

MENOS REGALÍAS SIGNIFICARÍA UN MAYOR COSTO PARA EL FISCO

¿Cómo financiará el gobierno central el desbalance de lo que recauda y lo que debe distribuir?



Por: Carlos Quiñones

El Ejecutivo presentó el Proyecto de Ley, PL 2145/2017-PE, que modifica la Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH), al Congreso de la República el 17 de noviembre de 2017. Este planteaba la modificación de 22 artículos y la inclusión de otros 6, con el objeto de promover la industria de hidrocarburos, venida a menos en los últimos tiempos, sobre todo la producción petrolera en la selva norte del país. En resumen, los cambios a la LOH propuestos se basan en, otorgar mayor discrecionalidad a Perúpetro, incrementar los plazos de los contratos, agilizar los trámites a través de la creación de una Ventanilla Única, y abrir la posibilidad de renegociación de las regalías, entre otros.

El Congreso de la República, a través de la Comisión de Energía y Minas, elaboró el dictamen respectivo, en junio 2018, incluyendo algunos cambios de fondo al tema socio-ambiental, sobre las cuales organizaciones ambientalistas, como DAR-Perú, ya han expresado sus críticas y advertido sus riesgos. Dichos cambios, establecen que toda norma o dispositivo relacionado tenga validez solo bajo opinión favorable del Ministerio de Energía y Minas (MINEM)¹, y precisan aún más el rol de PERUPETRO como principal agente en las negociaciones de las concesiones petroleras.

¹ El Ministerio del Ambiente conjuntamente al Ministerio de Energía y Minas, enviaron una carta con texto modificatorio al Congreso para que el primero recupere facultades y se posicione como ente rector de la gestión ambiental. Sin embargo, dicha modificatoria aún no ha sido incluida en el dictamen.

Cabe precisar que, en medio de la turbulenta coyuntura política y las críticas recibidas incluso desde el MEF, el referido dictamen, ha vuelto a la Comisión para su revisión, lo cual abre la posibilidad de una mayor discusión que permitan mejorar el proyecto atendiendo las observaciones y modificatorias reclamadas desde la Sociedad Civil².

El objetivo de esta nota de análisis es evaluar la solidez de los argumentos que sustentan esta propuesta legislativa y ofrecemos estimaciones, bajo determinados supuestos, para conocer cuál podría ser el impacto fiscal de una posible modificación de las regalías. En síntesis, no encontramos argumentos consistentes que justifiquen los cambios propuestos, agilizando la renovación de los contratos a los actuales operadores y de algún modo aceptar la posibilidad de renegociación de las regalías. Calculamos que tras una hipotética reducción del porcentaje de regalías al 5%, el Estado estaría dejando de percibir ingresos por un aproximado de US\$/71 millones.

1. Una mirada rápida al contexto nacional expuesto en el PL: la producción de petróleo en declive

De acuerdo al documento de Exposición de Motivos del PL mencionado, se busca adecuar el marco normativo del sector hidrocarburífero, en especial el del subsector petrolero, al nuevo contexto de precios bajos asociado con la mejora tecnológica en el proceso de extracción y el levantamiento de sanciones comerciales de los principales productores de petróleo. Al ser absueltas estas penalidades, incrementó la oferta mundial, a pesar de la caída en la demanda, disminuyendo el precio del petróleo (en el 2012 alcanzó US\$ 105 por barril y en el 2017 US\$ 56 por barril). En este nuevo contexto, el objetivo del PL sería el de reactivar las inversiones en las actividades de exploración y explotación, y, así, aumentar la producción de hidrocarburos en el país. Asimismo, busca que se pueda contar con un abastecimiento energético competitivo y que se pueda lograr la autosuficiencia en la producción, en cumplimiento de los objetivos de Política Energética Nacional³.

En el plano nacional, uno de los argumentos para justificar la norma es el desbalance entre la creciente demanda por derivados de petróleo y una producción en declive, dando como resultado un déficit de oferta que es cubierto con importaciones. En efecto, la producción viene sufriendo desde varios años una disminución continua⁴: para el año 2017 la producción de petróleo fue de 44mil barriles por día (MBIs/d), la cual, comparada con la del 2001 equivale a la mitad. (Ver gráfico 1). Por su parte, la demanda nacional de crudo, para el 2017, fue de 169 MBIs/d⁵. El desbalance tiene como consecuencia que Perú tenga que importar el 74% del petróleo que consume.

