



ASAMBLEA LEGISLATIVA PLURINACIONAL
CÁMARA DE DIPUTADOS



La Paz, 25 de junio del 2024
CITE: BANC. NAL. N°086/2023-2024

Señor
Israel Huaytari Martínez
PRESIDENTE
CÁMARA DE DIPUTADOS
Presente. -



Ref: PROYECTO DE LEY DE “INCENTIVOS Y DESBUROCRATIZACIÓN PARA LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS”

De mi consideración:

PL-462/23-24

Mediante la presente me es grato saludarlo deseándole éxitos en las funciones que desempeña; al mismo tiempo en cumplimiento de las atribuciones conferidas por la Constitución Política del Estado, artículos 162, parágrafo II y 163, y conforme a lo establecido por el Reglamento General de la Cámara de Diputados artículos 116, inc. b) artículo 117; tengo a bien remitir el presente PROYECTO DE LEY DE “**INCENTIVOS Y DESBUROCRATIZACIÓN PARA LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS**”; a objeto de solicitar que en cumplimiento del artículo 158, parágrafo 1, numeral 3 del texto constitucional, se proceda con la prosecución del trámite correspondiente.

Con este motivo, saludo a usted atentamente.


Dip. Jerges Mercado Suárez
JEFE DE BANCADA NACIONAL
MAS - IPSP
CÁMARA DE DIPUTADOS

Adj. Antecedentes en 3 ejemplares
JMS/cmm
Cc.Arch.

CÁMARA DE DIPUTADOS

"LEY DE INCENTIVOS Y DESBUROCRATIZACIÓN PARA LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS"

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

I. ANTECEDENTES

Actualmente, únicamente existen incentivos aplicables a la producción de hidrocarburos, establecidos mediante la Ley N° 767, de 11 de diciembre de 2015, Ley de Promoción para la Inversión en Exploración y Explotación Hidrocarburífera, que creó el Fondo de Promoción a la Inversión en Exploración y Explotación de Hidrocarburos (FPIEEH), financiado con el doce por ciento (12%) de los recursos provenientes del Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) antes de su distribución.

Sin embargo, estos incentivos y su normativa de aplicación no han sido suficientes para revertir la declinación sostenida que ha tenido la producción de Petróleo Crudo, Condensado y de Gas Natural, en los últimos 10 años.

Dada su fundamental importancia en la economía nacional, el abordaje de las amenazas, desafíos y oportunidades en materia de hidrocarburos, debe ser acompañado necesariamente de una revisión y replanteo (i) de las condiciones que generaron esta situación, (ii) de las políticas y estrategias de desarrollo, y (iii) de los mercados y de los efectos de los cambios regionales y globales en temas de hidrocarburos.

Adicionalmente, el proceso de la suscripción de los contratos de exploración y explotación hidrocarburífera, está demorando más de 400 días en las diferentes instancias a consecuencia de una mala interpretación de la norma que define la necesidad de una autorización previa y una aprobación para dar cumplimiento a lo establecido en el parágrafo II de art 362 de la CPE, que a la letra dice: "*Los contratos referidos a actividades de exploración y explotación de hidrocarburos deberán contar con previa autorización y aprobación expresa de La Asamblea Legislativa Plurinacional (...)*".

Tiempos de gestión de Contratos hidrocarburíferos

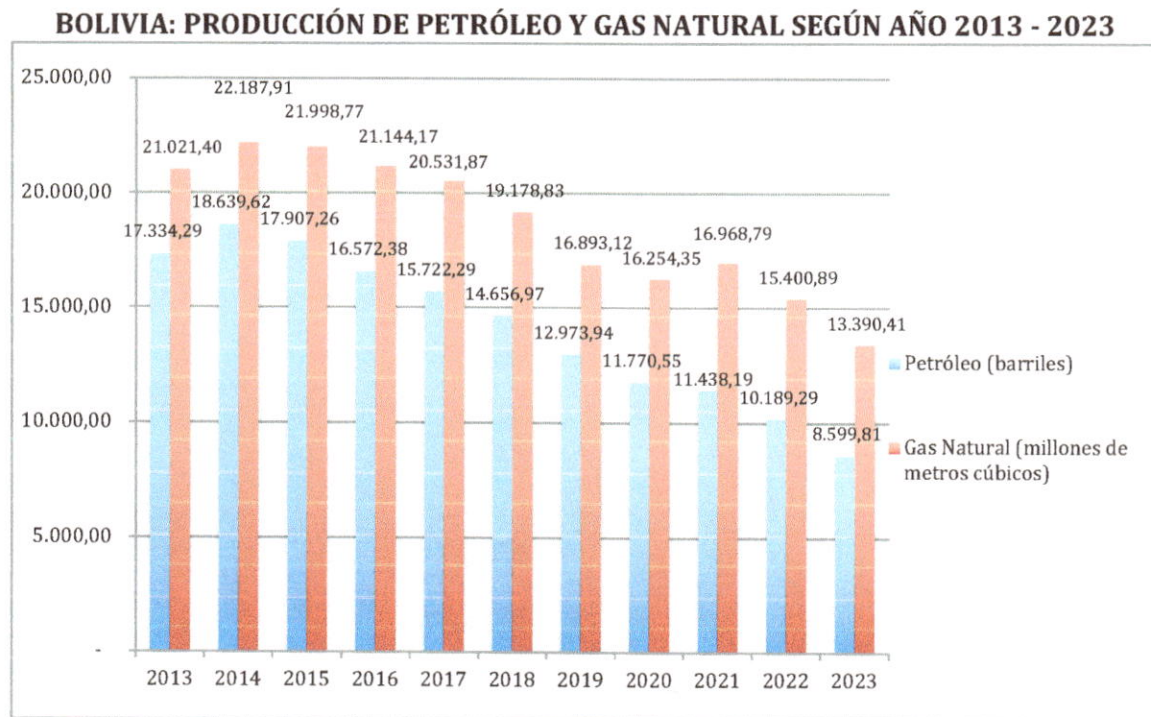
1	Isarsama	440 días	
2	San Miguel	440 días	
3	El Dorado Oeste	440 días	
4	Cedro	373 días	
5	Huacareta	362 días	
6	Azero	444 días	
7	Carohuaicho 8A	471 días	
8	Carohuaicho 8B	471 días	
9	Carohuaicho 8D	471 días	
10	Oriental	471 días	
11	Carohuaicho 8C	462 días	
12	Itacaray	433 días	
13	Aguarague Centro	433 días	
14	San Telmo Norte	216 días	
15	Astillero	216 días	
16	Charagua	433 días	
17	Iñiguazu	451 días	

