercialización.

Que el Artículo 367 de la Constitución Política del Estado, determina que la explotación, consumo y comercialización de los hidrocarburos y sus derivados deberán sujetarse a una política de desarrollo que garantice el consumo interno.

Que el Artículo 9 de la Ley N° 3058, de 17 de mayo de 2005, de Hidrocarburos, establece que el Estado, a través de sus órganos competentes, en ejercicio y resguardo de su soberanía, establecerá la Política Hidrocarburífera del país en todos sus ámbitos. En lo equitativo, se buscará el mayor beneficio para el país, incentivando la inversión, otorgando seguridad jurídica y generando condiciones favorables para el desarrollo del sector.

Que el inciso d) del Artículo 10 de la Ley N° 3058, dispone como uno de los principios que rigen las actividades petroleras, el de continuidad, que obliga a que el abastecimiento de los hidrocarburos y los servicios de transporte y distribución, aseguren satisfacer la demanda del mercado interno de manera permanente e ininterrumpida, así como el cumplimiento de los contratos de exportación.

Que el Artículo 64 de la Ley N° 3058, señala que la producción de hidrocarburos provenientes de campos marginales y pequeños tendrá un premio según el nivel de producción y la calidad del hidrocarburo, de acuerdo a Reglamento.

Que las conclusiones de la Agenda Patriótica rumbo al 2025 hacen referencia a la necesidad de mayor exploración en el territorio boliviano, con énfasis en la Zona No Tradicional – ZNT, coherentes con la construcción de políticas de Estado que lleven a la sociedad boliviana a ser más incluyente, participativa, democrática y libre en el pleno uso de sus recursos naturales.

Que la Ley N° 767, 11 de diciembre de 2015, de Promoción para la Inversión en Exploración y Explotación Hidrocarburífera, tiene por objeto promover las inversiones en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, mismas que se declaran de interés nacional en todo el territorio del Estado Plurinacional de Bolivia.

Que la Disposición Transitoria Única de la Ley N° 767, determina la reglamentación por Decreto Supremo en un plazo de noventa (90) días calendario a partir de su publicación.

EN CONSEJO DE MINISTROS,

DECRETA:

CAPÍTULO I DISPOSICIONES GENERALES

ARTÍCULO 1.- (OBJETO). El presente Decreto Supremo tiene por objeto reglamentar la Ley N° 767, de 11 de diciembre de 2015, de Promoción para la Inversión en Exploración y Explotación Hidrocarburífera.

ARTÍCULO 2.- (DEFINICIONES). Además de las definiciones establecidas en la Ley N° 3058, de 17 de mayo de 2005, de Hidrocarburos y la Ley N° 767, para fines de aplicación del presente Decreto Supremo se establecen las siguientes definiciones:

- a) BOE: Barril Equivalente de Petróleo. Se considera que 6 Mpc (seis mil pies cúbicos) de Gas Natural equivalen a un (1) Barril Equivalente de Petróleo;
- b) DTM: Se entiende por desmontaje, traslado y montaje de un equipo de perforación en la locación definida para la perforación de un pozo exploratorio, con un programa y objetivos técnicos definidos, aprobados por Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos – YPFB;
- c) Reservorios de Gas Seco: Son aquellos reservorios cuyo fluido producido tiene un yield de Condensado menor a 10 Bbl/MMpc (diez barriles por millón de pies cúbicos) y un porcentaje molar de metano (C1) mayor a noventa por

ciento (90%) en la composición del fluido a condiciones de reservorio, sin considerar gases inertes;

- d) Nuevos Reservorios: Una o varias acumulaciones de Petróleo Crudo o Gas Natural descubiertas y probadas a través de una prueba de formación o potencial productivo (DST) realizadas en el primer pozo exploratorio descubridor, y que constituyen volúmenes significativos de Petróleo Crudo o Gas Natural potencialmente explotables y por ende, representan una oportunidad de desarrollo potencial, y que no están referidos a criterios utilizados para determinar su comercialidad;
- e) Nuevo Campo: Para efectos del presente Decreto Supremo, es aquel Campo que contiene uno o más Nuevos Reservorios declarados comerciales dentro de la porción del Área de Contrato que no comprenda un Área de Explotación.

CAPÍTULO II

INCENTIVO A LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO

ARTÍCULO 3.- (FACTORES PARA LA DETERMINACIÓN DEL INCENTIVO EN ZONA TRADICIONAL).

- I. La determinación del incentivo aplicable a la producción de Petróleo Crudo en Zona Tradicional – ZT se realizará aplicando la siguiente fórmula:

$$I_t = (-4,623 + 11,491 \ln(WTI_t)) * Q_t$$

Sujeto a:

$$20,35 < WTI_t < 116,00$$

Dónde:

- I_t : Incentivo mensual expresado en dólares americanos (Sus).
- WTI_t : Precio promedio mensual del West Texas Intermediate (WTI) para el mes "t" bajo la denominación "spot average" publicado por el Platts Oilgram Price Report, medido en dólares por barril (Sus/Bbl).
- Q_t : Volumen de producción de Petróleo Crudo medido en Punto de Fiscalización (PF), expresado en barriles (Bbls).
- t : Periodo de tiempo medido en un mes.

