



La Paz, 11 de Noviembre de 2024
VPEP-SG-DGGL-URL-NE-0536/2024



Hermano:
Dip. Omar Al Yabhat Yujra Santos
**PRESIDENTE DE LA CÁMARA DE DIPUTADOS
ASAMBLEA LEGISLATIVA PLURINACIONAL**
Presente.-

Ref.: Remite Proyecto de ley

Estimado Presidente:

Por instrucciones del Vicepresidente del Estado - Presidente de la Asamblea Legislativa Plurinacional, Jilata David Choquehuanca Céspedes, remito la Nota con Cite: MP-VCGG-DGGLP-N°035/2024, recepcionada el 7 de noviembre de 2024, así como la documentación adjunta, presentados por el Presidente Constitucional del Estado Plurinacional de Bolivia, Luis Alberto Arce Catacora, concerniente al Proyecto de Ley de *"Reactivación de la Exploración y Explotación de Hidrocarburos que Modifica la Ley N°767; de 11 de diciembre de 2015"*; para su atención y tratamiento legislativo correspondiente.

Con este motivo, saludo a usted con mis mayores atenciones.

Ing. Juan Carlos Alvarado Tejada
SECRETARIO GENERAL
Vicepresidencia del Estado Plurinacional
Presidencia de la Asamblea Legislativa Plurinacional



JCAT/OCHC /LMG
CC: Archivo
HR: 2024-5166
Adj.: Documentación Original y CD



ESTADO PLURINACIONAL DE
BOLIVIA

MINISTERIO DE
LA PRESIDENCIA

VICEPRESIDENCIA DEL ESTADO PLURINACIONAL
CORRESPONDENCIA

07 NOV 2024

No. 05166 Fojas 105 Anexo 1 CD
Horas: 14:36
Recepcionado por: Chura

La Paz, 06 NOV 2024
MP-VCGG-DGGLP-N° 35/2024

Señor
David Choquehuanca Céspedes
PRESIDENTE DE LA ASAMBLEA LEGISLATIVA PLURINACIONAL
Presente.

PL-001/24

De mi consideración:

En aplicación del Numeral 3, Parágrafo I del Artículo 162 de la Constitución Política del Estado, remito a usted el Proyecto de Ley de **“REACTIVACIÓN DE LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS QUE MODIFICA LA LEY N° 767, DE 11 DE DICIEMBRE DE 2015”**, por lo que solicito que en cumplimiento del Numeral 3, Parágrafo I del Artículo 158 del mismo texto constitucional, los Asambleístas Nacionales procedan a su consideración y tratamiento pertinente.

Se hace propicia la ocasión, para reiterar a usted, las consideraciones más distinguidas.

Luis Alberto Arce Catacora
**PRESIDENTE CONSTITUCIONAL
DEL ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA**

GTL
Adj. lo citado

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

“PROYECTO DE LEY DE REACTIVACIÓN DE LA EXPLORACIÓN Y EXPLORACIÓN DE HIDROCARBUROS” QUE MODIFICA LA LEY N° 767, DE 11 DE DICIEMBRE DE 2015

ANTECEDENTES

La caída de producción de hidrocarburos y la baja tasa de descubrimientos de nuevas reservas, que permitan la reposición de las ya utilizadas, es un gran problema que ha significado una preocupación permanente para la industria petrolera en esta última década.

Los pronósticos de producción mundial muestran una constante declinación de la producción desde el año 2010 hasta el año 2050, representado una reducción de cerca al 50% de los volúmenes pronosticados a producirse en este lapso.

Bolivia no es la excepción, la declinación de los considerados Megacampos productores de Gas Natural del Sudandino Sur, debido a su sobreexplotación, ha mostrado una tendencia más pronunciada en los últimos años. Esta declinación, se encuentra asociada a las condiciones de subvención de los hidrocarburos líquidos y/o productos derivados y de la importación de hidrocarburos líquidos que debe realizar el Estado Boliviano, con el objeto de cubrir la demanda interna. Esta problemática, conduce a la necesidad de implementar políticas públicas que permitan contrarrestar esta declinación.

Tomando en cuenta que las actividades de Exploración y Explotación forman parte integral de la cadena productiva de los hidrocarburos, se considera oportuno remarcar que dentro de la Política Energética desarrollada durante la actual gestión de gobierno, se encuentra el Plan de Reactivación del Upstream – PRU, el cual se está ejecutando desde la gestión 2021, el mismo establece lineamientos técnicos y normativos enfocados a optimizar la ejecución de actividades de Exploración y Explotación desarrolladas por Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos –YPFB y por los Titulares de los Contratos de Servicios Petroleros.