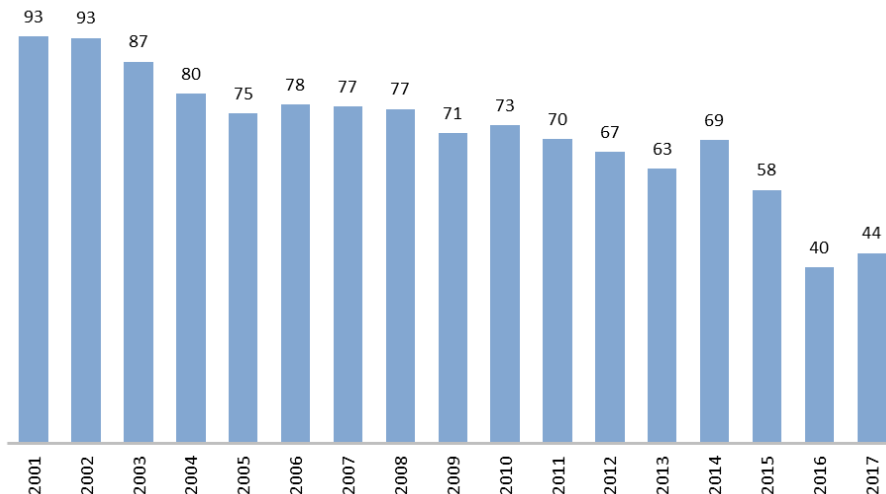
² Organizaciones como Derecho, Ambiente y Recursos Naturales (DAR) enfatizan que la modificatoria, así diseñada, no respeta la institucionalidad ambiental, debilita los estándares ambientales, y no incluye la consulta previa, vulnerando el derecho a opinión de los pueblos indígenas. <https://goo.gl/7Lcyxv>

³ Proyecto de Ley N°2145 - Ley de Promoción de la Industria de Hidrocarburos. Pág.16.

⁴ Debido en parte a que se explotan los mismos pozos descubiertos muchos años, como el de Talara, hace más de 100 años, y el de la Selva, con más de 40 años.

⁵ OSINERGMIN (2018) Reporte Semestral de Monitoreo del Mercado de Hidrocarburos

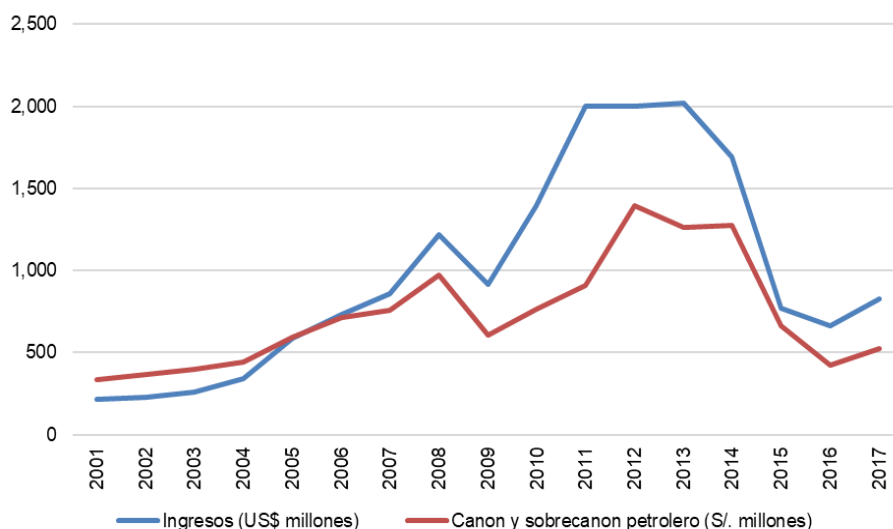
**GRÁFICO 1. EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE PETRÓLEO
(EN MILES DE BARRILES POR DÍA)**



Fuente: Estadística Petrolera Perúpetro

Otro de los argumentos para justificar este cambio normativo, es la disminución de los ingresos por regalías petroleras. Efectivamente, como se puede observar en el siguiente gráfico la caída de los ingresos por regalías ha sido fuerte y se explica, además de los factores de mercado, por las sucesivas rupturas en el oleoducto norperuano y los conflictos sociales que trajeron consigo con las comunidades indígenas afectadas.