- II. Cuando el precio internacional WTI_t supere el nivel máximo de 116 \$us/Bbl (ciento dieciséis 00/100 dólares americanos por barril de Petróleo Crudo), el incentivo se definirá a partir de la multiplicación de Q_t por el monto máximo de incentivo de 50 \$us/Bbl (cincuenta 00/100 dólares por barril de Petróleo Crudo).
- III. El incentivo determinado en el Parágrafo I del presente Artículo, será aplicado únicamente a la producción de Petróleo Crudo proveniente de Nuevos Campos descubiertos después de la publicación de la Ley N° 767, otorgados mediante recursos del Fondo de Promoción a la Inversión en Exploración y Explotación de Hidrocarburos – FPIEEH.
- IV. El incentivo a la producción de Petróleo Crudo proveniente de Nuevos Reservorios descubiertos en Areas de Explotación existentes, y que se encontraban en etapa de evaluación a la fecha de publicación de la Ley N° 767, se beneficiarán de un incentivo constante de 30 \$us/Bbl (treinta 00/100 dólares por barril de Petróleo Crudo) otorgados mediante Notas de Crédito Fiscal – NOCRES.
- V. Aquellos Reservorios de Petróleo Crudo que hayan estado produciendo a la fecha de la publicación de la Ley N° 767 y que, en nuevos Planes de Desarrollo – PDDs o Planes de Inversión Quinquenales a ser presentados hasta sesenta (60) días a partir de la aprobación del presente Decreto Supremo, comprometan y ejecuten de manera continua nuevas inversiones aprobadas por YPFB, mismas que permitan incrementar el factor de recuperación final del o los Campos y/o contrarrestar la declinación de la producción de Petróleo Crudo, se beneficiarán de un incentivo constante de 30 \$us/Bbl (treinta 00/100 dólares por barril de Petróleo Crudo) otorgados mediante NOCRES.
- VI. La producción de Petróleo Crudo proveniente de acumulaciones descubiertas no comerciales y de Campos cerrados antes de la fecha de publicación de la Ley N° 767 y puestos en producción y reactivados, de manera posterior a la fecha de publicación de dicha Ley, se beneficiarán de un incentivo constante de 30 \$us/Bbl (treinta 00/100 dólares por barril de Petróleo Crudo) otorgados mediante recursos del FPIEEH.
- VII. Cuando el precio internacional WTI_t alcance un valor por debajo de 20,35 \$us/Bbl (veinte 35/100 dólares americanos por barril de Petróleo Crudo), el incentivo a la producción de Petróleo Crudo se suspende, en tal caso YPFB, como brazo operativo del Estado, definirá las estrategias operativas para garantizar la continuidad de la producción de los Campos.
- VIII. El incentivo (I_t) será redondeado a dos (2) decimales.

ARTÍCULO 4.- (FACTORES PARA LA DETERMINACIÓN DEL INCENTIVO EN ZONA NO TRADICIONAL).

- I. La determinación del incentivo aplicable a la producción de Petróleo Crudo en ZNT se realizará aplicando la siguiente fórmula:

$$I_t = (0,377 + 11,491 \ln(WTI_t)) * Q_t$$

Sujeto a:

$$20,35 < WTI_t < 116,00$$

Donde:

- I_t : Incentivo mensual expresado en \$us.
- WTI_t : Precio promedio mensual del WTI para el mes "t" bajo la denominación "spot average" publicado por el Platts Oilgram Price Report, medido en \$us/Bbl.
- Q_t : Volumen de producción de Petróleo Crudo medido en PF, expresado en Bbls.
- t : Periodo de tiempo medido en un mes.
- II. Cuando el precio internacional WTI_t alcance un valor por debajo de 20,35 \$us/Bbl (veinte 35/100 dólares americanos por barril de Petróleo Crudo), el incentivo se suspende e YPFB, como brazo operativo el Estado, definirá las estrategias operativas para garantizar la continuidad de producción de los Campos.
- III. Cuando el precio internacional WTI_t supere el nivel máximo de 116 \$us/Bbl (ciento dieciséis 00/100 dólares americanos por barril de Petróleo Crudo), el incentivo se definirá a partir de la multiplicación de Q_t por el monto máximo de incentivo de 55 \$us/Bbl (cincuenta y cinco 00/100 dólares americanos por barril de Petróleo Crudo).
- IV. El incentivo determinado en el Parágrafo I del presente Artículo será aplicado únicamente a la producción de Petróleo Crudo proveniente de Nuevos Campos descubiertos de manera posterior a la publicación de la Ley N° 767, otorgados mediante recursos del FPIEEH.
- V. El incentivo (I_t) será redondeado a dos (2) decimales.

CAPÍTULO III
INCENTIVO A LA PRODUCCIÓN DE CONDENSADO ASOCIADO
AL GAS NATURAL

ARTÍCULO 5.- (FACTORES PARA LA DETERMINACIÓN DEL INCENTIVO EN ZONA TRADICIONAL).

- I. La determinación del incentivo aplicable a la producción de Condensado asociado al Gas Natural resultante de Nuevos Campos de Gas Natural descubiertos en ZT de manera posterior a la publicación de la Ley N° 767, será otorgado mediante recursos del FPIEEH y se realizará a través de la siguiente fórmula:

$$I_t = (-0,003 * WTI_t^2 + 0,1479 * WTI_t + 48,173) * Q_t$$

Sujeto a:

$$27,11 < WTI_t < 106,29$$

Dónde:

- I_t : Incentivo mensual expresado en \$us.
- WTI_t : Precio promedio mensual del WTI para el mes "t" bajo la denominación "spot average" publicado por el Platts Oilgram Price Report, medido en \$us/Bbl.
- Q_t : Volumen de producción de Condensado medido en PF únicamente, expresado en Bbls.
- t : Periodo de tiempo medido en un mes.
- II. En el caso de Nuevos Reservorios de Gas Natural descubiertos en Áreas de Explotación posterior a la fecha de publicación de la Ley N° 767, el incentivo será otorgado solamente a la producción de estos Nuevos Reservorios. Consecuentemente, la producción de Condensado asociado al Gas Natural proveniente de dichos Reservorios se beneficiará de un incentivo constante de 30 \$us/Bbl (treinta 00/100 dólares americanos por barril de petróleo), otorgados a través de recursos del FPIEEH, en caso de que estos sean insuficientes, se autoriza al Ministerio de Economía y Finanzas Públicas emitir NOCRES.
- III. Cuando el precio internacional WTI_t alcance un valor por debajo de 27,11 \$us/Bbl (veintisiete 11/100 dólares americanos por barril de petróleo), el incentivo a la producción de Condensado asociado al Gas Natural se suspende para todos los casos.

- IV. Cuando el precio internacional WTI_t supere un valor por encima de 106,29 \$us/Bbl (ciento seis 29/100 dólares americanos por barril de petróleo), el incentivo a la producción de Condensado asociado al Gas Natural se suspende para todos los casos.
- V. El incentivo (I_t) aplicable será redondeado a dos (2) decimales.