El PRU propone una reevaluación, optimización y priorización de proyectos según su madurez exploratoria y uso de infraestructura existente que garantice la viabilidad económica - financiera; el mismo presenta un portafolio de oportunidades exploratorias y oportunidades de desarrollo, respaldadas con evaluaciones técnicas, económicas y ajustadas al riesgo, además de estimación de inversiones, expectativas y cronogramas de ejecución de proyectos.

El objetivo principal del PRU es el de incrementar la producción de hidrocarburos y la reposición de reservas hidrocarburíferas mediante la optimización de recursos existentes e inversiones en Exploración y Explotación, definiendo metas a corto, mediano (2021 - 2025) y largo plazo (2025 - en adelante), desarrollando actividades exploratorias en prospectos que presentan recursos recuperables asociados de aproximadamente 4.4 trillones de pies cúbicos y 76.6 millones de barriles, en un escenario conservador que considera las probabilidades de éxito geológico de cada proyecto.

El PRU determina el universo de proyectos exploratorios donde se identifican áreas con un considerable potencial; sin embargo, debido al gran volumen de proyectos que se han identificado, YPFB prioriza la ejecución de ciertos proyectos bajo criterios técnicos - económicos, postergando la ejecución de otros proyectos que forman parte de la cartera exploratoria identificada.

En ese entendido, considerando el contexto internacional por el que atraviesa el sector y con la finalidad de implementar una estrategia que permita diversificar el riesgo en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, promoviendo las inversiones de empresas privadas, se evaluó el marco normativo en actual vigencia identificándose que el mismo, no otorga las condiciones que permitan alcanzar ese objetivo.

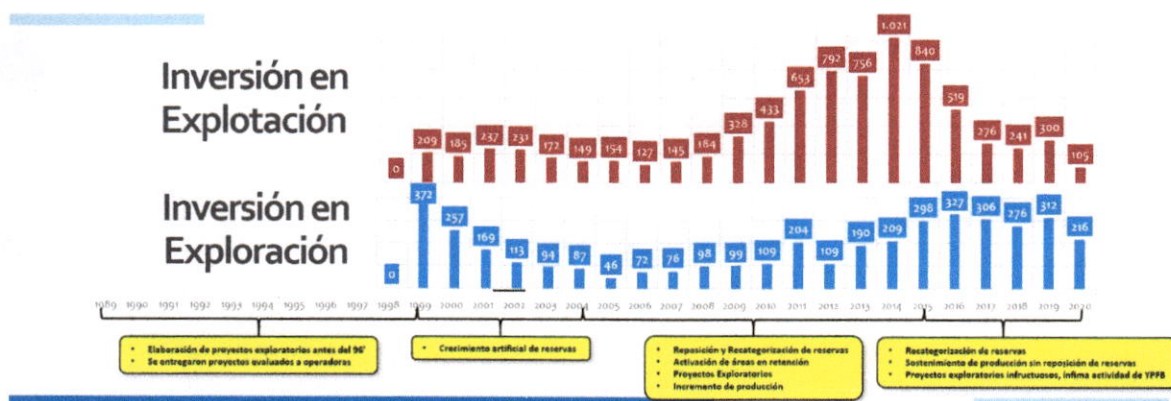
Es claro que la exploración de hidrocarburos ha evolucionado en el sentido que, el descubrimiento de nuevas reservas que permitan la reposición de las ya utilizadas, es cada vez más difícil, resultando en fronteras exploratorias que se extienden a la perforación de pozos de mayor profundidad que representa un mayor costo operativo, mayores riesgos exploratorios, que a su vez significan un mayor tiempo de ejecución para lograr alcanzar las profundidades de los objetivos productivos. Esta dificultad técnica, acompañada de otras variables económicas no brindan un escenario que promueva las inversiones de exploración de las empresas participantes de los Contratos Petroleros.

Bajo los antecedentes detallados precedentemente y como parte de la Política Hidrocarburífera implementada por el Ministerio de Hidrocarburos y Energías, se visualiza la incorporación de disposiciones normativas que promuevan la ejecución de nuevas inversiones en exploración, que permitan la reposición de reservas de Gas Natural e incorporen producción adicional de líquidos, tal es el caso de la Ley “DE REACTIVACIÓN DE LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS”.

JUSTIFICACIONES TÉCNICAS

Comportamiento de las Inversiones, Producción y Reservas

El comportamiento de las inversiones en exploración y explotación de hidrocarburos en Bolivia entre 1989 y 2020 ha estado influenciado por varios factores, incluyendo políticas gubernamentales, precios internacionales del petróleo y gas, y la demanda de mercados externos como Brasil y Argentina.



Los principales aspectos que influenciaron el comportamiento de las inversiones en exploración y explotación en el periodo comprendido entre el año 1990 al 2020 son los siguientes:

Década de 1990:

Capitalización y Privatización: En los años 90, Bolivia implementó políticas de capitalización y privatización que atrajeron inversiones extranjeras en la exploración y explotación de hidrocarburos, lo que llevó a un aumento en la actividad exploratoria.

