

# Ley de incentivos: Mayores ganancias para las transnacionales

Los motivos que habrían impulsado la elaboración de la Ley de Promoción para la Inversión en Exploración y Explotación Hidrocarburífera, serían los de asegurar la provisión de hidrocarburos para el consumo interno y la generación de recursos para la implementación de políticas favorables al bienestar de la población. Los sustentos legales para el cumplimiento de esos objetivos radicarían en el texto de la Constitución Política del Estado, la Ley 3058, otras leyes y la Agenda Patriótica 2025 perfilada por el gobierno como su actual programa de gobierno.

La justificación de esta política de otorgamiento de incentivos monetarios a las empresas operadoras, más allá de la inicial disposición de la Ley 3058 en favor de la producción de petróleo en campos pequeños y marginales, aduce que la actividad hidrocarburífera en el país no es atractiva debido no sólo a la caída de los precios internacionales de los hidrocarburos, sino a las “características del régimen fiscal, el riesgo exploratorio y los elevados costos en exploración y explotación”, argumentos que no solo contradicen los que se enarbolaron al momento de aprobar la Ley 3058, sino el propio discurso gubernamental que justificó la denominada “nacionalización”.

## CARACTERÍSTICAS DE LA LEY DE INCENTIVOS

La lógica de esta nueva política sería que el ofrecimiento de nuevos precios y, por tanto, el incremento de las ganancias netas de las empresas transnacionales que predominan en el sector, sería adecuado para promover nuevas inversiones en exploración y explotación hidrocarburífera. En este sentido, se orienta a fijar incentivos adicionales a la retribución que reciben actualmente, reiterando el razonamiento que llevó al gobierno en 2010 a intentar el incremento del Impuesto Especial a los Hidrocarburos y Derivados (IEHD) -conocido popularmente como “gasolinazo”- para financiar un precio más elevado en favor de los productores y que se impuso, finalmente, con el Decreto Supremo 1202 del año 2012, por el que se paga actualmente un incentivo adicional –en forma de Notas de Crédito o NOCRES- de 30 dólares por barril de petróleo crudo.

El cuadro 1 resume la escala del incentivo proyectado, según producto y zona hidrocarburífera, y los plazos de vigencia.

Las otras condiciones comunes a los diferentes productos y zonas, son: i) que la producción sea destinada al mercado interno, ii) el incentivo



Achumani, calle 11  
N° 100. Entre García Lanza  
y Alexander  
Telf: (591-02) 2790848 /  
2794740  
info@cedla.org  
www.cedla.org  
Casilla 8630  
La Paz - Bolivia

*Esta publicación fue  
elaborado por el Centro de  
Estudios para el Desarrollo  
Laboral y Agrario (CEDLA)  
en el marco del Grupo sobre  
Política Fiscal y Desarrollo  
(GPFDF).*

*El Grupo sobre Política Fiscal  
y Desarrollo es un espacio  
plural y participativo que  
busca aportar al debate  
público y la sociedad  
boliviana con conocimiento  
y propuestas para una  
reforma fiscal progresiva,  
sostenible e integral en  
Bolivia.*

[http://cedla.org/blog/  
grupopoliticafiscal](http://cedla.org/blog/grupopoliticafiscal)

Cuadro 1 Incentivos para promover inversiones e hidrocarburos			
	Monto incentivo \$us/Bbl		Plazo
	Mínimo	Máximo	Años
<b>Petróleo crudo</b>			
Z. tradicional	30	50	Indefinido
Z. no tradicional	35	55	Indefinido
<b>Condensado nuevo</b>			
Z. tradicional	30	50	20
Z. no tradicional	35	55	25
<b>Condensado adicional</b>			
Z. tradicional			5

Fuente: Elaboración propia con base en Proyecto de Ley 319-15

Cuadro 2

Nueva retribución del titular con incentivo (Dólares)

	Precio congelado	Retribución titular	PL 319		Nueva retribución PL 319	
			P= <75	P= <40 \$us	P= <75	P= <40 \$us
Petróleo T	27,11	13,56	30	50	43,56	63,56
Petróleo NT	27,11	13,56	35	55	48,56	68,56
Condensado nuevo T	27,11	13,56	30	50	43,56	63,56
Condensado nuevo NT	27,11	13,56	35	55	48,56	68,56
Condensado adicional	27,11	13,56	0	30	13,56	43,56

Fuente: Elaboración propia con base en Proyecto de Ley 319-15

es variable y sujeto al precio internacional del petróleo crudo y la producción, iii) el incentivo será ajustado cuando cambien las condiciones del precio del mercado.