ARTÍCULO 6.- (FACTORES PARA LA DETERMINACIÓN DEL INCENTIVO EN ZONA NO TRADICIONAL).

- I. La determinación del incentivo aplicable a la producción de Condensado asociado al Gas Natural resultante de Nuevos Campos de Gas Natural descubiertos en ZNT de manera posterior a la publicación de la Ley N° 767, será otorgado mediante recursos del FPIEEH y se realizará a través de la siguiente fórmula:

$$I_t = (-0,003 * WTI_t^2 + 0,1479 * WTI_t + 53,173) * Q_t$$

Sujeto a:

$$27,11 < WTI_t < 106,29$$

Donde:

- I_t : Incentivo mensual expresado en \$us.
- WTI_t : Precio promedio mensual del WTI para el mes "t" bajo la denominación "spot average" publicado por el Platts Oilgram Price Report, medido en \$us/Bbl.
- Q_t : Volumen de producción de Condensado medido en PF únicamente, expresado en Bbls.
- t : Periodo de tiempo medido en un mes.

- II. En el caso de Nuevos Reservorios de Gas Natural descubiertos en Áreas de Explotación posterior a la fecha de publicación de la Ley N° 767, el incentivo será otorgado solamente a la producción de estos Nuevos Reservorios. Consecuentemente, la producción de Condensado asociado al Gas Natural proveniente de dichos Reservorios se beneficiará de un incentivo constante de 35 \$us/Bbl (treinta y cinco 00/100 dólares americanos por barril de petróleo), otorgados a través de recursos del FPIEEH, en caso de que estos sean insuficientes, se autoriza al Ministerio de Economía y Finanzas Públicas emitir NOCRES.



- III. Cuando el precio internacional WTI_t alcance un valor por debajo de 27,11 \$/Bbl (veintisiete 11/100 dólares americanos por barril de petróleo), el incentivo a la producción de Condensado asociado al Gas Natural se suspende para todos los casos.
- IV. Cuando el precio internacional WTI_t supere un valor por encima de 106,29 \$/Bbl (ciento seis 29/100 dólares americanos por barril de petróleo), el incentivo a la producción de Condensado asociado al Gas Natural se suspende para todos los casos.
- V. El incentivo (I_t) aplicable será redondeado a dos (2) decimales.

ARTÍCULO 7.- (PLAZO DE APLICACIÓN DEL INCENTIVO A LA PRODUCCIÓN DE CONDENSADO ASOCIADO AL GAS NATURAL).

- I. Para los Contratos de Servicios Petroleros – CSP a ser suscritos posterior a la publicación de la Ley N° 767, si corresponde el incentivo, el plazo de aplicación a considerarse al momento de la negociación se encontrará dentro del límite establecido para cada nivel de recursos prospectivos, de acuerdo a lo establecido en la siguiente tabla en función del Valor Actual Neto Esperado – VANE del Titular.

Rango de recursos prospectivos (TCF)	Plazo por Zonas (años)	
	ZT	ZNT
< 1	Hasta 20 años	Hasta 25 años
1 a 2	Hasta 13 años	Hasta 18 años
> 2	Hasta 7 años	Hasta 12 años

- II. Al momento de aprobar la Declaratoria de Comercialidad, sobre la base del flujo de caja descontado considerado en la negociación del CSP, YPFB ajustará dicho flujo modificando solamente las variables de producción, precios de comercialización e inversiones y, en consecuencia, recalculará el VANE del Titular, el cual se denominará en adelante VANE teórico – VANE_t. Con el VANE_t, YPFB definirá el plazo de aplicación del incentivo en base a la reserva declarada.
- III. El VANE_t será calculado de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$VANE_t = p_g * \left[-I_0 + \sum_{j=1}^n \left(\frac{F_j}{(1+i)^j} \right) \right] + (1 - p_g) * (-I_s) = 0$$



Donde:

- $VANet$: Valor Actual Neto Esperado teórico.
- p_e : Probabilidad de éxito exploratorio.
- $(1-p_e)$: Probabilidad de fracaso exploratorio.
- I_0 : Inversiones en Exploración y Desarrollo hasta el inicio de la Producción Comercial Regular a valor actual.
- I_s : Inversión en exploración hasta el primer pozo exploratorio declarado seco a valor actual.
- F_j : Flujo neto en el periodo (j).
- i : Tasa de descuento.
- n : Horizonte de evaluación.

- IV. Cuando el $VANet$ del Titular sea inferior a cero (0), se reajustará el plazo del incentivo hasta que el $VANet$ iguale a cero (0) o llegue al plazo máximo respectivo establecido en la tabla del Parágrafo I del presente Artículo.
- V. La tasa de descuento y los precios de comercialización a ser utilizados en el flujo de caja descontado serán calculados y notificados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH mediante Resolución Administrativa al finalizar cada gestión, de forma que se apliquen en la siguiente gestión.
- VI. Para efectos de la aplicación del Artículo 8 de la Ley N° 767, para poder beneficiarse del incentivo, el pozo deberá alcanzar los objetivos técnicos acorde a lo establecido en el programa de perforación aprobado por YPFB, documentando los resultados en el informe final de perforación correspondiente; salvo contingencias operativas y/o motivos de fuerza mayor que impidan el cumplimiento de dichos objetivos. Tanto el informe final de perforación como cualquier justificación de contingencia operativa y/o fuerza mayor, deberán ser aprobados por YPFB en el marco de la normativa vigente.
- VII. Para los CSP negociados a la fecha de publicación de la Ley N° 767, YPFB, al momento de aprobar la Declaratoria de Comercialidad calculará el $VANet$ del Titular y si corresponde, definirá el plazo del incentivo bajo el procedimiento establecido en los Parágrafos II, III, IV, V y VI del presente Artículo.
- VIII. En el caso de Nuevos Reservorios de Gas Natural descubiertos en Áreas de Explotación posterior a la fecha de publicación de la Ley N° 767, al momento de

aprobar la Declaratoria de Comercialidad, para efectos de determinar el plazo del incentivo YPFB evaluará el proyecto en base a los flujos del Área de Contrato, considerando los límites de la tabla del Parágrafo I del presente Artículo. Este Parágrafo será reglamentado mediante Resolución Ministerial emitida por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

CAPÍTULO IV

INCENTIVO A LA PRODUCCIÓN ADICIONAL DE CONDENSADO ASOCIADO AL GAS NATURAL

ARTÍCULO 8.- (CONDICIONES PARA LA APLICACIÓN DEL INCENTIVO). Se beneficiará de este incentivo la producción adicional de Condensado asociado al Gas Natural proveniente de reservorios productores de aquellos Campos que se encuentren en Periodo de Explotación a la fecha de publicación de la Ley N° 767.