Contrato con Brasil: La firma del contrato de exportación de gas con Brasil en 1996 incentivó las inversiones en infraestructura y producción de gas natural.

Década de 2000:

Referéndum y Ley N° 3058 de Hidrocarburos: Para la ejecución y cumplimiento de los resultados del Referéndum de 18 de julio de 2004 se promulga la Ley de Hidrocarburos el año 2005, que entre otros aspectos promueve el consumo masivo del gas en territorio nacional y el desarrollo y apertura de mercados para la exportación del gas; aspectos que impulsaron la inversión en explotación descuidando la sostenibilidad de las inversiones en exploración.

Nacionalización de Hidrocarburos: En 2006, a raíz de la publicación del Decreto Supremo N° 28701, de 1 de mayo de 2006, Bolivia nacionalizó su industria de hidrocarburos, lo que cambió el panorama de inversiones. YPFB, como empresa estatal de los hidrocarburos, asumió un rol central en la exploración y explotación.

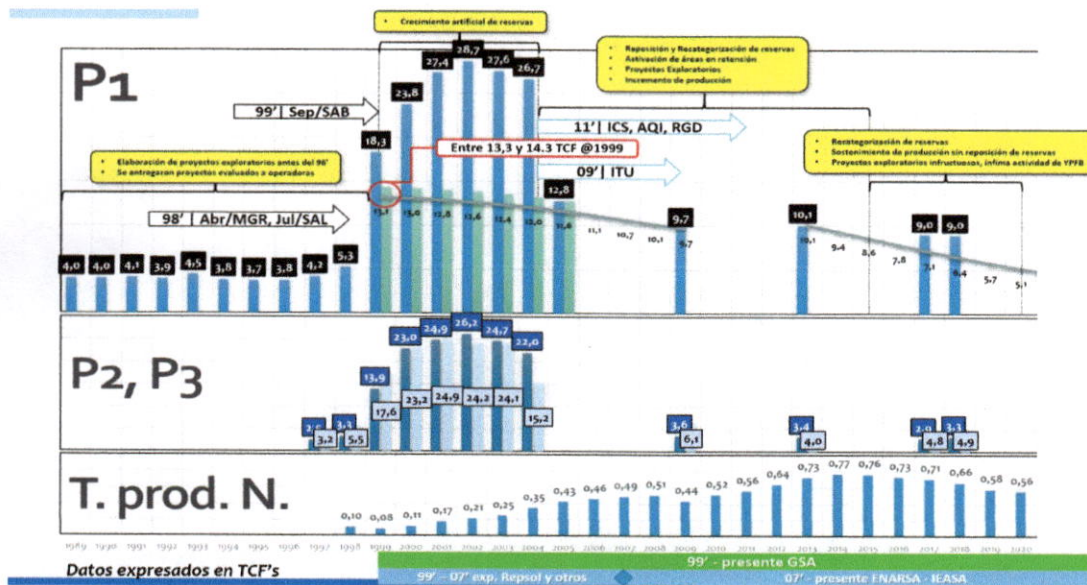
Aumento de Inversiones: Durante la nacionalización, las inversiones en exploración y explotación continuaron, impulsadas por altos precios internacionales del petróleo y gas.

Década de 2010:

Estabilidad y Nuevas Inversiones: Durante esta década, Bolivia mantuvo un nivel estable de inversiones en hidrocarburos, aunque con un enfoque en la explotación de campos existentes más que en la exploración de nuevos.

Desafíos y Oportunidades: La caída de los precios del petróleo en 2014 afectó las inversiones globales en hidrocarburos, incluyendo Bolivia. Sin embargo, la demanda de gas por parte de Brasil y Argentina continuó siendo un impulso clave.

Reservas y Producción de Gas



Las certificaciones muestran que en el año 1996 el nivel de reservas probadas de Gas Natural del país alcanzaba los 3,8 Trillones de Pies Cúbicos (TCF), posteriormente, a raíz del descubrimiento de los megacampos gasíferos de San Alberto, Sábalo y Margarita, entre los años 1998 y 1999, el país pasó a tener 18,3 TCF en el año 1999.

Posteriormente, para el período 2000 al 2002 las Certificaciones de Reservas determinaban un mayor nivel por año transcurrido, expresando valores que no coinciden con sustento alguno de incorporación de proyectos o descubrimientos de volúmenes significativos que permitan calcular volúmenes incrementales altos hasta alcanzar el año 2002 un valor de 28.7 TCF, lo que pone en manifiesto un crecimiento artificial de las reservas.