- En promedio, los Contratos tardaron 413 días para su protocolización.

En la gráfica se observa el tiempo utilizado para la aprobación y autorización de contratos hidrocarbúricos. Dicha demora perjudica la búsqueda de nuevas reservas que son necesarias para la generación de recursos económicos para el desarrollo del país, los mismos que son distribuidos entre el Estado Nacional, las Gobernaciones, Municipios, Autonomías Indígenas y Universidades.

II. JUSTIFICACIÓN

La producción de Petróleo Crudo y Condensado y de Gas Natural, ha ido declinando significativamente en los últimos 10 años. Por un lado, de una producción de 18,6 millones de barriles anuales, el 2014 Bolivia ha pasado a producir únicamente 8,6 millones de barriles de petróleo al año en el 2023. Por otro lado, de 22.187.91 millones de metros cúbicos anuales en el 2014, Bolivia ha pasado a producir únicamente 13.390 millones de metros cúbicos en el 2023; tal como se observa en el siguiente cuadro "Bolivia: Producción de Petróleo y Gas Natural Según Año 2013 - 2023".



Fuente: Instituto Nacional de Estadística.

La reducción de la producción de petróleo y gas tiene consecuencias negativas en la renta petrolera.

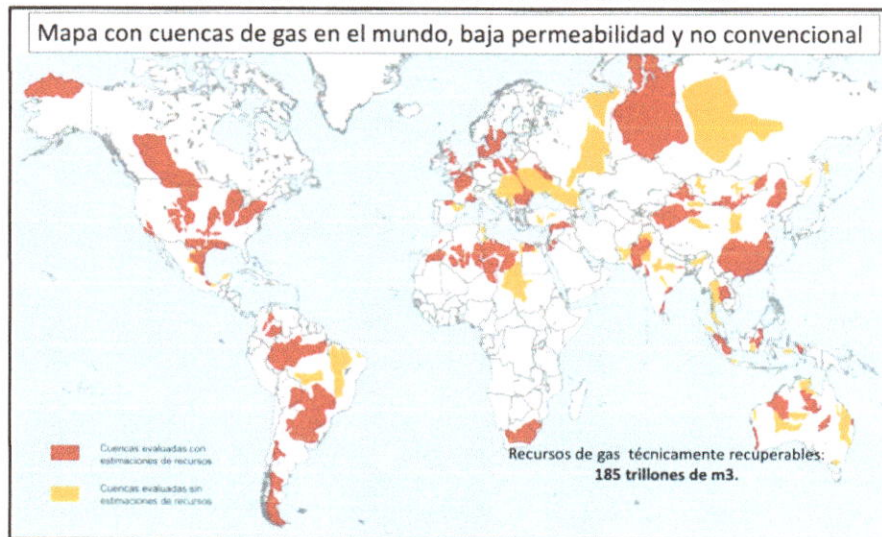
Adicionalmente, en este contexto, actualmente los egresos por importación de diésel y gasolina están superando los ingresos por venta de hidrocarburos. Esta situación podría generar escenarios de inestabilidad económica, política y social considerando que Bolivia actualmente se encuentra en riesgo de perder buena parte de los mercados internacionales, particularmente, el de Argentina y parte del de Brasil, debido tanto a la creciente oferta tanto de gas de fracking de Vaca Muerta y estadounidense, vía marítima.

Así, por ejemplo, según información del Ministerio de Hidrocarburos y Energías, para la Gestión 2023, la importación de diésel y gasolina le costó al Estado más de US\$ 3.000 millones, habiendo sido la demanda total de *Diesel Oil* a nivel nacional de 2.381 millones de litros mientras que la de Gasolina fue de 2.297 millones de litros¹.