ARTÍCULO 9.- (DETERMINACIÓN DE LA LÍNEA BASE).

- I. La línea base de producción de Condensado asociado al Gas Natural, será determinada por YPFB a partir de pronósticos de producción que consideren las reservas probadas, tanto desarrolladas como no desarrolladas, de Reservorios existentes en cada Campo Gasífero actualmente en explotación. Estos pronósticos deberán reflejar las inversiones y actividades comprometidas por las operadoras con anterioridad a la fecha de publicación de la Ley N° 767, según la última información disponible por YPFB.
- II. Para ser considerados como volúmenes de Condensado asociado al Gas Natural adicionales sujetos de incentivo, éstos deberán permitir que el Campo alcance una producción por encima de la línea base de producción, a partir de inversiones y actividades adicionales comprometidas en PDDs actualizados. Los PDDs deberán ser presentados a YPFB por las operadoras hasta noventa (90) días después de la aprobación del presente reglamento, una vez presentados deberán ser aprobados o rechazados por YPFB. Los PDDs aprobados deben ser remitidos al Ministerio de Hidrocarburos y Energía y a la ANH en un plazo de hasta sesenta (60) días.
- III. Deberán considerarse únicamente aquellas inversiones que busquen un incremento de reservas probadas a través de la movilización de las reservas de menor categoría (probables y posibles) y/o recategorización de recursos contingentes a reservas probadas, o mediante la maximización del factor de recuperación final del Campo. Asimismo, no deberán considerarse aquellos proyectos cuyo objeto sea la aceleración de la producción de Gas Natural.

ARTÍCULO 10.- (FACTORES PARA LA DETERMINACIÓN DEL INCENTIVO A LA PRODUCCIÓN ADICIONAL DE CONDENSADO ASOCIADO AL GAS NATURAL).

- I. La determinación del incentivo aplicable a la producción adicional de Condensado asociado al Gas Natural, se realizará aplicando la siguiente fórmula:

$$I_t = [-0,6398 * WTI_t + 47,345] * Q_t$$

Sujeto a:

$$27,11 < WTI_t < 74$$

Donde:

I_t : Incentivo mensual expresado en \$us.

WTI_t : Es el precio promedio mensual del WTI para el mes t bajo la Denominación "spot average" publicado por el Platts Oilgram Price Report medido en \$us/Bbl.

Q_t : Volumen de Producción de Condensado asociado al Gas Natural en PF por encima de la Línea Base únicamente, expresado en Bbls.

t : Periodo de tiempo medido en un mes.

- II. Cuando el precio internacional WTI_t alcance un valor por debajo de 27,11 \$us/Bbl (veintisiete 11/100 dólares americanos por barril de Petróleo Crudo), el incentivo se suspende.
- III. Cuando el precio internacional WTI_t supere los 74 \$us/Bbl (setenta y cuatro 00/100 dólares americanos por barril de Petróleo Crudo), el incentivo será de 0 \$us/Bbl (cero 00/100 dólares americanos por barril de Condensado).
- IV. El incentivo (I_t) será redondeado a dos (2) decimales.

ARTÍCULO 11.- (PLAZO DE APLICACIÓN DEL INCENTIVO A LA PRODUCCIÓN ADICIONAL DE CONDENSADO ASOCIADO AL GAS NATURAL).

- I. El plazo de aplicación del incentivo inicia en la fecha de publicación de la Ley N° 767 y culminará diez (10) años después. El inicio de la aplicación del incentivo se dará con la certificación de producción adicional de Condensado asociado al Gas Natural.
- II. Dicha producción adicional será obtenida de la implementación de uno o varios proyectos resultantes de nuevas inversiones aprobadas por YPFB después de la fecha de publicación de la Ley N° 767.

CAPÍTULO V
INCENTIVO A CAMPOS GASÍFEROS CON RESERVORIOS
DE GAS SECO, CAMPOS MARGINALES Y/O PEQUEÑOS

ARTÍCULO 12.- (PORCENTAJE DE APOORTE AL MERCADO INTERNO
CAMPOS GASÍFEROS MARGINALES Y/O PEQUEÑOS).

- I. Los Campos Gasíferos clasificados como Marginales y/o Pequeños, aportarán anualmente al mercado interno un volumen de Gas Natural equivalente al cero coma cinco por ciento (0,5%) de su producción anual referida al año anterior, hasta el agotamiento de sus reservas.
- II. Los Campos Gasíferos clasificados como Marginales y/o Pequeños, a la fecha de publicación de la Ley N° 767, mantendrán la asignación prioritaria de mercado estipulada en el Parágrafo anterior.
- III. Los Campos Gasíferos clasificados como Marginales y/o Pequeños podrán ser sujetos al pago del incentivo estipulado en el presente Artículo, así como del incentivo a la producción de Petróleo Crudo, si corresponde, conforme al Capítulo II del presente Decreto Supremo.

ARTÍCULO 13.- (PORCENTAJE DE APOORTE AL MERCADO INTERNO
RESERVORIOS DE GAS SECO).