Posteriormente, se reduce el nivel de reservas a 26,7 TCF, que debería ser el resultado del nivel de consumo, aspecto que no se demuestra, debido a que los volúmenes tanto de producción como de comercialización en ese momento no eran representativos debido a que se encontraban en sus inicios y en etapa de desarrollo tanto el mercado de Brasil como el mercado interno, por lo que el consumo no llegaba a 0,5 TCF, número significativo que explicaría la disminución en dos (2) años.

Posteriormente, en el año 2006, la empresa Degolyer & Macnaughton elabora una nueva certificación de reservas de gas al 31 de diciembre de 2005, presentando un informe, el cual indica que las reservas llegan a 12,8 TCF, el dato refleja una mayor precisión respecto al nivel de reservas, debido a que guarda relación con las variables tanto de los volúmenes de los proyectos que se incorporaron como el nivel de producción y consumo.

En 2009, YPFB presentó el informe de certificación de reservas de hidrocarburos, el informe demuestra un descenso de las reservas tanto de Gas Natural como de Petróleo respecto a las mediciones anteriores. Las reservas probadas de gas natural cayeron a 9,94 TCF al 31 de diciembre del 2009, de 12,8 TCF el año 2005, aspecto que hace más consistente el valor de 12,8 TCF como el más preciso, confirmando de esta manera que el elevado número de 26 TCF era artificial.

A partir de la gestión 2019, se emplea la agregación aritmética para el cálculo de reservas probadas de gas a nivel país. Como resultado de esta nueva metodología se reporta que, al 31 de diciembre del 2018, las reservas fueron de 8,95 TCF observando una disminución del 14,35%, con referencia a la certificación al 31 diciembre del 2013 cuando se registraban 10,45 TCF.

En el período comprendido entre 2014 y 2019, se evidencia la inexistencia de proyectos que permitan corroborar el incremento del valor de las reservas, así mismo, se debe considerar que en ese período se llegó al máximo nivel de consumo de los mercados alcanzando los 0,77 TCF el año 2014 y repentinamente, existe una tendencia decreciente inclusive en el nivel del consumo.

Relación entre Inversiones y Producción

Desaceleración y Desafíos: En los últimos años, la producción de gas ha disminuido y las reservas certificadas también han mostrado una tendencia a la baja. Esto se debe en parte a la falta de inversiones en exploración y a la madurez de los campos existentes.

Impacto Directo: Las inversiones en exploración y explotación tienen un impacto directo en el descubrimiento de nuevas reservas y en la capacidad de producción. La falta de nuevas inversiones en exploración puede llevar a una disminución en las reservas y, eventualmente, en la producción.

Políticas Gubernamentales: Las políticas de nacionalización y los cambios en el régimen fiscal han influido en las decisiones de inversión. La estabilidad y claridad en las políticas son facilitadores que pueden atraer más inversiones y, por ende, aumentar la producción.

El comportamiento de las inversiones en hidrocarburos en nuestro país ha estado estrechamente ligado a las políticas gubernamentales, los precios internacionales y la demanda de mercados externos.

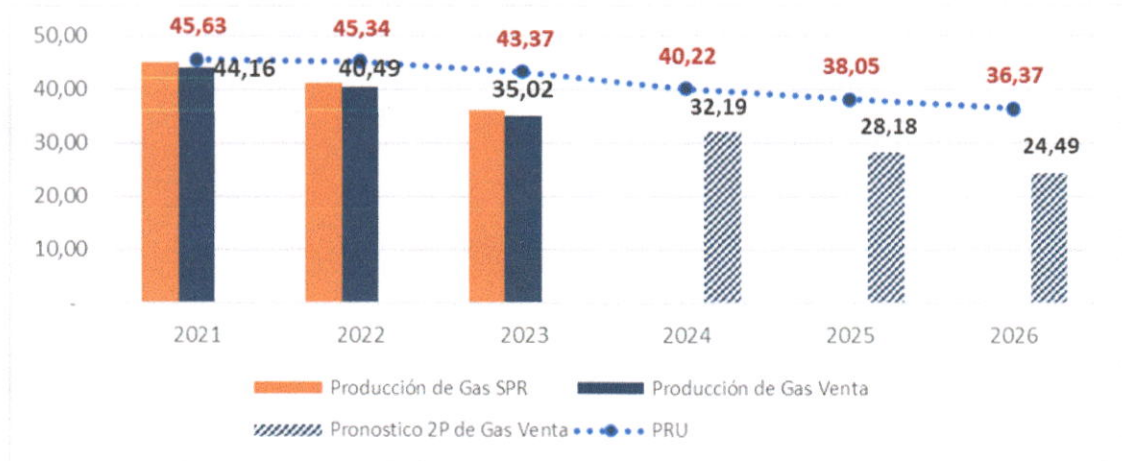
Balance de Gas Natural y aplicación de la Ley N° 767, de 11 de diciembre de 2015, de Promoción para la Inversión en Exploración y Explotación Hidrocarburífera

Como parte del análisis que justifica la propuesta, se presenta la evaluación retrospectiva del balance de Gas Natural y el efecto que ha representado la aplicación de la Ley N° 767, según se detalla en la siguiente gráfica.