Para revertir esta situación, se hace necesario incrementar de forma rápida y sostenida la producción del Petróleo Crudo, Condensado y de Gas Natural que existe en áreas con contratos vigentes y futuros, mediante la otorgación de incentivos ágiles y efectivos, dirigidos tanto a reservorios nuevos como a los vigentes y que dichos incentivos se amplíen a todas las situaciones que produzcan un aumento en la producción de hidrocarburos, especialmente los líquidos, es decir no sólo de petróleo sino también al condensado asociado al gas natural, que atraigan los capitales y tecnologías necesarios, bajo estrictas regulaciones que eliminen los riesgos ambientales. Esto permitirá asegurar la seguridad y sostenibilidad energética a largo plazo.

III. LOCALIZACIÓN DE RESERVORIOS

MAPA DE RESERVORIOS NUEVOS Y NO CONVENCIONALES A NIVEL MUNDIAL



Existen registros técnicos que establecen que, en áreas bajo contrato, especialmente las de los mega campos, hay un gran potencial de grandes volúmenes de petróleo y gas en Reservorios de Baja Permeabilidad, a profundidades relativamente someras. Asimismo, existe ese potencial en áreas donde todavía no hay producción pero ya se han perforado pozos. En la mayoría de los casos, esas áreas tienen contratos vigentes para exploración y/o explotación, caminos, planchadas, campamentos y otros, lo cual permitiría una rápida evaluación y eventual puesta en producción.

En la siguiente lista, se presentan algunos casos concretos de pozos de los mega campos donde existen esos Reservorios Nuevos:

¹ Informe de Rendición Pública de Cuentas Final - 2023. <https://www.mhe.gob.bo/wp-content/uploads/2024/03/MEMORIA-9-FEB-FINAL-PAG-ABIERTA-1.pdf>

LISTA DE MEGA CAMPOS DONDE EXISTEN RESERVORIOS NUEVOS

Pozo	N° de Intervalos con shows de gas	Intervalo (m)	Espesor (m)	UGT	Gas Total PPM	Formación	Comentarios
SBL-X1	1	668-704	36	ND	-	Tupambi	Se registró gas desprendido de la Formación, indicio de posible reservorio
SBL-X2	19	1,283-3,758	ND	2954	-	Iquiri- Los Monos	19 shows de gas en el intervalo, las cromatografías indican presencia de Gas Húmedo Gas y Condensado
SBL-X4	20	165-3615	ND	158	-	Iquiri	Los shows de gas muestran diferentes tipos de petróleo, gas-petróleo, Condensado y Gas natural.
SBL-5	15	1,024-4,552	ND	143	-	Iquiri- Los Monos	Petróleo
MGR-X1	12	3,000-3,200	200	-	1,000	Itaquami	Gas
MGR-X2	9	2,400-2,550	150	-	100	Taiguati- Tarija	principalmente metano
MGR-X3	5	2,410-2,525	115	-	10,000	Chorro	principalmente metano
MGR-4	4	2,680-2,810	130	-	11,000	Tupambi	Gas rico en líquidos
AQI-X1001	1	2,775-2,950	175	-	10,000	Iquiri	Persistente cuenta de gas en todo el intervalo
ICS-X1	1	4,670-4,830	160	-	70,000	Iquiri	Persistente cuenta de gas en todo el intervalo
ICS-2	1	3,490-3,625	135	-	4,000	Iquiri	Persistente cuenta de gas en todo el intervalo
ICS-2T1	2	2,100-2,125	25	-	400	Taiguati	abundante propano
ICS-2T1	1	3,165-3,634	369	-	8,000	Los monos	Persistente cuenta de gas en todo el intervalo, shows de líquidos en la parte mas profunda

Pese a existir la información técnica que respalda su existencia y ser de conocimiento de los Operadores, hasta ahora no han sido evaluados dado que su explotación podría no ser rentable, aspecto que podría revertirse con los incentivos adicionales que planteamos en la presente ley.

IV. FUNDAMENTACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA

FUNDAMENTACIÓN TÉCNICA

Tal como se ha expuesto líneas arriba, en casi todas las áreas bajo contratos vigentes, existen en niveles de profundidad intermedia, potenciales Reservorios. Dada la urgencia de carácter estratégico del Estado para que dichos reservorios produzcan más hidrocarburos y así se logren más ingresos por mayor exportación de gas y menos egresos por menor importación de diesel y gasolina es necesario plantear nuevas estrategias. Asimismo, desde otros reservorios que se encuentran en actual producción pero ya en avanzada etapa de declinación, se deben tomar acciones regulatorias y operaciones altamente efectivas, así como desburocratizar sus procesos, para lograr aumentar la producción desde esos reservorios, una vez que la presente Ley sea aprobada y promulgada.