- I. Los Nuevos Reservorios de Gas Seco aportarán anualmente al mercado interno un porcentaje de volumen de Gas Natural de la producción anual referida al año anterior, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$\%MI_t = \%MI_{t-1} - \left[\frac{0.002 * I_c * (Yield_{max} - Yield_{Res})}{PME_{t-1} - PMI_{t-1}} \right] * 100\%$$

Donde:

- %MI_t** : Porcentaje de asignación al mercado interno del Reservorio de Gas Seco.
- I_c** : Promedio anual del factor de incentivo a la producción del Condensado determinado en el Artículo 5 ó 6, según corresponda, del presente Decreto Supremo, expresado en \$us/Bbl.
- Yield_{max}** : Relación Condensado Gas Natural, expresado en 10 Bbl/MMpc (diez barriles por millón de pie cúbico).

- $Yield_{Res}$: Relación Condensado Gas Natural del Reservoirio de Gas Seco, expresado en Bbl/MMpc.
- $\%MI_{t-1}$: Porcentaje anual de asignación al mercado interno del Reservoirio de Gas Seco del periodo t-1.
- PMI_{t-1} : Precio promedio ponderado anual de venta del Gas Natural al mercado interno en PF en el periodo t-1 \$/Mpc (dólares por millar de pie cúbico).
- PME_{t-1} : Precio promedio ponderado anual de venta del Gas Natural al mercado externo en PF en el periodo t-1 \$/Mpc. (dólares por millar de pie cúbico).
- t : Periodo medido en años.

- II. En caso de que el valor resultante de la aplicación de la fórmula establecida en el Parágrafo anterior sea menor a cero coma cinco por ciento (0,5%), se tomará en cuenta este último valor como porcentaje de asignación al mercado interno del Reservoirio de Gas Seco.
- III. Los Campos Gasíferos con Reservoirios de Gas Seco podrán ser sujetos al pago del incentivo estipulado en el presente Artículo, así como del incentivo a la producción de Condensado asociado al Gas Natural establecido en los Artículos 5 y 6 del presente Decreto Supremo, si corresponde.
- IV. El plazo de aplicación de este incentivo será el mismo que se establece en el Artículo 7 del presente Decreto Supremo.

ARTÍCULO 14.- (CONDICIONES PARA LA APLICACIÓN DEL INCENTIVO A RESERVORIOS DE GAS SECO).

- I. Serán beneficiarios de este incentivo los Nuevos Reservoirios de Gas Seco descubiertos a partir de la publicación de la Ley N° 767, que consideren hasta un nivel de producción de Gas Seco de 100 MMpcd (cien millones de pies cúbicos por día). Los volúmenes que excedan este límite, serán asignados como la producción de cualquier Campo de Gas Natural.
- II. Para efectos de clasificación de los reservoirios, los valores de los parámetros indicados en el inciso c) del Artículo 2 del presente Decreto Supremo, deberán obtenerse de informes de Presión Volumen Temperatura – PVT iniciales, representativos y aprobados por YPFB.
- III. Para los Nuevos Reservoirios de Gas Seco de Campos en producción comercial regular a la fecha de publicación de la Ley N° 767, se considerará, para la

aplicación de la fórmula establecida en el Parágrafo I del Artículo 13 del presente Decreto Supremo, la asignación de los mercados interno y externo de estos Campos de la gestión anterior.

- IV. Para los Reservorios de Gas Seco de Campos descubiertos de manera posterior a la publicación de la Ley N° 767, se considerará, para la aplicación de la fórmula establecida en el Parágrafo I del Artículo 13 del presente Decreto Supremo, la asignación de los mercados interno y externo, a nivel nacional de la gestión anterior.

CAPÍTULO VI

PROCEDIMIENTO DE LOS INCENTIVOS PARA YACIMIENTOS PETROLÍFEROS FISCALES BOLIVIANOS OPERADOR

ARTÍCULO 15.- (CONDICIONES GENERALES).

- I. Los montos de los incentivos son los mismos que los detallados en el presente Decreto Supremo.
- II. Para fines de aplicación de los incentivos, cuando YPFB casa matriz opera por sí misma, la ANH cumplirá las siguientes funciones:
- a) Determinación del plazo del incentivo, considerando el procedimiento establecido en el presente Decreto Supremo;
 - b) Certificación de la producción de los Campos operados por YPFB casa matriz;
 - c) Aprobación de los Planes de Desarrollo del Campo y planes anuales de operación de YPFB casa matriz, según corresponda de acuerdo a procedimiento establecido en el presente Decreto Supremo;
 - d) Cálculo del monto del incentivo, según corresponda;
 - e) Para el caso de Reservorios de Gas Seco, Campos Marginales y/o Pequeños, validación de la clasificación de Campos y Reservorios, efectuada por YPFB;
 - f) Remisión de toda documentación requerida al Ministerio de Hidrocarburos y Energía, para la verificación del cálculo de los incentivos y la respectiva autorización, hasta el día 29 de finalizado el mes de producción; misma que será comunicada al Ministerio de Economía y Finanzas Públicas;
 - g) Gestionar la solicitud de emisión de NOCRES o desembolso de recursos del FPIEEH, según corresponda.

CAPÍTULO VII
ADMINISTRACIÓN E INVERSIÓN DE RECURSOS
DEL FONDO DE PROMOCIÓN A LA INVERSIÓN EN EXPLORACIÓN
Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS

ARTÍCULO 16.- (INVERSIÓN DE RECURSOS DEL FONDO DE PROMOCIÓN A LA INVERSIÓN EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS).

- I. Los recursos que se encuentran en la cuenta del FPIEEH, deberán ser transferidos de forma automática a una cuenta específica de titularidad del Banco Central de Bolivia – BCB para su custodia y posterior inversión.
- II. El BCB efectuará la inversión de los recursos transferidos en custodia, considerando la normativa para la Inversión de las Reservas Internacionales, bajo los criterios de liquidez, preservación de capital, diversificación y rentabilidad. Los recursos originados de la inversión serán reinvertidos en la misma cuenta.
- III. El BCB informará mensualmente al Ministerio de Hidrocarburos y Energía sobre el detalle de las inversiones realizadas y los rendimientos generados, paralelamente, el BCB remitirá dicha información al Ministerio de Economía y Finanzas Públicas para fines de registro de las operaciones.
- IV. El Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, a solicitud de YPFB y con la autorización del Ministerio de Hidrocarburos y Energía a través del Viceministerio de Exploración y Explotación de Hidrocarburos emitida conforme al Parágrafo II del Artículo 18, instruirá al BCB con al menos dos (2) días hábiles de anticipación, la transferencia de recursos y rendimientos generados por estos que se encuentran en custodia del BCB, a la cuenta del FPIEEH.