La tendencia de producción presentada a través de los diferentes hitos de la implementación de la Ley de Incentivos y su reglamentación conexas, no muestran un impacto representativo en la producción manteniéndose una tendencia declinatoria en la producción de Gas Natural (Volúmenes expresados en Millones de Metros Cúbicos).

Por otra parte, se realiza un análisis del impacto generado resultado de la implementación del PRU, como una de las políticas desarrolladas para contrarrestar la tendencia declinatoria de la producción. La evaluación fue realizada considerando la situación actual de la producción en relación con la proyección de la producción de Gas Natural disponible para la venta y de Hidrocarburos Líquidos totales (petróleo, condensado, gasolina) para el período 2021-2026, considerando también las expectativas de producción de proyectos exploratorios.

**Relación de Pronóstico de Producción PRU y Producción de Gas Venta
2021-2026
expresado en Millones de Metros Cúbicos por Día -
Mmcd**



Fuente: YPFB

Elaboración: Unidad de Ingresos y Recaudaciones de Recursos Energéticos (UIRRE) – VMEERE

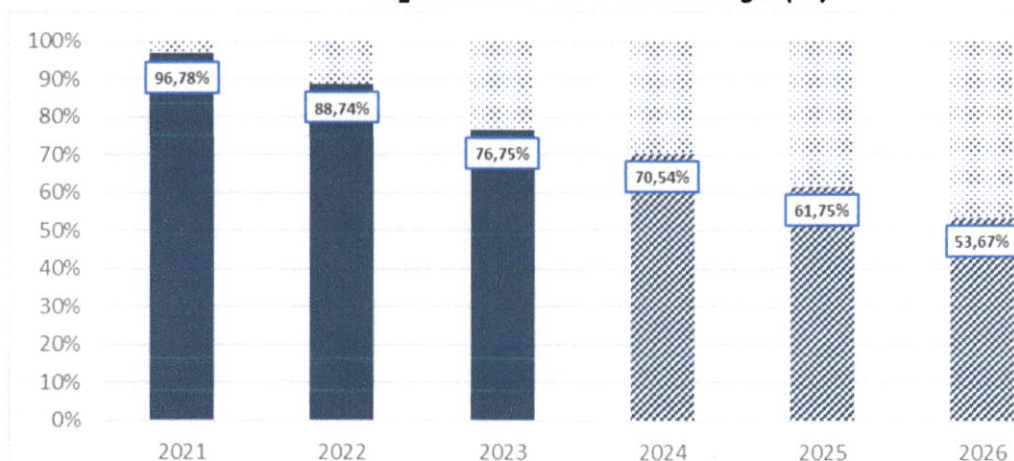
(*) Producción de Gas SPR: Producción de Gas Natural Sujeta a Pago de Regalías

(**) Producción de Gas de Venta: Gas Natural Comercializado a los Mercados de Brasil, Argentina y Bolivia – en Base Facturas remitidas por YPFB

(***) Pronóstico 2P de Gas Venta: pronóstico remitido por YPFB en diciembre 2023

La gráfica muestra que en la gestión 2021 la producción de Gas Natural vendida en los mercados alcanzó los 44,16 millones de metros cúbicos por día (MMmcd), mientras que la producción sujeta al pago de regalías llegó a 45,13 MMmcd, representando un 96,78% y 98,90%, respectivamente, en relación con el pronóstico objetivo del PRU. Para el año 2023, la producción de Gas Natural vendida en los mercados fue de 35,02 MMmcd y la producción sujeta al pago de regalías fue de 35,96 MMmcd, lo que representa el 76,75% y 78,81% de lo proyectado en el PRU, respectivamente. Según los pronósticos de producción de gas para la venta en el escenario 2P presentados por YPFB en diciembre de 2023, el cumplimiento de lo proyectado en el PRU alcanza el 70,54% para el año en curso 2024, y para los años 2025 y 2026 es del 61,75% y 53,67%, respectivamente, como se representa en las siguientes gráficas:

**Relación de Cumplimiento al PRU de Gas Venta
2021-2026
expresado en Porcentaje (%)**

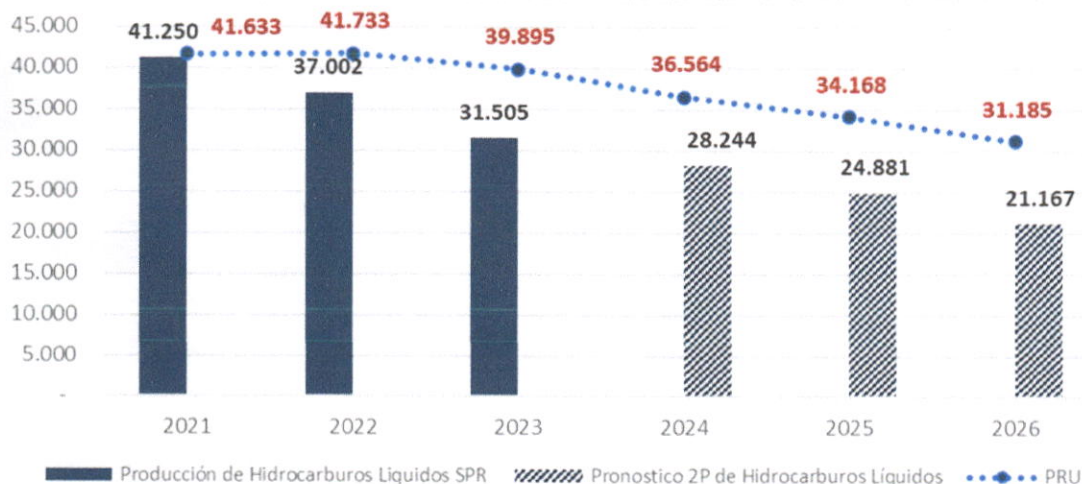


Fuente: YPFB

Elaboración: Unidad de Ingresos y Recaudaciones de Recursos Energéticos (UIRRE) – VMEERE

(*) Se considera la Producción de Gas Natural Comercializado a los Mercados de Brasil, Argentina y Bolivia – en Base Facturas remitidas por YPFB y el Pronóstico en escenario 2P de Gas Venta remitido por YPFB en diciembre 2023

**Relación de Pronóstico de Producción PRU y Producción de
Hidrocarburos Líquidos
2021-2026
expresado en Barriles por Día - BPD**



Fuente: YPFB

Elaboración: Unidad de Ingresos y Recaudaciones de Recursos Energéticos (UIRRE) – VMEERE

(*) Producción de Hidrocarburos Líquidos SPR: Producción de Petróleo Crudo, Condensado y Gasolina Natural Sujeta a Pago de Regalías

(**) Pronóstico 2P de Hidrocarburos Líquidos: pronóstico remitido por YPFB en diciembre 2023

El análisis comparativo de la producción proyectada en el PRU en relación a la producción actual devela la necesidad de buscar alternativas de desarrollo de los proyectos exploratorios a través de la inversión de empresas privadas, considerando que se presentaron problemas tanto de orden social, ambiental y administrativo que ocasionaron desfases en el cumplimiento del cronograma planteado en el PRU, aspecto por el cual YPFB debe implementar nuevas estrategias que permitan el normal desenvolvimiento de los proyectos.

JUSTIFICACIONES ECONÓMICAS

La Ley N° 3058 fue promulgada el 17 de mayo de 2005; en el marco de esta norma, los hidrocarburos fueron clasificados como recursos estratégicos, lo que significó que el sector contribuyó a los objetivos de desarrollo económico y social del país, debido a que establece:

- Desarrollo y apertura de mercados para la exportación del gas.
- Promover el consumo masivo del gas en todo el territorio nacional.
- Desarrollar la industrialización del gas en el territorio nacional.
- El Estado retendrá el cincuenta por ciento (50%) del valor de la producción de gas y del petróleo.

Convirtiendo al Gas Natural en un pilar fundamental para el suministro de energía y la estabilidad económica del país. Esta dependencia se refleja en la necesidad de continuar exportando gas, lo cual es esencial para la generación de ingresos, permitiendo de esta manera, con la aplicación de políticas sociales, distribuir beneficios para los bolivianos.

De acuerdo a lo mencionado, el principal resultado que se obtuvo de la aplicación de la Ley N° 3058, es que se dio mayor impulso a la inversión en explotación, esto se ve reflejado en el nivel de reservas en la gestión 2005 que fue de 12,8 TCF, dato que tuvo una tendencia decreciente. Asimismo, a la finalización de la gestión 2018, el nivel de reservas registró un valor de 8,95 TCF, debido a esta disminución en las reservas se tiene una menor oferta de Gas Natural para los mercados interno y externo.

Posteriormente, se emite la Ley N° 767 con la finalidad de promocionar las inversiones que permitan incrementar las reservas y producción de hidrocarburos en el país, mediante incentivos económicos para garantizar la seguridad, sostenibilidad y soberanía energética de Bolivia. A la fecha los incentivos autorizados por el Ministerio de Hidrocarburos y Energías a favor de YPFB para el pago de incentivos por la producción de Petróleo Crudo y producción adicional de Condensado asociado al Gas Natural, a mayo de 2014, asciende a un total de USD 138.757.533,24 que corresponde pagarse con recursos del FPIEEH.