En el caso del petróleo crudo los incentivos no están condicionados a la elevación de la producción, pues se dispone que son “aplicables a la producción por barril de petróleo crudo”, por lo que se pagaría a la producción de todos los campos, sin discriminación. Lo que sí está condicionado de manera específica es su monto que varía entre 30 a 50 dólares y 35 a 55 dólares para zonas tradicionales y no tradicionales, respectivamente.

En el caso del condensado, el nivel de los incentivos es similar a los del petróleo crudo cuando se trata de condensado producido en nuevos campos de gas natural descubiertos después de la publicación de la ley y es menor para el condensado adicional proveniente de los campos en actual producción.

En el caso del condensado “adicional” producido en “campos que se encuentran en explotación a la fecha de publicación de la presente Ley”, se dispone que los parámetros para aplicar el incentivo estarán en función de una “línea base” que tomará en cuenta las reservas actuales y las inversiones adicionales a las aprobadas por YPF, lo que estará reglamentado mediante un decreto supremo.

### SUBVENCIÓN MÁS GENEROSA QUE LA DEL “GASOLINAZO”

El gobierno de Evo Morales intentó en 2010 –sin éxito- incrementar el impuesto a los combustibles para mejorar la retribución a las empresas transnacionales a través del denominado “gasolinazo”, posteriormente ese intento fallido fue retomado con el Decreto Supremo 1202 por el que implementó un incentivo que elevó significativamente la retribución a las petroleras. Con la nueva Ley de Incentivos ese fenómeno se ampliará debido a los nuevos niveles de incentivo y porque su cobertura se amplía ha condensado adicional y al condensado nuevo, como podemos ver en el cuadro 2.

Si tomamos en cuenta el actual escenario de caída del precio internacional del petróleo hasta niveles cercanos al precio “congelado” del mercado interno -27,11 dólares por barril-, podemos afirmar que el gobierno ya está pagando en la actualidad –bajo la combinación del precio oficial y el incentivo en papeles- un precio mayor al vigente en el mercado internacional. Consecuentemente, las ganancias que obtienen las empresas transnacionales resultan más elevadas que las que obtendrían con un precio interno similar al internacional, bajo las condiciones del régimen tributario nacional vigente: con la aplicación estricta de la Ley 3058, con un precio de 27.11 dólares por barril, el operador recibiría 13.56 dólares después de descontando el 50% por concepto de Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) y Regalías, monto que se denomina Retribución del Titular y del que se descuenta los costos y las utilidades. Con el DS 1202 vigente hasta implementar la nueva ley, el monto de la Retribución se eleva a 43.56 resultante de la suma de 30 dólares adicionales netos (no pagan IDH) a los iniciales 13.56 dólares. Paradójicamente, con este resultado, el Estado que recibe 13.56 dólares (y hasta aproximadamente 19 dólares si sumamos el impuesto a las utilidades) por cada barril producido, paga 30 dólares como incentivo. Esta situación, obviamente, significa una devolución parcial de la renta hidrocarburífera a las transnacionales.

Para calcular el valor del incentivo a pagarse en 2016 a las empresas operadoras, consideramos que la lógica de la ley es pagar los valores máximos de la escala de incentivos -50 dólares o 55 dólares, dependiendo de la zona- en situaciones en que el precio internacional se encuentra en valores situados por debajo o ligeramente



encima de los 40 dólares por barril y pagar los valores menores de la escala -35 o 30 dólares- cuando el precio internacional ronda los 75 dólares por barril<sup>1</sup>.

Consecuentemente, si el año 2016 se implementase la ley de incentivos y se cumpliera la producción proyectada por el PEC 2015-2019, el monto por incentivo llegaría a poco más de 95 millones de dólares por la extracción de una cantidad similar de 1.9 millones de barriles. La distribución del monto pagado podría variar ligeramente en favor de las empresas Repsol y Total E&P, debido al previsto incremento de producción de algunos campos gasíferos y la declinación de otros.