**GRÁFICO 2. EVOLUCIÓN DE LOS INGRESOS Y DISTRIBUCIÓN DEL CANON Y SOBRECANON
PETROLERO
(EN MILLONES DE US\$ y S/.)**



Fuente: Estadística Petrolera Perúpetro

En suma, el subsector atraviesa por un momento difícil, con una producción en declive traducido en menores ingresos por regalías y por concepto de impuesto a la renta recaudados en los últimos años⁶. A su vez, esto afecta drásticamente los ingresos por canon petrolero para las regiones productoras, siendo la más afectada Loreto, seguida de Ucayali, Piura, Tumbes y Huánuco. Frente a esta situación, la pregunta que corresponde es: ¿es el actual marco normativo un determinante del declive productivo del petróleo o hay otros factores, igual o más importantes, que intervienen?

2. Adecuación del marco normativo

Los cambios normativos ¿atacan el problema de fondo?

Inicialmente el PL presentado por el ejecutivo buscaba modificar 22 artículos e incluir 6 nuevos; mientras que en el dictamen aprobado en el Congreso las modificaciones tocan a 33 artículos y los nuevos aumentan a 8, acentuando los temas controversiales y por tanto los cuestionamientos ya realizados a la versión original. Ambos textos apuntan principalmente a: (i) flexibilizar las exigencias ambientales, (ii) ampliar el plazo de contrato de 30 a 40 años; (iii) incluir la prórroga por única vez por 20 años adicionales, sujeto a condiciones de inversión; y, (iv) abrir la posibilidad de renegociar los niveles de regalías con tendencia a la baja, para las áreas que contengan recursos no convencionales (*shale gas* o gas de esquisto). En la tabla siguiente, presentamos mayor detalle.

TABLA 1. RESUMEN DE LAS MODIFICACIONES PROPUESTAS

Modificación e incorporación	LOH vigente	Proyecto presentado por el Ejecutivo	Comisión Energía y Minas
Art. 12 – Modificación de contratos	DS refrendado por MEF y MINEM, a los 60 días de solicitado		Aprobación por Acuerdo de Directorio <i>PERUPETRO</i> , con opinión favorable de MINEM y MEF, a los 60 días de solicitado
Art. 22 – Plazos	Los plazos máximos de los contratos serán, tratándose de petróleo crudo, hasta 30 años	Los plazos máximos de los contratos serán, tratándose de petróleo crudo, hasta 40 años	Los plazos máximos de los contratos serán, tratándose de petróleo crudo, hasta 40 años
Art. 22A – Renovación del contrato		El plazo del contrato puede prorrogarse por única vez por un plazo de 20 años para el cual se debe de presentar un plan de desarrollo.	El plazo del contrato puede prorrogarse por única vez por un plazo de 20 años para el cual se debe de presentar un plan de desarrollo.
Art. 22A – Menores regalías		Si el Plan de desarrollo contempla proyectos piloto o masivos de recuperación mejorada se reconoce una menor regalía o mayor retribución	Si el Plan de desarrollo contempla proyectos piloto o masivos de recuperación mejorada se reconoce una menor regalía o mayor retribución
Art. 47 – Regulación de las regalías y retribuciones	En cada contrato se aplicará el porcentaje de regalía y retribución correspondiente		En cada contrato se aplicará el porcentaje de regalía y retribución correspondiente, <i>el cual puede fluctuar de acuerdo a las condiciones que se establezcan en el reglamento y el contrato respectivo.</i>

⁶ Según datos de la SUNAT, en el 2014 el Gobierno central percibió por pago de Impuesto a la Renta del sector Hidrocarburífero, el monto de S/. 2,228 millones. En el 2015 el monto se redujo a S/. 978 millones y en el 2016 a S/.422 millones.

3ra. Disposición Complementaria	Los contratistas podrán pedir la adecuación a la nueva normatividad	Los contratistas podrán pedir la adecuación a la nueva normatividad, <i>con inclusión de clausula anticorrupción.</i>	Precisa que las modificaciones a los contratos se aprobarán por Acuerdo de Directorio de PERUPETRO.
4ta. Disposición complementaria		Renegociación de Regalías Contratistas con contrato suscrito a la entrada en vigencia de la ley, podrán solicitar renegociación de regalías y retribuciones a PERUPETRO, que se aplicará a producción base o incremental.	Renegociación de Regalías Contratistas con contrato suscrito a la entrada en vigencia de la Ley, podrán solicitar renegociación de regalías y retribuciones a PERUPETRO, que se aplicará a producción base o incremental. <i>PERUPETRO suscribirá las modificaciones.</i>