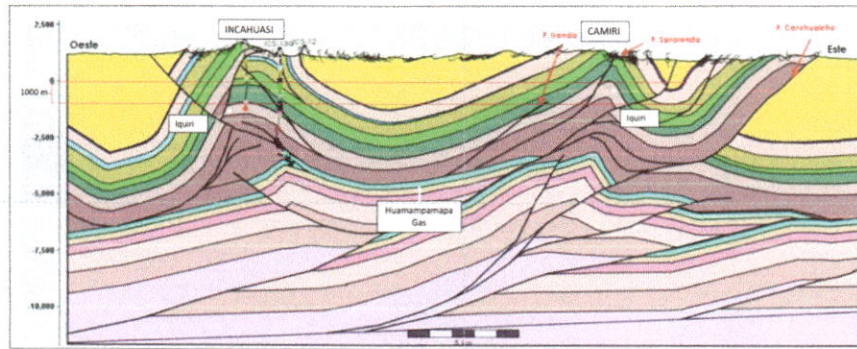
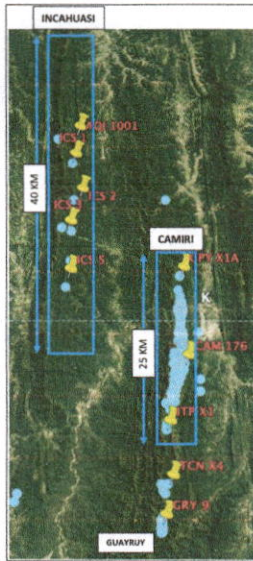
Se debe priorizar los yacimientos aún no evaluados pero que tiene la mayor cantidad de información y la mayor facilidad operativa para su evaluación y eventual explotación (infraestructura y servicios ya disponibles) y el mayor potencial de producción.

Como ejemplos, se citan 5 zonas que cumplen con esos requisitos mínimos cuyo objetivo inicial sería la formación Iquiri, además de otras formaciones en base del Carbonífero (por arriba de Iquiri) en areniscas de Los Monos (por debajo de Iquiri):

1. Incahuasi
2. Margarita
3. San Alberto
4. Sábalo
5. Aquio

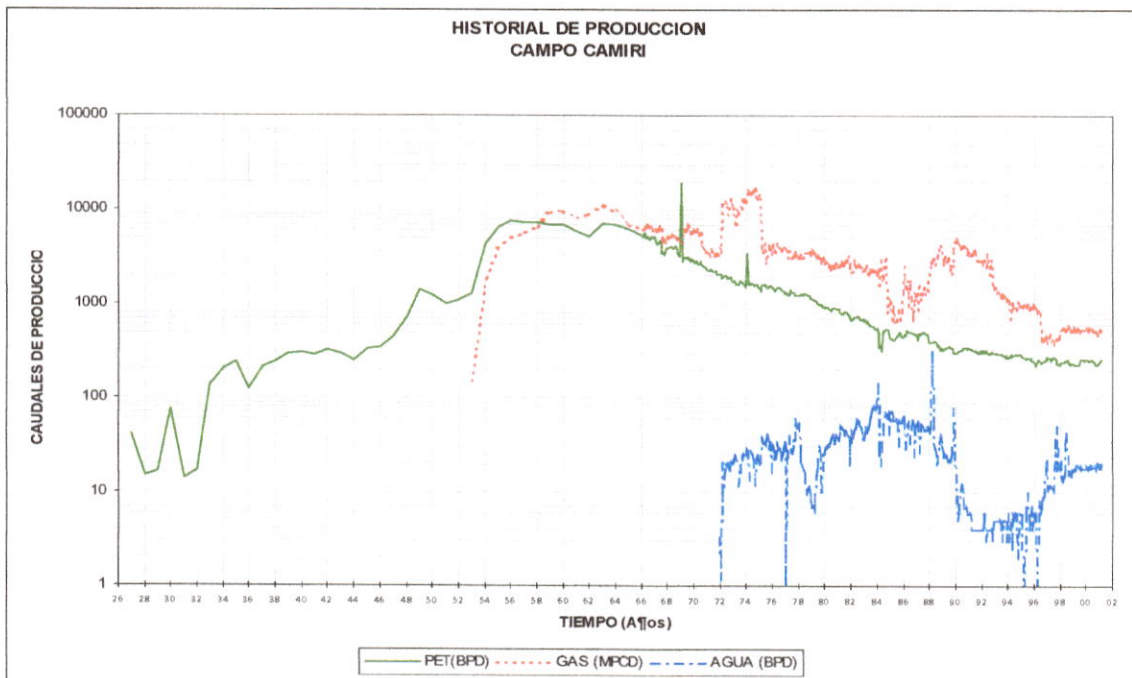
Para ilustrar el potencial de producción que se podría lograr en estos casos específicos, se toma como ejemplo la formación Iquiri en el Campo Camiri: el mayor productor de petróleo en la historia de Bolivia, como la mejor referencia de lo que se podría lograr en cada uno de los cinco campos listados arriba como ejemplos. Por las profundidades (no muy diferentes a la del Campo Camiri), lo más probable es que el hidrocarburo detectado en dichos campos en esa formación Iquiri, sea petróleo. En el siguiente grafico se muestra la continuidad de la Formación Iquiri en el Campo Camiri y en su vecino, el campo Incahuasi:

CORRELACIÓN ENTRE INCAHUASI Y CAMIRI (SARARENDA)