### APORTES PARA EL FONDO, INGRESOS Y REDUCCIÓN DE LOS PRESUPUESTOS REGIONALES DE 2016

De acuerdo a esta ley el Fondo de Promoción a la Inversión en Exploración y Explotación Hidrocarburífera (FPIEEH) sería financiado con el 12% de los recursos provenientes del IDH “antes de la distribución” establecida por las normas legales respectivas, a partir del mes de enero de 2016.

El FPIEEH pagará el incentivo a la producción adicional de condensado de campos en explotación actual, a la producción de petróleo crudo de campos nuevos y a la producción de condensado de campos nuevos, en tanto que el incentivo a la producción de petróleo crudo de campos en explotación seguirá siendo financiada con la emisión de NOCRES.

Se conoce además, por información de prensa, que el FPIEEH alcanzaría los 2.890 millones de dólares en los próximos 10 años. A este monto, el TGN contribuiría con el mayor porcentaje –aproximadamente el 41%-, seguido por los municipios, las gobernaciones, las universidades y el Fondo de Desarrollo Indígena Originario Campesino (FONDIOC) (Cuadro 3).

También por declaraciones de autoridades sectoriales, se conoce que la proyección de ingresos para los próximos diez años a distribuir entre los aportantes



al FPIEEH alcanzaría a 14.974 millones de dólares que permitiría no sólo la devolución acelerada –en dos años- sino la obtención de rendimientos elevados: 4.78 veces su aporte para el TGN, 9.74 veces para las gobernaciones, 4.08 para los municipios, 4.22 para las universidades públicas y 3.88 para el FONDIOC, haciendo un promedio global de 5.18 veces el aporte.

Sólo como ilustración, cabe mencionar que el actual incentivo de 30 dólares por barril dispuesto a fines de 2012 tuvo resultados francamente irrelevantes, pues la producción diaria promedio de petróleo crudo en dos años –hasta fines de 2014- se había incrementado apenas en 600 barriles. De ahí resulta que cada barril adicional, respecto a la producción de 2012, le costó al Estado la erogación de poco más de 280 dólares por unidad.

1 Este supuesto se basa en declaraciones del ministro de Hidrocarburos y Energía (La Razón de 8/10/2015). En otras declaraciones, el Vicepresidente Álvaro García Linera mencionó que el límite referencial sería un precio internacional de 70 dólares por barril (El Deber de 27/10/2015).

	Aporte	Participación	Ingresos en 10 años	Rendimiento
TGN	1.182,00	41%	5.647,00	4,78
Gobernaciones	417,00	14%	4.062,00	9,74
Municipios	1.031,00	36%	4.202,00	4,08
Universidades	159,00	6%	4.202,00	4,22
Fondioc	101,00	3%	391,88	3,88
	2.890,00	100%	14.973,88	5,18

Fuente: Elaboración propia con base en información de La Razón y Página Siete de 14/11/2015

Cuadro 4 Aportes al FPIEEH y efectos sobre los ingresos presupuestados en PGE 2016 (En dólares)							
	Aporte FPIEEH 2016 \$us	PGE 2016 \$us	PGE 2016 \$us Corregido	PGE 2015 \$us	Variación PGE 2016/ PGE 2015	Variación PGE 2016c/ PGE 2015	Variación PGE 2016c/ PGE 2015
TGN	52.148.379,64	293.260.456,18	241.112.076,54	509.852.132,76	(0,42)	(0,18)	(0,53)
Regiones	70.898.854,55	716.140.109,63	645.241.255,08	1.261.424.255,46	(0,43)	(0,10)	(0,49)
Fondioc	4.455.995,21	53.126.345,55	48.670.350,33	93.225.073,13	(0,43)	(0,08)	(0,48)
	127.503.229,40	1.062.526.911,35	935.023.681,95	1.864.501.461,35	(0,43)	(0,12)	(0,50)

Fuente: Elaboración propia con base en PL-319-15 e información de medios de prensa