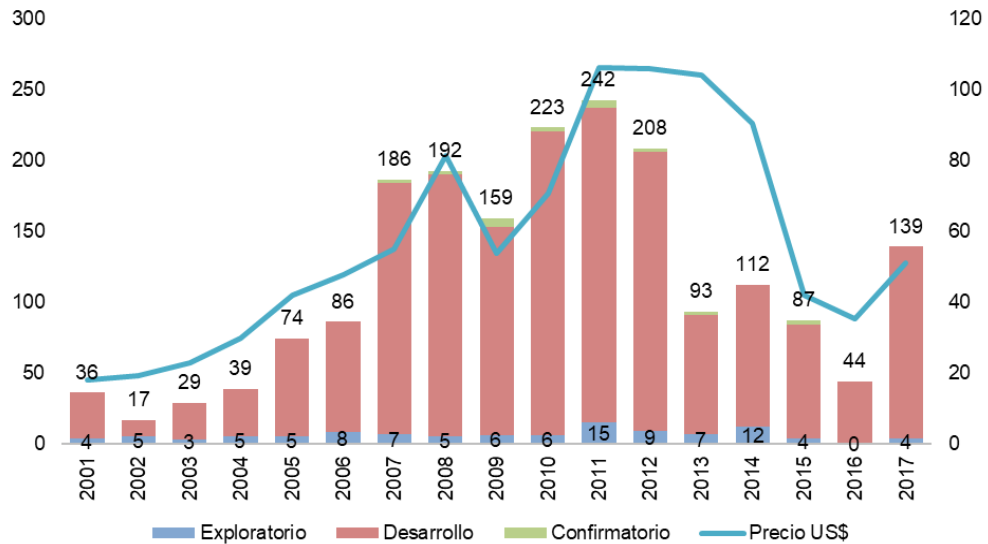
Fuente: Ley N° 26221, Proyecto de Ley N° 2145

Se entiende que el resultado esperado es el incremento de las inversiones y de la producción petrolera y, consiguientemente de los ingresos del Estado, superando ampliamente los gastos, representados, por ejemplo, por las posibles menores regalías. Sin embargo, considerando el comportamiento de las inversiones de los últimos 20 años, inclusive en los años de altos precios que dio una coyuntura muy favorable para las empresas, observamos que estas se limitaron a desarrollar la explotación de pozos ya existentes. En efecto, entre 1997 – 2017, se perforaron 1,934 pozos de desarrollo, mientras que los de exploración sumaron solo 128. Es decir, las empresas prefirieron seguir extrayendo las reservas existentes aprovechando los precios altos sin realizar inversiones significativas en la ampliación de las reservas existentes. ¿Cuáles serían los incentivos para que ahora cambien de comportamiento? ¿Son las menores exigencias ambientales, facilidades administrativas y las posibles menores regalías las que induzcan este cambio? ¿O son cambios normativos inducidos por lobbies económicos que sólo buscan una mayor renta extractiva? Son las interrogantes que saltan a la mente, toda vez que seguirían siendo los mismos operadores. Veamos algunas cifras.

Las inversiones en exploración dependen en gran medida de los precios

Los datos muestran que la dinámica de la perforación de los pozos tiene una alta correlación con la del precio del *commodity*: la perforación de los pozos se “reactiva” cuando suben los precios y viceversa, además de una tendencia por mantener la exploración en los ya desarrollados pese al contexto favorable (ver gráfico 3).

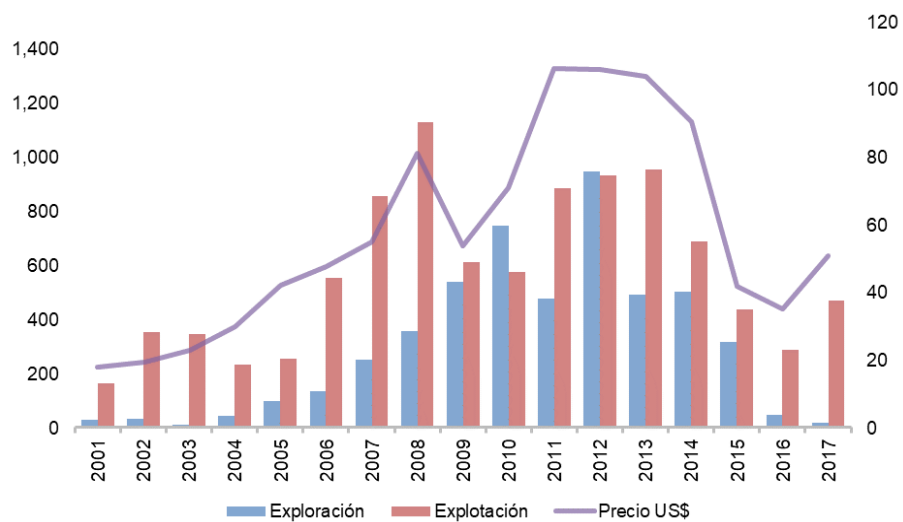
GRÁFICO 3. NÚMERO DE POZOS PERFORADOS SEGÚN TIPO, 1998- 2017 (EN UNIDADES)



Fuente: Estadística Petrolera PERUPETRO

El mismo comportamiento se repite con la inversión en explotación por los contratantes. De manera similar, aunque menos evidente que la anterior, las inversiones en exploración también son más altas en años con precios más altos (ver gráfico 4).