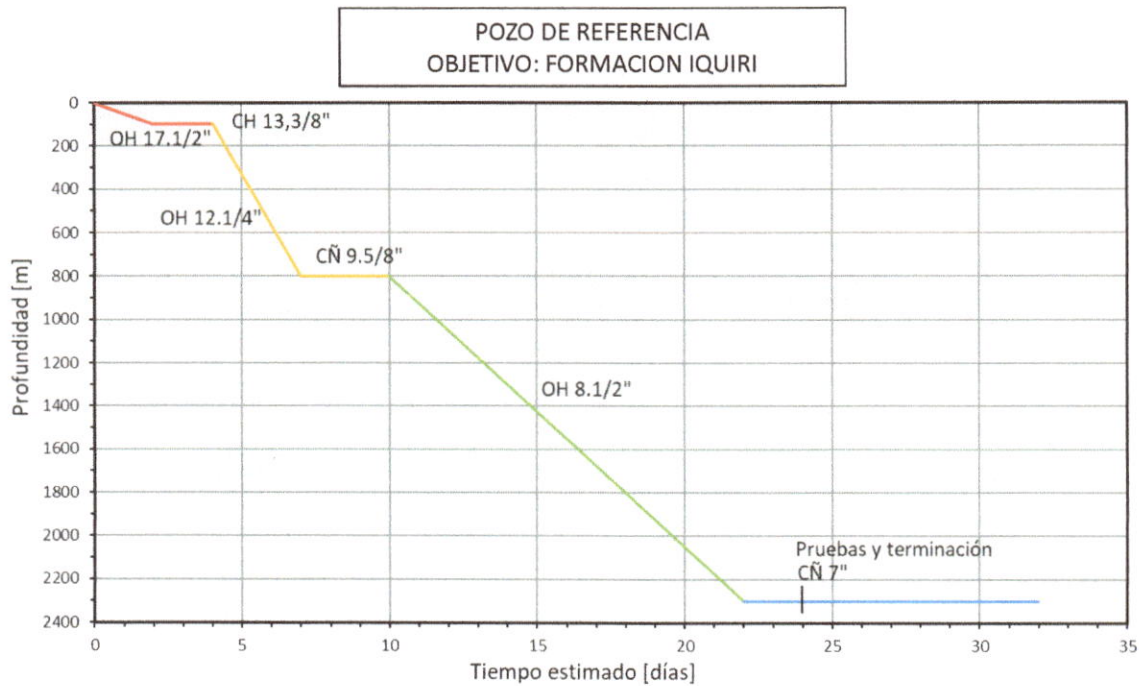
La poca profundidad y la buena posición estructural de la Formación Iquiri es evidente en todos los pozos perforados en el Campo Incahuasi.

El siguiente cuadro muestra la producción histórica del Campo Camiri:



Se observa que se llegó a producir un máximo de 8.000 barriles por día (BPD): esa es la producción diaria que se podría obtener de los ejemplos señalados.

El período en cual se pueda llegar a estas producciones en cada campo pueden ser entre 1 a 3 años, dado que ya existen todas las facilidades de infraestructura y equipamientos en cada uno de esos campos. Dado que el potencial hidrocarburífero se encuentra a poca profundidad, el siguiente grafico muestra los días de perforación para cada pozo a esa profundidad de referencia de la formación Iquiri:



Una vez aprobada la presente Ley, mediante la cual se generarán condiciones de operación comercial, es decir rentable, para las empresas, será responsabilidad de YPFB lograr que las empresas de servicios que operan esos campos, puedan poner en producción esos recursos estratégicos para el Estado en el menor tiempo posible.

FUNDAMENTACIÓN ECONÓMICA

De manera conservadora, para ilustrar el potencial de aumento de producción que se puede lograr con la presente **"LEY DE INCENTIVOS Y DESBUROCRATIZACIÓN PARA LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS"**, se asume un volumen de 5000 BPD por cada uno de esos campos desde la Formación Iquiri, lo cual podría dar un total de 25,000 BPD sólo de esos 5 campos. En cada uno de los campos de Bolivia, estén bajo contrato vigente o no, existen formaciones con potencial presencia de hidrocarburos.

Esos 25,000 BPD evitarían un gasto anual aproximado de 1,700 millones de \$US por importación de diesel y gasolina, lo que significaría un ahorro de un 33% del consumo diario de dichos combustibles (75,000 BPD).

Por otro lado, tomando en cuenta el portafolio de proyectos gasíferos con el que nuestro país cuenta actualmente, en un escenario promedio no muy optimista, podríamos obtener 4,4

TCFs considerando el riesgo geológico, lo que significaría más de 5.700 Millones de \$US tomando como referencia el precio de exportación al Brasil que actualmente es 13 \$US por MMBTU.

V. FUNDAMENTACIÓN JURÍDICA

El Artículo 348, párrafos I y II, de la Constitución Política del Estado (CPE) establece que son recursos naturales los minerales en todos sus estados, los hidrocarburos, el agua, el aire, el suelo y el subsuelo, los bosques, la biodiversidad, el espectro electromagnético y todos aquellos elementos y fuerzas físicas susceptibles de aprovechamiento y que los recursos naturales son de carácter estratégico y de interés público para el desarrollo del país.

Por su parte, los Artículos 360 y 367 de la CPE, respectivamente, disponen que el Estado definirá la política de hidrocarburos, promoverá su desarrollo integral, sustentable y equitativo, y garantizará la soberanía energética y que la explotación, consumo y comercialización de los hidrocarburos y sus derivados deberán sujetarse a una política de desarrollo que garantice el consumo interno. La exportación de la producción excedente incorporará la mayor cantidad de valor agregado.

El párrafo II de art 362 de la CPE, establece que los contratos referidos a actividades de exploración y explotación de hidrocarburos deberán contar con previa autorización y aprobación expresa de la Asamblea Legislativa Plurinacional.

La Ley N° 3058 de 17 de mayo de 2005, Ley de Hidrocarburos, norma las actividades hidrocarburíferas de acuerdo a la CPE y establece los principios y procedimientos fundamentales que rigen en todo el territorio nacional para el sector de hidrocarburos.