Asumiendo que los ingresos proyectados por IDH en el Presupuesto General del Estado (PGE) 2016 alcanzan a 1.62 millones de dólares, obtenidos sobre un precio estimado de 45.16 dólares por barril –precio mayor al promedio de los últimos meses-, podemos suponer que elevar los ingresos en una proporción equivalente a 5.18 veces el monto de los aportes, supondría una elevación inusitada del precio del petróleo –por lo menos hasta los 75 dólares que constituiría el límite referencial máximo del incentivo- y, simultáneamente, el incremento extraordinario del volumen de producción y venta de hidrocarburos –en por lo menos 3.5 veces la producción actual. Ciertamente el cumplimiento de esas metas no parece realista, por lo que las promesas de rentas extraordinarias para los gobiernos sub-nacionales y, más aún, la devolución acelerada de sus aportes sólo estarían motivadas por la necesidad de obtener la aquiescencia de las autoridades de esas instituciones.

El TGN, los gobiernos sub-nacionales, las universidades y el Fondo Indígena, verán mermados sus presupuestos de ingresos por concepto de IDH debido al aporte para conformar el FPIEEH, que establece para cada uno el proyecto de ley de incentivos.

Si tomamos como referencia el valor del IDH previsto en el PGE 2016, que llega a poco más de 1.062 millones de dólares, el aporte del 12% sumaría 127.5 millones de dólares para el próximo año. De ese monto, correspondería al TGN más de 52 millones de dólares, a las regiones –gobiernos, municipios y universidades- poco más de 70 millones de dólares y al FONDIOC cerca de 4 millones y medio de dólares.

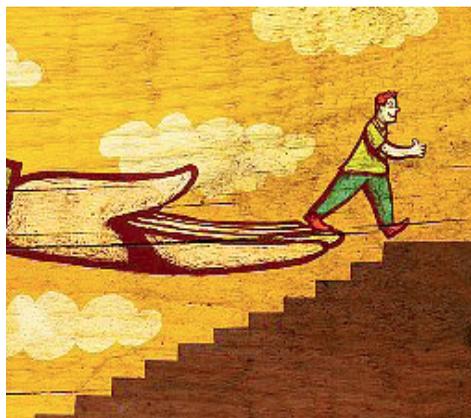
Entonces, considerando esos montos, los recursos que recibirían las distintas instituciones por concepto de IDH se reducirían en 12% respecto del proyecto de PGE 2016. Pero como ya el PGE 2016 contempla una caída de los ingresos por IDH de 43% respecto al 2015, implementando el aporte de la ley de incentivos acabarían reduciéndose en 50% respecto a lo presupuestado por el mismo concepto el pasado año, con los consiguientes efectos sobre la

capacidad de dichas instituciones para afrontar sus compromisos de inversión y de gasto (Cuadro 4)

Al interior de cada una de las instituciones citadas, la reducción es diferente, siendo la más afectada por la reducción, el TGN con 53%, frente al 49% de las regiones y 48% del FONDIOC.

En resumen, lo que se espera de la aplicación del incentivo no es que se eleven significativamente las reservas de petróleo necesario para la producción de combustibles para el mercado interno, sino para cumplir con los compromisos de exportación y generar recursos fiscales que financien las políticas del actual gobierno.

Esta Ley que dispone mejores condiciones para la inversión de las transnacionales en exploración y explotación, prometiéndoles nuevas y mayores ganancias, acaba revirtiendo en gran medida los resultados de la reforma impulsada por la Ley 3058 y la denominada “nacionalización” –esto es, del incremento del excedente apropiado por el Estado-, pues mejora la retribución a las empresas operadoras de hidrocarburos que resulta mayor, inclusive, que el precio internacional, amplía el incentivo a la producción de condensado asociado al gas natural, con lo que incentiva el agotamiento acelerado de las reservas probadas y porque facilita el ingreso de la inversión extranjera con nuevas modalidades de contratos y mayores facilidades en su trámite y aprobación.



Esta publicación cuenta con el apoyo de:



Síntesis en base a texto del autor Carlos Arze Vargas.

**Edición diseño y armado:**

Unidad de Comunicación y Gestión de Información del CEDLA.

**Ilustraciones:**  
CORBIS

*Las opiniones del autor o los autores no implica necesariamente la posición y el enfoque institucional de los organismos internacionales que apoyan esta publicación.*