GRÁFICO 4. INVERSIONES EN PROYECTOS DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN. (EN MILLONES DE US\$)



Fuente: Estadística Petrolera PERUPETRO

En conclusión, las cifras demuestran que las inversiones en exploración y explotación de petróleo, dependen en gran medida de los precios internacionales y su evolución. No hay evidencia de que el relajamiento de las exigencias ambientales, facilidades administrativas y menores regalías, reactiven las inversiones en el sector. Pero si cabe recordar que, con el mismo discurso, entre el 2013 y el 2014 se tomaron medidas similares para reactivar la inversión minera, sin embargo los hechos demuestran que no se produjo como se esperaba: disminuyeron los ingresos por la rebaja del impuesto a la renta, se vulneraron los derechos de las comunidades indígenas traducidos en aumento de conflictos sociales precisamente por la aplicación de estas medidas para “facilitar la inversión” (como ocurre en el proyecto Las Bambas).⁷

3. Ventajas y desventajas de la renovación automática

En la tabla antes presentada se muestra el artículo 22-A, en el cual se contempla la opción de renovación de los contratos, hasta por 20 años adicionales, tras la presentación de un plan de desarrollo que garantice mantener los niveles de producción por los años que queden de contrato, y otro nuevo, correspondiente al periodo de prórroga solicitado. La medida busca evitar la problemática identificada según la cual a medida que se acerca la fecha de término de los contratos, las empresas suelen cancelar los proyectos de inversión, impactando así negativamente en la producción. En otras palabras, se trata de evitar un “quiebre” más profundo de la producción y la recaudación fiscal en el subsector petrolero. Complementariamente, esto implicaría la reducción del tiempo de espera para la obtención de permisos de carácter socioambiental dado que en el PL se hace referencia a los “...prolongados tiempos de espera para que se reinicien las actividades de explotación, debido a la carga de trámites administrativos”.

En adición a lo anterior, es importante mencionar que la mayor parte de los lotes cuyos contratos están por vencer en los próximos siete años⁸, están ubicados en la costa norte, en Loreto y Ucayali, y serían las empresas que las operan dichos lotes los beneficiados con las medidas mencionadas. Ellas acumulan más del 70% de la producción total del recurso y alrededor del 68% del total de regalías petroleras (el detalle de los lotes y empresas se muestra en el Anexo 2).

Otro de los costos que resulta de la renovación automática, en lugar de hacerlo por concurso, es el hecho de que se suprime el factor competencia en el proceso de licitación del lote. Esto es importante en cuanto se sustrae a la autoridad competente, en este caso a PERÚPETRO, la posibilidad de escoger al postor que presente las mejores condiciones a favor del Estado. Por lo tanto, considerando la duración de los contratos y la posibilidad de disminuir el porcentaje de regalías, es necesario evaluar más a fondo si el beneficio de continuar la producción (con renovación automática) es superior comparado al que se podría obtener optando por la alternativa de la licitación del lote con mejores condiciones (no solo fiscales). Lamentablemente, el proyecto en cuestión no cuenta con una buena evaluación comparativa de estas alternativas y, si realmente se quiere legislar pensando en los intereses del país, habría que hacerlo.

⁷ Wiener (2018) Gobernanza y gobernabilidad: el caso Las Bambas. Lima: CooperAcción.

⁸ Estos son: I, V, VII/VI, X, Z-2B, 8, 31B-31-D y 31C

Una rebaja de las regalías implica menos ingresos fiscales

En el artículo 22-A del dictamen se otorga a las empresas la posibilidad, tras la inclusión de proyectos pilotos o masivos de recuperación mejorada en los planes de desarrollo, de reconocer una reducción en el pago por concepto de regalías aplicable la producción incremental. Para esto, cabe recordar que el Artículo 3 del DS017-2003-EM, introduce la metodología por escalas de producción según la cual se considera la siguiente escala para la determinación de la regalía⁹:

Nivel de producción fiscalizada (MBPDC)	Regalía en porcentaje
< 5	5%
5 - 100	5 – 20%
> 100	20%

Fuente: DS 017-2003-EM.