ARTÍCULO 17.- (ASIGNACIÓN PRESUPUESTARIA). YPFB en base a la proyección anual de producción de Petróleo Crudo y Condensado asociado al Gas Natural, incluirá en el anteproyecto de presupuesto un monto por concepto de Incentivos a la Producción de Petróleo Crudo y Condensado asociado al Gas Natural, así como a la Producción Adicional de Condensado asociado al Gas Natural.

ARTÍCULO 18.- (ASIGNACIÓN DE RECURSOS PARA EL PAGO DE INCENTIVOS).

- I. YPFB debe remitir a la ANH, de manera mensual, toda documentación requerida para el cálculo de los incentivos, para la respectiva certificación de los datos de producción sujeta de incentivo y sus correspondientes montos.
- II. La ANH remitirá al Ministerio de Hidrocarburos y Energía la certificación de los datos de producción sujeta de incentivo y sus correspondientes montos, aprobada

mediante Resolución Administrativa, para que el Ministerio de Hidrocarburos y Energía a través del Viceministerio de Exploración y Explotación de Hidrocarburos mediante Resolución Administrativa, realice la respectiva autorización para la transferencia de los recursos del incentivo a favor de YPFB.

- III. El Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, una vez recibida la solicitud de NOCRES o de recursos del FPIEEH, efectuada por YPFB y/o la ANH según corresponda, y autorizada por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía conforme al Parágrafo anterior, deberá emitir o transferir los mismos a favor de YPFB.
- IV. La distribución de los recursos del FPIEEH para financiar los incentivos a la fecha de aplicación de la Ley N° 767, se realizará conforme al Parágrafo V del Artículo 13 de la mencionada Ley, considerando el orden de inicio de la Producción Comercial Regular para la forma de pago.
- V. YPFB, de acuerdo a su presupuesto, gestionará mediante el Sistema de Pagos del Tesoro en un plazo de hasta cuatro (4) días hábiles la transferencia de los recursos del FPIEEH para efectuar el pago a los beneficiarios de los incentivos, conforme a la normativa vigente.
- VI. En los casos en los que YPFB casa matriz opere por sí misma, la ANH procederá a realizar las solicitudes establecidas en el Parágrafo III del presente Artículo.
- VII. Si existiesen modificaciones a los montos autorizados por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía, a través del Viceministerio de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, producto de la aplicación de los incentivos, los mismos deberán ser conciliados de acuerdo a reglamentación a ser emitida por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

Si como resultado de la conciliación existiesen saldos a favor de los Titulares o YPFB según corresponda, estos serán deducidos del pago que le corresponde efectuar después de realizada la conciliación, hasta el total agotamiento de dicho saldo.

Si existiera un saldo en contra, esté será abonado junto al siguiente pago que corresponda después de efectuada la conciliación.

CAPÍTULO VIII EVALUACIÓN DE LOS INCENTIVOS

ARTÍCULO 19.- (EVALUACIÓN).

- I. YPFB como único operador de la cadena de hidrocarburos es el responsable de garantizar la ejecución eficiente y efectiva aplicación de los incentivos y los resultados esperados por la aplicación de la Ley N° 767 y su normativa conexas.

Para este fin deberá presentar al Ministerio de Hidrocarburos y Energía y a la ANH, las evaluaciones anuales de los logros generados.

- II. La ANH deberá emitir informes técnico y económico de la evaluación anual presentada por YPFB, conforme a formato y contenido establecidos en Resolución Administrativa emitida por la ANH. Dichos informes serán de conocimiento público.
- III. El Ministerio de Economía y Finanzas Públicas y el Ministerio de Hidrocarburos y Energía realizarán la verificación de los parámetros utilizados para los diferentes incentivos, en base a los informes técnico y económico anuales a ser emitidos por la ANH.
- IV. Anualmente el Ministerio de Hidrocarburos y Energía e YPFB evaluarán los efectos del incentivo sobre el incremento de la producción y reposición de reservas hidrocarburíferas, en base al informe técnico y económico anual a ser emitido por la ANH.
- V. Cuando el incentivo sea aplicado para YPFB casa matriz, además de lo definido en el Parágrafo II del presente Artículo, la ANH fungirá su rol de fiscalización, supervisión, control y seguimiento a las actividades de YPFB casa matriz, y presentará un informe anual al Ministerio de Hidrocarburos y Energía de los logros del incentivo otorgados a YPFB casa matriz.

CAPÍTULO IX

ACTUALIZACIÓN DE LA ZONA TRADICIONAL

ARTÍCULO 20.- (DELIMITACIÓN).

- I. Para los fines señalados en el Artículo 34 de la Ley N° 3058 y sus normas reglamentarias, tomando en cuenta las características geológicas del Subandino Sur, el incremento cualitativo y cuantitativo de la información y conocimiento geológico, los importantes descubrimientos comerciales de hidrocarburos realizados en cercanías a Campos con estadísticas de producción comercial de hidrocarburos que cuentan con infraestructura, y la existencia de CSP que confirman el interés existente sobre los recursos prospectivos estimados, se amplía la ZT a 63.753,94 Km² (sesenta y tres mil setecientos cincuenta y tres 94/100 kilómetros cuadrados), definida por doscientos cuarenta (240) vértices en coordenadas de Proyección Universal y Transversa de Mercator UTM detalladas en Anexo. Todas las Áreas no comprendidas dentro de la Zona Tradicional integran por definición la ZNT con 471.246,06 Km² (cuatrocientos setenta y un mil doscientos cuarenta y seis 06/100 kilómetros cuadrados).

El Órgano Ejecutivo determinará, cuando corresponda, la incorporación de nuevas ZT en base a criterios de conocimiento geológico, producción comercial de

hidrocarburos e infraestructura existente, de acuerdo al análisis permanente realizado por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía en coordinación con YPFB, quien proveerá de información.