En este contexto, se realizaron por intermedio de esta medida intentos para mejorar el comportamiento de la producción, sin embargo, las medidas aplicadas al momento actual no tuvieron el éxito esperado, ya que sólo se logró tener un incremento en la producción de Petróleo Crudo, por lo que, se requiere el incremento de producción de Gas Natural y líquidos, aspecto que nos lleva a incorporar y/o ampliar nuevos incentivos aplicables.

Para poder incorporar nuevos incentivos es preciso analizar que en el entorno actual existe la necesidad de revertir la tendencia de producción, especialmente del Gas Natural, para que de esta manera en el mediano y largo plazo, con producción sostenible, sea posible conseguir los beneficios que se obtuvieron; sin embargo, es preciso mencionar que para alcanzar ese objetivo es fundamental mejorar la viabilidad de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, además de atraer inversiones.

MARCO NORMATIVO

El marco normativo bajo el cual se fundamenta la Ley, es el siguiente:

Numerales 2 y 4 del Artículo 316 de la Constitución Política del Estado determinan 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.

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.

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.

El Parágrafo I del Artículo 361 del Texto Constitucional señala que 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.

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.

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.

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.

PROYECTO DE LEY

LA ASAMBLEA LEGISLATIVA PLURINACIONAL,

DECRETA:

PL-001/24

“LEY DE REACTIVACIÓN DE LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS” QUE MODIFICA LA LEY N° 767, DE 11 DE DICIEMBRE DE 2015

ARTÍCULO 1.- (OBJETO). Con la finalidad de promover la reactivación de las actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, incorporando incentivos a la reactivación productiva y a la perforación de pozos exploratorios, la presente Ley tiene por objeto realizar modificaciones e incorporaciones a la Ley N° 767, de 11 de diciembre de 2015, de Promoción para la Inversión en Exploración y Explotación Hidrocarburífera.

ARTÍCULO 2.- (MODIFICACIONES). I. Se modifica el Parágrafo V del Artículo 9 de la Ley N° 767, de 11 de diciembre de 2015, de Promoción para la Inversión en Exploración y Explotación Hidrocarburífera, con el siguiente texto:

“V. Los campos podrán beneficiarse de este incentivo por un periodo de hasta veinte (20) años a partir de la publicación de la presente Ley, conforme a la actualización del Plan de Desarrollo a ser aprobado por YPFB, que incorpore la línea base establecida en el Parágrafo II del presente Artículo.”

II. Se modifica el Parágrafo V del Artículo 13 de la Ley N° 767, de 11 de diciembre de 2015, de Promoción para la Inversión en Exploración y Explotación Hidrocarburífera, con el siguiente texto:

“V. Los recursos del FPIEEH serán utilizados únicamente cuando las operaciones de perforación exploratoria hayan alcanzado el objetivo comprometido, o contra entrega de la producción de gas, petróleo y/o condensado, sujetas al ámbito de aplicación de la presente Ley; garantizando que dichos recursos económicos, en el caso de la producción de gas, petróleo y/o condensado luego de su comercialización, generen réditos en favor de todos los beneficiarios.”

ARTÍCULO 3.- (INCORPORACIONES). I. Se incorpora el Artículo 9 bis en la Ley N° 767, de 11 de diciembre de 2015, de Promoción para la Inversión en Exploración y Explotación Hidrocarburífera, con el siguiente texto:

“Artículo 9 bis.- (INCENTIVO A LA REACTIVACIÓN PRODUCTIVA). I. El Estado pagará el incentivo de \$us1.- (UN 00/100 DÓLAR ESTADOUNIDENSE) por Millar de Pie Cúbico de Gas Natural destinado al Mercado Interno, con recursos del FPIEEH a YPFB cuando opere por sí misma, o al Titular de Contratos de Servicios Petroleros que se encuentre en Periodo Inicial de Exploración, o a Titulares de nuevos Contratos de Servicios Petroleros a suscribirse.

II. El Estado pagará el incentivo de \$us2.- (DOS 00/100 DÓLARES ESTADOUNIDENSES) por Millar de Pie Cúbico a la producción incremental de Gas Natural destinada al Mercado Interno, con recursos del FPIEEH a YPFB cuando opere por sí misma, o a los Titulares de Contratos de Servicios Petroleros que se encuentren en periodo de Explotación que entreguen producción incremental a YPFB por la ejecución de actividades adicionales a las ya comprometidas, que conduzcan a incrementar el factor de recuperación y/o al descubrimiento de nuevas reservas.