Debido a su poca claridad y en cuanto no se hace mención a ninguna cifra en particular, la modificatoria propuesta causa controversia y cierta confusión. Cabe la pregunta de si será PERUPETRO el encargado de negociar dichos porcentajes con las empresas y de asumir los riesgos que ello implica. Siendo esta una posibilidad, ¿Cuál sería el impacto de una rebaja de las regalías en los ingresos fiscales y en los ingresos por canon en el corto y mediano plazo?

Mediante ejercicio ilustrativo, y suponiendo que los lotes que se acojan a la normatividad propuesta se les redujera la regalía, manteniendo los mismos niveles de producción, encontramos los siguientes resultados: Una reducción del nivel actual de 27.8% promedio al 5% en la regalía, se traduciría en una reducción de los ingresos para el Estado de US\$ 71.2 millones por año; con una reducción al 10%, sería de US\$ 53.1 millones; y, por último, una disminución al 15%, provocaría ingresos menores por US\$ 34.9 millones. Ver tabla 2.

⁹ Dado que los proyectos que están próximos a vencer fueron firmadas antes de la entrada de vigencia del Decreto Supremo mencionado no cuentan con la metodología de cálculo de regalías según la producción incremental.

TABLA 2. ESCENARIOS POR LA MODIFICACIÓN DE REGALÍAS¹⁰

Año 2017			
Lote	Valor de la producción petrolera US\$	% Regalías actual aproximado.	Regalías petroleras US\$
8	84,493,529	25.5%	21,581,045
31B y 31D	1,426,609	35.9%	511,564
VII/VI	59,446,230	26.1%	15,511,530
X	217,296,843	23.8%	51,786,074
Total			89,390,215

Escenario 1				
Lote	Valor de la producción US\$	% Regalías	Regalías US\$	Pérdida del Estado US\$
8	84,493,530	5%	4,224,676	17,356,369
31B y 31D	1,426,609	5%	71,330	440,234
VII/VI	59,446,230	5%	2,972,312	12,539,219
X	217,296,843	5%	10,864,842	40,921,233
Total			18,133,161	71,257,055

Escenario 2				
Lote	Valor de la producción US\$	% Regalías	Regalías US\$	Pérdida del Estado US\$
8	84,493,530	10%	8,449,353	13,131,692
31B y 31D	1,426,609	10%	142,661	368,904
VII/VI	59,446,230	10%	5,944,623	9,566,907
X	217,296,843	10%	21,729,684	30,056,391
Total			36,266,321	53,123,894

Escenario 3				
Lote	Valor de la producción US\$	% Regalías aprox.	Regalías US\$	Pérdida del Estado US\$
8	84,493,530	15%	12,674,029	8,907,016
31B y 31D	1,426,609	15%	213,991	297,574
VII/VI	59,446,230	15%	8,916,935	6,594,596
X	217,296,843	15%	32,594,526	19,191,548
Total			54,399,482	34,990,733

¹⁰ El ejercicio incluye solo los lotes petroleros con contratos de licitación y fecha de expiración en menos de 7 años.

Como se sabe, las regiones de donde se extrae petróleo reciben transferencias por concepto de canon y sobrecanon petrolero. Es importante precisar de que el canon petrolero que reciben las regiones es independiente de las regalías que cobra el Estado, en la medida que su base de cálculo es el 15% del valor del recurso extraído, más el sobrecanon equivalente a 3.75% del valor del recurso extraído. A ello se adiciona desde el 2012, el 50% del impuesto a la renta declarado por las empresas petroleras y operadoras de servicio.

Por lo dicho antes, una eventual disminución de las regalías petroleras no afectaría en principio al canon y sobrecanon petrolero¹¹. Los que sí se verían afectados son los ingresos fiscales del Gobierno Central, el cual además tendría que financiar los recursos faltantes. Probablemente por ello el MEF se ha pronunciado mediante opinión desfavorable con respecto a este proyecto de ley¹², advirtiendo sobre la posibilidad de desbalance entre el monto recaudado (por regalías) y el distribuido (por canon y sobre canon), que como vimos bordea la suma de US\$ 71 millones.