- II.** Para efectos de aplicación de los incentivos, las Áreas de los CSP firmados con anterioridad a la publicación de la Ley N° 767 conservarán su condición en cuanto a su ubicación respecto a la ZT delimitada al momento de su suscripción.

DISPOSICIONES ADICIONALES

DISPOSICIÓN ADICIONAL PRIMERA.- La presente normativa mantiene vigente las condiciones de comercialización de Petróleo Crudo en el mercado interno, establecido en el Decreto Supremo N° 27691, de 19 de agosto de 2004.

DISPOSICIÓN ADICIONAL SEGUNDA.- Si el precio de referencia señalado en la Disposición Adicional Primera del presente Decreto Supremo, la metodología de cálculo del precio de comercialización del Gas Natural para los mercados interno y de exportación actuales y/o el régimen fiscal se modificasen; se deberá adecuar la presente normativa para el ajuste de los incentivos, en un plazo de noventa (90) días.

DISPOSICIÓN ADICIONAL TERCERA.- Los incentivos establecidos en el presente Decreto Supremo se aplican, si corresponde, a toda la producción resultante de la inversión que se realice en el marco de los CSP suscritos hasta el año 2020. En el caso de YPFB casa matriz se aplican, si corresponde, a los proyectos iniciados hasta el 2025.

DISPOSICIÓN ADICIONAL CUARTA.- Los aspectos técnicos y operativos referentes a la recaudación, transferencia y otros relativos a la administración de recursos del FPIEEH, que no se encuentren contemplados en el presente reglamento, podrán ser definidos entre el BCB y el Ministerio de Economía y Finanzas Públicas.

DISPOSICIÓN ADICIONAL QUINTA.- Cuando los Campos lleguen a ser Marginales, se suspende cualquier incentivo que haya estado siendo aplicado, y se otorga el incentivo de priorización de asignación de mercado.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

DISPOSICIÓN TRANSITORIA ÚNICA.- Se autoriza al Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, realizar las modificaciones presupuestarias necesarias durante la gestión 2016 para llevar adelante la operativización de Ley N° 767, de 11 de diciembre de 2015, a solicitud de YPFB, previa autorización del Ministerio de Hidrocarburos y Energía mediante Resolución Ministerial.

DISPOSICIONES ABROGATORIAS Y DEROGATORIAS

Se abrogan y derogan todas las disposiciones contrarias al presente Decreto Supremo.



Los señores Ministros de Estado en los Despachos de Economía y Finanzas Públicas; y de Hidrocarburos y Energía, quedan encargados de la ejecución y cumplimiento del presente Decreto Supremo.

Es dado en la ciudad de La Paz, a los seis días del mes de julio del año dos mil dieciséis.

FDO. EVO MORALES AYMA, David Choquehuanca Céspedes, Juan Ramón Quintana Taborga, Carlos Gustavo Romero Bonifaz, Reymi Luis Ferreira Justiniano, Rene Gonzalo Orellana Halkyer, Luis Alberto Arce Catacora, Luis Alberto Sanchez Fernandez, Ana Veronica Ramos Morales, Milton Claros Hinojosa, Félix Cesar Navarro Miranda, Virginia Velasco Condori, José Gonzalo Trigoso Agudo, Ariana Campero Nava, María Alexandra Moreira Lopez, Roberto Iván Aguilar Gómez, Cesar Hugo Cocarico Yana, Hugo José Siles Nuñez del Prado, Lenny Tatiana Valdivia Bautista, Marko Marcelo Machicao Bankovic, Marianela Paco Duran, Tito Rolando Montaña Rivera.

ANEXO D.S. 2830

Delimitación Zona Tradicional

Vértice	Zona	X	Y
1	20	287500	8125000
2	20	330000	8125000
3	20	330000	8120000
4	20	360000	8120000
5	20	360000	8125000
6	20	365000	8125000
7	20	365000	8130000
8	20	377500	8130000
9	20	377500	8132500
10	20	390000	8132500
11	20	390000	8140000
12	20	460000	8140000
13	20	460000	8130000
14	20	442500	8130000
15	20	442500	8120000
16	20	455000	8120000
17	20	455000	8110000
18	20	430000	8110000
19	20	430000	8100000
20	20	425000	8100000
21	20	425000	8080000
22	20	435000	8080000

Vertice	Zona	X	Y
23	20	435000	8075000
24	20	470000	8075000
25	20	470000	8080000
26	20	490000	8080000
27	20	490000	8070000
28	20	520000	8070000
29	20	520000	8065000
30	20	525000	8065000
31	20	525000	8060000
32	20	530000	8060000
33	20	530000	8055000
34	20	520000	8055000
35	20	520000	8000000
36	20	525000	8000000
37	20	525000	7990000
38	20	530000	7990000
39	20	530000	7985000
40	20	550000	7985000
41	20	550000	7980000
42	20	560000	7980000
43	20	560000	7977500
44	20	595000	7977500
45	20	595000	7975000
46	20	600000	7975000
47	20	600000	7970000
48	20	605000	7970000
49	20	605000	7950000
50	20	580000	7950000
51	20	580000	7952500
52	20	575000	7952500
53	20	575000	7965000
54	20	540000	7965000
55	20	540000	7960000
56	20	505000	7960000
57	20	505000	7945000
58	20	497500	7945000
59	20	497500	7885000
60	20	502500	7885000
61	20	502500	7840000
62	20	505000	7840000
63	20	505000	7827500
64	20	480000	7827500

Vértice	Zona	X	Y
65	20	480000	7795000
66	20	485000	7795000
67	20	485000	7785000
68	20	495000	7785000
69	20	495000	7780000
70	20	500000	7780000
71	20	500000	7707500
72	20	510000	7707500
73	20	510000	7695000
74	20	505000	7695000
75	20	505000	7675000
76	20	510000	7675000
77	20	510000	7635000
78	20	505000	7635000
79	20	505000	7625000
80	20	495000	7625000
81	20	495000	7615000
82	20	490000	7615000
83	20	490000	7607500
84	20	487500	7607500
85	20	487500	7605000
86	20	485000	7605000
87	20	485000	7600000
88	20	480000	7600000
89	20	480000	7595000
90	20	475000	7595000
91	20	475000	7580000
92	20	455000	7580000
93	20	455000	7567500
94	20	402500	7567500
95	20	402500	7565000
96	20	400000	7565000
97	20	400000	7560000
98	20	397500	7560000
99	20	397500	7557500
100	20	395000	7557500
101	20	395000	7550000
102	20	392500	7550000
103	20	392500	7542500
104	20	390000	7542500
105	20	390000	7540000
106	20	388750	7540000