El Artículo 9 de la Ley de Hidrocarburos dispone 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 y que el aprovechamiento de los hidrocarburos deberá promover el desarrollo integral, sustentable y equitativo del país, garantizando el abastecimiento de hidrocarburos al mercado interno, incentivando la expansión del consumo en todos los sectores de la sociedad, desarrollando su industrialización en el territorio nacional y promoviendo la exportación de excedentes en condiciones que favorezcan los intereses del Estado y el logro de sus objetivos de política interna y externa, de acuerdo a una Planificación de Política Hidrocarburífera.

Asimismo; el Artículo 9 de la Ley de Hidrocarburos establece que los planes, programas y actividades del sector de hidrocarburos serán enmarcados en los principios del Desarrollo Sostenible, dándose cumplimiento a las disposiciones establecidas en el Artículo 171° de la Constitución Política del Estado, la Ley del Medio Ambiente, y la Ley N° 1257, de 11 de julio de 1991, que ratifica el Convenio N° 169 de la OIT y Reglamentos conexos.

El Artículo 11, incisos a) y c), de la Ley de Hidrocarburos dispone como objetivos de la Política Nacional de Hidrocarburos, entre otros y respectivamente, los siguientes: utilizar los hidrocarburos como factor del desarrollo nacional e integral de forma sostenible y sustentable en todas las actividades económicas y servicios, tanto públicos como privados, y generar recursos económicos para fortalecer un proceso sustentable de desarrollo económico y social:

El Artículo 31, incisos a) y b), de la Ley de Hidrocarburos establece que las Actividades Hidrocarburíferas son de interés y utilidad pública y gozan de la protección del Estado, y se clasifican, entre otras y respectivamente, en: a) Exploración; y b) Explotación.

El Artículo 43 de la Ley de Hidrocarburos dispone que la Explotación de Hidrocarburos en los campos deberá ejecutarse utilizando técnicas y procedimientos modernos aceptados en la industria petrolera, a fin de establecer niveles de producción acordes con prácticas eficientes y racionales de recuperación de reservas hidrocarburíferas y conservación de reservorios.

El Artículo 138 de la Ley de Hidrocarburos define los siguientes términos:

Exploración. - Es el reconocimiento geológico de superficie, levantamientos aereofotogramétricos, topográficos, gravimétricos, magnetométricos, sismológicos, geoquímicos, perforación de pozos y cualquier otro trabajo tendiente a determinar la existencia de hidrocarburos en un área o zona geográfica.

Explotación. - Es la perforación de pozos de desarrollo y de producción, tendido de líneas de recolección, construcción e instalación de Plantas de Almacenaje, de procesamiento y separación de líquidos y licuables, de recuperación primaria, secundaria y mejorada y toda otra actividad en el suelo y en el subsuelo dedicada a la producción, separación, procesamiento, compresión y almacenaje de hidrocarburos.

Operador. - Es el ejecutor de cualquiera de los contratos establecidos en la presente Ley para efectuar las actividades de Exploración y Explotación, designado el Titular.

Reservorio de Hidrocarburos. - Es uno o varios estratos bajo la superficie que estén produciendo o sean capaces de producir hidrocarburos, con un sistema común de presión en toda su extensión, en los cuales los hidrocarburos estén rodeados por roca impermeable o agua. Para fines de la presente Ley, Yacimiento y Reservorio de Hidrocarburos son sinónimos.

Zona Tradicional. - Región con información geológica donde existe producción de hidrocarburos con explotación comercial. El Poder Ejecutivo, mediante Decreto Supremo, designará las Zonas Tradicionales Hidrocarburíferas.

Zona No Tradicional. - Región no comprendida en la definición de Zona Tradicional.

El Pilar 6: SOBERANÍA PRODUCTIVA CON DIVERSIFICACIÓN Y DESARROLLO INTEGRAL SIN LA DICTADURA DEL MERCADO CAPITALISTA, dimensión 1, de la Agenda Patriótica 2025 "Participación en la Construcción de la Bolivia Digna y Soberana con Autonomías", apunta a consolidar los sectores hidrocarburífero y minero con un significativo incremento de las reservas naturales de gas y de los recursos mineros y metales.

El Pilar 9: SOBERANÍA AMBIENTAL CON DESARROLLO INTEGRAL, RESPETANDO LOS DERECHOS DE LA MADRE TIERRA, dimensión 3, de la Agenda Patriótica 2025 "Participación en la Construcción de la Bolivia Digna y Soberana con Autonomías", apunta a realizar, en el marco de los derechos de la Madre Tierra, actividades de exploración, explotación,

transformación, industrialización, transporte y comercialización de los recursos naturales renovables y no renovables.

El Plan de Desarrollo Económico y Social 2021 – 2025, en su punto 6: PLAN DE DESARROLLO ECONÓMICO Y SOCIAL 2021 - 2025: “RECONSTRUYENDO LA ECONOMÍA PARA VIVIR BIEN, HACIA LA INDUSTRIALIZACIÓN CON SUSTITUCIÓN DE IMPORTACIONES”, establece el Eje 4: PROFUNDIZACIÓN DEL PROCESO DE INDUSTRIALIZACIÓN DE LOS RECURSOS NATURALES, cuyo Lineamiento de Política 4.1. tiene como meta impulsar la prospección, exploración y explotación sustentable de los recursos naturales con el cuidado del medio ambiente en armonía con la Madre Tierra, que se plantea como acción 4.1.1.1: ejecutar nuevos proyectos de exploración en el sector de hidrocarburos.