III. Las condiciones, requisitos y procedimiento de pago serán sujetos a reglamentación mediante Decreto Supremo.”

II. Se incorpora el Artículo 10 bis en la Ley N° 767, de 11 de diciembre de 2015, de Promoción para la Inversión en Exploración y Explotación Hidrocarburífera, con el siguiente texto:

“Artículo 10 bis. - (INCENTIVO A LA PERFORACIÓN DE POZOS EXPLORATORIOS). I. El Estado pagará un incentivo equivalente a la valorización económica de las Unidades de Trabajo en Exploración correspondientes a la profundidad alcanzada por el pozo, previa certificación por parte de YPFB, con recursos del FPIEEH al Titular, cuando este haya alcanzado el objetivo de las operaciones de perforación exploratoria, pero que por una combinación de factores técnicos y/o económicos no tenga las condiciones necesarias para declarar un Descubrimiento Comercial y que se le haya aprobado el abandono temporal o definitivo del pozo por parte de YPFB.

II. Cuando YPFB opere por sí misma, en lo que corresponda, aplicará las condiciones establecidas en el Parágrafo precedente para el incentivo a la perforación de pozos exploratorios.

III. Las condiciones, requisitos y procedimiento de pago serán sujetos a reglamentación mediante Decreto Supremo.”

DISPOSICIONES ADICIONALES

DISPOSICIÓN ADICIONAL PRIMERA.- Cada nuevo contrato referido a actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos debe ser remitido a la Asamblea Legislativa Plurinacional para su respectiva autorización y aprobación en una sola Ley expresa, conforme lo dispuesto en el Parágrafo II del Artículo 362 de la Constitución Política del Estado.

DISPOSICIÓN ADICIONAL SEGUNDA.- I. Si al finalizar la Fase 3 del Periodo Inicial de Exploración, establecida en el Artículo 36 de la Ley N° 3058, de 17 de mayo de 2005, de Hidrocarburos, se encuentra en ejecución un proyecto de perforación exploratoria, dentro de un área de exploración, en el marco de un Contrato de Servicios Petroleros, el Titular debe concluir con la ejecución presupuestaria y operativa del proyecto, aun cuando dichas inversiones y actividades excedan el plazo de la citada Fase 3.

II. En caso de que el proyecto de perforación exploratoria resulte en el Descubrimiento Comercial, el Titular podrá solicitar la aprobación de la Declaratoria de Comercialidad y desarrollar el Campo, en cumplimiento a las disposiciones establecidas en la normativa vigente y condiciones del contrato.

III. Las actividades de perforación exploratoria desarrolladas entre la fecha de finalización de la Fase 3 y conclusión del proyecto exploratorio serán calificadas como Unidades de Trabajo para Exploración – UTE, según el Reglamento respectivo.

DISPOSICIÓN ADICIONAL TERCERA.- Se modifica el inciso d) del Artículo 67 de la Ley N° 3058, de 17 de mayo de 2005, de Hidrocarburos, con el siguiente texto:

“d) Garantía de cumplimiento del contrato, de acuerdo a lo establecido en la reglamentación. En caso de empresas subsidiarias o vinculadas la garantía será otorgada por la

Casa Matriz. Garantía de cumplimiento de (UTE), de acuerdo a lo establecido en la reglamentación.”

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

DISPOSICIÓN TRANSITORIA ÚNICA.- En el plazo de hasta ciento ochenta (180) días a partir de la publicación de la presente Ley, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos – YPFB promoverá la continuidad de las inversiones para incrementar la producción de hidrocarburos a través de la negociación para la modificación de los Contratos de Servicios Petroleros suscritos respecto a sus condiciones referidas a la retribución del Titular, participación de YPFB, compromisos de inversiones, límites de recuperación de costos, límites de área y/o plazo de vigencia del contrato.

DISPOSICIONES FINALES

DISPOSICIÓN FINAL PRIMERA.- Los incentivos y las condiciones establecidos en el Artículo 3, serán aplicables a partir de la publicación de la presente “Ley de Reactivación de la Exploración y Explotación de Hidrocarburos” que modifica la Ley N° 767, de 11 de diciembre de 2015.

DISPOSICIÓN FINAL SEGUNDA.- I. Las empresas que ejecuten actividades de Exploración y/o Explotación de hidrocarburos y que reinviertan al menos el setenta y cinco por ciento (75%) de las utilidades gravadas con el Impuesto sobre las Utilidades de las Empresas, en las mismas actividades, podrán deducir de estas utilidades las pérdidas generadas en los últimos diez (10) años anteriores al periodo fiscal que se determina, declara y paga, en las condiciones que establezca el Servicio de Impuestos Nacionales.

II. Las pérdidas acumuladas a ser deducidas no serán objeto de actualización.

Remítase al Órgano Ejecutivo, para fines constitucionales.

Es dada en la Sala de Sesiones de la Asamblea Legislativa Plurinacional, a los...