Vértice	Zona	X	Y
107	20	388750	7536250
108	20	387500	7536250
109	20	387500	7533750
110	20	386250	7533750
111	20	386250	7531250
112	20	385000	7531250
113	20	385000	7525000
114	20	382500	7525000
115	20	382500	7522500
116	20	381250	7522500
117	20	381250	7517500
118	20	377500	7517500
119	20	377500	7515000
120	20	375000	7515000
121	20	375000	7510000
122	20	372500	7510000
123	20	372500	7507500
124	20	371250	7507500
125	20	371250	7500000
126	20	370000	7500000
127	20	370000	7495000
128	20	367500	7495000
129	20	367500	7485000
130	20	362500	7485000
131	20	362500	7487500
132	20	357500	7487500
133	20	357500	7490000
134	20	356875	7490000
135	20	356875	7491875
136	20	355625	7491875
137	20	355625	7492500
138	20	355000	7492500
139	20	355000	7497500
140	20	353750	7497500
141	20	353750	7500625
142	20	354375	7500625
143	20	354375	7502500
144	20	355000	7502500
145	20	355000	7508125
146	20	354375	7508125
147	20	354375	7509375
148	20	351875	7509375

Vértice	Zona	X	Y
149	20	351875	7510625
150	20	351250	7510625
151	20	351250	7511250
152	20	350000	7511250
153	20	350000	7512500
154	20	348750	7512500
155	20	348750	7513125
156	20	348125	7513125
157	20	348125	7516250
158	20	347500	7516250
159	20	347500	7518750
160	20	345000	7518750
161	20	345000	7525000
162	20	350000	7525000
163	20	350000	7550000
164	20	355000	7550000
165	20	355000	7570000
166	20	360000	7570000
167	20	360000	7600000
168	20	355000	7600000
169	20	355000	7620000
170	20	360000	7620000
171	20	360000	7640000
172	20	370000	7640000
173	20	370000	7655000
174	20	360000	7655000
175	20	360000	7670000
176	20	365000	7670000
177	20	365000	7690000
178	20	360000	7690000
179	20	360000	7700000
180	20	365000	7700000
181	20	365000	7720000
182	20	370000	7740000
183	20	370000	7720000
184	20	365000	7740000
185	20	365000	7755000
186	20	375000	7755000
187	20	375000	7795000
188	20	365000	7795000
189	20	365000	7810000
190	20	380000	7810000

Vertice	Zona	X	Y
191	20	380000	7820000
192	20	370000	7820000
193	20	370000	7825000
194	20	365000	7825000
195	20	365000	7840000
196	20	370000	7840000
197	20	370000	7845000
198	20	385000	7845000
199	20	385000	7860000
200	20	370000	7860000
201	20	370000	7880000
202	20	385000	7880000
203	20	385000	7902500
204	20	470000	7902500
205	20	470000	7945000
206	20	462500	7945000
207	20	462500	7970000
208	20	460000	7970000
209	20	460000	8020000
210	20	455000	8020000
211	20	455000	8035000
212	20	450000	8035000
213	20	450000	8040000
214	20	445000	8040000
215	20	445000	8045000
216	20	430000	8045000
217	20	430000	8050000
218	20	425000	8050000
219	20	425000	8055000
220	20	420000	8055000
221	20	420000	8060000
222	20	395000	8060000
223	20	395000	8065000
224	20	390000	8065000
225	20	390000	8067500
226	20	385000	8067500
227	20	385000	8072500
228	20	380000	8072500
229	20	380000	8075000
230	20	375000	8075000
231	20	375000	8077500
232	20	370000	8077500

Vértice	Zona	X	Y
233	20	370000	8080000
234	20	335000	8080000
235	20	335000	8087500
236	20	330000	8087500
237	20	330000	8095000
238	20	325000	8095000
239	20	325000	8105000
240	20	287500	8105000

DECRETO PRESIDENCIAL N° 2831

EVO MORALES AYMA

PRESIDENTE CONSTITUCIONAL DEL ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA

CONSIDERANDO:

Que el ciudadano **David Choquehuanca Céspedes, Ministro de Relaciones Exteriores**, mediante nota GM- Cs – 349/2016, de 05 de julio de 2016, comunica que se ausentará del país en misión oficial los días 07 y 08 de julio de 2016, a la ciudad de San José – República de Costa Rica, con el objeto de participar como expositor en la Conferencia “Vivir Bien”, conforme a la invitación de la Comisión Nacional de Asuntos Indígenas y la hermana República de Costa Rica, a través de las Notas DF-244-2015, de 10 de diciembre de 2015, DE-073-2016, de 14 de abril de 2016 y DFCS-1124-2014, a celebrarse en el instituto Interamericano de Derechos Humanos, por lo que solicita la designación de Ministro Interino mientras dure su ausencia.

Que es necesario designar Ministra Interina o Ministro Interino para la continuidad administrativa del mencionado Despacho, de conformidad a lo dispuesto por el Parágrafo I del Artículo 128 del Decreto Supremo N° 29894, de 07 de febrero de 2009, Organización del Órgano Ejecutivo.

DECRETA:

ARTÍCULO ÚNICO.- Designese **MINISTRO INTERINO DE RELACIONES EXTERIORES**, al ciudadano Carlos Gustavo Romero Bonifaz, **Ministro de Gobierno**, mientras dure la ausencia del titular.

Es dado en el Palacio de Gobierno de la ciudad de La Paz, a los seis días del mes de julio del año dos mil dieciséis

FDO. EVO MORALES AYMA, Juan Ramón Quintana Tabora.