VI. RECOMENDACIONES

Con base en las justificaciones de carácter económico, técnico y legal desarrolladas precedentemente, se presenta el proyecto de **“LEY DE INCENTIVOS Y DESBUROCRATIZACIÓN PARA LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS”**, para que sea tratado y aprobado de conformidad con la normativa vigente.


Dip. Ing. Jerges Mercado Suárez
JEFE DE BANCADA NACIONAL
MAS - IPSP
CÁMARA DE DIPUTADOS



PROYECTO DE LEY

“LEY DE INCENTIVOS Y DESBUROCRATIZACIÓN PARA LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS”

Por cuanto, la Asamblea Legislativa Plurinacional, ha sancionado la siguiente Ley:

LA ASAMBLEA LEGISLATIVA PLURINACIONAL

DECRETA:

PL-462/23-24

ARTÍCULO 1. (OBJETO). La presente Ley tiene por objeto implementar políticas públicas para incentivar la inversión destinada a la exploración y explotación de hidrocarburos; modificar la Ley N° 767 de 11 de diciembre de 2015, de Promoción para la Inversión en Exploración y Explotación Hidrocarburífera; y, establecer procesos de desburocratización para agilizar los plazos para la autorización y aprobación de contratos.

ARTÍCULO 2. (MARCO LEGAL). La presente ley tiene como marco legal:

- a) Constitución Política del Estado.
- b) Ley N° 3058 de 17 de mayo de 2005, de Hidrocarburos.
- c) Ley N° 767 de 11 de diciembre de 2015, de Promoción para la Inversión en Exploración y Explotación Hidrocarburífera.

ARTÍCULO 3. (INCENTIVOS ADICIONALES A LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS). A partir de la publicación de la presente Ley, se aplicarán los siguientes incentivos contractuales, de inversión, de precios y de mercado a la exploración y explotación de hidrocarburos, ya sea desde Reservorios Nuevos o desde Reservorios ya explotados o en explotación:

- 1) **Incentivo contractual.** El incentivo contractual a las inversiones realizadas por los Operadores para lograr una producción comercial desde Reservorios Nuevos, se hará efectivo a través de la ampliación del plazo de los Contratos petroleros vigentes, mediante renegociación con YPFB.

Los Operadores que deseen acogerse al incentivo contractual, en el plazo de 90 días a partir de la promulgación de la presente Ley, deberán presentar un Plan Integral de Exploración y Explotación de Nuevos Reservorios (PEENR), en base la cual se renegociará el contrato sujeto a cumplimiento de las inversiones contenidas en el PEENR, a ser aprobado de conformidad con la normativa vigente.

- 2) **Incentivo por sustitución de importación de hidrocarburos líquidos.** El incentivo por sustitución de importación a la producción de petróleo crudo y de condensado asociado al gas natural resultante de la Explotación en Reservorios Nuevos, a partir de la publicación de la presente Ley, se hará efectivo a través del pago adicional al establecido en el artículo 7 de la Ley N° 767 de un incentivo de 10 dls/Bbl producido.

- 3) **Incentivo de mercado.** El incentivo de mercado a las inversiones realizadas por los Operadores desde Reservorios Nuevos, que no se han producido antes, ya sea en áreas bajo contratos vigentes o bajo nuevos contratos, para lograr producción comercial, se hará efectivo a través de que el porcentaje de aporte al mercado interno sea del diez (10%) al cincuenta por ciento (50%) de la producción de gas natural, resultante de la explotación de esos Reservorios Nuevos, de conformidad con los parámetros y procedimientos que sean establecidos mediante la correspondiente reglamentación.

ARTÍCULO 4. (EXPRESIONES DE INTERÉS). Las empresas del sector de hidrocarburos que actualmente operan en el país en campos productores, tendrán un plazo de cuarenta y cinco (45) días a partir de la publicación de la presente Ley, para expresar ante YPFB, por escrito, su interés de realizar inversiones para lograr producción comercial desde Reservorios Nuevos y, en consecuencia, acogerse a los incentivos a la exploración y explotación de hidrocarburos en Reservorios Nuevos establecidos en el artículo precedente.

La falta de presentación de una expresión de interés para realizar inversiones para lograr producción comercial desde Reservorios Nuevos y la consecuente inexistencia del Plan Integral de Exploración y Explotación de Nuevos Reservorios (PEENR) aprobado, por parte de empresas del sector de hidrocarburos que actualmente operan en el país, impedirá la renegociación de los contratos.

ARTÍCULO 5. (MODIFICACIONES A LA LEY 767).