4. A modo de conclusión

- Con el objetivo de reactivar las inversiones y la producción petrolera el Proyecto de Ley plantea agilizar algunos permisos, entre ambientales y procedimentales, ampliando la discrecionalidad de Perupetro, lo que ha generado un conjunto de justificadas críticas de organizaciones de la sociedad civil.
- Con el argumento de dar continuidad a la producción y evitar interrupciones en el proceso productivo, la norma plantea ampliar el plazo a los contratistas actuales, casi de manera automática, en 20 años adicionales, condicionado a un plan de inversión, cuyo cumplimiento es dudoso si consideramos los antecedentes de los últimos 15 años.
- Las cifras de los últimos 15 años muestran que las inversiones y la producción petrolera dependen en gran medida de la evolución de los precios. Se constata también que incluso en los años de buenos precios, las inversiones en exploración petrolera fueron muy reducidas. Siendo así, quedan muchas dudas sobre el efecto que las medidas flexibilizadoras de las exigencias ambientales y procedimientos administrativos tendrían sobre las inversiones.
- No podemos apostar por un modelo en donde dejamos la iniciativa al contratista, toda vez que este se orienta más por su rentabilidad. Un indicador de esto se puede ver reflejado en el contexto de precios altos dado que no existió el incentivo para buscar nuevos recursos, por el contrario, se verificó el casi exclusivo aprovechamiento de los ya conocidos.

¹¹ por el contrario, este podría inclusive incrementar en la medida que las regalías son consideradas como gastos en la estructura del estado de resultados de la empresa, por lo que una disminución de estas implicaría un impacto positivo en las utilidades (art. 45 de la LOH)

¹² <https://goo.gl/XkA9N6>

- Si bien se defiende el rol del Estado en intervenir en sectores estratégicos con tal de aportar bienestar a la ciudadanía, se sostiene que en este caso los argumentos base parecieran no ser suficientes y más bien valdría preguntarse si es que el foco debería de estar en otros sectores, menos volátiles que el sector extractivo, y que apunten a un desarrollo menos incierto y de mayor plazo.
- El análisis de las implicancias de una posible rebaja en las regalías arroja que estas traerían consigo más costos que beneficios, siendo la cuenta fiscal la más afectada ya que dejaría de recaudar sumas significativas de ingresos. En el caso de una hipotética reducción del porcentaje de regalías al 5%, el Estado estaría dejando de recaudar US\$. 71 millones; y si la rebaja es al 15% se pierden US\$ 35 millones. Además, el MEF tendría que encargarse de complementar los ingresos faltantes por canon y sobrecanon petrolero para las regiones afectadas (Piura, Tumbes, Ucayali, Loreto)
- Finalmente, en términos comparativos, al optar por una alternativa de renovación automática de contratos en lugar de una licitación pública competitiva, el país pierde no solamente mejores ingresos sino el contar con empresas de mayor capacidad de inversión y tecnológica que las actuales.
- El Estado debe tener mayor disposición sobre sus recursos naturales. Generar esquemas de licitación o de participación de su empresa pública, pueden generar mejores escenarios.

Nota de Información y Análisis

ANEXO 1. REGALÍAS PETROLERAS POR LOTE (EN DÓLARES)

TIPO CONTRATO	LOTE	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Licencia	II	12,216,682	7,036,835	8,464,322	10,456,820	9,546,911	8,492,241	7,166,427	3,167,640	2,157,522	2,675,818
Licencia	III.	29,053,005	37,507,271	40,823,027	64,064,016	44,316,847	37,414,831	27,329,743	8,966,267	4,409,557	5,161,428
Licencia	IV.	27,650,988	11,182,856	13,069,675	16,394,388	15,131,368	13,538,210	11,588,105	3,039,327	2,975,732	9,775,181
Licencia	VII/VI	19,024,790	11,405,039	13,761,542	17,386,405	17,771,331	16,904,138	15,244,048	10,392,601	11,621,803	15,504,920
Licencia	X	201,739,407	80,134,853	120,935,274	231,189,515	250,091,380	192,720,727	147,715,700	45,889,011	32,870,193	51,786,075
Licencia	XIII	20,171,452	18,999,687	33,702,575	51,978,254	42,813,014	61,972,953	72,488,723	24,212,721	17,560,406	16,636,707
Licencia	XV	265,061	169,720	268,285	1,740,058	2,086,192	1,351,921	969,009	454,025	300,856	313,338
Licencia	IX	6,534,603	194,684	307,084	349,110				60,700	738,849	1,038,994
Licencia	XX	258,084				292,097	252,372	183,443		35,147	41,922
Licencia	8	117,381,412	65,135,051	75,795,299	93,086,702	94,270,325	81,688,749	74,136,827	26,203,608	9,999,168	21,581,045
Licencia	1-AB	215,247,315	105,349,688	140,544,649	186,095,653	168,067,066	147,272,004	116,588,424	30,528,623		
Licencia	31 B/D	6,428,788	3,365,520	4,511,229	5,919,750	5,372,757	4,790,979	4,378,052	1,926,142	466,777	511,565
Licencia	31-E	468,489	344,990	430,228	520,226	551,773	597,981	423,435	179,581	83,323	72,365
Licencia	67						164,980	15,226,562	518,479	3,891	
Licencia	131						68,123	4,657,498	12,301,466	7,179,937	12,657,344
Licencia	Z-1		2,911,375	6,292,330	7,468,727	6,893,129	4,927,676	9,164,395	3,707,919	2,214,838	2,240,520
Licencia	95						30,302				
Licencia	102	3,337,721					236,353				
Licencia	Z-6				80,283	-					
Servicios	I	8,186,381	4,646,537	6,755,647	8,379,070	9,699,633	10,685,425	3,850,037	3,850,037	2,905,385	3,036,624
Servicios	V	2,618,276	1,122,401	1,567,954	2,239,146	2,188,975	1,897,491	521,040	521,040	423,205	463,512
Servicios	IX	6,534,603	3,306,754	4,507,569	6,753,768	6,614,614	5,468,052	443,808	443,808		
Servicios	Z-2B	64,510,280	41,325,511	54,609,982	71,705,988	78,761,350	62,943,860	23,125,948	23,125,948	19,449,826	23,203,654
Servicios	192							3,212,527	3,212,527	4,792,306	4,607,614
TOTAL PETROLEO		741,627,337	394,138,772	526,346,671	775,807,879	754,468,762	653,419,368	538,413,752	202,701,471	120,188,722	171,308,626
TOTAL HIDROCARBUROS		1,217,337,108	913,264,172	1,390,531,097	2,095,960,131	1,999,776,162	2,019,759,941	1,690,625,448	765,732,696	660,253,645.59	829,831,989

ANEXO 2. CONTRATOS SEGÚN PERIODO DE VIGENCIA

	LOTE	FECHA DE SUSCRIPCIÓN	CONTRATISTA	FECHA DE TÉRMINO	MODALIDAD DE CONTRATO
NOR OESTE	I	27-dic-91	GMP	24-dic-21	SERVICIOS
	II	05-ene-96	MONTERRICO	04-ene-26	LICENCIA
	III	31-mar-15	GMP	04-abr-45	LICENCIA
	IV	31-mar-15	GMP	04-abr-45	LICENCIA
	V	08-oct-93	GMP	05-oct-23	SERVICIOS
	VII/VI	22-oct-93	SAPET	21-oct-23	LICENCIA
	IX	16-jun-15	UNIPETRO	16-jun-45	LICENCIA
	X	20-may-94	CNPC	19-may-24	LICENCIA
	XIII	30-may-96	OLYMPIC	03-nov-36	LICENCIA
	XV	26-may-98	MONTERRICO	25-may-28	LICENCIA
	XX	19-ene-06	MONTERRICO	18-ene-36	LICENCIA
ZOCALO	Z-2B	16-nov-93	SAVIA	15-nov-23	OPERACIONES
	Z-1	30-nov-01	BPZ	28-ene-32	LICENCIA
	Z-6	20-mar-02	SAVIA	19-mar-32	LICENCIA
SELVA NORTE	192	30-ago-15	PACIFIC	28-feb-19	SERVICIOS
	8	20-may-94	PLUSPETROL NORTE	19-may-24	LICENCIA
	64	07-dic-95	GEOPARK/PETROPERU	12-may-33	LICENCIA
	67	13-dic-95	PERENCO	12-feb-31	LICENCIA
SELVA CENTRAL	31B y 31D	30-mar-94	MAPLE	29-mar-24	LICENCIA
	31C	30-mar-94	AGUATIA	29-mar-24	LICENCIA
	31-E	06-mar-01	MAPLE	05-mar-31	LICENCIA
	131	21-nov-07	CEPSA	18-ene-38	LICENCIA
SELVA SUR	56	7-Set-04	CONSORCIO CAMISEA	6-Set-44	LICENCIA
	88	09-dic-00	CONSORCIO CAMISEA	08-dic-40	LICENCIA
	57	27-ene-04	REPSOL/CNPC	26-ene-44	LICENCIA
	58	09-Set-05	CNPC	08-Set-45	LICENCIA

*Nota: en naranja a quienes alcanzaría la norma propuesta