- I. Se modifican los párrafos III, IV y V del artículo 8 de la Ley N° 767 por el siguiente texto:

“Artículo 8°. - (Plazo y condiciones para la aplicación del incentivo a la producción de condensado asociado al gas natural)

- III. *Para poder beneficiarse del incentivo establecido en el artículo 7 de la presente Ley, los Contratos de Servicios Petroleros que se encuentren vigentes a la fecha de publicación de la Ley de Incentivos y Desburocratización para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos, deben necesariamente empezar actividades de perforación exploratoria antes del 1 de Julio de 2025.*
- IV. *Para poder beneficiarse del incentivo establecido en el artículo 7 de la presente Ley, los Contratos de Servicios Petroleros en Zona Tradicional, con fecha efectiva posterior a la publicación de la Ley de Incentivos y Desburocratización para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos, deben necesariamente empezar actividades de perforación exploratoria como máximo hasta el último día del cuarto año del Contrato, a partir de la fecha efectiva indicada.*
- V. *Para poder beneficiarse del incentivo establecido en el artículo 7 de la presente Ley, los Contratos de Servicios Petroleros en Zona No Tradicional, con fecha efectiva posterior a la publicación de la Ley de Incentivos y Desburocratización para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos, deben necesariamente empezar actividades de perforación exploratoria como*

máximo hasta el último día del quinto año del Contrato, a partir de la fecha efectiva indicada”.

- II. **Se incorpora el Artículo 9 bis a 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).

Como incentivo a las inversiones realizadas por los Operadores para lograr producción comercial desde Reservorios Nuevos, de conformidad con el PEENR aprobado, el Estado pagará con fondos del FPIEEH a YPFB o al Titular de un contrato petrolero el incentivo de 1\$us por millón de BTU del volumen producido que sea destinado al Mercado interno, de conformidad con los parámetros y procedimientos que sean establecidos mediante la correspondiente reglamentación.”

- III. **Se modifica el artículo 10 de la Ley N° 767 por el siguiente texto:**

Artículo 10°.- (Determinación del incentivo a campos gasíferos con reservorios de gas seco, campos marginales y/o pequeños) *Los incentivos para aquellos campos clasificados como Campos Gasíferos con Reservorios de Gas Seco, marginales y/o pequeños que no estén en producción, consistirá en la asignación prioritaria de mercados de exportación de gas natural de acuerdo a parámetros y procedimientos establecidos en reglamentación mediante Decreto Supremo y los incentivos a la producción de condensado, asociado al gas natural definidos en la presente Ley.*

- IV. **Se incorpora el Artículo 10 bis a 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).

El estado, utilizando los recursos del FPIEEH, compensará al titular de un contrato petrolero en casos donde se complete la perforación exploratoria, previamente aprobada por YPFB, en busca de nuevos reservorios; si dicha exploración no resulta en un descubrimiento comercial debido a factores técnicos y económicos; una vez que YPFB hubiese aprobado su cierre temporal o definitivo.

La compensación será igual al 30% del valor económico de las Unidades de Trabajo en Exploración basado en la longitud del pozo vertical más su tramo horizontal si fuese el caso, o del segmento horizontal extendido desde uno ya existente, previa verificación de YPFB.

- V. 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:**

Artículo 10°. - (Administración e inversión de recursos del FPIEEH)

"V. Los recursos del Fondo serán utilizados únicamente contra entrega de resultados de las actividades de exploración y/o explotación comprometidas, sujetas al ámbito de aplicación de la presente Ley y la reglamentación correspondiente."

DISPOSICIONES FINALES

PRIMERA. Todo nuevo contrato o adenda modificatoria referidos a actividades de exploración y explotación de hidrocarburos deberá ser remitido, en el plazo más breve posible, a la Asamblea Legislativa Plurinacional, con toda la documentación e informes de respaldo, para su respectiva autorización y aprobación en una sola ley, cumpliendo así la formalidad previa y expresa establecida por el parágrafo II del artículo 362 de la Constitución Política del Estado.

SEGUNDA. El Ministerio de Hidrocarburos y Energías tendrán un plazo de treinta (30) días calendarios a partir de la publicación de la presente Ley, para elaborar la reglamentación de la misma.

TERCERA.

- I. Se autoriza a YPFB renegociar los Contratos de Servicios Petroleros suscritos con carácter previo a la fecha de publicación de la presente Ley que se acojan a los incentivos definidos en la misma, con un enfoque concerniente a las condiciones referidas de retribución del Titular, participación de YPFB, límites de recuperación de costos, límites de área y plazo del contrato, al objeto de viabilizar económicamente los nuevos proyectos, dar continuidad a las inversiones, incrementar la producción y ejecutar una explotación eficiente.
- II. La renegociación señalada en el parágrafo anterior deberá ser efectuada en el plazo máximo de seis meses (6) computables a partir de la publicación de la presente Ley y será efectiva mediante adenda modificatoria a ser suscrita entre YPFB y el Titular, misma que entrará en vigencia de conformidad con la disposición adicional Primera.

CUARTA.

- I. Si al finalizar la Fase III 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 una zona de exploración remanente, 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 Fase señalada.
- 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 III y conclusión del proyecto exploratorio serán calificadas como UTE, según el Reglamento respectivo.

DISPOSICIÓN ABROGATORIA Y DEROGATORIA

ÚNICA. Se abrogan y derogan todas las disposiciones contrarias a la presente Ley.

Remítase al Órgano Ejecutivo para fines constitucionales.

Es dada en la Sala de Sesiones de la Asamblea Legislativa Plurinacional, a los veinticinco días del mes de junio del año dos mil veinticuatro.


Dip. Ing. Jerges Mercado Suárez
JEFE DE BANCADA NACIONAL
MAS - IPSP
CÁMARA DE DIPUTADOS